

Informe CND

Dirigido al Consejo
Nacional de Operación
Documento XM-CND-006

Jueves 14 de enero de 2016

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 – 006
Jueves 14 de enero de 2016**

- Variables 2015
- Proyectos que entraron en operación en 2015
- Restricciones
- Cambio de parámetros

Destacados

- Reservas y aportes
- Generación y Disponibilidad
- Demanda

Variables en el SIN

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

Panorama energético

- Condición operativa Santander
- Condición operativa Bogotá 57.5 kV y Casanare

Situación operativa

- Balance reporte información PSSs
- Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696
- Indicadores de calidad de la operación

Varios

Destacados



Variables 2015

15,489^{MW}

**Capacidad Efectiva
Neta**



↑ 6.0% frente a 2014.
66.3% corresponde a
hidráulica (10,892 MW),
28.9% a térmica (4,743
MW) y el resto a recursos
no despachados
centralmente.

Entraron en operación las
plantas Gecelca 3, Tasajero 2, El
Quimbo, Cucuana, Carlos Lleras,
San Miguel, Providencia y Bajo
Tuluá. **OJO COMPLETAR
principales**

66,548^{GWh}
Generación total



↑ 3.5% frente a 2014. (182.32 GWh promedio día).

La generación térmica promedio fue 56.52 GWh/día, equivalente a un 31.0% de la generación total. Con respecto al año anterior la generación térmica aumento 12.1%, altamente impactada por El Niño.

↑ 4.2% frente a 2014. Con un promedio día de 181.3 GWh.

La Demanda máxima de potencia fue de 10,095 MW y se registró el miércoles 2 de diciembre en el período 19.



66,174^{GWh}
Demanda Nacional

457.2^{GWh}
**Exportaciones a
Ecuador**



↓ 44.5% por debajo de 2014.
Se importó de Ecuador un total de 45.2 GWh, 3.6% por debajo de lo importado en 2014.

61.17% de la máxima capacidad útil.

↑ 7.3% por encima frente a la del 2014.

El Quimbo con 1,111.92 GWh de capacidad útil, incrementó en 6.9% la capacidad útil del SIN.



17,269^{GWh}
**Capacidad útil a 31 de
diciembre**

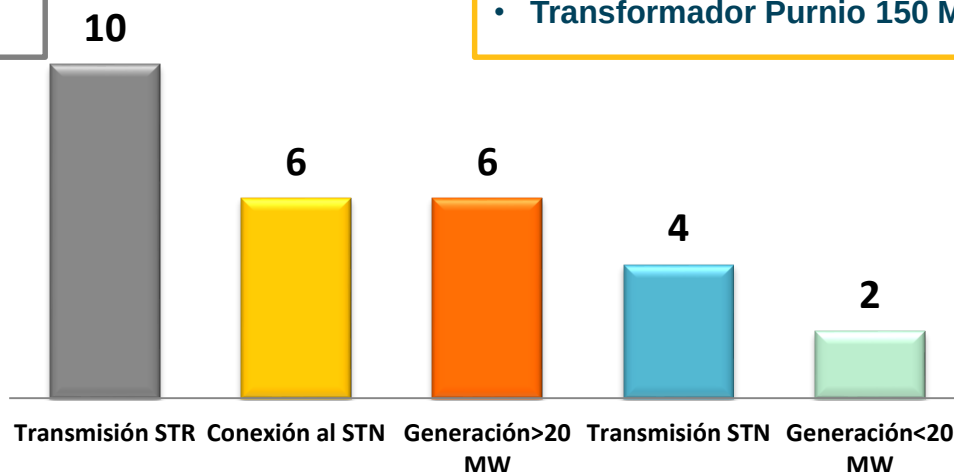
Proyectos que entraron en operación en 2015

10 Proyectos del STR

- **Condensador Ocoa**
- **Condensador Suria**
- **Condensador Puerto Gaitán**
- Línea Riogrande - Yarumal II 110 kV
- Subestación Gualanday 115/34.5 kV
- Subestación Hobo (normalización)
- Subestación Alférez 115 kV
- Línea Juanchito - Candelaria 2 115 kV
- **Subestación Natagaima (normalización)**
- Línea La Dorada - Purnio 115 kV

6 Proyectos conexión al STN

- Transformador provisional Cuestecitas 60MVA
- Bahía de transformación El Bosque 2 230 kV
- Bahía de transformación la Reforma 230 kV
- **Transformador Bacatá 450 MVA 500/115 kV**
- **Transformador Sabanalarga 90 MVA 220/110/13.8 kV**
- **Transformador Purnio 150 MVA 230/115 kV**



6 Proyectos generación

- San Miguel - 44 MW
- Tasajero 2 - 160 MW
- Carlos Lleras Restrepo - 78 MW
- El Quimbo - 396 MW
- Cucuana - 58 MW
- Gecelca 3- 164 MW

4 Proyectos de transmisión

- **Mejora interconectividad Reforma 230 kV**
- **Transformador Copey 450 MVA 500/220 kV**
- Compensación estática Termocol
- **Statcom Bacatá**

2 Proyectos gen. <20MW

- Providencia I de 4.9 MW
- PCH Bajo Tuluá 19.9 MW

Alivio de restricciones por entrada de proyectos

Proyectos de transmisión

- Mejora interconectividad Reforma 230 kV
- Transformador Copey 450 MVA 500/220 kV
- Compensación estática Termocol
- Statcom Bacatá



Aumento de confiabilidad de la subárea Meta



Mitigación de riesgos sobre la demanda en la subárea GCM



Flexibilidad de operación en el área Oriental

Proyectos conexión al STN

- Transformador Bacatá 450 MVA 500/115 kV
- Transformador Sabanalarga 90 MVA 220/110/13.8 kV
- Transformador Purnio 150 MVA 230/115 kV



Mitigación de la congestión en transformación en Oriental.
Incremento de confiabilidad y flexibilidad en el área



Mitigación del riesgo de desatención de demanda



Mitigación de la congestión en transformación en CQR

Proyectos del STR

- Compensación en el Meta
- Subestación Natagaima (normalización)

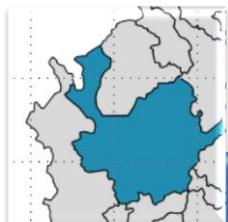


Mejora en los perfiles de tensión en la subárea Meta



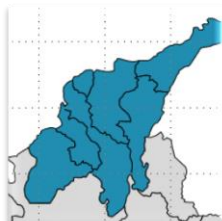
Incremento de confiabilidad en Huila - Tolima

Gestión de Restricciones 2015



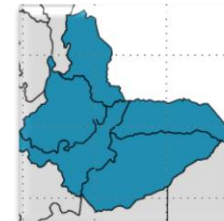
Antioquia

- Reconfiguración Envigado 110 kV
→ *Mitigación de la congestión del corredor Envigado – Guayabal 110 kV*



Caribe

- Plan de acción Caribe → *Definición de convocatorias en el STR e implementación de esquemas suplementarios en la zona.*
- Tercer Atr Cuestecitas (provisional*) → *Eliminación de sobrecarga en transformación*



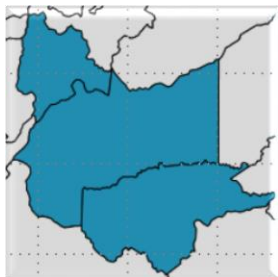
Nordeste

- Cambio en la declaración de la capacidad de la red de Santander, definición de esquemas suplementarios y traslados de carga → *Mitigación del riesgo de colapso de la subárea.*

* Medida temporal hasta la puesta en servicio de la expansión estructural definida (Nov-2016)

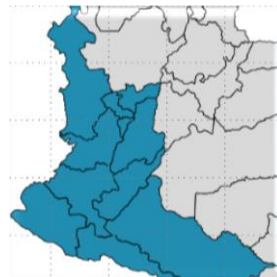
Gestión de Restricciones 2015

Oriental



- Coordinación de mantenimientos en la zona (Diferencial Guavio) → *Disminución de riesgo de colapso del área Oriental.*
- Coordinación de la puesta en operación del STATCOM en Bacatá 500 kV → *Incremento de flexibilidad operativa área Oriental*

Suroccidental



- Reconfiguración Yumbo 115 kV y Chipichape 115 kV → *Liberación generación térmica.*
- Cambio CT's Brisas – Mirolindo 115 kV → *Liberación congestión corredor Mirolindo – Brisas – Papayo 115 kV.*
- Aumento de capacidad Jamondino – Catambuco 115 kV → *Liberación congestión corredor Jamondino – Catambuco – Pasto 115 kV*

Recursos de generación

Cambio de tipo de despacho, Resolución CREG 086 de 1996, modificada por la Resolución CREG 039 de 2001.

Recurso Generación	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Agente	Estado
BAJO TULUÁ	19.9	EPSA	A partir del 8 de enero de 2016
ALTO TULUÁ	19.9	EPSA	A partir del 8 de enero de 2016
FLORIDA	19.9	VATIA	A partir del 14 de enero de 2016
AMAIME	19.17	EPSA	En proceso
HIDROMONTAÑITAS	19.9	CELSIA	En proceso
RÍOFRIO	10	EPSA	En proceso
RÍOPIEDRAS	19.9	CELSIA	En proceso

Información hidrológica pendiente por reportar

Serie de caudales y metodología asociada con los aportes

Declaración diaria de aportes, volúmenes turbinados y otras descargas

Pronóstico mensual

Plantas menores que registraron capacidad excedentaria
Resolución CREG 171 de 2015

Planta	Agente	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Capacidad Excedentaria (MW)
RIO PIEDRAS	CELSIA	19.9	4.1
HIDROMONTAÑITAS	CELSIA	19.9	5.1
EL MORRO 1	EL MORRO 2	19.9	2.1
RIO FRIO II	CETSA	10	0.8
INGENIO RISARALDA 1	EEP	5.5	2.5
AMAIME	EPSA	19.17	2.03
ALTO TULUA	EPSA	19.9	2.6
MAYAGUEZ 1	EPSA	19.9	3
BAJO TULUA	EPSA	19.9	4.1
COLTEJER 1	EPM	9.4	0.3
PROVIDENCIA	HZ ENERGY	4.9	2.6
CALDERAS	ISAGEN	19.9	5.1
PROENCA	PROENCA	19.9	6.1
TERMOYOPAL 1	TERMOYOPAL	19.9	1.1
INCAUCA	VATIA	10	4
FLORIDA	VATIA	19.9	4.1

Total Capacidad Excedentaria

47
MW

Plantas despachadas centralmente en proceso de registro

Planta	Combustible	Capacidad entrega a la red (MW)
Termobarranca 1	Gas	12
Termobarranca 1	Gas	12
Termobarranca 1	Gas	24

Total Capacidad Termobarranca

48
MW

Autogeneradores en proceso de registro
(Resolución CREG 024 de 2015)

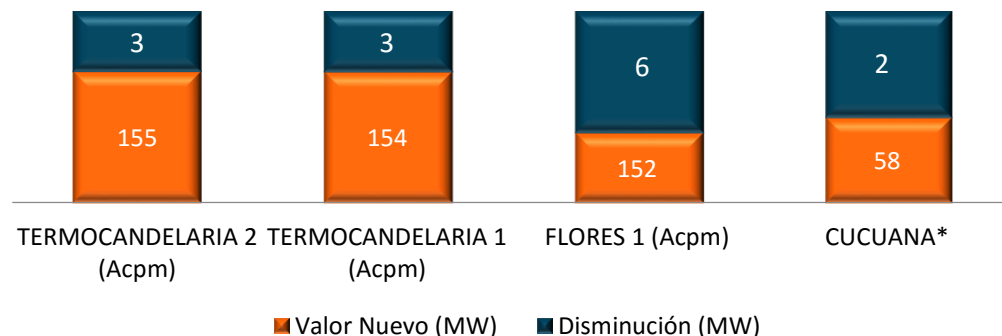
Planta autogeneración	Combustible	Capacidad entrega a la red (MW)
Yaguarito	Gas	1.6
Argos Cartagena	Gas	16.2
Argos Yumbo	Carbón	10
Argos Tolúviejo	Gas	3.7
Argos Sogamoso	Carbón	5

