

BARRERAS PARA EL INGRESO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

Tesista: Ing. MARTHA LUCÍA CABRERA PARRADO

Director de Tesis: Acad. Ing. OSCAR FERREÑO

Buenos Aires – 2022

Tabla de Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	5
1.1.	DEFINICIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN	6
2.	OBJETIVOS Y METODOLOGÍA.....	7
2.1.	OBJETIVO GENERAL	7
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
2.3.	METODOLOGÍA	7
3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
3.1.	DEFINICIÓN DEL MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO	9
3.1.1.	FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LAS VENTAJAS QUE CONLLEVAN A SU IMPLEMENTACIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA.....	9
3.1.1.1.	¿QUÉ SON LAS ENERGÍAS RENOVABLES?	9
3.1.1.1.1.	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	9
3.1.1.1.2.	ENERGÍA EÓLICA	10
3.1.1.2.	VENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	12
3.1.1.3.	DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	13
3.1.1.3.1.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
3.1.1.3.2.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	14
3.1.1.3.3.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ.....	14
3.1.1.3.4.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ.....	15
3.1.1.3.5.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA MINHIDRÁULICA	15
3.1.1.3.6.	DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	15
3.1.1.3.7.	DESVENTAJAS DE LA BIOMASA	16
3.2.	ESTADO DEL ARTE	16
3.2.1.	CAPACIDAD INSTALADA	16
3.2.2.	CUANTIFICACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA, PRINCIPALMENTE EÓLICOS Y SOLARES.....	17
3.2.2.1.	VIENTO	18
3.2.2.2.	RADIACIÓN SOLAR	19
3.2.3.	ALGUNOS PROYECTOS EJECUTADOS EN COLOMBIA EN MATERIA DE RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	21
3.2.4.	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO RELACIONADO CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	22

3.2.5.	REGULACIÓN COLOMBIANA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	24
3.2.6.	ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA COLOMBIANA.....	34
3.3.	SELECCIÓN DE PAÍSES DE LA REGIÓN.....	39
3.3.1.	REGULACIÓN ARGENTINA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	40
3.3.2.	ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA ARGENTINA	59
3.3.3.	REGULACIÓN URUGUAYA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	63
3.3.4.	ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA URUGUAYA.....	72
3.4.	COMPARATIVA DE LA REGULACIÓN COLOMBIANA, ARGENTINA Y URUGUAYA.....	74
3.4.1.	INCENTIVOS A LA INVERSIÓN / BENEFICIOS PROMOCIONALES	74
3.4.2.	METAS.....	75
3.4.3.	MECANISMOS DE CONTRATACIÓN	76
3.5.	ENTREVISTAS A EXPERTOS E INVOLUCRADOS EN EL TEMA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	78
3.6.	IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS QUE HAN IMPEDIDO EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	83
3.6.1.	BARRERAS TÉCNICAS.....	84
3.6.1.1.	APARENTE FALTA DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CUANDO SE HACE LA INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE MANERA INDIVIDUAL.....	84
3.6.1.2.	CARENCIA DE INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN A LA RED	85
3.6.1.3.	FALTA DE CONDICIONES IDEALES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA	85
3.6.1.4.	TEMAS LOGÍSTICOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA.....	86
3.6.2.	BARRERAS JURÍDICAS.....	86
3.6.2.1.	AUSENCIA DE NORMATIVA QUE FAVOREZCA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES CON LAS ENERGÍAS CONVENCIONALES	86
3.6.2.2.	FALTA DE IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS A LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	87
3.6.2.3.	DINÁMICA ACTUAL DEL DESPACHO EN EL MERCADO SPOT.....	88
3.6.3.	BARRERA SOCIAL.....	89
3.6.3.1.	TENENCIA DE TIERRAS.....	89
3.6.4.	BARRERA DE MERCADO.....	91

3.6.4.1.	PARIDAD HORARIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.....	91
3.7.	RECOMENDACIONES PARA EL LOGRO DE UNA EFICAZ IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE FNCER ADECUADOS AL CONTEXTO COLOMBIANO.....	91
3.7.1.	INTEGRAR LA ENERGÍA HIDRÁULICA CON ENERGÍAS EÓLICA Y SOLAR, como alternativa a la barrera “APARENTE FALTA DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CUANDO SE HACE LA INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE MANERA INDIVIDUAL”.....	91
3.7.2.	CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS FAVORECIDAS CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “CARENCIA DE INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN A LA RED”.....	98
3.7.3.	EVALUACIÓN, NEGOCIACIÓN Y MEJORAMIENTO DE CONDICIONES LOGÍSTICAS, como alternativa a la barrera “TEMAS LOGÍSTICOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA”.....	98
3.7.4.	IMPLEMENTAR SUBASTAS RECURRENTE DE LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “FALTA DE IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS A LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES”.....	99
3.7.5.	CONSIDERAR LA POSIBILIDAD DE HACER AJUSTES AL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO SPOT, PARA DISMINUIR LAS DESVENTAJAS QUE ACTUALMENTE PRESENTAN LAS ERNC FRENTE A LAS CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “DINÁMICA ACTUAL DEL DESPACHO EN EL MERCADO SPOT”.....	100
3.7.6.	CONSULTAS PREVIAS, como alternativa a la barrera “TENENCIA DE TIERRAS”.....	101
3.7.7.	EVALUAR LA POSIBILIDAD DE NO EXIGIR PARIDAD HORARIA A LOS CONTRATOS DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA, como alternativa a la barrera “PARIDAD HORARIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS”.....	101
3.7.8.	MERCADO ANÓNIMO ESTANDARIZADO (MAE).....	102
3.7.9.	MERCADO DE CONTRATOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MCE).....	103
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
	ANEXO I: REGULACIÓN COLOMBIANA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	117
	ANEXO II: ENTREVISTAS A EXPERTOS E INVOLUCRADOS EN EL TEMA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	144

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables no convencionales (ERNC) son formas de energía alternativas a las energías convencionales, capaces de producir electricidad a partir de fuentes naturales inagotables y sostenibles, son diversas y abundantes lo que evidencia su potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta. Pueden clasificarse en 3 categorías: limpias como solar, eólica, undimotriz, mareomotriz, minhidráulica y geotérmica; contaminantes¹ como las hidroeléctricas convencionales (a gran escala) al producir un gran impacto ambiental en su construcción y además ser fuentes de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI)²; y neutras como la biomasa al arrojar un saldo nulo de emisiones en su ciclo dado que durante su combustión emite dióxido de carbono pero ha sido previamente absorbido al transformarse en materia orgánica mediante fotosíntesis.

Desde el punto de vista ambiental las energías renovables no producen emisiones contaminantes ni de GEI (a excepción de la hidroeléctrica) causantes del calentamiento global y no producen efectos meteorológicos como la lluvia ácida. Además, cuentan con un horizonte político favorable, dado que las decisiones acordadas en la COP21³, evidenciaron un consenso internacional en favor de la descarbonización⁴ de la economía, la comunidad internacional entendió la obligación de ir hacia un futuro sostenible del planeta.

En materia geopolítica contribuyen a reducir la dependencia energética, dado que en los casos en los que se importan combustibles fósiles, se produce una supeditación a la coyuntura económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro.

Al mismo tiempo, por su inmenso potencial energético y disponibilidad del recurso, cuentan con la capacidad de hacer frente a los aumentos rápidos y crecientes de la demanda en el mercado de la energía, garantizando a largo plazo estabilidad de suministro y de precios, así como incremento del desarrollo económico y diversificación de la matriz energética. Igualmente, la producción de ERNC a nivel local, reduce los costos de transporte, así como las pérdidas energéticas en el sistema y favorece la creación de empleo.

Aunado a lo anterior, las principales ERNC como la eólica y la solar fotovoltaica han venido reduciendo sus costos, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos. Cabe anotar que al no tener combustión, no las integran elementos sometidos a altas temperaturas, lo que logra que los materiales sean más económicos

¹ La energía hidroeléctrica puede ser clasificada como contaminante: Sánchez, Javier. *Qué son las energías contaminantes o sucias*, <https://www.ecologiaverde.com/que-son-las-energias-contaminantes-o-sucias-1685.html>, 2.018; Universidad Carlemany. *Ejemplos de energías sucias o contaminantes*, <https://www.universitatcarlemany.com/actualidad/ejemplos-de-energias-sucias-o-contaminantes>.

² Gases de Efecto Invernadero (GEI): son gases atmosféricos que absorben y emiten radiación dentro del rango infrarrojo. Este proceso es la fundamental causa del efecto invernadero. Los principales GEI en la atmósfera terrestre son el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, el óxido de nitrógeno y el ozono.

³ COP21: Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015.

⁴ Descarbonización: acciones que permiten eliminar el consumo de combustibles fósiles que poseen carbono en su estructura molecular, y cuya combustión libera energía, contaminantes – que afectan la salud de las personas y los ecosistemas – y GEI. El más abundante de los GEI originado por las actividades humanas es el dióxido de carbono (CO₂), que causa calentamiento cerca de la superficie terrestre con consecuencias sobre el clima a escala global.

que los que se utilizan en el caso de tecnologías que sí cumplen con esta característica. Sin embargo, ninguna de las dos es gestionable debido a su dependencia por la disponibilidad del viento y el sol respectivamente, por esta condición, así estén diseñadas para obtener en todo momento la mayor cantidad posible de energía, no es constante, puede no ser la producción requerida; esta es una de las principales diferencias con las convencionales.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en el último reporte global presentado en el 2019, muestra que el 26% de la energía primaria del mundo a finales de 2.018, corresponde a la capacidad de generación instalada en energías renovables (ER). De este porcentaje, el 49% pertenece a energía hidroeléctrica, 24% a eólica, 20% a solar, 5% a bioenergía, 1% a geotérmica y 1% a marina⁵.

Particularmente en el caso de Colombia, de los 17.312 megavatios (MW) instalados a diciembre de 2.018 para satisfacer la demanda, un 69% se produce con hidroeléctricas en condiciones normales, pero se torna altamente vulnerable frente a fenómenos como el Niño⁶. Un 30% viene de termoeléctricas que usan gas, diésel y carbón, las cuales generan mayor contaminación y mayores costos, además de ser fuentes sujetas a agotamiento. Y tan solo un 1% corresponde a ERNC⁷.

De esta manera se evidencia que el país depende de dos grandes fuentes de generación de electricidad, lo cual revela una necesidad inminente de apostarle con más fuerza al desarrollo de otras tecnologías y por su ubicación en la zona ecuatorial, variedad de climas y ecosistemas, cuenta con gran potencial para aumentar el porcentaje de ERNC.

1.1. DEFINICIÓN DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN

El tema de investigación se centra en el contexto de ampliación de la cobertura en la matriz energética colombiana de ERNC más específicamente solar fotovoltaica y eólica, dado que estas dos fuentes de generación son las de mayor potencial y el mismo es muy superior a las necesidades futuras de energía; busca identificar las barreras actuales para su implementación, de tipo: técnico, jurídico, social y de mercado, a las que se enfrentan las personas naturales y jurídicas que buscan participar en su desarrollo, las cuales no han permitido avanzar en el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales De Energía Renovable (FNCER) y de ésta manera encontrar el modo de suprimirlas o superarlas, creando las condiciones propicias en el país.

⁵ La capacidad mundial de energías renovables alcanzó 2.351 GW a fines del año pasado, <https://www.evwind.com/2019/04/02/la-capacidad-mundial-de-energias-renovables-alcanzo-2-351-gw-a-fines-del-ano-pasado/>, 2.019.

⁶ Fenómeno del Niño: evento meteorológico que consiste en el calentamiento de las aguas del océano Pacífico, que en Colombia conlleva a periodos de sequía.

⁷ Planas Marti, María Alexandra y Cárdenas, Juan Carlos. *La matriz energética de Colombia se renueva*, <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>, 2.019.

2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

2.1. OBJETIVO GENERAL

Identificar las barreras a las que se enfrentan las personas naturales y jurídicas interesadas en acceder al mercado de las energías renovables no convencionales en Colombia, más específicamente al de solar fotovoltaica y eólica.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A - Recopilar, estudiar y describir el contenido de las leyes, decretos y resoluciones que establecen el marco normativo y el contexto en el que se desenvuelve el mercado actual de las energías renovables no convencionales en Colombia.

B - Identificar las barreras que impiden el desarrollo de iniciativas y la ejecución efectiva de proyectos que incluyen energías renovables no convencionales, en especial solar fotovoltaica y eólica.

C – Estudiar dentro del ámbito regional, el caso de dos países exitosos en materia de desarrollo de energías renovables no convencionales, su regulación y herramientas de promoción.

D - Definir recomendaciones en busca de la superación de las barreras que impiden alcanzar la diversificación de la matriz energética en Colombia por la pobreza en el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales, tomando como punto de partida los aciertos de la experiencia regional.

2.3. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos específicos identificados en el punto precedente, se desarrollarán las tareas que se indican a continuación:

- Para alcanzar el objetivo A – Recopilación, estudio y descripción de la normatividad en Colombia, se utilizará la metodología cualitativa de revisión de literatura para la realización de las siguientes tareas:

A.1 – Establecer el marco conceptual y teórico del tema de investigación.

A.2 – Enumerar las fuentes de energías renovables no convencionales y describir las ventajas y desventajas que conlleva su implementación en la matriz energética del país.

A.3 – Estudiar y resumir la regulación colombiana, en materia de energías renovables no convencionales.

A.4 – Cuantificar los recursos renovables no convencionales en el país, principalmente eólicos y solares.

A.5 – Realizar un análisis acerca del funcionamiento y la eficacia de la normativa identificada.

- Para alcanzar el objetivo B – Identificación de barreras, se utilizará la metodología cualitativa de realización de entrevistas tipo semiestructuradas con cuestionarios de preguntas abiertas, las cuales se plantearán a partir de los temas identificados como relevantes en la revisión de literatura de los puntos anteriores, para la realización de la siguiente tarea:

B.1 – Obtener información general pertinente por parte de expertos e involucrados en el tema de investigación, referente a las barreras que impiden el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales y describirlas.

- Para alcanzar el objetivo C – Estudio regional, se utilizará la metodología cualitativa de estudio de caso, para la realización de las siguientes tareas:

C.1 – Seleccionar dos países de la región que estén teniendo éxito en la inclusión de energías renovables no convencionales en su matriz energética.

C.2 – Estudiar y comentar la normatividad de los países seleccionados en lo referente a las energías renovables no convencionales para el sector energético.

C.3 – Realizar un análisis acerca del funcionamiento y la eficacia de la normativa identificada.

C.4 – Comparar la normatividad regional con la normatividad colombiana y extraer las políticas y herramientas de promoción aplicables a Colombia, que puedan funcionar para la superación de barreras encontradas.

- Para alcanzar el objetivo D – Definición de recomendaciones, se analizará toda la información obtenida de la literatura estudiada, las entrevistas y el estudio de casos, para la realización de la siguiente tarea:

D.1 – Proponer con base en la investigación realizada, las condiciones conforme a las cuales se puede lograr una eficaz implementación de proyectos de FNCER adecuados al contexto colombiano, logrando así la diversificación de la matriz energética nacional.

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. DEFINICIÓN DEL MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

3.1.1. FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y LAS VENTAJAS QUE CONLLEVAN A SU IMPLEMENTACIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA

3.1.1.1. ¿QUÉ SON LAS ENERGÍAS RENOVABLES?

Las energías renovables son todas las formas de energía alternativas a los combustibles fósiles⁸, que son a saber, capaces de producir electricidad mediante la explotación de fuentes naturales inagotables, bien sea por la gran cantidad de energía que contienen o porque se regeneran por medios naturales.

Estas fuentes energéticas se basan en la utilización del sol, el viento, el agua, la biomasa, los mares, las olas y la geotermia, lo cual evidencia su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta. Desde aquí toman el nombre de energía solar, energía eólica, energía hidroeléctrica⁹, energía producida por biomasa, energía mareomotriz, energía undimotriz y energía geotérmica.

Las principales tecnologías renovables no convencionales son la solar fotovoltaica y la eólica, por lo cual se hará referencia principalmente a ellas a lo largo del presente trabajo.

