



Informe CND

**Dirigido al Consejo
Nacional de Operación**

Documento XM-CND-092

Jueves 3 de diciembre de 2015

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

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM – CND – 092
Jueves 3 de diciembre de 2015**

Situación operativa

- Entrada de nuevos proyectos
- Cargabilidad de transformadores
- Condición operativa Santander
- Disminución de térmica por AGC

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación y Disponibilidad

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Índices Resolución CREG 026 de 2014

Varios

- Mantenimientos gas
- Comportamiento TIES
- Reconfiguración circuitos Nueva Barranquilla – Sabana1 220 kV y Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV
- Balance reporte información PSSs
- Indicadores de calidad de la operación

Situación operativa



**Situación
Operativa**

Entrada de nuevos proyectos

Proyectos que entraron en operación en noviembre de 2015

Unidad 2 planta Cucuana

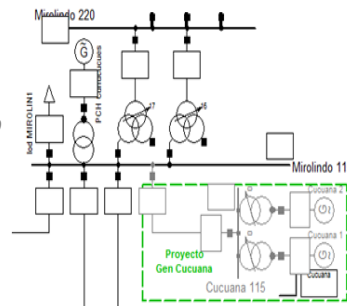
EPSA

Fecha de puesta en operación (FPO): Noviembre 10 de 2015

Impacto: “Con la entrada en operación de la planta Cucuana se observa un aumento en la criticidad de la contingencia de la línea Mirolingen – Papayo 115 kV que sobrecarga la línea Mirolingen – Brisas 115 kV y en estado normal de operación se sobrecarga la línea Regivit – Cajamarca 115 kV”.

Primer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo – 2015

Actualmente se está gestionado con ENERTOLIMA el cambio de la relación de transformación del CT para liberar el corte.



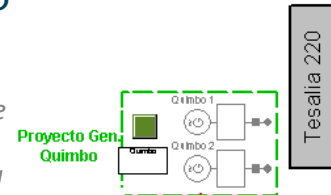
Planta El Quimbo

EMGESA

Fecha de puesta en operación (FPO) : 16 de noviembre de 2015

Impacto: “Con la entrada en operación de la planta de generación El Quimbo aparecen nuevamente las restricciones asociadas al corte Betania – El Bote 115 kV / Tseboruco – El Bote 115 kV. (...) Quimbo contribuyen a mantener el perfil de tensiones dentro de los límites permitidos evitando tensiones elevadas en las subestaciones del área”.

Primer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo - 2015



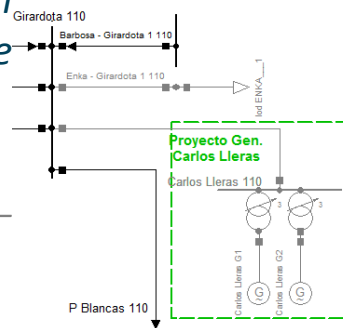
Planta Carlos Lleras

HIDRALPOR

Fecha de puesta en operación (FPO): Unidad 1 y 2: 22 de noviembre de 2015

Impacto: “(...) permite descargar el transformador de Barbosa 220/110 kV y las líneas Barbosa – Girardota 110 kV y Riogrande – Girardota 110 kV, sin embargo se presenta aumento en el flujo de potencia por la línea Girardota – Zamora a 110 kV”.

Segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo - 2015



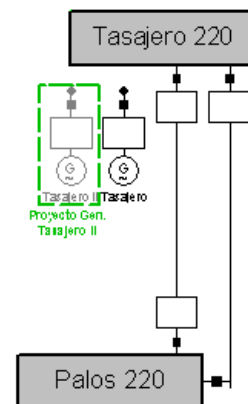
Planta Tasajero 2

TASAJERO 2

Fecha de puesta en operación (FPO): 30 de noviembre de 2015

Impacto: “De acuerdo con los parámetros que se tienen al momento de la planta Termotasajero II, el peso asignado como unidad para soporte de tensión para el área Nordeste es el mismo que el de Termotasajero, es decir, una equivalencia de tres (3).”

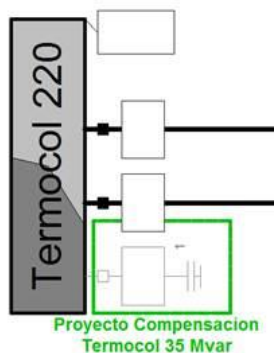
Segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo - 2015



Compensación capacitiva subestación termocol

ITCO

Fecha de puesta en operación (FPO): noviembre 17 de 2015



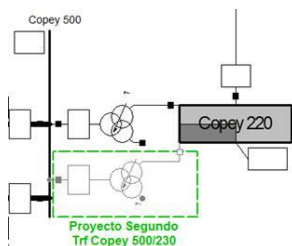
Impacto: Con la entrada en operación del transformador de Copey y el condensador de Termocol se reduce el requerimiento de unidades de Guajira para el soporte de tensión. Para la demanda máxima del año 2015, considerando red completa no se observa necesidad de unidades de Guajira para el soporte de tensiones.

Tercer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo – 2015

UPME 02-2013: Transformador copey 500/220/34.5 kV

ITCO

Fecha de puesta en operación (FPO) programada: noviembre 24 de 2015



Impacto: Con la entrada en operación del transformador de Copey y el condensador de Termocol se reduce el requerimiento de unidades de Guajira para el soporte de tensión. **Para la demanda máxima del año 2015, considerando red completa no se observa necesidad de unidades de Guajira para el soporte de tensiones.**

Tercer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo – 2015

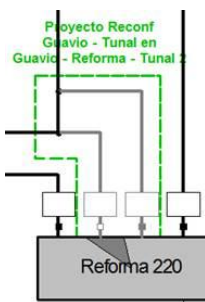
UPME-02-2014 conexión de la subestación reforma al circuito Guavio – Tunal 230 kV

ITCO

Fecha de puesta en operación (FPO) : noviembre 25 de 2015

Impacto: Aumenta la confiabilidad de la subárea Meta. Se evidencia un cambio en los tiempos críticos de despeje de fallas en la subestación Reforma 230 kV. El tiempo crítico de la subestación Guavio 230 kV se mantiene igual con la reconfiguración de la línea.

Segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo - 2015



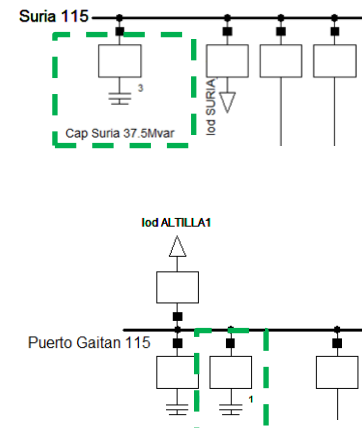
Compensación Meta: Suria 3x12.5 MVar , Puerto Gaitan 5 MVar

EMSA

Fecha de puesta en operación (FPO): 30 de noviembre de 2015

Impacto: “Mejora el perfil de tensiones en la subárea Meta. No disminuye unidades equivalentes del área Oriental”

Segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo - 2015



**Situación
Operativa**

Cargabilidad de transformadores

Cargabilidad de transformadores

Noviembre 2015

Alta cargabilidad ([Carg.] > 95%)

Transformador	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
BOSQUE 4 150 MVA 220/66 KV	1	98.54 %	ATR Bosque 2 150 MVA 220/110/66 kv	Mayo 2017
URRA 1 90 MVA 230/110 KV	1	96.44 %	Chinú - Montería - Urabá 220 kv	Nov. 2016
LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV*	3	99.67 %	ATR Guatiguará 2 230/115 kv 150 MVA ATR Barranca 2x 90 MVA 230/115 kv	Dic. 2017 Dic. 2019
BARRANCA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV*	2	95.71 %	ATR Guatiguará 2 230/115 kv 150 MVA ATR Barranca 2x 90 MVA 230/115 kv	Dic. 2017 Dic. 2019

Sobrecarga ([Carg.] > 100%)

Transformador	# ocurrencias (días)	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
URRA 1 90 MVA 230/110 KV	1	106.18 %	Chinú - Montería - Urabá 220 kv	Nov. 2016
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	1	108.02 %	Nuevo punto de conexión San Juan 220/110 kv ATR 3 Valledupar 220/34.5 kv	Nov. 2018
CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 KV**	1	100.48 %	Chinú - Montería - Urabá 220 kv ATR Montería 2x100 MVA 220/110 kv -	Nov. 2016 Nov. 2017

