

Desarrollo de energías renovables en Colombia y su coordinación en el Sistema Interconectado Nacional

Renewable Energy's deployments and the coordination within the National Electricity System in Colombia.

Daniela Aguilar Abaunza*

En este artículo se resalta la importancia del marco legal y regulatorio de las energías renovables no convencionales en Colombia, aunado a posibles mecanismos de financiación como el cargo por confiabilidad para la correcta integración al Sistema interconectado nacional colombiano. Con este objetivo, se analizará al actual marco legal y regulatorio aplicable a este tipo de proyectos, su participación en subastas de energía en firme, cuántos proyectos están siendo planeados y ejecutados, así como su inclusión en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Palabras clave: Energías renovables, regulación eléctrica, cargo por confiabilidad.

This article highlights the importance of the legal and regulatory framework of non-conventional renewable sources in Colombia, together with possible financing mechanisms such as the reliability charge for the adequate integration of those resources into the Colombian national interconnected system. For that purpose, we will analyse the current legal and regulatory framework applicable to this type of projects, the participation in firm energy auctions, how many projects are being deployed and which are in planning stages, as well as their inclusion in the Expansion Plan of the National Interconnected System.

Keywords: Renewable energy, electricity regulation, reliability charge.

RESUMEN / ABSTRACT

* Docente - Investigadora. Universidad Externado de Colombia. Bogotá, Colombia. Correo electrónico: daniela.aguilar@uexternado.edu.co. Actualmente es candidata a doctorado de la University of Waikato en Nueva Zelanda y obtuvo su grado de Maestría en Derecho y Política Energética de la University of Dundee, Escocia. Recibido el 3 de abril de 2018 y aceptado el 7 de julio de 2018.

Introducción

Colombia es un país rico en recursos energéticos renovables y no renovables, lo cual se plasma en la composición de su matriz eléctrica, contando con una vasta participación del recurso hídrico (70.96%), seguido por termoeléctricas a gas (16.7%), carbón (8,2%), ACPM (2%) y casi un 1% de recursos renovables no convencionales¹. A 2015, la participación de energías renovables no convencionales en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 420MW, provenientes principalmente de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (194 MW), plantas de cogeneración a partir del bagazo de caña (206MW), energía eólica (18.5MW) y del sistema solar Fotovoltaico (2.0MW)². En Colombia, particularmente, existen varias motivaciones para aumentar dicha participación: riesgo asociado a la alta dependencia al recurso hídrico frente a la ocurrencia de eventos naturales como el Fenómeno del Niño, y por lo tanto, mayores y más prolongadas sequías; crecimiento de la demanda y la importancia de diversificar y aumentar la oferta energética; tendencia a la baja en los costos de la energía renovable, como es el caso de la energía solar fotovoltaica que la ha hecho más competitiva en mercados internacionales; presencia de nuevos y mayores actores económicos con deseos de invertir en este tipo de proyectos; y por supuesto, el cumplimiento de obligaciones internacionales relativas al cambio climático. Frente a este panorama y a este catálogo de objetivos, el presente artículo tiene por finalidad analizar el desarrollo de las energías renovables en Colombia y su coordinación en el Sistema Interconectando Nacional. Con este fin, el artículo estará dividido en 4 secciones. En la primera sección haremos un análisis del actual marco legal y regulatorio alrededor de este tipo de proyectos y su participación en el cargo por confiabilidad. Posteriormente, mencionaremos ejemplos de los proyectos que se encuentran en etapa de ejecución, seguidos por los proyectos en planeación. Finalizaremos con el estudio que la UPME, entidad encargada de planear la expansión del SIN, ha dado al tema.

I. Regulación de las energías renovables en Colombia

En Colombia el principal antecedente regulatorio de las energías renovables se remonta al año 2001, cuando se promulgó la Ley 697 de fomento del uso racional y eficiente de la energía. Esta ley definió las líneas de acción necesarias para la promoción de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el país. Si bien, tanto la ley como su posterior desarrollo regulatorio no definieron mecanismos concretos de introducción de estas tecnologías en el sector eléctrico colombiano, sí resaltaron la importancia de fomentar la investigación en materia de generación a partir de tecnologías renovables; crearon algunos incentivos tributarios y fondos de financiación para la promoción de

¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA 2016.

² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA 2015, 24.

proyectos de generación renovable en zonas no interconectadas y fijaron metas de inserción de FNCE³, entre otros.

Sin embargo, solamente a partir de la Ley 1715 del 2014, se consagra por primera vez en la regulación nacional, mecanismos y estímulos concretos de introducción en el mercado de las tecnologías de generación renovable, tanto en el sistema interconectado nacional, como su promoción en zonas no interconectadas y, a su vez, también se promueve el desarrollo de programas de eficiencia energética como estrategia paralela a la generación renovable.

En este orden de ideas, a continuación, presentamos los principales aspectos del marco regulatorio colombiano en materia de energías renovables, prestando especial atención a la ley 1715 de 2014.