3.1.1.1.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Consiste en la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica, sin mediar ciclos termodinámicos ni reacciones químicas; solo mediante el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico a través del cual ciertos dispositivos fabricados con semiconductores son capaces de convertir la luz del sol en electricidad sin ningún proceso intermedio.

Este dispositivo es la célula o celda solar fotovoltaica. Al incidir sobre esta los fotones de la radiación solar, se produce un movimiento de electrones que da lugar a este tipo de energía.

VENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- Es un recurso renovable.

⁸ Combustible fósil: es aquel que procede de la biomasa producida en eras pasadas, que ha sufrido enterramiento y tras él, procesos de transformación, por aumento de presión y temperatura, hasta la formación de sustancias de gran contenido energético, como el carbón, el petróleo, o el gas natural.

⁹ Energía hidroeléctrica: si es de gran porte se considera convencional, si es pequeña central hidroeléctrica (PCH), se considera no convencional.

- La energía del sol es gratuita.
- No es contaminante.
- No genera ruidos.
- Fácil instalación.
- Suministra energía en zonas donde no llega la red eléctrica convencional.
- Los sistemas solares requieren muy poco mantenimiento.
- Los módulos solares pueden durar más de 30 años.
- Rápido montaje.
- Alta fiabilidad.
- Escalabilidad: el sistema es modular, lo que significa que una planta solar fotovoltaica puede diseñarse para ser construida por etapas de acuerdo a los requerimientos de consumo de electricidad, facilitando una rápida expansión del sistema.

SISTEMAS CONECTADOS A LA RED

En estos sistemas, toda la energía producida se vierte a la red eléctrica, de forma tal que cada KWh que se produzca con los módulos fotovoltaicos es uno menos que se genera en las centrales convencionales.

Uno de los objetivos principales de una instalación conectada a red es generar tanta energía como sea posible, adaptándose al espacio físico disponible y al costo de la inversión, para ser inyectada en la red.

3.1.1.1.2. ENERGÍA EÓLICA

Se genera por la transformación de la energía solar, a causa del movimiento del aire por diferencias de temperatura. Una de las aplicaciones de esta energía alternativa es de tipo energético a través de la generación de electricidad.

La energía cinética del viento se aprovecha principalmente cuando el flujo de aire actúa o ejerce presión sobre los alabes de las turbinas eólicas, las cuales poseen un diseño aerodinámico para lograr la mayor transferencia a la energía cinética rotacional de la turbina, la cual a su vez mediante un eje se transfiere a un generador que la transforma en electricidad.

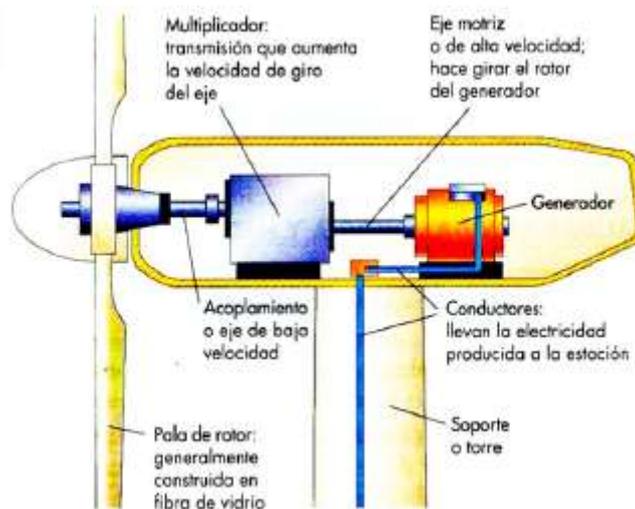


Ilustración 1 Aeroturbina de eje horizontal. Esquema de proceso de generación eólica. Fuente: INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM) – UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME)

La ilustración 1 muestra los principales componentes de una aeroturbina de eje horizontal; el viento mueve el conjunto de las palas del rotor que accionan el mecanismo multiplicador de revoluciones, el cual transfiere la energía cinética rotacional mediante el eje de alta velocidad, se conecta al generador de electricidad, que mediante cableado conduce la electricidad generada a la red eléctrica de transporte para su comercialización. También existe un tipo de aerogenerador sin caja multiplicadora, es de accionamiento directo y utiliza un alternador más grande, multipolo, ya que para conseguir una frecuencia elevada con baja velocidad de giro tienen más de una decena de polos.

VENTAJAS DE INSTALAR TECNOLOGÍAS EÓLICAS

- Limpia, al no producir ningún tipo de residuo.
- Gran potencial dado por la abundancia del recurso.
- Fácil y rápido montaje.
- Vida útil mayor a 25 años.
- La escala es de algunos MW hacia adelante.
- Bajo impacto al suelo debido a la ausencia de contaminantes y al poco espacio que ocupan.
- No produce alteraciones sobre las fuentes de agua al no hacer uso de ellas durante la producción de energía y no producir vertidos sobre los acuíferos.
- Su transporte no genera tráfico ni impactos medioambientales al no emplear tuberías, barcos o camiones.
- Permite crear un mercado energético autóctono favoreciendo la independencia energética, al liberar de la necesidad de importar la energía desde otras economías.
- La tecnología eólica mejora constantemente, lo que permite aprovechar cada vez más la energía recogida.
- Es compatible con otras actividades como la agricultura y la ganadería lo que hace que no tenga un impacto negativo en la economía local, permitiendo que en la zona se pueda seguir desarrollando su actividad tradicional, es más, hay autores que la definen como una actividad agropecuaria más.

3.1.1.2. VENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

- Son un recurso que se puede reutilizar dado que no son fuentes de energía percederas, como sí lo son el carbón, el petróleo o los materiales empleados para la energía nuclear.
- Son la alternativa más limpia, dado que la mayoría de estas energías no necesitan de una combustión, su impacto ambiental en materia de generación de contaminantes es de menor magnitud que el de las energías convencionales, ayudando así a cuidar el medio ambiente y a preservar durante más tiempo los recursos del planeta.
- En la generación de energía, la mayoría no producen ni emisiones de GEI como el CO₂ entre otras, causantes del calentamiento global, ni efectos meteorológicos como la lluvia ácida¹⁰.
- Contribuyen a reducir la dependencia energética, al evitar la importación de combustibles fósiles, la cual produce una supeditación a la coyuntura económica y política del país proveedor que pueden comprometer la seguridad del suministro energético.
- Tienen un potencial energético mayor que los combustibles fósiles, de hecho, son capaces de hacer frente a los aumentos rápidos y crecientes de la demanda en el mercado de la energía.
- Por su disponibilidad están sujetas a menos fluctuaciones de precios, al contrario que el petróleo o el gas.
- La producción de ERNC a nivel local, reduce los costos de transporte que tienen las energías fósiles, ayudan a disminuir las pérdidas energéticas en el sistema, favorecen el desarrollo económico y la creación de empleo.
- Las principales tecnologías renovables no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica están reduciendo sus costos, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales. Las economías de escala¹¹ y la innovación están ya consiguiendo que las ERNC lleguen a ser la solución más sostenible, no solo ambiental sino también económicamente.
- Posibilitan la implementación de otro tipo de proyectos tecnológicos como las redes inteligentes o Smart Grid.
- Las impulsa un horizonte político favorable, ya que la comunidad internacional ha entendido la obligación de robustecer la transición hacia una economía baja en carbono por el futuro sostenible del planeta, lo cual se evidenció en la COP21.

¹⁰ Lluvia ácida: lluvia con ácidos disueltos, principalmente ácido sulfúrico y nítrico, procedentes de combustibles fósiles y de motores de explosión.

¹¹ Economía de escala: poder que tiene una empresa cuando alcanza un nivel óptimo de producción para ir produciendo más a menor coste, es decir, a medida que la producción en una empresa crece, sus costes por unidad producida se reducen.

- Aportan a la diversificación de la matriz energética¹².
- Propician un sector eléctrico más robusto y con menos riesgos de fallas cuando se presentan fenómenos climatológicos como El Niño, dado que actualmente el 70% del total de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proviene de la hidroelectricidad.
- Disminuyen la probabilidad de aumento del 29% de participación actual de generación a base de combustibles fósiles (gas, diésel y carbón) en los años de baja hidraulicidad, dado que las térmicas convencionales son las encargadas de cubrir ese faltante, las cuales generan mayores costos y mayor contaminación.
- Generan la posibilidad de atraer inversión que incremente el acceso a capital y dinamice la competitividad del sector eléctrico en innovación, desempeño y costos.
- Ayudan a modernizar otros sectores de la economía como el transporte, que es clave para la mitigación del cambio climático.

3.1.1.3. DESVENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

3.1.1.3.1. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- No es gestionable, es decir, se diseña para que en cada instante produzca la máxima energía posible de acuerdo al recurso disponible en ese instante y hasta el límite de su potencia nominal.
- Depende del clima.
- Afectada por la contaminación del aire.
- Alto costo de inversión inicial.
- Baja eficiencia de producción energética.
- Requiere sistemas de almacenamiento para funcionamiento las 24 horas del día.
- Grandes extensiones de tierra para producción a gran escala.
- Falta de información y soporte técnico.
- Disposición y reciclaje de los materiales tóxicos.
- El beneficio de complementariedad que este tipo de plantas puede brindar en periodos de baja hidrología no es valorado y por tanto no es remunerado.
- Por su naturaleza variable no se ajusta al modelo de regulación colombiano de fuentes “despachables”.
- El mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, con lo cual pueden ser penalizados por desviaciones respecto a la energía ofertada el día anterior, no teniéndose la opción de realizar las ofertas con tan solo unas horas de anticipación.

¹² Matriz energética: es la combinación de fuentes de energía primaria que se utiliza en una zona geográfica.

3.1.1.3.2. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

- No es gestionable, es decir, se diseña para que en cada instante produzca la máxima energía posible de acuerdo al recurso disponible en ese instante y hasta el límite de su potencia nominal.
- La calidad del recurso depende del tipo de terreno y su altura sobre el nivel del mar.
- Incertidumbre en el cálculo del recurso eólico, dado que la torre de medición llega a menos altura que los aerogeneradores.
- Depende de la intensidad, velocidad y dirección del viento.
- Alta inversión inicial.
- Extensiones de tierras enormes.
- Desafíos logísticos por instalación a gran altura.
- Complejidad en el transporte de partes de los aerogeneradores desde el puerto hasta el lugar del proyecto, dada su longitud.
- Las zonas con mayores potenciales se encuentran localizadas en sitios alejados de redes eléctricas para la transmisión de la energía, adecuadas vías de acceso y comunicación, lo cual dificulta la construcción de estos proyectos, y ante todo, su integración al sistema energético nacional.
- Impacto visual.
- Generación de sombra.
- Generación de ruido.
- Afectación a aves y murciélagos.
- Requiere sistemas de almacenamiento si se quiere que funcione las 24 horas al día.
- Requerimiento de licencia ambiental, su punto más crítico corresponde a los procesos de consulta previa con comunidades indígenas en caso de cercanía a las mismas.
- El beneficio de complementariedad que este tipo de plantas puede brindar en periodos de baja hidrología no es valorado y por tanto no es remunerado.
- Por su naturaleza variable no se ajusta al modelo de regulación colombiano de fuentes “despachables”.
- El mercado eléctrico mayorista exige que todos los proyectos con capacidades mayores a 20 MW estén sujetos al despacho central, con lo cual pueden ser penalizados por desviaciones respecto a la energía ofertada el día anterior, no teniéndose la opción de realizar las ofertas con tan solo unas horas de anticipación.
- Si bien existen iniciativas puntuales de entidades como la UPME y el IDEAM, para brindar información de caracterización del recurso eólico como una primera aproximación para agentes interesados en su aprovechamiento, no existe un mecanismo para brindar información pública suficiente de este recurso. Así mismo, no existen obligaciones por parte de quienes estudian estos recursos para compartir información con entidades como la UPME para planear su adecuado aprovechamiento.
- Hay zonas restringidas para la instalación de aerogeneradores como el borde del terreno por tema de invasión del espacio aéreo del vecino y distancia mínima a vías y redes eléctricas.

3.1.1.3.3. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ

- FNCER en fase de experimentación, pruebas y mejora continua tanto en la captación de energía como en sus costos.

- Ubicación solo en zonas costeras.
- Rompe el paisaje marítimo al ser estructuras completamente ajenas al mundo marino.
- Alto costo económico por la juventud de esta fuente y debido a la instalación del cableado de conexión eléctrica para trasladar la energía captada.
- Afectación a la flora y fauna en el fondo marino.
- Los sistemas de captación podrían atraer o promover poblaciones de distintas criaturas marinas.
- Difícil mantenimiento.
- La alta salinidad produce corrosión en las instalaciones.
- Los sistemas de captación pueden provocar riesgos para la navegación.

3.1.1.3.4. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ

- Dependiente de la amplitud de las mareas.
- Hay pocos sitios adecuados para diques de marea.
- Energía muy costosa y de gran inversión por ser una tecnología nueva.
- Impacto visual y ocupación de zonas costeras dado que estas centrales requieren ser construidas cerca de tierra firme que es donde se dan las diferencias más marcadas entre mareas.
- Produce cambios en la salinidad.
- Impacto sobre la flora y la fauna.
- Solo proporciona energía eléctrica durante unas 10 horas al día.

3.1.1.3.5. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA MINHIDRÁULICA

- Fuerte dependencia de la lluvia.
- Derivación y captación de recursos hídricos superficiales.
- Erosión en los tramos en que el suelo queda expuesto a la acción del agua.
- Ocupación del terreno.
- Transformación del territorio.
- Posibles alteraciones sobre la flora y la fauna.
- Afectación del paisaje.

3.1.1.3.6. DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

- Energía nueva y poco explotada.
- Disponibilidad en determinados lugares.
- Alta inversión inicial.
- Dado que no se ha desarrollado aún el primer proyecto de este tipo en Colombia, no se cuenta con un proceso de licenciamiento y concesión del recurso claramente definido, que considere las etapas y riesgos de inversión asociados con este tipo de desarrollos. El operador puede aplicar para la obtención de una licencia exploratoria, más no son claros los términos de exclusividad o temporalidad bajo los cuales puede ser otorgada una concesión para el uso del recurso. Esto representa un alto riesgo para el inversionista.

- Teniendo en cuenta que los proyectos geotérmicos a ser desarrollados en Colombia corresponden en promedio con capacidades mayores a 20 MW, la condición de planta “despachable” y la penalización por desviaciones hoy en día asociadas a este tipo de plantas podría afectar la participación de la fuente en el mercado.
- Las fases de estudio y exploración del recurso geotérmico pueden ser asimiladas con los procesos de exploración de hidrocarburos, que se caracterizan por altos costos a raíz de las relativamente bajas probabilidades de éxito y el riesgo asociados con la actividad.
- Si bien existe amplia experiencia internacional en el desarrollo de proyectos geotérmicos, en Colombia no se cuenta con la experiencia o probada capacidad para desarrollar tal tipo de proyectos.

3.1.1.3.7. DESVENTAJAS DE LA BIOMASA

- Necesidad de tener combustible biomásico estandarizado y asegurado en el tiempo.
- Faltan proveedores de biomasa.
- Falta de normativa relacionada con las plantas de biogás y de homologación de artefactos donde pueda usarse el biogás y para inyectar a la red de gas natural.
- Dispar apoyo de las distribuidoras eléctricas.
- Los proyectos en general deberían ser desarrollados por industriales que la generación eléctrica no es su “core business”. Invertir en un proyecto de generación le resta liquidez a la empresa que se dedica a otra cosa.
- Los industriales no están dispuestos a tomar el riesgo inicial para evaluar un proyecto.
- Se requiere mucho espacio para acopio.
- Utilización de cultivos vegetales comestibles.

3.2. ESTADO DEL ARTE

3.2.1. CAPACIDAD INSTALADA

Actualmente, la capacidad instalada en Colombia es 17.479,13 MW, provenientes de dos fuentes principalmente, 68,30% de energía hidráulica, 30,59% de plantas térmicas (14,38% gas, 9,48% carbón y 6,73% combustibles líquidos) y el resto a cogeneración (0,85%), eólica (0,10%) y energía solar (0,16%). Estas cifras preocupan, sobretodo porque el sistema eléctrico no es lo suficientemente resiliente para soportar golpes como el fenómeno del Niño, la variabilidad de la disponibilidad de los hidrocarburos, especialmente gas y la volatilidad de sus precios. Por eso, el país está ante la necesidad de reducir su dependencia de las fuentes convencionales de energía.

