



## MEMORIA JUSTIFICATIVA

### PROYECTO DE DECRETO

*“Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, respecto a la definición de lineamientos de política pública para la asignación de puntos de conexión a generadores en el Sistema Interconectado Nacional”*

#### 1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

Este documento evidencia el análisis que sustenta los lineamientos para la asignación de puntos de conexión o capacidad de transporte para generadores, en términos del ámbito de aplicación, el alcance y la implementación.

Adicionalmente, se realizó un análisis de los siguientes elementos: (i) los antecedentes asociados a la regulación actual mediante la cual se definen los procedimientos generales para la asignación de capacidad de transporte de generadores; (ii) las problemáticas identificadas; (iii) la revisión de la racionalidad teórica y práctica de los lineamientos planteados; (iv) las razones por las cuales se proponen los lineamientos establecidos; y (v) las consideraciones para su selección.

##### 1.1 ANTECEDENTES GENERALES

Colombia se ha convertido en un destino apetecido para los desarrolladores de proyectos de generación renovable. La Unidad de Planeamiento Minero-Energético – UPME reportó que a junio de 2020 se tienen 7946 MW en conexiones aprobadas, lo que corresponde a 133 proyectos de generación renovable (solar fotovoltaica: 111 proyectos, eólico: 18 proyectos y biomasa: 4 proyectos). La mayoría de estos proyectos están concentrados en la Guajira y el Atlántico.

Esta situación se ha incrementado debido a la expedición de la Ley 1715 de 2014 *“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”* y al impulso de las subastas de contratos de largo plazo de energía, llevadas a cabo por el Ministerio de Minas y Energía en el 2019.

Por otra parte, los proyectos convencionales también suman a las conexiones aprobadas por la UPME, representando 4094 MW entre 73 proyectos de tecnología térmica (2551 MW en 18 proyectos), hidráulica (1392 MW en 42 proyectos) y otros en su mayoría autogeneración (152 MW y 13 proyectos); concentrados en mayormente en las regiones de Antioquia y el Caribe.

A la fecha, muchas de las solicitudes aprobadas de proyectos con fuentes convencionales y renovables no convencionales no se han concretado como proyectos de generación en operación en las redes del Sistema Interconectado Nacional – SIN. De 206 proyectos (12041 MW) que a la fecha tienen concepto aprobado por la UPME, 36 (612 MW) tienen su Fecha de Puesta en Operación - FPO vencida.

De estos valores se deben restar aquellos proyectos que ya constituyeron la garantía para la reserva de capacidad de transporte y por tanto, los que ya firmaron el contrato de conexión con el Transportador (3776 MW en 59 proyectos). A continuación, se muestran las estadísticas de capacidad de transporte comprometida por departamento y por FPO:



TECNOLOGÍA	Cantidad de proyectos por tecnología								
	2015	2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
BIOMASA					1				1
EÓLICA					4	1		7	12
HIDROELECTRICA	1	1	1	2	2	4	2		13
AUTOGENERACIÓN				1	1				2
SOLAR FOTOVOLTAICA				1	14	11	2		28
TÉRMICA					2		1		3
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>24</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>59</b>

TECNOLOGÍA	MW de capacidad por tecnología								
	2015	2016	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
BIOMASA					10				10
EÓLICA					480	50		1,099	1,629
HIDROELECTRICA	5	2	20	76	16	16	31		164
AUTOGENERACIÓN				60	4				64
SOLAR FOTOVOLTAICA				102	589	507	279		1,477
TÉRMICA					80		252		332
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>238</b>	<b>1,178</b>	<b>573</b>	<b>562</b>	<b>1,099</b>	<b>3,676</b>

DEPARTAMENTO	MW de capacidad por departamento										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
ANTIOQUIA			14	9	30	6	34	118	850	4	1,064
ARAUCA							15			10	25
ATLANTICO					34	10	119	460		168	791
BOLIVAR						9	70	30	692		800
BOYACA							100	18			118
CALDAS									154	9	163
CASANARE								25			25
CAUCA	5				1		36				42
CESAR							50	150	660		860
CHOCO							171				171
CORDOBA							140	239	386		765
CUNDINAMARCA					-						-
LA GUAJIRA					30		32		492	397	951
MAGDALENA							120	100			220
META								17			17
NORTE DE SANTANDER								185			185
RISARALDA						5	6		38		49
BOGOTA D.C.						3	10	50			63
SANTANDER		48		40			80	240	360		767
SUCRE			5			30	195	10	150		390
TOLIMA	8		45				59	300	226		638
VALLE DEL CAUCA		16	1			-		97		148	262
<b>Total general</b>	<b>13</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>49</b>	<b>95</b>	<b>63</b>	<b>1,236</b>	<b>2,037</b>	<b>4,007</b>	<b>736</b>	<b>8,365</b>

