



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

MEMORIA JUSTIFICATIVA

Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	03/08/2022
Proyecto de Decreto/Resolución:	Por medio de la cual se define el proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, se convoca la primera ronda y se dictan otras disposiciones

1. ANTECEDENTES

Antecedentes normativos y legales

De acuerdo con el artículo 334 de la Constitución Política, el Estado intervendrá, entre otros, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo y en los servicios públicos para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

De otra parte, la Ley 143 de 1994, en su artículo 2, dispone que corresponde al Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país.

Posteriormente, el Congreso de la República expidió la Ley 1715 de 2014, la cual tiene por objeto:

Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

En el numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, se dispuso que son funciones del Ministerio de Minas y Energía, entre otras: (b) “establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE (...)”; (d) “participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE y los planes de gestión eficiente de la energía”; y (e) “propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.” Igualmente, el artículo 7 de la misma Ley estableció que el Gobierno nacional promoverá la generación de electricidad con Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias conforme a las competencias y principios establecidos en dicha ley y la Ley 142 y 143 de 1994.

Con fundamento en tales normas, es función del Ministerio de Minas y Energía el establecimiento de los parámetros para el aprovechamiento económico de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). En línea, el artículo 2 del Decreto 381 de 2012 dispuso que son funciones del



Ministerio de Minas y Energía, entre otras: *“Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.”*

Ahora bien, es importante tener en cuenta que la promoción de Fuentes No Convencionales de Energía y de energéticos de cero emisiones, no solo encuentra sustento en la Ley 1715 de 2014 y la Constitución, sino que responde a compromisos internacionales y metas de descarbonización asumidas por el Gobierno nacional. Estos compromisos internacionales están contenidos principalmente en el Acuerdo de París, adoptado por el Estado colombiano mediante la Ley 1844 de 2017 donde se establecieron las acciones encaminadas a combatir el cambio climático del planeta, incluyendo obligaciones asociadas a la mitigación de los gases de efecto invernadero (GEI), a la adaptación a los diversos efectos del cambio climático y a asegurar el apoyo adecuado para los países en desarrollo. El cumplimiento de las metas contenidas en tal acuerdo, resultan esenciales para el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible adoptados como metas CONPES 3918.

De igual forma, en el Pacto por la Sostenibilidad, incluido dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Ley 1955 de 2019, se establecieron las bases de legalidad, emprendimiento y equidad que permitan lograr la igualdad de oportunidades para todos los colombianos, en concordancia con un proyecto de largo plazo con el que Colombia pretende alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible al 2030. En el Pacto por la Sostenibilidad incluido dentro del Plan, se determinó que el Ministerio de Minas y Energía promovería la participación de diferentes energéticos, incluyendo aquellos de carácter renovable no convencional, con el fin de sustituir la dependencia de energéticos actuales más contaminantes e incentivar un mercado competitivo y sostenible con el medio ambiente.

Así las cosas, con fundamento en los compromisos citados, se expidió la Ley 2099 de 2021, la cual modificó y adicionó la Ley 1715 de 2014, con el objetivo de modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica.

Ahora bien, estos antecedentes dieron lugar a que el 29 de octubre de 2021, el Ministerio de Minas y Energía expidiera la Resolución 40350 de 2021 por medio de la cual modificó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético adoptado a través de la Resolución número 40807 de 2018. Lo anterior, con el fin de dar cumplimiento a los compromisos internacionales sobre cambio climático, la normatividad nacional, y en particular para hacer compatible el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático con la estrategia sectorial a largo plazo de carbono neutralidad a 2050 para el sector minero energético. Ello en concordancia con la estrategia comunicada por el Gobierno nacional ante la Secretaría de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) en antelación a la COP26 y en la que se indicó para:

el Ministerio de Minas y Energía la consolidación en 2025 de: 1) Instrumentos de planificación sectorial para cada uno de los subsectores que incorporen lineamientos de cambio climático en los escenarios de demandas operativas y ambientales, 2) metodología de análisis de riesgos climáticos actualizada, y 3) la



implementación de proyecto de adaptación basado en ecosistemas para el sector eléctrico.

En Resolución 40350 de 2021 se adoptó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético (PIGCCme 2050) en el que se indicó que “[p]ara alcanzar la carbono neutralidad y resiliencia climática, se deben mantener los esfuerzos de diversificación de la matriz energética (...)”. En este entendido, se identificó la necesidad de promover el uso y despliegue de energéticos y nuevas tecnologías.

De otro lado, la Dirección General Marítima–DIMAR es la Autoridad Marítima Nacional, encargada de la ejecución de la política del gobierno en materia marítima, y quien tiene por objeto la dirección, coordinación y control de las actividades marítimas en los términos establecidos en el Decreto Ley 2324 de 1984, en concordancia con el Decreto 5057 de 2009.

Según lo dispuesto en el artículo 2 del Decreto ley 2324 de 1984, la jurisdicción de la Autoridad Marítima “se extiende hasta el límite exterior de la zona económica exclusiva en las siguientes áreas: aguas interiores marítimas, incluyendo canales intercostales y de tráfico marítimo, y todos aquellos sistemas marinos y fluviomarinos; mar territorial, zona contigua, zona económica exclusiva, lecho y subsuelo marinos, aguas suprayacentes, litorales incluyendo playas y terrenos de bajamar, islas, islotes y cayos...”

Además, según lo señalado en los numerales 21 y 22 del artículo 5º ibídem, son atribuciones y funciones de la DIMAR, las siguientes:

- “21. Autorizar y controlar las concesiones y permisos en las aguas, terrenos de bajamar, playas y demás bienes de uso público de las áreas de su jurisdicción.*
- 22. Autorizar y controlar la construcción y el uso de las islas y estructuras artificiales en las áreas de su jurisdicción”*

La jurisdicción y competencia de la Dirección General Marítima establecida en el Decreto Ley 2324 de 1984, incluye los bienes de uso público, definidos en el artículo 166 ibídem, así:

“BIENES DE USO PÚBLICO: Las playas, los terrenos de bajamar y las aguas marítimas, son bienes de uso público, por tanto intransferibles a cualquier título a los particulares, quienes solo podrán obtener concesiones, permisos o licencias para su uso y goce de acuerdo a la ley y a las disposiciones del presente decreto. En consecuencia, tales permisos o licencias no confieren título alguno sobre el suelo ni el subsuelo.”

En el artículo 65 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, “Por el cual se dictan normas para simplificar, suprimir y reformar trámites, procesos y procedimientos innecesarios existentes en la administración pública”, del Departamento de Administrativo de la Función Pública modificó el artículo 169 del Decreto Ley 2324 de 1984, y estableció los requisitos generales que deben ser exigidos para otorgar las concesiones a cargo de la Dirección General Marítima–DIMAR.

Finalmente, el CONPES 4075 de 2022, de Transición Energética, establece que:



La Dirección General Marítima, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, definirá las reglas y ejecutará el mecanismo que permita la asignación de áreas marítimas para el desarrollo de los proyectos de energía eólica costa afuera.

Antecedentes técnicos

Con fundamento en la iniciativa del Banco Mundial para la promoción de la energía eólica costa en mercados emergentes, y a través de la financiación provista por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) y el Programa de Desarrollo Eólico Marino de la Corporación Financiera Internacional (IFC), el Banco Mundial contrató a la firma Renewables Consulting Group (RCG) la construcción de la Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, materializándola en el 2021.

El equipo del Banco Mundial y RCG trabajó de la mano del Ministerio de Minas y Energía, la Dirección General Marítima (DIMAR), la UPME, la ANLA, la ANH, La Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) y la Asociación de Energías Renovables (SER) para la construcción diagnóstico que contextualizara las condiciones del país y del mercado energético colombiano ante el despliegue de la energía eólica costa afuera.

En la publicación final de este documento se tuvieron en cuenta los más de 283 comentarios que los interesados hicieron llegar al Ministerio de Minas y Energía.

