

Código Dependencia: 4005
Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ().

Memorando

Bogotá, D.C.

PARA: LUCAS ARBOLEDA HENAO

Oficina Asesora Juridica

DE: GRUPO DE GESTION DE LA INFORMACION Y SERVICIO AL
CIUDADANO

ASUNTO: Remisión Informe de Comentarios y Certificación de Publicación
Proyecto Reglamentación Artículo 9 Del Decreto 798 De 2020

Una vez finalizado el término para recibir comentarios sobre la publicación del proyecto el trece (13) de enero de 2021, me permito remitir constancia de publicación.

Teniendo en cuenta lo anterior, de manera atenta se solicita que una vez se tenga consolidada la matriz de comentarios y el acto administrativo en firme sean remitidos a esta coordinación, con el fin de dar cumplimiento a lo conceptuado el Decreto 1273 de 18 de septiembre de 2020.

Agradezco su colaboración.

Atentamente,



LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL,
Coordinadora Grupo de Gestión de la
Información y Servicio al Ciudadano

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

Anexos: 56 folios

Elaboró: MARTHA ISABEL JAIME GALVIS
Revisó: LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL
Aprobó: LUISA FERNANDA HURTADO BERNAL

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

La SUSCRITA COORDINADORA DEL GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y
SERVICIO AL CIUDADANO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

HACE CONSTAR

Que en cumplimiento de las siguientes normas:

- Decreto 1273 del 18 de septiembre de 2020 que modifica y adiciona el Decreto 1081 de 2015, Decreto Único Reglamentario de la Presidencia de la República, en relación con la participación de los ciudadanos o grupos de interesados en la elaboración de proyectos específicos de regulación.
- Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017, que reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 4 1304 del 24 de noviembre de 2017 que modifica la Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017 por la cual se reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.

El Ministerio de Minas y Energía publicó para consulta de la ciudadanía y grupos de interés, y a fin de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas al Proyecto de Resolución Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020"

Que dicho proyecto se publicó desde del cinco (05) hasta trece (13) de enero de 2021 en el portal web, sección Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24265599&idLbl=Listado+de+Foros+de+Enero+De+2021>, al que también pudieron acceder los interesados desde la sección de transparencia y acceso a la información pública.

Que, para facilitar la participación de los interesados, se informó sobre la disponibilidad de este documento en discusión y los canales de comunicación a donde enviar sus observaciones, mediante los siguientes medios: Home/otras noticias

Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana, recibió cuatro (04) comentarios a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios

Dada en Bogotá el diez (10) de febrero de 2021.


Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexo: cincuenta y cuatro (54) folios Informe de comentarios Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020"

Segunda fecha recepción de comentarios: 05 de enero de 2021

Fecha fin para recibir comentarios: 13 de enero de 2021

Solicitantes:

Lucas Arboleda Henao
Oficinas Asesora jurídica

Claudia Marcela Escobar Oliver
Despacho Secretaria General

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana
- Aviso en Home
- Redes sociales

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergia.gov.co

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24265599&idLbl=Listado+de+Foros+de+Enero+De+2021>

Reglamentación artículo 9 del Decreto 798 de 2020

Sector General

Fecha Inicio 5 de enero de 2021

Fecha Fin 13 de enero de 2021

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el Proyecto de Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020"

Documento propuesto

Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el formulario para recepción de comentarios, el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pciadadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo miercoles 13 de enero de 2021.

Otros documentos

- Memoria justificativa.

Conclusiones

Matriz de comentarios

Ilustración 1 Divulgación: publicación en el espacio foros/ Portal Web MinEnergía



Ilustración 2 Divulgación: Home/ Otras Noticias



Ilustración 3 Divulgación: Redes Sociales

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para recepción de comentarios el Proyecto de Resolución Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020, recibió cuatro (04) comentario a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

Comentario 1

De: David Jaramillo

Enviado: martes, 12 de enero de 2021 18:00

Asunto: MIN MINAS: Comentarios borrador Resolución nuevo CERT (art 9 Decreto 798 de 2020)



1. **De fondo generales:**

- 1.1. **Porcentaje CERT – momento expedición de esta Resolución:** (i) Artículo 9, solicitamos que se incremente el porcentaje al menos al 12%. Debe tenerse en cuenta que el segundo pico de la pandemia del COVID 19 en el mundo entero que se está dando en este momento es muy probable que genere una nueva caída de los precios del petróleo. Con ello, un CERT de solo el 5% puede no generar un verdadero incentivo para que se realicen diferentes proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en el país. (ii) En el Artículo 9, considerando que la siguiente tabla aplica con base en el promedio BRENT de los 6 meses anteriores a la fecha de expedición de la Resolución, solicitamos amablemente se profiera lo más pronto posible esta Resolución para lograr que el porcentaje CERT no sea 0%. Si se tarda mucho la expedición, esto.

Promedio precio BRENT (USD)	% CERT
>30-50	5%
>50	0%

(iii) Solicitamos amablemente que el promedio aritmético diario del precio BRENT se calcule respecto de los seis (6) meses calendario inmediatamente anteriores al día de entrada en vigencia de la resolución (no al mes). Esto para tener mayor certeza.

- 1.2. **Definición del Cupo por MIN HACIENDA y distribución Cupo por MIN MINAS:** Artículo 4 Solicitamos amablemente que se fije una fecha o plazo para que los MINISTERIOS fijen los cupos, para tener idea clara sobre presentación de los proyectos.
- 1.3. **Actividades Exploratorias:** Artículo 6 # 1, artículo 7 # 1 Solicitamos amablemente incluir a los pozos A1. No hay razón técnica para excluirlos. A pesar de que los pozos A1 sean pozos delimitadores, no queriendo decir con ello que no sean exploratorios, los mismo tienen un importante componente exploratorio dado que con ello se permite realizar una mejor estimación de las inversiones a ser ejecutadas en un yacimiento específico y de esta manera a la recuperación óptima de las reservas. La delimitación de un yacimiento es un aspecto relevante en las actividades exploratorias, dado que permite tener certeza de volúmenes de barriles en fondo y así de los planes exploratorios que deben seguirse. Por lo anterior, este tipo de pozos también cumpliría con los propósitos que se busca con el CERT, razón por la cual solicitamos sean incluidos.
- 1.4. **Actividades Producción:** Artículo 6 # 2, artículo 7, artículo 8 (i) Solicitamos amablemente incluir de forma expresa el desarrollo de infraestructura, permitido desde el Decreto legislativo 798 de 2020, y sus criterios de calificación (desde el punto de vista jurídico, si la norma superior (el Decreto Legislativo) permitía que fueran beneficiarias del CERT las actividades de desarrollo de infraestructura, no es claro por qué una norma de menor jerarquía reglamentaria las deja por fuera o las excluye. Desde el punto de vista técnico, la infraestructura es sumamente importante en el proceso de producción dado que permite producir, procesar, tratar y comercializar los hidrocarburos producidos. (ii) En el literal a, del #2, artículo 6 dejar explícito que los reacondicionamientos de pozos incluyen Workovers. (iii) Solicitamos que se puedan incluir las inversiones asociadas de obras civiles, tierras y PMA. (iv)

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Solicitamos que puedan aplicar al CERT actividades de perforación de pozos de desarrollo y Well Services, dado que contribuyen a incremento de producción y reservas.

- 1.5. Criterio de calificación exploratorios: Artículo 8, # 1, literal b y c, Sugerimos que (i) se deje claro expresamente desde cuando se cuentan los meses para finalización de la fase (se solicita que no solo se permita la fase actual, sino también las futuras para poder adelantar actividades). (ii) Que esos meses se cuenten desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto legislativo 798 de 2020. (iii) Que en el literal b se remplace “18 meses” por “12 meses” y que en literal c se remplace “9 meses” por “6 meses”, de lo contrario quedarán por fuera muchos proyectos.
- 1.6. Criterios calificación producción: Artículo 8, #2 (i) Sugerimos que se incluyan los Well Services y la perforación de pozos de desarrollo como actividades que pueden aplicar al CERT, estas contribuyen de manera directa al aumento de producción y de reservas. (ii) Literal c, Sugerimos que se indique expresamente que se habla de IRR 2019, para evitar discusiones de cuál es el vigente. (iii) Literal f, Sugerimos hacer referencia expresa a IRR 2019. (iv) Sugerimos que tenga más puntos el literal e “mayor eficiencia” que el d “Mayor volumen operacional y activación de bienes y servicios” para incentivar eficiencias.
- 1.7. Limitaciones CERT: Artículo 2 # 3 Solicitamos amablemente eliminar el #3 ya que no permitiría que las actividades e inversiones propuestas en proyectos CERT 2018, cuya ejecución se preveía en 2020, se presentaran bajo este nuevo CERT. Ello no tiene razón de ser, dado que el gobierno ya ha indicado que este año no es otorgable dichos CERT. Así las cosas, tales actividades que cumplen cabalmente la finalidad del beneficio no podrían beneficiarse ni por el CERT otorgado en 2018 ni por este nuevo CERT. No observamos que exista una razón para que se genere esa doble limitación.
- 1.8. Partida en presupuesto general nación: Sugerimos incluir que el soporte presupuestal del CERT debe ser incluido desde el año 2021 en el presupuesto general de la nación del año 2022, para de esta forma evitar los inconvenientes surgidos con el primer CERT.

2. De trámite y claridad:

- 2.1. Características CERT: Artículo 3 Sugerimos incluir expresamente que los CERT son negociables inmediatamente sean otorgados. Esto para evitar discusiones a futuro.
- 2.2. Seguimiento ejecución proyectos: Artículo 11 (i) Literal a, sugerimos que los reportes exploratorios sean trimestrales, mensualmente no se tiene información para reportar mes a mes y ello implica carga administrativa. Sería igual que proyectos producción. (ii) Literal d, sugerimos que quede expreso que las visitas son a discreción de ANH, dado que por temas de pandemia puede que no sea posible realizarse. Cuando la empresa ya haya entregado los certificados de revisor fiscal, debe procederse a la evaluación final, a pesar de que no se haya realizado la visita. (iii) Literal e, sugerimos eliminar este literal dado que no tiene ninguna relación real y practica con el CERT y por demoras en su emisión se puede impedir la evaluación final por parte de ANH. (iv) Sugerimos que quede expreso que la obligación de presentar informes surge luego de notificarse que el proyecto fue aprobado, desde ese momento se empiezan a contar los 3 meses (esto para evitar las dudas surgidas en el pasado de cuando se deben empezar a presentar estos informes). En relación con las actividades

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



realizadas en 2020 sugerimos que quede claro que el primer informe que contenga la información de actividades se debe remitir en el primer trimestre (para explota) o en el primer mes (para explora). (v) En el artículo 10 se señala que “ En el año 2022, las empresas operadoras, junto con el primer informe trimestral al que se ha hecho alusión en el inciso anterior, deberán entregar a la ANH la certificación suscrita por el revisor fiscal del operador del campo comercial”, no deberían dejar esto atado, dado que puede que no coincidan los tiempos, considerando que el primer trimestre depende de la fecha en que la ANH publique la lista definitiva de proyectos elegidos. Debería indicarse que es junto con el último informe trimestral.

- 2.3. Artículo 6 # 2, que significa la expresión “proyectos por nivel de agregación por cada campo”?

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: General

Proyecto: Resolución

Proyecto de Resolución “Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020”

Fecha inicio: 5/01/2021

Fecha fin: 13/01/2021

Fecha Comentario: 12/01/2021 0:00

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		PAREX RESOURCES

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Porcentaje CERT	art 9	Solicitamos amablemente que se incremente el porcentaje al menos al 12%. Debe tenerse en cuenta que el segundo pico de la pandemia del COVID 19 en el mundo entero que se está dando en este momento es muy probable que genere una nueva caída de los precios del petróleo. Con ello, un CERT de solo el 5% puede no generar un verdadero incentivo para que se realicen diferentes proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en el país.