1. Ley 697 de 2001

Conocida como la Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE⁴). Su importancia radica en que, por primera vez, se define el marco conceptual de FNCE⁵ y se crea el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía No Convencionales (PROURE⁶). Este programa está encargado de velar por la aplicación gradual en toda la cadena energética de niveles mínimos de eficiencia y de buscar la incorporación de FNCE en la generación de energía eléctrica, estudiando su viabilidad tecnológica, económica y ambiental⁷.

En la norma, se conmina al Gobierno a incentivar a las empresas a que importen o produzcan paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos o cualquier otra tecnología que pueda ser usada de manera total o parcial en tecnologías propias de FNCE y su implementación en PROURE⁸. No obstante, en esta ley no se definieron estímulos concretos para la imple-

³ Resolución 180919 de 2010, por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto, 1 de junio del 2010.

⁴ En el artículo 3 de la Ley 697 del 2001, se define el Uso Racional y Eficiente de la Energía como el "aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades, de la cadena el desarrollo sostenible". Esta ley fomenta el uso racional y eficiente de la energía y promueve la utilización de energías alternativas.

⁵ En la Ley se definen como Fuentes No Convencionales de Energía "aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente" y en los numerales siguientes se menciona la energía solar, la energía geotérmica, eólica, biomasa y los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos. Numerales 9 a 14, artículo 3, Ley 697 de 3 de octubre de 2001.

⁶ La autoridad encargada del diseño de este programa es el Ministerio de Minas y Energía.

⁷ Artículo 5 de la ley 697 de 2001.

⁸ Artículo 8 de la ley 697 de 2001.

mentación de fuentes no convencionales de energía o para la promoción y ejecución del programa de uso racional y eficiente de la energía.

- a) *Decreto 3683 de 2003*⁹: reglamentando la Ley 697 de 2001, crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y eficiente de la energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE), como entidad responsable de la coordinación y desarrollo de los lineamientos que guían la política energética de las FNCE y del PROURE. Así pues, esta entidad es responsable de asesorar y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, tanto en el sistema interconectado nacional (SIN) como en las zonas no interconectadas (ZNI)¹⁰.

A su vez, se encarga al Ministerio de Minas y Energía y a Colciencias para el diseño de programas orientados a la promoción de fuentes renovables en las zonas no interconectadas (ZNI)¹¹.

- b) *Resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía*: por primera vez en la regulación colombiana, se fijan metas concretas de participación de las energías renovables en el sistema interconectado nacional (SIN) y en las zonas no interconectadas (ZNI). Según la norma,

⁹ Antes de la expedición del Decreto 3683 de 2003, la Ley 788 de 2002, exoneró del impuesto de renta las ventas de energía con fuentes renovables, durante quince años, si se obtenían los certificados de reducción de emisiones de carbono previstos en el Protocolo de Kioto. Para ser beneficiario de la exención, el 50% de los ingresos derivados de los certificados de reducción de emisiones debe destinarse a programas de beneficio social.

¹⁰ De esta labor de asesoramiento al Ministerio de Minas y Energía destacamos las siguientes funciones:

"...b) Impartir orientación a las entidades de la rama ejecutiva del poder público que desarrollen funciones relacionadas con el Uso Racional y Eficiente de Energía y las Fuentes No Convencionales de Energía;

c) Impulsar los programas y proyectos sobre Uso Racional y Eficiente de Energía, Cogeneración y Fuentes No Convencionales de Energía;

e) Efectuar el seguimiento de las metas y variables energéticas y económicas que permitan medir el avance en la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales;

f) Coordinar la consecución de recursos nacionales o internacionales para desarrollar los programas y proyectos sobre Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía.

h) Apoyar el desarrollo de programas de eficiencia energética para el transporte de pasajeros en los centros urbanos y para el transporte de carga;

j) Asesorar al Gobierno para la toma de decisiones estratégicas en el contexto de los objetivos de la ley y en condiciones de crisis del sector energético..."

Artículo 5 y artículo 9, Decreto 3683 de 19 de diciembre de 2003.

¹¹ Parágrafo 2, Artículo 12, Decreto 3683 de 2003, por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial, diciembre 19 de 2003.

en el SIN se esperaba que las FNCE representaran una capacidad instalada del 3.5% y en el 2020 una capacidad del 6.5%. En cuanto a las ZNI, la meta fijada de capacidad instalada a partir de FNCE fue del 20% para el 2015 y del 30% en el 2020¹². Sin embargo, dichas metas son meras proyecciones y no son de obligatorio seguimiento. Para el 2015, por ejemplo, la participación de FNCE en la capacidad instalada del país fue de aproximadamente del 1%.

2. Ley 1715 de 2014¹³

La importancia de esta Ley radica en la definición de incentivos, tanto financieros como de mercado, para impulsar proyectos de generación basados en fuentes no convencionales de energía¹⁴. Asimismo, se asignan funciones concretas a diversas autoridades del orden nacional¹⁵ y, se fijan plazos específicos para presentar la reglamentación de la Ley. Este alcance es consecuencia directa del objetivo central de la Ley, enfocado en el desarrollo de fuentes de generación renovable en el sistema energético nacional, mediante su integración en el mercado eléctrico y su participación en las zonas no interconectadas¹⁶.