Total Capacidad autogeneradores

37
MW

Cambios Capacidad Efectiva Neta

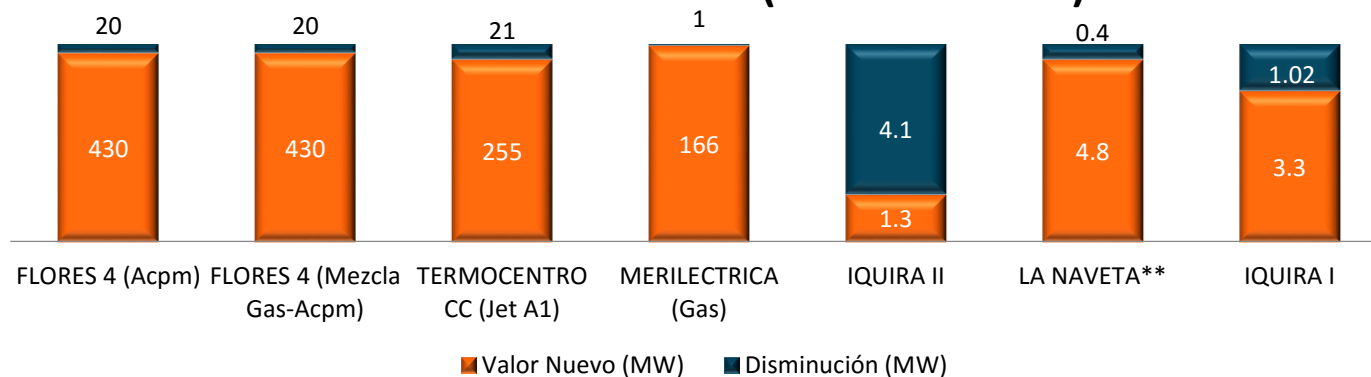
Disminuciones de CEN solicitadas después de los cambios realizado por CxC



Disminución de capacidades después del incremento realizado en aplicación del artículo segundo del Acuerdo CNO 593

**14
MW**

Otros cambios de CEN (Nov – Dic 2015)



Disminución de CEN otros cambios

**67.52
MW**

NOTAS:

* Cambio de CEN CUCUANA Aprobado por Acuerdo CNO 820.

** Cambio de CEN LA NAVETA aprobado por Acuerdo CNO 812.

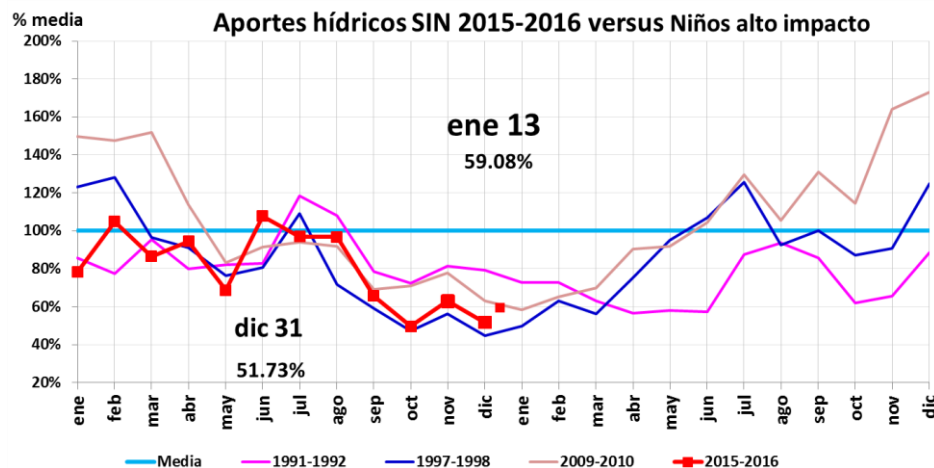
Las demás solicitudes se encuentran en proceso de aprobación.

Variables en el SIN



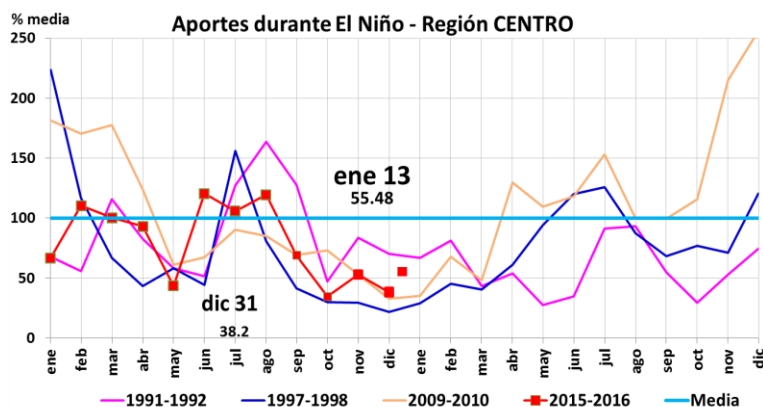
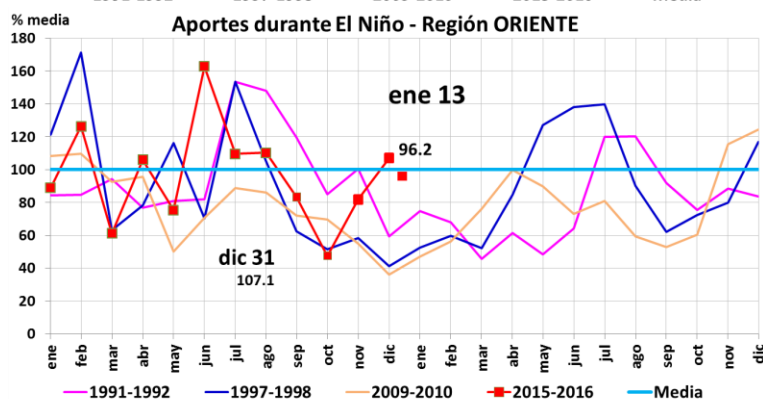
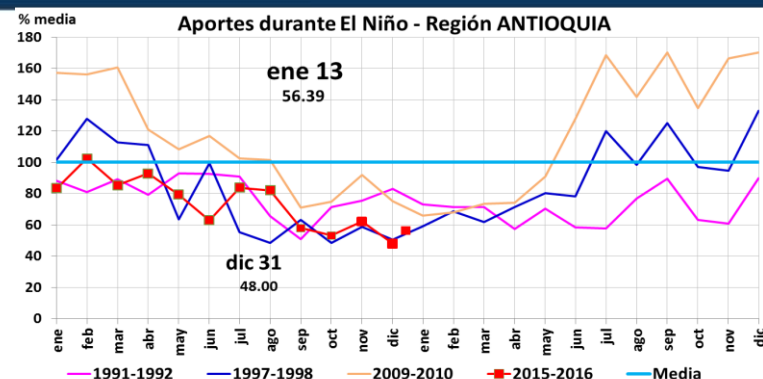
En la última semana (ene 07 – ene 13) han ingresado al SIN aportes promedios de 57.04 GWh-día (57.48% del histórico).

En lo corrido de enero el acumulado es de 56.23 GWh-día.



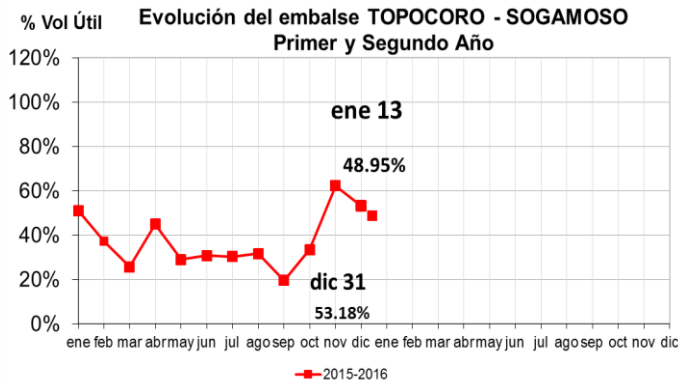
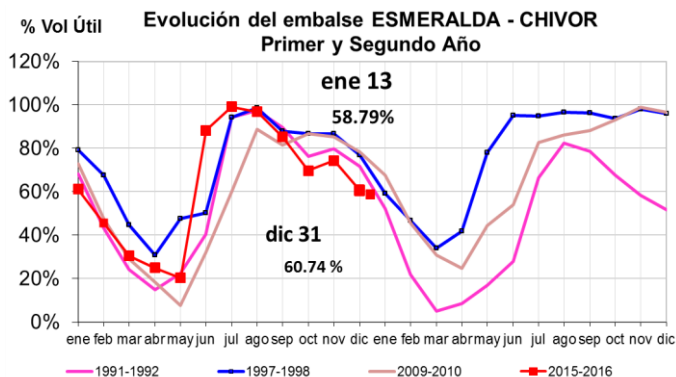
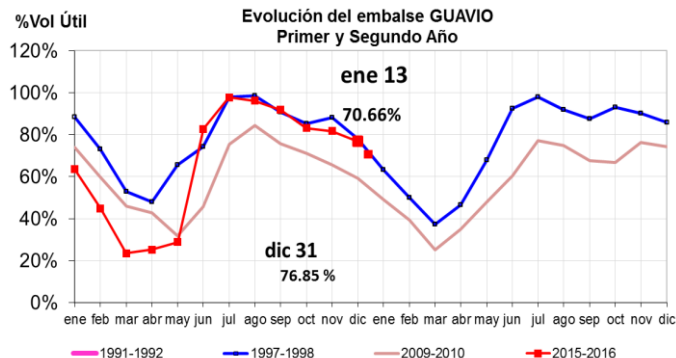
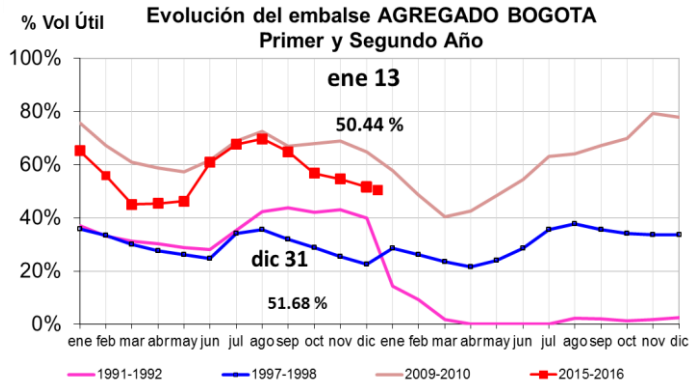
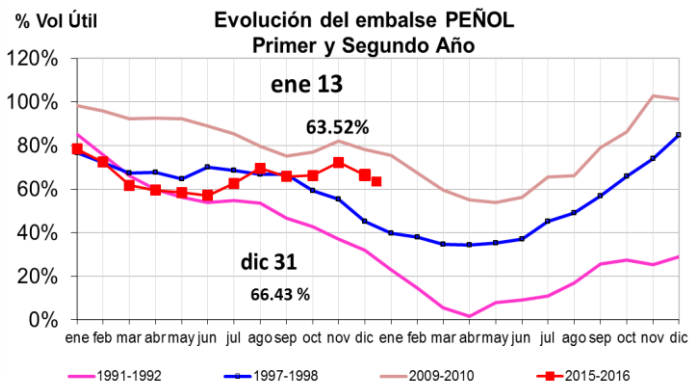
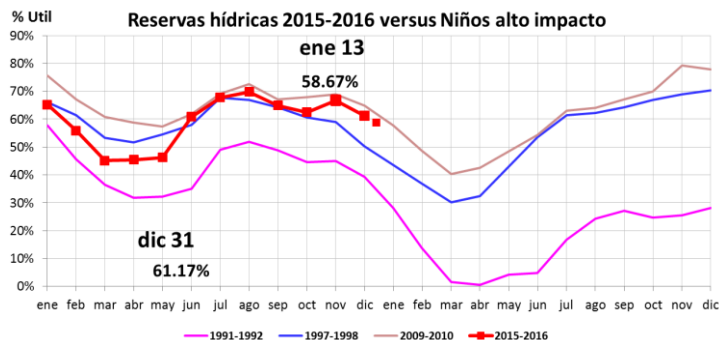
Media histórica de aportes