2	Fecha expedición de la Resolución	General y art 9	Considerando que la tabla del artículo 9 aplica con base en el promedio BRENT de los 6 meses anteriores a la fecha de expedición de la Resolución, solicitamos amablemente se profiera lo más pronto posible esta Resolución para lograr que el porcentaje CERT no sea 0%. Si se tarda mucho la expedición de esta, será 0%.
3	Promedio de los 6 meses BRENT	art 9	Solicitamos amablemente que el promedio aritmético diario del precio BRENT se calcule respecto de los seis (6) meses calendario inmediatamente anteriores al día de entrada en vigencia de la resolución (no al mes). Esto para tener mayor certeza
4	Cupo MIN HACIENDA y MIN MINAS	art 4	Solicitamos amablemente que se fije una fecha o plazo para que los MINISTERIOS fijen los cupos, para tener idea clara sobre presentación de los proyectos.
5	Actividades Exploratorias	Artículo 6 # 1, artículo 7 # 1	Solicitamos amablemente incluir a los pozos A1. No hay razón técnica para excluirllos. A pesar de que los pozos A1 sean pozos delimitadores, no queriendo decir con ello que no sean exploratorios, los mismo tienen un importante componente exploratorio dado que con ello se permite realizar una mejor estimación de las inversiones a ser ejecutadas en un yacimiento específico y de esta manera a la recuperación óptima de las reservas. La delimitación de un yacimiento es un aspecto relevante en las actividades exploratorias, dado que permite tener certeza de volúmenes de barriles en fondo y así de los planes exploratorios que deben seguirse. Por lo anterior, este tipo de pozos también cumpliría con los propósitos que se busca con el CERT, razón por la cual solicitamos sean incluidos.



6	Actividades Explotación	Artículo 6 # 2, artículo 7, artículo 8	Solicitamos amablemente incluir de forma expresa el desarrollo de infraestructura, permitido desde el Decreto legislativo 798 de 2020, y sus criterios de calificación (desde el punto de vista jurídico, si la norma superior (el Decreto Legislativo) permitía que fueran beneficiarias del CERT las actividades de desarrollo de infraestructura, no es claro por qué una norma de menor jerarquía reglamentaria las deja por fuera o las excluye. Desde el punto de vista técnico, la infraestructura es sumamente importante en el proceso de producción dado que permite producir, procesar, tratar y comercializar los hidrocarburos producidos. (ii) En el literal a, del #2, artículo 6 dejar explícito que los reacondicionamientos de pozos incluyen Workovers. (iii) Solicitamos que se puedan incluir las inversiones asociadas de obras civiles, tierras y PMA. (iv) Solicitamos que puedan aplicar al CERT actividades de perforación de pozos de desarrollo y Well Services, dado que contribuyen a incremento de producción y reservas.
7	Criterios calificación exploratoria	Artículo 8, # 1, literal b y c	Sugerimos que (i) se deje claro expresamente desde cuando se cuentan los meses para finalización de la fase (se solicita que no solo se permita la fase actual, sino también las futuras para poder adelantar actividades). (ii) Que esos meses se cuenten desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto legislativo 798 de 2020. (iii) Que en el literal b se remplace “18 meses” por “12 meses” y que en literal c se remplace “9 meses” por “6 meses”, de lo contrario quedarán por fuera muchos proyectos.
8	Limitaciones CERT	Artículo 2 # 3	Solicitamos amablemente eliminar el #3 ya que no permitiría que las actividades e inversiones propuestas en proyectos CERT 2018, cuya ejecución se preveía en 2020, se presentaran bajo este nuevo CERT. Ello no tiene razón de ser, dado que el gobierno ya ha indicado que este año no es otorgable dichos CERT. Así las cosas, tales actividades que cumplen cabalmente la finalidad del beneficio no podrían beneficiarse ni por el CERT otorgado en 2018 ni por este nuevo CERT. No observamos que exista una razón para que se genere esa doble limitación.

9	Características CERT	art 3	Sugerimos incluir expresamente que los CERT son negociables inmediatamente sean otorgados. Esto para evitar discusiones a futuro.
10	Seguimiento ejecución proyectos	art 11	1.1. (i) Literal a, sugerimos que los reportes exploratorios sean trimestrales, mensualmente no se tiene información para reportar mes a mes y ello implica carga administrativa. Sería igual que proyectos producción. (ii) Literal d, sugerimos que quede expreso que las visitas son a discreción de ANH, dado que por temas de pandemia puede que no sea posible realizarse. Cuando la empresa ya haya entregado los certificados de revisor fiscal, debe procederse a la evaluación final, a pesar de que no se haya realizado la visita. (iii) Literal e, sugerimos eliminar este literal dado que no tiene ninguna relación real y practica con el CERT y por demoras en su emisión se puede impedir la evaluación final por parte de ANH. (iv) Sugerimos que quede expreso que la obligación de presentar informes surge luego de notificarse que el proyecto fue aprobado, desde ese momento se empiezan a contar los 3 meses (esto para evitar las dudas surgidas en el pasado de cuando se deben empezar a presentar estos informes). En relación con las actividades realizadas en 2020 sugerimos que quede claro que el primer informe que contenga la información de actividades se debe remitir en el primer trimestre (para explota) o en el primer mes (para explora). (v) En el artículo 10 se señala que “ En el año 2022, las empresas operadoras, junto con el primer informe trimestral al que se ha hecho alusión en el inciso anterior, deberán entregar a la ANH la certificación suscrita por el revisor fiscal del operador del campo comercial”, no deberían dejar esto atado, dado que puede que no coincidan los tiempos, considerando que el primer trimestre depende de la fecha en que la ANH publique la lista definitiva de proyectos elegidos. Debería indicarse que es junto con el último informe trimestral.
11	Proyectos por nivel de agregación	Artículo 6 # 2	Que significa la expresión “proyectos por nivel de agregación por cada campo”?

Comentario 2

De: Juan Manuel Ríos Osorio

Enviado el: martes, 15 de septiembre de 2020 6:56 p.m.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución por medio de la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020 - Ecopetrol y Grupo Empresarial

Referencia: Comentarios al Proyecto de Resolución CERT para segunda publicación - Por medio de la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020 - Ecopetrol y Grupo Empresarial

Reciban un cordial saludo,

En relación con el Proyecto de Resolución CERT para segunda publicación que fue compartido por ustedes en su página web para formular comentarios, a continuación, encontrarán las observaciones y sugerencias de Ecopetrol y su Grupo Empresarial:

1) En primer lugar, reiteramos los comentarios que ya fueron expuestos en correo del 15 de septiembre de 2020 respecto a la primera versión del Proyecto de Resolución CERT 2020-2021. Adjunto encontrarán el correo y el documento que incluye los comentarios correspondientes.

2) En cuanto a los comentarios que habíamos realizado en materia de Gas y teniendo en cuenta que este aspecto es fundamental para la estrategia energética del país, insistimos en los siguientes puntos:

□ En el artículo 5 se propuso incluir también los pozos A1 y sísmica 3D, tenemos varias inversiones de gas en exploración en este tipo de pozos:

Resultado: Se incluyó la sísmica 3D. Sin embargo, no se incluyeron los pozos A1. Se propone incluir también los pozos A1.

¿En este mismo artículo se propuso incluir las inversiones para mantenimiento de la curva básica de producción, no es claro si lo incluido en el artículo aplica para Opex y mantenimiento de las curvas básicas de producción?

□ ¿Igualmente, cuando mencionan que se incluyen las actividades que tengan por objeto la adición de reservas probadas o incorporación de nuevas reservas, se podría entender que esto incluye inversiones requeridas para llevar el gas al Sistema Nacional de Transporte?

- En el artículo 8 se propuso no utilizar el promedio anual de producción del año anterior, sino el cierre del 2019 menos la declinación natural del campo, esto se podría corroborar con la información entregada a la ANH en el IRR

Resultado: No se incluyó la propuesta enviada.

- En el artículo 8 también se propuso incluir un factor adicional a los proyectos que aportan gas, teniendo en cuenta el escenario de desabastecimiento del país, el aporte del gas a la transición energética y la reducción de la huella de carbono. Para lo cual se sugiere multiplicar por 1.3 el resultado total de la calificación para los proyectos que aportan gas y GLP.

Resultado: No fue acogida la propuesta.

- En el artículo 12 se propuso bajar al 50% el porcentaje de cumplimiento y dejar una opción de que en caso de fuerza mayor o caso fortuito se tenga como válido el % que se haya ejecutado en el periodo donde aplica la medida del CERT.

Resultado: Esta propuesta no fue acogida.

- En los artículos 20 y 21 se propuso: Considerando que de acuerdo con este artículo los CERT se entregarían después que la ANH determine el monto, es decir tres meses después de abril de 2022. En la práctica este no sería un alivio del flujo de caja inmediato, por lo cual se sugiere que exista un mecanismo de anticipar el beneficio una vez aprobados los proyectos. Esto permitiría no solo aliviar el flujo de caja si no tenerlo en cuenta en la evaluación para sancionar los proyectos.

Resultado: No se acogió la propuesta.

3) Encontramos que el artículo 2° del Proyecto de Resolución CERT para segunda publicación, está limitando aún más a las compañías del sector de hidrocarburos frente a la posibilidad de acceder a este Incentivo Tributario. No sólo se están excluyendo los proyectos que ya habían participado en el CERT del 2018, sino que además está excluyendo los campos o inversiones que se encuentran dentro de las obligaciones acordadas en los proyectos de producción incremental (PPI) vigentes. El Decreto 798 de 2020 no limita el acceso a este beneficio, por lo que esta disposición de la Resolución, estaría excediendo sus facultades reglamentaria.

4) Respecto al artículo 8. *Criterios de calificación de los proyectos.*

*2. Criterios relacionados con producción de petróleo y gas:
d. Mayor volumen operacional y activación de bienes y servicios:*

Solicitamos se aclare con respecto a que se debe realizar la medición, si se activan más equipos de perforación y WO. Con los estimados en la vigencia 2019 para el 2020 antes de que se presentara la crisis COVID?

- 5) Artículo 11. Seguimiento de ejecución de los proyectos y certificación de las inversiones para que se otorgue el beneficio del CERT.

Es posible simplificar los informes? Se solicitan informes diarios, mensuales y trimestrales, lo cual genera una alta demanda de personas y de tiempo e incluso podría generar confusiones para los funcionarios de la ANH. Sugerimos un solo informe trimestral o mensual que contenga todos los aspectos a revisar.

- 6) De acuerdo con el nuevo Proyecto de Resolución CERT, el porcentaje CERT que se otorgará para los proyectos que resulten elegibles, será del 5% cuando el precio promedio BRENT esté dentro del rango de los 30-50 USD. Tal y como lo expusimos en su momento, el porcentaje CERT que se debería otorgar para que se dé realmente la activación de proyectos y que los mismos resulten viables, es como mínimo del 15%. Es por esto que insistimos en que se evalúe el porcentaje establecido por parte del Gobierno Nacional.

- 7) Por último, y dado que el acceso a este beneficio está dado por el promedio del precio BRENT de los seis (6) meses calendario inmediatamente anteriores al mes de entrada en vigencia de la Resolución, es importante que se emita esta normatividad con urgencia, pues el precio del crudo ha venido incrementando, y ello podría implicar que el CERT resulte siendo inaplicable.

Cualquier inquietud sobre el particular con gusto la atenderemos,

Cordialmente,

Juan Manuel Ríos Osorio

Apoderado General para efectos Tributarios

Gerente Corporativo de Asesoría y Planeación Tributaria

Vicepresidencia Corporativa de Finanzas



|
 Señores
Ministerio de Minas y Energía
 Oficina de Participación Ciudadana
 Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57-31 CAN
 Bogotá
 Ciudad.