En la sección 3.2.2 de las recomendaciones realizadas en la Hoja de Ruta, respecto a las áreas dedicadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en Colombia, las acciones que busca materializar esta resolución son:

La DIMAR dirigirá la revisión del Plan de Ordenamiento Marino Costero (MSP), dirigido por el Gobierno, para analizar la compatibilidad del despliegue comercial de la energía eólica costa afuera con otros usuarios del mar. Para no retrasar el desarrollo del mercado, este ejercicio deberá ser proporcionado y pragmático. Como resultado de la revisión, se publicarán las zonas prioritarias para el despliegue de la energía eólica costa afuera, que pueden servir de base para el proceso de concesión de los fondos marinos y reducir los riesgos de los permisos más adelante. Se trata de un procedimiento exhaustivo que requiere la consulta con las partes interesadas (como MME, ANH, MADS, INVEMAR, ICANH, AUNAP, DAMCRA, MinInterior, etc) para garantizar una coexistencia segura. Se hace referencia a los Planes Espaciales Marítimos que están llevando a cabo los Estados miembros de la UE según la Directiva 2014/89/UE.

(...)

Se recomienda implementar un estándar de precalificación antes de iniciar un concurso de concesión de fondos marinos. Se establecerán criterios de calificación para la selección de empresas que tengan las capacidades técnicas y/o financieras y se evitarán los proyectos especulativos. Esto también fomentará la asociación entre los actores locales e internacionales para crear las capacidades necesarias. Se pueden extraer ejemplos de la cuarta ronda del Reino Unido (UK) gestionada por el Estado de la Corona (The Crown State) y de



las subastas federales de concesión de Estados Unidos gestionadas por la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM).

(...)

DIMAR definirá y administrará el proceso de Concesión de áreas marinas, el cual será coordinado con el MME y la UPME y otorgará las concesiones como parte de un proceso competitivo. Los desarrolladores requieren la certeza de que, si desarrollan un sitio para dar su consentimiento y luego aseguran un acuerdo de compra de energía, pueden proceder a construir el proyecto. En las referencias internacionales se evidencia que la certeza la proporciona una promesa o acuerdo de concesión, que otorga derechos exclusivos de desarrollo y luego, una vez que se haya tomado una decisión final de inversión, el desarrollador puede ejercer su opción de celebrar un contrato de concesión. Se publicarán las reglas que manejen la competencia y los términos de la concesión y, entre otras cosas, se aclararán las consideraciones sobre las posibles superposiciones de área entre los competidores.

Ante las posibilidades sectoriales que supone el desarrollo de proyecto de energía costa afuera, las recomendaciones de la hoja de ruta y expertos internacionales consultados por el Ministerio de Minas y Energía, se formuló un proceso competitivo para la concesión de áreas marítimas destinadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, entendiendo que estas hacen parte de un recurso valioso y finito bajo la administración de la Nación.

Por otra parte, el potencial técnico identificado en la hoja de ruta para Colombia demuestra condiciones estacionales diferenciadas a las continentales, por lo que este tipo de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables disminuyen los riesgos asociados al cambio climático y fenómenos como El Niño, generando así flexibilidad y complementariedad al sistema gracias al respaldo de generación durante temporadas secas.

De acuerdo con todo lo anterior, la DIMAR y el Ministerio de Minas y Energía se han articulado para estructurar un proceso que garantice la transparencia, estabilidad regulatoria y condiciones sostenibles de uso de las áreas viabilizadas para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. Así mismo, las consideraciones de diversificación de la matriz energética, bajo principios de resiliencia, seguridad y descarbonización, son lineamientos rectores de este proceso.

Definiciones

Cable submarino y Subestación marina

Dado que la energía eólica costa afuera debe situarse en áreas marítimas, su interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha de realizarse mediante conductores denominados cables submarinos, y una subestación ubicada en medio del mar, los cuales son especialmente diseñados para este fin. Para definir estos elementos se toman características conceptuales de la Asociación Europea de Cables Submarinos y se construye la definición según (European Subsea Cables Association, 2022) y de la subestación marina del proyecto eólico costa afuera según el artículo publicado por (Cardozo et al., 2017), así como sugerencias de NREL.

Energía eólica costa afuera



Al tratarse de la tecnología de generación de energía eléctrica en la cual se centra este acto administrativo, se hace necesario definirla en virtud de sus características diferenciadas de la energía eólica continental. De esta manera, se utiliza la definición general de energía eólica que se encuentra en la Ley 1715 de 2014 con el complemento que caracteriza a la energía eólica costa afuera, el cual corresponde a la ubicación de los aerogeneradores.

Estructura eólica fija:

Para la construcción de los proyectos que ocuparán las áreas de las que trata el presente acto administrativo se establecieron unos criterios técnicos propios de la tecnología, especialmente aquellos asociados al sistema de estabilización o anclaje de los aerogeneradores al lecho marino. Para dar claridad de las estructuras de cimentación fija, se consideró el concepto del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España (IDAE) (IDAE, 2020).

Estructura eólica flotante:

Con el fin de diferenciar el sistema flotante de aquel fijo, se definió este tipo de tecnología como estructura alternativa. Por esto, se hace remisión al concepto comparativo dado por (IDAE, 2020).

Fecha de puesta en Operación:

Para asignar un permiso sobre un área marítima es importante establecer una fecha máxima de inicio de operación de tal forma que el administrador del espacio marítimo tenga claridad sobre el momento en que el uso de ese espacio marino se debe materializar efectivamente en generación de energía empleando energía eólica costa afuera. Además, la definición de esta fecha permitirá prever la conexión del proyecto, en el caso que aplique, y realizar la planeación de la transmisión con anticipación, si esta se requiere.

Si bien la resolución MME 40590 DE 2019 define dicha fecha como “la fecha a partir de la cual un proyecto de generación se considera listo para el servicio y, por tanto, cumple con todas las normas vigentes que regulan la materia”, considerando que los proyectos de energía eólica costa afuera pueden tener sinergias con la producción de hidrógeno y, por tanto, pueden existir proyectos cuyo fin último no sea la prestación de un servicio de generación para consumo de la demanda nacional, se propone definir la fecha de puesta en operación de los proyectos de generación eólica costa afuera como la fecha en la que el proyecto deberá iniciar su generación de energía.

Proceso competitivo

De acuerdo con la Hoja de Ruta, en el mundo se evidencian tres esquemas para la asignación de permisos sobre áreas marítimas destinadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. Estos esquemas son:

- Bilateral: caracterizado porque el desarrollador propone la ubicación y área de su interés para luego negociar los términos con el gobierno y así construir el proyecto asociado. De esta manera, el desarrollador impone el ritmo de desarrollo de los primeros proyectos. A pesar de la ventaja de poder acelerar el despliegue de proyectos, no hay un marco de trabajo estándar sobre el cual trabajar, sino que las reglas se fueron negociando según el caso. Además, no es una buena alternativa cuando se presenta competencia por una misma área o cuando hay varios promotores buscando proyectos al mismo tiempo.
- Competencia centrada en área (dos competencias): el administrador gubernamental de las áreas decide cuáles ofertará bajo las reglas y términos que este decida. Finalmente, es usual que gane



el derecho al área aquel proponente que ofreció un mayor precio en contraprestación del área marítima. Esta opción representa mayor eficiencia gubernamental para estructurar el proceso y otorga mayor libertad a los proponentes en la definición de sus proyectos y por ende la minimización del costo nivelado de la energía. En contraste, esta posibilidad acarrea una independencia en la que el desarrollador asume riesgos al evaluar la viabilidad del área, al definir el cierre financiero asegurando por su cuenta los ingresos del proyecto.

- Competencia centrada en energía (una competencia): a diferencia del formato de dos competencias, en este el administrador de las áreas las evalúa y las viabiliza preliminarmente para aumentar la certeza de potencial real, con lo que espera controlar la ubicación de los proyectos y minimizar los riesgos durante la etapa de diseño y permisos. Para el gobierno, esta posibilidad implica mayores costos y logística, así como menor flexibilidad con los proponentes. Comúnmente, los proponentes compiten por el menor precio de energía garantizado.

