



ESTUDIO TÉCNICO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

“Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

Este documento muestra el análisis que sustenta la reglamentación de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 en términos de: i) el alcance de la obligación, ii) las condiciones para el cumplimiento de la obligación y iii) la exigibilidad de la obligación.

Se presenta una revisión tanto de la racionalidad, teoría y práctica para el objeto y alcance de la obligación, como de recomendaciones internacionales en cuanto a la creación de portafolios de energía renovables (“RPS”). Adicionalmente, se examina la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (“FNCER”) al Sistema Interconectado Nacional (“SIN”) en el escenario más crítico teniendo en cuenta la reglamentación operativa vigente y su comparación con estudios de penetración de fuentes de generación renovable en otros países y finalmente, se analiza la pertinencia de los contratos a mediano y largo plazo y su función en los mercados eléctricos.

1.1 El “libre” mercado y el efecto *lock-in*: barreras para la transformación energética

Los sistemas eléctricos exhiben características de intensidad en capital y prolongada vida útil de activos, lo que conlleva a la generación y arraigo de rutas de dependencia. Cualquier sistema tecnológico o político en una ruta de dependencia experimenta un *momentum* que desencadena en el efecto *lock-in*. Una vez los sistemas están bajo este efecto, encuentran fuertes barreras para realizar una transición hacia otra dirección.¹

La teoría económica del efecto *lock-in* explica, entre otros, por qué una tecnología establecida y dominante presenta ventajas sobre su competencia, así esta última pueda tener un mejor desempeño². Este efecto se ve exacerbado por el excesivo enfoque neoclásico del “libre” mercado y la idea de que las tecnologías deben obtener una porción del mercado bajo condiciones de estricta competencia. De acuerdo con (Macrae, 1994) aunque esta idea se contradice con varias ramas fundamentadas de la teoría económica y su aplicación ha sido histórica y empíricamente imposible de comprobar, se ha usado de manera normativa para justificar políticas *laissez-faire* que derivan en un régimen social, tecnológico y económico que favorece la perpetuación de una inercia, en contraposición al cambio.

De hecho, en sí mismo el mercado y la existencia de competencia son deseables en términos de eficiencia a corto plazo, pero el favorecimiento excesivo en el uso de los mercados como el único instrumento de política pública y la noción de que los gobiernos necesitan tomar un rol de “no intervención” son desmesurados, en especial cuando se requiere una transformación en el ambiente político, económico y/o

¹ Scrase, Ivan; MacKerron, Gordon (eds.) Energy for the Future: A New Agenda. Palgrave Macmillan. 2009. Reino Unido

² Benavides, Juan; Cadena, Angela, et al. Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura Descentralizada. Fedesarrollo. Cuaderno número 68. 2018. Bogotá



tecnológico (energético) y cuando una intervención más directa puede, en balance, ser más eficaz para lograr objetivos políticos y socio-ambientales más allá de la eficiencia económica³.

Este concepto económico no es ajeno al ámbito jurídico Colombiano donde se señala que “(...) *en el modelo de economía social de mercado se reconocen las libertades económicas (...) [que pueden] ser limitadas por el Estado para remediar las fallas del mercado y promover desarrollo con equidad (...)*”⁴.

Los mercados son una abstracción teórica y sus estructuras, en presencia de cualquier tipo de “poder de mercado” (i.e. en cualquier situación de la vida real) tienden a favorecer las firmas establecidas, adaptadas al sistema, con todas las características inevitables del efecto *lock-in*. Según (Macrae, 1994)⁵ Las transformaciones requieren intervenciones que modifiquen la dirección de las rutas de dependencia, rompan la inercia producida por los mercados y generen un cambio rápido.

El objeto y alcance de la obligación de compra de energía proveniente de FNCER para agentes comercializadores del MEM busca atacar el efecto *lock-in* del sistema eléctrico, generar un cambio rápido mediante una intervención de política pública que se enmarca dentro de prácticas internacionales de política pública energética para portafolios de renovables y teniendo en cuenta las limitaciones operativas que para la integración de dichas fuentes variables tiene el sistema eléctrico colombiano.

1.2 Mecanismo de portafolio de renovables y su penetración en el SIN

Las metas de inclusión de renovables en las matrices eléctricas surgieron desde los años 70 en la política pública mediante diversos instrumentos, entre los cuales el más conocido es el portafolio estándar de renovables (RPS). El RPS es una herramienta de política pública que permite garantizar el cumplimiento de una meta de inclusión de renovables: generalmente un porcentaje de la generación total del país. En términos estrictos, sólo se considera un RPS si existe una penalidad por incumplimientos de la meta establecida⁶.