*Durante los días que un transformador de Bucaramanga estuvo indisponible

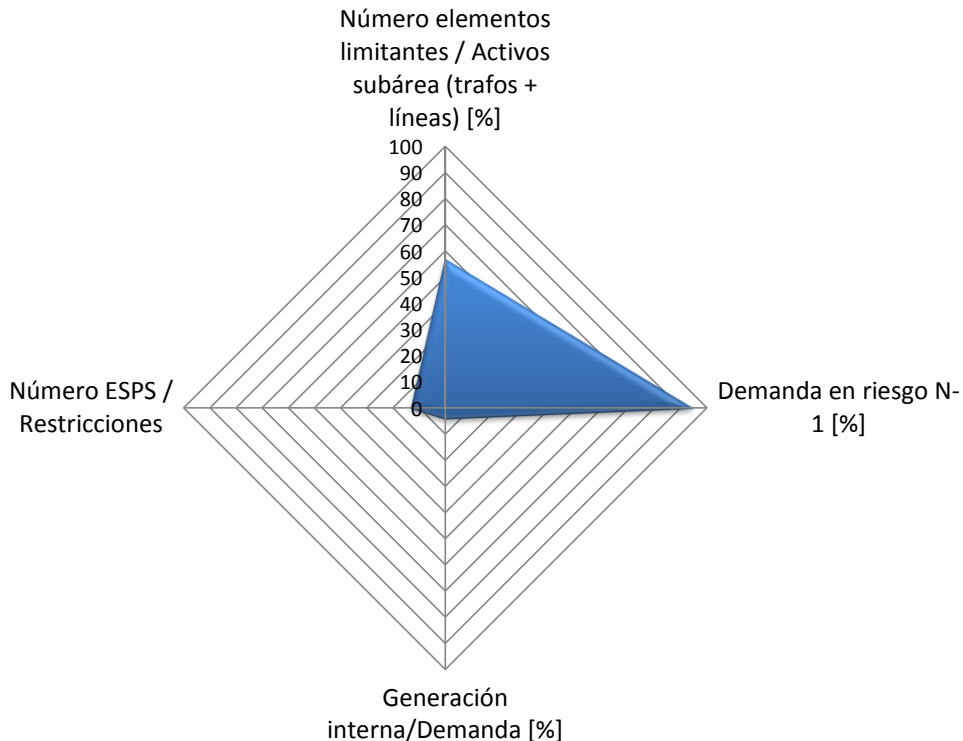
**Mantenimiento de uno de los transformadores de Chinú 500/110 kv

**Situación
Operativa**

Condición operativa Santander

Condición operativa de Emergencia de Santander

Condición operativa Santander



95 % de la demanda de Santander se encuentra en riesgo ante contingencia sencilla.

De acuerdo con las propuestas enviadas por parte de la ESSA, el riesgo de desatención del 95 % de la demanda de Santander, ante contingencia sencilla, persistiría por lo menos hasta julio de 2016.

De acuerdo con lo anterior, es necesaria la implementación de medidas operativas adicionales a la mayor brevedad posible.

**Situación
Operativa**

Disminución térmica por AGC

XM filial de ISA

ASIGNACIÓN DE AGC POR RECURSO

FECHA 22-Nov-2015

RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
URRA	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PAGUA																								
SALVAJINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALBAN																								
GUAVIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA																			118	118	118			
MIEL1	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
PORCE3	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
CALIMA1	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	26	34	34	34
CHIVOR	66	66	66	66	66	78	78	78	78	78	78	78	78	68	66	66	66	93	45	35	23	93	93	93
JAGUAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PORCE2																								
GUATAPE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LATASAJERA																								
SANCARLOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sin oferta de AGC

Limitado AGC por
Mtto C0117270

Recursos Intervenidos
Res CREG 172/15

Despacho Programado 22/11/2015

RECURSO	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	TOTAL
SOGAMOSO	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	2880
CHIVOR	116	116	116	116	116	138	138	138	138	138	138	138	138	128	126	126	126	153	105	95	83	153	153	143	3075
CALIMA1	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	90	98	98	98	2344
ELQUIMBO	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	2064
PORCE3	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	10800
MIEL1	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	3984
BETANIA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	238	238	238	60	60	60	1974
TOTAL	1096	1096	1096	1096	1096	1118	1118	1118	1118	1118	1118	1118	1118	1108	1106	1106	1106	1133	1263	1253	1233	1133	1133	1123	27121

Recursos Intervenidos Res CREG
172/15

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
BARRANQ3	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	39	45	50	50	25	0	0
GUATRON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	512	512	512	140	0	0
TSIERRA	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	81	60	60	60	60	60	238	238	238	356	118	60
FLORES1	136	79	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	104	143	150	137	85	14
CTGEMG2	55	50	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	34	60	60	60	60	60	60
TVALLE	112	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	182	182	100	100	100	100	116	197	197	197	197	197	45
CTGEMG3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	35	30	30	30	30	56	56	56	56	56	56	56
GUAVIO	183	120	120	120	120	120	120	120	172	341	521	630	630	594	590	455	411	630	660	660	660	630	630	324
TEMCAL	190	140	100	100	100	100	100	145	190	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
FLORES IV	399	369	309	249	220	220	242	302	362	402	420	425	425	425	420	420	420	425	428	428	428	428	428	428
MERILEC1	167	150	90	90	90	90	90	90	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
TCENTRO1	264	264	264	208	144	90	90	163	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264
TEBSA	791	791	791	791	791	783	626	722	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	780	785	791	791

- La generación mínima obligatoria por restricciones ambientales sumada a la generación mínima para prestar el servicio de AGC para el 22 noviembre de 2015 desplazo generación térmica en merito.
- En la programación del día 22 de noviembre de 2015 dejaron de ser despachados 12.19 GWh térmicos.
- Se resalta la inflexibilidad de algunas unidades de generación que requieren mínimos técnicos altos para prestar el servicio de AGC.

Variables en el SIN



Seguimiento principales variables

A noviembre 30

Aportes

62.95%
129.87 GWh/día

Demanda

5,441 GWh
Crece 3.4%

Reservas

66.72%
11,516.9 GWh

Entre el escenario medio y bajo de la UPME.

Disponibilidad
Térmica
Declarada

ENFICC
98.3 GWh/día
2014-2015

88.0 GWh/día
Promedio Noviembre

Disponibilidad Histórica
Basado en IH
91 GWh/día

Disponibilidad Real
sep 21 – nov 30
84.2 GWh/día

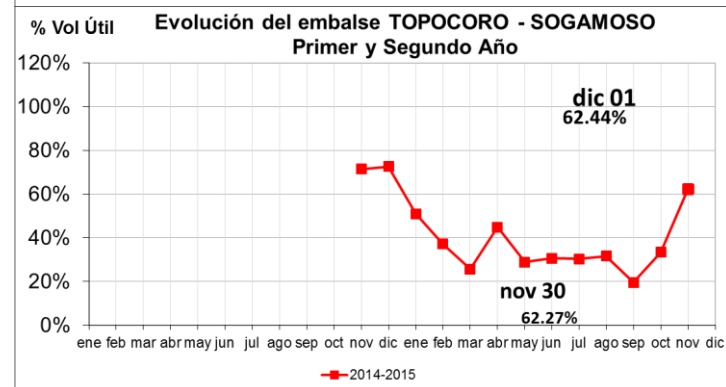
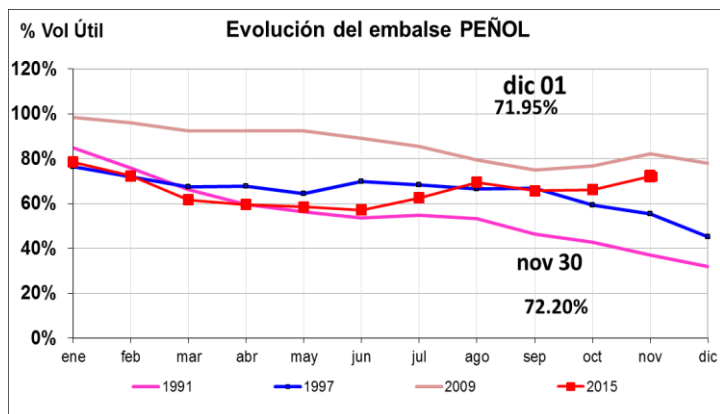
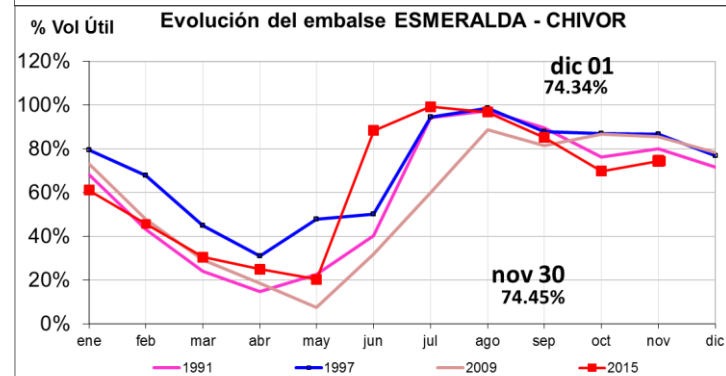
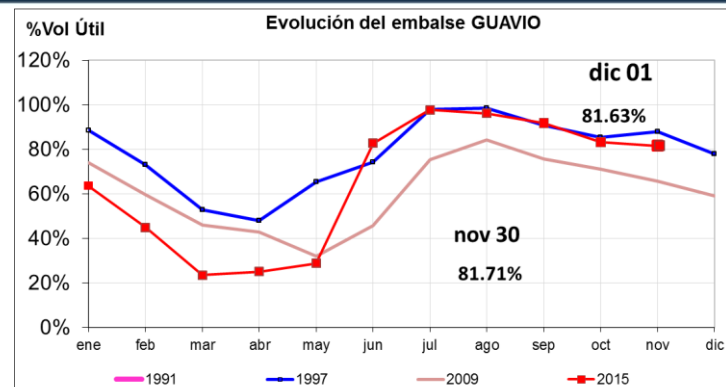
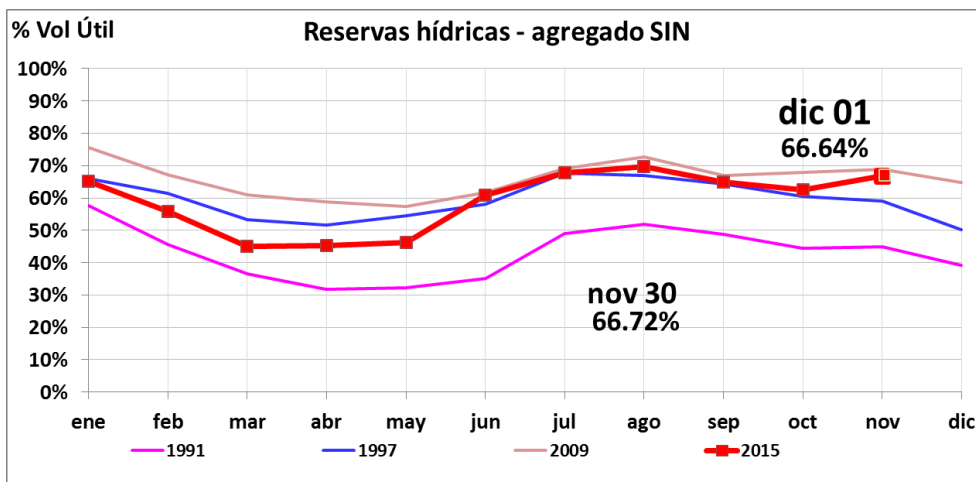
Generación
Térmica Real

