



Bogotá D. C., 28 de junio de 2018

Doctor

Luis Gilberto Murillo Urrutia

MINISTRO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS

Colombia



Asunto: Observaciones sobre la carta de respuesta del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS al oficio conjunto UPME-CNO-XM, "Impactos energéticos de la aplicación de la Guía metodológica para la estimación del caudal ambiental en Colombia".

Respetado Ministro:

El Centro Nacional de Despacho, CND-XM, entidad responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN y el Consejo Nacional de Operación - CNO, encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, hemos recibido la comunicación del 14 de mayo¹, por medio de la cual el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS dio respuesta a la comunicación que la UPME, XM y el CNO envió con los resultados de los análisis de impacto energético de la Guía metodológica para la estimación del caudal ambiental en Colombia.

Con relación a la respuesta del MADS, consideramos importante realizar una serie de aclaraciones y precisiones, así como presentar algunos análisis adicionales a partir de los resultados ya obtenidos por el equipo de trabajo referenciado, en los que se recibió asesoría del MADS para el entendimiento de la guía.

Para una mejor comprensión, a continuación se desarrollan cada uno de los puntos tratados por el MADS en la comunicación antes mencionada:

Riesgo sobre atención de la demanda

- Con respecto a los escenarios simulados, es importante aclarar que en la reunión efectuada el 01 de marzo del 2018, con la UPME, CNO, XM y el MADS, se acordó para estimar el impacto de la aplicación de la metodología de caudal ambiental modelar los siguientes casos:
 - ✓ Escenario Base: No aplicar la guía a plantas existentes o proyectos futuros.
 - ✓ Escenario 1: Aplicar la guía sólo a proyectos futuros.

¹ Comunicación con Registro de Salida DGI-8230-E2-2018-014080 del MADS.



EXT18-00062157

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

Fecha y Hora: 29/06/2018 1:11:00 p. m.

Clave: dYHP0zaxU

Folios: 11

Pasa A: ALTA CONSEJERÍA PRESIDENCIAL PARA EL SECTOR PRIVADO Y COMPETITIVIDAD

Ingreso:

Link: <https://psqr.presidencia.gov.co/Publico/VerifyDocument>

Ministerio de Minas y Energía
 Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
 Rad: 2018049253 29-06-2018 12:15:39 PM
 Anexos: 0
 Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
 Serie:

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
 No. RADICACIÓN: E-2018-008451 29/Jun/2018-14:56:06
 MEDIO: ENTREGA No. FOLIOS: 10 ANEXOS: NO
 PERSONAL FLS
 ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
 DESTINO Ger-tan Castro Ferreira

- ✓ Escenario 2: Aplicar la guía a plantas existentes, que renueven su concesión de aguas en los próximos 15 años y a todos los proyectos futuros.

Es importante mencionar que el escenario 2 surgió debido a que las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR podrían de manera discrecional, exigir la aplicación de la guía al momento de renovar las concesiones de agua de las plantas hidroeléctricas en operación dentro de su jurisdicción.

Posteriormente, en reunión UPME-CNO-XM-MME y ante la falta de claridad de la obligatoriedad de aplicar la guía a proyectos existentes al momento de renovar sus concesiones, se acordó estudiar el siguiente caso:

- ✓ Escenario 3: Aplicar la guía a todas las plantas existentes y proyectos futuros.

Sobre la siguiente afirmación de la comunicación del MADS, según la cual solo se contemplan como válidos los resultados del escenario 1:

"(...) las únicas conclusiones que podrían derivarse con soporte en las simulaciones es el posible impacto en los proyectos futuros (...)".

De manera respetuosa llamamos la atención al Ministerio para que revalúe tal afirmación, ya que en los resultados del análisis de impacto, en el caso de aplicar la guía a plantas existentes y proyectos futuros, Escenario 3, se presentaría un déficit de energía en el país para los próximos años, equivalente a la quinta parte del total de la demanda nacional. Adicionalmente, se incrementaría el valor esperado del costo de la prestación del servicio en un 4000 % y las emisiones de gases de efecto invernadero GEI en un 269 %, aproximadamente.