La Figura 1 presenta la distribución de metas (% de integración de renovables) y fecha de cumplimiento para 67 países. La mayoría de los RPS tienen metas alrededor del 20% y el 30% de inclusión de renovables en términos de generación del 2020 al 2030. Estos parámetros dependen en gran medida de las condiciones de cada país y de los análisis realizados para su diseño⁷. A continuación se presentan las principales características de diseño de un RPS y los análisis para el caso Colombiano.

- a) **Definición de la meta**⁸: En general se recomienda establecer la meta en términos de generación (MWh) con el fin de incentivar la instalación de la tecnología renovable. Algunos países utilizan MW que puede ser administrativamente más fácil de verificar, pero puede ocasionar incentivos errados para instalación en zonas que no cuentan con un recurso energético favorable. Así mismo, es recomendable establecer una meta anual con un año de finalización, por ejemplo un 30% anual

³ Scrase, Ivan; MacKerron, Gordon (2009) op.cit.

⁴ Corte Constitucional, Sentencia C-2263 de 2011. M.P. Jorge Ignacio Pretelt Chaljub.

⁵ Scrase, Ivan; MacKerron, Gordon (eds.) Energy for the Future: A New Agenda. Palgrave Macmillan. 2009. Reino Unido.

⁶ Heeter, Jenny; Speer, Bethany; Glick, Mark B. International Best Practices for Renewable Portfolio Standard (RPS) Policies. National Renewable Energy Laboratory – NREL. 2019. Golden, CO.

⁷ Ibid

⁸ Ibid



de las ventas al mercado minorista en 2030, que se logre mediante el incremento anual del 1% hasta llegar a la meta definida.

Para la definición de la meta se realiza un análisis que busca evaluar el potencial renovable desde 4 enfoques: El potencial del recurso, el potencial técnico, el potencial económico y el potencial de mercado. La meta es acotada por el potencial que presente la mayor restricción. La figura 2 presenta un resumen de los 4 potenciales y sus principales consideraciones.

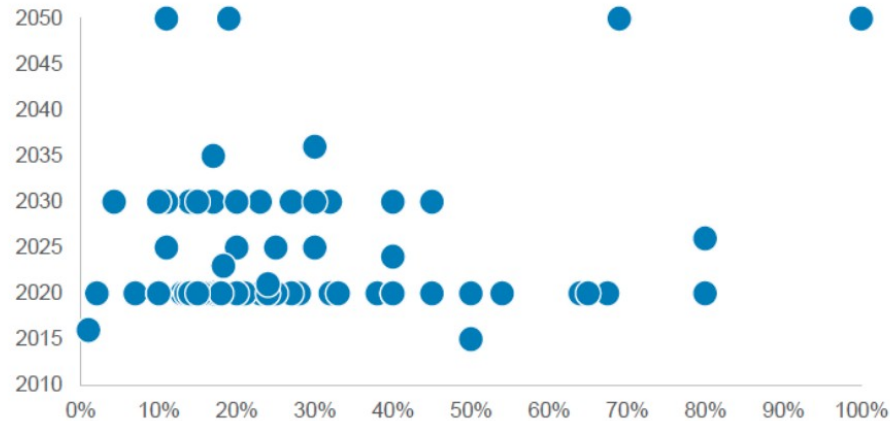


Figura 1 Distribución de metas de RPS a nivel internacional, por fecha de cumplimiento y % de renovables
Fuente: NREL

- Potencial del recurso: incluye mediciones de disponibilidad de recurso y condiciones meteorológicas que pudieran limitarlo.
- Potencial técnico: restringe el potencial del recurso a aquellas áreas o cantidades de capacidad que pueden técnicamente conectarse al sistema. También incluye restricciones topográficas y de uso de tierras.
- Potencial económico: determina el recurso que es costo-eficiente desarrollar, al menos en el corto y medianos plazo.
- Potencial de mercado: limita únicamente los recursos con potencial económico que se pueden desarrollarse a la luz de la regulación vigente.



Figura 2 Tipos de potencial renovable

Para el caso del análisis Colombiano, el potencial del recurso renovable en el país se analizó ampliamente en el documento Memoria Justificativa del Decreto 0570 de 2018⁹, donde se señala que el potencial de energía eólica asciende a los 29.5 GW, en energía solar fotovoltaica únicamente en sistemas distribuidos el potencial se acerca a las 2GW y en términos de energía proveniente de Biomasa se estima un potencial de 448.7 TJ/año. Un *proxy* para el potencial económico está representado por el número de proyectos FNCER inscritos en el registro de la UPME y que ya se encuentran al menos en Fase II. La Figura 3 muestra el número de proyectos por tecnología FNCER con este requisito. El *pool* de proyectos que conforma el potencial económico representa un 50,6% de la capacidad actual instalada en el país. El potencial de mercado está representado por aquellos proyectos que ya se encuentran en Fase III puesto que son proyectos que cumplen con la mayoría de las reglamentaciones vigentes en términos de concepto de conexión, licencia ambiental, entre otros. Los proyectos por tecnología FNCER con este requisito son 3 hidráulicas y 4 solares. El *pool* de proyectos que conforma el potencial de mercado representa un 0,35% de la capacidad actual instalada en el país.

