**INFORME CNO 585**

Fecha: marzo 5 de 2020.

**ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:**

1. El Consejo informó a ASOCODIS la situación motivada por la decisión de DISPAC de no conformar el CNO como representante de los Operadores de Red-OR. Por lo anterior, se convocará a una nueva elección para seleccionar el miembro por elección que represente a los distribuidores que no realicen prioritariamente la actividad de generación. Se espera la respuesta de este gremio para llevar a cabo dicha elección.

**ASPECTOS TÉCNICOS:**

1. El CND presentó en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y en el Comité de Operación-CO, los resultados de los análisis eléctricos para el área Oriental considerando la inspección entre las cotas 1673.2 y 1023 de la infraestructura de conducción de las plantas PARAISO y GUACA-PAGUA (tanque de aquietamiento y túnel de conducción hacia Guaca). Si bien los trabajos estaban planteados para ejecutarse entre el 05 y 09 de marzo de 2019, se decidió por parte de ENEL-EMGESA reprogramarlos para el periodo comprendido entre el 20 y 24 de marzo del año en curso (fin de semana con lunes festivo). Lo anterior, teniendo en cuenta los requerimientos de unidades equivalentes del área Oriental y la disminución de las mismas si su demanda de potencia activa y reactiva es menor (el requerimiento de unidades oscilaría entre 11 y 13 unidades).

Vale la pena mencionar que, si bien la demanda del área Oriental entre el 20 y 24 de marzo es menor, al igual que su requerimiento de unidades equivalentes, se tendrán disponibles durante la inspección 14.6 unidades de un total de 22.2. Es decir, la probabilidad de no contar con la generación de seguridad para el control de tensión y soporte de potencia reactiva se incrementa. Por lo anterior, el SAPE recomendó las siguientes medidas adicionales:

* Afinar los pronósticos de demanda de CODENSA y EMSA para la fecha del mantenimiento de PAGUA. Adicionalmente, gestionar con los grandes usuarios del área Oriental (ECOPETROL entre ellos), una reducción significativa de su “alimentación” por parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN (incremento de la autogeneración).
* Gestionar la antigua cadena del Río Bogotá, de tal forma que ante la indisponibilidad de PAGUA se pueda, dependiendo del recurso, generar con las plantas de CASALACO. Adicionalmente, incrementar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de alguna de estas plantas.
* Teniendo en cuenta los requerimientos de potencia reactiva del área Oriental y su demanda, estudiar la posibilidad de tener un punto de flotación mayor en los dispositivos FACTS (SVC Tunal y STATCOM Primavera). Lo anterior para garantizar una inyección permanente de potencia reactiva, sin que se comprometa la reserva dinámica del área.
* Habilitación del plan de desconexión de demanda establecido para el mantenimiento de Guavio, si se presenta la falla de la línea Primavera-Bacatá 500 kV. Asimismo, no permitir mantenimientos adicionales a nivel de STN y STR.

Finalmente se debe considerar que, en función de los resultados de la inspección en PAGUA, se podría tener indisponible por mayor tiempo a estas dos plantas, lo cual sumado a los trabajos “intake” de Chivor, podría repercutir eléctrica y energéticamente sobre la seguridad y confiabilidad del área Oriental. Por lo anterior se conformará un grupo de coordinación, el cual estará constituido por el CND, ENEL-EMGESA, ENEL-CODENSA, EMSA, ISA-INTERCOLOMBIA, EPM, GEB, ECOPETROL y el CNO.

1. Entre el 03 y 23 de abril del año en curso se llevará a cabo un mantenimiento en el campo Cusiana, el cual disminuye su capacidad de producción de 236.25 a 33.75 MPCD. Teniendo en cuenta que esta intervención podría ocasionar limitaciones de suministro de gas para las plantas térmicas del interior y las mismas unidades de ECOPETROL, y considerando también los resultados de la inspección de las plantas Paraíso y Guaca por parte de ENEL-EMGESA y la misma situación energética del SIN, se sugiere monitorear este mantenimiento en el grupo de coordinación referenciado anteriormente.
2. Si bien los nuevos análisis eléctricos por parte del CND establecieron que la energía atrapada en TERMOEMCALI y TERMOVALLE sería mayor cuando se despachen dichas unidades al máximo (techo de 100 MW y no 40 MW), considerando escenarios de bajos aportes hídricos, el CND y CELSIA recomiendan una medida operativa (redistribución de la alimentación de las subestaciones San Luis y Chipichape 115 kV), que garantiza que para este año se pueda evacuar toda la generación sin limitar su producción. Es decir, no habría atrapamientos en el año 2020.

No obstante, aún no es clara la efectividad de esta medida en el tiempo, dado que si se incrementa la demanda (aumento de la diferencia entre las zonas de Cali y Guachal), se activarían nuevamente los atrapamientos. Por ello, adicional a la definición de la nueva consigna operativa, se debe validar la “vida útil” de esta medida. Finalmente, es importante mencionar que la redistribución de cargas en las subestaciones San Luis y Chipichape 115 kV no genera impactos negativos, contemplando la disponibilidad de toda la red. Es decir, en red degradada se podrían generar otras restricciones.

1. Teniendo en cuenta la entrada en operación de la subestación Pimampiro 230 kV en Ecuador para junio de 2020, la cual reconfigura los cuatro (4) enlaces Jamondino-Pomasqui 230 kV, el Consejo sugiere la conformación del grupo de trabajo CND-CNO-MINENERGÍA-UPME-GEB-ISA-INTERCOLOMBIA, para estudiar técnica y regulatoriamente la modificación de la topología de la interconexión Colombia-Ecuador. En el subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE del Consejo se estableció que dicha subestación no solo modifica el Esquema de Separación de Áreas- ESA. También se debe analizar qué pasaría en el SIN si se presenta la salida de la subestación Pomasqui, ya que, bajo esta topología, las cargas de Tulcán e Ibarra serían abastecidas desde Jamondino 230 kV. Asimismo, varios agentes manifestaron que debido a esta subestación se deben hacer varias adecuaciones, y no es claro el tratamiento regulatorio de dichas inversiones.
2. Respecto a los análisis energéticos que lleva a cabo el CND, vale la pena destacar que los desbalances energéticos del SIN, considerados como datos de entrada para las simulaciones, se redujeron en promedio a 7.9 GWh-día, lo anterior sin tener en cuenta el “cálculo piloto” en masa solicitado por la CREG y la consideración de la variación del factor de conversión respecto al volumen de los embalses. Teniendo en cuenta la importancia de este supuesto para el cálculo del indicador AE, definido en la Resolución CREG 026 de 2014 (Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento), y la actual situación de bajos aportes hídricos al SIN se citará de manera extraordinaria a los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Planeamiento Operativo-SPO, para definir el valor de desbalance a considerar y dado el caso, la forma de su incorporación en el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP.
3. El CND revaluó nuevamente los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. Los mismos fueron socializados en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y en los Comités de Operación, Transmisión y Distribución (CO, CT y CD). Los aspectos más relevantes de los mismos están en el anexo a este informe.
4. Se llevó a cabo una reunión CREG-CNO-CND, en la cual la Comisión solicitó la elaboración del documento base que motiva el objetivo regulatorio de establecer un Reglamento de medición de variables hídricas para el cargo por confiabilidad y la operación. El SURER está trabajando en el documento con el seguimiento de la CREG. El plazo definido por la CREG para completar el documento es el 30 de abril del 2020.
5. Se están llevando a cabo varias reuniones de los grupos de trabajo para la definición de los nuevos Acuerdos asociados con los parámetros y la entrada de nuevos Sistemas de Almacenamientos de Energía a través de Baterías-SAEB. El Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO está construyendo un documento de observaciones a la propuesta CND “*Procedimiento para la determinación de los procesos de carga y descarga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías*”. Es importante mencionar que, en el marco de estas reuniones y revisiones, han surgido nuevas inquietudes sobre la Resolución CREG 098 de 2019, como es el tratamiento de la indisponibilidad de inversores, los requisitos de conexión de los SAEB en los SDL, entre otros. Se preparará una comunicación para la Comisión con los comentarios e inquietudes.
6. En el Comité de Distribución, el CND presentó el comportamiento del indicador de desviaciones de demanda respecto a sus pronósticos, para cada mercado de comercialización y para los días 21, 22, 23 y 24 de diciembre de 2019. Los resultados evidencian que en varios periodos horarios las desviaciones totales del SIN fueron superiores a 450 MW, y en algunos casos alcanzaron valores cercanos a 1100 MW. Es por ello que estas desviaciones, y las ocasionadas por la generación menor no despachada centralmente, son cubiertas con el Control Automático de Generación-AGC, y cuando este se agota, con los recursos marginales del SIN. Se envío una comunicación a la CREG solicitándole medidas regulatorias que incentiven a los responsables de los pronósticos de la demanda (agentes y usuarios finales).
7. Está pendiente agendar la séptima reunión de coordinación Gas/Electricidad entre el CNO eléctrico y el CNO gas. En ella se presentará por parte del sector eléctrico la propuesta para definir una nueva causal de redespacho, cuando se presenten limitaciones de suministro por restricciones del Sistema Nacional de Transporte de GAS-SNT. Asimismo, el sector gas socializará su propuesta de intercambio de información operativa entre los dos sectores. Con relación a la incorporación de la coordinación Gas/Electricidad en el despacho vinculante y el mercado intradiario, el Subcomité de Plantas se reunirá para formular un documento de trabajo entre los dos Consejos.
8. Respecto a la Resolución CREG 200 de 2019, “*por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN*”, se llevó a cabo una reunión entre presidentes y coordinadores técnicos de cada uno de los subcomités y comités del Consejo, para identificar los Acuerdos que deben ser modificados por la expedición de esta norma. La síntesis de la reunión fue la siguiente:

* El plazo regulatorio para ajustar los Acuerdos vence el 18 de mayo de 2020.
* Los Acuerdos que deberán ser revisados, con los Comités y Subcomités responsables, son los siguientes:
  + Subcomité de Protecciones: Acuerdo 1258 “*Por el cual se actualiza el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN*".
  + Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico, con la posterior revisión de los Comités de Transmisión y Distribución: Acuerdo 1209 “*Por el cual se aprueba la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos para el planeamiento operativo del SIN*” (Formatos).
  + Subcomité de Plantas: Acuerdo 1238 “*Por el cual se actualiza la estandarización del formato de registro, envío de información y clasificación de eventos de generación por parte de los agentes generadores al Centro Nacional de Despacho para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad Histórica*”.

Acuerdo 1236 “*Por el cual se actualiza la definición de los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse*” (Pruebas).

Acuerdo 512. Redacción procedimiento CEN plantas hidráulicas (Anexo).

Acuerdo 1127 “*Por el cual se aprueban los protocolos asociados al cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas*” (Anexo 2 CEN plantas eólicas).

Acuerdo 1213 “*Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL*” (Formatos).

* + Grupo de Trabajo de los Comités de Transmisión y Distribución: Acuerdo 1239 “*Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras Operativas, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR*”.
  + Grupo de Trabajo de los Comités de Operación, Transmisión, Distribución y Supervisión: Acuerdo 1214 “*Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR –, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación*”.

1. Se preparó comunicación conjunta entre el CNO y CND, para informarle a la Comisión los motivos por los cuales no se puede instrumentar la Resolución CREG 189 de 2019 (excepción límites de tensión en subestaciones radiales del STR), y una propuesta regulatoria para hacerlo. Aún está pendiente el envío de la misma, ya que la carta está siendo revisada por el CND.
2. Se recomienda al CNO y el CND llevar a cabo un taller de socialización abierto al público en general, sobre el Acuerdo 1258, el cual definió los requisitos de protección para la conexión de sistemas de generación al SIN. Lo anterior teniendo en cuenta la desinformación que hay sobre el Acuerdo y el desarrollo de la pasada reunión del Subcomité de Protecciones, donde SER Colombia participó como invitado.
3. En el Subcomité de Plantas el CND presentó la metodología para calcular las curvas de duración de la generación térmica, considerando diferentes índices de disponibilidad. En la reunión se presentaron los siguientes comentarios al cálculo del Operador:

* El índice IHF considera los eventos en el sector gas como eventos internos, según la regulación actual.
* El ejercicio realizado con las Obligaciones de Energía en Firme está afectado por el IHF, y las plantas de generación son despachadas considerando su Capacidad Efectiva Neta-CEN. Es importante mencionar que bajo este enfoque se presentarían dificultades para alcanzar valores de producción cercanos a los 95 GWh-día, por la afectación del IHF.
* Las simulaciones tuvieron en cuenta la información del fenómeno de “El Niño” 2015-2016. Se propuso incluir las condiciones actuales, donde se cuenta con mayor disponibilidad de gas gracias a la Planta de Regasificación de Cartagena y los pozos de producción del sur de Bolívar.
* Para el ejercicio se debe considerar la probabilidad de eventos simultáneos, que puedan afectar al SIN y el SNT. Adicionalmente, contemplar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas de generación, afectada por un factor de seguridad.
* Se debe revisar si la función de densidad de probabilidad de la disponibilidad de cada planta de generación térmica sigue una distribución uniforme.

1. En el Comité de Operación se recomendó contar con la información de riesgo de prestación del servicio de las autoridades competentes, para hacer sensibilidades a las corridas energéticas, que tengan en cuenta cualquier cambio de la operación de TERMONORTE -88M W y el futuro del proyecto Termocaribe-42 MW que tiene obligaciones de energía en firme.
2. En este momento se están recopilando las observaciones a los focos 1, 2, 3 y 5 de la misión de transformación, en los Comités de Transmisión, Distribución y el Subcomité de Plantas. El plazo para enviar las observaciones es el 10 de marzo.
3. Se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto, sobre la consideración o no de los flujos en tránsito para el cálculo del índice de pérdidas.
4. La reunión 146 del CACSEE se llevó a cabo el pasado 25 de febrero con la siguiente agenda:

1 Análisis de la situación energética del país -XM.

2. Mantenimiento Paraíso –La Guaca. Presentado por ENEL EMGESA

3. Mantenimiento Chivor. Presentado por AES CHIVOR.

4. Contingencia Sistema de Transporte Promigas S.A ESP.

5. Informe CNO eléctrico.

6. Informe CNO de gas natural.

7. Varios.

Al final el Viceministro informó que se iba a redactar un comunicado a la opinión púbica con los resultados de los análisis de la situación energética. Este comunicado se adjunto a los archivos de la reunión del día de hoy junto con las presentaciones que se llevaron a cabo.

**ANEXO**

Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano, Largo Plazo e Informe Trimestral de Restricciones

* Si bien se identifica que el número total de restricciones en el SIN se redujo respecto al año 2019, en algunas subáreas se han incrementado en más del 100 %, como es el caso del Valle[[1]](#footnote-1), Cauca y Nariño. Vale la pena mencionar que para algunas restricciones no se han definido obras de expansión por parte de los Operadores de Red y la UPME.
* Debido a la condición de agotamiento de la red del STR en algunas subáreas del área Caribe, se definieron y actualizaron varios Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS. Se sugirió al CND contabilizar la cantidad de Demanda No Atendida-DNA que se materializa cuando se presentan las condiciones de activación de dichos esquemas, dado que, para algunos casos, ello podría ocurrir bajo condiciones normales de operación (sin contingencia).
* En el mediano plazo se identifica que el área Caribe, particularmente la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), pasará de una condición deficitaria de potencia reactiva para el control de tensión, a convertirse en una zona del SIN “proveedora” de dicha potencia, esto por la entrada en operación de los refuerzos a 500 kV del área Caribe, la nueva capacidad de inyección de potencia de unidades convencionales (Termoguajira) y la conexión de nuevas plantas eólicas y solares fotovoltaicas. No obstante, se identifican nuevas restricciones para el control de sobretensiones, motivo por el cual sería necesario programar generación de seguridad para absorber potencia reactiva, o instalar nuevos elementos de compensación inductiva, ya sean estáticos o dinámicos. En este sentido, se sugiere el CND estudiar junto con la UPME cuál sería la mejor alternativa de solución a dicha problemática, considerando que la opción que se defina también deberá permitir un control de voltaje coordinado, incrementar las corrientes de corto circuito (SCR) y garantizar la estabilidad de tensión.
* Teniendo en cuenta la situación del área Oriental y los atrasos en la fecha de puesta en servicio de los refuerzos a 230 y 500 kV, se sugirió al CND reevaluar en el mediano plazo su condición sin estas obras de expansión. Vale la pena mencionar que MINENERGÍA solicitó al Consejo la elaboración de una comunicación donde se la manifieste a la magistrada Nelly Yolanda Villamizar de Peñaranda la importancia de estos proyectos (corredores Chivor-Norte-Bacatá 230 kV, Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV).

Por otro lado, los análisis de largo plazo identifican nuevas restricciones a nivel del STR, aún con estos proyectos, lo anterior principalmente por contingencias a nivel de transformación 500/110 kV. Este tipo de eventos exige otros puntos de transformación STN/STR por la inyección de potencia directamente al STR desde la red a 500 kV. Teniendo en cuenta lo anterior, se sugirió por parte de GEB analizar la instalación de varios transformadores desfasadores que redistribuyan los flujos de potencia y maximicen la tasa de utilización de los transformadores 500/230 kV del área.

Adicionalmente, se recomendó al CND estudiar cual sería la mejor alternativa para garantizar el control de tensión y soporte de potencia reactiva en el largo plazo, entre las siguientes alternativas: **i)** nuevos enlaces a 500 kV para que la red definida no opera en niveles superiores al SIL (consumo de potencia reactiva), o i**i)** incentivar la conexión de nuevas unidades de generación que tengan la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

* En la subárea Meta los análisis del CND establecieron bajos niveles de corriente de cortocircuito (SCR), lo cual podría representar problemas de inestabilidad de tensión ante la conexión de la nueva generación solar fotovoltaica, que está basada en inversores (192 MW). Asimismo, los estudios de XM evidenciaron atrapamientos de generación ante contingencia sencilla en la red del STR del orden de 82[[2]](#footnote-2) MW. En este sentido, se recomendó al CND estudiar la posibilidad de un nuevo punto de conexión al STN, 500 o 230 kV, que no sólo evite limitaciones a la producción de la generación renovable no convencional, sino que garantice la atención futura de la demanda (regulada e industrial).

1. Debe analizarse por parte del CND si con la reevaluación de los análisis de atrapamiento de generación en esta subárea, deben listarse las nuevas restricciones, o, por lo contrario, no considerarlas a la luz de la consigna operativa identificada, que se emplearía sólo en escenarios de máxima generación de TERMOVALLE y TERMOEMCALI y bajos aportes hídricos al SIN. [↑](#footnote-ref-1)
2. El CND manifestó al Consejo que actualizará el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo, ya que algunas capacidades de transporte de corriente en el STR se incrementarán por parte de EMSA, las cuales evitarían el referenciado atrapamiento. [↑](#footnote-ref-2)