Fuente: UPME junio de 2020

De acuerdo con las tablas anteriores, es evidente que muchos de los proyectos con concepto de conexión aprobado tienen retrasos en su FPO. Esto se debe en algunos casos a circunstancias ajenas a los promotores, como, por ejemplo, retrasos en el licenciamiento ambiental, problemas en el cierre financiero del proyecto, entre otras. Estas causas de retraso en la FPO originan dos situaciones, a saber: (i) que no se cuente con la capacidad de generación que resultaría útil para el mercado de energía del país; y (ii) que



se acapare la capacidad de transporte y la misma se mantenga ociosa, evitando la entrada al mercado de otros agentes.

Lo anterior ha causado que algunos proyectos de generación (convencionales y renovables no convencionales) enfrenten problemas que originen incertidumbre sobre su construcción y entrada en operación temprana. Esta problemática se debe, en gran medida, a que pese a que muchos desarrolladores agilizan trámites de licenciamiento ambiental, se demoran en obtener un punto de conexión al SIN por falta de capacidad en la red o por la necesidad de desarrollar proyectos de expansión.

Ahora, el procedimiento actual de conexión de generadores se rige por la Resolución CREG 106 de 2006 “*Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local*”, las disposiciones del código de redes y la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificatorias.

La Resolución CREG 106 de 2006 establece las siguientes disposiciones:

- Los generadores que pretendan conectarse al Sistema de Transmisión Nacional – STN, al Sistema de Transmisión Regional – STR o al Sistema de Distribución Local – SDL, deben cumplir con el anexo de dicha resolución y con el código de redes. Lo mismo aplica para modificaciones de capacidad.
- El derecho a la capacidad es intransferible.
- Hay dos opciones de procedimiento, según la conexión:
  - i. Cuando no sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos por uso: Primero, el estudio de conexión debe someterse a la viabilidad del Transportador nacional - TN o del Operador de Red - OR, según el caso, y del Transportador Regional - TR u otro propietario. Es el TN o el OR quien remite a la UPME el estudio. El estudio debe incluir el análisis de factibilidad técnica.
  - ii. Cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos por uso: Si la expansión es en el STN, el estudio se presenta directamente ante la UPME. Si la expansión es en el STR, debe presentarse al OR. El estudio debe incluir el análisis de factibilidad técnica y económica, ya que se requiere expansión. Los beneficios deben superar los costos de inversión. Se exige que una de las alternativas de conexión corresponda exclusivamente a activos a cargo del generador. Esto quiere decir que se debe presentar al menos una alternativa que no requiera expansión.
- Se precisan condiciones y prioridad para proyectos con asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF.
- Una vez aprobada la conexión, el generador debe entregar a la UPME el cronograma y la curva S. Luego, se tienen 30 días para firmar el contrato de conexión y presentar la garantía de reserva de capacidad (1 USD/kW. Ejemplo: 20 MW necesitaría una garantía de 20 mil dólares). Esto solo aplica cuando no se requiere expansión o cuando la expansión no es por convocatoria. Si no cumple el plazo, no se obliga al transportador a mantener la capacidad y podrá disponer de ella.  
Nota: Si el plazo no se cumple, es responsabilidad de ambos (no se conocen casos de pérdida por esta razón).
- Los proyectos que requieren expansión por convocatoria deben presentar garantías según las Resoluciones CREG 022 de 2001 y 024 de 2013, con obligaciones y montos exigentes.
- Cuando no se requiere expansión, si el generador desiste o si no entra en la fecha del contrato, perdería el punto de conexión.



Nota: Hay casos donde la fecha del contrato es diferente a la del concepto.