⁹ Ministerio de Minas y Energía. Memoria Justificativa del Decreto “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”. 2018

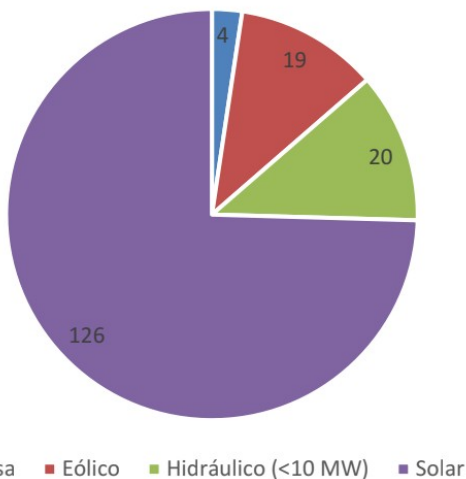
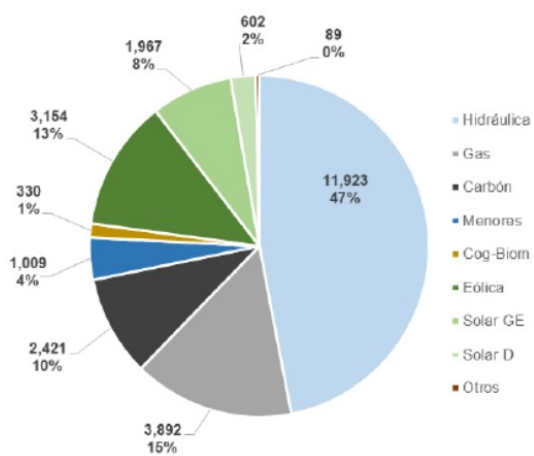


Figura 4 Número de proyectos FNCER

Adicionalmente, el porcentaje de renovables considerado en varios escenarios del Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031 de la UPME es un *proxy* alternativo del potencial económico y el potencial de recurso de renovables. A continuación se presentan los análisis de expansión para los escenarios 3A y 4A.

El escenario 3A, considera como criterio la no entrada en operación del proyecto Hidroituango. En este, la expansión total al final del período es de 8.532 MW distribuidos de la siguiente forma: Hidro Mayor 11.3%, Térmica (carbón, gas, líquidos) 18.0%, FNCER (hidro menores, biomasa, eólica, solar) 70.7%. Se da una mayor participación de las FNCER en la expansión resultante, pasando a 70.7%. La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 28% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.



Recurso	Base	Cargo por Confiabilidad	Expansión Total	Total [MW]
Hidráulica	10,963	0	961	11,923
Gas	3,528	0	364	3,892
Carbón	1,339	250	832	2,421
Menores	807	0	202	1,009
Cog-Biom	162	0	168	330
Eólica	18	0	3,136	3,154
Solar GE	10	0	1,957	1,967
Solar D	29	0	573	602
Otros	0	89	0	89
Total	16,856	339	8,193	25,387

Figura 5 Composición matriz 2031- Escenario 3A

Fuente: UPME

El escenario 4A del Plan considera la entrada del proyecto Hidroituango con un atraso de cinco años. La expansión total del escenario al final del período es de 8.398 MW. La capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 24% en la composición de la matriz de generación al final del período de estudio.