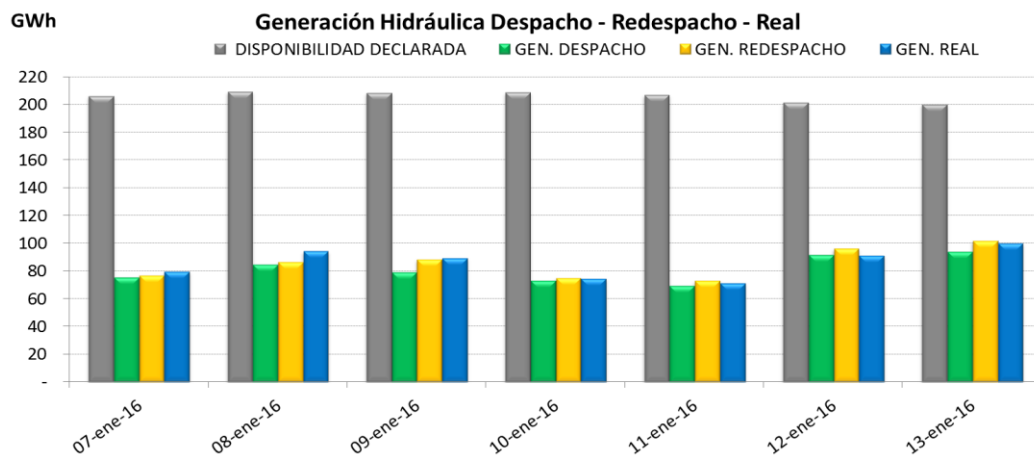
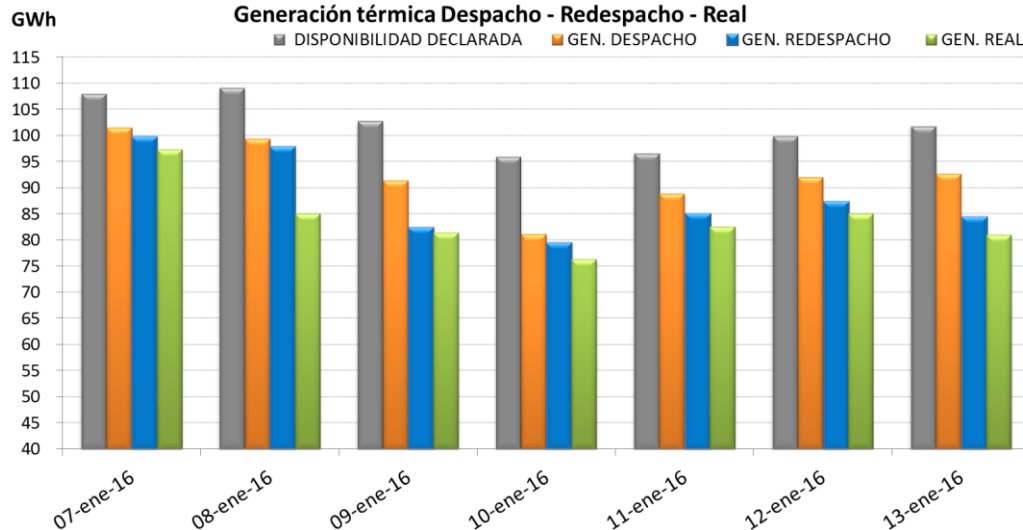
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	101.4	96.0	110.8	168.6	226.4	229.2	218.8	194.6	182.6	209.3	211.8	149.8



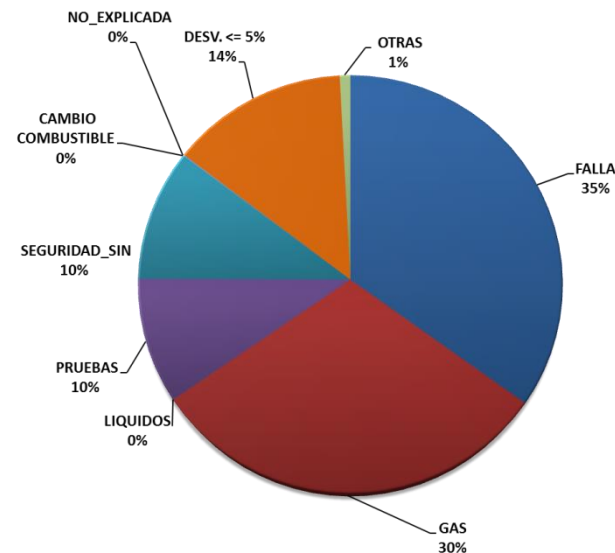
Las reservas del SIN del 13 de enero se ubican en 10,131.10 GWh (58.67% de la capacidad útil). En la última semana (ene 7 – ene 13) se ha desembalsado un promedio de 44.56 GWh-día

El Quimbo comenzó a generar el 10 de enero con una unidad al mínimo.





Causas desviación térmica despacho > real ene 1 a ene 13



Para el 13 de enero el crecimiento preliminar de demanda frente al mismo mes del año 2015, es de 5.2%

Panorama Energético



■ filial de isa

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

Precios de combustibles

- Precios UPME (Mayo de 2015 – Publicados Enero de 2016) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

Plantas menores

- Diciembre a Abril 5.3 GWh/día, y de Mayo a Noviembre 7.1 GWh/día.

Parque térmico*

- Guajira 1. Disponible 30% hasta Abr30/16
- Tebsa. Disponible 591 MW hasta Feb29/16
- Flores IV. Disponible 430MW . Hasta Nov/16

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

Combustible*

- Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

*No se considera la última información reportada para Tebsa y unidades de Bquilla dado que TEBSA indicó que la información suministrada tiene carácter confidencial

Fecha entrada proyectos de generación

- Gecelca 3.2: 21 de octubre de 2016

Mínimos operativos

- Se utiliza el NEP para cada embalse.

Costos de racionamiento

- Último Umbral para enero de 2015 publicado por la UPME

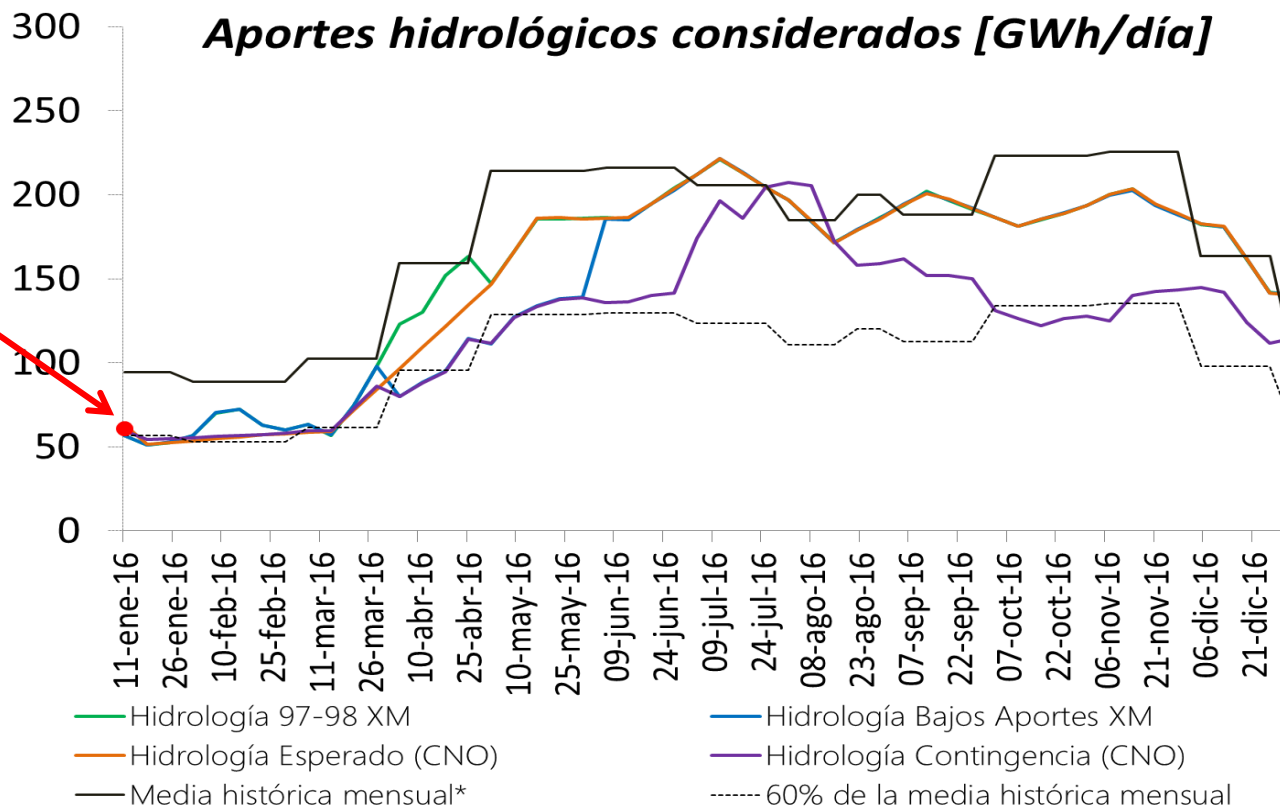
Descripción Casos:

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). Jun/2016 en adelante: caso esperado* del (SH)

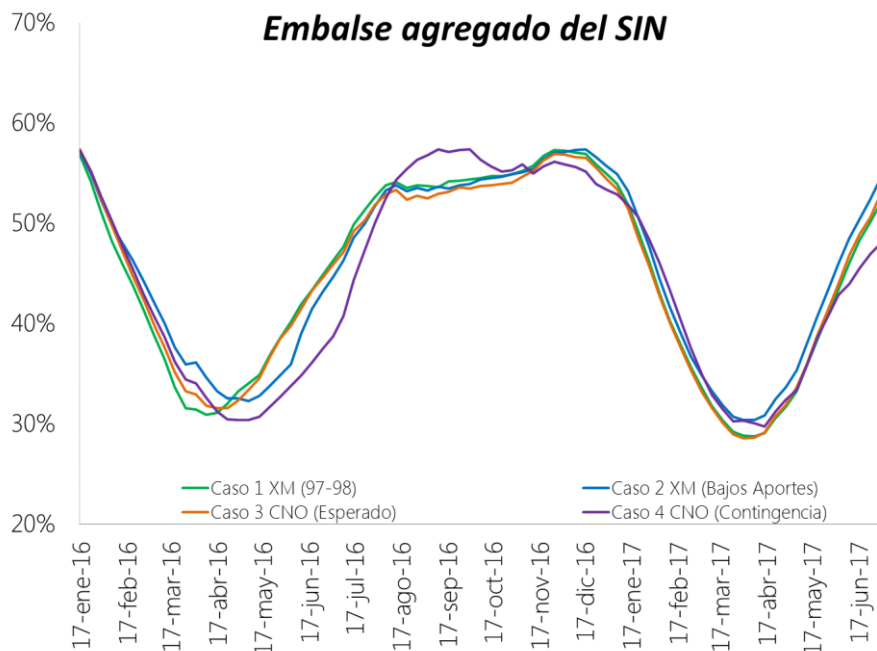
Caso 3 Hidrología Esperado* (SH) del CNO.

Caso 4 Hidrología Contingencia* (SH) del CNO.