Así las cosas, una de las principales novedades es la declaratoria de utilidad pública e interés social asignado a la promoción, estímulo y desarrollo de las energías renovables. En la práctica, esta declaratoria tiene consecuencias directas, en términos de primacía de los proyectos, cuando se trata de la compatibilidad y planeación de los mismos en el ordenamiento territorial, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico, expropiación forzosa y procedimientos administrativos de selección¹⁷.

¹² Artículo 7 de la Resolución 180919 de 2010, por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto, 2 de junio de 2010.

¹³ Antes de la promulgación de la Ley 1715 de 2014, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0816 de febrero de 2012 por medio de la cual se adoptaron como metas ambientales, objetivos puntuales de ahorro y de eficiencia energética consagrados en los artículos 1 y 2 de la Resolución.

¹⁴ La Ley 1715 de 2014 realiza una distinción conceptual innecesaria entre Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) teniendo en cuenta que el término FNCE incluye las energías renovables.

¹⁵ Por ejemplo, se le encarga al Ministerio de Minas y Energía expedir dentro de los doce meses siguientes a la entrada en vigencia de la ley los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida y el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales. Artículo 6 de de la Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

¹⁶ Artículo 1 de la Ley 1715 de 2014, por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, 13 de mayo de 2014.

¹⁷ Artículo 4 de la Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

Respecto al desarrollo de proyectos de generación renovable en las ZNI, existe un objetivo claro en la norma y es reemplazar progresivamente la generación con diésel por proyectos de generación renovable. De esta manera, se pretende reducir los costos de prestación del servicio y la emisión de gases contaminantes. Para cumplir con este propósito, el gobierno puede crear en las ZNI áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros. Del mismo modo, el Ministerio de Minas y Energía debe desarrollar esquemas de incentivos para que las empresas de energía eléctrica de estas zonas reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE¹⁸.

Ahora bien, una medida que era necesaria en el sistema eléctrico colombiano y que se adoptó mediante la Ley 1715, es la autorización que se le otorga a los autogeneradores a pequeña y gran escala de entregar sus excedentes de electricidad a la red de distribución o transmisión¹⁹. El Decreto 2469 de 2014²⁰ expedido por el Ministerio de Minas, define la política sobre entrega de excedentes de autogeneradores, el cual fue reglamentado posteriormente mediante resolución CREG 024 del 2015²¹. En esta resolución se establecen las condiciones para la conexión al SIN, acceso al respaldo de la red y entrega de excedentes de los autogeneradores a gran escala. Asimismo, en los últimos meses, el decreto 2469 ha sido objeto de mayor regulación por parte de la CREG, mediante la Resolución 030 del 2018, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN, donde se concretan disposiciones en temas de conexión, medición, comercialización y alternativas de entrega de excedentes.

Por otra parte, en cuanto a los mecanismos financieros de promoción, se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)²², el cual, entre otros propósitos, está dirigido a financiar la implementación de proyectos de autogeneración a pequeña escala o soluciones de eficiencia energética en los estratos residenciales 1, 2, y 3.

En materia de incentivos concretos al desarrollo de proyectos de generación a partir de FNCE y de gestión eficiente de la energía, la norma establece que los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en estas áreas, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cin-

¹⁸ Artículo 9, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

¹⁹ Artículo 8, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

²⁰ Decreto 2469 de 2014, por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, de 2 de diciembre del 2014.

²¹ Resolución CREG 024 del 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional y se dictan otras disposiciones. 13 de marzo de 2015.

²² Los recursos del Fondo pueden ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos internacionales o multilaterales. Artículo 10 de la Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

cuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada²³. Adicionalmente, como incentivo tributario, se determina que los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la inversión para la producción y utilización de energías con FNCE están excluidos de IVA²⁴.

Por su parte, como incentivo arancelario, las personas naturales o jurídicas que sean titulares de nuevas inversiones en proyectos de generación a partir de FNCE, gozarán de exención en el pago de derechos arancelarios de importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y estén destinados a estos proyectos²⁵. De igual manera, como incentivo contable, la norma permite una depreciación acelerada de la maquinaria, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación a partir de FNCE y que sean adquiridos o construidos de manera exclusiva para este fin. La tasa anual de depreciación será no mayor al veinte por ciento (20%) como tasa global anual²⁶.

Las anteriores disposiciones, relativas a temas arancelarios y tributarios, fueron posteriormente reglamentadas mediante Decreto 2143 de 2015²⁷ del Ministerio de Minas, donde se establecen los lineamientos para la aplicación de los incentivos tributarios. Posteriormente, la Resolución UPME 045 de 2016²⁸, establece los procedimientos y requisitos para la certificación de bienes y servicios para el otorgamiento de los beneficios tributarios, como lo es el de exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario.

Por último, para la promoción de sectores específicos de la industria de energías renovables, se formularon acciones sectorizadas entre las que se destacan²⁹:

- Se deben incluir en los Planes de Desarrollo Forestal instrucciones para que se reutilicen los subproductos y residuos obtenidos de masas forestales no admitiéndose, por regla general, su abandono;
- En cuanto a la energía solar, se debe fomentar su aprovechamiento en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en sectores industriales, residenciales y comerciales. Asimismo, se debe considerar la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de generación en los estratos 1, 2, y 3 y como alternativa al subsidio existente en estos estratos.