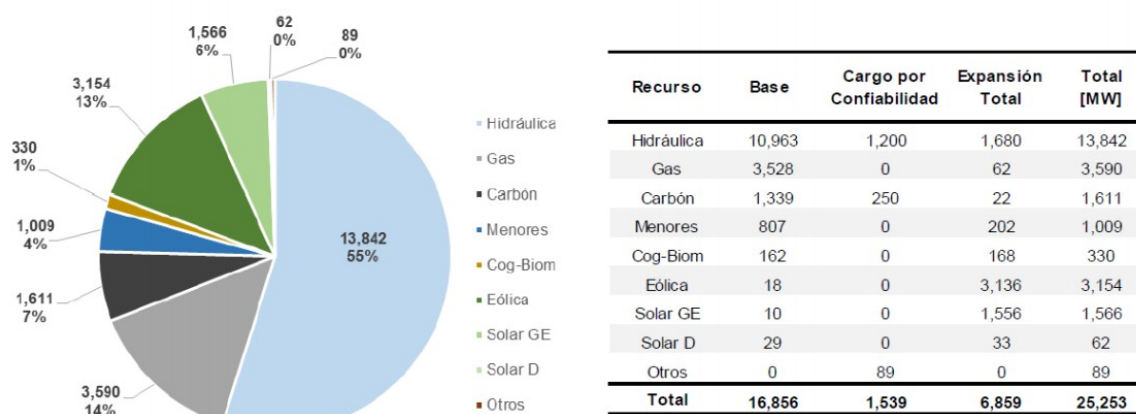


Figura 6 Composición matriz 2031- Escenario 4A
Fuente: UPME

Finalmente, para el análisis del potencial técnico se utilizaron los estudios de integración de generación basada en inversores¹⁰ realizados por el Operador y Administrador del Mercado de Energía Mayorista, XM, en términos de impactos en el control y estabilidad de frecuencia, soportabilidad ante desviaciones de tensión, impactos en la inercia del SIN e impactos en control de tensión. Al analizar dichos impactos es de anotar que la resolución CREG 060 de 2019 “[p]or la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones” estableció los requisitos técnicos que deben observar las plantas con recursos eólicos y solares que se conecten al STN y al STR con el fin de garantizar la operación estable y confiable del sistema. Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados por XM, persisten riesgos operativos en relación con la conexión de dichos recursos de manera masiva en el SDL, así:

- “(...) se pueden presentar situaciones deficitarias de potencia reactiva ante niveles de participación de la generación solar en los SDL alrededor de 500 MW. Esto corresponde a un valor cercano al 20% de la demanda esperada para el periodo 12 en un día laboral en el área [Caribe] (...)”.
- “(...) En los casos de mínima generación, especialmente cuando la generación eólica y la demanda son bajas (ejemplo día festivo en temporada de baja velocidad del viento en La Guajira), las tensiones en los nodos de 500 kV pueden subir considerablemente debido a la baja carga de los circuitos del STN. Esto complica el control de los voltajes en toda el área [Caribe] (...)”.
- “(...) En casos de máxima generación en el área (por ejemplo, durante el periodo seco de enero a marzo que también coincide con temporada de alta velocidad de viento en La Guajira), ante

¹⁰ XM S.A. E.S.P. Informe Estudios Eléctricos Integración Generación Basada en Inversores al Sistema de Distribución Local. Gerencia del Centro Nacional de Despacho. Dirección Nuevas Tendencias Operativas. 2019



contingencias en la línea de 500 kV La Loma-Ocaña, se pueden presentar atrapamientos de energía. Esta situación se puede dar por la alta cargabilidad en los circuitos de 500 kV, los cuales consumen potencia reactiva y por tanto hacen que las tensiones en el área bajen (...)

- “(...) al incrementar la participación de los recursos solares en el SDL, manteniendo la generación térmica y eólica constante, las tensiones en el área se reducen y se acercan al punto de colapso (...) la situación de riesgo solo puede evitarse poniendo techos a la generación disponible (...)”. La Figura 7 ilustra este caso.