Referencia: Comentarios al Proyecto de Resolución por medio de la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020 - Ecopetrol y Grupo Empresarial

Señores, reciban un cordial saludo

A continuación encontrarán los comentarios y observaciones de parte de Ecopetrol y su Grupo Empresarial, al Proyecto de Resolución por medio de la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020:

TEXTO RESOLUCIÓN	COMENTARIO / PROPUESTA
<i>Artículo 2. Limitación para el otorgamiento del CERT. No serán objeto del CERT:</i> <i>Los montos de inversión de los proyectos de los contratos en fase de exploración y producción de hidrocarburos que se encuentren con un procedimiento de incumplimiento en curso.</i>	La limitación del otorgamiento del CERT, en los casos de incumplimiento, debe acotarse a aquellos casos en los que el incumplimiento se encuentre en firme, estos es, aquellos incumplimientos que luego de haberse agotado el debido proceso y el derecho a la defensa, la administración haya concluido que se han configurado los supuestos para su confirmación a través del acto correspondiente. Limitar el otorgamiento del CERT, a aquellos casos en los que la compañía se encuentre en el trámite de declaración de incumplimiento, desconoce los principios constitucionales de derecho a la igualdad (Art. 13 CP), derecho de defensa y debido proceso (Art. 29 CP), principio de la buena fe (Art. 83 CP). <u>Proponemos la siguiente redacción:</u> 1. <i>Los montos de inversión de los proyectos de los contratos en fase de exploración y producción de hidrocarburos que se encuentren con un procedimiento de incumplimiento en firme.</i>
<i>“Artículo 2º. Limitación para el otorgamiento del CERT (...)”</i>	De acuerdo con este artículo, entendemos que se está sugiriendo que los proyectos que participaron en el CERT 2018,



<i>“Numeral 3. Los montos de inversión que ya cuentan con CERT adjudicado y vigente o en proceso de adjudicación a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.”</i>	no son elegibles para el CERT 2020-2021. Estos proyectos fueron postulados por un período de cuatro años, pero sólo les fue otorgado CERT por el año 2018, de manera que no se obtuvo CERT por el resto de los años del proyecto. En este sentido, queremos resaltar el hecho que el artículo 9° del Decreto 798 de 2020 no limitó el CERT 2020-2021 en este sentido, de manera que incluir esta disposición estaría excediendo las facultades reglamentarias que otorgó el legislador.
Artículo 4. <i>En el caso de hidrocarburos también se definirá cuánto se distribuirá para proyectos de exploración y para proyectos en etapa de producción, sin perjuicio de que dicho cupo pueda ser redistribuido por la ANH, previa justificación.</i>	El cupo debe ser definido por el Ministerio. La ANH solo debe tener la facultad de redistribuir el monto, en los términos previstos en el artículo 11 de la resolución. <u>Proponemos la siguiente redacción:</u> <i>En el caso de hidrocarburos también se definirá cuánto se distribuirá para proyectos de exploración y para proyectos en etapa de producción.</i>
Artículo 5. Inversiones aplicables en el sector de hidrocarburos <i>Inversiones en actividades exploratorias encaminadas a adelantar y/o adicionar inversiones que se ejecuten a partir de la entrada en vigencia del presente acto administrativo y hasta el 31 de diciembre de 2021, asociadas a pozos exploratorios A3/A2 y sísmica 2D equivalente, así como los recursos prospectivos estimados.</i>	Se propone incluir también los pozos A1 y sísmica 3D, tenemos varias inversiones de gas y crudo en exploración en este tipo de pozos. <u>Proponemos la siguiente redacción:</u> Inversiones en actividades exploratorias encaminadas a adelantar y/o adicionar inversiones que se ejecuten a partir de la entrada en vigencia del presente acto administrativo y hasta el 31 de diciembre de 2021, asociadas a pozos exploratorios A3/A2/A1, sísmica 2D y 3D equivalente, así como los recursos prospectivos estimados. También sugerimos incluir actividades necesarias para producir hidrocarburos. <u>Proponemos la siguiente redacción:</u> Propuesta numeral 2: incluir un numeral e) <i>e) Las actividades que facilitan y permiten la producción de hidrocarburos, como ingeniería, facilidades de pozo y superficie, gerenciamiento, viabilidad y comisionamiento.</i>



	Se entendería como beneficio que para presentar la aplicación al CERT ya no tiene que ser únicamente las inversiones adicionales, sino que las actividades de compromiso mínimo y traslado de inversión también aplicarían.
<i>Artículo 5. Inversiones aplicables en el sector de hidrocarburos</i> <i>2. Inversiones en las siguientes actividades encaminadas a la producción de petróleo y gas, que se ejecuten a partir de la entrada en vigencia del presente acto administrativo y hasta el 31 de diciembre de 2021:</i> <i>a. Operaciones de perforación, completamiento y reacondicionamiento de pozos.</i> <i>b. Las demás actividades que permitan la obtención de hidrocarburos a partir de la energía natural del yacimiento.</i> <i>c. Las actividades incluidas dentro de tecnologías dirigidas a la recuperación de petróleo y gas, más allá de la energía primaria del yacimiento (incluidas las pruebas pilotos), que conduzcan a la recuperación, mantenimiento e incremento de los niveles de producción en el país.</i> <i>d. Las actividades que tengan por objeto la adición de reservas probadas o incorporación de nuevas reservas.</i>	Se propone que las inversiones se incluyan desde la expedición del Decreto 798 de 2020. Se propone incluir también las inversiones para mantenimiento de la curva básica de producción acorde con lo establecido en el Artículo 9, literal (ii) “<i>proteger el desarrollo de las reservas probadas, que podrían estar en riesgo por los efectos de la caída de los precios internacionales del crudo..</i>” Se recomienda incluir dos literales más: e. Las actividades para proteger el desarrollo de las reservas probadas, tales como mantenimiento y/o acondicionamiento de facilidades de superficie. f. En el caso de gas, las inversiones requeridas para llevar el producto al Sistema Nacional de Transporte o al punto de entrega al mercado. Igualmente una modificación al literal d.: Las actividades que tengan por objeto la adición de reservas probadas o incorporación de nuevas reservas, incluye actividades de subsuelo y superficie. Igualmente, reiteramos la necesidad de incluir un literal tal y como fue sugerido arriba, así: <u>Proponemos la siguiente redacción:</u> <i>Las actividades que facilitan y permiten la producción de hidrocarburos, como ingeniería, facilidades de pozo y superficie, gerenciamiento, viabilidad y comisionamiento.</i>



	Esto con el objetivo de incluir todas las inversiones ejecutadas para la producción de las básicas de los campos.
<i>Artículo 6. Requisitos de presentación de los proyectos de los contratos petroleros en fase de exploración y proyectos de los campos comerciales. Para efectos del otorgamiento del CERT, los interesados deberán presentar una solicitud a la ANH dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la reglamentación con el cumplimiento de los siguientes requisitos, de acuerdo con el tipo de proyecto a desarrollar:</i>	Sugerimos que el plazo para presentar la solicitud sea de un (1) mes y (10) diez días.
<i>Artículo 6º numeral 1º "Proyectos de Exploración. El Operador deberá presentar para cada contrato en fase de exploración, comunicación escrita a la ANH que contenga la propuesta con la cual pretende que se le otorgue el incentivo del CERT, la cual debe incluir las inversiones asociadas a pozos exploratorios A3/A2 (según la clasificación Lahee) y adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D equivalente."</i>	Sugerimos incluir Pozos A1 y Sísmica 3D. No solo los contratos E&P deben ser habilitados para presentar solicitudes de CERT. También los Contratos de Asociación y Convenios E&P deberían ser habilitados.
<i>Inciso final del artículo 6º: "La información establecida en el presente artículo deberá ser presentada por el Operador en los formatos que para el efecto apruebe y comunique la ANH mediante acto administrativo."</i>	Confirmar si son los mismos formatos anteriores o si hay nuevos. En cualquier caso, sacar los formatos adjuntos a la Resolución a efectos de que el proceso sea claro desde el inicio. Sugerimos que además el formato incluya al socio no operador y su porcentaje de participación, para que así mismo salga el CERT.
<i>Artículo 7. Criterios de calificación de los proyectos</i> <i>1. Criterios relacionados con exploración de petróleo y gas:</i> <i>Para los proyectos de exploración referidos en el artículo 6 anterior, serán aplicables los siguientes criterios de calificación:</i> <i>a. Proyectos adicionales a los compromisos exploratorios establecidos en los contratos en fase de exploración, correspondientes a pozos exploratorios A3/A2 o</i>	Se debería permitir incluir los compromisos mínimos de los contratos con una calificación inferior a la de los compromisos adicionales y no supeditarlos a pozos A3, A2 o sísmica 2d equivalente Solo se establece proyectos en fase de exploración debería también tenerse en cuenta los que se encuentran en Programa de Evaluación y Programa Exploratorio Posterior Este Artículo se enfoca en evaluar actividades exploratorias con base a los compromisos, se debe analizar la alternativa de incluir



<i>sísmica 2D equivalente, y que sean ejecutados en el 2020 o 2021: 100 puntos.</i>	actividad que no son compromiso, así sea con una calificación menor. Se propone incluir también los pozos A1 y clarificar que puede ser sísmica o reprocesamiento 3D o 2D. Criterios relacionados con exploración de petróleo y gas: <i>Para los proyectos de exploración referidos en el artículo 6 anterior, serán aplicables los siguientes criterios de calificación:</i> <i>a. Proyectos adicionales a los compromisos exploratorios establecidos en los contratos en fase de exploración, correspondientes a pozos exploratorios A3/A2/A1 o sísmica 2D equivalente, y que sean ejecutados en el 2020 o 2021: 100 puntos.</i>
<i>Artículo 7º numeral 1º literal b) Proyectos cuyos meses restantes de la fase exploratoria sean superiores a 18 meses y que se ejecuten en el 2020 o 2021 (puntos según la siguiente fórmula).</i>	Estos meses se deben contar desde la fecha en que rige el Decreto.
Artículo 7. Criterios de calificación de los proyectos 2. Criterios encaminados a la producción de petróleo y gas: a. Campos con suspensión total de producción a la fecha de entrada en vigencia del presente acto administrativo: Propuestas que contengan actividades e inversiones orientadas a recuperar la producción de hidrocarburos del campo, respecto del promedio anual de producción correspondiente al año 2019, expresado en porcentaje: 10 puntos. Este puntaje se otorgará de acuerdo con el aumento proporcional alcanzado, donde el mayor porcentaje de incremento obtendrá el máximo puntaje. b. Campos que han disminuido su producción sin suspensión total a la fecha de	En los criterios del numeral 2 literales a y b, no se tiene en cuenta en el puntaje el tamaño de la producción, se sugiere asignar mayor puntaje los campos que aporten mayor producción de hidrocarburos. Igualmente se propone no utilizar el promedio anual de producción del año anterior, sino el cierre del 2019 menos la declinación natural del campo, esto se podría corroborar con la información entregada a la ANH en el IRR. Sugerimos que se precise que el IRR es el del 2019. Comentario aplica para todas las referencias al IRR. La propuesta sería la siguiente: <i>Campos con suspensión total de producción a la fecha de entrada en vigencia del presente acto administrativo:</i> <i>Propuestas que contengan actividades e inversiones orientadas a recuperar la producción de hidrocarburos del campo, respecto del cierre del año 2019 normalizados por la declinación natural</i>



