

Bogotá D.C., Septiembre 15 de 2023

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios documentos Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa

Respetado Doctor Camacho:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG destaca el liderazgo del Ministerio a través de acciones para establecer los lineamientos para que Colombia transite hacia una senda de descarbonización, y en este sentido, valoramos la publicación, de los documentos, "Sistematización de diálogos nacionales", "Diagnóstico de la TEJ", "Escenarios Nacionales de la TEJ" y "Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final" de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia. Al respecto, desde ANDEG hemos acompañado el proceso reiterando la importancia de la generación térmica para garantizar la confiabilidad y el respaldo para la transición energética justa, segura y gradual. En este contexto, nos permitimos presentar los siguientes comentarios a los documentos publicados.

En primera medida, consideramos que el contenido de los documentos aborda cambios y lineamientos importantes en cuanto al desarrollo económico y energético del país, por lo que resulta fundamental que el Ministerio dé alcance a estos planteamientos, con la publicación de los Análisis de Impacto Económico y de Impacto Regulatorio, en el marco de las mejores prácticas regulatorias de la OCDE, en donde el Ministerio presente los beneficios esperados de los esquemas propuestos y se presenten los objetivos, metas y plazos concretos para llevar a cabo las medidas planteadas, debido a que se presenta un abanico de posibilidades y no se concreta cómo será la transición planteada.

En este sentido, es importante que se considere cómo y cuál sería la velocidad de la transición para los activos de las diferentes industrias incluida la eléctrica, cómo se llevarían a cabo los diálogos con las comunidades, cuáles son los costos y las fuentes de financiación e incentivos asociados para lograrlo, dado que es adecuado conocer el detalle de las propuestas para asegurar la viabilidad de las acciones desde la perspectiva beneficio/costo. Así mismo, es fundamental conocer cómo se articularía la transición energética con la transición fiscal y social, dado que se muestra una clara ambición en las propuestas frente a otros países, pero no se

evidencia cuál sería el impacto real para la economía del país ni qué se espera con una redistribución más justa.

Adicionalmente, es importante que los documentos de hoja de ruta, estén articulados con el Plan de Expansión de Referencia de Generación-Transmisión, así como el del Plan de Abastecimiento de Gas, para que en los diferentes escenarios y propuestas que se contemplen, se incluyan las obras de gran relevancia en materia energética (infraestructura de redes de energía e hidrocarburos), así como los esfuerzos a realizar en materia de ampliación de cobertura de energía eléctrica que se han planteado en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura-PIEC y del Plan de Sustitución de Leña.

Desde ANDEG consideramos relevante que el horizonte de la Transición Energética Justa, sea el mismo que el contemplado en el Plan Energético Nacional expedido por la UPME, de 30 años, ya que se debe tener en cuenta la gradualidad para realizarla y al mismo tiempo, se debe asegurar la soberanía y autosuficiencia del país en materia energética para garantizar el suministro de energía para los diferentes usos que se contemplan en la matriz energética de largo plazo.

Así las cosas, a continuación, presentamos nuestras consideraciones respecto a varios de los planteamientos presentados en los documentos “Diagnóstico de la TEJ”, “Escenarios Nacionales de la TEJ” y “Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final”, en aras de robustecer el análisis de las propuestas desde la perspectiva de desarrollo y fortalecimiento del sector energético en el país.

1. Rol del sector de generación de energía termoeléctrica

Respecto al rol del sector de generación de energía termoeléctrica, observamos con gran preocupación que tanto en el diagnóstico como para la modelación de los escenarios, se desconoce las acciones implementadas por parte de las empresas del sector en pro de la transición energética, incluyendo cuantiosas inversiones en eficiencia energética y en la modernización de las centrales con la implementación de las mejores tecnologías disponibles, la optimización y control de los procesos, la realización de mantenimientos preventivos y correctivos, la sustitución de combustibles de arranque, entre otras.

Por el contrario, observamos que únicamente se considera la edad de las centrales entendida como la fecha de entrada en operación sin reconocer todas las acciones implementadas que extienden la vida útil de los activos y mejoran el desempeño ambiental de los mismos y que a su vez, continúan soportando la confiabilidad y estabilidad de la red.