- Cuando se requiere expansión, la capacidad asignada debe quedar en el Plan de Expansión.  
Nota: Aplica principalmente al STN. La expansión del STR se puede dar por concepto y no necesariamente a través del plan.
- Se debe hacer seguimiento al desarrollo de los proyectos de generación, pero se exige la entrega del cronograma y curva S solo a los que no requieren expansión.
- Se debe registrar ante el ASIC una capacidad menor o igual a la aprobada.
- Condiciones para retiros temporales, hasta por un año.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se analizó el procedimiento para la asignación de capacidad de transporte al SIN, así como las observaciones que realizaron de forma masiva los gremios de generación, los promotores de proyectos, los agentes generadores, los Operadores de Red – OR, los Transmisores Nacionales – TN, el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, el Consejo Nacional de Operación – CNO y la UPME. Estos revisaron la problemática y generaron propuestas para la modificación de la regulación existente ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Las situaciones identificadas y algunas de las observaciones realizadas a las disposiciones de la regulación vigente son la siguientes:

- No se precisa la información que se debe entregar. A hoy, esta información la determina la UPME.
- No hay precisión en los criterios de orden de evaluación y de asignación. Solo se prioriza los que adquieran OEF. Según el código de procedimiento, al no existir criterio de orden, se debe atender por orden de llegada. En consecuencia, actualmente la asignación se da por orden de llegada y se tiene en consideración el cumplimiento de requisitos y la capacidad. De requerir expansiones, una vez ésta se apruebe, la asignación también se da en orden de llegada. Así, el orden de llegada es determinante cuando se compite por capacidad.
- Cuando no se requiere expansión, la regulación no establece un límite para modificar la FPO. Solo se limita si el cambio de la FPO origina algún tipo de problema técnico.
- Cuando no se requiere expansión: los eventos de pérdida de derechos no son contundentes. El esquema de obligaciones y garantías es débil. Se recomienda que se asemeje al de las expansiones de los OR, al permitir un cambio y así, ante cambios adicionales, se afecte la garantía con un factor. Uno de los problemas es que los generadores obtienen concepto de conexión y tardan en iniciar la ejecución del proyecto, limitando los que están atrás.
- La FPO del contrato de conexión debe ser la misma del concepto de conexión.
- Se reserva una capacidad del sistema a proyectos de los cuales no se tiene certeza sobre su FPO (se caracterizan por no estar registrados en una fase UPME avanzada, no tener licenciamiento ambiental, no tener inversionista, entre otros), restringiendo la conexión de otros en una fase más avanzada y con mayor probabilidad de entrada en operación.
- Reserva de capacidad de conexión en subestaciones a proyectos con poca certeza de ejecución, lo cual crea un conflicto con otras obras que tienen mayor respaldo técnico-económico.
- Dificultad para realizar el ejercicio de planeación con proyectos aprobados por el OR o la UPME, con incertidumbre o retrasos en su ejecución.
- Inexistencia de criterios para asignar el acceso a la red ante múltiples solicitudes que exceden la capacidad de transporte disponible.
- Algunos proyectos aprobados por la UPME no alcanzan a firmar el contrato de conexión y las pólizas en los tiempos establecidos por la CREG.
- Posibilidad de acaparar capacidades de conexión por parte de proyectos de generación en subestaciones del SIN, aun cuando en algunos casos la aprobación de sus respectivos procesos de licenciamiento ambiental es incierta.



- Trámite de conceptos de conexión a través de procesos diferentes y simultáneos, dependiendo de si la subestación o el área en la que se va a conectar el proyecto de generación requiere o no la construcción de nuevos activos de uso. Esto conduce a que la UPME o los OR/TN no otorguen sus conceptos de conexión sobre la misma base de información.
- Se presentan demoras por parte de los OR/TN para la viabilidad técnica de la conexión, a pesar de que regulatoriamente tienen un plazo de 45 días para dar el concepto.
- Demoras por parte de la UPME en emitir el concepto de conexión, principalmente por el alto volumen de solicitudes que han desbordado la capacidad operativa.
- Creación de un mercado secundario y paralelo de conexiones que está generando un tipo de especulación sobre los puntos de conexión, limitando el acceso de inversionistas reales a la red.

## 1.2 OPORTUNIDADES Y CONVENIENCIA

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se desarrollaron lineamientos de política para la asignación de capacidad de transporte de energía eléctrica en el SIN. El objetivo principal es el uso adecuado y eficiente de la disponibilidad de capacidad de transporte de las redes, garantizando la prestación del servicio de energía eléctrica de forma eficiente, sostenible y continua.

La asignación de capacidad de transporte de energía debe cumplir con las necesidades de expansión de generación del SIN, priorizando los proyectos con compromisos de mecanismos definidos como las subastas de cargo por confiabilidad o subastas de contratos de largo plazo de energía, o cualquier mecanismo definido por el Gobierno, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG.

Se considera que una vez emitido el concepto de conexión para un proyecto de generación o autogeneración, se deben cumplir los mecanismos o instrumentos que defina la CREG para garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada. Adicionalmente, la FPO de los proyectos con concepto favorable podrá ser modificada de acuerdo con las reglas definidas por la CREG. Este cambio debe incluir las condiciones de los mecanismos o instrumentos que garanticen la utilización de la capacidad asignada. Esto, con la finalidad de hacer más vinculante la asignación de capacidad y la puesta en operación de los proyectos.

Dentro de los lineamientos del acceso a la capacidad de transporte se contempla el derecho de ceder la capacidad de transporte asignada a un proyecto, sin embargo, esta capacidad de transporte no podrá ser fraccionada. Lo anterior, entendiendo que el interés de inversión de los promotores de los proyectos puede cambiar en un momento dado y es posible que quieran ceder la capacidad de transporte a otro inversionista.

En cuanto a la pérdida de la capacidad de transporte asignada para un proyecto y con el objetivo de hacer más vinculante la asignación de capacidad y la puesta en operación de los proyectos, se estableció que la capacidad se puede perder cuando: (i) no se cumplan los mecanismos o instrumentos que defina la CREG para garantizar la utilización de esta capacidad; (ii) se modifique la FPO del proyecto sin cumplir con estos mecanismos o instrumentos; (iii) no se cumplan los compromisos de mecanismos definidos como las subastas de cargo por confiabilidad o subastas de contratos de largo plazo de energía o cualquier mecanismo definido por el Gobierno, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG, esto siempre y cuando no se pueda demostrar un porcentaje de cumplimiento específico que podrá ser definido por la CREG; o (iv) se presenten comportamientos que no cumplan con las reglas establecidas por la CREG.

Finalmente, el decreto contempla un régimen de transición para aquellos proyectos que de manera previa a la publicación de este decreto: (i) tengan la capacidad de transporte asignada; (ii) se encuentren construyendo el proyecto; y (iii) los que no se encuentren con la FPO vencida. Lo anterior, para verificar efectivamente la capacidad de transporte que se está utilizando o se va a utilizar y la capacidad puede ser liberada.



## 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El decreto en mención aplica para los interesados en acceder a la asignación de puntos de conexión o capacidad de transporte de energía eléctrica para proyectos de generación y autogeneración con una capacidad instalada igual o mayor a 1 MW. Adicionalmente, el decreto aplica a los transportadores o propietarios de los activos que conforman los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.

## 3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

El proyecto de decreto que se propone, se expide con base en las facultades constitucionales y legales, en especial las previstas en el numeral 11 del artículo 189, y los artículos 365 y 370 de la Constitución Política, los artículos 2, 3, y 8 de la Ley 142 de 1994 y los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 18 y 29 de la Ley 143 de 1994, actualmente vigentes.

El decreto propuesto guarda coherencia con el ordenamiento jurídico vigente, observa la constitución y la ley, además de los principios que rigen la función administrativa, sin que se evidencie ningún problema de interpretación y aplicación de los preceptos normativos que se proyectan frente a las disposiciones legales vigentes.

Así mismo, no se encuentra circunstancia jurídica adicional relevante para la expedición de esta norma, de conformidad con lo previsto en el Decreto 1081 de 2015.

### 3.2. Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El numeral 11 del artículo 189 del Constitución Política de Colombia se encuentra vigente y no ha sido objeto de modificaciones. Asimismo, los artículos 365 y 370 de la Constitución Política se encuentran vigentes y sin modificaciones.

En cuanto a la Ley 142 de 1994, los artículos 2, 3 y 8 se encuentran vigentes. Lo mismo sucede con los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 18 y 29 de la Ley 143 de 1994.

### 3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas.

El decreto planteado adiciona la Sección 2.2. al capítulo 2, del Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, la cual conforme a lo desarrollado en el proyecto de decreto.

### 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.

Se elevó consulta ante el Coordinador del Grupo de Defensa Judicial y extrajudicial, ante lo cual informó que:

[...] se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ:

- El artículo 189 numeral 11, los artículos 365 y 370 de la Constitución Política.



Una vez revisada la base de datos, se tiene que contra estos artículos constitucionales no aparecen a la fecha demandas y notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos, tampoco se han derogado o modificado por acto legislativo, por lo que se encuentran vigentes.