entrada en vigencia del presente acto administrativo: Propuestas que contengan actividades e inversiones orientadas a recuperar o incrementar la producción de hidrocarburos del campo, respecto del promedio diario anual de producción correspondiente al año 2019, expresado en porcentaje: 15 puntos. Este puntaje se otorgará de acuerdo con el aumento proporcional alcanzado, donde el mayor porcentaje de incremento obtendrá el máximo puntaje.	<i>del campo de acuerdo con lo informado a la ANH en el IRR, expresado en porcentaje: 10 puntos.</i> <i>Este puntaje se otorgará de acuerdo con el aumento proporcional alcanzado, donde el mayor porcentaje de incremento obtendrá el máximo puntaje.</i> Para estimar este puntaje se tendrá en cuenta el volumen de producción por lo tanto al aumento proporcional se multiplicará por el valor de la producción al cierre del 2019 en miles de barriles, donde el mayor puntaje de incremento lo obtendrá el máximo puntaje. Esto aplicaría también al literal b. No nos queda claro si se incluyen actividades del OPEX (se habla de "actividades e inversiones").
Artículo 7. Criterios de calificación de los proyectos d. Mayor volumen operacional y activación de bienes y servicios: I. Campos cuyos proyectos activen más equipos de perforación: 20 puntos. Estos puntos serán repartidos de manera proporcional, de mayor a menor de acuerdo con el número de equipos de perforación activados. II. Campos cuyos proyectos activen más equipos de <u>workover</u>: 15 puntos. Estos puntos serán repartidos de manera proporcional, de mayor a menor a quien active el mayor número de equipos de <u>workover</u>.	Para el mayor volumen operacional y bienes y servicios debería tenerse en también no solo los taladros y equipos de WO si no también los frentes de trabajo por actividades de superficie, acorde con lo indicado en el comentario No. 2. Adicionalmente se sugiere incluir el siguiente criterio: III. Campos cuyos proyectos activen más cantidad de personas laborando en los frentes de trabajo en superficie: 15 puntos. Estos puntos serán repartidos de manera proporcional, de mayor a menor a quien active el mayor número de frentes de trabajo.
Artículo 7. Criterios de calificación de los proyectos e. Mayor eficiencia: Campos cuyos proyectos aporten mayor volumen de producción en barriles equivalentes, con menor inversión propuesta: 10 puntos.	En este criterio no se tiene en cuenta en el puntaje el tamaño de la producción, se sugiere asignar mayor puntaje a los campos que aporten mayor producción de hidrocarburos. La propuesta sería la siguiente: e. Mayor eficiencia:



Estos puntos se otorgarán proporcionalmente de mayor a menor costo de barril producido por menor monto de inversión.	Campos cuyos proyectos aporten mayor volumen de producción en barriles equivalentes, con menor inversión propuesta: 10 puntos. Estos puntos se otorgarán proporcionalmente de mayor a menor costo de barril producido por menor monto de inversión. Para estimar este puntaje se tendrá en cuenta el volumen de producción por lo tanto al aumento proporcional se multiplicará por el valor de la producción al cierre del 2019 en miles de barriles, donde el mayor puntaje de incremento lo obtendrá el máximo puntaje.
Artículo 7. Criterios de calificación de los proyectos	Se sugiere incluir un factor adicional a los proyectos que aportan gas, teniendo en cuenta el escenario de desabastecimiento del país, el aporte del gas a la transición energética y la reducción de la huella de carbono. Se sugiere multiplicar por 1.3 el resultado total de la calificación para los proyectos que aportan Gas y GLP.
Artículo 10, literal a. "Reporte mensual de actividades"	Que el reporte sea trimestral
Artículo 10. Seguimiento de ejecución de los proyectos y certificación de las inversiones para que se otorgue el beneficio del CERT. En el caso de los proyectos de explotación, las empresas operadoras de campos comerciales a los que se les haya distribuido el incentivo CERT, deberán presentar a la ANH cada trimestre del calendario, dentro de los cinco (5) días siguientes a la terminación del trimestre, un informe de ejecución respecto de las actividades e inversiones desarrolladas en cada trimestre.	Se sugiere ampliar el plazo para el informe de ejecución de actividades a 15 días dados los temas de cierre contable. Esta sería la propuesta: En el caso de los proyectos de explotación, las empresas operadoras de campos comerciales a los que se les haya distribuido el incentivo CERT, deberán presentar a la ANH cada trimestre del calendario, dentro de los quince (15) días siguientes a la terminación del trimestre, un informe de ejecución respecto de las actividades e inversiones desarrolladas en cada trimestre.
Artículo 10, literal c. Visitas de verificación en campo por parte de la ANH. Al finalizar cada visita se elaborará acta de la misma	En actual coyuntura, que sean a discreción de ANH, no obligatorias.
Artículo 10, literal d. "Certificado de entrega de productos generados de las Actividades Incrementales al Banco de Información"	Esto no aplica, se sugieren que se elimine.



<i>Petrolera (BIP), emitido por el Servicio Geológico Colombiano”.</i>	
Artículo 10, inciso 3°. Sin perjuicio de la presentación de la información aquí requerida, la ANH discrecionalmente podrá realizar visitas a los proyectos aprobados con el fin de verificar la información reportada, previa comunicación en tal sentido dirigida al operador.	Incluir en la reglamentación, lo que debe decir expresamente el certificado del revisor fiscal, a efectos de no generar confusiones con la ANH como ocurrió en el anterior proceso. <i>“(…) podrá realizar visitas a los proyectos, notificando a la empresa con al menos 3 días hábiles de anticipación”.</i> Es un tema de debido proceso que se debe asegurar. Adicionalmente, solicitamos que se implemente un único canal de comunicación para las visitas y las auditorías. En el CERT del 2018, hubo re procesos y situaciones que se presentaron por esta situación. Esto debe incluirse en la Resolución, o de otro modo, es probable que vuelva a ocurrir lo mismo.
Artículo 11. Distribución final CERT <i>.... Si definitivamente el operador no logra certificar al menos el ochenta por ciento (80%) de la ejecución total de las inversiones aprobadas, dicho incumplimiento da lugar al no otorgamiento del CERT.</i>	Dados los imprevistos que se pueden presentar en los proyectos, por trabajar en zonas de alta complejidad socio-ambiental y los propios de la actividad se sugiere bajar el % de cumplimiento al 50% y dejar una opción de que en caso de fuerza mayor o caso fortuito se tenga como válido el % que se haya ejecutado en el periodo donde aplica la medida del CERT.
Artículo 11. Distribución final CERT. <i>En el mes de abril del año 2022, la ANH determinará el monto del CERT que se le otorgará a los operadores de los contratos en fase de exploración de hidrocarburos o de los campos comerciales que certificaron las inversiones efectivamente realizadas.</i>	<u>Proponemos la siguiente redacción:</u> Artículo 11. Distribución final CERT. <i>En el mes de abril del año 2022, la ANH determinará el monto del CERT que se le otorgará a los operadores de los contratos en fase de exploración de hidrocarburos o de los campos comerciales que certificaron las inversiones efectivamente realizadas con corte al 31 de diciembre de 2021.</i>
Artículo 20. Informe de beneficiarios del CERT. <i>La ANH y la ANM enviarán al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en abril de 2022, un informe con los beneficiarios del CERT, el monto de inversiones efectivamente realizadas y el porcentaje y monto de CERT a otorgar. En todo caso, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en cualquier momento, podrán solicitarle a la ANH y a la ANM información relacionada con las</i>	De acuerdo con este artículo, los CERT se entregarían después que la ANH determine el monto, es decir tres meses después de abril de 2022. En la práctica este no sería un alivio del flujo de caja inmediato, por lo cual se sugiere que exista un mecanismo de anticipar el beneficio una vez aprobados los proyectos. Esto permitiría no solo aliviar el flujo de caja si no tenerlo en cuenta en la evaluación para sancionar los proyectos.



inversiones que dieron lugar al otorgamiento del CERT. Artículo 21. Expedición del CERT. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público ordenará la expedición del CERT a cada uno de los beneficiarios a través de un acto administrativo, dentro de los tres (3) meses siguientes a la recepción del informe final de que trata el artículo 20 de la presente resolución. Dicho informe contendrá la lista de beneficiarios con el monto de inversiones y el monto del CERT a otorgar, y será remitido, según corresponda, por la ANH o la ANM, al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.	
Artículo 22. Inversiones objeto de CERT. Las inversiones que podrán ser objeto de CERT serán las realizadas a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución y hasta el 31 de diciembre de 2021, independientemente del momento en el que se expida la reglamentación por parte de la ANM y ANH.	Sugerimos que sea con la entrada en vigencia del Decreto.
Comentarios finales	- Se incluirán dentro del beneficio actividades que corresponden al OPEX? - <u>Los TEAs no se incluyen?</u> - Que el cupo que se emita contemple las actividades que se asignen para las dos vigencias.

Comentario 3

De: Daniela Jimena Cardona

Enviado: miércoles, 13 de enero de 2021 20:22

Asunto: CARTA ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO - COMENTARIOS CERT



Bogotá, enero 13 de 2021

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios a la segunda versión del proyecto de resolución "Por medio de la cual se reglamenta el artículo 9 del decreto 798 de 2020"

Apreciado Señor Ministro,

Una vez más agradecemos la decisión y apoyo del Gobierno y en particular del Ministerio, de generar incentivos a las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos a través del Certificado de Reembolso Tributario -CERT-, el cual es importante para la industria sobre todo en estos tiempos en los que aún no se vislumbra una completa recuperación de la actividad, en gran parte, debido a la incertidumbre que prevalece en el mercado internacional del petróleo y sus precios.

Es clara la necesidad de continuar con el desarrollo e incremento de las actividades de exploración y de producción de hidrocarburos, no avanzar en ello significaría un retroceso que el país sentiría fuertemente en el corto y mediano plazo, afectando tanto los niveles de producción y de reservas de estos recursos, como los ingresos fiscales del Gobierno Central y de las regiones.

Revisada esta segunda versión del proyecto de resolución, valoramos los ajustes incorporados porque permiten avanzar hacia unas reglas y procedimientos más claras y sencillas.

Con el objetivo de continuar contribuyendo en la construcción de la resolución, adjuntamos los comentarios identificados por la industria, esperando les sean de utilidad.

De estas observaciones resaltamos cuatro puntos críticos sobre los cuales la industria, respetuosamente, recomienda insistir. Estos puntos son:

1. **Pronta expedición de la reglamentación**

La resolución en consulta es el marco normativo para la puesta en marcha del CERT, es vital acelerar su expedición porque entre mayor tiempo transcurra, aumenta la incertidumbre sobre la posibilidad de aplicación de este incentivo fiscal. Por lo tanto, respetuosamente solicitamos implementar las acciones necesarias que permitan su pronta expedición.



En las últimas semanas el precio internacional del petróleo ha tenido un repunte, sin embargo, a pesar de esta aparente recuperación, la incertidumbre y volatilidad en torno a su comportamiento hacen que la industria aún no cuente con las condiciones suficientes para reactivar las inversiones en E&P.

Ante esta realidad del precio, la fórmula propuesta por el proyecto de resolución implica una ventana de tiempo muy corta que lleva a que, de no expedirse pronto la normatividad, el CERT resulte inaplicable y el sector no cuente con este incentivo para acelerar y reactivar las inversiones.

2. Definición del Cupo Fiscal

En línea con lo mencionado en el punto anterior, es fundamental acelerar la expedición de la resolución y junto con ella la definición del cupo del incentivo puesto que la velocidad de la aplicación de la medida dependerá en gran parte de este factor. Sin la definición del cupo es imposible proceder a la aplicación de la medida y con ella a la aceleración de la reactivación del sector.

Por lo tanto, respetuosamente nos permitimos insistir en la urgencia de expedir el acto normativo en consulta e incluir en el una fecha o plazo para que el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Energía fijen respectivamente, el cupo del CERT y el cupo para hidrocarburos.