²³ Artículo 11, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

²⁴ Artículo 12, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

²⁵ Artículo 12, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

²⁶ Artículo 14, Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

²⁷ Decreto 2143 de 2015.

²⁸ Resolución UPME 045 de 2016.

²⁹ Artículos 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 de la Ley 1715 de 13 de mayo de 2014.

- El aprovechamiento del recurso eólico debe fomentarse en zonas aisladas o también en las zonas interconectadas del país. Mediante Resolución 1312 de 2016³⁰, el Ministerio de Medio Ambiente establece los términos de referencia para la elaboración de estudios de Impacto Ambiental para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de usos de fuente de energía eólica continental.
- El gobierno debe fomentar la investigación en el potencial geotérmico y de energía mareomotriz.

Ahora bien, para el desarrollo de proyectos de FNCE que involucren cooperación internacional, tienen carácter preferencial aquellas iniciativas que se desarrollen entre países limítrofes, que sirvan de impulso a la transferencia de tecnología y a la cooperación en materia de investigación e innovación³¹.

Posterior a la entrada de vigencia de esta ley, el gobierno nacional en la actualidad se encuentra desarrollando su proceso de reglamentación. Como vimos anteriormente, ya ha sido reglamentado por el Gobierno temas arancelarios y tributarios, temas de entrega de excedentes de autogeneración a gran escala y recientemente, la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. Sin embargo, procedimientos de operación, precios, respaldo de la red de autogeneradores, esquemas de incentivos de mercado no han sido aún materia de reglamentación. Sin embargo, cabe resaltar que en los últimos meses fue promulgado un Decreto por el Ministerio de Minas y Energía, Decreto 0570 de 23 de marzo de 2018, el cual establece lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica. En este decreto se plantean un listado de objetivos que pretenden ser alcanzados a través de la contratación a largo plazo junto al mercado mayorista de energía. Los objetivos mencionados son, por ejemplo, mejorar la resiliencia de la matriz energética, mitigar efectos de cambio climático, reducir emisiones atmosféricas y fomento del desarrollo sostenible. Seguido a esto, el Ministerio encarga a la UPME de planear la integración de estos esquemas de contratación en sus Planes de Expansión y por su parte, encarga a la CREG para fijar la fórmula tarifaria del traslado de los costos de comprar energía a largo plazo al usuario final. Conforme a estos objetivos y planeación propuesta cabría la posibilidad de contratos a largo plazo de recursos renovables no convencionales.

3. Cargo por Confiabilidad.

Posterior a la ley 1715 de 2014, habiéndose renovado y afirmado la importancia de proyectos de generación mediante recursos renovables no convencionales, la CREG inició la definición de metodologías para la participación

³⁰ Resolución 1312 de 2016.

³¹ Artículo 25 de la Ley 1715 de 2014.

por el Cargo por Confiabilidad de tecnologías como la geotermia (Resolución 132 de 2014), y definió la metodología para determinar la energía en firme de plantas solares fotovoltaicas (Resolución 227 de 2015). Sin embargo, previo a la promulgación de esta ley, ya se había fijado la metodología para determinar la energía firme de las plantas eólicas, mediante la resolución 148 de 2011, debido al interés de algunos inversionistas en presentar proyectos eólicos al Cargo por confiabilidad en ese momento³². Para entender la importancia de la anterior reglamentación, a continuación, explicaremos en que consiste tanto el Cargo por Confiabilidad, como el concepto de energía en firme y el rol del regulador y del operador del Mercado Mayorista de energía en estos temas.

La Comisión de Regulación de la Energía Eléctrica y Gas (CREG), es la entidad encargada de regular las actividades relacionadas con la energía eléctrica para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector buscando la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Siendo estas sus principales funciones, la CREG es la encargada de expedir el Reglamento de Operación para el funcionamiento del Mercado Mayorista de la energía eléctrica que en Colombia es operado por Expertos en Mercados XM, siendo la CREG la encargada de fijar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista.

El cargo por confiabilidad es un sistema de remuneración económica, cuyo objetivo es promover que inversores en el sector eléctrico se comprometan en la creación de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica y, en consecuencia, se incremente la capacidad instalada del sector. Un elemento esencial de este esquema, es la existencia de Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores respaldados por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento³³. Esto se concreta a partir de subastas entre los generadores donde se asignan OEF, las cuales se requieren para cubrir la demanda del sistema. Al generador que se le asigne una OEF se le reconoce una remuneración estable durante un plazo determinado, comprometiéndose a entregar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa (*spot price*) supere un umbral previamente establecido por la CREG, denominado precio de escasez. Dicha remuneración es pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de las tarifas que mensualmente son cobradas por los comercializadores. Quienes participan en la asignación de OEF son tanto generadores propietarios de plantas

³² El Código de Procedimiento Colombiano ordena hacer públicos proyectos de resolución de carácter general que la Comisión de Regulación prevé adoptar con miras a que los agentes interesados remitan sus observaciones y sugerencias sobre la propuesta de regulación. Decreto 2696 de 2004, Presidencia de la Republica.

³³ EXPERTOS EN MERCADOS 2012.

de generación como potenciales inversionistas que quieran desarrollar nuevos proyectos de generación.