Resultados de las simulaciones

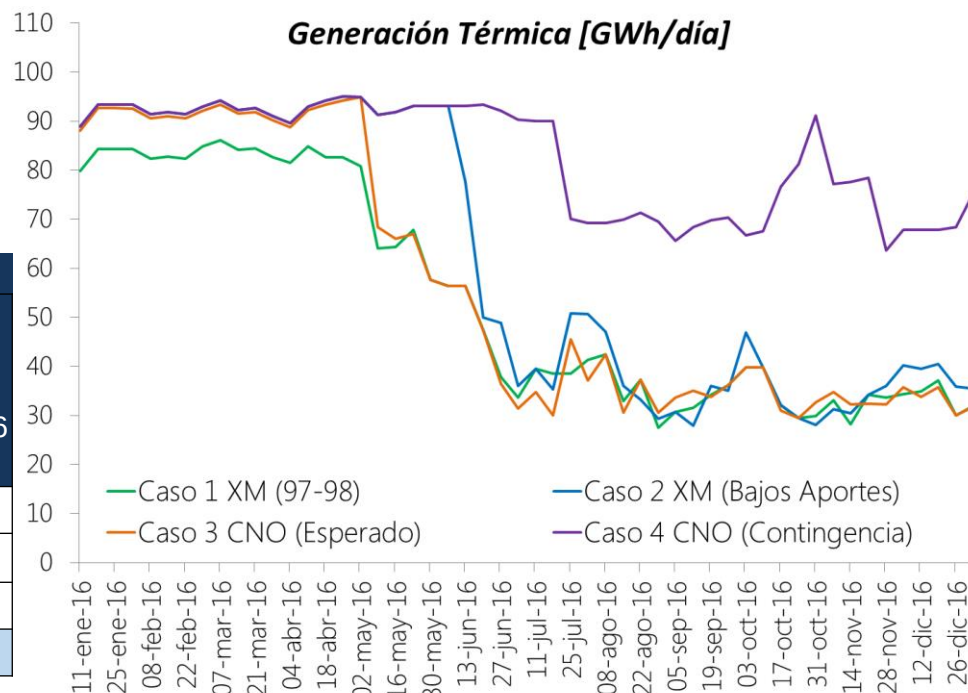
Embalse agregado del SIN



Evolución del embalse %

	Nivel mínimo	30/11/2016
Caso 1 XM (97-98)	30.9%	57.3%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	32.3%	57.0%
Caso 3 CNO (Esperado)	31.5%	56.9%
Caso 4 CNO (Contingencia)	30.4%	56.1%

Generación Térmica [GWh/día]



Generación térmica promedio semanal [GWh-día]

	Caso 1 XM (97-98) hasta abril/2016	Caso 2 XM (Bajos Aportes) hasta junio/2016	Caso 3 CNO (Esperado) hasta mayo/2016	Caso 4 CNO (Contingencia) hasta julio/2016
Carbón	24	23	23	23
Líquidos	24	32	28	32
Gas	36	35	36	36
Total	84	90	87	91

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 de generación térmica promedio semanales superiores a los promedios 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 CACSE
Gestionar la máxima disponibilidad de Gas para el sector térmico	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)	CACSE CNOGas
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
Identificar las restricciones que puedan tener algunas plantas del sistema para operar con bajos niveles de embalse mediante los <u>estudios de análisis de potencia</u> .	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



VERDE

ENERO 2016

Índice de Energía Disponible



647.52

PBP \$/kWh

Índice Precio Bolsa Promedio



VEREC = 0 %

en el horizonte de análisis

Índice de Análisis Energético



Normal

Condición del Sistema



50.51 %

DICIEMBRE 2015

Hidrología del SIN

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

Índice De Energía Disponible

Mes	Energía Disponible (kWh)	Demanda (kWh)	Índice ED
2016-01-01	215.914.103,98	185.643.346,48	
2016-02-01	215.928.694,98	191.509.501,45	
2016-03-01	214.574.859,98	189.612.399,94	
2016-04-01	221.902.939,98	193.949.183,27	
2016-05-01	221.183.196,98	193.442.459,19	
2016-06-01	221.862.114,98	195.451.816,13	
2016-07-01	216.658.518,98	196.143.503,71	
2016-08-01	217.827.978,98	200.097.329,71	
2016-09-01	216.620.319,98	203.239.112,53	
2016-10-01	220.172.546,98	194.812.158,65	
2016-11-01	222.609.747,98	197.118.430,57	
2016-12-01	214.744.627,98	195.518.353,52	

ED	PBP	AE	Condición
			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

Situación operativa



**Situación
Operativa**

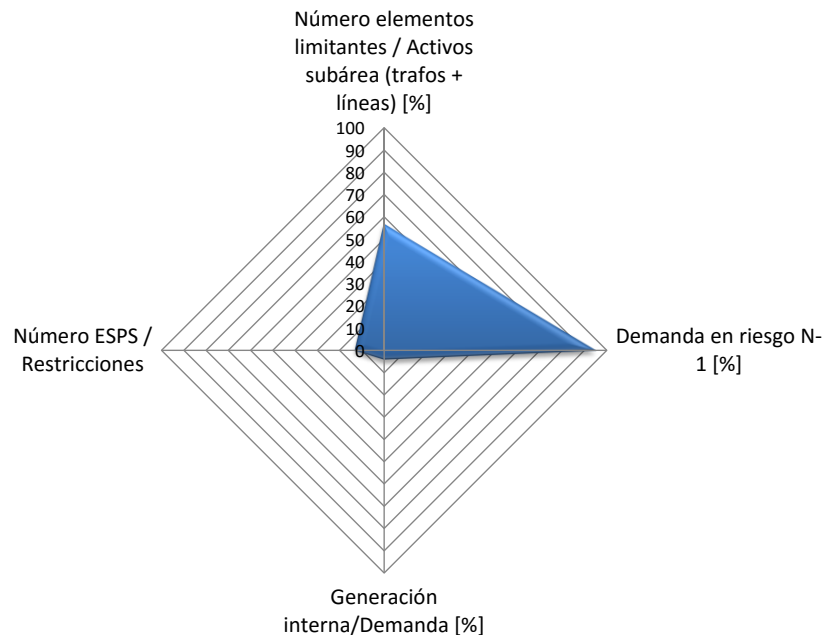
Condición operativa Santander

Condición operativa Santander

Situación hasta 29/12/2015

- **95% de la demanda de Santander se encontraba en riesgo ante contingencia sencilla**
- El CND señaló la necesidad de implementar medidas operativas, mientras se ponen en operación las obras de expansión

Condición operativa Santander



Contingencias que conducían a desatención de demanda en Santander*:

- Autotransformador de Bucaramanga 230/115 kV
- Autotransformador de la subestación Los Palos 230/115 kV
- Línea Bucaramanga – Realminas 115 kV
- Línea Barranca – San Silvestre 115 kV

Corto plazo

- Realizar el pronóstico de demanda considerando traslados o desatención de carga tendientes a minimizar el impacto sobre la red ante contingencias sencillas. OK
- Declarar nuevos valores de sobrecarga de activos de la red de transmisión regional y transformadores de conexión al STN operados por ESSA. OK
- Implementar antes del 15 de enero de 2016, los esquemas suplementarios asociados a las contingencias del transformador de Bucaramanga 230/115 kV y del transformador de Piedecuesta 230/115 kV. OK

Demanda máxima 2016

- Se evidencia (XM-ESSA) la necesidad de alternativas complementarias para mitigar el impacto de las contingencias Los Palos – Palenque 115 kV y Bucaramanga – Real Minas 115 kV

La condición de riesgo de la subárea permanecerá hasta tanto se encuentren en operación los proyectos de expansión previstos en el plan de expansión de ESSA y del STN, condición que viene siendo informada desde hace varios años en los diferentes estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico del CND.

- El **30/12/2015**, luego de publicado el **despacho**, ESSA realizó la actualización de algunos de los parámetros de la red respecto a la sobrecarga de transformadores y capacidad de transporte de emergencia en las líneas.
- Esta información fue tenida en cuenta en la operación del 30/12/2015 en tiempo real.

Nombre de la línea	Límite de emergencia nuevo [%]	Límite de emergencia anterior [%]
Los Palos - Palenque 1 115	143.8	100
Barranca - Palenque 1 115	143.8	100
Lizama - Palenque 1 115	143.8	100
Bmanga - TBucFlorida 1 115	129.9	100
Florida - TBucFlorida 1 115	129.9	100
Piedecuesta - TBucFlorida 1 115	131.0	100
Lizama - San Silvestre 1 115	143.8	100
Barranca - San Silvestre 1 115	143.8	100
Bmanga - Real Minas 1 115	130.2	100
Palenque - Real Minas 1 115	143.8	100

Nombre del transformador	Límite de emergencia nuevo [%]	Límite de emergencia anterior [%]
Barranca 1 220/115	140	115
Barranca 2 220/115	140	115
Palos 230/115	130	115
Bucaramanga 230/115	130	115
Piedecuesta 230/115	130	115

**Situación
Operativa**

Condición Operativa Bogotá 57.5 kV y Casanare

Condición operativa Bogotá 57.5 kV y Casanare



- El día 18-12-2015 XM envió comunicación oficial a CODENSA solicitando el plan de acción, para aliviar la restricción que causa la contingencia del circuito San José – San Facon 57.5 kV en escenarios de alta demanda.
- La salida de la línea compromete la demanda de las subestaciones San Façon y Gorgonzola (mas de 90MW en el centro de Bogotá)

Aún no se recibe respuesta a esta solicitud.

- Se envió carta a ENERCA solicitando información referente a las fechas de puesta en operación de Yopal – Aguazul 115 kV y cambio de CT's de Yopal – San Antonio 1 + 2 115 kV, dado que estas acciones mitigan la limitación de generación en la barra Termoyopal 115 kV, por congestiones en el corredor Yopal – San Antonio 1 + 2 115 kV.



Aún no se recibe respuesta a esta solicitud.

Varios



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	Completa
AES CHIVOR	Completa
EMGESA	Falta información de El Quimbo
HIDRALPOR	Completa
LA CASCADA	Completa
TERMOCANDELARIA	Completa
TERMOVALLE	Completa
TERMOYOPAL	Completa

Varios

Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696

Radar de seguimiento proyectos de expansión

Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

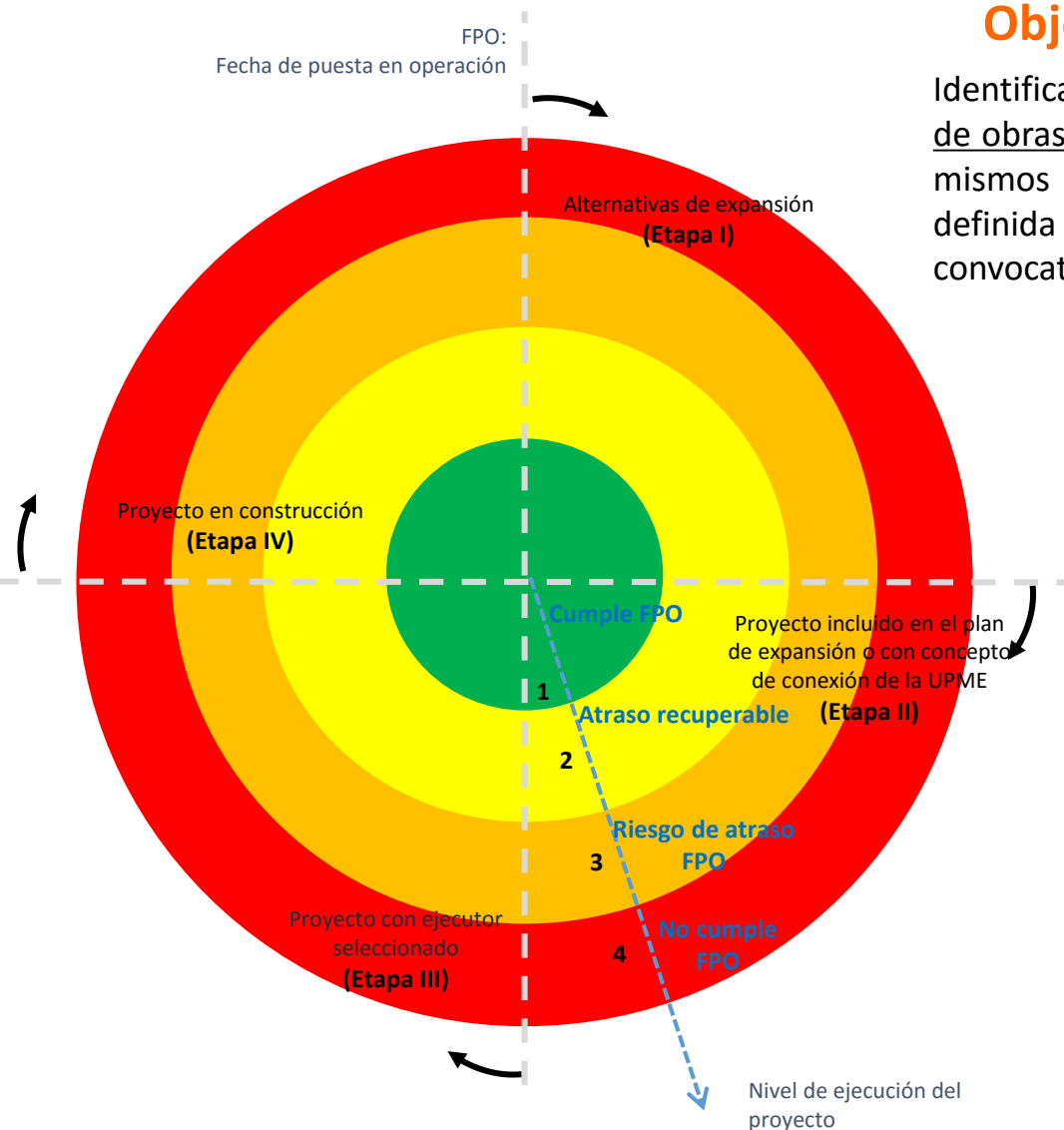
Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.