Por otro lado, se desconoce el rol del carbón térmico después del 2035 y su importancia para las economías regionales, sin considerar las alternativas para

promover su uso de manera sostenible a través de tecnologías CCUS, mezcla del carbón con biomasa u otros energéticos y sin plantear acciones relacionadas con la minería sostenible, bien sea para el carbón térmico, carbón metalúrgico o para los minerales requeridos para la transición energética, en el contexto de las metas de carbono neutralidad del país y de las estrategias de gestión de cambio climático al año 2050.

Así las cosas, resulta fundamental separar el rol del sector térmico del sector extractivo pues observamos que recae en el sector de generación de energía termoeléctrica una responsabilidad cuando este sector no ha tenido impacto directo en el detrimento de las comunidades y que por el contrario respaldan, apoyan y promueven el desarrollo y el cierre de brechas a través de los proyectos sociales que realizan en las áreas de influencia, el aporte en contribuciones a impuestos y transferencias del sector eléctrico.

Sumado a lo anterior, debe considerarse el cumplimiento de la estricta normatividad ambiental respecto a la gestión del recurso hídrico, del recurso atmosférico, de residuos y en general toda la gestión ambiental que realizan las empresas. En este sentido, es importante recalcar además que este sector representa tan solo el 2.6% de las emisiones de gases de efecto invernadero del país y que se están implementando acciones para mitigar su impacto. Así mismo, en los últimos años, se ha avanzado para alcanzar mejores estándares de emisiones atmosféricas y el impacto en la calidad del aire desde el sector de generación de energía.

2. Implicaciones para el sector eléctrico

Desde ANDEG, queremos resaltar que el servicio de energía eléctrica presenta altos niveles de cobertura y de calidad en su prestación, y al día de hoy, existen retos para la universalización del servicio, con cerca de 818 mil viviendas sin servicio, de acuerdo con la última versión del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura-PIEC de 2019¹. Por lo anterior, la propuesta de hoja de ruta de la transición energética también debe procurar que se logre el 100% de universalización de este servicio, bajo la premisa de una “Colombia 100% iluminada” en el marco de los lineamientos del Acuerdo de Paz en cuanto a la implementación del “Plan Nacional de Electrificación Rural”, considerando:

“...

- *La ampliación de cobertura eléctrica*
- *La promoción y aplicación de soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica de acuerdo con las particularidades del medio rural y de las comunidades.*

¹ Se encuentra en el siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/PIEC_2019-2023_VF.pdf

- *La asistencia técnica y la promoción de capacidades organizativas de las comunidades para garantizar el mantenimiento y la sostenibilidad de las obras.*

2.1 Vida útil de plantas de generación de electricidad

Si bien a lo largo de los documentos 2 y 3 se menciona la vida útil de las plantas de generación térmicas, también se considera relevante que se tenga en cuenta la vida útil de las demás tecnologías presentes en la matriz energética colombiana, tales como la vida útil de proyectos de FNCER, en especial los proyectos solares, ya que estos gozan de gran relevancia en lo indicado en los documentos. Adicionalmente, las tecnologías de paneles solares tienen una vida útil de 25 años y las de almacenamiento a base de ion- litio de 10 años, esta última, en especial presenta una problemática asociada a una pendiente muy pronunciada de degradación que en el corto tiempo puede afectar los esquemas de control y funcionamiento por sus elevados ciclos de carga y descarga, lo cual no se ve como una solución estructural de largo plazo².

Por otro lado, también se debe considerar en la transición energética la cadena de valor relacionada con la fabricación de baterías, la extracción de los minerales y elementos para su construcción y la disposición final de estos, lo que genera una contaminación elevada y un impacto para el medio ambiente, teniendo en cuenta que tienen una vida útil corta, lo que aumenta considerablemente el OPEX de dichos proyectos.

2.2 Asignación de Obligaciones de Energía en Firme

Se identifican implicaciones para la asignación de futuras obligaciones de energía en firme para los generadores térmicos, en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, las cuales observamos con mucha preocupación, debido a que se debe disponer de la energía firme en el Sistema Interconectado Nacional- SIN- dada la perspectiva al alza en la evolución de la demanda de electricidad, acorde a planteado por la UPME en la proyección más reciente presentada, y en especial, de asegurar la energía en firme frente a la incertidumbre en la entrada de proyectos de expansión, sobre todo algunos asociados a fuentes renovables no convencionales, así como por el retraso de líneas de transmisión, que, si bien con la gestión emprendida desde el Ministerio de Minas y Energía se tiene alta expectativa por la entrada en operación de los diferentes proyectos, la seguridad en el suministro de energía eléctrica debe ser lo primordial, y dicha seguridad y confiabilidad es dada por los generadores que soportan la energía firme del sistema, caso de las plantas térmicas.

²C. Parthasarathy, H. Laaksonen and I. Alaperä, "Aging Characteristics Consideration in Adaptive Control Design of Grid-Scale Lithium-ion battery," 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960671.

Así mismo, vale la pena considerar que la propuesta de no asignación de Obligaciones de Energía en Firme a las plantas térmicas, se considera una situación en contravía de la estabilidad regulatoria y afectación de las señales de inversión, en el sentido en que los inversionistas cuando participaron en las subastas anteriores, lo hicieron previendo flujos de caja de los activos con un horizonte superior a 20 años, por lo cual, propuestas como las planteadas en la Hoja de Ruta respecto al esquema del Cargo por Confiabilidad implican una pérdida del valor de los activos, con afectación directa a la cadena de suministro de combustibles del país, caso del gas natural y la minería asociada al carbón.

También se debe tener en cuenta que no es técnica ni económicamente posible concebir un sistema eléctrico que esté conformado 100% por fuentes renovables no convencionales, incluso teniendo en cuenta las tecnologías de almacenamiento y compensación síncrona, sino que estas deben respaldarse en la generación térmica como elemento principal que brinde la confiabilidad, disponibilidad y estabilidad necesaria para prestar el servicio bajo criterios de calidad y continuidad, en un contexto de inserción gradual de nuevas fuentes de generación eléctrica.

Con lo anterior, la transición energética en Colombia no debe abordarse solamente desde perspectivas que impulsen, por ejemplo, la descarbonización, sino desde la visión de la diversificación de la matriz eléctrica e inserción tecnológica en la red que garantice la cobertura y confiabilidad eléctrica, en línea con el cumplimiento de los objetivos ambientales del país señalados en las políticas de cambio climático y de la estrategia carbono neutralidad al 2050.

2.3 Implicaciones en el SIN

En relación a la operación del sistema interconectado nacional, en el documento no se indica cómo va a realizarse la interacción de estas tecnologías y los mecanismos necesarios para su funcionamiento tales como los servicios complementarios que requiere la regulación Colombiana, ya que para la seguridad eléctrica del sistema interconectado nacional (SIN) no todos estos servicios se pueden prestarse mediante tecnologías como las BESS o FACTS, sino que también se requiere la implementación de tecnologías a base de máquinas sincrónicas, esto de acuerdo con los problemas de flexibilidad de la red identificados a 2027, tal como lo expresa el comunicado del CNO a la UPME y la CREG³.

Al referirnos a la tecnología de los compensadores síncronos y técnicas de control Grid-Forming, entre otras, éstas se pueden implementar para prestar servicios como control de tensión e incremento en la robustez de la red, sin embargo, estas

³ Ver documento: https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/documento_flexibilidad_cno-ver_final_11072023.pdf

tecnologías deben probarse en el contexto del sistema eléctrico colombiano y también ser propuestas por la UPME, una vez realizado el análisis en detalle en la planeación de la incorporación de estas nuevas tecnologías, la aplicación de los modelos dinámicos y de transitorios validados y su comportamiento de estado transitorio y estacionario con el fin de garantizar la operación segura, confiable y óptima en el SIN.

De acuerdo con el portal de la UPME de Convocatorias⁴ desde el año 2021 solo se han adjudicado 3 convocatorias, en adición a las 5 nuevas abiertas durante el año 2023, y que según XM y el CNO, adicionalmente a éstas se deben construir nuevas obras para fortalecer la infraestructura eléctrica en el país. Teniendo en cuenta este panorama de expansión en el mediano y largo plazo es necesario evaluar el comportamiento y funcionalidad de estas nuevas tecnologías antes de tomar la iniciativa sin las propias medidas de aseguramiento que el SIN requiere para su funcionamiento, en el contexto del análisis beneficio/costo y las necesidades de contar con una matriz de generación diversificada y confiable.

También, se debe tener en consideración que, de acuerdo con XM, a Junio de 2023 solamente existen no más de 400 MW instalados en fuentes renovables no convencionales, especialmente solares, frente a los más de 2000 MW que se esperaba que estuvieran en operación a partir del 1 de enero de 2023 en el SIN. Si bien se han dado lineamientos normativos para coadyuvar en el trámite de conexión de las fuentes intermitentes- Res. CREG 075 de 2021-, el Gobierno Nacional debe revisar la viabilidad real de inserción de los recursos provenientes de FNCER en el SIN, de tal forma de: 1) no generar falsas expectativas en relación con la transición energética, y 2) no exacerbar la sobreinstalación de fuentes renovables no convencionales en el mediano plazo, lo cual corresponde con un criterio de transición energética justa, segura y gradual.

Así mismo, se insiste en la seguridad y gradualidad de la transición justa, teniendo en cuenta, por ejemplo, el caso de un país como Ecuador, en donde por la baja hidrología que se está presentando por la coyuntura asociada al Fenómeno de El Niño, se están volviendo a activar las plantas térmicas a gas y carbón para mitigar los riesgos de déficit de energía eléctrica⁵, por ello, la importancia de garantizar la funcionalidad del parque térmico para efectos de la complementariedad y diversificación de la matriz eléctrica en Colombia.

2.4 La flexibilidad del sistema eléctrico en un entorno de inserción de fuentes renovables no convencionales

Si bien, el enfoque del Documento 3 es acorde a la alta penetración de fuentes renovables no convencionales en los diferentes escenarios de la matriz de

⁴ <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-de-transmision.aspx>

⁵ <https://www.primicias.ec/noticias/economia/colombia-rationamientos-electricidad-sequia/>

generación, en lo referente a los análisis realizados para determinar la capacidad y las fuentes con las cuales se atendería la demanda especialmente en hidrologías bajas, vale la pena valorar el riesgo por la mayor vulnerabilidad al cambio climático, lo cual, no será mitigado por la entrada de fuentes renovables no convencionales, y en ese sentido, creemos que el Ministerio debe integrar los documentos de Hoja de Ruta con los aspectos relacionados con las necesidades de flexibilidad el sistema eléctrico en el horizonte de mediano y largo plazo.

Recientemente se han abierto nuevas conversaciones por parte de los entes reguladores, como por ejemplo la Comisión Federal de Regulación de Energía de Estados Unidos (FERC, por su nombre en inglés) sobre las reformas necesarias para abordar las necesidades cambiantes de los sistemas de potencia. Menciona la FERC, que hay un consenso en la industria sobre la necesidad de una contar con una mayor flexibilidad operacional del portafolio de recursos en los mercados organizados y de señales de precios adecuadas para incentivar y asegurar la oferta de energía y servicios auxiliares que incrementen la flexibilidad disponible en el sistema, tal como se detalla a continuación⁶:

"Although the full nature and timing of those reforms are still under discussion, there is broad industry consensus that RTOs/ISOs will need more operational flexibility from resources to reliably serve loads as the resource mix evolves to include more weather dependent variable energy resources (VERs) and loads change due to weather-dependent distributed energy resources, electrification and other factors.

Responding to these changing system needs involves several RTO/ISO market design considerations, including how to provide appropriate price signals that both reflect operational needs and incentivize resources to submit energy and ancillary services supply offers that increase the operational flexibility available on the system, and also encourage efficient investment and retirement decisions"

Agrega la FERC que mientras los recursos energéticos variables (VERs) no sean despachables y se prevean cambios en la demanda por efecto del despliegue recursos energéticos distribuidos, electrificación y respuesta de la demanda, dichas condiciones crearán escenarios operativos diferentes a los que los RTOs/ISO han enfrentado en el pasado⁷

"..., unless and until an adequate proportion of VERs are deployed or paired with storage or other technology that enables them to be dispatchable in both directions, a portion of current VER resources' output will be largely unable to respond to dispatch, or only able to respond to dispatch to a limited extent due to

⁶ Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. AD21-10-000. September 2021. Pag. 3.

⁷ FERC (September 2021). Pag. 7.

their weather dependance. Additionally, customer electric loads are expected to change in the future due to the increased deployment of distributed energy resources, electrification, and more price-responsive demand. Together, these developments are expected to introduce new uncertainties and thus create different operating conditions that RTO/ISO operators have not faced in the past”

Teniendo en consideración el marco de referencia anterior, en particular, la evidente necesidad de contar con una mayor flexibilidad operacional de los recursos energéticos y así del sistema eléctrico, es adecuado que el documento de hoja de ruta de la Transición Energética Justa prevea escenarios de balance entre las fuentes de generación de largo plazo que aseguren la flexibilidad que requerirá el sistema eléctrico del país, en el contexto de la diversificación, la complementariedad y la confiabilidad en la prestación del servicio de energía.

2.5 Soberanía energética

Consideramos que se podría poner en riesgo la soberanía energética en el mediano plazo debido a que se contempla la importación de hidrocarburos (gas y petróleo) antes del año 2030, en contravía de lo expuesto en los Documentos 1 y 2, en donde en la socialización y sistematización de los diálogos nacionales, se precisa la importancia de mantener la soberanía energética. Se debe tener en cuenta que, si Colombia está renunciando a realizar más exploraciones y explotaciones de hidrocarburos por el cambio climático, vale la pena preguntarse si al realizar la importación, y teniendo en cuenta que el sector de generación térmica es uno de los mayores consumidores de gas natural, ¿Colombia estaría beneficiando a industrias de hidrocarburos de otros países, que incluso pueden tener mayor incidencia en las emisiones de gases de efecto invernadero, en detrimento de la industria nacional y de generación de recursos para los territorios, siendo que, como se mencionó anteriormente, las emisiones de Colombia son bajas a nivel mundial?

Se observa de las propuestas por el Ministerio algunos cambios abruptos en muy corto plazo. Por un lado, se desconoce el rol del carbón térmico después del 2035 y su importancia para las economías regionales, sin considerar las alternativas para promover su uso de manera sostenible a través de tecnologías CCUS, mezcla del carbón con biomasa u otros energéticos y sin plantear acciones relacionadas con la minería sostenible, bien sea para el carbón térmico, carbón metalúrgico o para los minerales requeridos para la transición energética.

Y por el otro, se evidencia que la seguridad energética recae en la importación de gas natural para lo cual tampoco es clara la ruta de acción para garantizar el abastecimiento, considerando el reciente resultado “desierto” de la convocatoria para la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico, por lo cual, es importante analizar el impacto en todo el sistema de los cambios propuestos en

general, y que por ejemplo, podrían impactar la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo anterior, insistimos en la articulación entre la propuesta de instalación de muchas fuentes FNCER con la capacidad actual de la infraestructura de transmisión y distribución, revisando los límites de importación y exportación de las sub-áreas para que no existan inconvenientes en la prestación del servicio de energía eléctrica, así como la alineación con la modernización del mercado eléctrico en cuanto al despacho y el mercado de servicios complementarios (Resolución CREG 143 de 2021).

Finalmente, el hidrógeno puede ser utilizado en la generación de energía eléctrica con mezclas de gas natural, tal como señalan informes internacionales de costos nivelados de energía (Lazard, 2023). Es adecuado revisar de forma integral las oportunidades de hidrógeno a partir de la oferta energética del país. En el documento 3 no es claro el destino que pueda tener el hidrógeno producido en Colombia, sino que ya se considera para exportación; la hoja de ruta debe contemplar los escenarios que mejores beneficios aporten a Colombia.

2.6 Ejecución de propuestas de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado y en aras de tener una propuesta concreta sobre la cual realizar mediciones de impacto y seguimiento, se propone la presentación de la curva S de las propuestas de la Hoja de Ruta, en el contexto de la matriz de generación, considerando también los costos de la implementación y la transición fiscal, en cuanto a los ingresos que se dejarían de percibir los inversionistas de proyectos con jubilación temprana, cómo serán reemplazados y en cuánto tiempo, y las simulaciones o implementación de pilotos de la nueva matriz propuesta considerando y mencionando las nuevas tecnologías y su aporte a la mitigación de problemas de la red como falta de inercia, aporte a corto circuito y a soporte de tensión para el caso colombiano.

3. Transición fiscal

Debe revisarse a profundidad las implicaciones fiscales en cuanto a los cambios propuestos, desde el punto de vista de la balanza de pagos, ingresos del nivel general de la nación.

Así mismo, es importante considerar que si bien los mecanismos de precio al carbono (impuesto al carbono y/o programa nacional de cupos transables) son importantes para fomentar las acciones de mitigación del cambio climático y para generar recursos para la acción ambiental, para un país como Colombia, que emite menos del 1% de las emisiones de GEI a nivel global y que cuenta con brechas sociales marcadas, déficit de acceso a servicios públicos y poca actividad industrial, estos instrumentos podrían representar afectaciones importantes en las

tarifas de los servicios públicos (caso electricidad) y en la competitividad de la industria nacional.

Considerando, además, que hasta a la fecha, no se cuenta con una trazabilidad adecuada de la destinación del dinero recaudado por el impuesto al carbono, convirtiéndolo en una fuente de ingresos para el presupuesto nacional, pero sin un control y seguimiento para su inversión en la acción ambiental, por lo que se ha convertido en un recurso fiscal más que en un instrumento económico con destinación ambiental. En este sentido, se debe analizar de manera cuidadosa el impacto de estos mecanismos en la reducción de emisiones y el costo para los sectores que estarían inmersos en cada uno de los esquemas.

4. Gestión de activos y gestión ambiental

Observamos que los documentos se centran únicamente en la crisis climática por la que atraviesa el mundo y frente a la cual se debe tomar acción. Sin embargo, el análisis no incluye lo relacionado con otros aspectos fundamentales de la gestión ambiental en el marco de la transición energética, incluyendo la disposición de residuos RAEE (baterías, paneles solares, otros), los impactos ambientales asociados a proyectos FNCER y el impacto en el uso del suelo.

De igual manera, no se observa acciones concretas que tracen una hoja de ruta clara frente a la gestión de los activos que se sustituyen para no generar activos varados ni pasivos ambientales, ni cómo se articula una estrategia de circularidad que genere mayor valor agregado y que por el contrario la sustitución de los activos no genere detrimento de capitales y detrimento ambiental.

En línea con lo anterior, ni en el documento de “Escenarios Nacionales de la TEJ” y “Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final” se presenta un análisis detallado del impacto en reducción de emisiones de cada una de las propuestas planteadas y las respectivas curvas de costo abatimiento, para con esto determinar cuáles son las alternativas más costo eficientes para alcanzar las metas climáticas del país y dar cumplimiento a los objetivos de transición que el país se debe plantear.

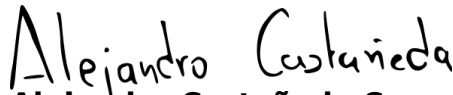
Profundizando en la gestión ambiental, consideramos oportuno que se revise el rol del licenciamiento ambiental y las consultas previas para la transición y cómo los proyectos e industrias actuales que transiten hacia alternativas bajas en carbono deberían someterse a esquemas diferenciados de licenciamiento, que no implique el trámite de nuevas licencias ni modificaciones de las existentes ya que de acuerdo a los planteamientos que soportan la ejecución de proyectos FNCER, estos supondrían una mejoría ambiental.

Lo anterior, considerando el principio de precaución y de garantizar la protección ambiental, por lo que de igual manera se mantendría la gestión de los permisos y

la actualización de los planes de manejo ambiental correspondiente, pero disminuyendo la tramitología asociada a la expedición de las licencias ambientales.

Sin otro particular y resaltando el interés de esta Asociación en una construcción colectiva del mercado eléctrico en Colombia, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo

c.c.

Dr. Carlos Adrián Correa Flórez, Director General UPME
Dr. José Fernando Prada, Director Ejecutivo CREG