Las subastas han estado diseñadas para apoyar proyectos con distribución central y con una capacidad instalada mayor a 20MW. Y al ser el cargo por confiabilidad un instrumento para promover la energía en firme, solo proyectos energéticos que estén basados en recursos cuya disponibilidad sea confiable, pueden ser promovidos por este esquema, por lo que en su mayoría se promueven proyectos térmicos de generación a gas o generación a carbón e hidráulicas. Por ejemplo, en la subasta 2011-2016, se contó con la participación de 8 proyectos entre los cuales se encontraban proyectos hidroeléctricos, térmicos, con combustibles líquidos, gas y carbón. De las cuales se asignaron a 5 nuevas plantas OEF (3 hidráulicas y 2 térmicas)³⁴. Para la fecha de realización de dicha subasta, todavía no se contaba con metodologías de participación especiales para los recursos no convencionales y tampoco se presentaron proyectos renovables no convencionales para la misma. En la actualidad, no se ha fijado fecha de realización de la próxima subasta, mas sin embargo dentro de los proyectos inscritos para participar, se encuentran proyectos eólicos, solares y térmicos, de los cuales se destaca un proyecto Solar en Sucre de 19,90 MW y 2 proyectos eólicos en la Guajira de 32 MW³⁵. He aquí la importancia de fijar metodologías específicas que definan la energía en firme que dichas tecnologías podrían brindar al sistema, teniendo en cuenta sus especificaciones técnicas y financieras.

II. Proyectos ejecutados

Las principales tecnologías de generación renovable en operación, son las pequeñas centrales hidroeléctricas, la cogeneración, la energía eólica y la energía solar. Entre las pequeñas centrales hidroeléctricas, vale la pena mencionar la de Santa Ana, que posee una capacidad nominal instalada de 13.43 Mw y está ubicada en el Departamento de Cundinamarca; la pequeña central hidroeléctrica la Herradura³⁶, con una capacidad instalada de 19.8 Mw, ubicada cerca de la ciudad de Medellín; la pequeña central hidroeléctrica La Vuelta³⁷, con una capacidad instalada de 11.8 MW, está localizada en los municipios de Frontino y Abriaquí y la pequeña central hidroeléctrica Ayura³⁸, con una capacidad de 19 Mw, ubicada en el municipio de Envigado.

Los principales proyectos de cogeneración con biomasa están basados en el bagazo de la caña. Estos proyectos, en su mayoría, son desarrollados por ingenios azucareros. Entre los proyectos que más se destacan son: la

³⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas 2011.

³⁵ El Heraldó 2016.

³⁶ Empresas Públicas de Medellín 2014.

³⁷ Empresas Públicas de Medellín 2014.

³⁸ Gestión Energética S.A. E.S.P.

planta de cogeneración de Providencia³⁹, con una capacidad instalada de 40 Mw y ubicada en el Valle del Cauca; la planta de cogeneración de Mayagüez⁴⁰, con una potencia instalada de 37 Mw, ubicada en el Municipio de Candelaria (Valle del Cauca) y el proyecto de cogeneración de Incauca⁴¹, con una capacidad instalada de 40 Mw, localizado en el departamento del Cauca.

En materia de energía eólica destacamos el Parque Eólico de Jepirachi⁴², con una potencia instalada de 19.5 Mw, ubicada en el Cabo de la Vela y Puerto Bolívar y, en relación a los proyectos de energía solar, es necesario destacar que el uso de sistemas fotovoltaicos ha estado dirigido al sector rural. En "los programas de electrificación rural, el sistema convencional para hogares aislados ha conestado de un panel solar de 50 a 70 Wp, una batería entre 60 y 120 Ah (amperios hora) y un regulador de carga. Estos equipos proveen energía para la iluminación, radio y la televisión. Para el año 2010, se instalaron alrededor de 15.000 de estos sistemas, generando una potencia instalada de energía solar del orden de 9 MWp (Megawatios de potencia)"⁴³.

III. Proyectos en planeación

Actualmente, la Unidad de Planeación Minero Energética cuenta con un Registro de Proyectos de Generación, el cual es un mecanismo voluntario e informativo, que permite la identificación de las opciones del abastecimiento eléctrico a costo mínimo y que es insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación. En este registro se hallan 3 tipos de proyectos, dependiendo de la fase en la que se encuentran. Fase 1: etapa de prefactibilidad, donde por ejemplo, están en curso estudios de impacto ambiental; fase 2: etapa de factibilidad, donde el proyecto es técnica, económica y ambientalmente factible y conveniente; y fase 3: el proyecto ya tiene diseños definitivos y cronogramas de ejecución⁴⁴. Conforme a los datos de este registro, existen gran cantidad de proyectos solares, pero en términos de potencia se mantiene una fuerte participación (más del 60%) de fuentes convencionales. La participación en composición de potencia y número de proyectos de geotermia y la biomasa es marginal.

Luego de la expedición de la ley 1715, se incrementó el registro de proyectos de fuentes no convencionales, especialmente los de energía solar desde el año 2016⁴⁵. Por ejemplo, en este registro encontramos 35 proyectos de energía solar en etapa 3, muchos relacionados con instalaciones de

³⁹ Ingenio Providencia S.A. 2015.