Impacto Operativo

-  Aumento de Confiabilidad - A
-  Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
-  Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
-  Disminución DNA - D

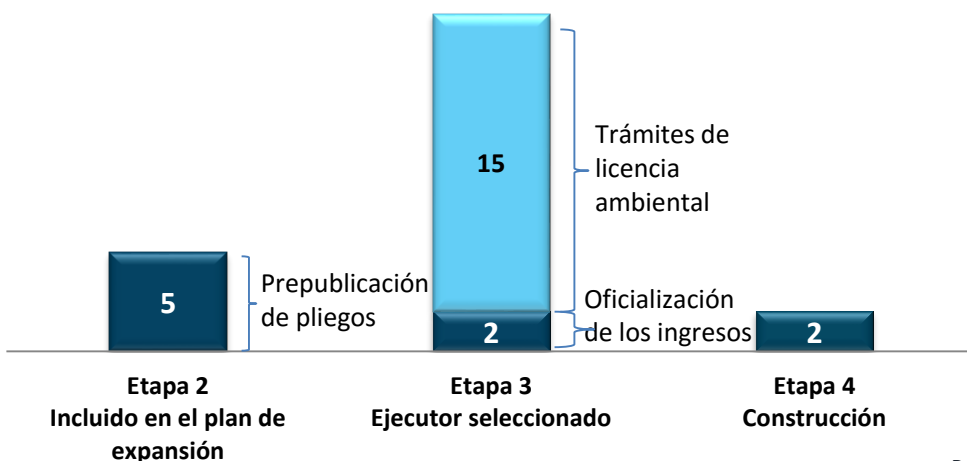


Proyectos Convocatoria: STN

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

24

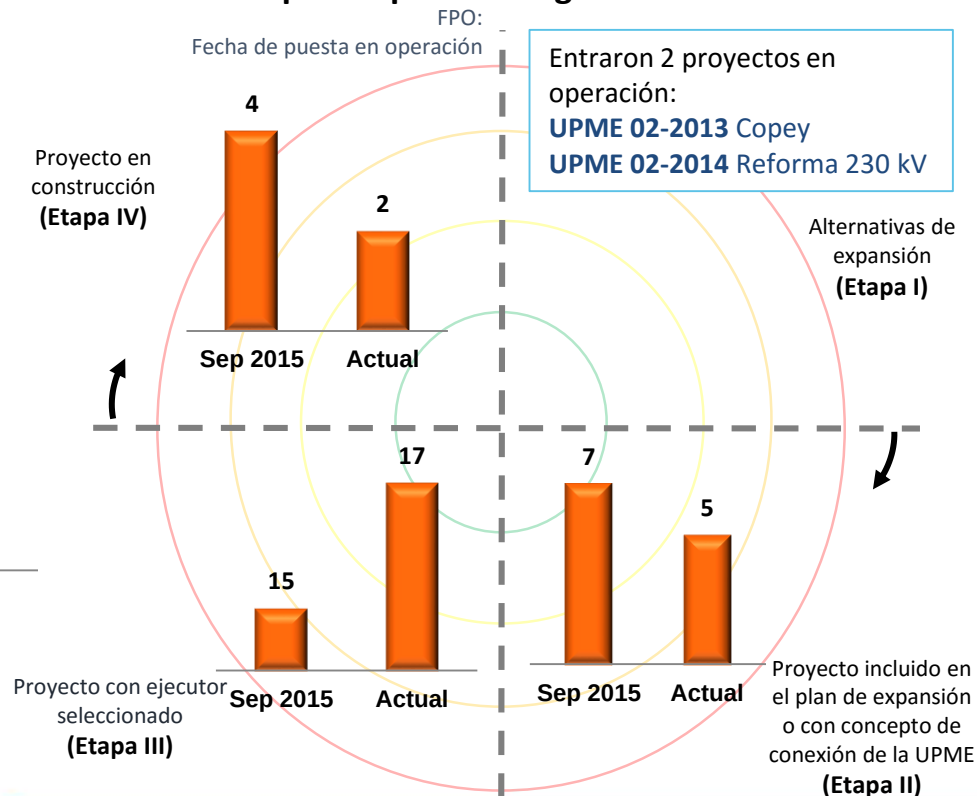
Proyectos convocatoria STN por etapa

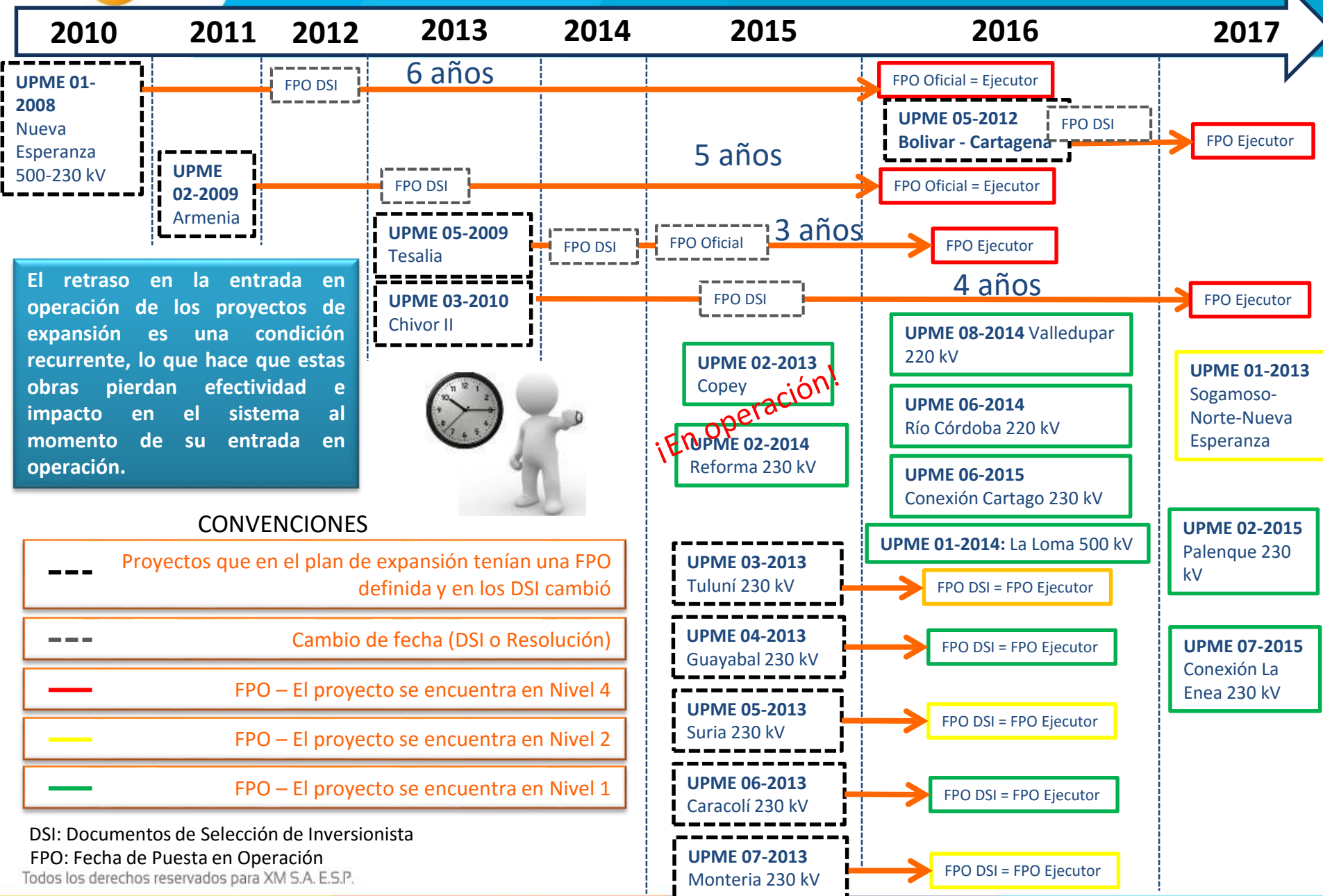


Proyectos convocatoria STN etapa 2

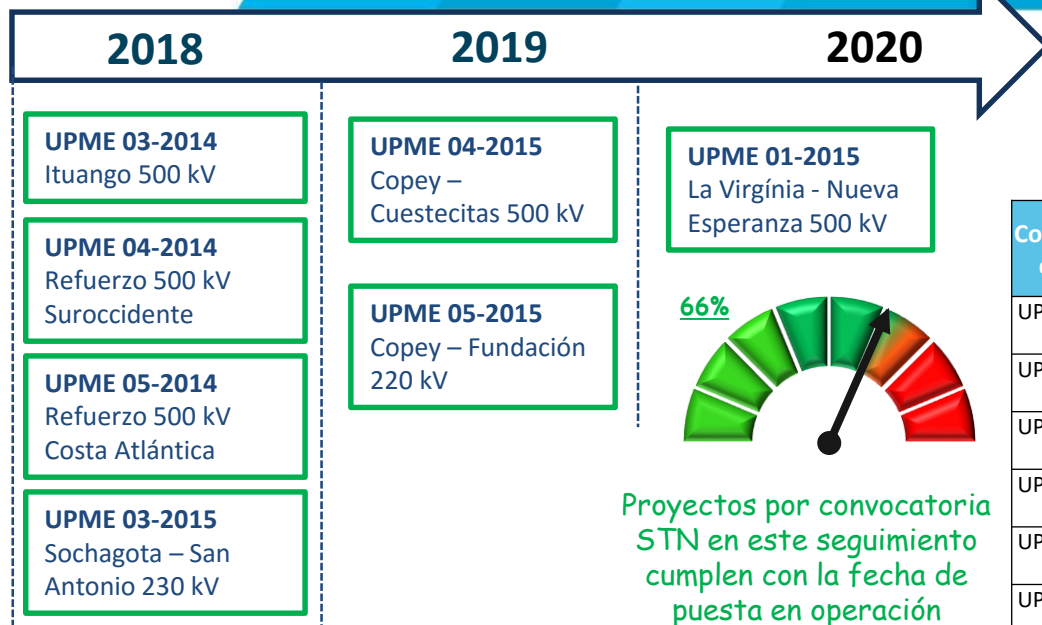
#	Proyecto	Subárea	FPO
1	Conexión La Enea 230 kV	CQR	nov-17
2	Sochagota – San Antonio 230 kV	Nordeste	jun-18
3	Copey – Cuestecitas 500 kV	GCM	nov-19
4	Copey – Fundación 220 kV	GCM	nov-19
5	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	CQR	sep-20

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior





Proyectos STN: Convocatoria y Ampliación



Proyectos convocatoria STN que se encuentran en niveles 2, 3 y 4

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* prevista por el ejecutor	Observaciones
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500-230 kV	4	2016-01-26	Nueva solicitud de prórroga de la FPO
UPME 02-2009	Armenia		2016-05-07	FPO actualizada por Res. MME 4 0036 de 2015
UPME 03-2010	Chivor II		2017-01-31	Fecha posterior a la FPO oficial
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)		2016-05-18	FPO actualizada por Res. MME
UPME 05-2012	Bolívar - Cartagena		2017-03-07	Fecha posterior a la FPO oficial
UPME 03-2013	Tuluní 230 kV	3	2016-09-30	Fecha posterior a la FPO oficial (1 mes)
UPME 05-2013	Suria 230 kV	2	2016-11-30	Solicitud de prórroga de la FPO
UPME 07-2013	Montería 230 kV	2	2016-11-30	Solicitud de prórroga de la FPO
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	2	2017-09-30	Fuerte oposición de municipios

*Acuerdo CNO 670: La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2, 3 y 4 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento (...)