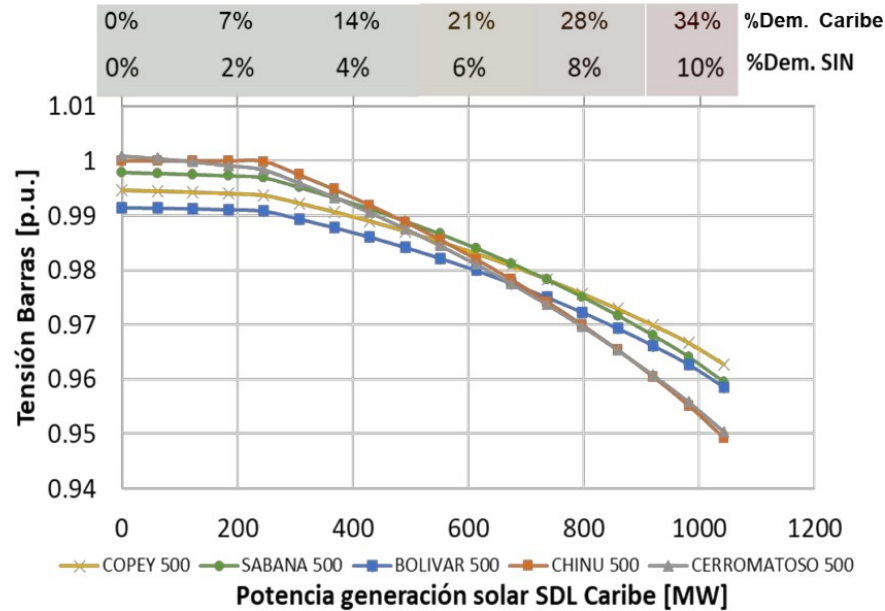


Figura 8 Curva PV, incrementos en generación solar en el área caribe. Fuente: XM

De este análisis se observa que ante una participación de tecnologías asíncronas equivalente a un 14% de la demanda del área Caribe (9.8% Regulada, 4.2% No regulada, aprox.), la tensión en barras comienza a caer a valores de 0.99 p.u. y que un incremento superior a este valor desencadena el colapso de tensión en las barras simuladas. Adicionalmente, se observa que una participación de estas tecnologías equivalente al 10% de la demanda del SIN ocasiona un colapso total de tensión. Esta limitante operativa, exige que aunque el potencial de recurso, económico y de mercado es lo suficientemente amplio, la meta del RPS asuma el peor escenario de penetración de FNCER, que es su conexión total en redes del SDL. La escogencia de la obligatoriedad del 10% de compras del mercado regulado refleja en parte que de acuerdo con los análisis del recurso, no todas las nuevas conexiones FNCER se ubicaran en el área caribe y por tanto no es necesario limitar el RPS a valores más conservadores que de acuerdo con la Figura 8 se ubicarían entre 4% y 6% de participación de renovables.

- b) **Lista de tecnologías elegibles¹¹:** La lista de tecnologías elegibles es esencial para asegurar el cumplimiento de la meta y dar certeza al inversionista. Adicionalmente, las restricciones

¹¹ Heeter, Jenny; Speer, Bethany; Glick, Mark B (2019) op.cit.





temporales son de vital importancia, por ejemplo, si el RPS admite generación de plantas nuevas, existentes o plantas construidas a partir de una fecha determinada.

- c) **Elegibilidad de importaciones de renovables:** En muchos países es crucial definir si el RPS ha sido diseñado teniendo en cuenta importaciones de energía de países vecinos, ya sea porque es más favorable en términos de costos de instalación o bien porque la matriz de generación ya tiene un amplio porcentaje de importaciones.
- d) **Estructura de control y cumplimiento:** Es crucial la definición de esta estructura para garantizar el cumplimiento de la meta y por ende de las políticas públicas trazadas. El impacto de un RPS para movilizar inversión privada depende en gran medida si es o no jurídicamente vinculante.

Si bien las experiencias internacionales proporcionan diferentes ejemplos de gradualidad y seguimiento al cumplimiento del RPS, la mayoría en la línea de contar con metas volantes de pequeños incrementos hasta alcanzar el porcentaje deseado de penetración, para el caso colombiano, se es consciente del auge que la tecnología tiene y se espera que su penetración en el sistema a largo plazo supere de una manera importante la meta del RPS. Por tanto, la meta del RPS se mantiene fija de manera que la penetración de renovables aumente en la misma proporción con el crecimiento de la demanda del SIN. La estructura de cumplimiento y control de la meta anual para las compras de energía de los comercializadores con destino a la atención de la demanda regulada se ilustra en Figura 9. Esta presenta únicamente el escenario en que los comercializadores realizan únicamente las compras establecidas en el RPS, de acuerdo con las características del mismo.