⁴⁰ MAYAGÜEZ 2016.

⁴¹ Asociación nacional de empresas generadoras Andes 2014.

⁴² Empresas Públicas de Medellín 2014, 4.

⁴³ RODRÍGUEZ 2008, 6.

⁴⁴ UPME 2016-c, 5.

⁴⁵ UPME 2016-c, 24.

paneles solares en conjuntos residenciales o en pequeñas y medianas empresas. Destacamos, el Parque solar fotovoltaico San Juan con una potencia de 52.16 MW; ENR COL 1- fase 1 con potencia de 120 MW; proyecto El Paso en Fase 2, impulsado por Emgesa, con 70 MW de potencia; Parque Solar fotovoltaico Cuestecitas con 135 MW de potencia⁴⁶ y la Granja Solar de 35.000 paneles solares, ejecutado por Celsia Solar, ubicado en Yumbo Valle, con una producción estimada de 16GWh al año, cuya construcción se inició este año (2017)⁴⁷.

Asimismo, en este registro se encuentran 7 proyectos eólicos en etapa 1. De los proyectos registrados resaltamos el Parque eólica Culantral con una potencia de 200 MW y el parque eólico Britos con 144 MW de potencia.

Un proyecto en fase 2 y tres proyectos en fase 1 se encuentran registrados en materia de biomasa. Entre estos se encuentra el proyecto de cogeneración de Riopaila, del que se espera una capacidad instalada de 35 Mw y estará ubicado en el Municipio de Zarzal, en el Valle del Cauca.

Por último, solo un proyecto Geotérmico ha sido registrado, el cual se encuentra en fase 1. El Proyecto geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz promovido por Isagen del que se espera una capacidad instalada de 50 MW. Su área de estudio está ubicada en el flanco noroccidental del Macizo Volcánico del Ruiz, en los municipios de Villamaría (Caldas), Casablanca, Herveo, Villahermosa (Tolima) y en el municipio de Santa Rosa de Cabal (Risaralda).

IV. Coordinación de proyectos de energía renovable en el Sistema Interconectado Nacional

Recordemos que la participación de energías renovables no convencionales en el SIN en el 2015 fue de 420MW, provenientes de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (194 MW), plantas de cogeneración a partir del bagazo de caña (206MW), energía eólica (18.5MW) y del sistema solar Fotovoltaico (2.0MW)⁴⁸, representando así, el 1% de la capacidad instalada del país. Para entender la importancia de la coordinación y participación de proyectos de energía renovable no convencional en el SIN, en este apartado se analizará, por un lado, un estudio realizado por la UPME que aborda el tema, y por el otro, la importancia que se le ha dado a la participación de este tipo de proyectos en el SIN en los últimos Planes de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia.

La UPME presentó en un Estudio relativo a la “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, los diferentes escenarios

⁴⁶ UPME 2016-c, 28.

⁴⁷ El Espectador 2017.

⁴⁸ UPME 2015-a, 24.

en los que dicha capacidad podría incrementar o no, basándose en diferentes supuestos.

El escenario 1 plantea un supuesto sin modificaciones, *business as usual*, esto es, desde la promulgación de la ley 1715, pero sin mayores desarrollos regulatorios. Este escenario es parecido al escenario anterior a la ley 1715 de 2014, donde se pasa del 1% de la capacidad de SIN de diciembre de 2014, al 3.3% para el periodo comprendido entre 2015-2020, esperándose en el 2025 un 7.4% de participación de la capacidad del SIN.

Por su parte, el escenario 2 parte del supuesto de la debida regulación de la ley 1715. Siendo este el caso, para el periodo 2015-2020 se esperaría una participación de alrededor del 7% (más del doble de lo que plantea este periodo en el escenario 1). Para el periodo 2020-2025, la participación crecería alrededor de un 10%.

En consonancia, la UPME en este estudio señala una serie de estrategias para aumentar la integración de energías renovables no convencionales en el SIN. Dentro de estas estrategias, se encuentra la introducción de mecanismo de mercado y despacho, para que este tipo de recursos puedan participar en el mercado mayorista de la energía de una manera más eficiente. Se plantea así, la incorporación de un mercado intradiario que, en adición al sistema de mercado mayorista, permita la participación de fuentes variables donde se refleje, a través de ofertas horarias de energía, la disponibilidad más real del recurso. Otro mecanismo planteado es el despacho prioritario. Sin embargo, se considera que la utilización de este mecanismo es cada vez menos imprescindible a razón de que el costo marginal de energía como la eólica o solar es cada vez menor, por lo que, en un futuro cercano, por propio mérito podrían ser despachadas.

Asimismo, plantea la importancia de diseñar y adoptar esquemas que faciliten el desarrollo de proyectos de pequeña escala, a través de la definición de procedimientos simplificados de conexión, operación y comercialización. Aunado, con la aplicación de procedimientos prácticos y accesibles para la aplicación de incentivos fiscales y arancelarios que hagan más atractiva la inversión en este tipo de proyectos.