Teniendo en cuenta las recomendaciones del documento de la hoja de ruta, se aplicará un esquema de Dos Competencias. El presente acto administrativo se enfoca en el proceso para la asignación de un permiso de uso sobre un área marítima. En este proceso no se incluyen componentes de energía ni se generan compromisos con el mercado de energía eléctrica.

Producto del proceso competitivo

Teniendo en cuenta que esta tecnología es nueva en el país, y acogiendo la recomendación de la hoja de ruta de realizar el proceso para la asignación de permisos sobre áreas marítimas de forma separada del proceso para la venta de energía, esta propuesta se enfoca en las reglas para el primero.

Con el creciente interés de los inversionistas y desarrolladores de proyectos en la energía eólica costa afuera, y con las recomendaciones de la hoja de ruta se identificó que es conveniente establecer un proceso competitivo que habilite que los interesados accedan a un permiso sobre áreas marítimas para estos proyectos. Este permiso se denomina Permiso Temporal de ocupación.

Además, los expertos del Banco Mundial y de la Agencia Danesa de Energía, así como los interesados en estos proyectos de generación, expresaron la necesidad de que dicho permiso otorgue exclusividad sobre el área con el fin de dar seguridad suficiente para el desarrollo de los estudios para el licenciamiento y obtención de permisos. Actualmente, la prelación en el otorgamiento de permisos sobre un área marítima está dada por el orden de llegada de la solicitud, privilegiando la solicitud que se radicó primero. Sin embargo, el mar es un bien público y se debe procurar su aprovechamiento de forma eficiente, sostenible y organizada, de tal forma que las diferentes actividades que en él se realizan puedan coexistir.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Permiso Temporal de Ocupación de un área busca dar exclusividad para la estructuración de un proyecto y que dicha adjudicación se haga de forma transparente y competitiva, en un proceso en el que todos los interesados puedan participar. Una de las características de este permiso será el seguimiento a la curva S y cronograma, con el fin de verificar el aprovechamiento del área marina asignada y, en caso de que esta área marina no se esté desarrollando de acuerdo con lo previsto, tomar medidas correctivas a tiempo.

En sesiones de trabajo con los expertos del Banco Mundial y de Renewables Consulting Group se concluyó que el tiempo de desarrollo de un proyecto eólico costa afuera en un mercado en el que



esta es una nueva tecnología puede tomar entre 7 y 10 años, de los cuales aproximadamente dos años son de construcción. Por lo tanto, en la versión a consulta se propuso que la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos que se desarrollen en las áreas asignadas en este proceso sea dentro de 7 años. Sin embargo, tras recibir varios comentarios solicitando prolongar el plazo para entrar en operación se definió que la FPO será dentro de los 10 años posteriores a que se otorgue el Permiso de Ocupación Temporal, el cual tendrá una duración de 8 años, siendo este el periodo de tiempo disponible para realizar las mediciones, recolección de información, estudios y consecución de licencias y permisos. Luego, para proceder a la etapa de construcción, que tendría una duración de dos años, se debe hacer la solicitud de Concesión marítima, la cual tendría una duración de 30 años con opciones de prórroga.

Sabiendo que esta tecnología, al ser nueva en el país, trae retos para las entidades de gobierno y para los inversionistas, los comentarios solicitaron incluir opciones para modificar el cronograma y se consideró pertinente aceptar esta solicitud, para lo cual se tomó como guía el caso del proceso de conexión definido por la CREG 075 DE 2021.

De otro lado, se propone que los interesados en un área que no se encuentre dentro de las establecidas por DIMAR tengan la posibilidad de nominar un área, para lo cual deberán hacer un trabajo previo de evaluación de superposición, buscando que el área nominada tenga las menores superposiciones posibles. En todo caso, DIMAR evaluará las áreas y sus superposiciones para determinar si es posible incluirlas en el proceso. Estimando un tamaño de proyecto de 800MW y una densidad mínima de 3MW/km² se determinó que el tamaño máximo del área a nominar sea de 270 km²

Finalmente, se fijó un máximo de dos áreas asignables por proponente, con lo cual se espera evitar el acaparamiento de áreas marítimas por un solo proponente, al mismo tiempo que se busca diversificar la participación de agentes que puedan aprovechar estas economías de escala, con el fin de que esto se traduzca en un menor costo de los proyectos y de la energía generada.

De esta forma, los interesados podrán resultar asignados con Permisos de Ocupación Temporal sobre máximo dos áreas.

Características de la habilitación de proponentes

Una de las acciones recomendadas en la hoja de ruta consiste en incorporar una etapa de precalificación o habilitación en la ronda de adjudicación de permisos sobre áreas marinas. La habilitación tiene el objetivo de asegurar que todos los oferentes cuenten con las capacidades técnicas, financieras y jurídicas necesarias para el desarrollo de un proyecto de generación de energía eólica costa afuera, lo que puede ayudar a aumentar las posibilidades de asignar las áreas para la ejecución proyectos que sean realizables y con alta probabilidad de éxito.

La habilitación:

- Aumenta la eficiencia de la etapa de presentación de ofertas
- Disminuye el riesgo de la ronda, pues aumenta las posibilidades de que las ofertas sean conformes y da señales sobre el compromiso de los proponentes
- Reduce el riesgo de los proyectos y aumenta las posibilidades de que el parque eólico costa afuera se desarrolle con éxito al permitir que sólo se adjudiquen permisos a proponentes con la capacidad técnica necesaria.
- Sirve como indicador temprano del interés en la ronda de concesión



- Proporciona una oportunidad temprana para que el mercado participe en el proceso y proporcione información sobre cualquier proyecto planificado
- Fomenta la colaboración y las asociaciones, especialmente con los agentes locales, ya que varias empresas pueden asociarse para cumplir todos los criterios habilitantes.

La habilitación suele ser un proceso binario, es decir, se cumplen o no se cumplen los requisitos y no esta etapa no tiene asociada una puntuación. Tras recibir múltiples comentarios acerca de los criterios mínimos de habilitación propuestos en la versión consultada, se flexibilizaron cada una de las métricas o valores mínimos para promover la participación de diferentes interesados sin perjuicio de cumplir con los principios y propósitos de la habilitación. Lo anterior, con el propósito de facilitar el despliegue del mercado eólico costa afuera en Colombia con condiciones atractivas para la inversión y el desarrollo orientado a proyectos eólicos en la primera ronda del proceso competitivo.

Los casos de estudio, como la ronda 2 y ronda 4 del Reino Unido, la ronda en Irlanda del Norte, la quinta ronda realizada en Francia y el proceso competitivo de Thor en Dinamarca, así como las asesorías y el apoyo del Banco Mundial y la Agencia Danesa de Energía sirvieron de base para identificar los componentes de la etapa de habilitación, dentro de los que se encuentran:

Criterios legales: Estos pretenden garantizar que el proponente supere ciertos umbrales de cumplimiento de la normativa local, y cuente con la capacidad legal y administrativa para asumir las obligaciones que se derivan del proceso en el que participa. Esto evita que participen proponentes fraudulentos y sociedades que no se encuentran formalizadas.

En Reino Unido los proponentes se habilitaron con criterios de exclusión y bajo preceptos antisoborno, antifraude y de cumplimiento tributario. En el caso de Francia se consideraron conflictos de interés y poca claridad sobre la composición legal del proponente como criterios inhabilitantes. Para el proceso de Dinamarca se verificó la no existencia de condiciones de exclusión mediante certificados oficiales sobre historial criminal, tributario, fiscal y de contribuciones a seguridad social de los proponentes, así como una declaración de los controlantes del proponente.

Criterios financieros: Estos buscan demostrar a la autoridad competente que el proponente dispone del capital necesario para llevar a cabo el proyecto, lo que garantiza tanto la posibilidad de realizar pagos inmediatos (normalmente se exige un depósito o una fianza por adelantado para garantizar la contraprestación), como la disponibilidad del capital o deuda necesarios para llevar a cabo el proyecto. Lo anterior también indica un compromiso por parte del proponente y que el proyecto no se abandonará.