- Con relación a la siguiente sugerencia indicada por el MADS,

"(...) simular sólo los que realmente serán impactos por la aplicación de la propuesta normativa considerando la fecha de entrada en vigencia y la transitoriedad existente para la misma al ser incorporada en los diferentes instrumentos de planificación y administración del recurso hídrico (...)".

Recomendamos tener en cuenta que los escenarios 1 y 2, citados anteriormente, fueron solicitados directamente por el MADS. Adicionalmente, nos gustaría conocer en qué consistiría la transitoriedad de la aplicación de la propuesta normativa y si aplicará a plantas existentes. Lo anterior para que los diferentes ministerios, sectores y usuarios interesados tengan claridad del impacto que podría generarse.

- El MADS concluye en su comunicación:

"(...) Los resultados encontrados por ustedes en la reducción del aprovechamiento de caudales y su impacto en los posibles escenarios de expansión del sector son marginales: 4% de reducción en la

generación hidroeléctrica en los posibles escenarios futuros simulados por ustedes (...).

Nos permitimos adarar que la reducción del 4% es sobre el valor esperado de la generación de energía hidroeléctrica agregada, requerida para la atención de la demanda durante todo el horizonte de simulación, y su efecto directo en el Escenario 1, es un incremento del 42 % en el valor esperado de la generación térmica y del 37 % en el valor esperado de las emisiones de GEI. Por lo anterior, no consideramos que el impacto de aplicar la guía a proyectos futuros sea marginal.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que dicho impacto supone que todos los proyectos futuros continúan siendo competitivos al aplicarles la guía metodológica, situación que se considera poco probable por las siguientes razones:

- ✓ Al aplicar la guía a proyectos futuros se reducirían los caudales aprovechables del río y se incrementarían los costos de instalación de las plantas hidroeléctricas, esto por la necesidad de contar con la infraestructura necesaria para cumplir las condiciones planteadas por el MADS. Lo anterior podría conducir a la inviabilidad financiera de este tipo de proyectos. Como consecuencia, es altamente probable que en cualquier escenario de expansión no se cuente con capacidad hidroeléctrica adicional a la que actualmente está en construcción, con licencia ambiental o en trámite de la misma.
 - ✓ Asimismo, los análisis muestran que el caudal aprovechado podría estar cerca del 30% del caudal medio del río, con el agravante para muchas plantas de no generar durante meses secos, puesto que la aplicación de la guía conduce a aprovechamientos muy cercanos a cero (0), imposibles de turbinar. Por lo anterior, reiteramos que en casos de aplicación de la guía a proyectos futuros, se espera un escenario de expansión con muy poca o nula participación de la hidroelectricidad.
 - ✓ Adicionalmente, se debe tener presente que la materialización de un escenario de expansión únicamente con Fuentes No Convencionales de Energía Renovables - FNCER de características intermitentes, implicaría un alto riesgo para el país en términos de confiabilidad y seguridad energética, si no se cuenta con el respaldo de la generación convencional.
- Teniendo en cuenta la afirmación del MADS:

"(...) Dicha posible reducción es considerando el escenario más restrictivo de aplicación de la metodología teniendo en cuenta que la condición ecológica deseada para los casos donde se aplicó la metodología deberían considerar la no alteración significativa del régimen natural del flujo para permitir el normal desarrollo de especies acuáticas migratorias (...)",

Considerando lo establecido en la guía, no es claro a partir de una condición ecológica deseada diferente (menos restrictiva), cómo se podría tener una propuesta de mayor aprovechamiento que permita generar una alteración significativa o ligeramente