Por otra parte, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) anualmente realiza una revisión del *Plan de Expansión de los recursos de generación y transmisión* para lograr alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Son objeto de su estudio tanto la infraestructura actual, como aquella en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía a nivel nacional y regional.

El análisis que realiza la UPME tiene en cuenta factores como el crecimiento de la economía, el índice de precios del consumidor, la tasa de cambio, el empleo, la inflación, los sectores externo e interno, la evolución de la demanda de energía eléctrica, la capacidad instalada del sistema, los recursos energéticos primarios con los que cuenta el país y la situación de

los mercados de electricidad. Conforme a esta información, la UPME plantea diferentes escenarios y, de esta manera, elabora el plan de expansión. En el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015-2029⁴⁹, la UPME presentó los siguientes escenarios:

Entre los años 2015 y 2020, se considera que el plan de generación cumple con los criterios de confiabilidad energética, por lo que en el corto plazo no se observan requerimientos de energía adicional más allá de lo que ya se encuentra dentro del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, aun bajo posibles atrasos en la ejecución de proyectos o frente a fenómenos del Niño más severos⁵⁰.

Para el escenario 2021-2029, por su parte, se requiere un aumento en la capacidad instalada de base y de respaldo. Para la capacidad de base se plantea la construcción de segundas etapas en proyectos hidroeléctricos (Proyecto Hidro-Ituango), la instalación de más centrales hidroeléctricas en algunas zonas del país (Antioquia y Tolima) y la proyección del aumento de la capacidad instalada de plantas menores. Para la generación de energía adicional, se plantean diferentes escenarios de participación energética. Dichos escenarios son: centrales térmicas exclusivamente, centrales hidroeléctricas exclusivamente, otros escenarios basados en energías renovables no convencionales y otro escenario en el que se combinan diferentes tecnologías de generación. Así pues, entre los escenarios más recomendados a seguir, se encuentra la generación térmica a base de carbón con 1020 MW y la generación eólica con 1174 MW.

Por otra parte, la UPME realiza ejercicios de diversificación de la matriz de generación eléctrica, siguiendo lo estipulado por la ley 1715 de 2014. Realizando este ejercicio, la simulación muestra que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal de la demanda, brindando confiabilidad energética y desplazando la generación más costosa. Sin embargo, afirma la UPME que dicha implementación plantea retos en cuanto a la conexión, expansión de redes y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el año 2016, el Ministerio de Minas y Energía, adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión para el período 2016-2030 UPME. Para esta nueva revisión, la UPME determina que se requieren 5.362 MW de expansión adicional a la ya establecida por el Cargo por Confiabilidad, durante los próximos 15 años, utilizando recursos y tecnologías como la eólica (1.456 MW), hidráulica (1.427 MW), carbón (970 MW) y plantas menores (793 MW)⁵¹. Asimismo, el plan analiza proyectos a nivel de redes de trans-

⁴⁹ UPME 2015-b, 48.

⁵⁰ Este escenario es coherente con la afirmación del director de la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas (CREG), quien considera que al tener en cuenta, tanto el balance de la energía, como la confiabilidad del sistema, en el periodo diciembre 19 a noviembre del 2020, la oferta existente y en construcción será suficientes. ELTIEMPO.COM, 2016.

⁵¹ UPME 2017, 67.

misión de energía, entre los cuales se encuentra la conexión de proyectos eólicos en la Guajira⁵². Valga decir que en los dos últimos planes de expansión (2015-2029 y 2016-2030) se estudió dicha posibilidad de conexión de recurso eólico en la Guajira, correspondiente a 1450 MW. Sin embargo, dada la presencia de múltiples comunidades indígenas en la Guajira, esto implica procesos de concertación y consulta previa, por lo que, según la UPME, dicha capacidad puede estar comprometida en un corto o mediano plazo⁵³.

Conclusiones

Conforme a los estudios y planes de Expansión realizados por la UPME se destaca el papel de las energías renovables en la ampliación de la capacidad instalada del país en los próximos años. En un primer momento, es importante el incentivo a la construcción de una mayor cantidad de proyectos basados en este tipo de recursos, su participación en subastas de cargo por confiabilidad, mecanismos de contratación a largo plazo y su conexión al SIN. Con la ley 1715 de 2014 se renueva la confianza en el sector de energías renovables no convencionales que, si bien inició con la ley 697, no había concretado instrumentos claros que incentivara la inversión en este tipo de proyectos, y por lo tanto, que mostrara señales claras de acogida a este tipo de iniciativas. Prueba de esto, es el registro de proyectos donde, como es afirmado por la UPME, se evidencia un aumento exponencial de estos, principalmente, los relacionados a generación solar fotovoltaica. Sin embargo, es papel del gobierno nacional a través del Ministerio de Minas continuar la incorporación de lineamientos generales que guíen la reglamentación por parte de la CREG, quien al final concreta que dicha participación sea posible. Cabe resaltar la reciente regulación en temas de autogeneración y generación distribuida por parte de la CREG y la fijación de lineamientos de política pública para contratar a largo plazo generación eléctrica, lo cual, a su vez, podría dar cabida a la contratación a largo plazo de generación a partir de energías renovables no convencionales. Sin embargo, todavía quedan pendientes temas de respaldo, esquemas tarifarios y mecanismos de remuneración e integración en el mercado mayorista de energía de este tipo de proyectos.