¿Cuántos proyectos del STN son por ampliación?

4

Reconfiguración S/E Bacatá

Reconfiguración Caño Limón.

Segundo cto Betania-Mirolindo 230 kV

Bahía transformación S/E La Sierra

STATCOM - Bahía 500 kV

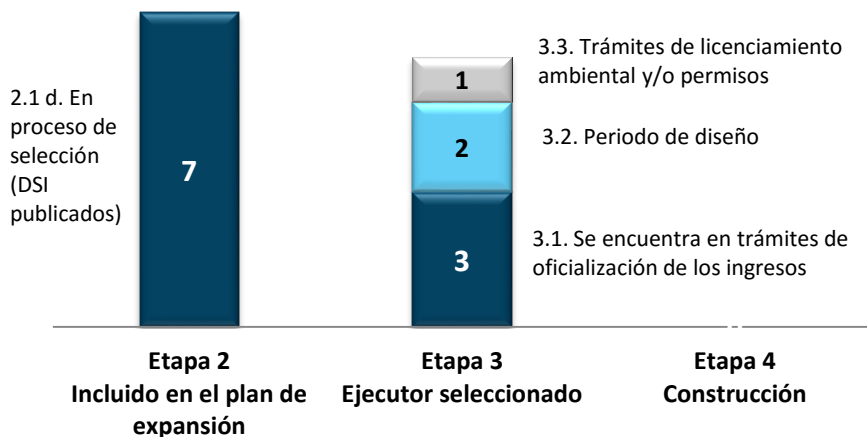
Bahía 230 kV ATR2 El Bosque

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

13

Se pasó de tener 5 convocatorias del STR a 13, las cuales cubren el plan de expansión de Caribe.

Proyectos convocatoria STR por etapa



Proyectos convocatoria STR

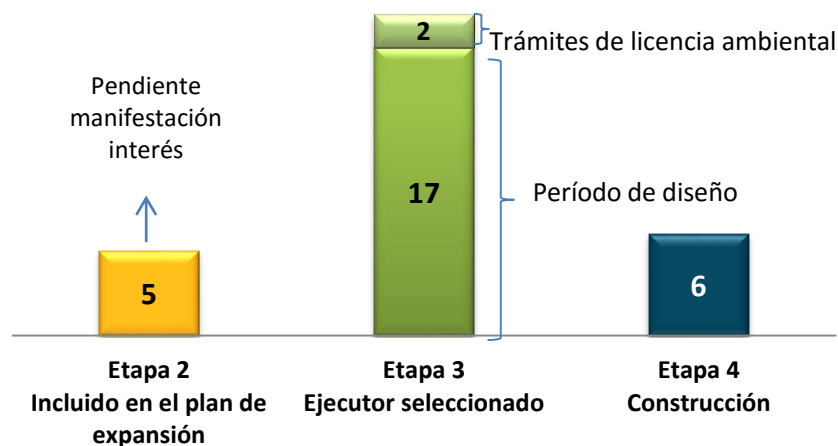
Convocatorias STR	Etapas	Estado	FPO Oficial
UPME STR 07-2014 Rio Córdoba 110 kV	3.3	Trámites de licenciamiento ambiental y/o permiso.	30-11-2016
UPME STR 01-2015 Ampliaciones en Cuestecitas Riohacha y Maicao	3.2	Periodo de diseño	2016-11-30
UPME STR 03-2015 Nueva Montería 110 kV	3.2		2017-11-30
UPME STR 04-2015 Compensaciones capacitivas en El Carmen, El Banco y Montería	3.1	Se encuentra en trámites de oficialización de los ingresos	30-11-2016
UPME STR 06-2015 Valledupar STR	3.1		30-11-2016
UPME STR 07-2015 El Bosque	3.1		30-11-2016
UPME STR 10-2015 Nuevas subestaciones Bolívar 110 kV, Manzanillo 110 kV	2.1 d.	En proceso de selección (DSI publicados)	2018-06-30
UPME STR 11-2015 Nueva subestación Norte 110 kV	2.1 d.		2018-11-30
UPME STR 14-2015 Atlántico 1. Línea Termoflores – Centro por ductos existentes.	2.1 d.		2017-11-30
UPME STR 15 - 2015 Atlántico 2. Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa			30-11-2018
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	2.1 d.		2018-06-30
UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV	2.1 d.		2018-06-30
UPME STR 17-2015 Cereté 110 kV	2.1 d.		30-11-2017

¿A cuántos proyectos* del STR se les hace seguimiento? **77**

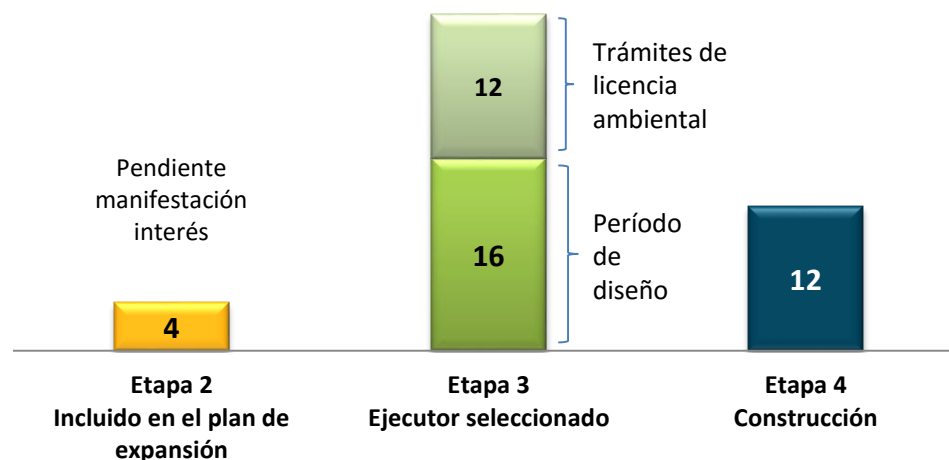
3 proyectos no reportaron información para este período



Proyectos STR en cronograma por etapa



Proyectos atrasados STR por etapa



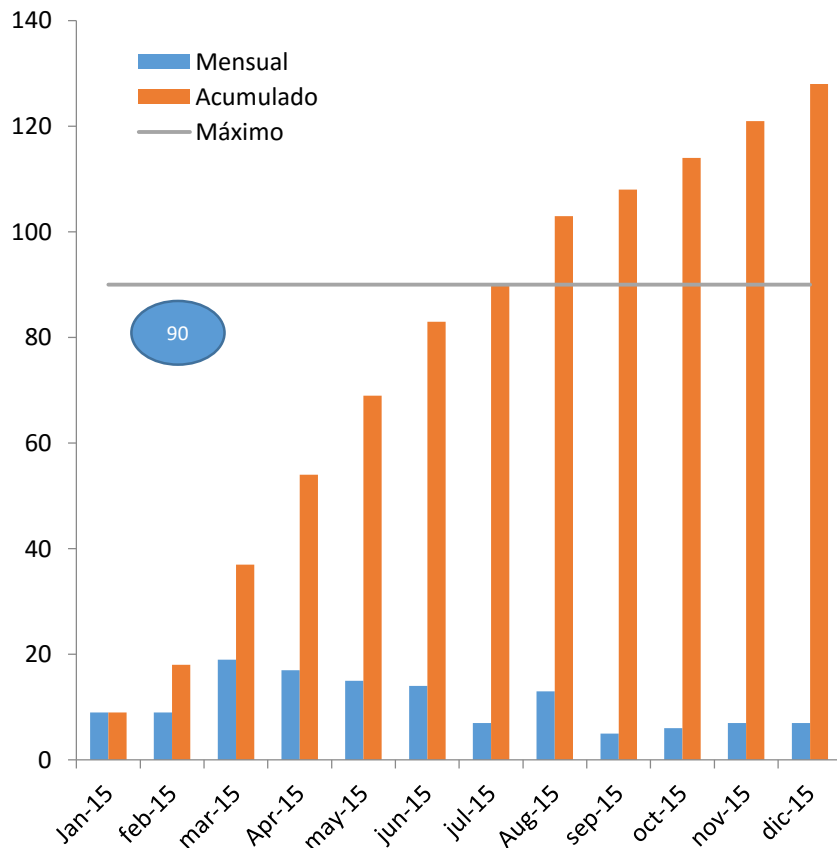
* Los proyectos o obras de expansión relacionadas con proyectos de STN en este análisis se contabilizan como uno sólo proyecto.

- ✓ El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que una vez entren no se tengan las condiciones de seguridad y confiabilidad esperadas al momento de definir la obra y se hagan necesarias ya obras adicionales.
- ✓ No se está recibiendo de los agentes generadores la información de seguimiento de proyectos. Esta información es necesaria para cumplir con los objetivos de la metodología establecida en el Acuerdo CNO 696 (Radar seguimiento proyectos).
- ✓ Se debe realizar especial seguimiento a los proyectos de expansión del STN que se encuentran en nivel 4. En caso que se re programe la fecha actual de entrada en operación se debe analizar la necesidad de implementar medidas de mitigación por la no entrada en operación de los proyectos en la fecha prevista.

Varios

Indicadores de calidad de la operación

FRECUENCIA TRANSITORIO



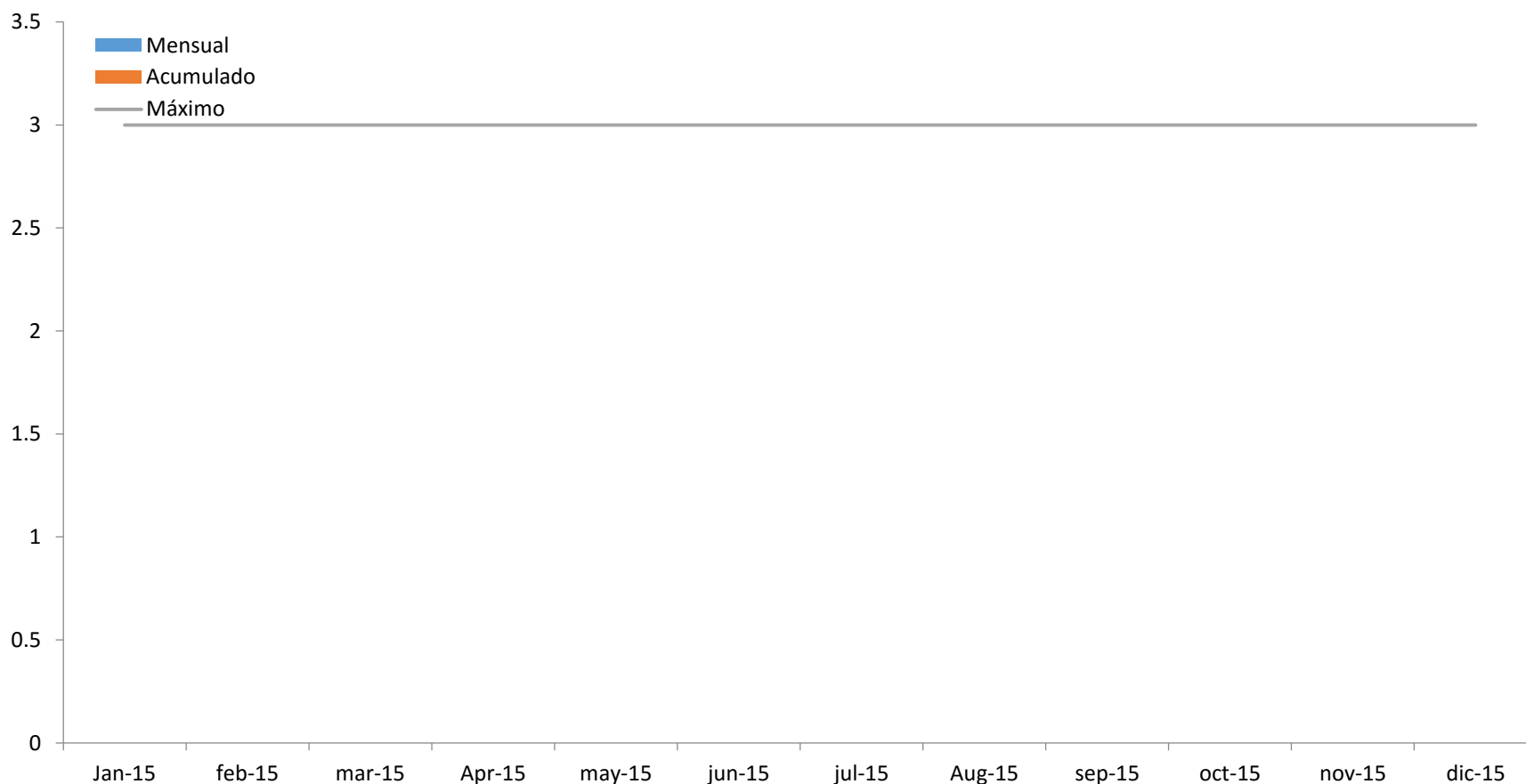
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
01/12/2015 00:54	6	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad de Gecelca 3 con una potencia activa de 164 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz. El agente reporta alta vibración en el cojinete de la turbina.
07/12/2015 03:07	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Tasajero con 163 MW. El agente no reporta causa del evento.
09/12/2015 01:02	11	59.76	Transitorio	Disparo de la unidad de generación Sogamoso 2 con alrededor de 115 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
12/12/2015 19:15	3	59.77	Transitorio	Disparo de las unidades 3 y 4 de Flores IV con aproximadamente 240 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta problemas en servicios auxiliares.
15/12/2015 16:37	6	59.69	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 269 MW. El agente reporta disparo transferido desde durante maniobras en la subestación.
28/12/2015 07:27	2	59.79	Transitorio	Dispara unidad de generación Porce 2 con 135 MW, el agente reportó falla en instrumento de temperatura.
30/12/2015 16:21	9	59.68	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de Sogamoso 230 kV con 270 MW. El agente reporta como causa pérdida de señal del flujo de agua del sello de la turbina..