3. Porcentaje del CERT a otorgar

La nueva propuesta normativa modifica el porcentaje del CERT a otorgar pasando de niveles de entre el 15 y 20% a uno de solo el 5%.

Al respecto, un análisis realizado por la ACP con algunas empresas privadas del E&P permitió identificar que un CERT entre el 15 y 20% impulsaría inversiones estimadas en por lo menos US\$ 485 millones, de las cuales se estimó que solo US\$ 45 millones podrían ser viables con un CERT del 5%. Es decir, mantener el porcentaje del CERT en niveles de 15 al 20% da la posibilidad de invertir al menos US\$ 440 millones adicionales en el período 2020-2021.

Por tanto, teniendo en cuenta que con este incentivo lo que se pretende es lograr mayores inversiones, se solicita reconsiderar la propuesta a fin de retornar a los niveles del 15 al 20% propuestos inicialmente.

4. Consistencia de la reglamentación con los contratos de asociación

En esta versión del proyecto de resolución se aclara que el otorgamiento del incentivo aplique tanto a contratos de hidrocarburos suscritos con la ANH, como a contratos firmados con



Ecopetrol para la exploración y producción, lo cual apreciamos y consideramos como algo positivo.

Sin embargo, a lo largo del proyecto normativo se encuentran aspectos que en la forma como están redactados dejarían por fuera nuevas inversiones E&P en, por ejemplo, Contratos de Asociación suscritos con Ecopetrol, lo cual a su vez generaría desigualdad frente a aquellos operadores que tienen suscritos contratos con la ANH.

Es importante tener en cuenta que estudios de la ANH indican un alto potencial de recursos por descubrir en cuencas maduras que, en buena parte se encuentran contratadas bajo contratos tanto con ANH como con Ecopetrol, razón por la cual es importante que el CERT fomente la generación de nuevas inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, independientemente del tipo de contrato o la etapa en la que dicho contrato se encuentre.

Por lo anterior, respetuosamente solicitamos que, además de ampliar el alcance de la resolución como efectivamente se realizó en el artículo 5 de esta nueva versión, a lo largo de la resolución también se tengan en cuenta las condiciones y criterios que puedan aplicar para contratos suscritos con Ecopetrol.

En la matriz adjunta se detallan los puntos concretos que sugerimos ajustar para este fin, junto con los demás comentarios específicos al proyecto de resolución.

Agradecemos la atención brindada a estos comentarios y quedamos a su disposición para que, si lo considera, podamos conversar conjuntamente sobre el contenido de la presente comunicación.

Reciba por lo pronto un cordial saludo,

FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA
Presidente Ejecutivo

Con copia:

Dr. Miguel Lotero. Viceministro de Energía, Ministerio de Minas y Energía.

Dra. Claudia Escobar. Asesora del Ministro, Ministerio de Minas y Energía.

Se anexa. Matriz de comentarios



ANEXO.
MATRIZ DE COMENTARIOS

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Referencia al precio BRENT para otorgar el CERT	Artículo 9 (pág 7)	La resolución en consulta es el marco normativo para la puesta en marcha del CERT, es vital acelerar su expedición porque entre mayor tiempo transcurra, aumenta la incertidumbre sobre la posibilidad de aplicación de este incentivo fiscal. Por lo tanto, respetuosamente solicitamos implementar las acciones necesarias que permitan su pronta expedición. En las últimas semanas el precio internacional del petróleo ha tenido un repunte, sin embargo, a pesar de esta aparente recuperación, la incertidumbre y volatilidad en torno a su comportamiento hacen que la industria aún no cuente con las condiciones suficientes para reactivar las inversiones en E&P. Ante esta realidad del precio, la fórmula propuesta por el proyecto de resolución implica una ventana de tiempo muy corta que lleva a que, de no expedirse pronto la normatividad, el CERT resulte inaplicable y el sector no cuente con este incentivo para acelerar y reactivar las inversiones. Como propuesta alternativa se propone que desde ya se fije en la resolución que el porcentaje del CERT a otorgar se definirá con base en el promedio de los 6 últimos meses del 2020, es decir, tomando los 6 meses posteriores al mes de entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



2	Porcentaje del CERT a otorgar	Artículo 9 (pag 7)	La nueva propuesta normativa modifica el porcentaje del CERT a otorgar pasando de niveles de entre el 15 y 20% a uno de solo el 5%. Al respecto, un análisis realizado por la ACP con algunas empresas privadas del E&P permitió identificar que un CERT entre el 15 y 20% impulsaría inversiones estimadas en por lo menos US\$ 485 millones, de las cuales se estimó que solo US\$ 45 millones podrían ser viables con un CERT del 5%. Es decir, mantener el porcentaje del CERT en niveles de 15 al 20% da la posibilidad de invertir al menos US\$ 440 millones adicionales en el período 2020-2021. Por tanto, teniendo en cuenta que con este incentivo lo que se pretende es lograr mayores inversiones, se solicita reconsiderar la propuesta a fin de retornar a los niveles del 15 al 20% propuestos inicialmente.
3	Definición del cupo fiscal	Artículo 4 (pag. 3)	En línea con lo mencionado en el punto anterior, es fundamental acelerar la expedición de la resolución y junto con ella la definición del cupo del incentivo puesto que la velocidad de la aplicación de la medida dependerá en gran parte de este factor. Sin la definición del cupo es imposible proceder a la aplicación de la medida y con ella a la aceleración de la reactivación del sector. Por lo tanto, respetuosamente nos permitimos insistir en la urgencia de expedir el acto normativo en consulta e incluir en el una fecha o plazo para que el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Energía fijen respectivamente, el cupo del CERT y el cupo para hidrocarburos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



4	Limitaciones al otorgamiento del CERT, contratos suspendidos	Artículo 2, numeral 1 (pag. 2)	La nueva versión de la resolución incluye dentro de las limitaciones para otorgar el CERT a proyectos de contratos que “se encuentren suspendidos”. Al respecto, y para mayor claridad en la interpretación se sugiere aclarar a qué tipo de suspensión se refieren, que por lo que se entiende debería referirse únicamente a suspensiones dadas por fuerza mayor.
5	Limitaciones al otorgamiento del CERT, inversiones que ya cuentan con CERT	Artículo 2, numeral 3 (pag. 3)	En este punto quisiéramos insistir en la eliminación del numeral 3 el cual, de mantenerse, no permitiría que las actividades e inversiones propuestas en proyectos CERT 2018, cuya ejecución se preveía para el 2020-2021, se presentaran bajo este nuevo CERT. Existen proyectos en curso durante el 2020-2021 que con el CERT 2018 les aprobaron el incentivo, sin embargo, en la realidad, el gobierno no ha definido la franja de precio para otorgarlo y por tanto este no se ha asignado. De hecho, el Gobierno ya indicó que para el 2020 no es otorgable dicho CERT. Y para las inversiones del 2021, aunque en la práctica tienen el derecho de recibir este beneficio, su otorgamiento no está definido aún. Lo anterior, sumado a la restricción contemplada en este numeral, implicaría que estas inversiones aprobadas para acceder al beneficio no podrían acceder ni al CERT del 2018 ni al nuevo del 2020/2021. Es decir que se estaría creando una doble limitación.
6	Límites al otorgamiento del CERT para inversiones en PPI	Artículo 2, numeral 4 Artículo 5 (pag. 3)	Tal y como están redactados estos dos artículos se estarían excluyendo del otorgamiento del CERT las inversiones en los PPI, sin embargo, no queda claro ni conocemos restricción alguna que motive esta limitación. Al respecto, respetuosamente solicitamos antes de incluir esta limitación se aclaren las motivaciones que llevan a ella.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





7	Características del CERT	Artículo 3 (pag. 3)	Con el fin de dar claridad y evitar interpretaciones o discusiones futuras, se solicita incluir expresamente que estos CERT podrán negociarse inmediatamente sean otorgados. Así mismo se sugiere cambiar la palabra negociado por enajenado y la palabra otorgado por expedido. Se sugiere incluir el siguiente texto: "(...) podrá ser utilizado para el pago de impuestos de carácter nacional administrados por la DIAN, tan pronto sea expedido podrá ser libremente enajenado en el mercado de valores secundario, divisible y su redención sólo podrá realizarse a los dos años contados a partir de la fecha en que sea expedido."
8	Consistencia de la reglamentación con los contratos de asociación	Artículo 5 (pag. 3)	En esta versión del proyecto de resolución se aclara que el otorgamiento del incentivo aplique tanto a contratos de hidrocarburos suscritos con la ANH, como a contratos firmados con Ecopetrol para la exploración y producción, lo cual apreciamos y consideramos como algo positivo. Sin embargo, a lo largo del proyecto normativo se encuentran aspectos que en la forma como están redactados dejarían por fuera nuevas inversiones E&P en, por ejemplo, Contratos de Asociación suscritos con Ecopetrol, lo cual a su vez generaría desigualdad frente a aquellos operadores que tienen suscritos contratos con la ANH. Es importante tener en cuenta que estudios de la ANH indican un alto potencial de recursos por descubrir en cuencas maduras que, en buena parte se encuentran contratadas bajo contratos tanto con ANH como con Ecopetrol, razón por la cual es importante que el CERT fomente la generación de nuevas inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, independientemente del tipo de contrato o la etapa en la que dicho contrato se encuentre. Por lo anterior, respetuosamente solicitamos que, además de ampliar el alcance de la resolución como efectivamente se realizó en el artículo 5 de esta nueva

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





			versión, a lo largo de la resolución también se tengan en cuenta las condiciones y criterios que pueden aplicar para contratos diferentes a los E&P suscritos con la ANH. Con el propósito de especificar algunos puntos que consideramos requieren aclaración para ampliar el alcance a estos contratos suscritos con Ecopetrol, a continuación, se presentarán las respectivas observaciones.
9	Consistencia de la reglamentación con los contratos de asociación	Artículo 7, numeral 1 (pag. 4)	Para el caso de los contratos de asociación debe tenerse en cuenta que en estos contratos ya no existe el período o fase de exploración, se realizan actividades de exploración, pero estas se dan durante la etapa de explotación, adicionalmente se trata de contratos que son suscritos con Ecopetrol y no con la ANH. Por tanto, afirmaciones como la contenida en el artículo 7, numeral 1 que indican “Proyectos de Exploración. El Operador deberá presentar para cada contrato en <u>fase de exploración</u>...”, excluiría las inversiones exploratorias realizadas en este tipo de contratos que ya no cuentan con una fase de exploración. Al respecto, se considera que en el marco del otorgamiento del CERT, independientemente de la fase contractual en la que se desarrolle la inversión, teniendo en cuenta que lo que se busca es fomentar las inversiones, se sugiere que, en este numeral y a lo largo de la resolución, no se condicione el otorgamiento del incentivo a una fase contractual, sino que lo importante sea que se refiera a una actividad exploratoria.
10		Artículo 8, numeral 1 (pag. 5)	Al igual que en el comentario anterior (No.9), la redacción de este artículo para los criterios de calificación de los proyectos exploratorios hace referencia a actividades en la “fase de exploración” con lo que nuevamente se estarían dejando por fuera y sin la posibilidad de poder calificar a todos aquellos proyectos exploratorios que se ejecuten bajo los contratos de Asociación con Ecopetrol (por cuanto, por ninguno de los 2 criterios, podrían obtener puntaje).