Por otra parte, siendo el cargo por confiabilidad el mecanismo que permite y estimula la creación de nuevos proyectos de generación que incrementen la capacidad instalada del sistema, lo que implica luego la conexión de estos al SIN. La definición de metodologías para determinar la energía firme de proyectos eólicos, geotérmicos y solares resulta fundamental pues establece consideraciones técnicas especiales para este tipo de proyectos en las subastas. Esperaremos los resultados de posteriores subastas para aclarar si este tipo de definiciones técnicas producirán los resultados esperados.

⁵² UPME 2016-a, 52.

⁵³ UPME 2016-a, 2030.

A su vez, es necesario esperar la reglamentación de la política pública para incentivar contratos a largo plazo de energías renovables no convencionales para afirma si se establecerán o no mecanismos más concretos, ya dentro del mercado diario de energía, o a través de subastas que aseguren contratos exclusivos de compra de energía a proyectos renovables no convencionales, o mercado intradiario, o instrumentos como *feed in tariff* que hagan más atractiva la inversión y que introduzca metas obligatorias de inserción de energías renovables no convencionales a la capacidad instalada del país.

Bibliografía citada

RODRÍGUEZ MURCIA, Humberto (2008): "Desarrollo de la Energía Solar en Colombia y sus perspectivas". Universidad de los Andes. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n28/n28a12.pdf> [fecha de consulta: 5 mayo de 2018].

Otras fuentes citadas

Asociación Nacional de Empresas Generadoras Andeg (2014): "Ingenio Providencial S.A". Disponible en: <http://www.andeg.org/node/366>. [fecha de consulta: 5 mayo de 2018].

Creg (2011): "Colombia contará con cinco nuevas plantas de generación de energía". Disponible en: http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/CREG_SRD.pdf [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Empresas Públicas de Medellín (2014): "Sistema de Generación de Energía de EPM". Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx> [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Empresas Públicas de Medellín (2014): "Jepirachi, la energía del viento". Disponible en: http://www.epm.com.co/site/portals/descargas/catalogos/plegable_jepirachi/plegable.html [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Expertos en Mercados XM (2012): "ABC Cargo por confiabilidad". Disponible en: <http://www.xm.com.co/Promocion%20Primera%20Subasta%20de%202012Energia%20Firme/abc2.pdf> [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Gestión Energética S.A E.S.P (2015): "Microcentral Hidroeléctrica del Mitú". Disponible en: http://www.gensa.com.co/proyectos.php?uid_tpy=15&uid=15
<http://www.incauca.com/content/Cogeneraci-n-de-Energ> [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Ingenio Providencia S.A (2015): "Record Producción". Disponible en: <http://www.ingprovidencia.com/es/nosotros/record-de-produccion/> [fecha de consulta: 3 mayo de 2018].

Mayaguez (2016): "Cogeneración de Energía". Disponible en: <http://www.ingeniomayaguez.com/noticias/153-estamos-trabajando-para-iluminar-los-http://www.ingeniomayaguez.com/productos/cogeneracion-de-energia> [fecha de consulta: 5 mayo de 2018].

UPME (2015-a): "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia". Disponible en: http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACIÓN_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

UPME (2015-b): "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015-2029". Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expan

- sion_GT_2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf [fecha de consulta: 4 abril de 2018].
- UPME (2016-a): "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2016-2030". Disponible en: http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf. [fecha de consulta: 4 abril de 2018].
- UPME (2016-b): "Sistema de Información Eléctrico Colombiano: Generación 2016". Disponible en: [http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fGeneraci%u00f3n+\(Gerencial\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fGeneraci%u00f3n+(Gerencial)) [fecha de consulta: 4 abril de 2018].
- UPME (2016-c): "Registro de proyectos de Generación". Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2017/Registro_Proyectos_Generacion_Mayo2017.pdf [fecha de consulta: 4 abril de 2018].
- UPME (2017): "Nuevo plan de expansión eléctrico mantiene impulso renovable". Disponible en: http://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_UPME_02_2017.pdf [fecha de consulta: 4 abril de 2018].

Normativa citada

- Decreto 3683 de 2003, por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial, 19 de diciembre de 2003.
- Decreto 2143 de 2015, por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014, 4 de noviembre de 2015.
- Decreto 2469 de 2014, por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, 2 de diciembre de 2014.
- Decreto 0570 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, 23 de marzo de 2018.
- Ley 1715 de 2014, por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, 13 de mayo de 2014.
- Ley 697 de 2001, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones, 3 de octubre de 2001.
- Resolución UPME 045 de 2016, por el cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avala, los proyectos de fuentes no convencionales de energía, con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la ley 1715 de 2014, y se toman otras determinaciones, 3 de febrero de 2016.
- Resolución 1312 de 2016, por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones, 11 de agosto de 2016.
- Resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto, 1 de junio del 2010.
- Resolución 180919 de 2010, por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto, 2 de junio de 2010.

Resolución CREG 024 del 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado nacional y se dictan otras disposiciones, 13 de marzo de 2015.

Resolución CREG 030, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, 1 de marzo de 2018.