La alta dependencia al recurso hídrico hace al sistema eléctrico colombiano vulnerable ante escenarios de hidrología crítica. Durante los periodos de normalidad hidrológica, la generación hidráulica está en capacidad de abastecer cerca del 85% de la demanda.

En contraste, durante periodos secos como 2.009-2.010 y 2.015-2.016 afectados por el fenómeno de El Niño, las fuentes de generación térmica cubrieron casi el 50% de la demanda, incurriendo en altos costos de generación y mayores emisiones de GEI.

El riesgo ante escenarios de sequía puede reducirse con la diversificación de la matriz de generación, especialmente con un aumento de la participación de las FNCER. Este tipo de energías tienen costos variables cercanos a cero. En este contexto el Gobierno de Colombia se ha comprometido a incorporar 1.500 MW de FNCER para el año 2.022 y se espera que estas fuentes representen el 14% de la generación del sistema eléctrico al 2.025 y el 17% al 2.030.

Buscando el cumplimiento de esta última proyección, se espera que la capacidad eólica terrestre del país aumente de 19.5 MW en 2.019 a 3,4 GW en 2.030 y la solar fotovoltaica de 128 MW pase a 1,7 GW, mientras que el segmento de bioenergía alcanzaría 719 MW. Hasta la fecha, Colombia no tiene capacidad geotérmica instalada, pero se espera que tenga 115 MW para 2.030.

Además, mantener el incremento de la temperatura por debajo de 2°C durante éste siglo fue una de las metas del acuerdo climático de París de 2.015, pero esto no será posible si las ERNC no crecen a un ritmo acelerado.

3.2.2. CUANTIFICACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA, PRINCIPALMENTE EÓLICOS Y SOLARES

Al ubicarse en la zona ecuatorial y contar con climas y ecosistemas variados, Colombia goza de un gran potencial para desarrollar energías limpias a partir del agua, el viento, el sol y los residuos de biomasa como los de la caña de azúcar, aceite de palma, arroz y plátano.

El país, a partir de energía eólica y solar podría generar una cantidad muy superior a la actual capacidad instalada. La mayor fuente de riqueza de estos dos recursos energéticos renovables no convencionales, ha sido identificada en el Caribe, para ser más precisos en La Guajira. El potencial de energía eólica que se puede llegar a producir allí es 1,2 veces más alto que la capacidad instalada del sistema interconectado nacional, según la UPME.

Si tan solo se aprovechara el 50% del área de éste departamento, podrían producirse aproximadamente 15.000 MW, es decir, se generaría la cantidad suficiente para abastecer el 90% de la capacidad instalada de generación de electricidad en el país.

Zonas con velocidades de vientos superiores a 5,6 m/s son consideradas óptimas para la generación eólica y en La Guajira, las velocidades pueden alcanzar 9 m/s, por lo cual dicha región es calificada como una de las mejores de América Latina.

En cuanto a energía solar, el promedio mundial de irradiación¹³ es de 3,9 KWh/m²/d, el promedio de las distintas regiones de Colombia es 4,5 KWh/m²/d y el promedio en La Guajira es de 6 KWh/m²/d. Es por esto que el potencial solar a nivel nacional está estimado en 42.000 MW.

El conocimiento de la disponibilidad de los potenciales de las ERNC, cuantificando y estimando los promedios mensuales de la radiación solar y los vientos que inciden sobre el territorio colombiano a lo largo del año, facilita la identificación de regiones estratégicas para la solución de necesidades energéticas de la población.

Medir la radiación solar es importante para el caso de las zonas apartadas de las redes nacionales de transporte y distribución de energía, por ejemplo, ésta información es necesaria para el

¹³ Irradiación: es la cantidad de energía solar que recibe una superficie en un determinado periodo de tiempo.

dimensionamiento de sistemas o aplicaciones tecnológicas que a partir de la energía solar, permiten el abastecimiento de energía eléctrica con el fin de dar solución a diversos requerimientos como iluminación, comunicaciones, bombeo de agua y señalización. Sin embargo, es importante resaltar que para zonas aisladas al no ser una energía gestionable, debe ser combinada con convencionales o baterías o algún tipo de almacenamiento.

Respecto al viento, hoy en día, la necesidad de hallar fuentes alternativas para la generación de energía que favorezcan el desarrollo sostenible sin poner el riesgo la calidad de vida de las generaciones futuras, ha llevado al desarrollo de tecnologías que permiten el aprovechamiento energético del recurso climático y en particular de las propiedades dinámicas del aire, representadas en las características físicas del viento, tal como ocurre con los aerogeneradores que transforman la energía del viento, eólica, en eléctrica.

La valoración de la disponibilidad de la energía solar y de los vientos en el territorio nacional, ha sido realizada por el IDEAM, con la colaboración de entidades como la UPME, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias), entre otras, a través de los atlas de radiación solar y de vientos de Colombia, de los cuales se presentan a continuación algunos de los más importantes resultados.

3.2.2.1. VIENTO

Los resultados del atlas de viento, se constituyen en una importante fuente de información para localizar lugares propicios para el aprovechamiento de la energía eólica; lo que contribuiría al desarrollo tecnológico y económico del país y como alternativa de mitigación frente al cambio climático.

Los resultados permiten dimensionar futuros proyectos como parques eólicos para la generación de energía eléctrica, tanto conectados al SIN como en aquellas zonas donde las redes de transporte y distribución de energía no son accesibles, en este caso la energía eólica puede integrarse a sistemas complementarios, en donde se incluyen diferentes recursos naturales.

Las zonas de mayor potencial eólico en el país, se identificaron especialmente mediante los resultados del comportamiento de la velocidad del viento en superficie (10 m). La ilustración 2 destaca las zonas con mayor potencial, las cuales son: el mar Caribe; el litoral¹⁴ Caribe, especialmente en los departamentos de Bolívar, Atlántico, Magdalena y La Guajira; las máximas elevaciones de la cordillera de los Andes, especialmente en el macizo colombiano¹⁵, (aunque en este caso la baja densidad del aire disminuye el potencial), la cordillera central entre los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca y Tolima; la cordillera occidental en los departamentos de Huila, Cundinamarca, Boyacá y Santanderes; y el piedemonte en el departamento de Casanare.

¹⁴ Litoral: franja de terreno que está junto al mar.

¹⁵ Macizo colombiano: es la estrella hídrica más importante de Colombia, está constituido por un conjunto montañoso de los Andes colombianos que cubre a los departamentos de Cauca, Huila y Nariño.

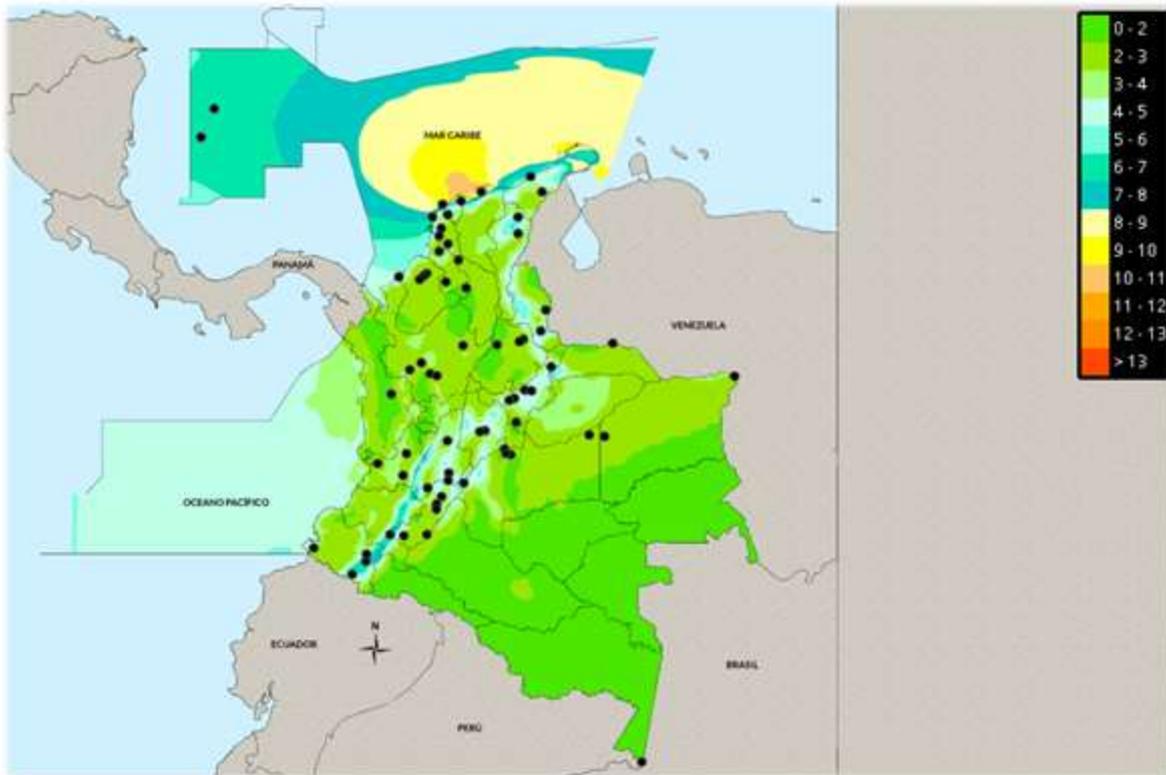


Ilustración 2 Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura (m/s). Fuente: IDEAM

3.2.2.2. RADIACIÓN SOLAR

Colombia se encuentra en la zona ecuatorial y recibe abundante energía solar, cuya distribución presenta grandes variaciones durante el año en su territorio, razón por la cual, para utilizar esa energía es indispensable conocer con suficiente detalle su distribución espacial y temporal.

En la ilustración 3, se presenta el promedio anual multianual de la irradiación global recibida en superficie sobre el territorio colombiano, el cual corresponde al valor agregado de los KWh que en promedio inciden durante el día sobre 1 m², expresado en KWh/m² por día. En esta distribución espacial se destaca, que los promedios más altos se presentan en amplios sectores de la región Caribe, la Orinoquía¹⁶ y los valles interandinos¹⁷, mientras que los menores se dan en amplios sectores de la región Pacífica, el occidente de la Amazonía y en algunos sectores aislados de las tres cordilleras. Las zonas que reciben mayor intensidad de radiación solar global, superiores a los 4,5 KWh/m² por día son: las islas de San Andrés y Providencia; amplios sectores de la región Caribe; Vichada; Arauca; Casanare; Meta; el norte, sur y oriente de Antioquia; el centro y norte de Boyacá; el occidente de Cundinamarca; el oriente y centro del Tolima; el norte del Huila; el norte del Cauca; del sur al norte del Valle del Cauca y hasta el eje cafetero; así como sectores puntuales del norte de

¹⁶ Orinoquía: es una región geográfica de Colombia determinada por la cuenca del río Orinoco, y por ubicarse en la zona oriental del país, es también conocida como llanos orientales. Es un ecosistema que se caracteriza por ser una planicie.

¹⁷ Valles interandinos: son depresiones tectónicas que separan las cordilleras.

Nariño; el norte de Norte de Santander y el suroriente de Santander. Los valores más altos (superiores a los 5,5 KWh/m² por día) se presentan en sectores del centro y norte de La Guajira.

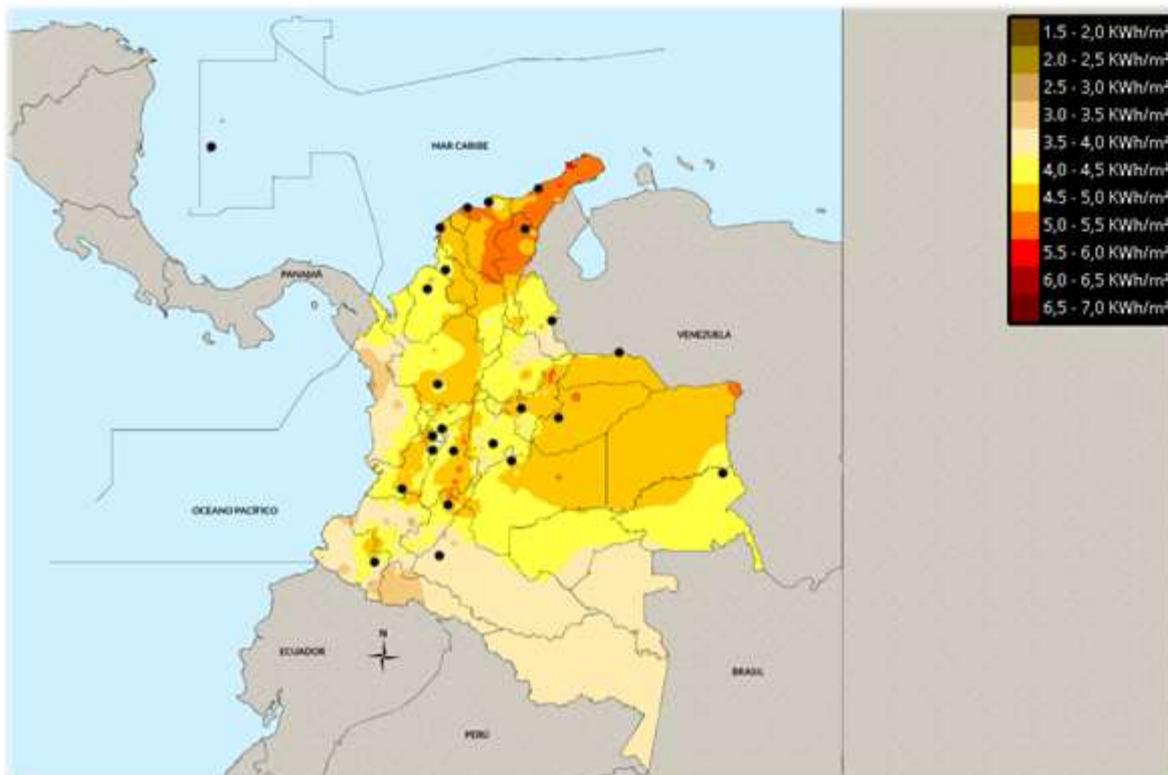


Ilustración 3 Irradiación global horizontal media diaria. Fuente: IDEAM

Las zonas con menor intensidad de radiación solar global en Colombia, con promedios inferiores a los 3,5 KWh/m² por día, se presentan en sectores del occidente del Chocó; occidente de Putumayo; oriente de Cauca; oriente, sur y noroccidente de Nariño y muy pequeños sectores de Caquetá, Huila, Cundinamarca, Quindío, Boyacá y Santander. Sin embargo, estos valores son superiores a los 2 y 3 KWh/m² registrados en países referentes en este sector como Alemania y España.

Es importante resaltar que con base en el análisis de los promedios anuales en la mayoría de las estaciones que se tuvieron en cuenta para el mapa, se logró establecer que, dependiendo del fenómeno de El Niño o La Niña, la radiación global aumenta o disminuye entre un 5 y un 10%, respectivamente, con respecto al promedio anual de la estación, lo cual evidencia la relación inversa que se presenta entre la radiación y la hidrología.

Potencial de Desarrollo

Cabe anotar que para el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas de tipo aislado se requiere un nivel de irradiación entre 3,0 y 4,0 KWh/m²día. En lo relativo a instalaciones solares con conexión a red se requiere, además de mayor insolación (horas de sol) y lugares libres de sombras, un nivel de irradiación superior a los 4,0 KWh/m²día. En zonas donde predomina la irradiación difusa¹⁸, no

¹⁸ Irradiación difusa: es el efecto generado cuando la radiación solar que alcanza la superficie de la atmósfera de la tierra, se dispersa de su dirección original a causa de moléculas en la atmósfera.

es conveniente llevar a cabo instalaciones fotovoltaicas, ya que la transformación de energía presenta un bajo rendimiento. Por esta razón, los lugares con importante nubosidad a lo largo del año no son aptos para el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas con conexión a red.

3.2.3. ALGUNOS PROYECTOS EJECUTADOS EN COLOMBIA EN MATERIA DE RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En el año 2004, entró en funcionamiento entre el Cabo de la Vela y Puerto Bolívar (La Guajira) el parque eólico Jepírachi, el primero en el país de este tipo de energía. El proyecto de Empresas Públicas de Medellín (EPM)¹⁹ tiene una capacidad instalada de 19,5 megavatios (MW) de potencia nominal²⁰, con 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, sometidos a los vientos alisios²¹ que soplan casi todo el año en esta parte de la península a un promedio de 9,8 metros por segundo (m/s). Las máquinas están distribuidas en un área aproximada de 1 kilómetro (Km) de largo por 1,2 Km de ancho. Jepírachi está registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)²² por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático²³.

Celsia²⁴ filial del grupo Argos, en el año 2.017 puso en marcha una granja de energía solar en Yumbo (Valle del Cauca) en un área de 18 hectáreas, con una capacidad instalada de 9,8 MW genera cerca de 16,5 gigavatios hora (GWh) año de energía, lo equivalente al consumo de 8.000 hogares. Para dicha planta fueron instalados 35.000 módulos fotovoltaicos y 9 inversores que transforman la energía continua en energía alterna; evita la emisión de 6.600 toneladas de carbono al año. Este proyecto fue el primer paso en el objetivo de instalar en los próximos años 250 MW solares en Colombia y Centroamérica, esta meta es sumando tanto los proyectos de autogeneración, es decir,

¹⁹ Empresas Públicas de Medellín E.S.P.: más conocida como EPM, es una empresa industrial y comercial colombiana de propiedad del municipio de Medellín, creada el 06 de agosto de 1.955. Es una empresa multilatina prestadora de servicios públicos, la más grande de Colombia en éste sector.

²⁰ Potencia nominal: es la potencia máxima que produce una máquina o aparato en condiciones de uso normales; esto quiere decir que el aparato está diseñado para soportar esa cantidad de potencia.

²¹ Vientos alisios: soplan de manera relativamente constante en verano y menos en invierno. Circulan entre los trópicos, desde los 30-35° de latitud hacia el Ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales.

²² Mecanismo de Desarrollo Limpio: es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto, que permite a los gobiernos de países industrializados y a las empresas suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de GEI, invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (RCE) a menores costos que en sus mercados.

²³ Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC): fue adoptada en Nueva York el 09 de mayo de 1.992 y entró en vigor el 21 de marzo de 1.994. Permite, entre otras cosas, reforzar la conciencia pública, a escala mundial, de los problemas relacionados con el cambio climático.

²⁴ Celsia: es la empresa de energía del grupo Argos abanderada por las energías renovables y la eficiencia energética, genera y transmite energía eficiente de fuentes renovables con respaldo térmico; tiene presencia en Colombia, Panamá, Costa Rica y Honduras.

a través de los cuales se entrega la energía directamente para el consumo o uso de un cliente, como las granjas solares que le entregan dicha energía generada al SIN.

El 26 de noviembre de 2.018 también Celsia empezó a entregarle energía fotovoltaica al SIN, a través de la planta solar Bolívar de 8,6 MWp, se encuentra ubicada en el municipio de Santa Rosa de Lima en el departamento de Bolívar; para el montaje fueron necesarias 12 hectáreas y cerca de 32.000 paneles solares que se estima generarán 15.542 MWh al año, lo que corresponde a la energía que consumen unas 7.400 familias y evitará la emisión de más de 170.000 toneladas de CO₂ durante 30 años.

Enel Green Power Colombia (EGPC)²⁵ inauguró en abril de 2.019 El Paso, el parque solar más grande de Colombia, está ubicado en el departamento del Cesar, tiene una capacidad instalada de 86,2 MW y genera alrededor de 176 GWh al año, lo cual abastecería las necesidades energéticas anuales de cerca de 102.000 hogares y 400.000 personas. Así mismo, evitaría la emisión anual de alrededor de 100.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera. La planta está compuesta por 250.000 paneles solares y ocupa un área de 210 hectáreas.

En octubre de 2.019 Ecopetrol²⁶, inauguró su primer parque solar en el municipio de Castilla La Nueva en el Meta, tras una inversión de un poco más de US\$20 millones, cuenta con una capacidad instalada de 20 MW, en un total de 54.500 paneles en servicio, los cuales son el equivalente en promedio al consumo de 16.000 hogares. El objetivo es abastecer parte de la energía que demanda el campo Castilla, el segundo más grande del país. Este nuevo complejo se realizó en un área de 18 hectáreas y evitará la emisión a la atmósfera de más de 81 mil toneladas de CO₂ durante la vida del contrato. Una de las razones por las cuales Ecopetrol apuesta por este tipo de energías es debido a que en el mediano plazo quiere aumentar su generación a entre 150 y 200 MW. A esto se sumaría que la compañía ya está en búsqueda de oportunidades en materia de energía eólica, pues, ya se ha visto un alto potencial en la Costa Atlántica, el Piedemonte Llanero y el Huila.

3.2.4. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO RELACIONADO CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Buscando diseñar políticas energéticas, planificar, acceder, operar, administrar, regular y vigilar el sector eléctrico colombiano, se crea un marco institucional que además en los últimos años ha venido promoviendo las energías renovables, el cual está conformado por las siguientes entidades:

- Dirección y política sectorial: Ministerio de Minas y Energía – MME.

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia es la oficina estatal que se encarga de dirigir la política nacional en cuanto a minería, hidrocarburos e infraestructura energética.

La responsabilidad del Ministerio es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos,

²⁵ Enel Green Power Colombia (EGPC): es una subsidiaria colombiana de la firma de energía renovable Enel Green Power inaugurada en 2.012 en Bogotá.

²⁶ Ecopetrol: antiguamente Empresa Colombiana de Petróleos S.A. es la primera compañía de petróleo en Colombia. Se encuentra en el puesto 115 entre las empresas más grandes del mundo, y es la segunda empresa petrolera más grande de América (por detrás de Petrobras).

garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación, restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental, señalados por la autoridad ambiental competente.

- Planeación: Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones.

- Acceso de Zonas No Interconectadas: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE.

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, atiende las necesidades energéticas de los habitantes que no cuentan con este servicio; identificando, implementando y monitoreando soluciones energéticas sostenibles con criterios de eficacia, eficiencia en las Zonas no Interconectadas – ZNI, mejorando las condiciones de vida de sus pobladores construyendo equidad en el país, a su vez impulsando el uso de las energías renovables con el fin de que Colombia goce de energías limpias y combata la emisión de gases de efecto invernadero aportando así a los compromisos de la meta impuesta en la COP21.

- Operación: Consejo Nacional de Operación – CNO.

El Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico, es un organismo privado que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del reglamento de operación.

- Operación y administración: XM.

XM es la empresa que opera y administra el mercado eléctrico colombiano, se encarga de operar el SIN colombiano a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y de administrar el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Además XM administra las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE) con Ecuador y coordina la operación interconectada con el sistema eléctrico venezolano.

- Regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas es una entidad eminentemente técnica adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de regular los servicios públicos de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos, con el fin de lograr que se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

- Control y vigilancia: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y Superintendencia de Industria y Comercio SIC.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superservicios es una entidad adscrita al Departamento Nacional de Planeación, con rango constitucional que por delegación presidencial

ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas.

La Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional que vela por el buen funcionamiento de los mercados a través de la vigilancia y protección de la libre competencia económica, de los derechos de los consumidores, del cumplimiento de aspectos concernientes con metrología legal y reglamentos técnicos, la actividad valuadora del país y la gestión de las cámaras de comercio.

3.2.5. REGULACIÓN COLOMBIANA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

A partir del año 1.994, empezaron a emitirse leyes del Congreso de Colombia, resoluciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), decretos y resoluciones del Ministerio de Minas y Energía (MME), resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y resoluciones de la UPME, que rigen las ERNC en el país, algunas de ellas serán listadas a continuación y serán comentados sus aspectos clave en lo pertinente al objeto de la presente investigación.

NORMA	ASPECTOS CLAVES
<p>LEY 142 DE 1.994 - SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS</p>	<p>Primera regulación tratando el tema de las Energías Renovables (EERR).</p> <p>Exime del impuesto de renta y complementarios por un término de 15 años a las empresas que presten el servicio público de generación y comercialización de energía eléctrica con base en el aprovechamiento del recurso hídrico.</p>
<p>LEY 143 DE 1.994 – RÉGIMEN PARA LA GENERACIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL TERRITORIO NACIONAL</p>	<p>Designa al MME para definir los criterios en busca del aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía y promover el desarrollo de las mismas.</p> <p>Le asigna a la UPME las funciones de establecer la manera de satisfacer los requerimientos energéticos del país, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales y evaluar la conveniencia del desarrollo de fuentes no convencionales.</p>
<p>LEY 697 DE 2.001 – FOMENTA EL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y PROMUEVE LA UTILIZACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS</p>	<p>Promueve el uso de FNCER con prelación en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y designa al MME para formular los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos.</p> <p>Ordena al Gobierno Nacional a incentivar y promover a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o</p>

	<p>cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales.</p>
<p>LEY 788 DE 2.002 – NORMAS EN MATERIA TRIBUTARIA Y PENAL</p>	<p>Adiciona a las rentas exentas, las resultantes de venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas por un término de 15 años, si se obtienen y venden certificados de emisión de bióxido de carbono de acuerdo con los términos del protocolo de Kioto, y si al menos el 50% de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados, son invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.</p>
<p>RESOLUCIÓN MADS 186 DE 2.012 – METAS AMBIENTALES</p>	<p>Proyecta a 2.020 una participación del 6,5% de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el SIN y del 30% en las ZNI.</p> <p>Habla de la presentación de solicitudes ante el MADS de exclusiones o deducciones de impuestos, en caso de estar enmarcados dentro de las siguientes líneas de acción: caracterización del potencial de energía solar y de energía geotérmica con el fin de promover el desarrollo de soluciones energéticas, implementación de programas de medición y registro de vientos en los sitios identificados con un potencial alto buscando estimar la energía aprovechable, caracterización de potenciales de energía de los mares con mayor detalle en las zonas previamente identificadas, caracterización de los potenciales de pequeñas caídas de agua que puedan producir menos de 10 MW y proyectos de generación y autogeneración de energía a partir de FNCE.</p> <p>La evaluación y emisión de concepto sobre dichas solicitudes para acceder a los incentivos tributarios, estará a cargo de la UPME.</p>
<p>LEY 1715 DE 2.014 – REGULACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL</p>	<p>INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FNCE</p> <p>Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en proyectos de investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada.</p> <p>Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE, así como para medición y evaluación de los potenciales recursos, estarán excluidos de IVA.</p> <p>Las personas naturales o jurídicas que sean titulares de inversiones en nuevos proyectos de FNCE, gozarán de exención</p>

	<p>del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable en caso de no ser producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.</p> <p>Las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos exclusivamente para este fin, gozarán de depreciación acelerada de activos.</p>
<p>DECRETO 2469 DE 2.014 – LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN</p>	<p>La cantidad de energía sobrante puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.</p> <p>Para poder ejecutar esas transacciones, el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador.</p> <p>Al expedir la regulación para la entrega de excedentes de los autogeneradores, la CREG tendrá en cuenta que estos tengan las mismas reglas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red.</p> <p>Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un contrato de respaldo con el Operador de Red (OR) o transportador al cual se conecten.</p>
<p>RESOLUCIÓN 24 DE 2.015 – REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA EN EL SIN</p>	<p>El autogenerador estará obligado a suscribir un contrato de respaldo con el OR o transportador al cual se conecte. A su vez, el operador de red o el transportador deberán prestar dicho servicio a los autogeneradores cuyas plantas se encuentren ubicadas en su mercado, cuando estos lo requieran. Se entenderá que un autogenerador usa el servicio de respaldo cuando utiliza la red para consumo en cualquier hora.</p> <p>El autogenerador deberá ser representado por un comercializador para consumir energía de la red y podrá celebrar contratos para asegurar el suministro de energía de su demanda.</p> <p>El autogenerador a gran escala que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el mercado mayorista.</p>
<p>RESOLUCIÓN 281 DE 2.015 – SE DEFINE EL LÍMITE MÁXIMO DE POTENCIA DE LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA</p>	<p>El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de 1 MW y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.</p>

<p>RESOLUCIÓN 179 DE 2.015 – SE TOMAN MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR LAS CONEXIONES DE PLANTAS MENORES, COGENERADORES Y AUTOGENERADORES AL SIN</p>	<p>Los interesados que deseen conectar sus unidades de generación deberán presentar un estudio con la solicitud al transportador, quien deberá emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión en un plazo máximo de 10 días hábiles; en caso de resultar viable la conexión, el transportador deberá ofrecer el punto de conexión, suscribir el respectivo contrato y enviar a la UPME copia del estudio. Este contrato debe ser firmado a más tardar a los 5 días hábiles de otorgada la conexión.</p> <p>En caso de reprobación la solicitud, el transportador deberá justificar técnicamente la causa de la negación, especificando el fundamento normativo que lo soporte. Si el informe de reprobación no contiene los elementos indicados, el solicitante deberá informar a la Superintendencia de Industria y Comercio y/o a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.</p> <p>Si el generador desiste de la ejecución de su proyecto de conexión o el proyecto de generación no entra en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, se liberará la capacidad de transporte. Igualmente si el agente que requiere la conexión, no cumple el plazo para firmar el contrato de conexión, liberará al transportador de mantener la capacidad de transporte asignada y esta podrá ponerse a disposición de otro solicitante.</p>
<p>DECRETO 2143 DE 2.015 – 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 LA LEY 1715 DE 2014</p>	<p>Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios: los interesados deberán obtener previamente la certificación de beneficio ambiental que expide el MADS.</p> <p>Exclusión del IVA: la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) debe emitir certificación de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basa en el listado elaborado por la UPME. Esta certificación que incluirá cantidades y subpartidas arancelarias, será suficiente prueba para soportar la declaración de importación ante la DIAN, así como para solicitar la exclusión de IVA en las adquisiciones nacionales. Para estos dos eventos, se deberá obtener previamente la certificación expedida por el MME, a través de la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.</p> <p>Exención de gravamen arancelario: las personas naturales y jurídicas titulares de inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE deberán obtener previamente la certificación expedida por el MME, a través de la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con este y destinados exclusivamente a las etapas de preinversión e inversión. Una vez expedida también la certificación de la ANLA, el interesado deberá remitir a la</p>

	<p>Ventanilla Única de Comercio Exterior (VUCE) la solicitud de licencia previa; con el registro de certificación ante el VUCE se entiende cumplida la solicitud de exención a la DIAN. El comité de importaciones del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Min CIT) decidirá la aprobación de la solicitud de licencia previa para la exención arancelaria de importación.</p> <p>Régimen de depreciación acelerada: para la aplicación del beneficio, los obligados a presentar declaración de renta y complementarios deberán obtener previamente la certificación de beneficio ambiental que expide el MADS.</p>
<p>RESOLUCIÓN 045 DE 2.016 – PROCEDIMIENTOS Y REQUISITOS PARA EMITIR LA CERTIFICACIÓN Y AVALAR LOS PROYECTOS DE FNCE, 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 2.014</p>	<p>Los interesados en solicitar la certificación que avala la documentación con el fin de iniciar el trámite de solicitud para obtener el certificado de beneficio ambiental deberán diligencia y allegar a la UPME: formato para solicitar la certificación; especificaciones del elemento, equipo, maquinaria y/o servicios; descripción del proyecto objeto de la nueva inversión del que hacen parte los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir; descripción de la función que cumplen cada uno de ellos y catálogos, planos descriptivos y/o documentos que incluyan sus especificaciones técnicas.</p> <p>La UPME podrá requerir en un término de 15 días información adicional, el peticionario contará con 15 días para allegar la información requerida prorrogable por un término igual. La UPME realizará el estudio de la solicitud y decidirá en un plazo de hasta 15 días y en caso de aceptación, acompaña la comunicación de la decisión de la certificación respectiva.</p>
<p>RESOLUCIÓN 1283 DE 2.016 – PROCEDIMIENTO Y REQUISITOS PARA LA EXPEDICIÓN DE LA CERTIFICACIÓN DE BENEFICIO AMBIENTAL PARA NUEVAS INVERSIONES EN PROYECTOS DE FNCE Y GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA, PARA OBTENER LOS BENEFICIOS TRIBUTARIOS DE QUE TRATAN LOS ARTÍCULOS 11, 12, 13 Y 14 DE LA LEY 1715 DE 2.014</p>	<p style="text-align: center;">REQUISITOS</p> <p>El solicitante debe radicar ante la ANLA: descripción del proyecto en el que se realizará la nueva inversión; descripción detallada de la nueva inversión en proyectos de FNCE o gestión eficiente de la energía; descripción y cuantificación detallada de los beneficios ambientales asociados al proyecto objeto de la nueva inversión; catálogos, planos descriptivos y/o documentos que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos y/o maquinaria objeto de la solicitud; en caso de que el proyecto se encuentre en etapa de inversión (montaje) u operación debe presentarse copia de las autorizaciones ambientales vigentes o una comunicación expedida por la autoridad ambiental que certifique que no la requiere; en etapa de preinversión e inversión (estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos) no se requiere presentar las autorizaciones ambientales.</p> <p>Adicionalmente, para la obtención de beneficios ambientales para la deducción especial de renta y complementarios, el solicitante debe anexar ante la ANLA, el concepto emitido por la</p>

	<p>UPME en el que avale el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y/o maquinaria, nacionales o importados.</p> <p>De la misma manera, para la obtención de la certificación de beneficios ambientales para la exclusión de IVA, el solicitante debe anexar ante la ANLA, además de los requisitos generales, la certificación expedida por la UPME, en la que avale el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y/o maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.</p> <p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO</p> <p>Para obtener la certificación de los beneficios tributarios de deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios y exclusión del IVA: el solicitante debe radicar ante la ANLA la solicitud con el lleno de los requisitos; la ANLA dentro de 5 días hábiles expedirá el acto que da inicio al trámite; la ANLA en 10 días hábiles evaluará la información presentada y por una sola vez podrá requerir información adicional, para lo cual otorgará un plazo máximo de 1 mes, prorrogable por 15 días hábiles más; la ANLA contará con 25 días hábiles para certificar o no el beneficio ambiental.</p> <p>Con la certificación de beneficios ambientales para deducción especial de renta, los obligados a presentar declaración de renta y complementarios, podrán aplicar al incentivo de depreciación acelerada de activos.</p> <p>De igual forma, con la certificación de beneficios ambientales para exclusión del IVA y la certificación expedida a través de la UPME, las personas naturales o jurídicas podrán aplicar a la exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con FNCE.</p>
<p>DECRETO 348 DE 2.017 – SE ADICIONA EL DECRETO 1073 DE 2015, EN LO QUE RESPECTA AL ESTABLECIMIENTO DE LOS LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA EN MATERIA DE GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA</p>	<p>Los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red.</p> <p>Los excedentes que entreguen a la red de distribución los autogeneradores de pequeña escala que utilicen FNCE, se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.</p>
<p>DECRETO 570 DE 2.018 – SE ADICIONA EL DECRETO ÚNICO REGLAMENTARIO DEL SECTOR ADMINISTRATIVO</p>	<p>Para definir y establecer las condiciones de mecanismo de contratación a largo plazo, se tendrán en cuenta como mínimo los siguientes aspectos: esquema competitivo de asignación; criterios para la valoración del cumplimiento de los objetivos;</p>

<p>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</p>	<p>definición, volumen y plazo del producto que se asignará; criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación; esquema de las garantías y responsabilidades de los participantes y entidades responsables de su implementación.</p>
<p>RESOLUCIÓN 4-0791 DE 2.018 – SE DEFINE E IMPLEMENTA UN MECANISMO QUE PROMUEVA LA CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMPLEMENTARIO A LOS MECANISMOS EXISTENTES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA. <i>Derogado por la resolución 4-0590 de 2.019</i></p>	<p>Vendedores: agentes generadores del MEM y/o propietarios o representantes comerciales de proyectos de generación que participan en la subasta.</p> <p>Compradores: agentes comercializadores del MEM que participan en la subasta.</p> <p>Liquidación horaria: los contratos deben contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio.</p> <p>Características de la subasta: sobre cerrado de 2 puntas.</p> <p>Garantía de seriedad de la oferta: compradores y vendedores deben constituir la en una entidad legalmente autorizada, a favor de la UPME y será presentada junto con su oferta.</p> <p>Condiciones de competencia: serán determinadas por la CREG previo a la expedición de las bases de pliegos y condiciones y verificadas por la UPME previo al proceso de adjudicación.</p> <p>Tope máximo: definido por la CREG en COP/kWh que será utilizado en el proceso de adjudicación de la subasta y será revelado después de recibir las ofertas por parte de los compradores y vendedores.</p> <p>Criterios técnicos de precalificación de las ofertas: aportar certificación expedida por la UPME en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica; aportar certificación expedida por la UPME donde se apruebe el concepto de conexión a la red de transmisión nacional o transmisión regional; presentar fecha de entrada en operación comercial del proyecto; y presentar la información técnica del proyecto que solicite la UPME en las bases de pliegos y condiciones específicas.</p> <p>La UPME verificará requisitos legales y financieros dentro de la precalificación tanto a generadores como a comercializadores.</p>

<p>RESOLUCIÓN 4-0795 DE 2.018 – SE CONVOCA A LA PRIMERA SUBASTA DE CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SE DEFINEN LOS PARÁMETROS DE SU APLICACIÓN</p>	<p>La demanda objetivo a subastar será de 3.443.000 MWh – año, que equivalen al 4,35% de la demanda de energía eléctrica proyectada por la UPME en el escenario medio para el año 2.022.</p> <p>Los criterios de calificación serán: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética nacional y reducción de emisiones, con ponderadores de 0,25 cada uno.</p> <p>El puntaje mínimo que deberán superar los proyectos calificados para ser considerados en el proceso de adjudicación de la subasta será de 50 puntos.</p> <p>El periodo de vigencia para los contratos de energía media anual que se adjudicarán en la subasta será de 10 años.</p> <p>La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación será el 1 de diciembre de 2.022.</p>
<p>LEY 1955 DE 2.019 – EXPIDE EL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2.018-2.022. “PACTO POR COLOMBIA, PACTO POR LA EQUIDAD”</p>	<p>MODIFICACIONES A LAS LEYES VIGENTES EN MATERIA DE RENOVABLES</p> <p>El artículo 11 de la ley 1715 de 2.014, referente a incentivos a la generación de energía eléctrica con FNCE, se actualiza para los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en investigación y desarrollo en el ámbito de la producción de energía eléctrica con FNCE, tendrán derecho a deducir de su renta, en un periodo no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. Dicha inversión deberá ser certificada como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de FNCE por la UPME.</p> <p>Se adicionan 3 partidas arancelarias para proyectos de energía solar en el Estatuto Tributario: inversor para sistema de energía solar con paneles, paneles solares y controlador de carga para sistema de energía solar con paneles. Lo anterior indica que dichos bienes se hallan excluidos del IVA y por consiguiente su venta o importación no causa el impuesto.</p> <p>INCLUSIÓN A LAS LEYES VIGENTES EN MATERIA DE RENOVABLES</p> <p>Los agentes comercializadores del MEM estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCER, a través de contratos de largo plazo.</p>
<p>RESOLUCIÓN 4-0590 DE 2.019 – SE DEFINE E IMPLEMENTA UN MECANISMO QUE PROMUEVA LA CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA</p>	<p>Paquetes de energía: es la unidad estándar de energía a ofertar por los vendedores de la subasta para una hora del día. Un paquete de energía equivale a 0,5 MWh. Los vendedores deberán hacer sus ofertas expresadas en números enteros positivos de paquetes de energía.</p>

<p>PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMPLEMENTARIO A LOS MECANISMOS EXISTENTES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA. Deroga la resolución 40791 de 2.018</p>	<p>Subasta: es el mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, que promueve la contratación de largo plazo de energía eléctrica. Es un proceso competitivo donde interactúan los compradores y vendedores para asignar cantidades y formar precios, que reflejan los costos de la oferta y la disponibilidad a pagar de la demanda.</p> <p>Características del contrato de energía a largo plazo: cantidad de energía en kWh para cada una de las horas del día; precio del contrato ofertado en COP\$/ kWh por el vendedor en su oferta de venta; periodo de suministro entre 10 y 20 años, que será definido por el Ministerio de Minas y Energía en el acto administrativo de convocatoria de la subasta; tipo de contrato pague lo contratado; y actualización del precio del contrato utilizando una fórmula basada en el índice de precios al productor.</p> <p>Bloques intradiarios en los que los vendedores deberán presentar sus ofertas: N°1 (7 periodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 07:00); N°2 (10 periodos horarios comprendidos entre las 07:00 y las 17:00); N°3 (7 periodos horarios comprendidos entre las 17:00 y las 24:00).</p> <p>Proyectos que participarán en la subasta: proyectos de generación a partir de FNCER cuya fecha de entrada en operación comercial sea posterior a la fecha de adjudicación de la subasta y que tengan una capacidad efectiva total mayor o igual a 5 MW, siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado.</p> <p>Proceso de adjudicación de la subasta: la adjudicación de la subasta se realizará mediante una metodología que resolverá un problema de optimización que buscará la combinación de las ofertas que maximice el beneficio del consumidor en cada bloque intradiario, sin que el precio promedio ponderado de los contratos asignados de los tres bloques intradiarios supere el tope máximo. La metodología de optimización será definida por el Ministerio de Minas y Energía y será revelada después del proceso de adjudicación.</p> <p>Criterios de precalificación de las ofertas: los generadores deben presentar la información técnica del proyecto que solicite la UPME, y tanto generadores como comercializadores deben cumplir una serie de requisitos legales y financieros.</p> <p>Garantías: los participantes que resulten adjudicados deberán constituir garantías de seriedad de la oferta, de pago, de cumplimiento y de puesta en operación. Cabe aclarar que para efectos de esta última, el vendedor podrá prorrogar hasta por un plazo máximo de 2 años la fecha de entrada en operación comercial inicialmente prevista, sin que esto implique ejecución de la garantía. En ningún caso la prórroga mencionada</p>
--	--

	<p>suspenderá las obligaciones de suministro de energía del vendedor.</p>
<p>RESOLUCIÓN 4-0591 DE 2.019 – SE CONVOCA A LA SUBASTA DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SE DEFINEN LOS PARÁMETROS DE SU APLICACIÓN</p>	<p>El Ministerio de Minas y Energía decide establecer una demanda objetivo para la subasta, la cual será revelada por la UPME de manera simultánea con el tope máximo, después de recibir las ofertas por parte de los compradores y vendedores.</p> <p>El periodo de suministro para los contratos de energía que se adjudicarán será de 15 años.</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía podrá definir mediante acto administrativo un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta.</p>
<p>RESOLUCIÓN 4-0678 DE 2.019 – MODIFICA LA RESOLUCIÓN 4-0590 DE 2.019, EN LO REFERENTE AL MECANISMO DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p>La CREG definirá 2 topes máximos: tope máximo promedio que será expresado en COP\$ / kWh y será utilizado en el proceso de adjudicación de la subasta; y tope máximo individual que será expresado en COP\$ / kWh y será utilizado para eliminar las ofertas de venta que superen este valor antes de iniciar el proceso de adjudicación de la subasta.</p> <p>Los topes máximos deberán ser presentados por la CREG a la UPME en 2 sobres cerrados en la oportunidad que se establezca en el pliego de bases y condiciones específicas, para ser revelados después que se haya realizado el proceso de adjudicación.</p>
<p>RESOLUCIÓN 4-0725 DE 2.019 – SE DEFINE UN MECANISMO COMPLEMENTARIO DE ASIGNACIÓN DE CONTRATATOS DE LARGO PLAZO DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 6 DE LA RESOLUCIÓN MME 4-0591 DE 2.019</p>	<p>Se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo complementario que tiene por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica. En caso de requerirse, la implementación deberá realizarse inmediatamente después de que finalice el proceso de adjudicación de la subasta.</p> <p>Para efectos de la asignación de energía que trata la presente resolución, será seleccionadas aquellas ofertas de los vendedores que no fueron asignadas, así como el remanente de aquellas que fueron asignadas de forma parcial en la subasta de contratación de largo plazo, de tal forma que se asignen las de menor precio sin que se supere la cantidad de energía a asignar mediante el mecanismo complementario. El precio promedio ponderado de las ofertas de venta asignadas, no podrá superar</p>

	<p>el tope máximo promedio. De la misma manera, ninguna oferta de venta podrá superar el tope máximo individual.</p> <p>Los vendedores entregarán una garantía de cumplimiento y una de puesta en operación, y los agentes comercializadores, una garantía de pago.</p> <p>La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía, que resulten de la asignación en el mecanismo complementario, a la tarifa de los usuarios finales.</p> <p>La cantidad de energía que resulte asignada a los agentes comercializadores en el presente mecanismo, será tenida en cuenta para el cómputo de su obligación correspondiente a que las compras de energía provengan entre el 8 y el 10% de FNCER, a través de contratos de largo plazo.</p>
--	---

Tabla 1 Aspectos claves de la regulación colombiana en materia de ERNC

3.2.6. ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA COLOMBIANA

Desde el año 1.994 empezó a emitirse en Colombia normatividad que incluía temas de ERNC, tales como evaluación de la conveniencia de su desarrollo, promoción a empresas que importaran o produjeran paneles solares o motores eólicos, exención de impuestos, metas de participación de renovables no convencionales, incentivos tributarios, autogeneración, generación distribuida y contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, pero apenas hasta el inicio del presente gobierno en 2.018, que buscando fortalecer la resiliencia de la matriz energética a través del aseguramiento de un suministro seguro y eficiente y reduciendo la exposición a los fenómenos climáticos como El Niño, se ha tenido como bandera aumentar la generación de ERNC, por lo cual se estableció como meta a 2.022, el aumento de su capacidad instalada hasta llegar a 1.500 MW, partiendo de 50MW en ese momento.

Por este motivo empiezan a perfeccionarse los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2.014 en cuanto a mejora de porcentajes y tiempo de trámites, ya que hasta la fecha es evidente que no había obtenido resultados importantes; con este estímulo se logra que entre el 17,5 y el 20% de la inversión se recupere en impuestos; esto sumado al decreto 570 de 2.018 que estableció los lineamientos para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y a la resolución 4-0590 de 2.019 que definió e implementó el mecanismo para promover dicha contratación, permitió que entraran las nuevas tecnologías a competir en una subasta y a resultar adjudicatarias de 9 acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA²⁷): 6 eólicas por 1.077 MW y 3 solares por 288,9 MW, para un total de 1.365,9 MW, la discriminación por proyecto se muestra en la tabla 2.

²⁷ PPA (Power Purchase Agreement): acuerdo o contrato de compraventa de energía entre un generador y un comprador, generalmente por un largo plazo de tiempo. Los compradores son comercializadoras energéticas, que a su vez revenderán la energía comprada mediante el PPA a sus clientes finales. Los contratos de PPA se caracterizan

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TIPO
El Campano	99,9	Solar
Cartago	99	Solar
San Felipe	90	Solar
Casa Eléctrica	180	Eólico
Apotolorru	75	Eólico
Alpha	212	Eólico
Beta	280	Eólico
Camelias	250	Eólico
Acacia 2	80	Eólico
TOTAL	1365,9	

Tabla 2 Proyectos adjudicados en la primera subasta exitosa a largo plazo de renovables no convencionales. Fuente: SER COLOMBIA²⁸

Aunado a este logro, en el mismo 2.019 el gobierno lanzó la subasta usual de cargo por confiabilidad, en la cual fueron adjudicadas por primera vez tecnologías renovables no convencionales con 2 proyectos solares por 238 MW (tabla 3) y 6 proyectos eólicos por 1.160 MW, sin embargo, los 3 primeros emprendimientos del listado en la tabla 4, fueron también adjudicados y ya considerados en las cantidades de la subasta de largo plazo, razón por la cual no serán sumados en este cálculo, así que el valor tomado para las plantas eólicas es de 492 MW; de esta manera el total de potencia renovable no convencional obtenido bajo este mecanismo fue de 730 MW.

por definir todos los términos de la venta de la electricidad. El contrato fijará cuándo empezará la operación, los plazos de entrega de la electricidad o términos de pago, entre otros.

²⁸ SER Colombia - Asociación de energías renovables Colombia: entidad privada sin ánimo de lucro que agrupa a más de 67 compañías a nivel local y global que han hecho su apuesta por las energías renovables, las cuales aportan toda su experiencia y conocimiento desde el punto de vista de generadores, desarrolladores, proveedores y consultores. Se creó con el fin de ser una plataforma de crecimiento y posicionamiento, que represente los intereses de sus miembros ante las dependencias y entidades del sector público, asociaciones, cámaras y organismos privados tanto nacionales como internacionales.

PLANTA	CEN [MW]	OEF [GWh/día]
EL PASO SOLAR*	68	0.24
LA LOMA SOLAR	170	0.52
Total	238	0.76

Tabla 3 Plantas solares adjudicadas en la subasta de cargo por confiabilidad. Fuente: XM S.A. E.S.P.

PLANTA	CEN [MW]	OEF [GWh/día]
PARQUE BETA	280	0.20
CASA ELÉCTRICA	176.3	0.89
PARQUE ALPHA	212	0.15
WINDPESHI	195.03	0.78
TUMAWIND	197.77	0.28
CHEMESKY	98.85	0.20
Total	1,160	2.51

Tabla 4 Plantas eólicas adjudicadas en la subasta de cargo por confiabilidad. Fuente: XM S.A. E.S.P.

Es así como en el mismo año la administración nacional marcó el hito de adjudicar 14 proyectos eólicos y solares por 2.095,9 MW en subastas estatales, de esta manera Colombia pasaría del 1% al 12% en la participación de fuentes no convencionales en la matriz eléctrica.

A su vez, el país está promoviendo un tercer mecanismo que consiste en el desarrollo de contratos de abastecimiento de energía (PPA) entre generadores privados e industrias y empresas. Por ejemplo Celsia anunció en el 2.019 la creación de una plataforma de proyectos solares con un tamaño objetivo de 400 MW en el plazo de 2 años, por supuesto distintos a los que el gobierno plantea; por su parte Ecopetrol planea contar con una capacidad instalada de ERNC de unos 300 MW al 2.022 y EPM llevará a cabo el desarrollo y construcción de por lo menos 400 MW eólicos y solares hacia el 2.025.

En lo que a proyectos solares se refiere, el Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL) registra en estado de vigencia²⁹ en su último informe de julio de 2.020, 271 proyectos que

²⁹ Proyectos en estado de vigencia: son aquellas iniciativas de proyectos inscritos y activos en el registro de generación de electricidad de la UPME según el estado de avance del proyecto. Fase 1: pre-factibilidad, en la que se define si el proyecto es técnica y económicamente viable, se identifican problemas y obstáculos, se presentan posibles fuentes de financiación y se concluye acorde a los resultados obtenidos del estudio identificando la mejor alternativa. Fase 2: factibilidad, en donde se profundiza la mejor alternativa identificada en la etapa de pre-factibilidad, se realiza el diseño de la ingeniería básica, estimación de costos y estudio ambiental, la información debe ser tal que permita tomar la decisión de realizar o no la inversión en la ejecución del proyecto. Fase 3: ingeniería de detalle,

corresponden a una capacidad de 8.855,06 MW (tabla 5), de los cuales, tan solo 526 MW fueron asignados en subastas del gobierno, es decir que 8.329,06 MW provienen de iniciativas de privados.

NC Departamento	Count of Codigo Proyecto	Capacidad MW
SANTANDER	23	1.598,65
LA GUAJIRA	8	1.513,00
CESAR	18	1.253,10
CORDOBA	16	609,13
CUNDINAMARCA	13	594,95
BOLIVAR	16	536,82
TOLIMA	15	379,59
MAGDALENA	7	349,22
META	15	286,01
VALLE	39	275,55
CALDAS	7	261,92
SUCRE	9	237,49
ATLANTICO	16	221,96
BOYACA	16	194,95
CASANARE	3	154,90
HUILA	11	150,18
ANTIOQUIA	8	128,03
CAQUETA	2	89,90
VAUPES	2	10,80
PUTUMAYO	2	3,57
CAUCA	6	1,60
BOGOTA D.C.	6	1,32
RISARALDA	4	1,01
CHOCO	1	0,72
NORTE SANTANDER	8	0,68
Total	271	8.855,06

Tabla 5 Capacidad de proyectos solares vigentes por departamento (MW). Fuente: SIEL

Por su parte, hasta el último día del mes de julio (2.020), se han registrado en el padrón de proyectos de generación 17 emprendimientos eólicos en estado de vigencia, los cuales totalizan 2.249,8 MW (tabla 6), de los cuales, 1.569 MW corresponden a las subastas del gobierno, entonces 680,8 provienen de iniciativas de privados.

especificaciones técnicas para la construcción, montaje y puesta en marcha, cronograma de ejecución y presupuesto detallado, este nivel de definición permite la ejecución y operación del proyecto.

NC Departamento	Count of Codigo Proyecto	Capacidad MW
LA GUAJIRA	9	1.584,00
BOYACA	4	386,00
ATLANTICO	3	219,80
BOLIVAR	1	60,00
Total	17	2.249,80

Tabla 6 Capacidad de proyectos eólicos vigentes por departamento (MW). Fuente: SIEL

Así pues, los proyectos que han sido adjudicados a través de subastas estatales (renovables no convencionales a largo plazo y cargo por confiabilidad), en caso de ejecutarse dejarían al país con más de 2.000 megas de capacidad instalada de energías renovables no convencionales; esto, sumado a las iniciativas de privados ya planificadas estarían encaminando a Colombia hacia la transición energética regional, sin embargo, cabe mencionar que la mayor parte de estos proyectos no iniciaron construcción, para dar este paso es necesario obtener los permisos ambientales y de conexión a la red, así como las autorizaciones de comunidades que ocupan los territorios donde pretenden emplazar estos proyectos.

Según esta descripción del escenario actual en materia de renovables no convencionales en Colombia, se evidencia que se han dado pasos importantes, sin embargo, a la normativa colombiana se le han detectado algunos puntos débiles en los cuales debe trabajar el gobierno con el fin de seguir impulsando la transición energética.

Como se indicó anteriormente la ley que marcó el punto de partida para las ERNC es la 1715, que si bien ha venido realizando un aporte importante en la promoción de estas fuentes, sigue siendo susceptible a mejoras en uno de los incentivos tributarios que otorga: la exclusión de IVA.

La exclusión de IVA no aplica sobre los insumos que se utilizan para elaborar un producto final, de manera que el descuento favorece más a un producto importado que a uno producido localmente; si el beneficio fuera sobre IVA exento, se podrían descontar todos los IVA que pagó el productor local y no sería un costo el IVA en los insumos para elaborar su producto, pero como está la ley, cuesta más producir en Colombia que en el extranjero. De la misma manera, hace falta que se aplique exención de IVA a gastos de operación y mantenimiento (O&M) de proyectos renovables no convencionales.

Por otro lado, el mercado eléctrico funciona dentro de un marco desfavorable para las ERNC, al exigir que las ofertas deban hacerse desde el día anterior y en caso de que no puedan cumplir incurran en una desviación que genera una especie de multa; la normatividad debe migrar hacia un mercado intradiario para que se hagan correcciones a esas ofertas cada seis u ocho horas y de esa manera las renovables no convencionales puedan hacer ofertas más precisas y se eviten esas desviaciones.

Adicional a esto, se identificaron otros aspectos que por el momento carecen de la atención que merecen y deben ser revisados para contribuir aún más al despliegue de las ERNC, tales como:

- Un esquema que realmente incremente la celebración de contratos de largo plazo para abrir la posibilidad de financiación a proyectos de ERNC.
- La valorización de la complementariedad de las energías eólica y solar con la hidráulica, en el sentido en que en la época de ocurrencia del fenómeno del Niño precisamente se tiene una mejor radiación solar y mejores vientos.
- Procedimientos claros en los procesos de consulta previa.
- Eliminación de las barreras que generan los operadores de red a los autogeneradores a pequeña y mediana escala para el proceso de conexión de sus proyectos.

En definitiva se destacan los logros alcanzados, pero todavía hay mucho por hacer en el país en materia de legislación para apoyar con más fuerza este nuevo mercado de energía.

3.3. SELECCIÓN DE PAÍSES DE LA REGIÓN

Dentro del ámbito regional fueron revisados algunos países pioneros en el desarrollo e implementación de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales, de los cuales fueron seleccionados dos para el presente estudio: Argentina por ir un paso adelante de Colombia y porque su similitud en cantidad de población los hace comparables; y Uruguay porque ha alcanzado un verdadero éxito en la materia. Sin embargo, vale la pena aclarar que estos tres países tienen algunas diferencias en sus esquemas de mercado:

El mercado eléctrico en Colombia es competitivo, en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados; la generación funciona bajo competencia, en cambio la transmisión y distribución como monopolios naturales. Las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia a los generadores en un mercado que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

Argentina tiene un mercado eléctrico mayorista segmentado verticalmente: generación en competencia regulada, transmisión y distribución con monopolios regulados, y grandes usuarios. Este sistema contempla para las energías convencionales a CAMMESA como comprador único, ya que centraliza la compra de energía a generadores y la venta a distribuidores y grandes usuarios, mientras que para las FNCER existe el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), que permite la celebración de contratos entre privados, más específicamente un Gran Usuario Habilitado con un generador renovable.

Por último, Uruguay maneja un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con libre competencia en la generación y la comercialización de electricidad, a la vez que la transmisión y la distribución funcionan como monopolios estatales de hecho pero no de derecho integrados verticalmente, ambos con tarifas reguladas.

A continuación será descrita la regulación más relevante de Argentina y Uruguay en lo referente a EERR.

3.3.1. REGULACIÓN ARGENTINA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

3.3.1.1. LEY 25019 (23/09/1.998) – RÉGIMEN NACIONAL DE ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR

Se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. El Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promoverá la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

Las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años.

La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la ley 24065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a:

Remunerar en hasta 0,015 \$/KWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Remunerar en hasta 0,9 \$/KWh puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Remunerar en hasta 0,015 \$/KWh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Remunerar en hasta 0,015 \$/KWh efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta treinta megavatios (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un periodo de quince (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del periodo de beneficio. Y los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, gozarán de esta remuneración por un periodo de quince (15) años a partir de la efectiva fecha de instalación.

Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de servicios públicos, gozará de estabilidad fiscal por el término de quince (15) años, contados a partir de la promulgación de la presente ley, entendiéndose por estabilidad fiscal la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen.

El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios, y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

3.3.1.2. LEY 26190 (06/12/2.006) – RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación del servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

El objetivo es lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia de la presente ley.

Promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para la integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

Define como fuentes de energía renovables no fósiles a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

Establece como límite de potencia para los proyectos de centrales hidroeléctricas hasta treinta megavatios (30 MW).

Se instituye un régimen de inversiones por un periodo de diez (10) años para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables; sus beneficiarios serán los titulares de inversiones y concesionarios, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)³⁰ o la prestación de servicios públicos, los cuales gozarán a partir de la aprobación del proyecto de los siguientes beneficios promocionales:

- Se aplicará devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias, según la ley 25924, a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras.
- No integrarán la base de imposición del impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la ley 25063, los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley.

Se mantiene la prima (remuneración adicional) de 0,015 \$/KWh efectivamente generados por sistemas eólicos; 0,9 \$/KWh puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares; 0,015 \$/KWh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás y 0,015 \$/KWh efectivamente generados por sistemas hidroeléctricos; todo esto financiado con el Fondo Fiduciario de Energías Renovables con cargo al sistema y administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE).

³⁰ Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): es el punto donde convergen la oferta y la demanda.

3.3.1.3. RESOLUCIÓN 712/2.009 (09/10/2.009) – HABILÍTASE LA REALIZACIÓN DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA Y LAS OFERTAS DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y ENERGÍA ASOCIADA

Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presente ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA)³¹, los cuales haya seleccionado como resultado del proceso establecido a través de licitación pública nacional e internacional.

Los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables podrán celebrarse tanto para proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos proyectos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o a la tecnología aplicada; entiéndase “Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por Potencia” y “Contratos de Abastecimiento MEM a partir de Fuentes Renovables por cantidad de energía suministrada” respectivamente.

Estos contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables tendrán una vigencia máxima de quince (15) años; siendo factible una prolongación en hasta dieciocho (18) meses para los contratos por cantidad de energía suministrada.

ENARSA presenta las ofertas a la Secretaría de Energía, con el fin de que ésta última evalúe y considere la conveniencia de la contratación e instruya a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)³² sobre aquellas que resulten aceptadas y remita el texto del contrato a suscribir, en base a la información remitida por ENARSA.

De esta manera, ENARSA es la encargada de establecer el vínculo contractual con cada una de las empresas que resultaron seleccionadas en el proceso licitatorio y, a su vez, tiene la obligación de suscribir con CAMMESA como representante del MEM, los contratos de abastecimiento.

CAMMESA en su carácter de parte compradora, abonará mensualmente un cargo adicional de hasta el diez por ciento (10%) al pautado en los contratos a celebrarse en concepto de retribución por la generación y energía asociada, a los fines de garantizar, a través de un fondo de garantía de pago, en hasta un veinte por ciento (20%) las obligaciones futuras que surjan de los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables.

Se incorpora como Anexo 39 – “Generación con Fuentes Renovables de Energía, excluida la Hidráulica y la Eólica” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”.

³¹ Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA): es una empresa pública argentina que se dedica al estudio, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, el transporte y distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica.

³² Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA): es una empresa de gestión privada con propósito público, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional.

Se sustituye el Anexo 40 – “Generación Eólica” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” debido a la pertinencia de adecuar estipulaciones establecidas por el avance de la tecnología.

3.3.1.4. RESOLUCIÓN 108/2.011 (29/03/2.011) – HABILÍTA SE LA REALIZACIÓN DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA Y LAS OFERTAS DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN Y ENERGÍA ASOCIADA – Ampliación de la oferta de generación a partir de fuentes renovables a todos los agentes del MEM

Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presenten los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores, en los que participe el Estado Nacional o ENARSA.

Los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables tendrán una vigencia de hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta dieciocho (18) meses; la parte vendedora es el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la Secretaría de Energía; la parte compradora es el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA, con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el mercado spot a precio estacional; la remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía; las centrales y máquinas afectadas al cubrimiento de los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables, serán despachadas por CAMMESA, considerando especialmente las modificaciones a los Procedimientos incluidos en la Resolución 712/2.009. El presente régimen es aplicable a las tecnologías incluidas en la ley N° 26190.

La Secretaría de Energía evaluará las ofertas presentadas e instruirá a CAMMESA sobre aquellas propuestas que resulten aceptadas para su contratación.

Se establece que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada contrato de abastecimiento MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido.

Los referidos costos podrán ser revisados por la Secretaría de Energía cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente contrato de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables.

Los agentes distribuidores y/o prestadores de dicha función del MEM que abonen sus compras en el mercado spot a precio estacional, abonarán el precio ofertado en los contratos de abastecimiento MEM a través de dichos precios estacionales.

3.3.1.5. LEY 27191 (23/09/2.015) – RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. MODIFICACIONES A LA LEY 26190

MODIFICACIONES A LA LEY 26190

Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2.017.

Las fuentes renovables de energía son aquellas no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.

El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).

Se instituye un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía. Los beneficiarios que se dediquen a la realización de este tipo de emprendimientos, gozarán de los siguientes beneficios promocionales:

- Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias según la ley 26360, por la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje; los cuales no serán excluyentes entre sí.
- Se extiende a diez (10) años la compensación de quebrantos con ganancias.
- Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
- Deducción de la carga financiera del pasivo financiero: se podrán deducir de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido por esta ley.
- Los dividendos o utilidades distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del presente régimen no quedarán alcanzados por el impuesto a las ganancias, en la medida que los mismos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
- Los beneficiarios del presente régimen que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional – el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%) –, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas acreditado. Este certificado será nominativo y podrá ser cedido a terceros una única vez, podrá ser usado por los sujetos beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de Impuesto a las Ganancias, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, Impuesto al Valor Agregado, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos.

SEGUNDA ETAPA, PERIODO 2.018-2.025

Se establece como objetivo de la segunda etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2.025.

FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Se crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) con el objeto de otorgamiento de préstamos, realización de aportes de capital y adquisición de todo instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en los términos de esta ley.

Se designa al Estado Nacional como fiduciante y fideicomisario del fondo y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario. Las beneficiarias serán las personas físicas y jurídicas titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos.

El FODER contará con un patrimonio que estará constituido por recursos provenientes del Tesoro Nacional que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo; cargos específicos a la demanda de energía; el recupero de capital e intereses de las financiaciones otorgadas, entre otros.

Los instrumentos que podrá utilizar el Fondo para el cumplimiento de su objeto son: otorgar facilidades a través de préstamos y adquirir valores fiduciarios; realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos; bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores y otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por CAMMESA. Estos instrumentos deberán otorgarse prioritariamente a los emprendimientos que acrediten fehacientemente mayor porcentaje de integración de componente nacional.

Tanto el FODER como el fiduciario, en sus operaciones relativas al FODER, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro.

CONTRIBUCIÓN DE LOS USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL RÉGIMEN DE FOMENTO

Se establece que todos los usuarios de energía eléctrica están obligados a alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2.017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2.025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

- Al 31 de diciembre de 2.017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%).
- Al 31 de diciembre de 2.019, el doce por ciento (12%).

- Al 31 de diciembre de 2.021, el dieciséis por ciento (16%).
- Al 31 de diciembre de 2.023, el dieciocho por ciento (18%).
- Al 31 de diciembre de 2.025, el veinte por ciento (20%).

Los Grandes Usuarios del MEM y las grandes demandas que sean clientes del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 KW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA.

Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable correspondiente a los porcentajes indicados, como penalidad deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

INCREMENTOS FISCALES

Los beneficiarios del régimen podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados, los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos.

RÉGIMEN DE IMPORTACIONES

Los beneficiarios del régimen estarán exentos del pago de los derechos a la importación, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y de los insumos determinados por la autoridad de aplicación, que fueran necesarios para la ejecución del proyecto de inversión.

Se extiende también para los repuestos y accesorios nuevos necesarios para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad, los que estarán sujetos a la respectiva comprobación de destino, el que deberá responder al proyecto que motivó dichos requerimientos. De igual manera aplicará a la importación de bienes de capital, partes, componentes e insumos destinados a la producción de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable y a bienes intermedios en la cadena de valor de fabricación de este equipamiento, tanto cuando su destino sea la venta dentro del país como la exportación, siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar.

Estos beneficios tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2.017.

ACCESO Y UTILIZACIÓN DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de CABA, hasta el 31 de diciembre de 2.025. Lo anterior no obsta a la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE RECURSOS RENOVABLES INTERMITENTES

La energía eléctrica proveniente de estos recursos renovables tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada. No será exigencia el respaldo físico de potencia de la autogeneración ni de los contratos con energía renovable. La autoridad de aplicación dispondrá de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema.

3.3.1.6. DECRETO 531 (30/03/2.016) – RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. REGLAMENTACIÓN

FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Recursos del Fondo

Los recursos provenientes del tesoro nacional destinados al FODER, se depositarán en una cuenta fiduciaria específica (La “Cuenta de Financiamiento”) cuyo objetivo será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER.

Será aplicado un cargo específico de garantía a los usuarios de energía eléctrica, con excepción de aquellos grandes usuarios que cumplan con la obligación mediante la celebración de contratos directamente con el generador, a través de una distribuidora que la adquiera a un generador, o con un comercializador, o bien, con la realización de proyectos de autogeneración o cogeneración. Las sumas recaudadas en concepto de este cargo deberán ser depositadas y permanecer en una cuenta fiduciaria específica y separada de cualquier otro recurso perteneciente al FODER (la “Cuenta de Garantía”) y tendrán como único fin servir de garantía efectiva de pago por un plazo mínimo de doce (12) meses, a los contratos de abastecimiento de energía eléctrica suscritos por CAMMESA con agentes generadores o comercializadores en los términos de la ley 27191.

Se considerarán bienes fideicomitidos el recupero del capital de las financiaciones otorgadas, los montos que el FODER cobre en concepto de intereses, multas, cargos, costos, gastos administrativos, mayores costos impositivos, entre otros. Así como también las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptados por el FODER, además de otros derechos o bienes que se incorporen por cualquier causa.

Los recursos obtenidos por el cobro de la penalidad por incumplimientos en las obligaciones de consumo de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores y por las penalidades contractuales que paguen los generadores o comercializadores que celebren contratos de

abastecimiento con CAMMESA, se destinarán sin excepción al FODER y se depositarán en la Cuenta de Financiamiento.

Instrumentos

En caso de que el FODER realice aportes de capital en sociedades que desarrollen proyectos comprendidos en el régimen de fomento de las energías renovables, su participación en dichas sociedades y en las utilidades del proyecto, será proporcional al capital suscrito por el FODER.

CONTRIBUCIÓN DE LOS USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL RÉGIMEN DE FOMENTO

La obligación de los grandes usuarios con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), podrá cumplirse por cualquiera de las siguientes 3 formas: contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables; autogeneración o cogeneración de fuentes renovables; o participación en el mercado de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA.

Cumplimiento por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables

Los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la ley N° 27191 directamente con un generador o a través de una distribuidora que la adquiera a un generador, o de un comercializador, serán libremente negociados entre las partes. Los sujetos obligados que opten por esta forma de cumplimiento deberán manifestar su voluntad en este sentido, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas que desarrollará CAMMESA.

Cumplimiento por autogeneración o cogeneración con energías renovables

Los grandes usuarios que opten por esta forma de cumplimiento deberán manifestar su voluntad en este sentido, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas que desarrollará CAMMESA.

Fiscalización del cumplimiento por contratación individual, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables

Con anterioridad al 31 de diciembre de los años 2.017, 2.019, 2.021, 2.023, y 2.025, los grandes usuarios deberán acreditar la suscripción del contrato por el que se aseguren el abastecimiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir el objetivo correspondiente, o bien, presentar el proyecto de autogeneración o cogeneración a desarrollar con dicho fin, con la documentación respaldatoria.

Anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2.018, la autoridad de aplicación fiscalizará el cumplimiento efectivo de los objetivos de consumo.

Cumplimiento por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA

- Los grandes usuarios podrán dar cumplimiento a la obligación, mediante la compra de energía eléctrica de fuente renovable directamente a CAMMESA a través del mecanismo

de compra conjunta. Aquellos que no manifiesten expresamente lo contrario, quedarán automáticamente incluidos en este mercado.

- El mecanismo de compra conjunta consiste en la adquisición por CAMMESA de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, necesaria para que los sujetos que queden incluidos en dicho mecanismo puedan cumplir con los objetivos fijados, mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores.
- La incorporación de los grandes usuarios en el mecanismo de compra conjunta y el pago oportuno del costo de la energía eléctrica de fuente renovable consumida por dichos sujetos, será suficiente para tener por cumplida la obligación.
- A la adquisición realizada a CAMMESA por los grandes usuarios mediante el mecanismo de compra conjunta se le aplicarán dos cargos, uno en concepto de costos de comercialización y otro en concepto de gastos administrativos.
- El precio del megavatio hora (MWh) que abonarán los grandes usuarios incluidos en el mecanismo de compra conjunta, será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por ella, con generadores.
- Vencido el plazo para que los grandes usuarios manifiesten su decisión de quedar excluidos del mecanismo de compra conjunta, CAMMESA convocará a licitación pública con el objeto de celebrar los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda de estos sujetos que quedaron incluidos.

Incumplimientos de la obligación de los grandes usuarios con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW)

Los grandes usuarios gozarán de una tolerancia del diez por ciento (10%) por año en el cumplimiento efectivo de la obligación correspondiente, que podrá ser compensado al año siguiente en que se produjera. Si en el año siguiente al del incumplimiento parcial no se lograra cumplir con el consumo mínimo establecido para ese año más la compensación del faltante del año anterior, se aplicará la penalidad correspondiente.

En todos los casos en que la autoridad de aplicación fiscalice un faltante superior al diez por ciento (10%) del consumo obligatorio de energía eléctrica de fuentes renovables en un año, sujetará al diez por ciento (10%) al mecanismo compensatorio y aplicará la penalidad correspondiente sobre el porcentaje que lo exceda, en el año inmediato siguiente al que se produjo el incumplimiento.

Compras efectuadas por CAMMESA, de excedentes provenientes de generadores beneficiarios del régimen

CAMMESA adquirirá hasta un máximo del diez por ciento (10%) de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, que los generadores beneficiarios del régimen de fomento de las energías renovables generen en exceso de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieran celebrado. CAMMESA abonará por la energía eléctrica adquirida el menor precio vigente en el mercado para la tecnología correspondiente, considerando la totalidad de los contratos de abastecimiento en ejecución en ese momento. La compra se realizará siempre que el generador no opte por venderla a otro generador, a otro usuario, a un comercializador o al mercado spot. Esta energía eléctrica adquirida por CAMMESA será destinada al cumplimiento de los objetivos fijados por parte de toda la demanda de potencia menor a trescientos kilovatios (300 kW), y su pago estará garantizado por el FODER.

3.3.1.7. RESOLUCIÓN 71/2.016 (17/05/2.016) – ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTES RENOVABLES. CONVOCATORIA ABIERTA

Se dispone el inicio del proceso de convocatoria abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, en adelante el “Programa RenovAr (ronda 1)”, en orden a los objetivos de contribución fijados en la ley N° 27191.

En el proceso de convocatoria abierta, las ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables de generación que resulten adjudicadas, serán objeto de un contrato del mercado a término denominado contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

El contrato de abastecimiento tendrá las siguientes características y contenidos principales:

- Objeto del contrato: la venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM desde la fecha de habilitación comercial y por el plazo de vigencia del contrato.
- Parte vendedora: el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuya oferta sea aceptada.
- Parte compradora: CAMMESA en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM.
- Vigencia: hasta un máximo de veinte (20) años desde la entrada en operación.
- Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- Energía comprometida a entregar por año.
- Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en dólares estadounidenses por megavatios hora (U\$/MWh).
- Las condiciones de la garantía de cumplimiento del contrato de abastecimiento de la parte vendedora.
- El régimen de sanciones contractuales por incumplimiento.
- La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
- La prioridad de pago de los contratos de abastecimiento será primera en el orden de prelación.

3.3.1.8. RESOLUCIÓN 202/2.016 (28/09/2.016) – ENERGÍAS RENOVABLES

Se derogan las resoluciones N° 712 del 2.009 y 108 del 2.011 de la ex Secretaría de Energía (SE). Los contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables celebrados en el marco de estas dos resoluciones, en los que las centrales de generación afectadas a su cumplimiento hubieran obtenido la habilitación comercial, se mantendrán en los términos contractuales establecidos.

Los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía de origen eólico para los que se hayan celebrado contratos en el marco de la resolución ex SE N° 712/2.009, respecto de los cuales no se hubieran suscripto las respectivas adendas a los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables entre CAMMESA y ENARSA, requeridas para adaptarlos a las modificaciones introducidas mediante adendas en los contratos de provisión de energía eléctrica suscriptos entre ENARSA y los titulares de los proyectos, podrán acogerse al

Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecidos por las leyes N° 26190 y 27191 mediante la suscripción de contratos de abastecimiento MEM.

Los titulares de proyectos de inversión en generación a partir de fuentes renovables de energía por los que se hubieran celebrado contratos en el marco de las resoluciones ex SE N° 712/2.009 o N° 108/2.011, para los que se hubiera producido una causal de rescisión automática del contrato, ya sea por haberse cumplido el plazo máximo de inicio de obra o por haberse cumplido el plazo máximo previsto para la habilitación comercial de la respectiva central, y en los que se hubieran realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación, podrán solicitar su inclusión al Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las leyes N° 26.190 y 27.191 a partir de la suscripción de un nuevo contrato de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables.

Los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables a suscribir por los sujetos comprendidos en los dos párrafos anteriores, se ajustarán con algunas condiciones particulares, a los términos y condiciones definidos en el artículo 9° de la resolución Ministerio de Energía y Minería (MINEM) 71/2.016, el cual dispone el inicio de convocatoria abierta del programa RenovAr ronda 1.

3.3.1.9. RESOLUCIÓN 281-E/2.017 (18/08/2.017) – RÉGIMEN DEL MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE. APROBACIÓN

Se aprueba el MATER.

Se considerarán incluidos en el mecanismo de compras conjuntas, a los contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por CAMMESA, en representación de los grandes usuarios del MEM.

Los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas que sean clientes del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, cuya demanda media³³ en el último año calendario anterior al mes de la transacción, sea igual o mayor a trescientos kilovatios (300 kW), que cumplan los objetivos establecidos de consumo propio de energía eléctrica con energía proveniente de fuentes renovables, mediante la participación en el mecanismo de compras conjuntas, deberán abonar mensualmente, un cargo por comercialización y un cargo por administración, en relación con el porcentaje de obligación correspondiente y en función de su demanda abastecida desde el MEM.

El cobro mensual de estos cargos se hará a los grandes usuarios habilitados que se mantengan en el mecanismo de compra conjunta al no haber optado por quedar excluidos de ellas.

Los montos mensuales recaudados por la aplicación del cargo de comercialización a los grandes usuarios alcanzados, se destinarán al fondo de estabilización del MEM y se aplicarán a cubrir parcial o totalmente, los costos derivados de la reducción de los cargos de potencia aplicables a los grandes usuarios que opten por ser excluidos de las compras conjuntas.

Los montos mensuales recaudados por la aplicación del cargo de administración a los grandes usuarios alcanzados, se destinarán al Organismo Encargado del Despacho (OED) para solventar los gastos administrativos asociados a la operación del mecanismo de compras conjuntas.

³³ Demanda media: se determina como la suma de la energía consumida en el año dividido el número de horas del año.

El OED publicará en su sitio web, en forma permanente y con actualización mensual, la capacidad disponible para la incorporación de energía producida por centrales de generación, cogeneración o autogeneración de fuentes renovables, consignando la información de que disponga sobre las solicitudes de acceso ingresadas y en trámite.

Se crea el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER), en el que se registrarán todos los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable que se desarrollen con conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

RÉGIMEN DEL MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE

Se establecen las condiciones de cumplimiento por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas que sean clientes de los agentes distribuidores del MEM o de los prestadores del servicio público de distribución (GUDIs), en caso de que sus demandas medias de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), a través de la contratación individual en el mercado a término de energía eléctrica de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables.

El ámbito de aplicación del presente régimen es la actividad de generación eléctrica de fuentes renovables que integra o está destinada a integrar el SADI.

Generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

Los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los proyectos de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables que operen bajo este régimen, podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en la ley N° 27191.

Los generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los proyectos habilitados y los comercializadores, podrán:

- Vender, mediante contratos del mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Adquirir, mediante contratos del mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos habilitados o comercializadores, la energía que estos produzcan o comercialicen.
- Vender, mediante contratos de mercado a término a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, la energía eléctrica producida.
- Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieran celebrado. Dichos excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del proyecto habilitado.
- Actuar en el mercado spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada.

A los contratos celebrados y a los proyectos de autogeneración desarrollados en los términos del presente régimen no se les requerirá respaldo físico de potencia, independientemente de la tecnología de generación renovable empleada.

Grandes usuarios habilitados

En el mes de febrero de cada año, el OED publicará el listado de los grandes usuarios que se encuentren en condiciones de optar por quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas, con el fin de cumplir los objetivos mediante la contratación individual en el mercado a término o por autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable. En el listado se incluirán autogeneradores, grandes usuarios mayores (GUMAs), grandes usuarios menores (GUMEs) y grandes demandas de los agentes distribuidores o prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica (GUDIs), los que se denominarán grandes usuarios habilitados (GUH).