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





	Consistencia de la reglamentación con los contratos de asociación	Adicionalmente, teniendo en cuenta que los proyectos exploratorios adelantados bajo contratos suscritos con Ecopetrol no se encuentran enunciados en ninguna de las categorías incluidas actualmente en este artículo, se sugiere que se incluya una categoría adicional que considere las inversiones realizadas bajo estos contratos, las cuales podrían considerarse como inversiones adicionales, teniendo en cuenta que estos contratos ya cumplieron con todas las actividades obligatorias. La redacción sugerida para la nueva categoría es la siguiente: • Proyectos exploratorios adelantados en la fase de explotación correspondientes a pozos exploratorios A3/A2/A1 o sísmica 2D y/o 3D o su equivalente en sísmica 2D, y que sean ejecutados en el 2020 o 2021. De otro lado, y alineados con el comentario inicial, sería necesario que en la segunda parte de este numeral donde se menciona que "se procederá a evaluar la propuesta, de acuerdo con los siguientes criterios de calificación y puntajes:", se incluyan también estos proyectos como objeto de evaluación y se les asigne un puntaje. Para la asignación del puntaje es importante tener en cuenta que, dadas las particularidades de los contratos de asociación suscritos con Ecopetrol, las inversiones realizadas bajo estos contratos no podrían calificar bajo ninguno de los 2 criterios de calificación establecidos actualmente en la Resolución. Por esta razón, sería necesario definir un sistema que permita a estos operadores participar, en situación de igualdad, bajo las mismas condiciones que las de los contratos suscritos con la ANH, en el que igualmente, el máximo puntaje sea de 100 puntos. Por tanto, respetuosamente se solicita que se incluya la categoría propuesta, así como los criterios de calificación y puntaje que permitan que las inversiones en exploración realizadas en los contratos suscritos con Ecopetrol puedan también participar equitativamente.
--	--	---



11		Artículo 12 (pag. 9)	En línea con lo mencionado en los anteriores comentarios, se sugiere ajustar la redacción de este artículo debido a que desde el primer inciso se hace referencia a contratos en fase de exploración suscritos con la ANH, lo que estaría dejando por fuera otros tipos de contratos como son los de asociación suscritos con Ecopetrol que, aunque estén en fase de explotación pueden realizar actividades de exploración. Así mismo, las condiciones relacionadas en los numerales 1 y 2, también hacen referencia a los contratos suscritos con la ANH y no a otro tipo de contratos, por lo que también se solicita revisar estas medidas de modo que no se excluyan contratos como los de asociación que, en este momento, ya superaron la fase de exploración. En el numeral 2 es importante tener en cuenta que no solo para contratos de asociación sino también para contratos E&P u otros, existen contratos que están en etapa de producción, pero aun así puede estar realizando actividades de exploración, por lo que se sugiere que en la redacción no se restrinja a una etapa en particular, sino que lo que se considere sea la actividad realizada.
12	Actividades asociadas a la exploración	Artículo 6, numeral 1 Artículo 7, numeral 1 Artículo 8, numeral 1 a. Artículo 8 (pag.6) Artículo 12, numeral 1 a.	Para las inversiones en actividades exploratorias nos permitimos insistir en la inclusión explícita de los pozos A1 ya que también se consideran actividades exploratorias y tal como está redactada la resolución pareciera que no se incluyen. Adicionalmente, no se encuentra razón por la que puedan estar excluidos o clasificados como parte de actividades diferentes a las de exploración. Al respecto, de acuerdo con la Resolución 18-1517 de 2002 del Ministerio de Energía, con base en la cual la Dirección de Hidrocarburos clasificó y definió los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos, teniendo como referencia la clasificación y definición de pozos elaborada por el doctor Frederick Henry Lahee, dentro de las definiciones incluyó: “Pozo de avanzada [A-1]: Es un pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos o extender los límites



			de los yacimientos ya conocidos en la misma unidad sedimentaria y a alguna distancia de este.” (Subrayado fuera de texto) Adicionalmente, a pesar de que los pozos A1 sean pozos delimitadores, no queriendo decir con ello que no sean exploratorios, con ellos se permite realizar una mejor estimación de las inversiones a ser ejecutadas en un yacimiento específico y de esta manera a la recuperación óptima de las reservas. La delimitación de un yacimiento es un aspecto relevante en las actividades exploratorias, dado que permite tener certeza de volúmenes de barriles en fondo y así de los planes exploratorios que deben seguirse. Por lo anterior, este tipo de pozos también cumpliría con los propósitos que se busca con el CERT y deberían incluirse como parte de las actividades asociadas a la exploración.
13	Actividades asociadas a la exploración	Artículo 6, numeral 1	Se solicita incluir de forma expresa que se permitan las actividades de desarrollo de infraestructura, las cuales se consideran necesarias para desarrollar la exploración y adicionalmente estas se encuentran admitidas desde el Decreto legislativo 798 de 2020. Lo anterior teniendo en cuenta que, desde el punto de vista jurídico, si la norma superior (el Decreto Legislativo) permitía que fueran beneficiarias del CERT las actividades de desarrollo de infraestructura, no es claro por qué una norma de menor jerarquía reglamentaria las deja por fuera o las excluye. Se sugiere adicionar la siguiente frase: También se podrán incluir las actividades de desarrollo de infraestructura asociada a la exploración, incluyendo obras civiles.
14		Artículo 6, numeral 2 a. (pag. 4)	De acuerdo con la clasificación de la ANH se sugiere aclarar expresamente que los pozos de desarrollo también se encuentran incluidos de las inversiones en actividades encaminadas a la producción. Así mismo se sugiere que pueda quedar explícito en la resolución que los reacondicionamientos de pozos incluyen <i>Workovers</i>, esto con el fin de evitar diversas interpretaciones y dar mayor claridad.



	Actividades asociadas a la producción		Se sugiere la siguiente redacción: 2. a. Operaciones de perforación, incluyendo pozos de desarrollo , completamiento y reacondicionamiento de pozos, incluyendo los workover .
15		Artículo 6, numeral 2 b. (pag. 4)	Incluir de forma expresa el desarrollo de infraestructura, permitido desde el Decreto legislativo 798 de 2020, que como se mencionó en el comentario No. 13, esta se considera una norma de mayor jerarquía y por tanto una de menor jerarquía con mayor razón podría incluirlo. Desde el punto de vista técnico, la infraestructura es sumamente importante en el proceso de producción dado que permite producir, procesar, tratar y comercializar los hidrocarburos producidos. El mismo criterio le es aplicable a los Well Services. Se sugiere incluir el siguiente literal: e. Actividades de desarrollo de infraestructura asociada a la producción, incluyendo los Well Services.
16	Criterios de calificación en actividades exploratorias	Artículo 8, numeral 1, literales b y c	Tal como está presentada la redacción actual no es claro a partir de cuándo se deben empezar a contar los meses para finalizar la fase con lo cual resultaría imposible presentar las propuestas, por lo que insistimos en que en la redacción de la resolución se incluya dicha claridad. De mantenerse la redacción actual lo que se prevé que pueda suceder es que cada empresa, la ANH y el Ministerio, interpreten de manera diferente el punto de partida a partir del cual se realice el conteo de los meses faltantes, lo que dificultaría la calificación y presentación de las propuestas. Por tanto, teniendo en cuenta que la fecha conocida y la que da origen al incentivo es la de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, se propone que esta sea la fecha de referencia. Se propone la siguiente redacción:

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			• b. Proyectos en contratos cuyos meses restantes de la fase exploratoria, contados a partir de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, sean superiores a 18 meses y que se ejecuten en el 2020 o 2021. • c. Proyectos en contratos cuyos meses restantes de la fase exploratoria, contados a partir de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, sean superiores o iguales a 9 meses y menores o iguales a 18 meses y que se ejecuten en el 2020.
17	Seguimiento de ejecución de los proyectos	Artículo 11 (pag. 8 y 9)	(i) Literal a, se sugiere que los reportes exploratorios sean trimestrales, mensualmente no pues no se tiene información para reportar mes a mes y ello implica carga administrativa. Es decir que se propone que se considere el mismo período de reporte que para los proyectos de producción. (ii) Literal d, tal como está redactado parecería que para el seguimiento del CERT las visitas serán obligatorias, pero dado que por diferentes circunstancias como por ejemplo, por temas de pandemia puede que estas no se puedan realizar, se sugiere que quede expreso que las visitas serán a discreción de ANH, así cuando la empresa ya haya entregado los certificados de revisor fiscal, debe procederse a la evaluación final, a pesar de que no se haya realizado la visita. La discrecionalidad está en los contratos firmados con la ANH pero en lo referente al CERT, tal como está redactado pareciera que es obligatorio y podría llegar a convertirse en un impedimento. (iii) Literal e, bajo la redacción de la actual resolución se entiende que se debe contar con el certificado de entrega de productos del BIP. Se sugiere eliminar este literal teniendo en cuenta que: el pasado CERT no lo exigía y aún así fue posible realizar un adecuado seguimiento, puede que haya habido mejoras en la expedición de los certificados pero aún se presentan demoras en su emisión lo cual podría llegar a impedir la evaluación final por parte de ANH, no se encuentra una relación real y practica de este certificado con el CERT y adicionalmente la expedición de este certificado ya se encuentra regulado en otros actos administrativos por lo que no debería incluirse como parte de un compromiso asociado al CERT.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





			(iv) Se sugiere que quede expreso que la obligación de presentar informes surge luego de notificarse que el proyecto fue aprobado, desde ese momento se empiezan a contar los 3 meses (esto para evitar las dudas surgidas en el pasado de cuando se deben empezar a presentar estos informes). En relación con las actividades realizadas en 2020 se propone que quede claro que el primer informe que contenga la información de actividades se debe remitir en el primer trimestre (para explota) o en el primer mes (para explora). (v) En el artículo 10 se señala que “En el año 2022, las empresas operadoras, junto con el primer informe trimestral al que se ha hecho alusión en el inciso anterior, deberán entregar a la ANH la certificación suscrita por el revisor fiscal del operador del campo comercial”. Se propone que esto no quede atado, dado que puede que no coincidan los tiempos, considerando que el primer trimestre depende de la fecha en que la ANH publique la lista definitiva de proyectos elegidos. Se sugiere indicarse que se realice junto con el último informe trimestral.
18	Certificación de la ejecución de las inversiones de producción	Artículo 12, numeral 2 (pag 9 y 10)	La propuesta de resolución indica que se requiere certificar la ejecución de por lo menos el 80% para poder acceder al CERT en las actividades de producción. Este porcentaje se considera muy alto teniendo en cuenta que se trata de inversiones en contratos que ya están produciendo y que por tanto serán las que más pronto generarán retorno para el Gobierno. También teniendo en cuenta que para las actividades de exploración se permite que el beneficio se entregue en proporción a lo ejecutado. Por tanto, a fin de que este porcentaje no se convierta en un desincentivo, se propone reducir el valor al 50% y para ejecuciones superiores a este porcentaje realizar la asignación proporcionalmente. Por otro lado, se sugiere aclarar el mencionado porcentaje si se refiere a las actividades exclusivamente o a las inversiones realizadas en las mismas. Se

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





			propone que se refiera a las inversiones considerando que el CERT es un porcentaje del monto de inversión.
19	Ajuste de forma	Artículo 22	Debido al cambio en la numeración de los artículos, la referencia que aquí se hace ya no debería ser sobre el artículo 20 sino sobre el artículo 21, por lo que se sugiere revisar.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: General
Proyecto: Resolución
Proyecto de Resolución “Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020”

Fecha inicio: 5/01/2021
Fecha fin: 13/01/2021

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Alexandra Hernandez	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	Asociación Colombiana del Petróleo - ACP-

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Referencia al precio BRENT para otorgar el CERT	Artículo 9 (pag.7)	La resolución en consulta es el marco normativo para la puesta en marcha del CERT, es vital acelerar su expedición porque entre mayor tiempo transcurra, aumenta la incertidumbre sobre la posibilidad de aplicación de este incentivo fiscal. Por lo tanto, respetuosamente solicitamos implementar las acciones necesarias que permitan su pronta expedición. En las últimas semanas el precio internacional del petróleo ha tenido un repunte, sin embargo, a pesar de esta aparente recuperación, la incertidumbre y volatilidad en torno a su comportamiento hacen que la industria aún no cuente con las condiciones suficientes para reactivar las inversiones en E&P. Ante esta realidad del precio, la fórmula propuesta por el proyecto de resolución implica una ventana de tiempo muy corta que lleva a que, de no expedirse pronto la normatividad, el CERT resulte inaplicable y el sector no cuente con este incentivo para acelerar y reactivar las inversiones. Como propuesta alternativa se propone que desde ya se fije en la resolución que el porcentaje del CERT a otorgar se definirá con base en el promedio de los 6 últimos meses del 2020, es decir, tomando los 6 meses posteriores al mes de entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020.