Las referencias internacionales muestran ejemplos de criterios de solidez financiera con el uso métricas mínimas de activos, patrimonio, deuda, facturación y liquidez fueron utilizados en Reino Unido como forma de habilitación para los proponentes. Igualmente, para el caso francés, se habilitaron demostrando cantidades mínimas de facturación, estado de solvencia financiera, referencias financieras y calificación de riesgo según estándares internacionales. Al respecto, Dinamarca solicitó métricas mínimas de calificación de riesgo crediticio de mínimo BBB- de acuerdo con Standard & Poor's y las utilidades del proponente como criterios habilitantes en la fase de precalificación de su proceso.

Criterios técnicos: Garantiza que los proponentes tienen la experiencia y la capacidad para desarrollar un proyecto, en particular para aumentar las posibilidades de adjudicar un permiso sobre un área a una empresa que llevará el proyecto a su culminación.



Para el caso del Reino Unido se buscó habilitar la experiencia del proponente en gerencia de grandes proyectos de infraestructura, en interconexión de grandes proyectos de energía, en la obtención de licencias ambientales para proyectos eólicos costa afuera, así como poseer un mínimo en políticas de seguridad y salud en el trabajo y medioambiente. En Francia se ha solicitado contar con experiencia mínima en capacidad instalada de proyectos de generación, en portafolio de proyectos eólicos costa afuera medidos en capacidad instalada o en cantidad de inversión en estos, además, se precalificaron medidas que demostraran habilidades como buenas prácticas durante construcción, operación y desmantelamiento. Finalmente, Dinamarca fijó una capacidad instalada mínima en desarrollo reciente de proyectos eólicos y el desarrollo reciente de subestaciones marinas para la interconexión de parques eólicos costa afuera.

Los procesos de habilitación definidos en este acto administrativo pueden resumirse así:

- Habilitación financiera:

En el caso de esta primera ronda se había propuesto un criterio que buscaba demostrar la capacidad de financiar la totalidad de un proyecto eólico costa afuera de una capacidad de 200MW, mediante una carta de crédito por un valor que se estimó en 600 millones de dólares.

Sin embargo, a raíz de los comentarios, se redujo este criterio financiero a un valor que representara una proporción (10%) de la inversión por Megavatio, en el cual se tomó como referencia el valor de 3 millones de dólares de Estados Unidos de América por MW instalado para el 2030. Dicho valor se extrajo de la sección 11.2 de la Hoja de Ruta entregada por el Banco Mundial como base indicativa de los costos de capital para un proyecto de capacidad mínima de 200 MW instalados. Además, se estableció que, si el proponente optaba por dos áreas adjudicables, el monto de este criterio debe ser coherente con esta decisión y, por tanto, se deberá duplicar la capacidad financiera para guardar la proporción asociada con el desarrollo de dos proyectos eólicos costa afuera.

Este requisito demostraría que el Proponente puede obtener financiación por parte de entidades financieras, lo que será parte del desarrollo del proyecto.

La vigencia del instrumento que demuestre dicha capacidad financiera se fijó para que pudiese cubrir dos (2) años contados a partir de la formalización del Permiso de Ocupación Temporal, con lo cual se garantizaría la disponibilidad financiera por un periodo suficiente para avanzar significativamente en las mediciones en sitio y con esto obtener un primer estimado de factibilidad técnica. Lo anterior, se determinó teniendo en cuenta casos como los de La Ronda 4 organizada por el Estado de la Corona en Reino Unido y las referencias asociadas que el Banco Mundial compartió con el Ministerio de Minas y Energía.

Respecto al criterio relacionado con la calificación crediticia, no se motivaron modificaciones con base en los comentarios recibidos. Este requisito demostraría una buena calificación de riesgo, indicando que se proyecta una estabilidad financiera a futuro, con lo cual se aumenta la probabilidad de que el Proponente pueda asumir las obligaciones financieras de un nuevo proyecto.

Adicionalmente, para flexibilizar la forma en la que los proponentes pueden demostrar la capacidad financiera, se incluyó la posibilidad de demostrar estados financieros con valores de deuda, patrimonio, utilidades, capital, entre otros, que sustentarán el desarrollo del proyecto. Esta alternativa fue propuesta por algunos de los comentarios y con los indicadores definidos se daría



cuenta de la proporción de deuda del Proponente en el año anterior con respecto a sus ingresos y a su capital, lo que podría indicar su capacidad de asumir un nuevo proyecto.

De acuerdo con lo anterior, el indicador a) demuestra que el Proponente es apto para que las entidades financieras les otorguen créditos, el indicador b) da cuenta de que el Proponente tiene una proyección financiera estable y de bajo riesgo en el futuro, y el indicador c) muestra un balance financiero robusto en el pasado. Cada una de estas variables indica condiciones diferentes, y por tanto no se considera suficiente demostrar una de estas. Esto, ligado a con la intención de flexibilizar los requisitos, llevó a incluir la posibilidad elegir entre 2 de los 3 criterios que se propusieron para garantizar una capacidad financiera mínima habilitante que resulte en una evaluación integral de la capacidad financiera del proponente.

- Habilitación jurídica -

Para esta primera ronda, con respecto a la consulta se flexibilizó el requisito de tener domicilio en Colombia, teniendo en cuenta que un proponente puede no estar interesado en constituirse en Colombia antes de ser adjudicado con el Permiso de Ocupación Temporal.

Requisitos detallados relacionados con la evidencia de constitución legal y existencia, compromisos anticorrupción y cumplimiento de obligaciones fiscales se encontrarán detalladas en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas que serán publicados con posterioridad.

- Habilitación técnica -

En este caso, la propuesta inicial se basó en los términos de referencia de Thor, en Dinamarca, y consistía en requisitos de experiencia en proyectos eólicos costa afuera que ya estuvieran en operación y generando energía. Asimismo, incluía experiencia en una subestación marítima empleada para conectar estos parques con el sistema de transmisión en tierra.

A raíz de los comentarios recibidos se buscó flexibilizar estos requisitos. La experiencia en desarrollo de una subestación marítima se eliminó ya que se considera que esta experiencia está incluida en la experiencia de un proyecto que ya se encuentre en operación, teniendo en cuenta que la subestación es parte fundamental del proyecto.

Por otra parte, con el objetivo de flexibilizar el requisito y abrir la puerta a empresas nacientes que aún no tienen ningún proyecto en operación pero que han demostrado tener la capacidad de desarrollo de estos proyectos llevándolos hasta la etapa de construcción, se incluyó una opción para valorar los portafolios de proyectos que alcanzan una capacidad instalada significativa pero que aún no están en operación. En este caso, la exigencia en capacidad instalada será mayor para los proponentes que demuestren su experiencia con proyectos en construcción, y menor si la experiencia la demuestran con un proyecto que se encuentre en operación.

La definición de requisitos de experiencia directamente relacionada con energía eólica costa afuera está acorde con las referencias internacionales y con la asesoría brindada por la Agencia Danesa de Energía y el Banco Mundial. La energía eólica costa afuera cuenta con particularidades que no la hacen comparable con otras FNCER en tierra. Por un lado, la inversión de un proyecto se estima 3 veces superior a la inversión de FNCER en tierra, a su vez, el tamaño de las turbinas es superior al de turbinas empleadas para energía eólica onshore, lo que conlleva complejidades en cuanto a la construcción, ensamblaje en sitio, logística y almacenamiento de los equipos. De las experiencias internacionales en Dinamarca, Reino Unido y Países Bajos se evidencia que el ensamblaje y almacenamiento de los equipos suele efectuarse en los puertos, debido a las dificultades que implica hacer estas actividades en tierra con equipos de gran tamaño. Así mismo, para la



instalación se requiere la coordinación logística que tenga en cuenta el uso de barcos y grúas especializadas para la instalación en tierra.

De otra parte, los proyectos eólicos costa afuera implican un tendido de cable submarino y la instalación de una subestación submarina, lo cual tiene complejidades en su instalación al hacerse en medio del mar y dichas complejidades son diferentes a las complejidades que enfrentan los proyectos en tierra.

Se resalta que los tiempos de estructuración de un proyecto eólico costa afuera se estima en alrededor de 7 a 10 años, y en algunos casos incluso 13 años, lo cual es superior al tiempo de desarrollo de FNCER como la solar y eólica en tierra.

Finalmente, dado que el desarrollo de la energía eólica costa afuera implica el uso de un bien público, como lo es el mar, es del interés del Estado que quien haga uso del bien sea idóneo para esta actividad.

Por lo anterior, se considera indispensable conservar un requisito de experiencia técnica específica en energía eólica costa afuera como parte de la habilitación.

Se realizó una revisión del portafolio de proyectos eólicos costa afuera de las empresas que remitieron comentarios al proyecto de resolución con el fin de validar que este requisito no afectara de forma importante el potencial número de participantes en el proceso. La conclusión obtenida es que, de los interesados, ninguna empresa nacional, por sí sola, cuenta con experiencia específica en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera y por ende se reafirma la necesidad de adaptar la práctica internacional de incentivar las asociaciones o consorcios en los procesos competitivos para proyectos eólicos costa afuera como en la ronda 4 de Reino Unido, Thor de Dinamarca, subastas en Vietnam, entre otros. Además, del análisis se concluye que, de las empresas de origen internacional, por sí solas, únicamente 2 no contarían con alguno de los criterios mínimos habilitantes, lo que representa un 14% del total de los interesados bajo el rol de desarrolladores. De acuerdo con lo anterior, se encuentra que el 86% de las empresas que han expresado interés mediante los comentarios al acto administrativo podrían potencialmente participar en el proceso, con lo que no se considera que los requisitos de habilitación técnica tengan una afectación en la participación en el proceso competitivo ni sean desproporcionados, teniendo en cuenta, como se mencionó anteriormente, que se encuentran alineados con la práctica internacional.

Evaluación de áreas nominadas

La nominación de áreas tiene como objeto permitir que la industria eólica costa afuera y los desarrolladores propongan zonas diferentes a las analizadas por la DIMAR, de tal manera que estos posean alternativas basadas en sus preferencias y conocimiento específico del recurso eólico.

En este acto administrativo se especificaron los documentos mínimos que deben tener en cuenta los proponentes para la nominación de un área, con el fin de que las áreas nominadas sean realmente aptas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, y de que el proponente demuestre que conoce las posibles superposiciones con otras actividades que tendrán que coexistir durante el desarrollo del proyecto.

Dentro de la metodología de Ordenamiento Marino Costero desarrollado por la DIMAR se estudiará si las áreas nominadas por los proponentes son aptas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en áreas marítimas. De esta forma, se aplicarán criterios congruentes con algunos de los utilizados para la definición de áreas que la DIMAR ofertará en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas.



Planificación Espacial Marina

La Dirección General Marítima en el desarrollo de las directrices internacionales sobre planificación espacial marina, a través de la Subdirección de Desarrollo Marítimo con el apoyo de los Centros de Investigación Oceanográficas e Hidrográficas del Caribe y del Pacífico, ha venido consolidando el concepto de Ordenamiento Marino Costero: Visión Autoridad Marítima – OMC:VAM bajo el siguiente enunciado:

“Proceso de analizar y asignar distribuciones temporales y espaciales de actividades humanas en aguas jurisdiccionales y zonas costeras colombianas, con el fin de lograr la consolidación del país como una potencia bioceánica bajo un enfoque holístico y de Seguridad Integral Marítima, Fluvial y Portuaria; así como también, de una estrategia y estructura marítima nacional, garantizando los principios ecológicos, económicos y sociales”.

En este sentido, la Autoridad Marítima viene adelantando procesos de ordenamiento en el territorio marítimo evidenciado en la obtención de información a través de levantamientos hidrográficos y oceanográficos con el fin de caracterizar y generar conocimiento de la geomorfología submarina, que permita la generación de mapas temáticos como por ejemplo la cartografía náutica, a partir de la cual se georreferencian los diferentes accidentes submarinos y profundidad de los espacios marítimos para la disposición de una información confiable y precisa que garantice la navegación segura y la protección de la vida humana en el mar, entre otras actividades marítimas.

Asimismo, La Dirección General Marítima viene realizando la georreferenciación de las diferentes actividades marítimas y actuaciones del Estado en estas áreas, con el fin de zonificar y ordenar estos espacios, teniendo en cuenta los planes sectoriales, los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) y la realidad actual del orden nacional, regional y municipal; todo para lograr una zonificación que defina y delimite el uso de los espacios marítimos, articulados con la gestión de las actividades en la zona costera, incluyendo así elementos de gobernanza, pre-planeación, análisis de condiciones actuales y - futuras, formulación e implementación, divulgación, evaluación, retroalimentación y adopción.

En el OMC:VAM, además, se incluye un análisis de la jerarquía de los instrumentos de planificación, se hace un mayor énfasis en el enfoque participativo del proceso y se realiza un análisis de condiciones futuras (escenarios) que aporta en la toma de decisiones para la gestión de los espacios marino-costeros del país y así determinar y/o definir las actividades marítimas que puedan desarrollar para alcanzar un escenario deseado. Este trabajo realizado se materializa en mapas de usos y actividades, conflictos de uso cuantificados, coeficiente de conflictos, índice de conflictos, modelo de asignación y localización de actividades, sitios más adecuados para la localización de actividades, entre otros.

Lo anterior es relevante para el proceso de determinación de las áreas marítimas que se habilitarán para que los interesados propongan proyectos como parte del proceso competitivo que se plantea en la presente resolución

Características del proceso de evaluación y selección

En referencias internacionales y durante las sesiones de trabajo con expertos del Banco Mundial, Renewables Consulting Group y la Agencia Danesa de Energía se evidenció que hay diferentes tipos de evaluación de ofertas:



- Por precio: Se asigna a los proponentes que oferten un mayor valor de contraprestación por el permiso sobre el área marina. Las referencias consultadas sobre esta modalidad fueron la ronda Thor, en Dinamarca, y la ronda 4 del Reino Unido.
- Por puntaje: Para esta modalidad se consultó la referencia de la Ronda 2 del Reino Unido y la ronda de Irlanda del Norte. En este caso la asignación depende de un puntaje que es asignado de acuerdo con la evaluación de la formulación del proyecto. Se otorga mejor puntaje a las propuestas que demuestren una estructuración lógica y robusta del proyecto y alto compromiso para desarrollarlo.

Siendo esta la primera vez que se ejecuta un proceso de asignación de permisos de áreas marinas para energía eólica costa afuera en Colombia, y teniendo en cuenta que es necesario que avance la maduración del mercado para reducir los costos de esta energía, se propone no evaluar las ofertas por precio. Esto se debe a que el valor de la oferta económica sería interiorizado en el precio de la energía generada por el proyecto, con el fin de recuperar este costo, y no se encontró conveniente aumentar el costo de la energía.

Por tanto, se propone que la adjudicación se haga de acuerdo con una evaluación de puntaje. Para esto se propone el uso de criterios objetivos relacionados con la experiencia del proponente en las actividades que se desarrollarían bajo la figura de Permiso de Ocupación Temporal, así como en las actividades de construcción y operación, con el fin de seleccionar al proponente más experimentado para el desarrollo del primer proyecto en Colombia.

Algunos agentes sugirieron emplear criterios de evaluación orientados hacia verificar la viabilidad del proyecto, su correcta formulación, la correcta identificación de los *stakeholders* relevantes en el proceso, así como su estructuración y sostenibilidad financiera. Un ejemplo de esto se encuentra en los criterios empleados por The Crown State para evaluar los proyectos en las primeras rondas llevadas a cabo en el Reino Unido.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el sector eléctrico en Colombia se basa en la disposición de la Ley 143 de 1994 que indica que las inversiones en generación de energía son iniciativa privada, el Estado colombiano no da conceptos sobre la viabilidad y la estructuración de los proyectos ni evalúa si un proyecto tiene mayor viabilidad que otro. Adicionalmente, una evaluación de estas características debería conducirse de acuerdo con la opinión de expertos en la materia, con lo que puede perderse la objetividad que se busca en la calificación.

De esta forma, se consideró que para la primera ronda se emplearán criterios de experiencia cuantificables, verificables y objetivos. Otro elemento de evaluación incorporado consiste en la experiencia en mercados emergentes, para preferir al promotor que ya tiene experiencia en mercados como Colombia y que está familiarizado con sectores energéticos en desarrollo.

Finalmente, en la consulta se había propuesto un elemento de puntaje relacionado con la capacidad instalada del proyecto. No obstante, los comentarios de los expertos del Banco Mundial, NREL y los comentarios de los agentes mostraron que este criterio no promueve la eficiencia en el uso del recurso marítimo y al contrario, puede incentivar la presentación de proyectos de tamaño poco realistas, por lo tanto, se eliminó este criterio en la versión definitiva.

El método calificación en cada criterio de evaluación se basa en regresión lineal, de tal manera que la calificación se basará en la tendencia de desempeño que los proponentes formen en el proceso competitivo. Con este método se espera dar una mayor precisión en la calificación respecto a



escalas discretas predefinidas, que no necesariamente pueden representar las condiciones que los proponentes posean en la primera ronda. Además, esta fórmula de calificación facilita que no se presenten empates, lo cual puede aportar a una asignación más precisa.

Asignación de Permiso de Ocupación Temporal sobre las áreas propuestas:

Para la asignación no se plantea un máximo en cuanto a número de proyectos totales adjudicados en el proceso ni en cuanto a capacidad instalada máxima total. Sin embargo, se estableció límite de áreas adjudicables por proponente tras las consideraciones presentadas anteriormente.

El objetivo de esta primera ronda es empezar a crear el mercado de energía eólica costa afuera en el país y por tanto, se quiere dar la oportunidad para que la asignación de los Permisos se realice a múltiples proponentes, lo cual consideramos será positivo para la competencia. De esta manera, se proponen dos pasos en la asignación, teniendo en cuenta la calificación obtenida en la evaluación, la preferencia de las ofertas del proponente y el número de áreas que desearía que le fuesen adjudicadas.

La primera etapa consiste en evaluar las ofertas de todos los proponentes con el objetivo de asignar Permiso sobre un área, y luego, la etapa 2 consiste en repetir el proceso para, de ser posible, asignar una segunda área a los proponentes que así lo hayan solicitado.

A continuación, un ejemplo para ilustrar la asignación:

Supongamos que se presentaron 4 proponentes a la ronda y todos ellos fueron habilitados y pasaron a la fase de presentación de ofertas.

Los proponentes serán evaluados de acuerdo con los criterios definidos y a cada uno se le asigna un puntaje. Supongamos que el proponente de mayor puntaje fue el proponente 1, y el de menor puntaje el proponente 4, como se ilustra a continuación.

+puntaje



-puntaje

Proponente 1: áreas A, B, C

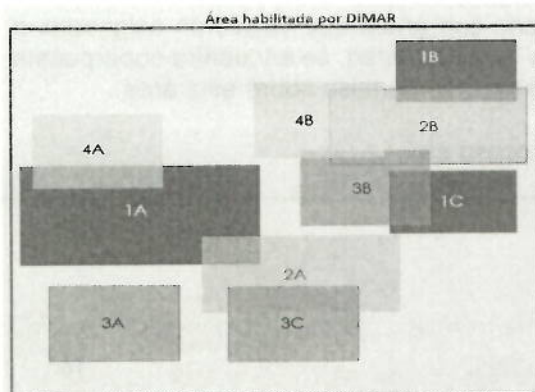
Proponente 2: áreas A y B

Proponente 3: áreas A, B, C

Proponente 4: áreas A y B

Además, supongamos que cada proponente hace varias ofertas de áreas. El área preferida por los proponentes será denominada "A", el área en segundo orden de preferencia será llamada "B" y el área en tercer lugar de preferencia es "C"

A continuación, la ilustración de las áreas de los proponentes:





De acuerdo con lo anterior, el análisis de ofertas en la etapa 1 de la asignación es:

El proponente 1, que tiene mayor puntaje será el primero en analizarse. A este proponente se le asigna Permiso de Ocupación Temporal sobre su área de preferencia 1A, ya que esta área no tiene superposiciones con áreas de proponentes que lo superen en puntaje. Al proponente 1 no se le asignarán permisos sobre más áreas durante la etapa 1.

Luego, se analiza el proponente 2, cuya área de mayor preferencia 2A está superpuesta con un área que ya se asignó a un proponente de mayor puntaje (es decir, 1A) y por lo tanto no puede ser asignarse el permiso sobre esta. Se considera entonces la segunda área en orden de preferencia, que es 2B, la cual se superpone con el área 1B, que tiene un puntaje superior, y varias áreas de puntaje inferior. Sin embargo, al proponente 1 ya le fue asignado un permiso sobre otra área, por lo tanto, se asigna el Permiso de Ocupación Temporal sobre el área 2B.

En cuanto al proponente 3, su área de mayor preferencia 3A no tiene superposición alguna con otras áreas, así que se asigna el Permiso de Ocupación Temporal sobre el área 3A.

El proponente 4 tiene ambas opciones A y B superpuestas con áreas que ya se asignaron a proponentes con mayor puntaje. Al no haber ningún área que no esté superpuesta con proponentes de mayor puntaje, no se realiza asignación al Proponente 4.

Se concluye, entonces, que la asignación en este ejemplo en la etapa 1 sería así:

Proponente 1 área A
Proponente 2 área B
Proponente 3 área A
Proponente 4 sin área

Luego, se ejecuta la etapa 2, que consiste en iterar el proceso anterior para asignar una segunda área a los proponentes siempre que esto no impacte las áreas asignadas en la etapa 1.

Se analiza primero al proponente 1, que tiene el mayor puntaje. Este proponente ya tiene asignada el área 1A. El área 1B no se puede asignar ya que se encuentra superpuesta con un área asignada al proponente 2 durante la etapa 1. Por tanto, se procede a asignar el área 1C, que está en tercer orden de elegibilidad y no se superpone con áreas asignadas en la etapa 1.

En cuanto al proponente 2, todas sus áreas propuestas fueron analizadas en la etapa 1, por tanto no es posible asignarle una segunda área en la etapa 2.

Luego, se analiza el proponente 3, cuya área B se superpone con áreas que ya fueron asignadas a proponentes de mayor puntaje. El área C, siguiente en orden de elegibilidad, se encuentra superpuesta con un área que no fue asignada (2A), por tanto, es posible asignarle permiso sobre esta área.

En conclusión, la asignación al finalizar las dos etapas del proceso es:



Asignación

Proponente 1 área A y C

Proponente 2 área B

Proponente 3 área A y C

Proponente 4 sin área

Con esto, se evidencia que la oportunidad de que los proponentes realicen varias ofertas y que seleccionen el orden de elegibilidad de las mismas facilita que efectivamente se dé una asignación a la mayoría de los proponentes, resultando en pluralidad de agentes.

Garantía de seriedad

La ANH realiza procesos de asignación de áreas cuyo objetivo es similar al objetivo de este proyecto normativo: permitir que las empresas exploren un recurso en un área específica. Teniendo esto en cuenta, inicialmente se consideró conveniente usar como referencia el valor de la garantía de seriedad empleado por la ANH en la ronda Colombia 2021, que es de 100 mil dólares, y esto fue incluido en la propuesta remitida a la SIC.

No obstante, considerando que el valor a cubrir con la garantía puede cambiar en cada ronda que se realice, es necesario permitir la flexibilidad de que el valor sea definido en los Pliegos de cada proceso competitivo.

Por otro lado, a raíz de los comentarios de la SIC en los que llama la atención sobre el principio de proporcionalidad aplicado al valor de la garantía de seriedad, se planteó que el valor de la garantía sea proporcional a la capacidad instalada propuesta por los Proponentes.

Análisis de Abogacía de la Competencia

El proyecto normativo fue enviado a la SIC para su análisis de abogacía de la competencia y esta entidad respondió con 12 recomendaciones:

1. *Con base en la revisión de la potencial oferta de proponentes para la asignación del POT, incorporar una regla que especifique que un mismo agente solo podrá presentar una oferta en el marco del proceso competitivo para la asignación de hasta dos POT, de manera unilateral o a través de una figura asociativa. Lo anterior implica que dicha regla es excluyente, es decir, que el agente podrá optar por presentarse de manera unilateral, o, a través de la conformación de una figura asociativa.*
2. *Adicionar, dentro del artículo 35 del Proyecto, la obligación a cargo del administrador de comprobar que ninguno de los proponentes haya presentado ofertas de manera unilateral y a través de una figura asociativa, en el marco de la celebración del mismo proceso competitivo. Se recomienda que dicha verificación se efectúe con anterioridad a la habilitación de los proponentes.*
3. *Incluir en el Proyecto una disposición que especifique que, en el evento que la DIMAR decida delegar la administración del proceso competitivo, dicha delegación deba realizarse mediante un proceso competitivo que garantice la concurrencia, la libre competencia y la selección objetiva del administrador.*
4. *Incluir en el Proyecto disposiciones normativas específicas tendientes garantizar la independencia entre el administrador del proceso competitivo y los proponentes.*



5. *Evaluar cuidadosamente las prerrogativas otorgadas al administrador, buscando eliminar aquellas que puedan poner en riesgo la garantía de transparencia, competencia y libre acceso dentro del proceso competitivo.*
6. *Incorporar dentro del Proyecto los lineamientos que deberán ser observados por el administrador en el marco del establecimiento de cualquier regla relacionada con las condiciones de participación de los agentes en los proyectos de generación de energía eólica costa afuera.*
7. *Establecer un mecanismo a través del cual se garantice la independencia del auditor frente al tercero administrador del proceso competitivo.*
8. *Evaluar detalladamente los requisitos de habilitación teniendo en consideración las condiciones del mercado y los efectos que la exigencia de estos puede representar para la entrada de agentes al mercado de generación de energía eólica costa afuera en Colombia.*
9. *Sustentar la inclusión de cada uno de los requisitos de habilitación técnica y financiera con el objetivo de que los mismos no se constituyan en posibles barreras de entrada o limitaciones de acceso al mercado de generación de energía eólica costa afuera*
10. *Sustentar apropiadamente el valor de la cuantía exigida para la suscripción de la garantía de seriedad de la oferta.*
11. *Incorporar una regla que especifique que el monto de la garantía de seriedad de la oferta a suscribir deberá ser proporcional a la dimensión de los proyectos de generación que integren las ofertas de los interesados.*
12. *Introducir una regla para la determinación de la cuantía de las garantías exigibles de: (i) cumplimiento del POT, (ii) cumplimiento de la concesión marítima y (iii) desmantelamiento, en función de (i) la naturaleza del objeto a ejecutar, (ii) el valor potencial de los recursos a administrar, y (iii) las obligaciones contenidas en el POT y la concesión marítima.*

Frente a la primera recomendación, se resalta que la resolución establece, en su artículo 26, que una de las causales de rechazo de las ofertas es "d) La presentación de más de una Propuesta en una misma Área Nominada o una misma Área del Proceso Competitivo por el mismo Proponente o personas jurídicas o naturales que hagan parte de más de un Proponente. En este caso se rechazarán las propuestas de los Proponentes de los que se es parte" esto con el objetivo de evitar que los permisos sean asignados a Proponentes con integrantes en común.

Además, acogiendo la recomendación realizada por la SIC, se modificó el Parágrafo 1 del artículo 18, con el fin de establecer de manera expresa que la regla de que los Proponentes o Proponentes Plurales no podrán tener integrantes en común.

En relación con la segunda recomendación se precisa que, en la ejecución del proceso, el Administrador deberá aplicar todos los lineamientos establecidos en esta resolución y velar por el cumplimiento de cada uno de los requisitos que han sido fijados. No obstante, acogiendo la recomendación hecha por la SIC, se incluyó en el Parágrafo 1 del artículo 18 la mención expresa para que el Administrador verifique esta condición.



Frente a la tercera recomendación de la SIC, se resalta que la DIMAR está sujeta a las disposiciones legales correspondientes, y por tanto, la designación que esta realice deberá estar de acuerdo con el régimen de contratación aplicable y siguiendo los principios que rigen la administración pública.

Acogiendo la tercera y cuarta recomendación de la SIC se adiciona en el artículo 3 la precisión sobre el mecanismo de designación de un tercero, por parte de la DIMAR, como Administrador del proceso, así: "Tal designación se hará mediante un contrato o convenio interadministrativo, con sujeción a la normativa que rige la contratación pública a la cual se encuentra sometida la DIMAR."

Acerca de la quinta recomendación se precisa que el propósito de la presente resolución es definir un proceso competitivo, estableciendo los lineamientos generales para el desarrollo de este.

Adicionalmente, las facultades otorgadas al Administrador son necesarias para que este, como ejecutor del proceso, pueda llevar a buen término el mismo no solo como un ejecutor de los lineamientos dados en la presente resolución, sino aquellos que en virtud de la experiencia que pueda tener en procesos similares, llegue a definir en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas.

Al ser entonces el Administrador quien, debiendo considerar la madurez del mercado de energía eólica costa afuera y al contexto en el momento en que se convoque cada ronda de asignación de Permisos de Ocupación Temporal, defina requisitos adicionales que considere necesarios, establezca los porcentajes de ponderación referidos en el artículo 24, y señale la manera de acreditar cada requisito, será el más idóneo para así mismo evaluar tales requisitos o parámetros que se lleguen a señalar en los Pliegos.

Adicionalmente debe recordarse que la resolución establece que el contenido de los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas deberá ser publicado por el Administrador tras la revisión y no objeción por parte del Ministerio de Minas y Energía y de DIMAR, tanto para su versión a comentarios de la ciudadanía como en aquella definitiva.

Frente a la sexta recomendación se resalta que los lineamientos que deberán ser observados por el Administrador son todos aquellos que se encuentran establecidos en la presente resolución y no se considera la necesidad de adicionar los mismos.

En atención a lo anotado por la SIC al manifestar que "el amplio margen de acción que tendrá el administrador en el desarrollo del proceso competitivo puede constituir un riesgo de afectación a la libre competencia económica", se agregó en el artículo 35 que las disposiciones contenidas en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas deberán promover la libre competencia y no podrán constituir barreras o afectaciones sobre la participación en el proceso. Así mismo, se reitera que los Pliegos y Bases de Condiciones deberán contar con la no objeción del Ministerio de Minas y Energía y de DIMAR para su publicación.

De otro lado, las actuaciones desplegadas por el Administrador en ejecución del proceso competitivo contarán con un proceso de auditoría para verificar la transparencia.



Acogiendo la séptima recomendación, se adicionó en el artículo 35 que la selección del auditor del proceso competitivo deberá realizarse por medio de un proceso de selección competitivo y objetivo, para con ello salvaguardar la imparcialidad del auditor frente al proceso.

Respecto a la octava y novena recomendación, se enfatiza en que la presente resolución flexibiliza los requisitos para la habilitación técnica y financiera, a su vez conservando los mínimos requisitos necesarios para llevar a cabo un proyecto de energía eólica costa afuera, de acuerdo con los casos de referencia internacionales y con el análisis de comentarios que fueron allegados por los agentes. Lo anterior con el fin de promover la participación de los agentes en este proceso competitivo.

Sin embargo, debe señalarse que se considera indispensable que el posible adjudicatario cuente con experiencia específica en el campo de la energía eólica costa afuera por las diferencias entre esta tecnología y otras fuentes FNCER en tierra.

Atendiendo la recomendación novena, se adicionó en esta memoria justificativa el análisis sobre el razonamiento de la necesidad de cada uno de los criterios técnicos y financieros definidos para la habilitación. Así mismo, se incluyó allí un análisis sobre el impacto de estos criterios en la cantidad de proponentes que podrían realizar ofertas en el proceso.

Finalmente, se resalta que, como se describe en esta memoria justificativa, los criterios se encuentran en correspondencia de acuerdo con diferentes prácticas internacionales para este tipo de procesos competitivos, y que en estos casos internacionales que se evidencian la participación de proponente plurales cuando no es posible para una empresa cumplir todos los requisitos por sí misma.

