Bogotá D. C., 09 de noviembre de 2017

Doctor

**Alonso Mayelo Cardona**

Viceministro (E) de Energía

Ministerio de Minas y Energía-MME

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:

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 una vez más 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 tomadas por 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). 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.

Por otro lado, en aquellas áreas donde existe una alta probabilidad de incumplir con la fecha inicialmente establecida para la entrada en servicio de dichas obras, se recomienda a la UPME, la CREG 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 como medida de mitigación y complementaria a la expansión, la conexión de dos elementos almacenadores de energía tipo BESS[[1]](#footnote-1), los cuales bajo la política operativa propuesta[[2]](#footnote-2) (descarga ante contingencia), disminuyen los riesgos de desatención de demanda.

Este enfoque es extensivo a todas las sub-áreas del SIN y debe ser aplicado para aquellas alternativas de mitigación que se puedan implementar en el corto plazo, sin incurrir en los tiempos de ejecución de las obras de expansión convencionales. Destaca 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 Tunal 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.

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

Cordialmente,

**ALBERTO OLARTE AGUIRRE**

Secretario Técnico

Se anexa lo anunciado

**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: agosto de 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 Rio 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 |
| 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 |
| 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 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. | Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV.FEO: diciembre de 2017. | ESSA |
| Palenque230/115 kV STR.FEO: noviembre de 2017. | ESSA |
| UPME 05-2015 Palenque 230 kV.FEO: noviembre de 2018. | Desarrollo eléctrico Suria |
| Tercer y cuarto transformador Barranca 230/115 kV-90 MVA.FEO: diciembre de 2019. | ESSA |
| 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.Para esta restricción no existen ESPS implementados que disminuyan el impacto de la contingencia sencilla en transformación. | Normalización subestación Mocoa.FEO: no definida. |  |
| 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](http://www.xm.com.co).
1. Battery Energy Storage System. [↑](#footnote-ref-1)
2. Desde el CNO y la UPME se han establecido ciertos aspectos regulatorios que deben ser implementados, con el objetivo de facilitar la inserción de este tipo de tecnologías en el SIN. [↑](#footnote-ref-2)