2	Porcentaje del CERT a otorgar	Artículo 9 (pag.7)	La nueva propuesta normativa modifica el porcentaje del CERT a otorgar pasando de niveles de entre el 15 y 20% a uno de solo el 5%. Al respecto, un análisis realizado por la ACP con algunas empresas privadas del E&P permitió identificar que un CERT entre el 15 y 20% impulsaría inversiones estimadas en por lo menos US\$ 485 millones, de las cuales se estimó que solo US\$ 45 millones podrían ser viables con un CERT del 5%. Es decir, mantener el porcentaje del CERT en niveles de 15 al 20% da la posibilidad de invertir al menos US\$ 440 millones adicionales en el período 2020-2021. Por tanto, teniendo en cuenta que con este incentivo lo que se pretende es lograr mayores inversiones, se solicita reconsiderar la propuesta a fin de retornar a los niveles del 15 al 20% propuestos inicialmente.
3	Definición del cupo fiscal	Artículo 4 (pag.3)	En línea con lo mencionado en el punto anterior, es fundamental acelerar la expedición de la resolución y junto con ella la definición del cupo del incentivo puesto que la velocidad de la aplicación de la medida dependerá en gran parte de este factor. Sin la definición del cupo es imposible proceder a la aplicación de la medida y con ella a la aceleración de la reactivación del sector. Por lo tanto, respetuosamente nos permitimos insistir en la urgencia de expedir el acto normativo en consulta e incluir en el una fecha o plazo para que el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Energía fijen respectivamente, el cupo del CERT y el cupo para hidrocarburos.

4	Limitaciones al otorgamiento del CERT, contratos suspendidos	Artículo 2, numeral 1 (pag. 2)	La nueva versión de la resolución incluye dentro de las limitaciones para otorgar el CERT a proyectos de contratos que “se encuentren suspendidos”. Al respecto, y para mayor claridad en la interpretación se sugiere aclarar a qué tipo de suspensión se refieren, que por lo que se entiende debería referirse únicamente a suspensiones dadas por fuerza mayor.
5	Limitaciones al otorgamiento del CERT, inversiones que ya cuentan con CERT	Artículo 2, numeral 3 (pag. 3)	En este punto quisiéramos insistir en la eliminación del numeral 3 el cual, de mantenerse, no permitiría que las actividades e inversiones propuestas en proyectos CERT 2018, cuya ejecución se preveía para el 2020-2021, se presentaran bajo este nuevo CERT. Existen proyectos en curso durante el 2020-2021 que con el CERT 2018 les aprobaron el incentivo, sin embargo, en la realidad, el gobierno no ha definido la franja de precio para otorgarlo y por tanto este no se ha asignado. De hecho, el Gobierno ya indicó que para el 2020 no es otorgable dicho CERT. Y para las inversiones del 2021, aunque en la práctica tienen el derecho de recibir este beneficio, su otorgamiento no está definido aún. Lo anterior, sumado a la restricción contemplada en este numeral, implicaría que estas inversiones aprobadas para acceder al beneficio no podrían acceder ni al CERT del 2018 ni al nuevo del 2020/2021. Es decir que se estaría creando una doble limitación.
6	Límites al otorgamiento del CERT para inversiones en PPI	Artículo 2, numeral 4 Artículo 5 (pag. 3)	Tal y como están redactados estos dos artículos se estarían excluyendo del otorgamiento del CERT las inversiones en los PPI, sin embargo, no queda claro ni conocemos restricción alguna que motive esta limitación. Al respecto, respetuosamente solicitamos antes de incluir esta limitación se aclaren las motivaciones que llevan a ella.

7	Características del CERT	Artículo 3 (pag. 3)	Con el fin de dar claridad y evitar interpretaciones o discusiones futuras, se solicita incluir expresamente que estos CERT podrán negociarse inmediatamente sean otorgados. Así mismo se sugiere cambiar la palabra negociado por enajenado y la palabra otorgado por expedido. Se sugiere incluir el siguiente texto: “(...) podrá ser utilizado para el pago de impuestos de carácter nacional administrados por la DIAN, tan pronto sea expedido podrá ser libremente enajenado en el mercado de valores secundario, divisible y su redención sólo podrá realizarse a los dos años contados a partir de la fecha en que sea expedido.”
---	--------------------------	---------------------	--

8	Consistencia de la reglamentación con los contratos de asociación	Artículo 5	En esta versión del proyecto de resolución se aclara que el otorgamiento del incentivo aplique tanto a contratos de hidrocarburos suscritos con la ANH, como a contratos firmados con Ecopetrol para la exploración y producción, lo cual apreciamos y consideramos como algo positivo. Sin embargo, a lo largo del proyecto normativo se encuentran aspectos que en la forma como están redactados dejarían por fuera nuevas inversiones E&P en, por ejemplo, Contratos de Asociación suscritos con Ecopetrol, lo cual a su vez generaría desigualdad frente a aquellos operadores que tienen suscritos contratos con la ANH. Es importante tener en cuenta que estudios de la ANH indican un alto potencial de recursos por descubrir en cuencas maduras que, en buena parte se encuentran contratadas bajo contratos tanto con ANH como con Ecopetrol, razón por la cual es importante que el CERT fomente la generación de nuevas inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, independientemente del tipo de contrato o la etapa en la que dicho contrato se encuentre. Por lo anterior, respetuosamente solicitamos que, además de ampliar el alcance de la resolución como efectivamente se realizó en el artículo 5 de esta nueva versión, a lo largo de la resolución también se tengan en cuenta las condiciones y criterios que pueden aplicar para contratos suscritos con Ecopetrol. Con el propósito de especificar algunos puntos que consideramos requieren aclaración para ampliar el alcance a estos contratos suscritos con Ecopetrol, a continuación se presentarán las respectivas observaciones.
---	---	------------	--



9	Artículo 7, numeral 1 (pag. 4)	Para el caso de los contratos de asociación debe tenerse en cuenta que en estos contratos ya no existe el período o fase de exploración, se realizan actividades de exploración, pero estas se dan durante la etapa de explotación, adicionalmente se trata de contratos que son suscritos con Ecopetrol y no con la ANH. Por tanto, afirmaciones como la contenida en el artículo 7, numeral 1 que indican “Proyectos de Exploración. El Operador deberá presentar para cada contrato en fase de exploración...”, excluiría las inversiones exploratorias realizadas en este tipo de contratos que ya no cuentan con una fase de exploración. Al respecto, se considera que en el marco del otorgamiento del CERT, independientemente de la fase contractual en la que se desarrolle la inversión, teniendo en cuenta que lo que se busca es fomentar las inversiones, se sugiere que, en este numeral y a lo largo de la resolución, no se condicione el otorgamiento del incentivo a una fase contractual, sino que lo importante sea que se refiera a una actividad exploratoria.
10	Artículo 8, numeral 1 (pag. 5)	Al igual que en el comentario anterior (No.9), la redacción de este artículo para los criterios de calificación de los proyectos exploratorios hace referencia a actividades en la “fase de exploración” con lo que nuevamente se estarían dejando por fuera y sin la posibilidad de poder calificar a todos aquellos proyectos exploratorios que se ejecuten bajo los contratos de Asociación con Ecopetrol (por cuanto, por ninguno de los 2 criterios, podrían obtener puntaje). Adicionalmente, teniendo en cuenta que los proyectos exploratorios adelantados bajo contratos suscritos con Ecopetrol no se encuentran enunciados en ninguna de las categorías incluidas actualmente en este artículo, se sugiere que se incluya una categoría adicional que considere las inversiones realizadas bajo estos contratos, las cuales podrían considerarse como inversiones adicionales, teniendo en cuenta que estos contratos ya cumplieron con todas las actividades obligatorias.



La redacción sugerida para la nueva categoría es la siguiente:

- Proyectos exploratorios adelantados en la fase de explotación correspondientes a pozos exploratorios A3/A2/A1 o sísmica 2D y/o 3D o su equivalente en sísmica 2D, y que sean ejecutados en el 2020 o 2021.

De otro lado, y alineados con el comentario inicial, sería necesario que en la segunda parte de este numeral donde se menciona que “se procederá a evaluar la propuesta, de acuerdo con los siguientes criterios de calificación y puntajes:”, se incluyan también estos proyectos como objeto de evaluación y se les asigne un puntaje. Para la asignación del puntaje es importante tener en cuenta que, dadas las particularidades de los contratos de asociación suscritos con Ecopetrol, las inversiones realizadas bajo estos contratos no podrían calificar bajo ninguno de los 2 criterios de calificación establecidos actualmente en la Resolución. Por esta razón, sería necesario definir un sistema que permita a estos operadores participar, en situación de igualdad, bajo las mismas condiciones que las de los contratos suscritos con la ANH, en el que igualmente, el máximo puntaje sea de 100 puntos.

Por tanto, respetuosamente se solicita que se incluya la categoría propuesta, así como los criterios de calificación y puntaje que permitan que las inversiones en exploración realizadas en los contratos suscritos con Ecopetrol puedan también participar equitativamente.

11	Artículo 12 (pag. 9)	En línea con lo mencionado en los anteriores comentarios, se sugiere ajustar la redacción de este artículo debido a que desde el primer inciso se hace referencia a contratos en fase de exploración suscritos con la ANH, lo que estaría dejando por fuera otros tipos de contratos como son los de asociación suscritos con Ecopetrol que, aunque estén en fase de explotación pueden realizar actividades de exploración. Así mismo, las condiciones relacionadas en los numerales 1 y 2, también hacen referencia a los contratos suscritos con la ANH y no a otro tipo de contratos, por lo que también se solicita revisar estas medidas de modo que no se excluyan contratos como los de asociación que, en este momento, ya superaron la fase de exploración. En el numeral 2 es importante tener en cuenta que no solo para contratos de asociación sino también para contratos E&P u otros, existen contratos que están en etapa de producción, pero aun así puede estar realizando actividades de exploración, por lo que se sugiere que en la redacción no se restrinja a una etapa en particular, sino que lo que se considere sea la actividad realizada.
----	-------------------------	--