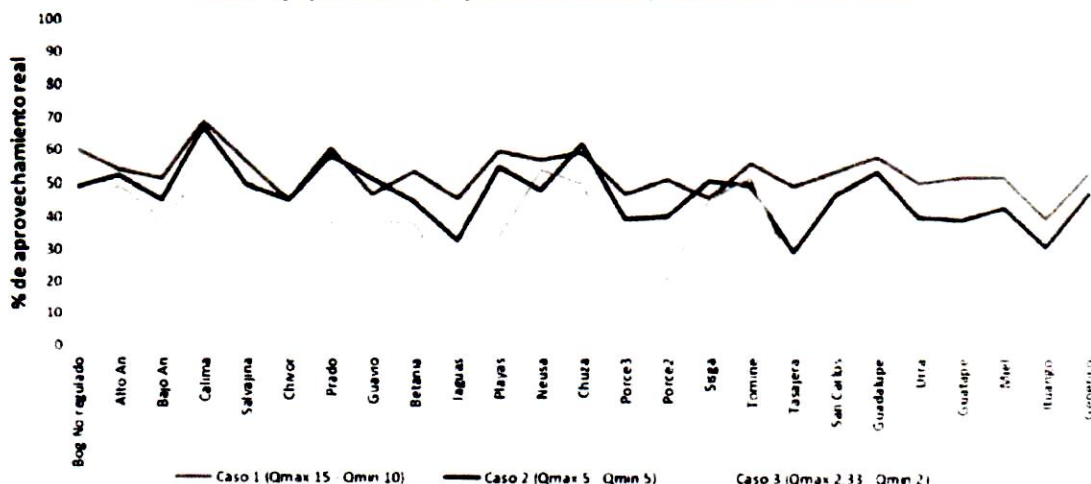
representativa del régimen natural de flujo. Lo anterior basado en el paso 6 de la fase 2 (numeral 2.1.2 de la guía), donde se indica que se debe realizar una evaluación iterativa de la alteración del régimen hidrológico natural de manera que "(...) la propuesta de aprovechamiento máximo de caudales no induzca la alteración significativa del régimen de caudales o niveles (...)", independientemente de la condición ecológica deseada.

- Con respecto al caso de aplicación de la metodología más restrictiva, considerado para los análisis energéticos, se debe tener en cuenta:
 - ✓ Según lo indicado en la guía, para la aplicación de la metodología se requiere la estimación de las métricas de interés ecológico, hidrológicas (caudal máximo de 15 años y caudal mínimo de 10 años de periodo de retorno) e hidro-morfométricas (caudal de banca llena que garantiza conectividad lateral y caudal Q_t-q que garantiza conectividad longitudinal), lo anterior, independientemente de la condición ecológica deseada, es decir, la propuesta de estimación de los cuatro (4) parámetros indicados depende netamente de condiciones hidrológicas e hidráulicas, y en ningún momento de la condición ecológica deseada.
 - ✓ Dada la dificultad de estimar con la información disponible, las métricas hidro-morfométricas, se acordó con el MADS en reunión del 22 de febrero de 2018, que para cada proyecto analizado (tanto existente como futuro), se calcularían dichas métricas para tres casos así:

Métricas de interés ecológico	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Umbral Máximo: Caudal máximo asociado a un periodo de retorno de:	15 años	5 años	2.33 años
Umbral Mínimo: Caudal mínimo asociado a un periodo de retorno de:	10 años	5 años	2 años

Considerando las limitaciones de tiempo con el que se contó para estimar el impacto sobre el sector, sólo fue posible modelar energéticamente uno de los casos considerados, seleccionando el más restrictivo, ello para tener una idea del mayor impacto esperado (escenario de menor aprovechamiento promedio). Lo anterior no quiere decir que para los otros dos casos los impactos sean mínimos o despreciables, pues a partir de los aprovechamientos promedios reales obtenidos (ver gráfica de porcentaje de aprovechamiento para los diferentes casos), es de esperarse que los otros dos escenarios también produzcan un impacto, si bien no de la misma magnitud, si de igual importancia para la confiabilidad energética del país.

Porcentaje promedio de aprovechamiento para los diferentes casos



Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el caso más restrictivo de aplicación de la metodología se hizo seleccionando de los tres casos, el que presentará el menor caudal de aprovechamiento promedio, el cual, si bien puede ser el más limitante para la energía media (por ser el de menor disponibilidad promedio de agua), no necesariamente es el más restrictivo desde el punto de vista de Energía Firme, pues para proyectos hidroeléctricos, dicha energía está condicionada al mes con menor caudal aprovechable (hay casos donde para un mes se presenta mayor media y menor posibilidad de aprovechamiento).

Por lo anterior, no compartimos la afirmación del MADS, donde se plantea que los resultados presentados son los más restrictivos al aplicar la metodología, pues como se mencionó anteriormente, en cualquiera de los otros dos escenarios (diferentes al más restrictivo), se pueden tener, en un mes, aprovechamientos más bajos, que conducirían a tener el mismo impacto en la Energía Firme.

Por último, y no menos importante, se debe tener en cuenta que las simulaciones energéticas realizadas y presentadas al MADS no consideraron los siguientes aspectos:

- Deducción de los campos de gas natural.
- Restricciones de red eléctrica de transporte.
- Análisis de potencia con menor resolución temporal (horario y no mensual), lo cual podría incrementar los radonamientos establecidos en el análisis conjunto UPME-CNO-XM.
- Salida en operación, en el horizonte de análisis, de recursos hidráulicos existentes ante problemas de sedimentación en sus embalses.
- Efectos económicos colaterales por fuera del alcance definido en el análisis.

- En cuanto a la afirmación del MADS:

"(...) En conclusión, el posible impacto en la matriz de generación hidroeléctrica a futuro se considera mínima, al compararla con los múltiples beneficios esperados con la aplicación de la metodología al reducir el actual impacto que se está generando en los ecosistemas acuáticos y conflictos de uso por parte de los diferentes sectores usuarios (...)"

Entendemos que la implementación de esta guía necesariamente conlleva a tener unos beneficios, al disminuir los impactos sobre los ecosistemas y conflictos de uso. Sin embargo, por la importancia de este tema y sus implicaciones para la competitividad del país, las evaluaciones respectivas deberían ser cuantitativas y no cualitativas, teniendo en cuenta también sus costos (incremento de las emisiones de GEI en el sector eléctrico, por ejemplo).

Si bien ya se cuenta con una estimación del impacto sobre el sector energético, se desconoce si este tipo de evaluaciones ya están disponibles para todos los sectores impactados. Adicionalmente, tampoco se tiene claridad si el MADS tiene un ejercicio de cuantificación de los beneficios esperados para cada uno de los proyectos analizados, por lo menos del sector energético. Es decir, en este momento se cuenta con una evaluación clara del impacto, pero se desconoce si se tiene cuantificado el beneficio obtenido en cada ecosistema acuático, al disponer de una mayor cantidad de agua.

En este sentido sugerimos para la guía metodológica propuesta, adelantar un Análisis del Impacto Regulatorio (AIR), que incluya la evaluación de costos, beneficios y riesgos, de acuerdo a las recomendaciones sobre política regulatoria y normativa del país, realizadas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), dentro del marco de vinculación de Colombia a esta Organización.

Finalmente, somos conscientes y compartimos la preocupación del MADS frente a la búsqueda de mecanismos que permitan minimizar el actual impacto en los ecosistemas acuáticos y conflictos de uso por parte de los diferentes sectores; sin embargo, el efecto para la matriz de generación hidroeléctrica a futuro no se puede considerar como mínimo al interpretar de manera equivocada, que una reducción en el valor esperado de la generación hidroeléctrica agregada del 4% (para el Escenario 1) representa la totalidad de la afectación. En primer lugar, sólo buscando hacer tangible la afectación sobre los proyectos futuros, bastaría con extrapolar el efecto con la aplicación de la guía a las plantas existentes, donde se observa que el potencial energético de los mismos se afecta en un 64%. Adicionalmente, al limitar de manera significativa el potencial de los proyectos hidroeléctricos, se desincentiva la inversión sobre los mismos y se obliga a que la expansión de la matriz energética en el país se realice a partir de las FNCER y/o generación térmica, siendo esta última, al igual que los proyectos hidroeléctricos con embalse, los únicos que aportan confiabilidad de manera significativa a la atención de la demanda (Energía Firme).

Incremento sostenido de la generación térmica, las emisiones de efecto invernadero y material particulado

- Con respecto a la siguiente afirmación del MADS:

"(...) El incremento sostenido de energía térmica y la emisión de Gases de Efecto Invernadero planteada por ustedes no es consecuencia directa de la eventual reducción en generación de hidroenergía a futuro, que como ya se mencionó es mínima (...)"

Se debe tener en cuenta que los resultados presentados para los cuatro escenarios analizados difieren únicamente en la aplicación o no de la guía, por lo tanto el aumento en el valor esperado de la generación térmica, costo marginal de la demanda y emisiones de GEI, sí son consecuencia directa de la menor producción hidroeléctrica. Vale la pena adarar que la diferencia entre la generación hidroeléctrica promedio, que disminuye 4%, y la generación térmica media que aumenta, 42%, radica en que la primera es nominalmente mucho mayor respecto a la segunda.

- El MADS afirma:

"(...) La planeación de la expansión futura de todos los sectores debe tener en cuenta las nuevas restricciones ambientales por el concurso del aprovechamiento del recurso hídrico por diferentes sectores y aprovechando a su vez las nuevas oportunidades que se tienen en la incorporación a futuro de energías renovables no convencionales, que no se ven afectadas por la reducción en la disponibilidad del recurso por efectos de fenómenos de variabilidad y cambio climático (...)"

Si bien estamos de acuerdo en continuar incorporando consideraciones ambientales en la planeación de la expansión de los sectores, es prematuro concluir que las FNCER no se verán afectadas por la variabilidad y el cambio climático. En los estudios adelantados por el sector hasta el momento, se concluye que como resultado del cambio climático se podría esperar una variación en el régimen de lluvias, debido a una intensificación de los eventos extremos, manteniendo unas condiciones medias similares. Asociado a lo anterior podría esperarse también que se presente un cambio en otras variables atmosféricas, como velocidad y dirección del viento, ráfagas, radiación solar, entre otras. No obstante, no existen para nuestra región suficientes estudios que permitan concluir si las fuentes renovables no convencionales se verán o no impactadas por la variabilidad y el cambio climático, por lo tanto, su inclusión al sistema eléctrico colombiano debe obedecer a los mismos criterios con los que se incorporan las otras tecnologías (criterios de confiabilidad, seguridad, firmeza y economía).

Adicionalmente, una expansión exclusiva a partir de las FNCER conlleva a una disminución de la flexibilidad del sistema eléctrico, como se mencionó en nuestra comunicación previa, haciéndolo más vulnerable ante variaciones de la demanda, eventos en la red de transmisión y de recursos de generación, debido a la intermitencia propia de este tipo de fuentes. Consecuencia de lo anterior sería necesario por razones de confiabilidad, incrementar la participación de las plantas térmicas.

- El MADS indica:

"(...) Como es conocido y difundido por la comunidad científica a nivel mundial, los embalses en zonas tropicales y ecuatoriales (como es el

caso colombiano) constituyen una fuente de generación de GEI en ocasiones de mayor impacto que la generación térmica (...)".

Respetuosamente consideramos que esta afirmación del MADS requiere soportes técnicos que permitan la discusión sobre la misma, particularmente cuando afirma que las plantas hidroeléctricas podrían generar más emisiones de GEI que las mismas plantas térmicas. Esta afirmación dista de los inventarios nacionales y de los resultados del trabajo realizado por el sector, en colaboración con el convenio IDEAM-PNUD para la Tercera Comunicación de Cambio Climático durante el año 2016.

- El MADS menciona en su comunicado,

"(...) en resultados de investigaciones científicas, los efectos de la construcción de presas en la Macro-cuenca Magdalena-Cauca son ya visibles en el aumento de la vulnerabilidad de especies de peces endémicas de las cuales depende la seguridad alimentaria de miles de familias, por efectos como la pérdida de conectividad con los hábitats para el desove de especies migratorias (...)".

Sin embargo, no queda claro cómo en una cuenca tan intervenida por los diferentes sectores (minería, agricultura y pesca, entre otros), logra tenerse una diferenciación del impacto asociado sólo a la construcción de las presas y su efecto en la conectividad de los ecosistemas acuáticos.

- En cuanto a la afirmación,

"(...) la matriz de renovables no convencionales deberá ser protagonista a partir de las nuevas disposiciones normativas (...)".

Como lo mencionamos anteriormente, en el sistema colombiano y en general en todos los sistemas de potencia, se requieren tecnologías firmes, que faciliten la inserción de las FNCER, dada la característica de intermitencia que tienen estas fuentes. No se puede garantizar confiabilidad a la demanda de energía solamente a partir de este tipo de fuentes de generación, dada la poca firmeza que tienen (excluyendo las plantas geotérmicas).

Aumento del costo de la prestación del servicio de energía eléctrica

- Con respecto a la afirmación,

"(...) El incremento de costos planteado por ustedes no es consecuencia directa de la eventual reducción en generación de hidroenergía a futuro, que como ya se mencionó es mínima (...)".

Como se indicó previamente, la menor generación hidroeléctrica sí tiene consecuencias directas, como una mayor generación térmica y por ende posiblemente un mayor costo en la prestación del servicio de energía. Lo anterior se puede verificar en las simulaciones energéticas realizadas y cuyos resultados fueron presentados y discutidos con el MADS.

- Con respecto a,

"El análisis en el costo de prestación del servicio debe ser integral y atender a las condiciones actuales y futuras del estado y presión del recurso hídrico, y las posibles relaciones de oferta y demanda de energía".

El análisis realizado por el sector, y cuyos resultados ya conoce el MADS, es el adecuado y da cuenta del impacto en el costo de prestación del servicio de energía, el cual se presentaría si se llegase a aplicar la guía de caudal ambiental a proyectos futuros y/o existentes. Consideramos que la evaluación integral del costo de implementar la guía es un ejercicio que debe ser liderado por el MADS, con el apoyo de los diferentes sectores.

- No compartimos la afirmación del MADS con relación al esquema del Cargo por Confiabilidad, además no es claro cómo incluir el "Cargo por Confiabilidad" en el análisis de costos. Al respecto se considera necesario retomar algunas de las definiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG en su Resolución 071 de 2006:

"Cargo por Confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas."

"Condiciones Críticas: Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez."

Otros riesgos identificados

- Con respecto a lo mencionado por el MADS con relación a las disposiciones existentes para renovar concesiones, y dado que como se mencionó antes, las CAR tendrían la potestad de exigir o no la aplicación de esta guía, toman validez los resultados de los escenarios 2 y 3, en los cuales se observa un déficit de energía para los próximos años, equivalente a la quinta parte del total de la demanda de energía nacional (mencionado previamente).
- No compartimos la apreciación del MADS, donde se afirma que se tienen todos los soportes necesarios para el análisis del impacto normativo, pues por lo menos para el sector eléctrico, desconocemos la cuantificación de los beneficios de implementar esta guía, y como lo ha mencionado el MADS en diferentes espacios, no se trata sólo de tener una cuantificación de los impactos, sino también de los beneficios, esto para poder determinar claramente la relación beneficio/costo.

Periodo Transitorio

- No estamos de acuerdo en considerar un periodo transitorio en la aplicación de la guía, por lo menos con la actual interpretación que tenemos y la situación energética que se proyecta en el mediano plazo. Ello implicaría una disminución del potencial hidro-energético de Colombia y un riesgo por la reducción de la Energía Firme existente. En otras palabras, implicaría desplazar el problema en el tiempo.

Es importante mencionar que hemos analizado el efecto de la guía en las plantas que tienen renovación de concesiones durante los próximos seis (6) años, junto con un escenario de no entrada en operación de la central hidroeléctrica Ituango durante el horizonte de simulación, con el fin de aportar mayores elementos técnicos a la discusión. Los resultados son contundentes, ya que los déficits identificados para el año 2022 sin la entrada del citado proyecto, empezarían a ser recurrentes a partir del próximo año (2019). Por lo anterior, recomendamos al MADS y al MME tener en cuenta este resultado para la toma de decisiones.

Por las razones expuestas invitamos al MADS a definir una mesa colaborativa de trabajo, donde se clarifiquen, entre otros aspectos, las diferencias en los aprovechamientos calculados por el grupo de trabajo UPME-CNO-XM y el MADS.

Quedamos atentos a enviar cualquier información adicional que consideren necesaria y a presentar detalladamente nuestras observaciones.

Cordialmente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO


JAIME ALEJANDRO ZAPATA URIBE
Gerente Centro Nacional de Despacho-CND

Copia: Sr. Germán Arce Zapata. Ministro de Minas y Energía.

Sr. Ricardo Humberto Ramírez. Director General UPME.

Sr. Germán Castro Ferreira. Director Ejecutivo CREG.

Sra. Carolina Soto Lozada. Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad de la Presidencia de la República.

CITese 007589-1 XM

MEDELLIN, JUN-28-2018 08:41 PM
ORIGEN : 6010 VIA : 11