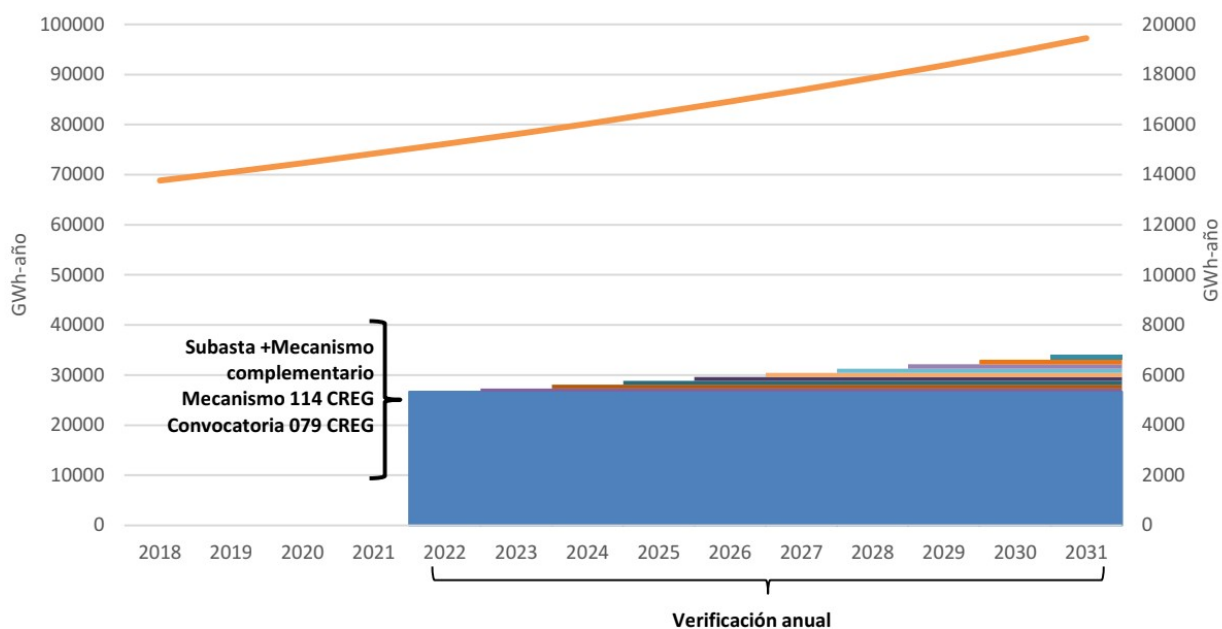


Figura 10 Estructura de cumplimiento y control de la meta anual para las compras de energía de los comercializadores del mercado regulado (GWh/año)

Fuente: Elaboración propia, datos Plan de expansión de referencia Generación- Transmisión 2017 - 2031 UPME

1.3 Largo plazo, corto plazo y Spot: Política pública de contratación en el MEM

Encontrar el balance adecuado entre la proporción de transacciones que se comprometen contractualmente con diferentes duraciones y aquellas que se dejan al mercado *spot* es uno de los temas que ocupa la preocupación tanto de teóricos como participantes de los mercados de *commodities* desde principios de los 80's.¹² En una plataforma transaccional de *commodities* natural, los productos de cobertura ofrecidos responden a los perfiles de riesgo de los participantes, sin embargo en un mercado artificial como el mercado eléctrico, los perfiles de riesgo de los participantes no necesariamente apalancan productos financieros que garanticen necesidades propias del sistema tales como confiabilidad, complementariedad, estabilidad de precios para los usuarios, entre otros.

Las ventajas que los contratos de largo plazo (en general entendidos como contratos con duración mayor a 5 años¹³) ofrecen para el mercado eléctrico colombiano han sido ampliamente discutidos¹⁴, así como también la necesidad de contar con un mecanismo que condicione su aparición y mantenimiento a futuro.

¹² Neuhoff, Karsten; Hirschhausen, Christian. Long-term vs. Short-term Contracts: A European Perspective on Natural Gas. University of Cambridge. 2005. Reino Unido

¹³ Kapil Veluri, Term and Spot Contracts -- Finding a Balance. En www.energycentral.com. 2019

¹⁴ Benavides, Juan; Cadena, Angela, et al (2018) op.cit.



Indiscutiblemente, el debate de los contratos a largo plazo es un tema central de política pública¹⁵, que se puede abordar desde varios enfoques¹⁶:

- En el campo de la *economía institucional*, los contratos de largo plazo representan una forma de evitar los riesgos de comportamiento oportunísimo en transacciones que involucran altos costos hundidos (i.e. energía eléctrica). De especial interés es el hecho de que en mercados de *commodities* con regulación ineficiente se tienen a presentar contratos de más corta duración respecto a un mercado con regulación más flexible.¹⁷
- En el campo de la *organización industrial* se analiza el rol de los contratos de largo plazo en comparación con las transacciones en bolsa y el valor “estratégico” de los contratos de largo plazo, es decir la diferencia entre el valor del subyacente en el contrato y el precio de venta en otro mercado. Este enfoque también analiza el grado en que los contratos de largo plazo favorecen la competencia o la colusión. Sobre este punto (Arellano y Serra, 2010)¹⁸ encontraron que los mecanismos de subastas de contratos de largo plazo tienen una tendencia a la reducción del precio de bolsa del subyacente, que aumenta con la cantidad contratada. En términos de colusión Green and Le Coq (2006)¹⁹, encontraron que duraciones mayores de contratos desincentivan estrategias de colusión y Liski and Montero (2006)²⁰ señalan que para interacciones infinitas de contratación a largo plazo entre agentes el efecto pro-competitivo es más fuerte que el incentivo de colusión si las empresas tiene la obligación regulatoria de contratar una porción significativa de sus compras.
- Un tercer enfoque en la contratación a largo plazo tiene que ver con las *inversiones en infraestructura*. Este enfoque es el más popular a nivel internacional y responde a la racionalidad de las subastas de activos de generación en la mayoría de los países. La contratación para apalancamiento de infraestructura también tiene el efecto de reducir volatilidad de precio en el mercado *spot*. Sin embargo, debido a que la liberalización de los mercados eléctricos no necesariamente deriva en una adecuada distribución del riesgo para toda la cadena de suministro, en general se realiza una intervención regulatoria para lograr objetivos de confiabilidad, complementariedad, entre otros. En este punto, surge también el hecho de que, a nivel internacional, los consumidores y los comercializadores prefieren contratos de corto plazo, porque pueden generar ventaja competitiva sobre el arbitraje de precios en el mercado *spot*, esto deriva en que en general los comercializadores no constituyen una contraparte fiable en un contrato de largo plazo.

Aunque en muchos mercados de electricidad se presenta un alto volumen de transacciones en contratos de mediano y largo plazo (Brasil, Chile, California, Texas, Reino Unido), y su ventaja en términos de cobertura ante la volatilidad de cantidad y precio en el *spot* es evidente para ambas partes, el análisis pone en evidencia el riesgo que existe con la contratación de largo plazo y de que el precio o la cantidad contratada resulten *ex post* en una situación desfavorable para cualquiera de las partes²¹.

¹⁵ Neuhoff, Karsten; Hirschhausen, Christian (2005) op.cit.

¹⁶ ibid

¹⁷ ibid

¹⁸ Arellano, Soledad; Serra, Pablo. Long-term contract auctions and market power in regulated power industries. Energy Policy. 2010

¹⁹ Green, Richard; Le Coq, Chloe. The length of contracts and collusion. International Journal of Industrial Organization, 2010.

²⁰ Liski, M. ; Montero, J.P. Forward trading and collusion in oligopoly. Journal of Economic Theory. 2006

²¹ Chao, Hung-Po; Oren, Shmuel; Wilson, Robert. Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets. Capítulo 1 en: Competitive Electricity Markets. 2008



La obligación de suscribir contratos a 10 años o más, captura la necesidad latente del MEM de contar con un instrumento que genere un mercado artificial de contratos de largo plazo, en presencia de las externalidades de perfiles de riesgo y preferencia natural en los agentes antes descritos. El plazo refleja un balance del riesgo latente para ambas partes, pero en especial para un comercializador, igualmente refleja el hecho de tener un *lock-in* en precio y cantidad por un periodo largo mientras captura los beneficios que en términos de inversiones de infraestructura y pro-competitividad aportan dichos contratos.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

La resolución en mención aplica a los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica con destinos a usuarios finales del mercado regulado.

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 que se encuentran contenidas en el artículo 2 de la Ley 143 de 1994, los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el Decreto 0570 de 2018 que adiciona al Decreto 1073 de 2015, el literal e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 y el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.

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

La reglamentación planteada no deroga ninguna disposición.

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 el Coordinador 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

Lo dispuesto en la presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación. Lo anterior, en concordancia de lo dispuesto en (i) el Decreto 387 de 2007 “[p]or medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan



otras disposiciones”, según la cual las ventas de los comercializadores minoristas corresponde a la energía eléctrica facturada a los usuarios finales; y (ii) la Resolución CREG 114 de 2018 “[p]or la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado”, lo que implica que, incluso en presencia de un mecanismo de contratación a largo plazo, no haya remuneración para la actividad de comercialización de energía eléctrica derivada de recursos de la Nación.

5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica


6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL

Por medio de este proyecto de resolución se promueve la contratación a largo plazo con FNCER 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. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS



		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS			
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:		Por la cual se reglamenta el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad", Ley 1955 de 2019		No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:	
ENTIDAD QUE REMITE:		Ministerio de Minas y Energía		FECHA: 22 de agosto de 2019	
CUESTIONARIO					
PREGUNTA		SI	NO	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	El objetivo del proyecto de resolución no es otorgar derechos exclusivos a ninguna empresa que participa en el mercado de energía mayorista. Todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica pueden ofrecer sus bienes en igualdad de condiciones.	
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.	X		El proyecto de resolución tiene como objetivo la reglamentación del artículo 296 del PND 2018 - 2022, el cual establece una obligación de contratación para los comercializadores de energía eléctrica del mercado de energía mayorista colombiano.	Vale la pena anotar que el mandato legal para el Ministerio de Minas y Energía establecido en el PND indica reglamentar la obligación en cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono. Así, el mismo artículo establece que "los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca."
c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X	El servicio público de energía eléctrica prestado por agentes comercializadores puede ser prestado en las mismas condiciones antes o después de la entrada en vigencia del presente proyecto de resolución.	
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X	Con la entrada en vigencia del presente proyecto de resolución, las empresas comercializadoras de energía no incurren en costos adicionales para entrar o salir del mercado relevante respectivo.	
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X	La energía eléctrica que proviene de cualquier tipo de proyecto de generación hacia los consumidores finales de la energía circula libremente por el Sistema Interconectado Nacional.	
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	La obligación de compra de energía establecida en el PND y reglamentada en el presente proyecto de resolución se establece para mecanismos de mercado y tecnologías cuyos costos y precios son indiferentes al tipo de empresa comercializadora.	
	ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		



		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS			
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:		Por la cual se reglamenta el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad", Ley 1955 de 2019			No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:
ENTIDAD QUE REMITE:		Ministerio de Minas y Energía			FECHA: 22 de agosto de 2019
CUESTIONARIO					
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
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	La reglamentación de la obligación establecida en el PND se debe cumplir a través de mecanismos de mercado. Dichos mecanismos son por definición competitivos y su formación de precios es producto de la interacción entre oferta y demanda.	
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		X	La entrada en vigencia del presente proyecto de resolución no cambia la forma de comercializar, distribuir o promocionar la energía eléctrica de cada agente comercializador.	
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	La reglamentación de la obligación establecida en el PND aplica en igualdad de condiciones para empresas existentes como para empresas entrantes en el mercado relevante.	
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.	X		El ámbito de aplicación de la presente resolución establece que lo dispuesto será regulado, por el momento, para las empresas comercializadoras que atienden usuarios finales regulados.	Vale la pena destacar que existen diferencias en la forma de comprar energía y en la capacidad de gestión de riesgo entre el mercado regulado y no regulado, por lo tanto el Ministerio de Minas y energía ha decidido reglamentar el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, para el mercado no regulado, en una resolución diferente. La obligación contenida en el PND aplicable al mercado no regulado será reglamentada posteriormente por el Ministerio de Minas y Energía
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X	El proyecto de resolución no incluye ninguna disposición que afecte los procesos de producción o la organización industrial de las empresas comercializadoras de energía eléctrica.	
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X	El proyecto de resolución no limita la innovación. El proyecto de resolución fomenta la entrada de las Fuentes No Convencionales de energía Renovable (FNCR), la prestación de nuevos servicios y la entrada de nuevos agentes.	
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 corregulación.		X	El proyecto de resolución no tiene como objetivo que los agentes del mercado de energía fijen reglas para la aplicación de la obligación establecida en el PND. El proyecto incluye todas las disposiciones necesarias y no deja espacio a regímenes de autorregulación o corregulación.	
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.	
CONCLUSIONES					
<p>El presente proyecto de resolución tiene por objeto reglamentar el alcance de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 - PND, o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan, así como los mecanismos de seguimiento y control de la mencionada obligación para los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica con destino a usuarios finales del mercado regulado.</p> <p>Así, la reglamentación propuesta en este proyecto por el Ministerio de Minas y Energía no tiene otro objetivo que dar cumplimiento al mandato legal descrito. Finalmente, y en relación con la incidencia sobre la libre competencia económica que pueda tener este proyecto de resolución es importante anotar que para que una tecnología entrante en un mercado ya establecido pueda desarrollarse y ejercer presión competitiva a las demás existentes, es necesario realizar intervenciones directas para ser más eficaz en el logro de objetivos de política pública y socio ambientales.</p>					



Conforme a lo señalado en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y sus actos administrativos reglamentarios, se respondió al cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados.

Se obtuvieron dos (2) respuestas positivas para el conjunto de preguntas del mismo, por tanto de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2897 de 2010 se informa a la SIC para que esta entidad pueda rendir concepto previo acerca de la potencial incidencia de la regulación sobre la libre competencia económica en los mercados, de acuerdo con el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009.

8. PUBLICIDAD

En cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto 270 de 2017, el proyecto de Resolución se publicó para comentarios por un término de siete (7) días calendario, en la página web del Ministerio de Minas y Energía, a partir del día diez (10) de agosto de 2019 hasta el día dieciséis (16) de agosto del mismo año.

La constancia de publicación emitida por el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano, anexa a este documento, hace parte de la Memoria Justificativa.

9. MATRIZ RESUMEN OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

Durante el periodo de publicación, fueron presentados por parte de los interesados ochenta y seis (86) comentarios u observaciones al proyecto de resolución, según consta en la matriz de análisis de comentarios la cual incluye la respuesta a cada uno de ellos.

10. INFORME GLOBAL DE LAS OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

Compilación de los comentarios recibidos durante la consulta

1. El Plan Nacional de Desarrollo rige sólo para el periodo de gobierno.
2. Separar la reglamentación en mercado regulado y no regulado contradice el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.
3. El plazo de 10 años afecta la liquidez del mercado financiero de contratos.
4. De los mecanismos de mercado propuestos (CREG 114, CREG 079 y mecanismo que regula del Decreto 0570 de 2018) sólo funciona el mecanismo que define el Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de los objetivos de política contenidos en el Decreto 0570 de 2018. La CREG 114 de 2018 presenta el problema de anonimato y la CREG 079 de 2019 no permite hacer diferencia por tecnología.
5. El contrato se vuelve físico con el mecanismo.
6. Establecer un nivel de tolerancia para el incumplimiento de la obligación.



El futuro
es de todos

Minenergía

LUIS JULIAN ZULUAGA
Jefe de la Oficina de Asuntos
Regulatorios y Empresariales

LUCAS ARBOLEDA HENAO
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectó: Lised Chaves, Katharina Grosso, Julia Gutiérrez
Revisó y Aprobó: Julián Zuluaga, Lucas Arboleda