

ANEXO

1. Seguimiento al área Caribe

El grupo de seguimiento a esta área sesionó el pasado 26 de agosto del año en curso, dada la condición crítica que experimenta actualmente la subárea Guajira-Cesar-Magdalena - GCM, y que también ha empezado a presentarse en la subárea Bolívar. Los principales aspectos tratados en la reunión se listan a continuación:

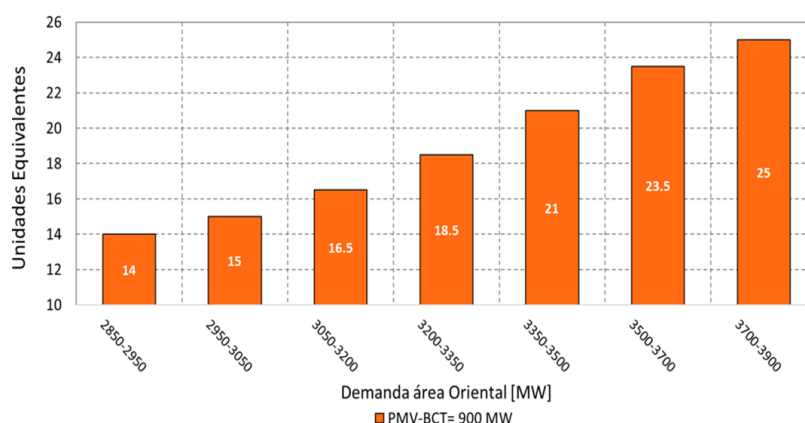
- Recientemente se incorporaron al Sistema los proyectos, segundo circuito Boston-Chinú 110 kV y el corredor Cerromatoso-Chinú-Copey 500 kV, que tuvieron un impacto positivo para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN en materia de confiabilidad e incremento de límite de importación del área Caribe. De todas maneras, estas expansiones no representan una mejora para la subárea GCM, dada sus restricciones internas, el atraso de otras expansiones de red y el fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión e Inducida que actualmente enfrenta.
- La Demanda No Atendida-DNA del área Caribe, programada y no programada, desde el 01 de enero del año en curso hasta la fecha, representa más del 50 % de la DNA de todo el país.
- En las subáreas Bolívar, GCM y Córdoba-Sucre, en varios activos del Sistema de Transmisión Regional-STR, se presentan niveles de carga superiores al 95 %. Algunas de estas situaciones han producido eventos de DNA, 52 en total.
- Por situaciones sistémicas en la subárea GCM, el CND ha tenido que solicitar desconexiones de carga (DNA) para respetar el límite de transferencia. Esta situación se torna más crítica ante la indisponibilidad de la generación local.
- Todas las subáreas del área Caribe presentan atención radial de demanda, lo cual ante contingencia sencilla implica la materialización de eventos de DNA.
- En el área Caribe están operativos 34 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, 8 en la subárea Atlántico, 11 en la subárea Bolívar, 8 en la subárea Córdoba-Sucre y 7 en la subárea GCM. Adicionalmente, existen 7 ESPS que se activan bajo condiciones de mantenimiento.
- Dependiendo de las condiciones del Sistema, se prevé que los riesgos de desatención de demanda en las subáreas GCM y Bolívar continúen hasta los años 2023 y 2026 respectivamente, ya que las expansiones de red necesarias para evitar las bajas tensiones en las subestaciones La Jagua 110 kV, El Banco 110 kV y El Paso 110 kV, al igual que Gambote 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV y Calamar

66 kV, estarían en servicio en dichas fechas (La Loma-La Jagua 110 kV, La Loma-El Paso 110 kV y Carreto 500/66 kV con su red asociada).

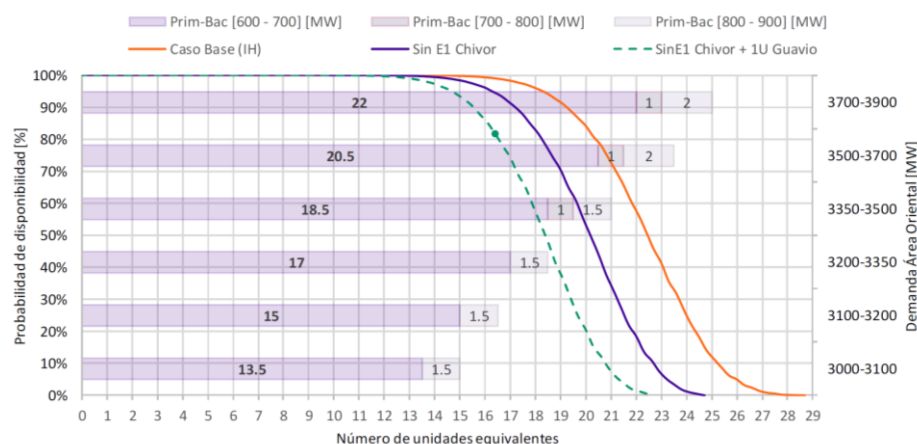
- El CND advirtió que algunos ESPS se están quedando “cortos” y las soluciones a varias restricciones del área Caribe están lejos en el tiempo.
- Sumado a la crítica situación de algunas subáreas del área Caribe, se podrían presentar restricciones a la evacuación de energía por la incorporación de 53 plantas que ya tienen permiso de conexión, lo cual podría requerir del control de límites de transferencias (“cortes”).
- AFINIA informó que está estudiando medidas de mitigación para las restricciones identificadas en las subáreas GCM y Bolívar. Por otro lado, GECELCA mencionó que no tiene programada ninguna parada de Termoguajira en los próximos meses.

2. Seguimiento al área Oriental

En el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico del Consejo del 16 de junio de 2022, se evidenció a partir de los estudios eléctricos del Centro Nacional de Despacho-CND una situación que podría comprometer la seguridad del SIN, debido al requerimiento elevado de número de unidades equivalentes de generación en el área Oriental y la baja probabilidad identificada de disponer de ellas. En las siguientes gráficas se presenta dicho requerimiento en función de la demanda del área Oriental (red actual), con su curva de convolución correspondiente:



Grafica 1. Requerimientos de unidades equivalentes de generación del área Oriental en función de su demanda de potencia.



Gráfica 2. Probabilidad de disponer de unidades equivalentes para control de tensión en el área Oriental (calculada con los índices de indisponibilidad IH).

De estas gráficas vale la pena destacar:

- La primera muestra la relación entre el número de unidades equivalentes requeridas respecto a la demanda del área Oriental, con una transferencia máxima de potencia por el enlace Primavera – Bacatá 500 kV de 900 MW.
- La segunda gráfica presenta la probabilidad de tener las unidades equivalentes necesarias en el área Oriental, para diferentes niveles de transferencia por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV. Se presentan tres casos: i) base (red completa); ii) sensibilidad de no contar con una etapa de Chivor, y iii) sensibilidad de no contar con una etapa de Chivor y una unidad de Guavio.
- Estas curvas fueron calculadas sin la nueva expansión a nivel de 500 kV, es decir, sin el enlace Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, el segundo transformador 500/115 kV en Nueva Esperanza y sin el proyecto Norte 500/230 kV y su red asociada.
- Considerando el escenario alto de demanda de la UPME, y que se prevé en el corto plazo la conexión de nuevas cargas en las subáreas Bogotá y Meta (Metro Bogotá, PETAR Bogotá y nuevas cargas petroleras en el departamento del Meta), es probable que en el periodo 2025-2026 se presente una demanda de potencia en el área Oriental que varíe entre 3350 y 3700 MW. Para estos valores, sin la incorporación de nuevos proyectos de expansión de red a nivel de 500 y 230 kV, una transferencia de 900 MW por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV y el caso base, la probabilidad de contar con las unidades equivalentes, 21 y 23.5, oscila entre el 72 y 35 %. Es decir, existe un riesgo de no contar con los recursos suficientes para garantizar la seguridad de esta fracción del SIN, que se ubica en el intervalo 28 y 65 %.

Es importante mencionar que si se limita el flujo de potencia por el enlace Primavera-Bacatá 500 kV a un valor inferior a 900 MW, con la generación disponible en el área se podrían requerir menos unidades equivalentes, sin embargo, la potencia necesaria para evitar exceder dicho límite de transferencia sería alta, cercana a toda la capacidad instalada del área Oriental.

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME ha convocado recientemente al Grupo de Seguimiento del área (2 veces), para revisar los diferentes supuestos de los estudios del CND, como son los escenarios de crecimientos de demanda de energía eléctrica de la UPME, la confirmación o no de la conexión de nuevas cargas, la fecha actualizada de la puesta en servicio de los proyectos de expansión de red y los mantenimientos futuros a nivel de generación. A continuación, se presentan los principales hallazgos de las reuniones:

- Fecha esperada de puesta en operación de los proyectos de expansión de red:
 - Subestación Norte 230 kV y red asociada: junio 2025.
 - Subestación Sogamoso 500/230 kV y red asociada: junio 2025.
 - Enlace Sogamoso-Nueva Esperanza 500 kV como alternativa de mitigación: año 2024.
 - Red asociada a subestación Norte 115 kV: diciembre 2025 o mayo del 2026.
 - Enlace Virginia-Nueva Esperanza 500 kV: marzo 2024.
- Demanda proyectada para el área Oriental:
 - Subárea Bogotá: En el año 2022 se tendría un pico de potencia de 2324 MW. En el año 2023 se sumarían 540 MW en la sabana norte y 223 en sabana occidente. Asimismo, para el 2026 se tendría un pico de potencia de 2752 MW.
 - Subárea Meta: El Operador de Red-OR informó que Ecopetrol ya no hace parte de su demanda, pero 60 MW podrían ser solicitados por el gran usuario como respaldo en la subestación Ocoa 115 kV. Se espera para el año 2022 sin Ecopetrol, un pico de potencia de 215 MW y de 255 MW para el año 2025.
 - Ecopetrol: El gran usuario informó que en el complejo Rubiales se presenta un consumo pico de potencia de 192 MW, pero que podría incrementarse a 262 MW una vez entre en servicio el proyecto Norte 500/230 kV y su red asociada. Adicionalmente, comentó que la carga San Fernando tiene aprobada una conexión de 209 MW, pero debido a la autogeneración, la línea Reforma-San Fernando 230 kV no ha transportado más de 180 MW. Finalmente, Ecopetrol advierte sobre el surgimiento de nuevas cargas petroleras en la zona.

· Mantenimientos a la infraestructura de generación:

- Para los períodos comprendidos entre diciembre 2024-abril 2025, diciembre 2025-abril 2026, diciembre 2026- abril 2027, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, por los trabajos que se adelantarán en las tuberías de presión de la central. Lo anterior implica que durante dichos intervalos de tiempo (5 meses), por casi 5 años se tendrán 4 unidades equivalentes menos en el área Oriental.
- Respecto a Guavio, durante febrero del año 2026 se proyecta un mantenimiento en esta central, que representa la indisponibilidad de 10 unidades equivalentes de generación para el área.
- De mantenerse las fechas de las intervenciones de Chivor y Guavio, para el mes de febrero de 2026 se tendrían 14 unidades equivalentes indisponibles en esta área del SIN.

A partir de estas dos reuniones se formuló un plan de trabajo de corto plazo, el cual se referenciará más adelante.

3. Seguimiento al área Chocó-DISPAC

En el marco de las reuniones de los Comités de Distribución y Operación del CNO se viene alertando sobre la situación que está enfrentando el Sistema DISPAC a nivel de STR. En los informes de planeamiento operativo eléctrico del CND se han identificado eventos donde las tensiones, bajo condiciones normales de operación y contingencia sencilla, están por debajo de 0.9 en p.u, ello en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, no se tiene certeza sobre las soluciones operativas que se puedan implementar rápidamente debido a restricciones presupuestales del Operador de Red-OR, y las alternativas de expansión de éste en el mediano plazo están sustentadas en un proyecto cuya convocatoria se suspendió (Subestación Atrato / El Siete 220 kV y redes asociadas).

En este sentido, se llevó a cabo la primera reunión del grupo de seguimiento para tratar la problemática que se está presentando en el STR de DISPAC y mitigar los riesgos de desatención de la demanda. En el encuentro participaron funcionarios del CND, DISPAC, UPME, SSPD, CNO y MINENERGÍA. Al respecto, se evidenció que para ese momento no existía ningún proyecto o medida por parte del Operador de Red para mitigar la situación. Con relación a los proyectos de expansión, la Unidad mencionó que la convocatoria El Siete 220 kV, obra que resolvería la problemática, se encuentra suspendida y que parte de los beneficios que la apalancaron se perdieron dado el desistimiento de algunos proyectos de generación (liberación de capacidad). Asimismo, la SSPD hizo un llamado a DISPAC para que éste sea más activo en la formulación de alternativas de solución.

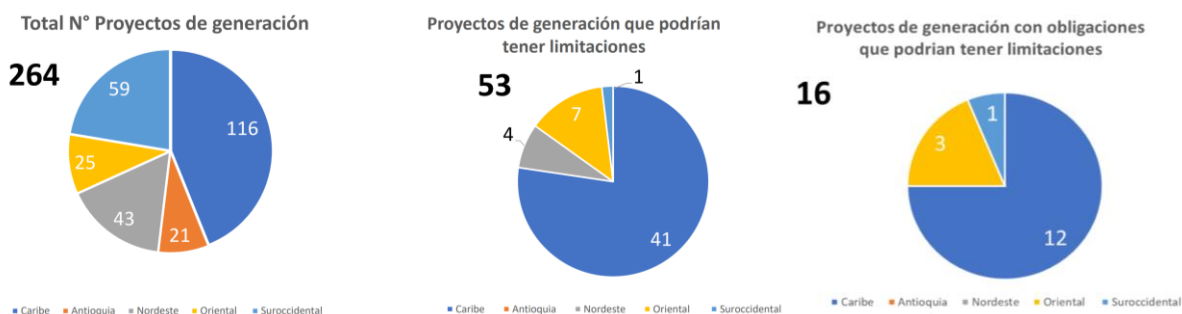
El viernes 1 de julio del año en curso se llevó a cabo la segunda reunión del grupo de seguimiento. En ella el Operador de Red presentó su plan de expansión actualizado, donde se plantea la instalación de compensación capacitiva estática en la subestación Certegui 115 kV para evitar tensiones por debajo de 0.9 en p.u. ante una contingencia sencilla. Al respecto, se evidenció que dicha compensación no estaría en servicio bajo condiciones de red completa, motivo por el cual una vez se materializa la falla, la expansión sugerida no evitaría la desatención de la demanda. En este sentido, se sugirió a la UPME tener en cuenta la situación descrita al momento de definir la expansión estructural.

4. Nuevas plantas de generación que presentarían limitaciones en su producción

Se identificaron a partir de los estudios eléctricos del Centro Nacional de Despacho-CND, 88 restricciones eléctricas y operativas a nivel del STN y STR, que a la fecha no tienen asociada o definida una obra de expansión. Fue por este motivo que el Consejo realizó el 23 de mayo del año en curso la Jornada del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, en la que con la UPME y los Operadores de Red-OR, se hicieron diversas recomendaciones a estos últimos y se plantearon las obras de infraestructura que mitigarían o eliminarían dichas restricciones.

En línea con lo anterior, se presentan a continuación las plantas de generación, algunas de ellas con compromisos con el Sistema (Energía para el Largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF), que, ante despachos simultáneos de todas las plantas involucradas a plena carga, podrían estar limitadas en su producción por restricciones de red; todo lo anterior considerando los estudios eléctricos desarrollados por el CND y socializados en los diferentes subcomités y comités del Consejo.

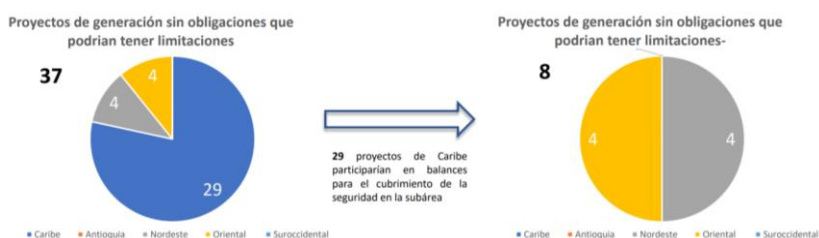
• Plantas de generación con compromisos con el SIN: En la siguiente gráfica se presenta el número total de plantas objeto de análisis, y aquellas que podrían ser objeto de limitaciones. De este subgrupo, se ilustran las plantas con compromisos, ya sean de Energía para el largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF.



Gráfica 3. Plantas objeto de análisis y aquellas que podrían ser limitadas con compromisos.

De la anterior gráfica se resalta:

- Área suroccidental: El atrapamiento de 10 MW aproximadamente, se da entre una planta térmica, una planta menor hídrica y la nueva planta solar Tepuy.
- Área oriental: Los proyectos Jaguey y Rubiales tienen concepto de conexión temporal según la Resolución CREG 075, no obstante, su incorporación al sistema sin la entrada del proyecto Norte 500/230 kV y red asociada “copa” más rápidamente la transferencia por el doble circuito Guavio-Chivor 230 kV. Es por esta razón que dichas plantas contarán con un mecanismo de coordinación desde el despacho y redespacho para evitar la activación de la restricción. Para Bosques Solares de los Llanos, cuya restricción es de 90 MW, el transformador de la subestación Santa Helena mitigaría dicho “atrapamiento”.
- Subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM): Para los proyectos solares El Paso y La Loma actualmente en pruebas, se pueden presentar limitaciones de 10 MW aproximadamente, cuando estén en servicio las obras a nivel de 110 kV de la subestación la Loma. Para las plantas eólicas Alpha, Beta, Camelias, Acacias 2, Windpeshi, Apotolorru y Casa Eléctrica, se debe realizar un balance entre la generación existente y futura de la subárea, es decir, se debe tomar la decisión entre limitar las nuevas plantas, limitar las existentes, o programar algunos recursos en el mínimo técnico.
- Subárea Córdoba-Sucre: Para los proyectos solares El Campano, Urrá y La Unión se pueden presentar limitaciones ante despachos máximos y simultáneos de la generación de la subárea, lo que implicaría hacer un balance entre la generación existente y futura.
- De los 12 proyectos ubicados en el área Caribe, para 10 es necesario realizar balances de generación entre ellos y/o plantas existentes, para mantener la seguridad de las subáreas.
- Plantas de generación sin compromisos con el SIN: De las 53 plantas que podrían tener “atrapamientos”, 37 no tienen compromisos con el SIN. En la siguiente gráfica se presenta el análisis.



Gráfica 4. Plantas objeto de análisis y aquellas que podrían ser limitadas sin compromisos.

De la anterior gráfica vale la pena resaltar:

- En el área Caribe, 29 proyectos participarían en balances para el cubrimiento de la seguridad en la subárea, es decir, se debe buscar un punto óptimo entre balancear la generación de las plantas en operación o limitar alguna de estas, lo que resulte más económico para el sistema.

- Área oriental: Con la entrada de 221 MW de potencia, asociados a Bosques solares de los Llanos 4, 5, 6, 7 y el autogenerador Yaguarito, y la entrada de los transformadores de la subestación Suria 230/115 kV, se podrá tener una generación máxima simultánea de 100 MW (109.4 MW instalados).

- Subárea Boyacá-Casanare: Con la entrada de 210 MW de potencia, asociados a Solar Mata Redonda, Biomasa Villanueva, Solar Paipa I y II, se observa una limitación en la subárea de 120 MW, de un total disponible de 745 MW. Este “atrapamiento” se eliminaría con la repotenciación por parte del Operador de Red de la línea Chivor - Aguacalara 115 kV.

5. Guía de Cálculo del Caudal Ambiental e implicaciones para el sector eléctrico

En el año 2017 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS sometió a consulta pública la “Guía Metodológica para la estimación del Caudal Ambiental”. Entre el periodo 2018-2019 se acordó entre el MADS y el grupo de trabajo CND-UPME-CNO, analizar las diferentes versiones de dicho documento, tanto la aplicación nacional como la específica para el río Bogotá. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se describen las principales conclusiones derivadas de los análisis de impactos para el sector eléctrico de la Guía, resaltando que las mismas siguen siendo vigentes a pesar de la evolución de algunas variables sectoriales (precios de los combustibles, demanda de energía eléctrica, plan de expansión de generación, etc.):

- La Guía no ha tenido grandes cambios a lo largo de los trabajos realizados y se podría esperar que los impactos ya cuantificados para la primera versión sigan siendo del mismo orden, a pesar de la actualización de algunas variables sectoriales.

- La aplicación para el objetivo ambiental de aprovisionamiento y cultural no se ha realizado, pues actualmente no es claro cómo se determinarían las métricas de interés, que son requeridas para la determinación de dicho caudal.

- Teniendo en cuenta la incertidumbre en la definición de la condición deseada de las cuencas, que es competencia de las Corporaciones Ambientales Regionales, un escenario de aplicación a todos los ríos del SIN bajo condiciones de conservación es inviable desde el punto de vista de la confiabilidad en la atención de la demanda.

- Se observó que, durante las épocas de mayores afluencias, donde los principales embalses tienen un régimen de almacenamiento para su posterior descarga en el verano, se presentan los menores porcentajes de aprovechamiento. Esta situación va en contraposición del diseño y funcionamiento de un recurso hidroeléctrico con embalse.

- Es importante añadir que, si bien la Guía presenta una metodología para el cálculo de los aprovechamientos, podrían aparecer diferencias y sesgos dependiendo de quiénes lleven a cabo la evaluación, dado que los límites de caudal aplicables pueden variar y, por ende, el número de eventos contabilizados para el cálculo.

- Si bien se han realizado cambios en los supuestos acordados para evaluar el impacto de la Guía en el sector, no todos están plasmados en la última versión Nacional ni en la del río Bogotá. Adicionalmente, estos supuestos deben discutirse con mayor profundidad, pues como se mostró en las evaluaciones iniciales, un cambio en los supuestos puede conducir a ciclos de caudales aprovechados muy distintos, lo cual se vería igualmente reflejado en los caudales ambientales.

6. Situaciones operativas recientes asociadas a los atrasos de los proyectos de expansión

Si bien en los anteriores numerales de esta comunicación se abordan situaciones riesgosas para el SIN, los atrasos generalizados de los proyectos de infraestructura de transporte han ocasionado otras restricciones en el Sistema, que son igualmente relevantes. A continuación, referenciamos dos (2) de ellas:

- El atraso identificado de la subestación Colectora 500 kV y su red asociada no posibilita la conexión de los recursos eólicos de la Guajira, que tienen compromisos con el SIN.

- Bajo algunas condiciones operativas se ha llegado hasta a programar generación de seguridad térmica en la subárea Bogotá y esto debido al atraso de los proyectos de expansión en el área Oriental.

7. Acciones del CNO

A partir del seguimiento continuo que el Consejo lleva a cabo en el marco de sus funciones y competencias, presentamos a continuación las acciones que el CNO está adelantando dadas las situaciones descritas en esta comunicación:

- El grupo de seguimiento del área Oriental que lidera la UPME se reunió el 12 de octubre del año 2022. En ella se formuló un plan de trabajo de corto plazo para mitigar los riesgos identificados, donde se coordinará la gestión de mantenimientos de generación y transmisión de la zona, el seguimiento al comportamiento de la demanda, y junto con el CND y los Operadores de red, identificarán las medidas operativas de mitigación, como pueden ser la instalación de compensación síncrona o sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías (propuestas del CND).

- Se convocará la segunda reunión del grupo de seguimiento del área Caribe en la cual se revisará con GEB e INTERCOLOMBIA el estado de sus obras de expansión, y se estudiarán y formularán con los Operadores de Red las medidas de mitigación que se necesiten.

- Se citará al grupo de seguimiento de DISPAC, una vez la UPME haya estudiado el Plan de Expansión del OR.
- Se continuará con el seguimiento permanente a la entrada en operación del enlace Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, y en general a todos los proyectos de expansión del SIN tal como lo establece el Acuerdo CNO 696.
- Se llevará a cabo una reunión CNO-CND-UPME, para estudiar detalladamente las limitaciones identificadas y los supuestos utilizados en los estudios de planeamiento operativo y de expansión.