12	Actividades asociadas a la exploración	Artículo 6, numeral 1 Artículo 7, numeral 1 Artículo 8, numeral 1 a. Artículo 8 (pag.6) Artículo 12, numeral 1 a.	Para las inversiones en actividades exploratorias nos permitimos insistir en la inclusión explícita de los pozos A1 ya que también se consideran actividades exploratorias y tal como está redactada la resolución pareciera que no se incluyen. Adicionalmente, no se encuentra razón por la que puedan estar excluidos o clasificados como parte de actividades diferentes a las de exploración. Al respecto, de acuerdo con la Resolución 18-1517 de 2002 del Ministerio de Energía, con base en la cual la Dirección de Hidrocarburos clasificó y definió los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos, teniendo como referencia la clasificación y definición de pozos elaborada por el doctor Frederick Henry Lahee, dentro de las definiciones incluyó: “Pozo de avanzada [A-1]: Es un pozo exploratorio a ser perforado para encontrar yacimientos adicionales de hidrocarburos o extender los límites de los yacimientos ya conocidos en la misma unidad sedimentaria y a alguna distancia de este.” (Subrayado fuera de texto) Adicionalmente, a pesar de que los pozos A1 sean pozos delimitadores, no queriendo decir con ello que no sean exploratorios, con ellos se permite realizar una mejor estimación de las inversiones a ser ejecutadas en un yacimiento específico y de esta manera a la recuperación óptima de las reservas. La delimitación de un yacimiento es un aspecto relevante en las actividades exploratorias, dado que permite tener certeza de volúmenes de barriles en fondo y así de los planes exploratorios que deben seguirse. Por lo anterior, este tipo de pozos también cumpliría con los propósitos que se busca con el CERT y deberían incluirse como parte de las actividades asociadas a la exploración.
----	--	--	---



13		Artículo 6, numeral 1	Se solicita incluir de forma expresa que se permitan las actividades de desarrollo de infraestructura, las cuales se consideran necesarias para desarrollar la exploración y adicionalmente estas se encuentran admitidas desde el Decreto legislativo 798 de 2020. Lo anterior teniendo en cuenta que, desde el punto de vista jurídico, si la norma superior (el Decreto Legislativo) permitía que fueran beneficiarias del CERT las actividades de desarrollo de infraestructura, no es claro por qué una norma de menor jerarquía reglamentaria las deja por fuera o las excluye. Se sugiere adicionar la siguiente frase: También se podrán incluir las actividades de desarrollo de infraestructura asociada a la exploración, incluyendo obras civiles.
14	Actividades asociadas a la producción	Artículo 6, numeral 2 a. (pag. 4)	De acuerdo con la clasificación de la ANH se sugiere aclarar expresamente que los pozos de desarrollo también se encuentran incluidos de las inversiones en actividades encaminadas a la producción. Así mismo se sugiere que pueda quedar explícito en la resolución que los reacondicionamientos de pozos incluyen Workovers, esto con el fin de evitar diversas interpretaciones y dar mayor claridad. Se sugiere la siguiente redacción: 2. a. Operaciones de perforación, incluyendo pozos de desarrollo, completamiento y reacondicionamiento de pozos, incluyendo los workover.



15		Artículo 6, numeral 2 b. (pag. 4)	Incluir de forma expresa el desarrollo de infraestructura, permitido desde el Decreto legislativo 798 de 2020, que como se mencionó en el comentario No. 13, esta se considera una norma de mayor jerarquía y por tanto una de menor jerarquía con mayor razón podría incluirlo. Desde el punto de vista técnico, la infraestructura es sumamente importante en el proceso de producción dado que permite producir, procesar, tratar y comercializar los hidrocarburos producidos. El mismo criterio le es aplicable a los Well Services. Se sugiere incluir el siguiente literal: e. Actividades de desarrollo de infraestructura asociada a la producción, incluyendo los Well Services.
16	Criterios de calificación en actividades exploratorias	Artículo 8, numeral 1, literales b y c	Tal como está presentada la redacción actual no es claro a partir de cuándo se deben empezar a contar los meses para finalizar la fase con lo cual resultaría imposible presentar las propuestas, por lo que insistimos en que en la redacción de la resolución se incluya dicha claridad. De mantenerse la redacción actual lo que se prevé que pueda suceder es que cada empresa, la ANH y el Ministerio, interpreten de manera diferente el punto de partida a partir del cual se realice el conteo de los meses faltantes, lo que dificultaría la calificación y presentación de las propuestas. Por tanto, teniendo en cuenta que la fecha conocida y la que da origen al incentivo es la de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, se propone que esta sea la fecha de referencia. Se propone la siguiente redacción: • b. Proyectos en contratos cuyos meses restantes de la fase exploratoria, contados a partir de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, sean superiores a 18 meses y que se ejecuten en el 2020 o 2021.



			• c. Proyectos en contratos cuyos meses restantes de la fase exploratoria, contados a partir de la entrada en vigencia del Decreto 798 de 2020, sean superiores o iguales a 9 meses y menores o iguales a 18 meses y que se ejecuten en el 2020.
17	Seguimiento de ejecución de los proyectos	Artículo 11 (pag. 8 y 9)	(i) Literal a, se sugiere que los reportes exploratorios sean trimestrales, mensualmente no pues no se tiene información para reportar mes a mes y ello implica carga administrativa. Es decir que se propone que se considere el mismo período de reporte que para los proyectos de producción. (ii) Literal d, tal como está redactado parecería que para el seguimiento del CERT las visitas serán obligatorias, pero dado que por diferentes circunstancias como por ejemplo, por temas de pandemia puede que estas no se puedan realizar, se sugiere que quede expreso que las visitas serán a discreción de ANH, así cuando la empresa ya haya entregado los certificados de revisor fiscal, debe procederse a la evaluación final, a pesar de que no se haya realizado la visita. La discrecionalidad está en los contratos firmados con la ANH pero en lo referente al CERT, tal como está redactado pareciera que es obligatorio y podría llegar a convertirse en un impedimento. (iii) Literal e, bajo la redacción de la actual resolución se entiende que se debe contar con el certificado de entrega de productos del BIP. Se sugiere eliminar este literal teniendo en cuenta que: el pasado CERT no lo exigía y aún así fue posible realizar un adecuado seguimiento, puede que haya habido mejoras en la expedición de los certificados pero aún se presentan demoras en su emisión lo cual podría llegar a impedir la evaluación final por parte de ANH, no se encuentra una relación real y practica de este certificado con el CERT y adicionalmente la expedición de este certificado ya se encuentra regulado en otros actos administrativos por lo que no debería incluirse como parte de un compromiso asociado al CERT.

			(iv) Se sugiere que quede expreso que la obligación de presentar informes surge luego de notificarse que el proyecto fue aprobado, desde ese momento se empiezan a contar los 3 meses (esto para evitar las dudas surgidas en el pasado de cuando se deben empezar a presentar estos informes). En relación con las actividades realizadas en 2020 se propone que quede claro que el primer informe que contenga la información de actividades se debe remitir en el primer trimestre (para explota) o en el primer mes (para explora). (v) En el artículo 10 se señala que “En el año 2022, las empresas operadoras, junto con el primer informe trimestral al que se ha hecho alusión en el inciso anterior, deberán entregar a la ANH la certificación suscrita por el revisor fiscal del operador del campo comercial”. Se propone que esto no quede atado, dado que puede que no coincidan los tiempos, considerando que el primer trimestre depende de la fecha en que la ANH publique la lista definitiva de proyectos elegidos. Se sugiere indicarse que se realice junto con el último informe trimestral.
18	Certificación de la ejecución de las inversiones de producción	Artículo 12, numeral 2 (pag 9 y 10)	La propuesta de resolución indica que se requiere certificar la ejecución de por lo menos el 80% para poder acceder al CERT en las actividades de producción. Este porcentaje se considera muy alto teniendo en cuenta que se trata de inversiones en contratos que ya están produciendo y que por tanto serán las que más pronto generarán retorno para el Gobierno. También teniendo en cuenta que para las actividades de exploración se permite que el beneficio se entregue en proporción a lo ejecutado. Por tanto, a fin de que este porcentaje no se convierta en un desincentivo, se propone reducir el valor al 50% y para ejecuciones superiores a este porcentaje realizar la asignación proporcionalmente. Por otro lado, se sugiere aclarar el mencionado porcentaje si se refiere a las

			actividades exclusivamente o a las inversiones realizadas en las mismas. Se propone que se refiera a las inversiones considerando que el CERT es un porcentaje del monto de inversión.
19	Ajuste de forma	Artículo 22	Debido al cambio en la numeración de los artículos, la referencia que aquí se hace ya no debería ser sobre el artículo 20 sino sobre el artículo 21, por lo que se sugiere revisar.

Comentario 4

De: Alexander Sierra Vargas

Enviado: miércoles, 13 de enero de 2021 17:53

Asunto: TGI - Comentarios al proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020".



DocuSign Envelope ID: DBB86E27-6A94-4A35-8C85-3B899FABA7C8



Bogotá D.C., 13 de enero de 2021

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020".

Respetado doctor Mesa.

En atención al proyecto de resolución que busca reglamentar el artículo 9 del Decreto 798 de 2020, en relación con la continuidad y la ejecución en el corto plazo de las inversiones en hidrocarburos y minería, nos permitimos hacer los siguientes aportes:

- Se sugiere considerar en el proyecto, un mecanismo para que los incentivos ofrecidos al productor se reflejen en alguna medida en la demanda, específicamente en los precios que ofrece el productor al mercado.
- Sobre los Proyectos en Etapa de producción, numeral 2, artículo 12, donde se indica que si el operador no logra certificar el 80% de las inversiones propuestas no se le otorgará el CERT, se observa que el documento de consulta no permite identificar las razones conceptuales y técnicas que aclaren la razón de dicho valor, por lo que consideramos que este debería ser definido siguiendo una metodología que permita dar trazabilidad y muestre el beneficio a los usuarios finales. De esta manera proponemos que para los proyectos que permitan aumentar la producción a Gas Natural, el incentivo tenga un seguimiento en la incorporación y en el precio al usuario final, siendo este último el objetivo final del sector y el cual pesa más del 40% del valor final de la tarifa, para lo cual se puede hacer seguimiento a través de indicadores públicos que publique el gestor de mercado.

Esperamos que los anteriores aportes sean de utilidad para el Ministerio en el desarrollo de políticas que incentiven el desarrollo del sector de Gas Natural.

Cordialmente,

DocuSigned by:

Juan Pablo Henao Botero
Vicepresidente de Desarrollo Comercial

Anexo: Hoja de cálculo con formulario para recepción de comentarios de la ciudadanía y partes interesadas diligenciado.

Elaboró: GRE/ Alexander Sierra
Revisó: GRE/M. Guillermo González
VDC/ Mauricio Rojas
Aprobó: VDC/ Juan Pablo Henao Botero.

Lista de distribución: Gerencia de Regulación y Políticas Energéticas

Página 1 de 1

Carrera 9 # 73-44
(57) 3138400
tgi.com.co

Página 54 de 56

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: General

Proyecto: Resolución
Proyecto de Resolución “Por la cual se reglamenta el artículo 9 del Decreto 798 de 2020”

Fecha inicio: 5/01/2021

Fecha fin: 13/01/2021

Fecha Comentario: 13/01/2021

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		TGI SA ESP

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Precios al mercado	General.	Se sugiere considerar en el proyecto, un mecanismo para que los incentivos ofrecidos al productor se reflejen en alguna medida en la demanda, específicamente en los precios que ofrece el productor al mercado.
2	Proyectos en Etapa de producción	numeral 2, artículo 12	El numeral referenciado, donde se indica que si el operador no logra certificar el 80% de las inversiones propuestas no se le otorgará el CERT, se observa que el documento de consulta no permite identificar las razones conceptuales y técnicas que aclaren la razón de dicho valor, por lo que consideramos que este

		debería ser definido siguiendo una metodología que permita dar trazabilidad y muestre el beneficio a los usuarios finales. De esta manera proponemos que para los proyectos que permitan aumentar la producción a Gas Natural, el incentivo tenga un seguimiento en la incorporación y en el precio al usuario final, siendo este último el objetivo final del sector y el cual pesa más del 40% del valor final de la tarifa, para lo cual se puede hacer seguimiento a través de indicadores públicos que publique el gestor de mercado.
--	--	---

Los cometarios se enviaron a la Oficina Asesora Jurídica, área de su competencia, para ser tenido en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo

Atentamente,



Luisa Fernanda Hurtado Bernal
Coordinadora Grupo de Gestión de la información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal