

Bogotá D. C., 16 de noviembre de 2017

Doctor
Alonso Mayelo Cardona
Viceministro (E) de Energía
Ministerio de Minas y Energía-MME

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CNO - CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
Rad: 2017077142 17-11-2017 02:46 PM
Anexos: 5 FOLIOS
Destino: DESPACHO VICEMINISTRO ENERGIA
Serie:

Doctor
German Castro Ferreira
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Doctor
Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General (E)
Unidad de Planeación Minero Energética-UPME

Asunto: Situación esperada del Sistema Interconectado Nacional-SIN para el año 2018.

Respetados Doctores:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, manifiesta su preocupación por la situación descrita en el tercer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo elaborado por XM y socializado en el Comité de Operación del CNO.

En dicho informe se identifican las condiciones previstas para el SIN en el 2018 para cada una de las áreas y sub-áreas, contemplando dos escenarios topológicos, sistema actual y esperado con la entrada de proyectos en el horizonte de análisis y considerando un crecimiento medio de demanda pronosticado por la UPME en la revisión de febrero 2017, el cual fue revisado

por los Operadores de Red y presentado en el Comité de Distribución 174 realizado el 25 de julio de 2017. El panorama encontrado (adjunto a la presente comunicación) evidencia situaciones críticas para algunas sub-áreas del SIN, particularmente en la zona Caribe. Además, la situación es preocupante teniendo en cuenta la dificultad actual para la entrada oportuna de los proyectos de expansión, definidos para mejorar estas condiciones. En otras palabras, se identifican para el año 2018 riesgos operativos, donde muchas de las medidas que ha tomado XM y algunos operadores de red, ya no son suficientes para garantizar la atención de la demanda, dado que se observa la violación de los criterios de seguridad, es decir, sobrecargas o bajas tensiones en condiciones normales de operación (situación que se torna más crítica ante las indisponibilidades programadas, como mantenimientos y las requeridas para soportar las contingencias del sistema). En este sentido el Consejo considera que se deben acometer todas las acciones que faciliten y aseguren la entrada en operación de los proyectos de expansión.

En aquellas áreas donde existe una alta probabilidad de incumplir con la fecha inicialmente establecida para la entrada en servicio de las obras, se recomienda a la UPME y el MME evaluar la aplicación de la Resolución CREG 093 de 2014, por la cual *"se establecen los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional o en los sistemas de Transmisión Regional"*. En el caso particular de la sub-área Atlántico, por ejemplo, desde el año 2015 la UPME y XM han establecido dentro de las medidas de mitigación del riesgo y complementaria a la expansión incluídas en el Plan de Seguimiento Area Caribe, la conexión de dos elementos almacenadores de energía tipo BESS, los cuales, bajo la política operativa propuesta, descargan ante contingencia, disminuyendo los riesgos de desatención de demanda. En dicho Plan estos elementos están asignados a la Comisión como tarea regulatoria para su reglamentación.

Se destaca como aplicación de la resolución antes mencionada el antecedente de la subestación Nueva Esperanza y redes asociadas. En el año 2013 por el atraso de dicha expansión, se adelantaron algunos proyectos de mediano y largo plazo, como fue la instalación de dos elementos de

compensación dinámica, SVC Tunal¹ y STATCOM Bacatá, al igual que varios bancos de condensadores en el área Oriental (Bogotá y Meta) y la conexión del segundo transformador Bacatá 500/110 kV-450 MVA lo cual fue determinante para la confiabilidad del suministro del área oriental.

Quedamos atentos a cualquier ampliación de la información que se requiera.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

Se anexa lo anunciado

¹ Inicialmente el SVC se definió para conectarse en la subestación Nueva Esperanza 230 kV, pero teniendo en cuenta su atraso en aquel entonces, se decidió por parte de la UPME cambiar su punto de conexión a la subestación Tunal 230 kV.



Consejo Nacional de Operación

ANEXO

Situaciones críticas años 2017-2018 y proyectos de expansión

Condición 2017	Condición 2018 sin proyectos	Proyecto	Promotor
Congestiones en la red de 110 kV de la sub-área Córdoba-Sucre que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Existen riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas por actuación de Esquemas Suplementarios, ESPS, implementados para disminuir el impacto de las restricciones.	Se evidencian sobrecargas y bajas tensiones en estado normal de operación, lo que podría implicar programar demanda no atendida en condiciones normales. El deslastre de carga de los ESPS ya no es suficiente para evitar desatención de demanda descontrolada, por lo que es necesario ajustarlos con mayor deslastre de demanda para que sean efectivos y evitar eventos en cascada y colapsos descontrolados.	UPME STR 03-2015 Nueva Montería 110 kV. FEO*: noviembre de 2017.	EPSA
		UPME 07-2013 Montería 230 kV. FEO: octubre 2018.	Intercolombia
		Normalización segundo circuito Chinú-Boston 110 kV. FEO: Sin fecha definida.	Electricaribe
Sobrecarga en estado normal de operación del transformador Urrá 230/110 kV por limitación de capacidad al 80%, lo que ha llevado a disminuir la confiabilidad de la red al tener que realizar apertura del circuito Río Sinú-Montería 110 kV, y en los casos en que esta acción operativa no es suficiente, es necesario programar demanda no atendida.		Normalización del transformador de Urrá 230/115 kV. FEO: sin fecha definida.	Urrá- Electricaribe

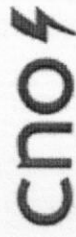
Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 – 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia



Consejo Nacional de Operación

Condición 2017	Condición 2018 sin proyectos	Proyecto	Promotor
Congestiones en la red de 66 kV de Bolívar que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Existen riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas por actuación de ESPS implementados para disminuir el impacto de las restricciones.	El deslastre de carga de los ESPS ya no es suficiente para evitar desatención de demanda descontrolada, por lo que es necesario ajustarlos con mayor deslastre de demanda para que sean efectivos y evitar eventos en cascada y colapsos descontrolados.	La Marina 66 kV y obras asociadas.	Sin convocatoria.
Agotamiento en transformación de Valledupar 220/34.5/13.8 kV que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Para esta restricción no existen ESPS implementados, por lo que ante contingencias sencillas en transformación se desatendería toda la demanda alimentada por la transformación de Valledupar 220/34.5 kV.	Se evidencian sobrecargas en estado normal de operación en la transformación de Valledupar 220/34.5 kV, lo que podría implicar programar demanda no atendida en condiciones normales.	UPME STR 04 - 2017 Tercer Transformador Valledupar 220/34.5 kV. FEO: marzo de 2019.	INCER S.A.S

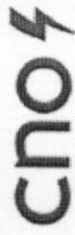
Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia



Consejo Nacional de Operación

Condición 2017	Condición 2018 sin proyectos	Proyecto	Promotor
Congestiones en la red de 110 kV de Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Existen riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas por actuación de ESPS implementados para disminuir el impacto de las restricciones.		UPME STR 07-2014 Rio Córdoba 110 kV. FEO: diciembre de 2017. UPME STN 06-2014 Rio Córdoba 220 kV. FEO: diciembre de 2017.	EEB
Congestiones en la red de 110 kV de Atlántico que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Existen riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas por actuación de ESPS implementados para disminuir el impacto de las restricciones. Sin embargo, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, ha hecho que estos ESPS se agoten y sea necesario programar generación de seguridad para lograr efectividad de los ESPS.		UPME STR 16-2015 Caracolí 110 kV. FEO: junio de 2018.	EPSA
Congestiones y bajas tensiones en la red de 115 kV de la sub-área Santander ante contingencias sencillas, que no pueden ser cubiertas mediante generación de seguridad, por lo que no se cumplen los	El deslastre de carga de los ESPS ya no es suficiente para evitar desatención de demanda descontrolada, por lo que es necesario ajustarlos con mayor deslastre de demanda para que sean efectivos y	Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV. FEO: diciembre de 2017.	ESSA

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia



Consejo Nacional de Operación

Condición 2017	Condición 2018 sin proyectos	Proyecto	Promotor
criterios de confiabilidad y seguridad exigidos por la reglamentación. Existen riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas por actuación de ESPS implementados para disminuir el impacto de las restricciones.	evitar eventos en cascada y colapsos descontrolados.	Palenque 230/115 kV STR. FEO: noviembre de 2017.	ESSA
		UPME 05-2015 Palenque 230 kV. FEO: noviembre de 2018.	Desarrollo eléctrico Suria
Existen riesgos de colapso total de las sub-áreas Caquetá y Putumayo ante contingencia del transformador de Altamira 230/115 kV, ya que no existe generación de seguridad para cubrir esta restricción.		Tercer y cuarto transformador Barranca 230/115 kV-90 MVA. FEO: diciembre de 2019.	ESSA
		Normalización subestación Mocoa. FEO: no definida.	

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia



Consejo Nacional de Operación

Condición 2017	Condición 2018 sin proyectos	Proyecto	Promotor
Para esta restricción no existen ESPS implementados que disminuyan el impacto de la contingencia sencilla en transformación.		UPME STR 05 - 2017 Segundo Transformador Altamira 230/115 kV. FEO: marzo de 2019.	EEB

* FEO: Fecha de Entrada en Operación

Notas:

- Las condiciones informadas en la tabla consideran la red completa en su totalidad, por lo que las condiciones son más críticas considerando indisponibilidades por mantenimientos en el SIN.
- Para mayor detalle de estas condiciones, remitirse al Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo correspondiente al tercer trimestre de 2017 publicado por XM en su página web www.xm.com.co.

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029 – 7023026 - 7021892
E-Mail aolarte@cno.org.co - Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26
Bogotá, D.C.- Colombia