Durante el mes de diciembre de 2015 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 128 eventos en el año (superior al máximo establecido en CNO).

Variaciones de frecuencia lentas

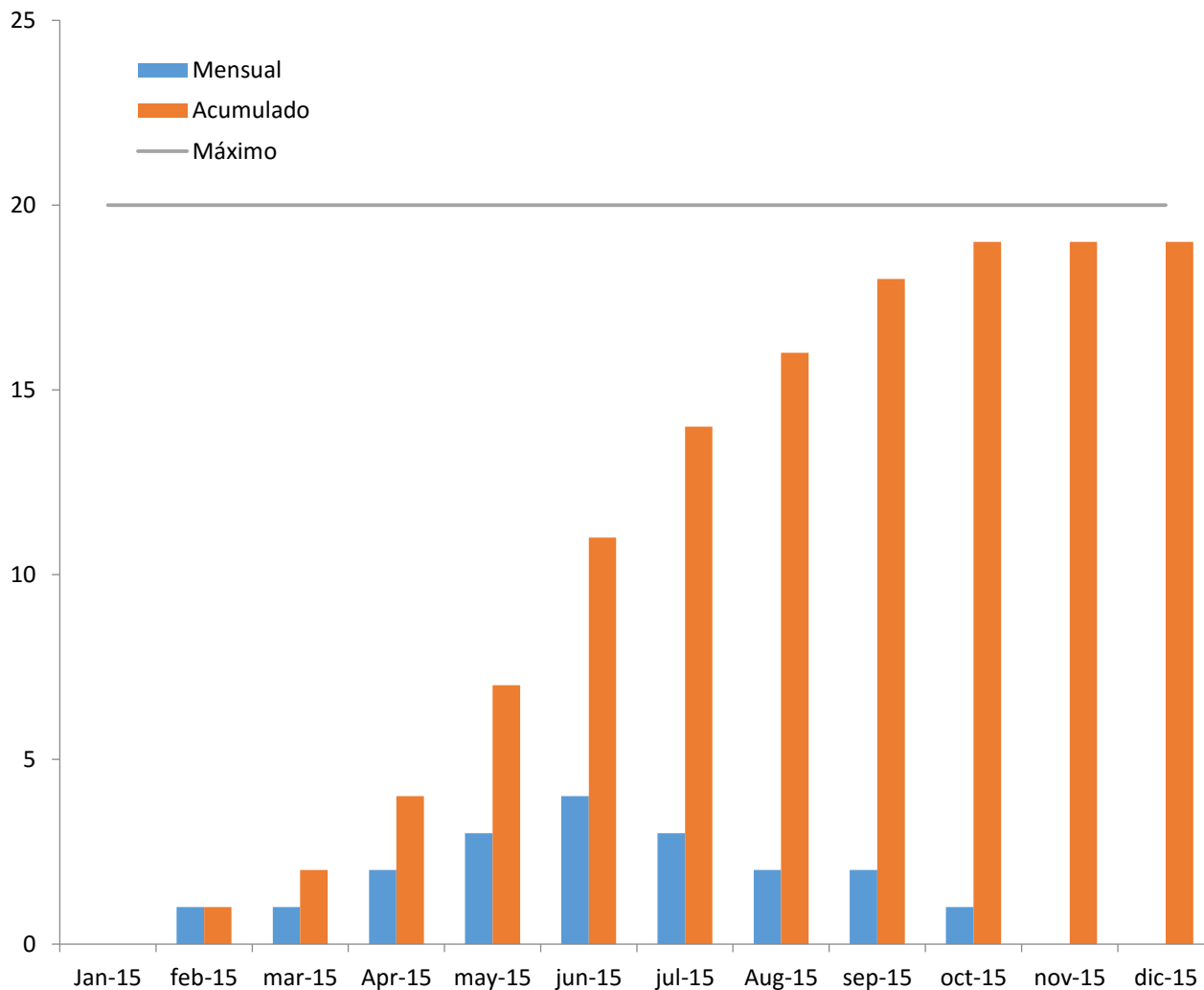
En el mes de diciembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantuvo en 0 para todo el 2015.

FRECUENCIA LENTO



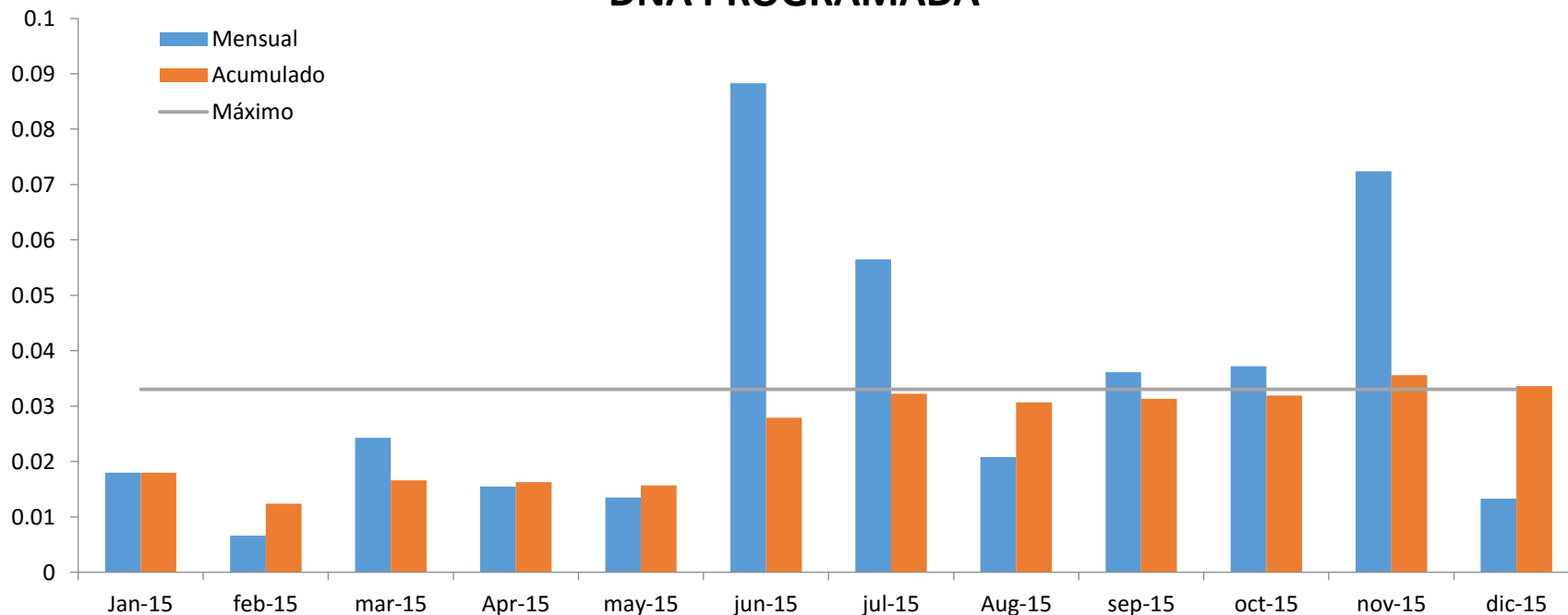
Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN



En el mes de diciembre no se presentaron eventos de tensión en el sistema, quedando un acumulado en el año de 19 eventos.

DNA PROGRAMADA

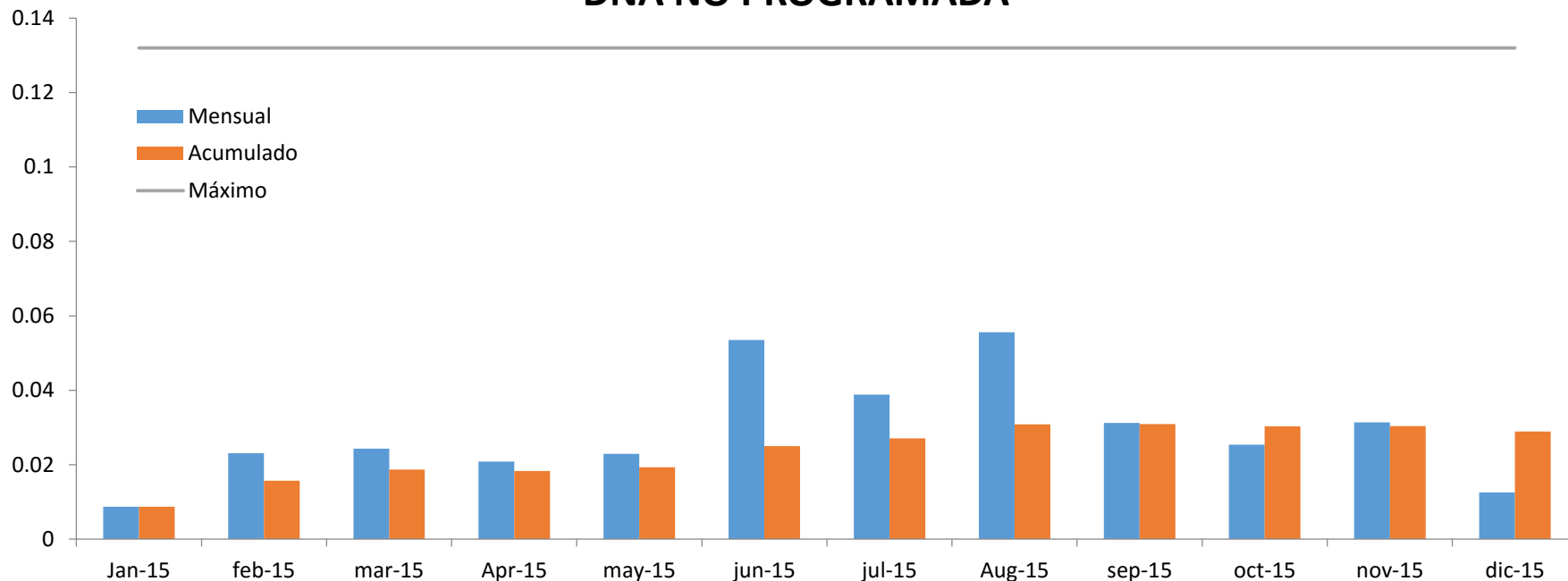


Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 0.75 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
04/12/2015 04:02	289.8	Trabajos de la consignación C0127643 sobre el activo DORADA 1 40 MVA 115/33/13.2 KV.
13/12/2015 09:01	138.42	DNA programada por trabajos sobre el activo BL1 URRÁ A URABÁ 230 kV bajo consignación nacional C0127650.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

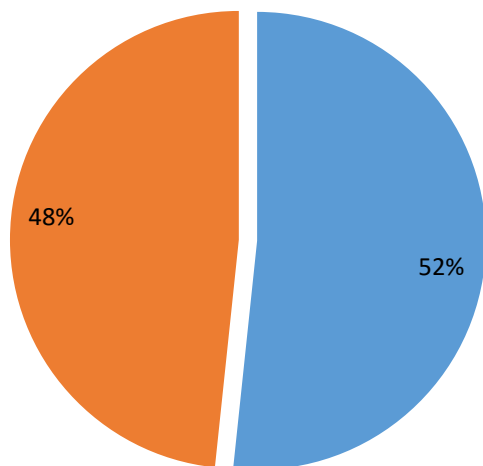


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 0.70 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
12/12/2015 08:09	110.25	DNA por trabajos sobre el activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV bajo consignación nacional de emergencia C0128078.
07/12/2015 00:00	103.29	Indisponibilidad del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV. El agente reporta robo de conductor.