En cuanto a las recomendaciones número diez y once, se incluyó el referenciamiento empleado y el análisis correspondiente en la memoria justificativa y se agregó, en el artículo 30, un lineamiento para que el valor de la garantía de seriedad incluya la proporcionalidad referida por la SIC en su concepto.

Sobre la duodécima recomendación, se resalta que las fórmulas de cálculo de los valores de las garantías de cumplimiento del Permiso y de la Concesión, y la garantía de desmantelamiento serán definidos por DIMAR en los anexos de los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas de acuerdo con el artículo 6, los cuales cumplirán con el debido periodo de consulta. Por tanto, los Proponentes podrán conocer esta información con antelación a la etapa de habilitación, y podrán participar sin incertidumbre sobre el costo de las garantías que asumirían durante el proyecto.

Referencias:

European Subsea Cables Association. (2022). Submarine Power Cables. Recuperado el 4 de mayo de 2022. Disponible en: <https://www.escae.eu.org/articles/submarine-power-cables/>

IDEA. (2020). Eólica Marina. Recuperado el 4 de mayo de 2022. Disponible en: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>

Cardozo, A, et al. 2017. Impacto en la calidad de energía de la incorporación eólica a gran escala en Uruguay. Evaluación de modelos de estimación de perturbaciones. CIGRÉ. XVII Encuentro



Regional Iberoamericano de CIGRÉ. Disponible en:
http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/64638/Documento_completo.pdf?sequence=1

Francia – Términos de Referencia licitaciones eólicas flotantes, 2021.

Reino Unido, The Crown State Tender Documentation Ronda 4, 2021

Dinamarca, Términos de Referencia proceso licitatorio Thor, 2021

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

(Por favor indique el ámbito de aplicación o sujetos obligados de la norma)

La resolución en mención aplica a personas naturales y jurídicas interesadas en el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, así como a las entidades involucradas en los trámites, permisos, procesos y procedimientos necesarios para la ejecución de dichos proyectos.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

La resolución se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas en ellos numerales 6 y 9 del artículo 59 de la Ley 489 de 1998, numerales 1, 4 y 5 del artículo 2 y numeral 1 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012 así como aquellas facultades de DIMAR establecidas en los numerales 2, 21 y 29 del artículo 5 del Decreto Ley 2324 de 1984

3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas arriba relacionadas se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no están sujetos a un plazo.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto



El proyecto normativo no deroga, modifica, adiciona o sustituye expresamente ninguna norma, pero plantea la derogatoria futura por parte de la DIMAR, de la Resolución DIMAR 0794 de 2020.

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

De acuerdo con la información suministrada y avalada por la Coordinación del Grupo de Defensa Judicial de la Oficina Asesora Jurídica, una vez analizadas las bases de datos de procesos con las que cuenta dicha dependencia, no se evidenciaron sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición de la presente resolución.

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

Lo dispuesto en el proyecto normativo no impacta directamente los recursos de la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No aplica

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN (Si se requiere)

Por medio del proyecto de resolución se establece el mecanismo, de tipo competitivo, para el otorgamiento de un permiso de ocupación temporal de áreas marítimas para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera. Se establece la necesidad de que los proyectos se desarrollen con estricta sujeción a la normativa ambiental, así como toda aquella que establezca requerimientos para el desarrollo de tales proyectos. Lo anterior para referenciar el deber de pronunciamiento previo por parte de las autoridades ambientales y del patrimonio cultural de La Nación, para que se puedan desarrollar los proyectos.

De otro lado, debe señalarse que la energía eólica está contemplada por la Ley 1715 de 2014 como una fuente FNCER, por lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al incentivar la incorporación de fuentes de generación de energía que contribuyan a:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

7. CONSULTA

No aplica por cuanto el acto administrativo no genera ninguna incidencia para las comunidades indígenas ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

MEMORIA JUSTIFICATIVA

8. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS


Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

CUESTIONARIO DE ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA - ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:	Por medio de la cual se define el proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, se convoca la primera ronda y se dictan otras disposiciones	No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:
ENTIDAD QUE REMITE:	Ministerio de Minas y Energía	FECHA: 12 de julio de 2022

CUESTIONARIO

PREGUNTA		SI	N O	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X	No, el acto administrativo busca una asignación en competencia a cuantos agentes cumplan la etapa de habilitación y realicen oferta en el proceso. El producto de este proceso no está encaminado a asignar de manera exclusiva el desarrollo de proyectos de energía eólica costa afuera	
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.	X		El acto administrativo establece el proceso que deben seguir los interesados en desarrollar proyectos de generación de energía eólica costa afuera para obtener el permiso de uso sobre aguas marítimas para el proyecto.	La definición del permiso se da con el fin de optimizar el uso de un bien público, como lo es el recurso marítimo. El proceso busca, además, una asignación competitiva y transparente en caso de que haya varios solicitantes del permiso sobre una misma área.



c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	X	El acto administrativo establece un proceso competitivo para la asignación de los permisos que hoy puede otorgar DIMAR buscando que quien desarrolle los proyectos de energía eólica costa afuera en el mar colombiano tenga las actividades técnicas y financieras para llevarlos a buen término. Sin embargo, no se está asignando un producto de energía, así como tampoco se plantean requisitos adicionales a los existentes para prestar el servicio de generación de energía.	Actualmente el desarrollo de proyectos de energía costa afuera debe surtir el trámite establecido en la normativa de DIMAR.
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.	X	No se generan costos adicionales asociados a la prestación del servicio de generación de energía eléctrica	
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.	X	No, la resolución no establece barreras geográficas para la circulación de bienes o servicios.	
f)	Incrementa de manera significativa los costos:			
	i) Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o	X	No, la resolución no establece disposiciones que se vean reflejadas de manera significativa en los costos del posible servicio que pueda llegar a prestarse como resultado del desarrollo de estos proyectos	
	ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.	X		
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:			



a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X	No, la resolución no influye en los precios de ningún bien o servicio	
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		X	La resolución no está relacionada con la distribución o comercialización de bienes o servicios.	
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X	Actualmente no existen proyectos de energía eólica costa fuera operando. Sin embargo, se reitera que el producto del proceso no es energía.	



e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X	El proyecto no incluye disposición alguna que tenga que ver con los procesos de producción u organización industrial de las empresas.	
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X	El proyecto de resolución no limita la innovación e incluso promueve el desarrollo de proyectos de tecnologías nuevas para el país	
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		X	El proyecto incluye todas las disposiciones necesarias y no deja espacio a regímenes de autorregulación o correulación.	
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		X	El proyecto de resolución no incluye ninguna disposición que implique revelar información sensible propiedad de los agentes privados a terceros.	
CONCLUSIONES					
<p>Actualmente el desarrollo de proyectos de energía costa afuera debe surtir el trámite establecido en la normativa de DIMAR. El presente proyecto normativo, teniendo en cuenta lo incipiente del mercado de energía costa afuera en Colombia, pero considerando el gran potencial de recurso que existe, busca que la obtención de los Permisos sobre aguas marítimas sea de forma competitiva y transparente, garantizando que el adjudicatario cuente con las condiciones técnicas y financieras mínimas necesarias para la ejecución de un proyecto de generación de energía eólica costa afuera en el mar colombiano.</p>					

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria <i>(Firmada por el servidor público competente –entidad originadora)</i>	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo <i>(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)</i>	N/A
Informe de observaciones y respuestas <i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	N/A
Otro <i>(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)</i>	N/A

Aprobaron:


Asesor de Defensa ALBERTO ALFREDO AMAYA BUENO
Coordinador Grupo Legal Marítimo - DIMAR


Profesional de Defensa JOSÉ ALEJANDRO GARCIA QUINTERO
Asesor del Despacho del Director General Marítimo - DIMAR


PAOLA GALEANO ECHEVERRI
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica
Ministerio de Minas y Energía


JULIAN ANTONIO ROJAS ROJAS
Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Ministerio de Minas y Energía

