



Consejo Nacional de Operación

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
Rad: 2018073799 28-09-2018 02:39:40 PM
Anexos: 0
Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
Serie:

Bogotá D. C., 28 de septiembre de 2018

Doctor
Ricardo Ramírez Carrero
DIRECTOR GENERAL
Unidad de Planeación Minero Energética-I
Colombia



Rad: 20181100061942
Destino: 100 DIRECCION GENERAL - Rem: CNO
Folios: 0 Anexos: Copias: 0
2018-09-28 13:54 Cód veri: f7f3a

Asunto: Comentarios a la versión preliminar "Criterios de calificación Primera Subasta según Resolución MME 40795 de agosto de 2018".

Respetado Doctor Ramírez:

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, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación sus comentarios al documento del asunto.

Criterio de resiliencia: En el numeral 1 del documento se presentan los datos considerados para el cálculo del indicador Shannon Wiener. Al respecto, recomendamos tener en cuenta que el valor real de generación anual por planta y fuente energética está influenciado por su disponibilidad y otros factores exógenos, como las condiciones topológicas de la red. Es decir, una planta no podría generar por condiciones del Sistema de Transmisión Nacional-STN, por ejemplo, teniendo inclusive la disponibilidad del recurso primario. En este sentido, es importante definir los supuestos que se asumirían para las nuevas plantas interesadas en participar en el mecanismo de contratación de largo plazo.

Criterio de complementariedad de los recursos: En el numeral 2 del documento se lista la información a utilizar para la calificación de los proyectos. Para las tecnologías de generación hidroeléctrica y eólica se menciona el suministro de las series históricas con resolución mensual para los caudales y velocidad del viento, en los términos de las metodologías definidas por el Consejo Nacional de Operación en los Acuerdos (917 y 1094, respectivamente). Al respecto, se recomienda revisar el contenido de dichos Acuerdos, ya que, por ejemplo, para plantas hidroeléctricas existen varias metodologías para la construcción de dicha serie, y es por ello que los hidrólogos expertos del Subcomité Hidrológico-SH validan la aplicación de estas. Lo anterior implicaría que previo a la realización de la subasta de contratación de energía media para el largo plazo, cada uno de los interesados debería gestionar ante el CNO la aprobación de la metodología.



Consejo Nacional de Operación

Respecto a las plantas eólicas, se debe tener en cuenta que el Acuerdo 1094 fue desarrollado bajo el contexto del cálculo de la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC, motivo por el cual se exige, en el marco de la Resolución CREG 167 de 2017, un año de medición in situ y buenas prácticas de medición del recurso primario. En este sentido, se entiende que proyectos sin año de medida in situ no podrían participar en la subasta de contratación de energía media.

En relación con los proyectos solares fotovoltaicos, sugerimos a la UPME revisar el Acuerdo 1042 y de considerarlo pertinente, tener en cuenta los procedimientos desarrollados para la construcción de las series históricas de irradiación global horizontal y temperatura ambiente.

Para los proyectos geotérmicos, la Resolución CREG 132 de 2014 estableció el procedimiento para calcular su ENFICC. Es claro en este documento que la producción energética varía en función de la temperatura ambiente y la del reservorio, motivo por el cual la Comisión solicita una serie histórica horaria para la temperatura ambiente. Por otro lado, la UPME trata esta tecnología como una planta térmica, cuya producción no varía en función de las diferentes variables climatológicas. Por lo anterior, se sugiere estudiar nuevamente el tratamiento de las plantas que usan este recurso.

Finalmente, se sugiere revisar la calificación que reciben los proyectos térmicos cuando se evalúa este indicador, ya que conceptualmente, estas plantas serían complementarias bajo condiciones críticas de aportes hídricos, tal como lo evidencia el comportamiento del SIN durante los pasados fenómenos de "El Niño".

Criterio de seguridad energética regional: Teniendo en cuenta los planteamientos de la Resolución 40795, las plantas existentes y proyectos ubicados en zonas con baja capacidad instalada (respecto al balance del área y sin tener en cuenta los límites de importación y exportación) tendrán preferencia. Sugerimos a la UPME tener en cuenta que, dependiendo de la tecnología y ubicación de un proyecto, el enfoque propuesto no garantiza una contribución significativa a la seguridad energética nacional. En primera instancia sugerimos revisar los balances y dejar claro en el documento definitivo el momento del cálculo del mismo. Por ejemplo, la subárea GCM tiene actualmente una capacidad instalada inferior a 400 MW, contando las plantas Guajira y Jepirachi. Sin embargo, con la conexión de Termonorte y la Luna, la capacidad sería superior a los 1000 MW (en el documento de la UPME se lista una capacidad de 981 MW).

Asimismo, es importante tener en cuenta que potenciales proyectos ubicados en las áreas eléctricas CQR, Huila-Tolima, Antioquia, Santander y Boyacá serían castigados, dada la concentración de generación en estas zonas, independientemente de sus potenciales (fuentes renovables y recursos fósiles) y su capacidad de exportación. Adicionalmente, en la subárea GCM la demanda de



Consejo Nacional de Operación

potencia actual es cercana a los 850 MW y su capacidad instalada es inferior a los 400 MW. Bajo el enfoque propuesto, esta zona sería candidata para instalar proyectos (en el documento para observaciones de la UPME no, ya que la capacidad instalada es superior a 900 MW), sin embargo, la red actual es insuficiente para conectar nuevas plantas. Por otro lado, una vez se incorporen al SIN los 1450 MW de generación eólica junto con su red asociada, la subárea ya no cumpliría el criterio, dado que habría más generación que demanda, indistintamente de los potenciales de la zona.

Adicionalmente, se debe considerar que la mejor matriz de generación se puede construir ubicando proyectos en ciertos sitios con desarrollos de red complementarios, que reflejen el menor valor del costo total (CAPEX y OPEX). Si esto es así, podrían ocasionarse posiciones encontradas entre objetivos, es decir, el desarrollo regional y la mitigación de restricciones. Lo anterior cobra relevancia si se observa la tabla del Anexo 6. A manera de ejemplo, si bien en la subárea Atlántico según la Unidad es beneficioso conectar proyectos de generación para reducir restricciones (página 14 de 18), desde el punto del balance no lo es. Asimismo, no se puede generalizar que conectar proyectos de generación en dicha subárea, por ejemplo, es beneficioso desde el punto de vista de restricciones, al contrario, dependiendo de la capacidad y el punto de conexión, pueden incrementarse.

Finalmente, se recomienda incluir en el documento el procedimiento de cálculo de las variables "OM" y "COPE", referenciadas en la tabla de la página 16 (con y sin normalización).

Agradecemos a la UPME la oportunidad para presentar nuestros comentarios y quedamos atentos a enviar cualquier información adicional que consideren necesaria.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Copia: María Fernanda Suárez Londoño. Ministra de Minas y Energía-MME.
Henry Navarro. Experto comisionado Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.