Demanda No Atendida

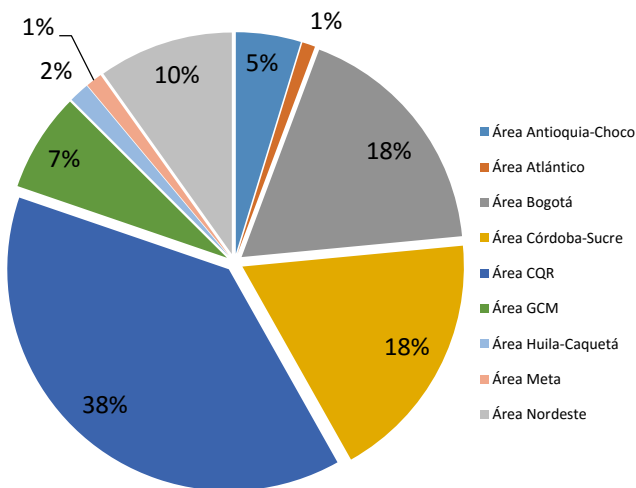
%DNA



■ % Programada
■ % No Programada

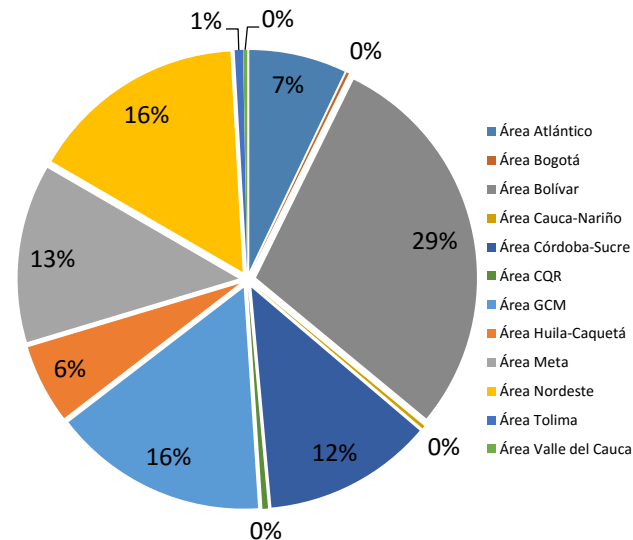
El total de demanda no atendida para el mes de diciembre fue de 1.46 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA POR AREAS



Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	35.80
Área Atlántico	7.20
Área Bogotá	134.24
Área Córdoba-Sucre	138.42
Área CQR	289.80
Área GCM	54.40
Área Huila-Caquetá	11.23
Área Meta	9.04
Área Nordeste	74.34

DEMANDA NO PROGRAMADA POR AREAS



Subárea	Mes (MWh)
Área Atlántico	50.14
Área Bogotá	1.30
Área Bolívar	202.55
Área Cauca-Nariño	1.58
Área Córdoba-Sucre	87.07
Área CQR	2.88
Área GCM	110.25
Área Huila-Caquetá	40.76
Área Meta	91.74
Área Nordeste	111.18
Área Tolima	4.25
Área Valle del Cauca	2.04



■ 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

- La **DNA programada desde el despacho** se dio para los días 24, 28 y 30 de diciembre con los siguientes valores:

Fecha	DNA (MWh)																							
	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
24/12/2015																			6	14				
28/12/2015										11	26	30	12	21	36	29	20	22	23	19	11			
30/12/2015											2	2			10	8								

- El 29/12/2015 se acordó con ESSA que se debía informar al despacho las acciones que se identifiquen, antes de las 07:30 am de manera que se incluyeran en el análisis eléctrico.
- Los traslados de carga programados en los despachos de los días 29, 30 y 31 diciembre se muestran a continuación:

TRASLADOS					
Periodos	Barra1	Barra2	29/12/2015	30/12/2015	31/12/2015
P01-P10	SAN_SIL1	BARRANC1	17	17	11
	SNALBER1	PALOS_1	2	2	0
	SAN_GIL1	BOAVITA1	4	4	0
	SAN_GIL1	BARBO_1	1.4	1.4	0
P11-P24	SAN_SIL1	BARRANC1	25	25	15
	SNALBER1	PALOS_1	3.5	3.5	0
	SAN_GIL1	BOAVITA1	5.5	5.5	0
	SAN_GIL1	BARBO_1	2.2	2.2	0

Condición operativa Santander

Situación desde 30/12/2015

- Con estos nuevos parámetros se evidencia una disminución en las restricciones de la subárea, así como en los riesgos de desatención de la demanda.
- **Queda pendiente por parte de la ESSA validar que la cantidad de carga actualmente deslastrada por el esquema de Barranca sea suficiente**

Corte	Escenario	Recomendación
Barranca 1 230/115 kV / Barranca 2 230/115 kV	• Demanda máxima y media • El escenario es más crítico con Merilétrica en línea.	• Mantener operativo el esquema suplementario implementado en los transformadores • La ESSA debe validar que el esquema implementado actualmente sea suficiente. Se observa que está llegando a su límite. • Desatención controlada de demanda en Santander
Barranca - San Silvestre 115 kV / Bucaramanga - Realminas 115 kV	Demanda media	• Mantener operativo el esquema suplementario implementado en San Silvestre 115 kV • Desatención controlada de demanda en Santander
Palos 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Demanda media	• Carga similar en los transformadores Palos, Bucaramanga y Piedecuesta 230/115 kV • Mantener tensiones similares entre las subestaciones Palos, Bucaramanga y Palenque 115 kV
Los Palos - Palenque 1 115 / Bmanga - Real Minas 1 115	• Demanda media • El escenario es más crítico con Tasajero en línea.	• Mantener tensiones similares entre las subestaciones Palos, Bucaramanga y Palenque 115 kV

Condición operativa Santander

Máxima demanda 2016

Para la demanda máxima de 2016 se evidencia algunas restricciones adicionales que podrían conducir a desatención de demanda en Santander:

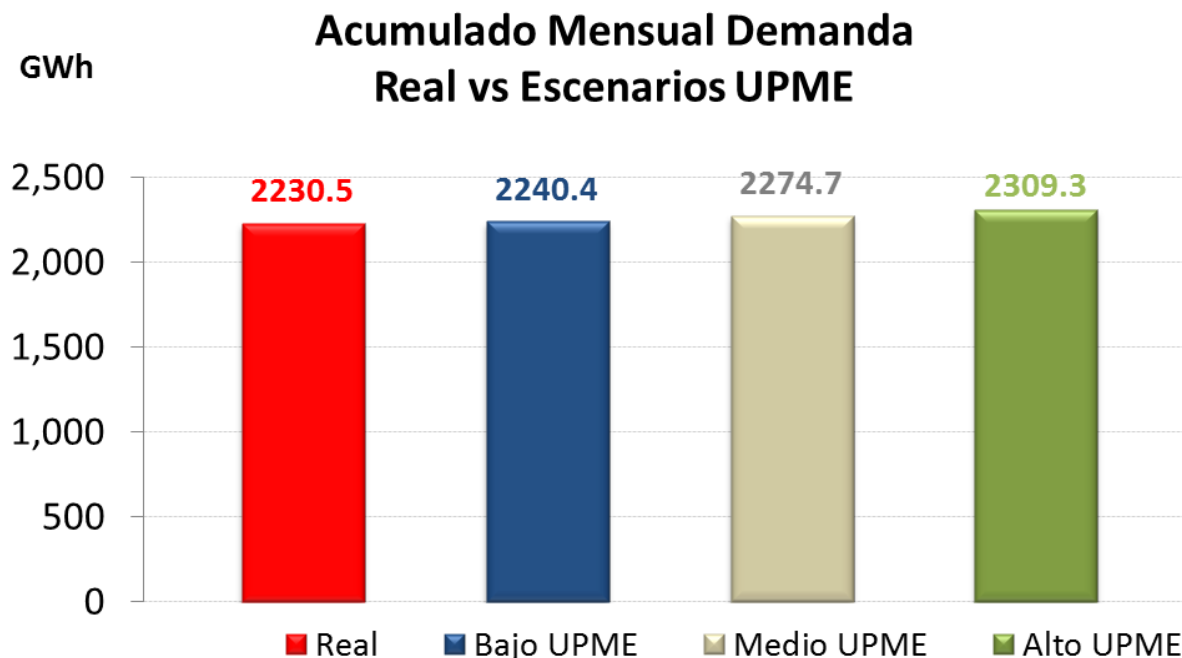
Corte	Escenario	Recomendación
Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta - TBucFlorida 1 115	Demanda máxima y media	- Se evidencia la necesidad de implementar el esquema suplementario propuesto por la ESSA - Conduce a desatención de demanda en Santander
Piedecuesta 230/115 genera bajas tensiones en San Gil 115 kV	Demanda máxima y media	- Se evidencia la necesidad de implementar el esquema suplementario propuesto por la ESSA - Conduce a desatención de demanda en Santander
Bmanga - Real Minas 1 115 / Los Palos - Palenque 1 115	Demanda máxima y media	Se evidencia la urgencia de implementar medidas operativas por parte de la ESSA* - Conduce a desatención de demanda en Santander
Los Palos - Palenque 1 115 / Bmanga - Real Minas 1 115	Demanda máxima y media	Se evidencia la urgencia de implementar medidas operativas por parte de la ESSA* - Conduce a desatención de demanda en Santander

* Traslados de cargas, reconfiguraciones topológicas, esquemas suplementarios, entre otras.

Tabla 3. Obras Expansión STR

Obra de Expansión Propuesta	Fecha de Entrada en Operación
Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV - 150 MVA	2017
Segundo transformador Guatiguará 230/115 kV - 150 MVA **	2017
Subestación Principal 115/13,2 kV - 2 x 60 MVA, reconfigura Palos - Florida 115 kV en Palos - Principal 115 kV y Principal- Florida 115 kV	2018
Reconfiguración de la T Bucaramanga, mediante los circuitos Bucaramanga - Florida 115 kV y Florida - Piedecuesta 115 kV.	2018
Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA, reconfigura la nueva línea Principal - Florida 115 kV en Principal - Conucos 115 kV y Conucos - Florida 115 kV	2018
Subestación Río Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito Piedecuesta - Florida 115 kV, en Piedecuesta - Río Frío 115 kV y Río Frío - Florida 115 Kv (Normalización T Bucaramanga 115 kV)	2018
Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	2018
Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Palenque 115 kV	2018
Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia), Tercer transformador 115/34,5 kV - 40 MVA	2019
Tercer y Cuarto transformador 230/115 kV - 90 MVA cada uno en la Subestación Barranca.	2019

**** Obra de expansión supeditada a los análisis de las obras asociadas a la S/E San Gil y/o solicitud que realice por el OR**



Información PRELIMINAR - hasta ene 13

En lo corrido de enero la demanda se ubica en el escenario bajo de la UPME, comparado con los mismos días de enero de 2015, se observa un crecimiento aproximado del 5.2 %.