- **Los artículos 2, 3, y 8 de la Ley 142 de 1994.**

Una vez revisada la base de datos, se tiene que contra estos artículos no aparecen a la fecha demandas y notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos, tampoco se han derogado o sustituido por otra norma, por lo que se encuentran vigentes.

- **Los artículos 2, 3, 4, 5, 6, 18 y 29 de la Ley 143 de 1994.**

Una vez revisada la base de datos, se tiene que contra estos artículos no aparecen a la fecha demandas y notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos, tampoco se han derogado o sustituido por otra norma, por lo que se encuentran vigentes.

#### **4. IMPACTO ECONÓMICO**

El proyecto de decreto “*Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, respecto a la definición de lineamientos de política pública para la asignación de puntos de conexión a generadores en el Sistema Interconectado Nacional*” no representa un impacto económico para la Nación.

#### **5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL**

El proyecto de decreto objeto de la presente memoria no implica por sí la ejecución de algún recurso.

#### **6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL**

Conforme lo establece el numeral sexto del artículo 2.1.2.1.6 del Decreto 1081 de 2015, no es necesario desarrollar este punto, en vista que por medio de este proyecto de decreto no hay una afectación o impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural.

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

De conformidad con el artículo 2.1.2.1.9. del Decreto Único del Sector de Presidencia y la Ley 1340 de 2009, que trata sobre la abogacía de la competencia, se aclara que esta reglamentación no tiene incidencia en la libre competencia de los mercados.

Adicionalmente, de conformidad con el artículo 2.1.2.1.10 del Decreto Único del Sector de Presidencia, la conformación de esta comisión no es un reglamento técnico, por lo tanto, no deberá seguir ningún tipo de evaluación de la conformidad con la Organización Mundial del Comercio, la Comunidad Andina de Naciones y los países con los cuales Colombia tenga acuerdos comerciales vigentes, como así lo requiere el artículo 2.2.1.7.5.10. del Decreto Único del Sector Comercio (1074 de 2015).

Así mismo, la sola emisión de este acto administrativo no genera una incidencia directa ni indirecta para las comunidades indígenas, ni minorías reconocidas constitucional y legalmente, con lo cual se estaría dando cumplimiento a lo establecido por el bloque de constitucionalidad y lo aclarado por la Corte Constitucional en este sentido, lo cual está incluido en la Sentencia SU-123 de 2018 que contempla:



*“La jurisprudencia constitucional, en armonía con el derecho internacional, ha definido la afectación directa como el impacto positivo o negativo que puede tener una medida sobre las condiciones sociales, económicas, ambientales o culturales que constituyen la base de la cohesión social de una determinada comunidad étnica. Procede entonces la consulta previa cuando existe evidencia razonable de que una medida es susceptible de afectar directamente a un pueblo indígena o a una comunidad afro descendiente.”*

## 8. PUBLICIDAD

En atención a lo dispuesto en el numeral 8° del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, y en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 270 de 2017 y en las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios del público entre el 28 de junio y el 13 de julio y las observaciones y sugerencias recibidas fueron debidamente analizadas.

La constancia de publicación emitida por el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano hace parte de esta memoria justificativa (\_\_\_\_\_).

## 9. CONCEPTO DEL DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCIÓN PÚBLICA

No aplica por cuanto el acto administrativo no establece nuevos trámites como lo dispone el artículo 2.1.2.1.11 del Decreto 1609 de 2015.

## 10. MATRIZ RESUMEN OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

La matriz que contiene las observaciones y comentarios hace parte de la presente memoria justificativa (Anexo \_\_\_\_\_).

## 11. INFORME GLOBAL DE LAS OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

El informe global con las respuestas a cada uno de los comentarios y observaciones recibidas, se encuentran incluidas en la matriz mencionada en el numeral 10 del este documento.

La presente Memoria Justificativa fue elaborada por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales y la Oficina Asesora Jurídica en Bogotá D.C., el 2 de julio de 2020.

**LUIS JULIAN ZULUAGA LÓPEZ**

Jefe de la Oficina de Asuntos  
Regulatorios y Empresariales

**LUCAS ARBOLEDA HENAO**

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectaron: Diana Cely, Camila Montoya  
Revisó: Miguel Lotero, Julián Zuluaga  
Aprobaron: Julián Zuluaga, Lucas Arboleda