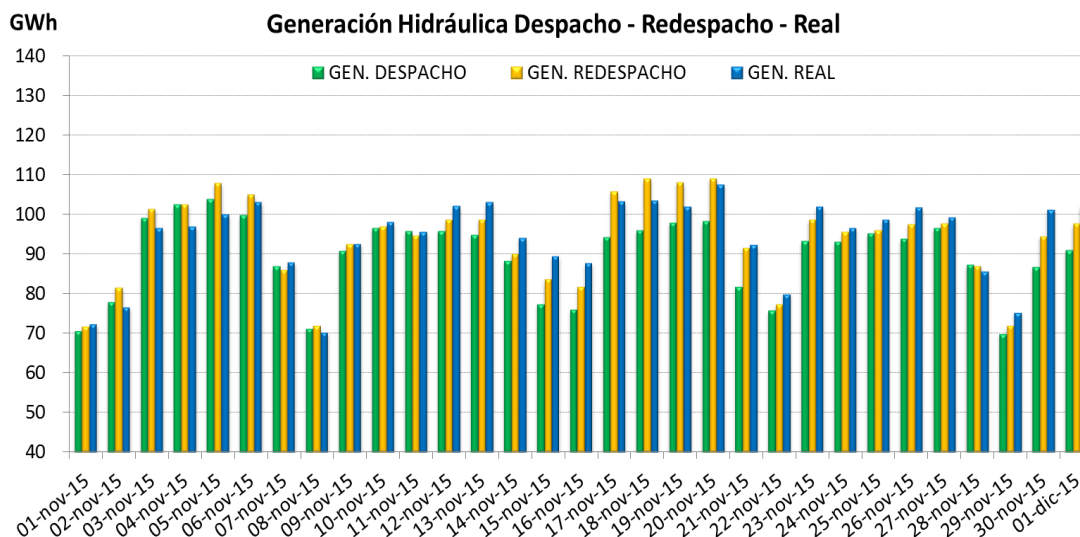
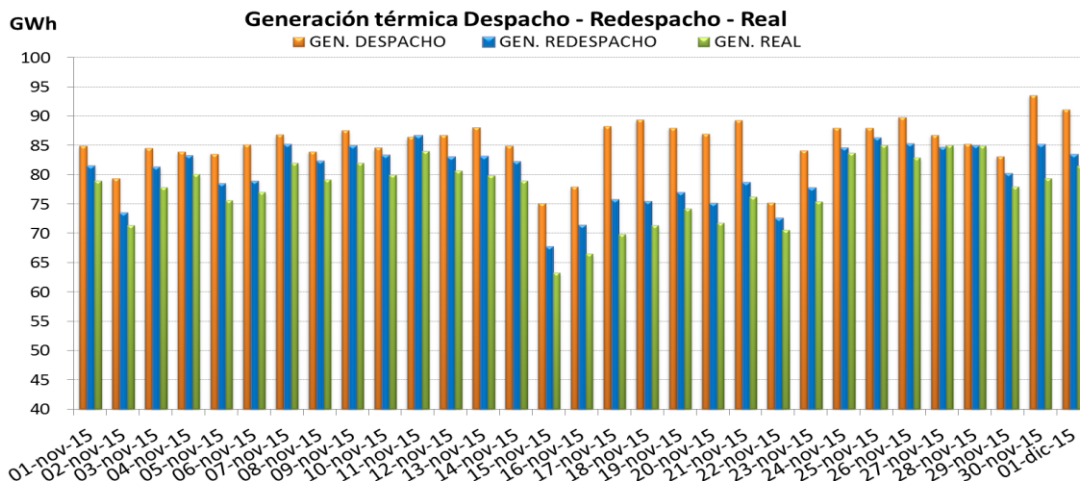
77.4 GWh/día
Promedio Noviembre

Desviación
Despacho – Real
Nov 233.6 GWh
Oct 235.7 GWh

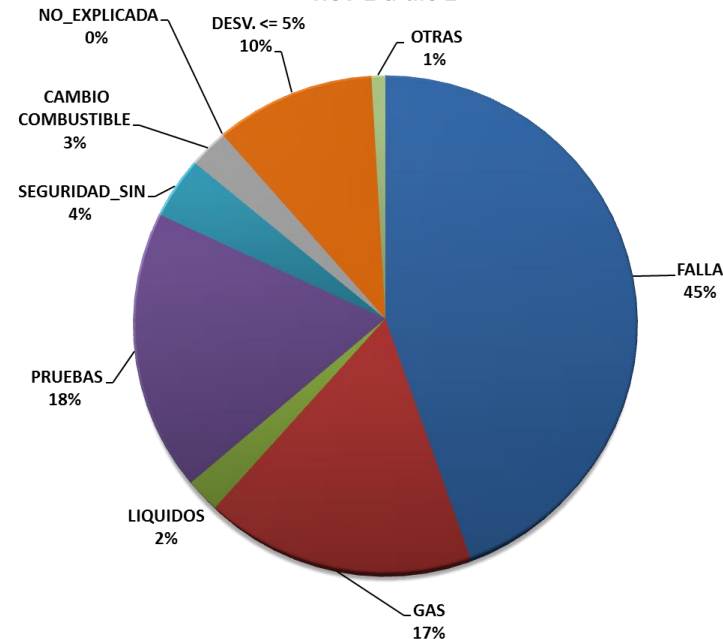
Promedio octubre 80.8 GWh/día

Evolución embalses





**Causas desviación Térmicas (Despacho - Real)
nov 1 a dic 1**

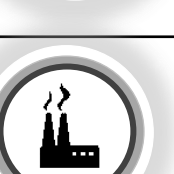


La desviación térmica (programada vs real) acumulada desde el 1 de noviembre a la fecha ha sido de **243.3 GWh (7.85 GWh-día)**.

Balance 21 de septiembre a 30 de noviembre

21 de septiembre
Supuestos

30 de noviembre

Aportes hídricos 	Promedio 106 GWh/día	Promedio 109 GWh/día
Demanda + Exp. 	Promedio 189 GWh/día	Promedio 184 GWh/día
Menores y Cogen. 	Promedio 9.35 GWh/día	Promedio 8.52 GWh/día
Gen. Térmica 	Promedio 82.33 GWh/día	Promedio 78.22 GWh/día

Panorama Energético



Información básica de las simulaciones

Demanda

- Colombia: Escenario Alto de demanda hasta abril, luego escenario medio (Rev. Octubre 2015)



Definido en la reunión N° 59 del SPO

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/día

Parámetros

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

Precios de combustibles

- Precios UPME (Diciembre de 2014) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

Combustible

- Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

Costos de racionamiento

- Último Umbral para noviembre de 2015 publicado por la UPME

Fecha entrada proyectos de generación

- San Miguel:** 23 de diciembre de 2015
- Gecelca 3.2:** 21 de octubre de 2016

Plantas menores

- De Diciembre a Abril 7 GWh/día y de Mayo a Noviembre 9.3 GWh/día y

Se calcula como el promedio móvil de generación real durante los últimos 15 días

Mínimos operativos

- Se utiliza el NEP para cada embalse.

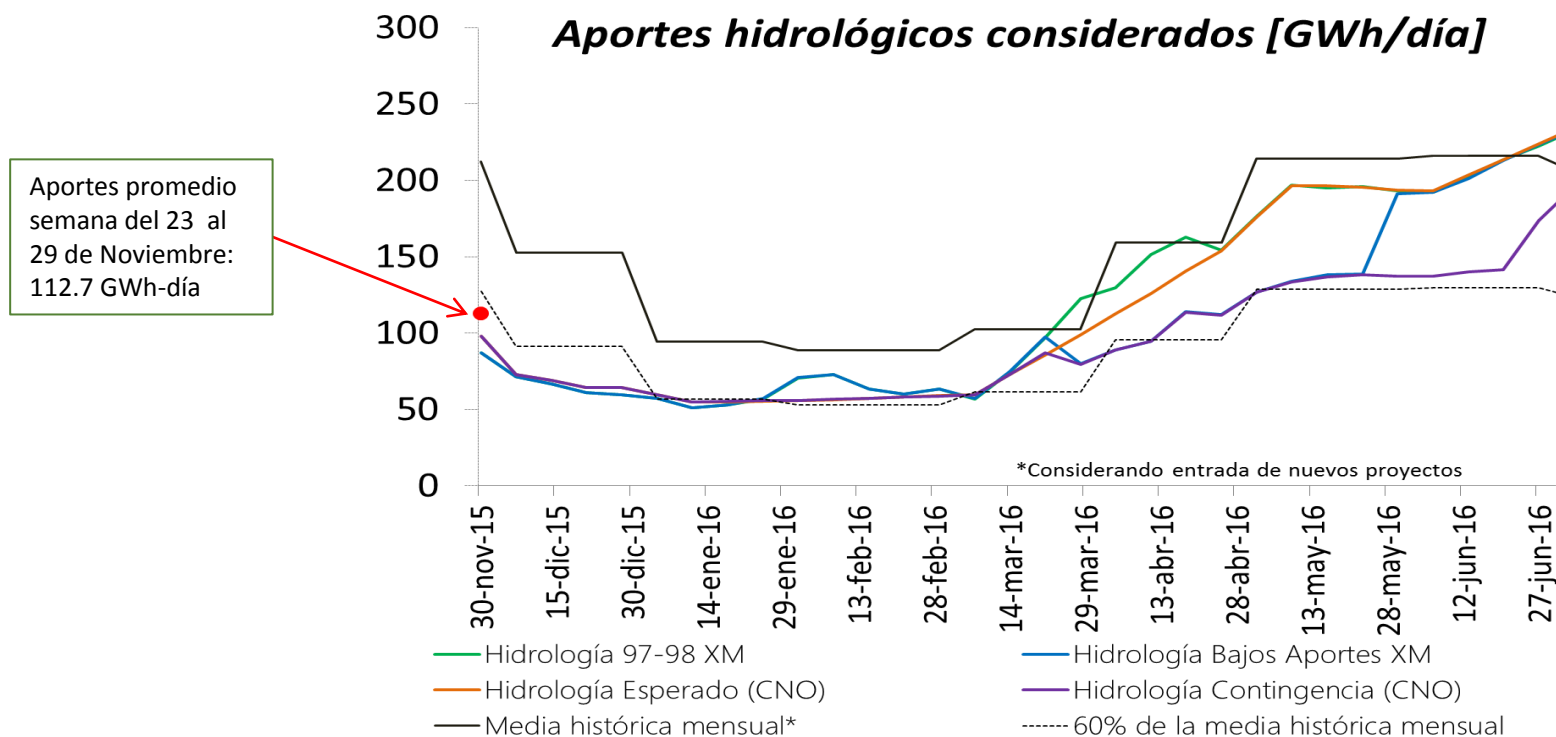
Descripción Casos:

Caso 1 Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado* (SH)

Caso 2 Hidrología Bajos Aportes XM: (Nov/2015 – Mar/16 los registros históricos para dichos meses en 1997 y 1998. Abr – May/2016: Caso de contingencia (SH) de octubre Jun/2016 en adelante: caso esperado* del (SH)

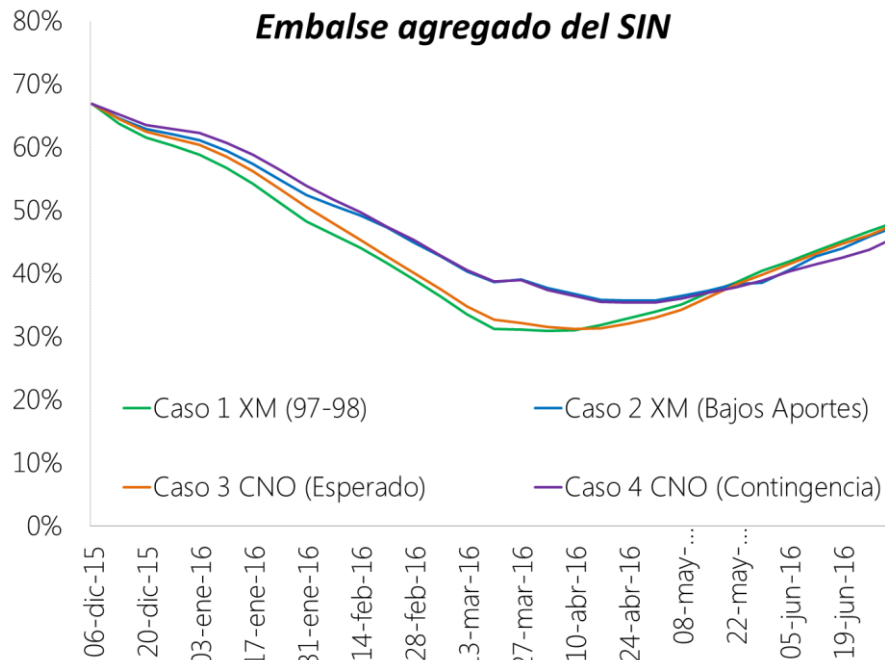
Caso 3 Hidrología Esperado* (SH) del CNO.

Caso 4 Hidrología Contingencia* (SH) del CNO.



Resultados de las simulaciones

Embalse agregado del SIN

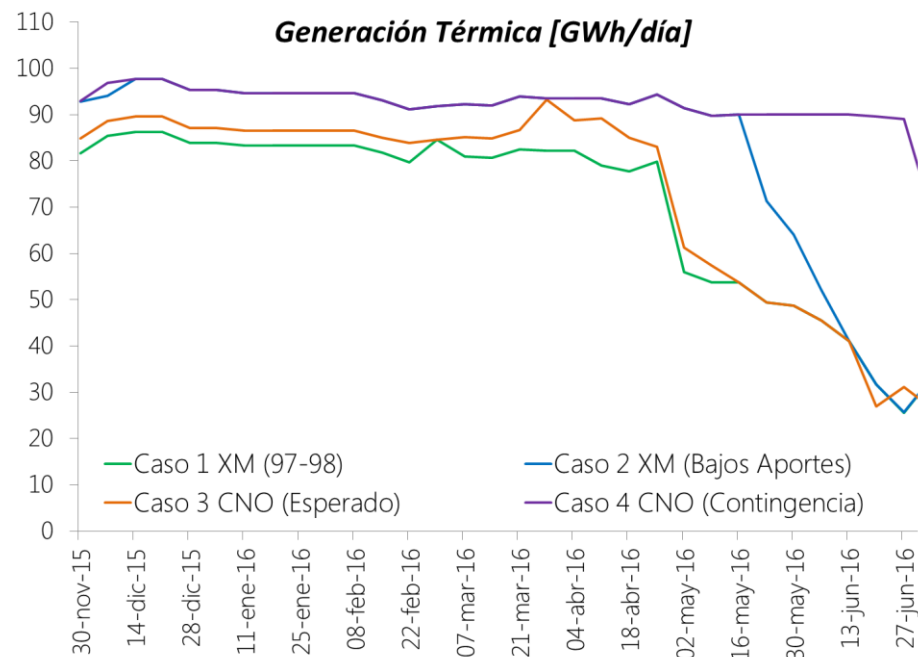


Generación térmica promedio semanal [GWh-día]				
	Caso 1 XM (97-98) hasta marzo de 2016	Caso 2 XM (Bajos Aportes) hasta junio de 2016	Caso 3 CNO (Esperado) hasta abril de 2016	Caso 4 CNO (Contingencia) hasta julio de 2016
Carbon	26	25	26	25
Líquidos	23	34	28	35
Gas	34	33	33	32
Total	83	92	87	92

Evolución del embalse %

	Máx. 30/Nov/15	Nivel mínimo
Caso 1 XM (97-98)	66.8%	30.8%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	66.8%	35.7%
Caso 3 CNO (Esperado)	66.8%	31.2%
Caso 4 CNO (Contingencia)	66.8%	35.4%

Generación Térmica [GWh/día]



La hidrología Bajos Aportes XM y la de Contingencia del SH, continúan con aportes deficitarios durante el segundo trimestre de 2016, por tanto, los requerimientos de térmica son hasta junio – julio de 2016.

De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las consideradas, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican que:

Los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación

Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados en un periodo superior a 20 semanas.

Los resultados muestran valores promedio semanales superiores a los máximos históricos registrados.

El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología deficitaria, siempre y cuando, se disponga de al menos, la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema.

La persistencia de los niveles de bajos aportes durante el segundo trimestre del 2016 y/o desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y/o prolongados.

Recomendación	Dirigido a
Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90 GWh/día. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado.	Agentes CNO CAC SSE
Destinar al sector termoeléctrico la <u>disponibilidad de gas proveniente de Venezuela</u> y gestionar la <u>entrada oportuna del gasoducto de Sincelejo – Cartagena</u> .	MME
Para una planeación mas ajustada es necesario tener mayor <u>certidumbre de la información del sector gas</u> . (Balance de gas, cantidades contratadas, mantenimientos, entre otros)	CAC SSE CNO Gas
Adelantar las gestiones necesarias que permitan <u>maximizar las importaciones de energía</u> .	MME CREG
Intensificar las campañas de ahorro y uso eficiente de la energía, con el fin de crear conciencia en los usuarios para disminuir el consumo y agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN.	MME

Recomendación	Dirigido a
La calidad de las simulaciones para la planeación operativa energética, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, requiere la gestión adecuada y el <u>reporte oportuno y fiel de los agentes de toda la información para el planeamiento y la operación</u> del sistema interconectado nacional. Entre otras variables, se debe tener la <u>mejor calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses</u> , parámetros de plantas (factor de conversión, heat rate, cantidades contratadas de suministro de combustibles), derrateos por nivel de embalse	Agentes CNO CAC SSE
Teniendo en cuenta la magnitud y efecto en la planeación, se requiere revisar la información de los desbalances energéticos de los embalses del SIN.	Agentes CNO
Es necesario adelantar los <u>estudios de análisis de potencia</u> e identificar las restricciones que puedan tener algunas plantas del sistema para operar con bajos niveles de embalse.	Agentes CNO
Gestionar la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.	MME

Panorama Energético

Índices Resolución CREG 026 de 2014

ED PBP AE Condición

			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

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

ED

Mes	ED [kWh/día]	Demanda [kWh/día]	Nivel ED
nov-15	203,417,664	182,494,000	
dic-15	206,113,944	181,215,484	
ene-16	208,742,012	185,643,226	
feb-16	205,089,028	191,509,310	
mar-16	205,280,219	189,612,258	
abr-16	206,256,444	193,949,000	
may-16	207,036,014	193,442,258	
jun-16	213,390,231	195,451,667	
jul-16	230,913,815	196,143,226	
ago-16	235,042,545	200,097,097	
sep-16	242,027,705	203,239,000	
oct-16	244,337,483	194,811,935	

Índice ED

PBP

PBP \$/kWh
822.81

>

Al precio diario ofertado de la planta térmica más costosa de las declaradas disponibles durante 5 de 7 días

AE

VEREC en el horizonte de análisis > 0

HSIN

50.93%
Octubre 2015

Condición del Sistema 06 de noviembre
Vigilancia

Condición del Sistema 13 de noviembre
Normal

Condición del Sistema 20 de noviembre
Vigilancia

Condición del Sistema 27 de noviembre
Vigilancia

Varios



Varios

Mantenimientos

Mantenimientos en el sector gas con impacto en el SIN

Mantenimiento en campo de producción de la Guajira Diciembre 18-24 de 2015



Disponibilidad de producción en Campo Guajira [GBTUD] *									
14-nov	15-nov	16-nov	18-dic	19-dic	20-dic	21-dic	22-dic	23-dic	24-dic
370	200	235	220	220	220	220	220	220	315
Asignación Total Térmico Caribe *			Mtto en proceso de coordinación en el CNOG						
14-nov	15-nov	16-nov							
152.9	73.7	90.7							

Se solicita a los agentes maximizar la disponibilidad en red y generación durante las fechas de mantenimientos

Fecha	Descripción	Disponibilidad Total Campo Guajira MPCD
Diciembre 05 y 12	Mtto Campo Guajira	405
Diciembre 13	Mtto Campo Guajira	390
Diciembre 15	Mtto Campo Guajira	410
Enero 9 y 22	Mtto Campo Guajira	385
Enero 23 al 25	Mtto Campo Guajira	375
Enero 31	Mtto Campo Guajira	395

Trabajos en Campo Cusiana. Enero 09 al 12 de 2016. *

Disponibilidades Campo:

Ene 09 – 78 MPCD, Ene 10 – 134 MPCD, Ene 11 – 190 MPCD, Ene 12 – 190 MPCD).

Impacto: Disminución en la oferta de gas en el interior del país. Afectación de la autogeneración de Ecopetrol, Suria y Ocoa, el 09 de enero por un periodo de 12 horas, lo cual implica aumento de demanda eléctrica en el Meta.

Mtto en proceso de coordinación en el CNOG

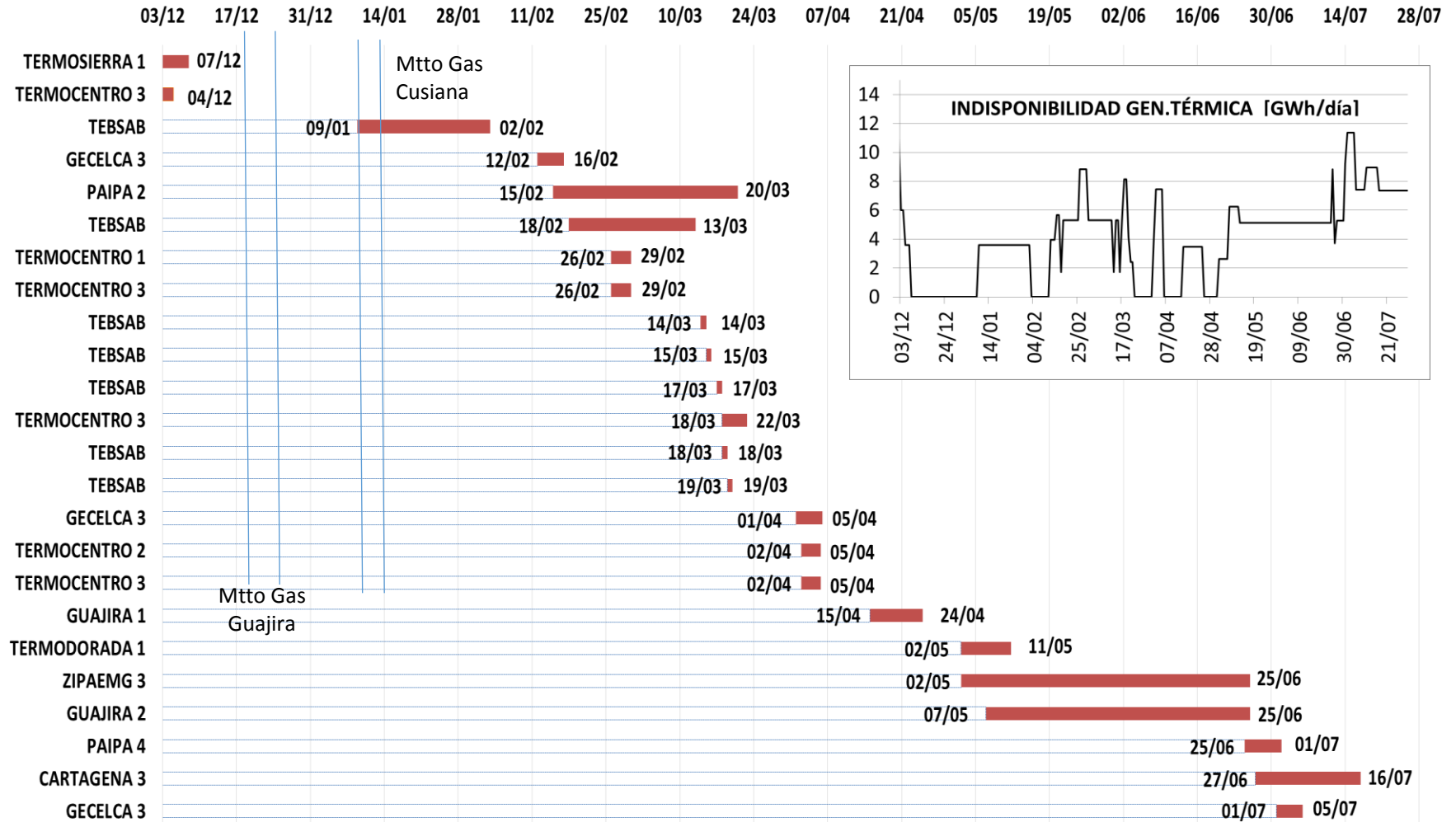




filial de isa

Mantenimientos en plantas térmicas

Mantenimiento Plantas Térmicas SIN



Varios

Comportamiento TIES

Resolución CREG 210 de 2015

CREG 210/15

- Por la cual se modifica transitoriamente la Resolución CREG 004 de 2003 que establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.
- Se modifica la validación (incluyendo nuevamente CEE) y el umbral al 1% para las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE y deroga Resolución CREG 196 de 2015, se incluyen ajustes a los agentes que tienen desviaciones de OEF para el calculo de garantías TIE.
- A partir 27/noviembre/2015 (despacho 28/11/2015) por seis meses prorrogables.

Despacho TIE

OFERTA TIE

VALIDACIÓN TIE

PROG IMP INICIAL

PROG IMP FINAL

01:00 p.m

01:05 p.m

01:35 p.m

02:15 p.m

Cada País presenta:

Precio de Importación (PI)
Precio de exportación (PONE)
Cantidades Ofertadas (Qx)

$$\frac{PI_{COL} - (PONE_{ECU} + CEE + CargosG)}{(PONE_{ECU} + CEE + CargosG)} * 100 > 8\% \quad 1\%$$

PONE del ultimo escalón de la oferta

RECURSO	Oferta ECU [MWh]	Oferta COL [MWh]	Activación TIE	Compra COL [MWh]	Compra ECU [MWh]
28/11/2015	0	6120	COLOMBIA	0	0
29/11/2015	0	6250	COLOMBIA	0	0
30/11/2015	495	7920	COLOMBIA	495	300
01/12/2015	330	8400	COLOMBIA	330	100
02/12/2015	220	7340	NA	0	0
02/12/2015	1743	8400	COLOMBIA	1743	180

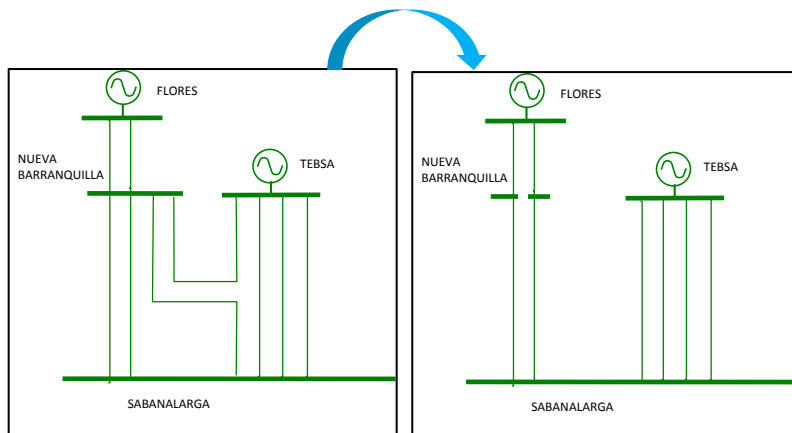
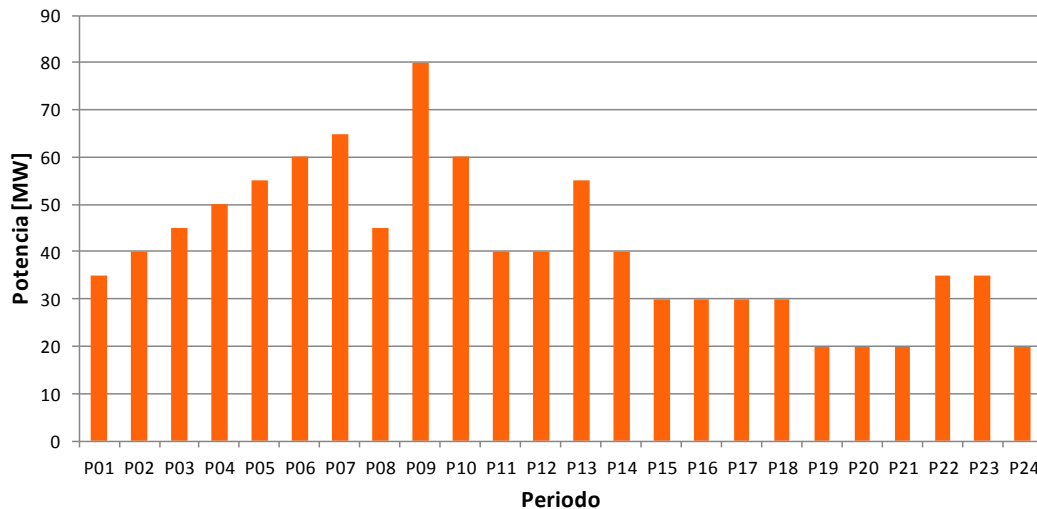
Varios

**Reconfiguración circuitos Nueva
Barranquilla – Sabana1 220 kV y
Nueva Barranquilla – Tebsa 220 kV**

Atrapamiento de generación térmica en Atlántico

Se requiere viabilizar la reconfiguración en el STN

Limitación de potencia por periodo



La reconfiguración para formar el circuito Tebsa – Sabanalarga 4 220 kV y la apertura de interruptores en la subestación Nueva Barranquilla 220 kV permitiría liberar 1 GWh diario aproximadamente.

Transelca manifiesta que para viabilizar estos trabajos requiere:

- 1) Instrucción por parte del CND
- 2) Se excluya de los índices de calidad de Transelca cualquier penalización por ENS y/o activo no operativo, producto de la reducción de confiabilidad debida a las reconfiguraciones solicitadas.

En 2014 el CNO le solicitó a la CREG que los eventos en el STN que causen ENS o dejen no operativos activos como resultado de la pérdida de confiabilidad sean excluidos

Varios

Balance reporte información PSSs

Objetivo



Realizar inventario información general de PSSs de unidades despachadas centralmente del SIN para definir cronograma de ajuste y habilitación de PSSs con el fin de *mejorar la estabilidad del SIN* y siguiendo lo establecido en la Resolución CREG 025/95:

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"

Qué se hizo?

El 5 de octubre del 2015 el CND envió comunicación solicitando la siguiente información:

Planta	Unidad	Agente propietario	¿Tiene PSS ?	¿El PSS está en operación?	Fabricante del PSS	Modelo	Tipo del PSS (Potencia, Frecuencia, PSS 2A o 2B, PSS 4B, otro)

Estado de avance en la entrega del Inventario de los PSSs

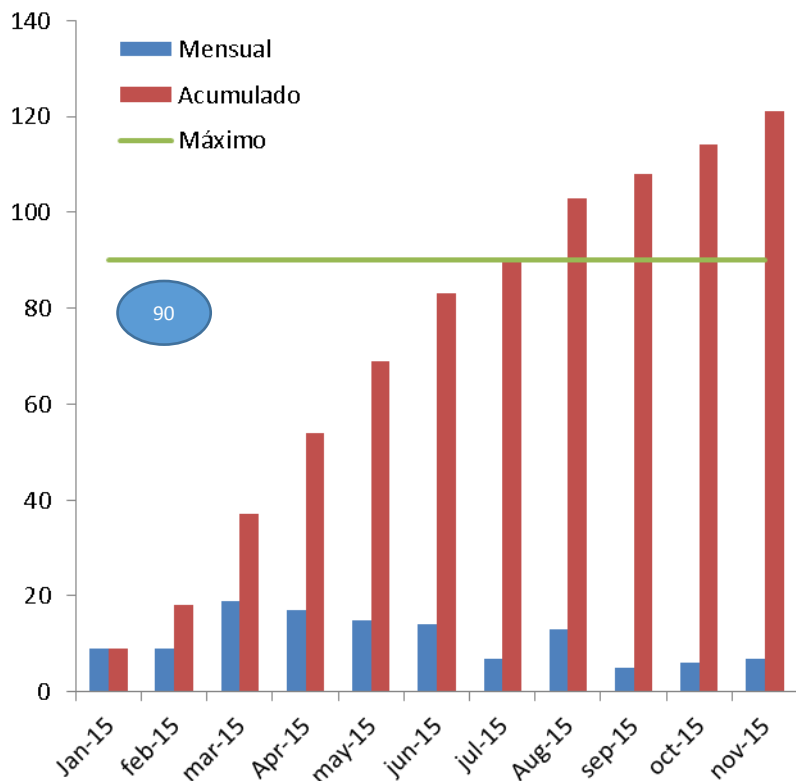
Empresa	Estado de entrega información
GECELCA	Completa
GENSA	Completa
ISAGEN	Completa
PROELECTRICA	Completa
SOCHAGOTA	Completa
TERMOEMCALI	Completa
TERMOTASAJERO	Completa
TERMOTASAJERO DOS	Completa
URRÁ	Completa
ZF CELSIA	Completa
EPSA	Falta información de Cucuana
EPM	Falta precisar información
AES CHIVOR	Pendiente Entrega
EMGESA	Pendiente Entrega
HIDRALPOR	Pendiente Entrega
TERMOCANDELARIA	Pendiente Entrega
TERMOVALLE	Pendiente Entrega
TERMOYOPAL	Pendiente Entrega

Varios

Indicadores de calidad de la operación

Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

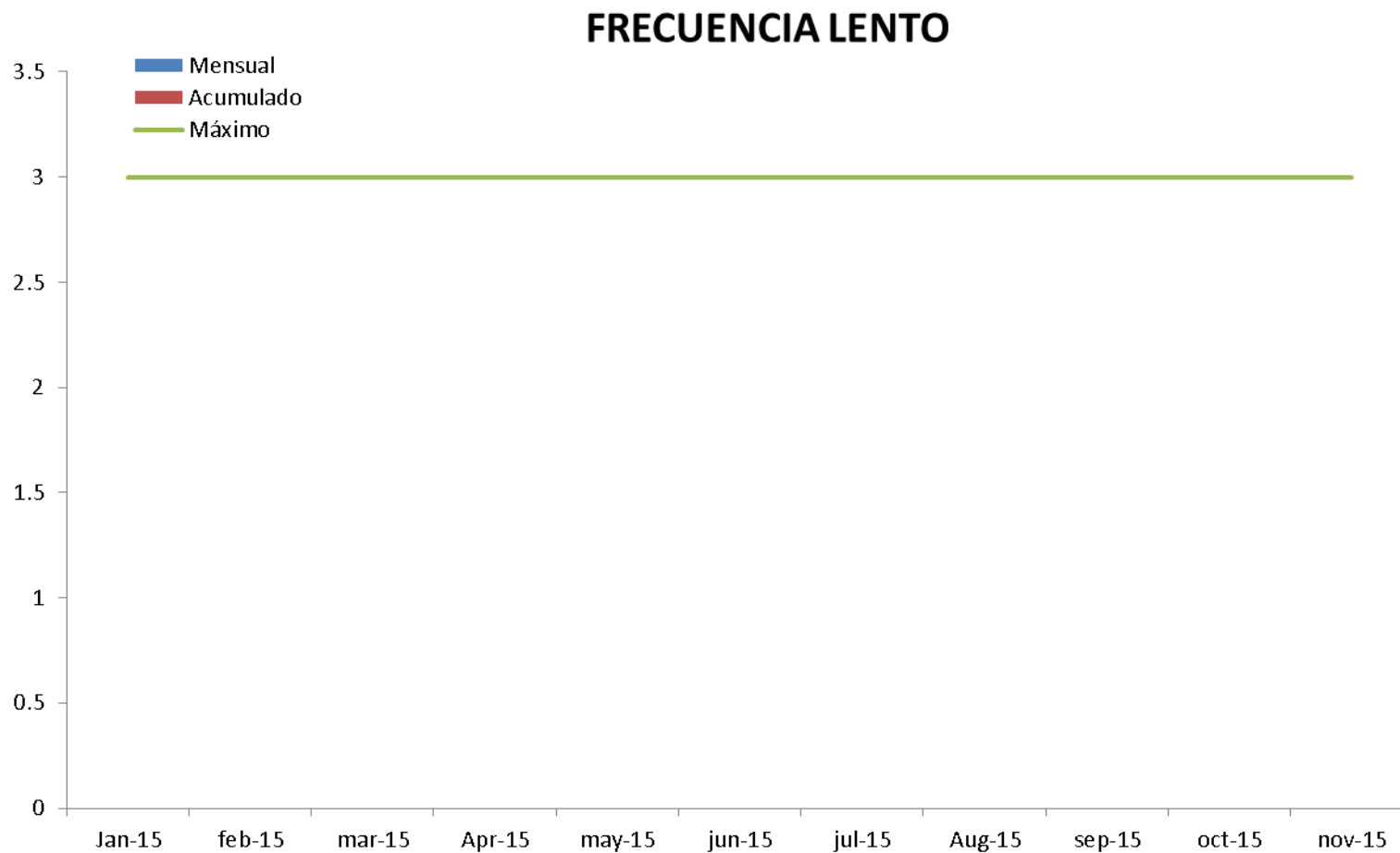


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
05/11/2015 18:03	2	60.21	Transitorio	Disparo de todos los elementos asociados a la subestación REFORMA 230 kV. La frecuencia alcanza un valor de 60.21 Hz medida en la PMU Esmeralda.
10/11/2015 11:09	3	59.77	Transitorio	Evento de frecuencia por disparo de 2 unidades (Planta San Francisco) del sistema ecuatoriano con 210 MW.
13/11/2015 03:36	2	59.79	Transitorio	Disparo de las tres unidades de Guadalupe IV con una potencia de 202 MW. El agente reporta como causa cierre automático de la válvula mariposa.
18/11/2015 02:08	4	59.78	Transitorio	Disparo de Flores IV con 238MW. El agente reporta como causa del disparo pérdida del campo de excitación.
18/11/2015 04:56	5	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de El Quimbo con 186MW. El agente reporta como causa del disparo actuación errónea de la protección 86E, debido a humedad en sensor del cambiador de tomas del transformador elevador en la fase A.
20/11/2015 20:49	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de El Quimbo con 185MW. El agente reporta causa desconocida del evento y actuación de la protección 86E.
28/11/2015 15:06	10	59.71	Transitorio	Disparo de unida de Generación 01 de El Quimbo con 186 MW. El agente reporta falla en el tablero de control por causa de mala manipulación.

Durante el mes de noviembre de 2015 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 121 eventos en el año (superior al máximo establecido en CNO).

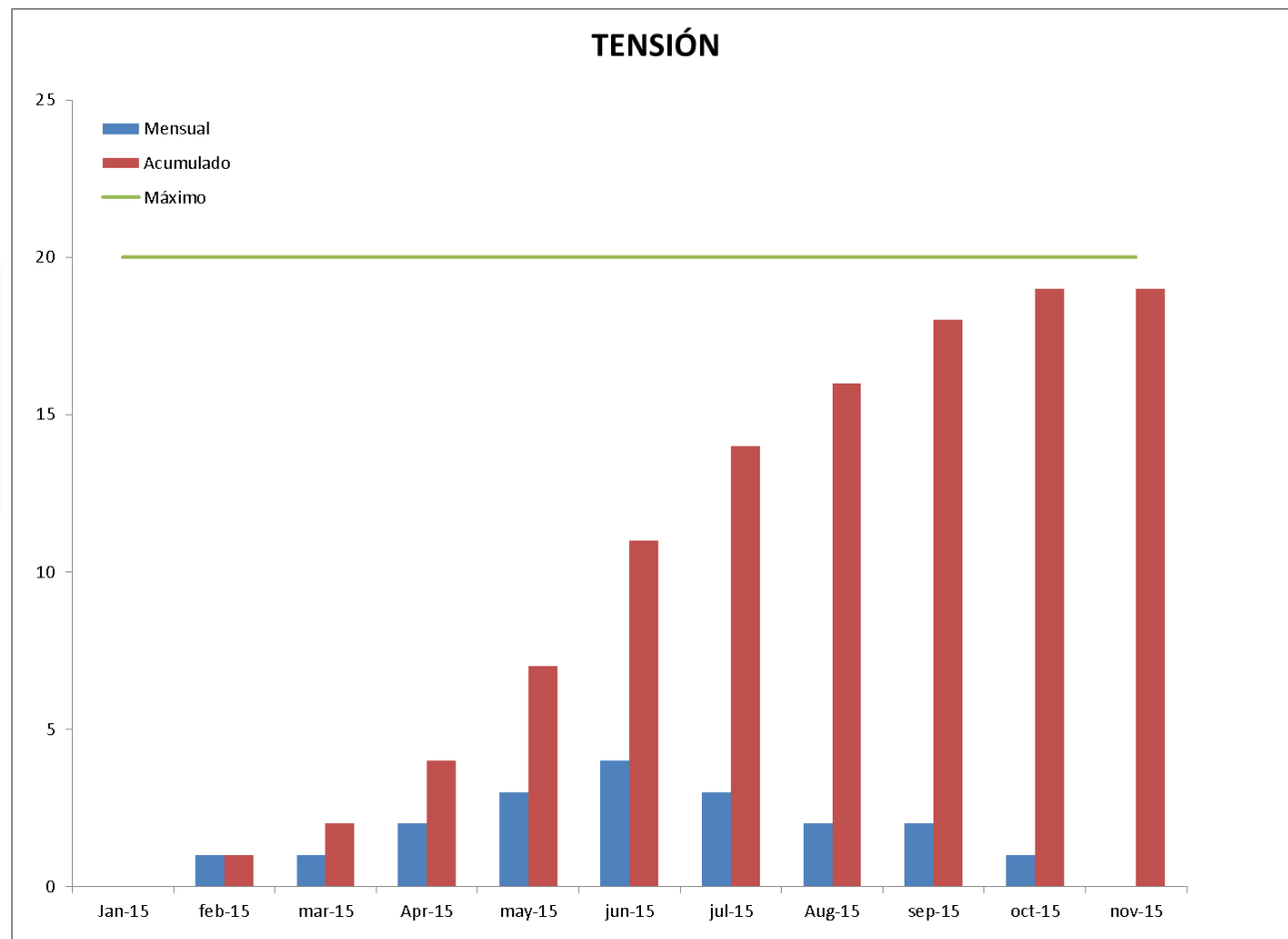
Variaciones de frecuencia lentas

En el mes de noviembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en 0 para el 2015.

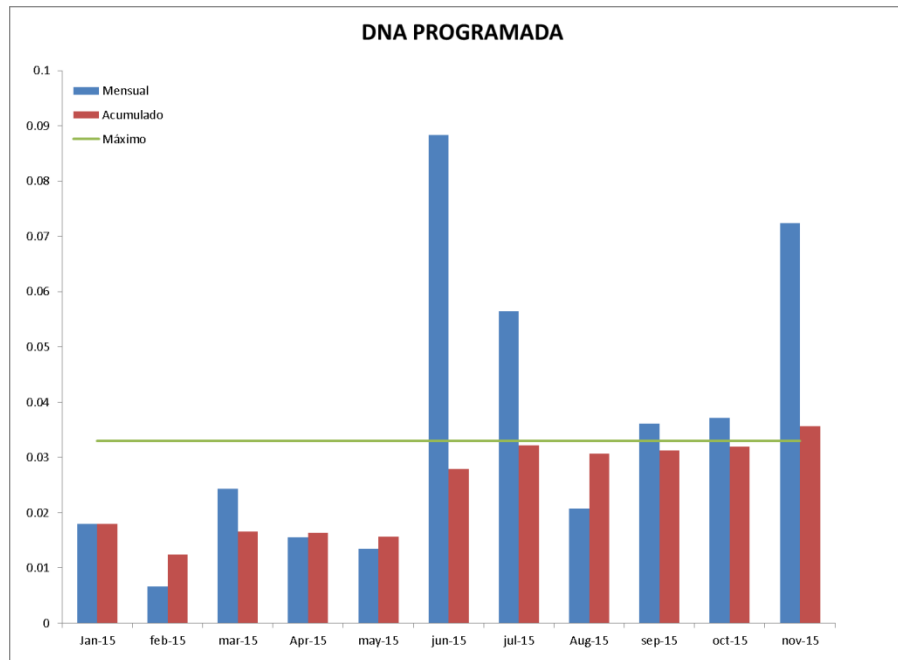


Eventos de tensión fuera de rango

En el mes de noviembre no se presentó evento de tensión en el sistema, llevando un acumulado en el año de 19 eventos.



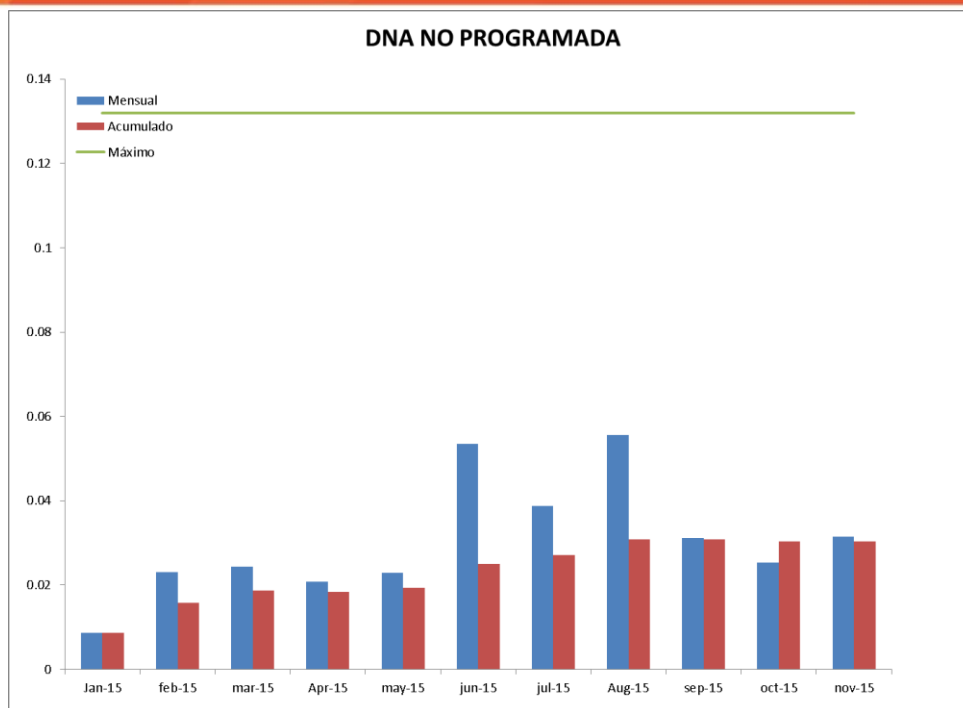
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de octubre 3.88 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
29/11/2015 09:00	943	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0127660, C0127671, C0127666, C0127672, C0127669, C0127673 sobre los circuitos Mocoa-Puerto Caicedo-El Yarumo 115 kV y los transformador EL YARUMO y PUERTO CAICEDO 15 MVA 115/34.5 kV.
15/11/2015 05:09	430.6	DNA programada por trabajos de las consignaciones nacionales C0117859, C0127510, C0127513, C0127512 sobre los activos BT VALLEDUPAR 2 100 MVA 220 kV, BARRA CODAZZI 110 kV, VALLEDUPAR - SAN JUAN 110 kV y VALLEDUPAR - CODAZZI 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

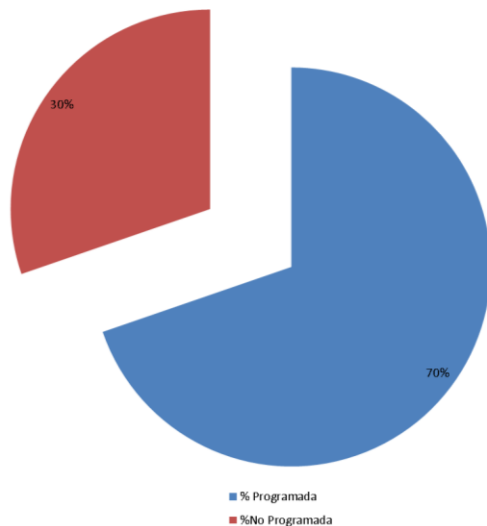


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de octubre 1.68 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
20/11/2015 00:00	168.96	Indisponibilidad del circuito Ternerá - Gambote 66 kV. El agente reporta como causa del evento robo de cable sobre el circuito.
26/11/2015 02:30	142.88	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0127896 y C0127897 sobre los activos BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV y BARRA UNIÓN 34.5 KV. El agente reporta como causa de los mantenimientos corrección de punto caliente crítico en la Bahía de la línea asociado en S/E Unión 115 y 34.5 kV.

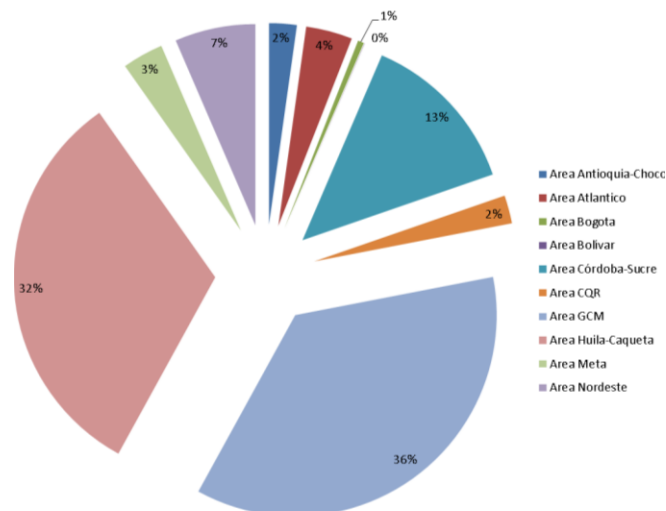
Demanda No Atendida

%DNA



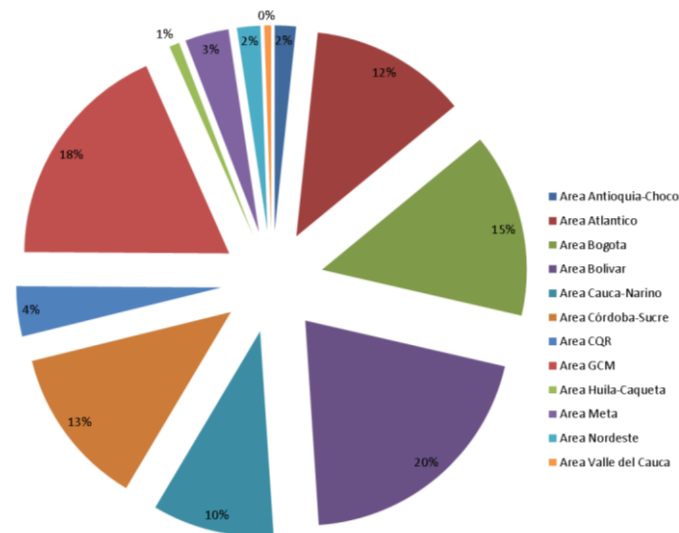
El total de demanda no atendida para el mes de noviembre fue de 5.56 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA POR ÁREAS



Subárea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	86
Area Atlantico	144.9
Area Bogota	18.95
Area Bolívar	0.83
Area Córdoba-Sucre	514.49
Area CQR	87.87
Area GCM	1399.46
Area Huila-Caqueta	1252.9
Area Meta	127.87
Area Nordeste	251.39

DEMANDA NO PROGRAMADA POR ÁREAS

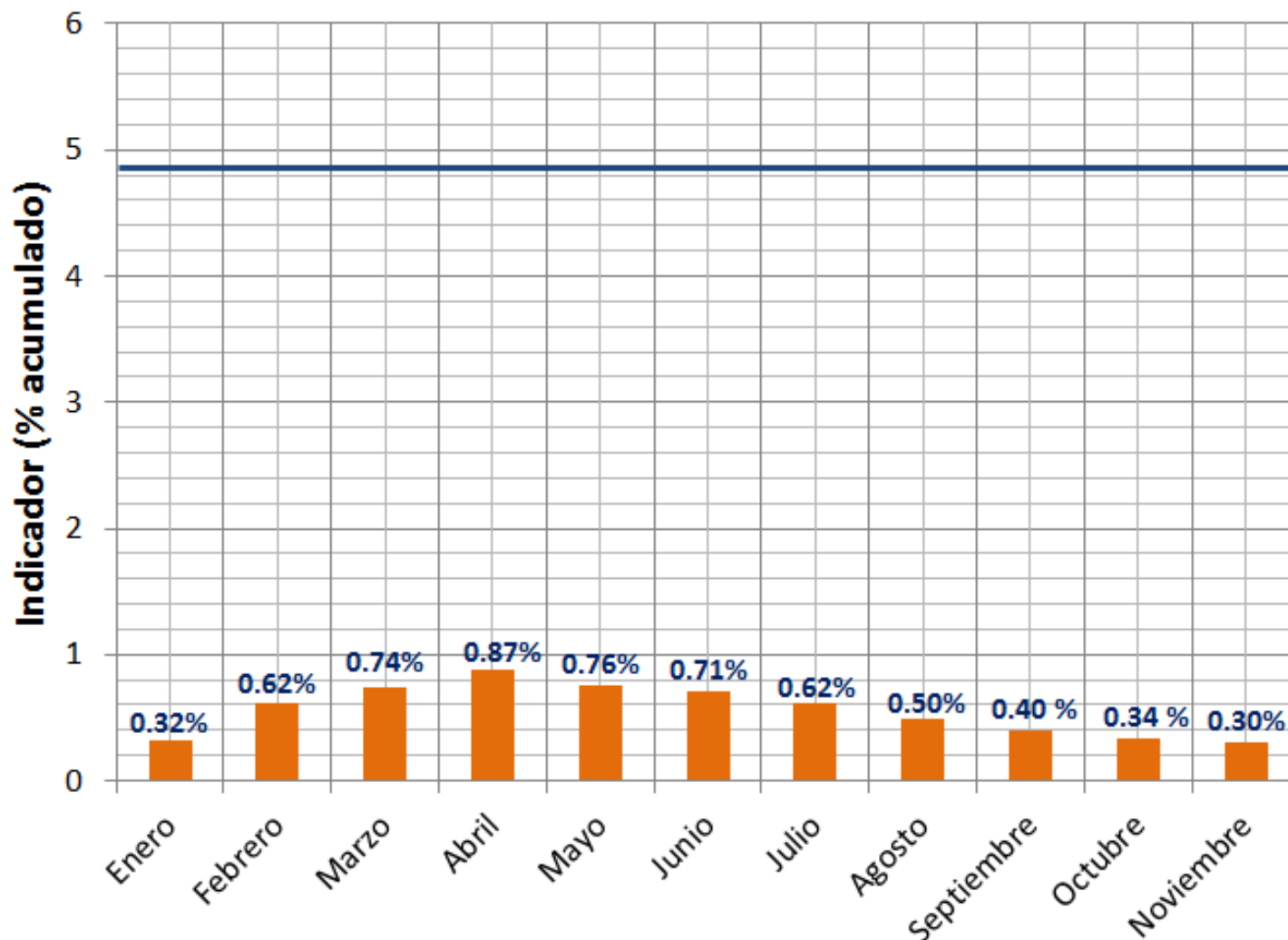


Subárea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	28.17
Area Atlantico	208.67
Area Bogota	245.53
Area Bolívar	343.3
Area Cauca-Narino	161.9
Area Córdoba-Sucre	212.75
Area CQR	66.54
Area GCM	308.05
Area Huila-Caqueta	13.43
Area Meta	58.3
Area Nordeste	31
Area Valle del Cauca	9.17



filial de isa

Indicador Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia





■ filial de isa

XM S.A. E.S.P.

Calle 12 Sur N° 18 - 168 Bloque 2 | PBX: (574) 317 2244 Fax: (574) 317 0989 | Atención al cliente: (574) 317 2929

Línea Ética: 018000 52 00 50

Medellín, Colombia