Autogeneradores renovables: los grandes usuarios del MEM podrán cumplir con los objetivos de consumo propio de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables total o parcialmente, mediante autogeneración de fuentes renovables. Para ello deberán cumplir todas las obligaciones requeridas para la conexión a la red eléctrica de dicha generación, no requiriéndose un valor mínimo de capacidad instalada ni de energía producida. El autogenerador renovable deberá medir en forma independiente el intercambio de energía con el MEM y la energía eléctrica renovable generada. Los GUH que opten por ser autogeneradores podrán dar cumplimiento con la obligación establecida complementando su producción de energía eléctrica de fuentes renovables mediante contratos.

Alcance de la opción: los GUH deberán informar al OED su decisión de quedar excluidos de las compras conjuntas y el porcentaje estimado de demanda a contratar o de autogeneración a instalar, el cual no podrá ser inferior al obligatorio. No existe límite superior de abastecimiento de energía con fuente renovable, de manera que podrá cubrir hasta el cien por ciento (100%) de su demanda. Tampoco existirán limitaciones en la cantidad de contratos de energías renovables a celebrar por un GUH.

Efectos del GUH, a partir de la fecha declarada de exclusión de las compras conjuntas: fiscalización del cumplimiento de la obligación establecida; no se le incluirá el impacto correspondiente a la generación de fuente renovable adquirida por CAMMESA, en la documentación comercial recibida por sus transacciones económicas en el MEM; dejará de abonar los cargos de comercialización y de administración y se le aplicará un descuento en el cargo de reserva de potencia, asociado a los costos de potencia firme de la generación térmica convencional e hidroeléctrica.

Cargo de reserva de potencia: se refiere a los costos de potencia firme de generación térmica convencional e hidroeléctrica, los cuales son aplicables también a los GUH que hubieran optado por quedar excluidos de las compras conjuntas. Al valor físico de requerimiento de potencia de estos GUH se descontará la potencia media mensual de sus contratos de energía renovable abastecidos, multiplicada por el factor de ajuste correspondiente al año de su exclusión efectiva de las compras conjuntas según la siguiente tabla:

	2017- 2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
Factor de ajuste del descuento por potencia media mensual renovable abastecida	100%	100%	75%	50%	25%

Tabla 7 Factor de ajuste del descuento por potencia media mensual renovable abastecida. Fuente: RESOLUCIÓN 281-E/2.047

Reingreso a las compras conjuntas: la exclusión de las compras conjuntas tendrá una duración mínima de cinco (5) años, luego de ese periodo el GUH continuará excluido de las compras conjuntas, a menos que manifieste su decisión de reingresar.

Opción de los GUDIs: las grandes demandas de los agentes distribuidores o prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica (GUDIs), que decidan ejercer la opción de exclusión de las compras conjuntas, deberán convertirse en agentes del MEM, ya sea como grandes usuarios mayores (GUMAs), grandes usuarios menores (GUMEs) o autogeneradores.

Contratos o autogeneración sin ejercer opción: los grandes usuarios o autogeneradores del MEM podrán suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables en el mercado a término o desarrollar proyectos de autogeneración, sin ejercer la opción de exclusión de las compras conjuntas; en este caso continuarán abonando los cargos de comercialización y administración establecidos y no recibirán descuento alguno de los costos asociados a la potencia firme de la generación térmica convencional e hidroeléctrica, pero no serán objeto de fiscalización.

Transacciones económicas

Asignación de energía contractualizada: la energía abastecida por un mismo agente generador a distintos grandes usuarios o autogeneradores con los que hubiera celebrado contratos en el marco del presente régimen, se asignará entre ellos de acuerdo con la prioridad que sea informada por el agente generador, el OED se limitará a aplicar el orden de prioridad informado. En caso de contratos celebrados por comercializadores, serán estos quienes deberán informar el orden de prioridad de asignación de los contratos celebrados.

Transacciones de energía de contratos: la energía del gran usuario abastecida mediante los contratos del mercado a término de energía renovable, será valorizada a los precios pactados entre las partes y será facturada directamente por el proveedor al consumidor.

Demanda abastecida fuera de contratos de energía renovable y/o autogeneración renovable: la porción de energía mensual de un gran usuario que no fuera abastecida por contratos y/o autogeneración renovable en los términos definidos bajo este régimen, podrá ser suministrada por el MEM a los precios del mercado que correspondan. Para los grandes usuarios que hayan optado por quedar excluidos de las compras conjuntas, en sus compras de energía al MEM se deducirá el impacto correspondiente a la generación de fuente renovable adquirida por CAMMESA. La energía suministrada por el MEM a los GUH que hayan optado por quedar excluidos de las compras conjuntas, en ningún caso será considerada para el cumplimiento de los porcentajes de cubrimiento individual de energías renovables establecidas, los que deberán ser alcanzados mediante contratos y/o autogeneración renovable en los términos definidos bajo este régimen.

Fiscalización individual del cumplimiento de la ley N° 27191

Evaluación de la energía: la fiscalización del cumplimiento de la obligación para los GUH que hubieran optado por su exclusión de las compras conjuntas será anual, por año vencido, sobre la base de los resultados acumulados de las transacciones mensuales.

En todos los casos se deberá considerar una tolerancia del diez por ciento (10%) del valor obligatorio, que podrá ser compensado en el siguiente año calendario.

Sanción por incumplimiento

Cálculo de la penalidad: el monto de la penalidad aplicable en cada año calendario fiscalizado se calculará en dólares estadounidenses, como el producto de la cantidad obligatoria y no abastecida (en megavatios-hora) y el costo del gasoil equivalente (CGOEQ), en dólares estadounidenses por megavatio-hora, equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

3.3.1.10. LEY 27424 (30/11/2.017) – RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Se declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, considerando como objetivos: la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso a los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

A los efectos de la presente ley se denomina:

- Balance neto de facturación: sistema que compensa en la facturación los costos de la energía demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.
- Energía demandada: energía eléctrica efectivamente tomada desde la red de distribución.
- Energía inyectada: energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución.
- Ente regulador jurisdiccional: ente regulador o autoridad de control encargado de controlar la actividad de los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica en cada jurisdicción.
- Equipos de generación distribuida: equipamientos y sistemas destinados a la transformación de energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo y que se conectan con la red de distribución, a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía generada.
- Equipo de medición: sistema de medición de energía eléctrica homologado por la autoridad competente, que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada e inyectada a la red de distribución por el usuario generador, siendo dichas mediciones almacenadas para su posterior lectura.
- Generación distribuida: generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo.
- Prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o distribuidor: responsable de abastecer la demanda eléctrica de usuarios finales en su zona de competencia.

- Usuario-generador: usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo. No están comprendidos los grandes usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.

Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, siempre que cuente con la autorización requerida. El usuario de la red de distribución que quiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda, deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor.

Todo usuario-generador tiene derecho a generar para autoconsumo energía eléctrica a partir de fuentes renovables y a inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

Todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, conforme al aprovechamiento que pueda realizarse en la zona donde se ubique. La autoridad de aplicación efectuará un estudio gradual de los edificios públicos nacionales existentes y propondrá al organismo del que dependan, la incorporación de un sistema de eficiencia energética, incluyendo capacidad de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

Autorización de conexión

La conexión del equipamiento para la generación distribuida de origen renovable por parte del usuario-generador para su autoconsumo con inyección de sus excedentes a la red, deberá contar con previa autorización que deberá ser solicitada al distribuidor. Para el otorgamiento de dicha autorización el distribuidor realizará una evaluación técnica; tras su aprobación, el usuario-generador y el distribuidor suscribirán un contrato de generación eléctrica bajo la modalidad distribuida. Una vez obtenida la autorización por parte del usuario-generador, el distribuidor realizará la conexión e instalación del equipo de medición y habilitará la instalación para inyectar energía a la red de distribución. Los costos del equipo de medición, su instalación y las obras necesarias para permitir la conexión a la red, deberán ser solventados por el usuario-generador.

Esquema de facturación

Cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración, por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, bajo el modelo de balance neto de facturación en base a los siguientes lineamientos:

- El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilovatio-hora que entregue a la red de distribución.
- El valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador regirá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente.
- El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red y los precios correspondientes a cada uno por kilovatio-hora. El valor a pagar por el usuario-generador, será el resultante del cálculo neto entre el valor de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos.

- Si existiera un excedente monetario por los kilovatios-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo que no será superior a seis (6) meses.
- Se establecerán mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor.

El distribuidor no podrá añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de equipos de generación distribuida.

Fondo fiduciario para el desarrollo de la generación distribuida

Se crea el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), el cual tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

Se designa al Estado Nacional como fiduciante y fideicomisario del Fondo y al banco público como fiduciario. Las beneficiarias serán las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país, cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del fondo.

El patrimonio del FODIS estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

- Recursos provenientes del presupuesto nacional, los que no podrán ser inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles, debido a la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo.
- El recupero de capital e intereses de las financiaciones otorgadas.
- El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos, las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptadas por el FODIS.
- Los recursos provenientes de aportes de organismos multilaterales de crédito.
- Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del fondo.

El FODIS para el cumplimiento de su objeto podrá implementar los instrumentos que se enumeran a continuación, con el fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital:

- Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos.
- Bonificar o subsidiar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos que otorgue, o en los cuales intervengan entidades financieras u otros proveedores de financiamiento.
- Otorgar incentivos a la inyección de energía generada a partir de fuentes renovables y/o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida a partir de energía renovable.
- Financiar actividades de difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. Se otorgará preferencia en la asignación de financiamiento a aquellos emprendimientos de investigación que se encuentren radicados en regiones del país con menor desarrollo relativo.

Tanto el FODIS como el fiduciario, en sus operaciones relativas al FODIS, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro.

Beneficios promocionales

El fondo establecerá beneficios promocionales en forma de bonificación sobre el costo de capital para adquisición de sistemas de generación distribuida de fuentes renovables. Dicha bonificación será establecida en función de la potencia a instalar y de la tecnología. Al menos un tercio de los montos afectados a los instrumentos, incentivos y beneficios, deberán destinarse a emprendimientos residenciales de vivienda unifamiliar.

El fondo deberá instrumentar un precio adicional de incentivo respecto de la energía generada a partir de fuentes renovables, en base a los costos evitados para el sistema eléctrico en su conjunto. Este precio de incentivo será fijado de manera proporcional para todos los aportantes al sistema conforme la energía generada y no podrá afectar en más de un veinte por ciento (20%) los recursos del fondo.

La autoridad de aplicación podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales. El monto total de este certificado no podrá superar en ningún caso, el cincuenta por ciento (50%) del costo de combustible fósil desplazado durante la vida útil del sistema de generación distribuida. Este documento será nominativo e intransferible, pudiendo ser aplicado por los beneficiarios al pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado, impuestos internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

La autoridad de aplicación establecerá beneficios promocionales prioritarios, para la adquisición de equipamiento de generación distribuida a partir de fuentes renovables de fabricación nacional. En estos casos, los beneficios se establecerán tomando como base, el porcentaje de valor agregado nacional y serán como mínimo un veinte por ciento (20%) superiores a lo establecido mediante el régimen general.

La vigencia del régimen de promoción se establece por doce (12) años, prorrogables por igual término.

Régimen de fomento de la industria nacional

Se crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (FANSIGED) con una vigencia de diez (10) años prorrogables por igual término.

Las actividades comprendidas en el FANSIGED son: investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Son integrantes del FANSIGED los siguientes instrumentos, incentivos y beneficios:

- Certificado de crédito fiscal sobre la inversión en investigación y desarrollo, diseño, bienes de capital y certificación para empresas fabricantes. Será de carácter nominativo, transferible por única vez y tendrá una vigencia de cinco (5) años contados a partir de su emisión. El certificado de crédito fiscal será aplicado al pago de la totalidad de los montos a

abonar en concepto de impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado, impuestos internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la AFIP. El certificado de crédito fiscal no podrá aplicarse al pago de deudas anteriores a la fecha de emisión del mismo. Los eventuales saldos a favor no darán lugar a reintegros o devoluciones por parte del Estado nacional.

- Amortización acelerada del impuesto a las ganancias, por la adquisición de bienes de capital para la fabricación de equipos e insumos destinados a la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables. Dichas amortizaciones serán practicadas a partir del periodo fiscal de habilitación del bien.
- Devolución anticipada del impuesto al valor agregado por la adquisición de los bienes aludidos en el párrafo anterior. Será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP.
- Acceso a financiamiento de la inversión con tasas preferenciales.
- Acceso al programa de desarrollo de proveedores, con el objetivo de fortalecer las capacidades del sector productivo, a través de la promoción de inversiones, la mejora en la gestión productiva de las empresas, el incremento de la capacidad innovativa y la modernización tecnológica, con el propósito de sustituir importaciones y promover la generación de empleo calificado. Las empresas que cumplan con los criterios del programa podrán acceder a sus líneas de beneficios de asistencia financiera a tasa subsidiada, asistencia técnica y aportes no reembolsables. El porcentaje mínimo de composición de materias primas e insumos nacionales exigibles para los beneficiarios de este régimen no pueden ser menores al veinticinco por ciento (25%) durante los primeros tres (3) años de vigencia de la ley y de un cuarenta por ciento (40%) a posteriori.

Quedan excluidas de los beneficios: certificado de crédito fiscal, amortización acelerada del impuesto a las ganancias y devolución del impuesto al valor agregado, las personas jurídicas cuyo capital social en proporción superior al veinticinco por ciento (25%) sea de titularidad de personas físicas o jurídicas de nacionalidad extranjera.

3.3.2. ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA ARGENTINA

En el año 1.998 se expidió la ley 25019, primera en materia de renovables no convencionales en la Argentina, la cual si bien otorgaba beneficios promocionales en materia de pago de impuestos y remuneraciones adicionales a la energía generada en este sentido, no llegaron a impulsar dicha industria. Este par de incentivos también hicieron parte de la ley 26190 promulgada en el 2.006, además de establecer el objetivo de lograr una contribución de las fuentes renovables no convencionales equivalente al 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en un plazo de 10 años. Con el fin de lograr esa meta, en el 2.009 fue publicada la resolución 712, con la que se lanzó el programa GENREN que consistió en una licitación de generación eléctrica implementada por ENARSA para la provisión de energía a partir de fuentes renovables no convencionales por un plazo de 15 años; este intento no obtuvo los resultados esperados en cuanto a entrada en operación de proyectos, debido a la adjudicación de contratos a precios elevados, entre otros motivos. Año y medio después se sancionó la resolución 108 con unas bases similares a la anterior, pero a pesar de negociar una rentabilidad razonable para cada proyecto, también tuvo baja realización.

Más adelante en el año 2.015, la ley 27191 hizo algunas modificaciones a la 26190 como adicionar beneficios promocionales, crear el FODER y establecer como meta 8% de participación de las fuentes de energías renovables no convencionales a 2.017, 12% a 2.019, 16% a 2.021, 18% a 2.023

y 20% a 2.025. Esta ley y su decreto reglamentario 531 de 2.016 impulsaron el logro de resultados concretos, haciendo que se canalizaran inversiones importantes, como se evidencia en las tablas 8 y 9; el porcentaje de cumplimiento de la energía renovable no convencional generada respecto a la demanda en 2.011 era de 1,2%, el cual fue subiendo lentamente hasta 2,5% en 2.018; pero las estadísticas marcan un quiebre significativo en 2.019 donde el porcentaje sube al 6,1% y en promedio de enero a mayo de 2.020 se alcanza un 8,7%.

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BIODIESEL	32.5	170.2	2.2	1.6	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
BIOMASA	97.6	127.0	133.9	113.7	154.7	193.0	242.6	241.4	299.2	81.5
EOLICO	16.0	348.4	446.9	613.3	593.0	546.8	615.8	1443.9	4995.8	3339.8
HIDRO <= 50MW	1255.4	1452.6	1274.0	1456.9	1623.8	1820	1695.9	1430.7	1462.1	553.4
SOLAR	1.76	8.1	15.0	15.7	14.7	14.3	16.4	109.3	799.7	442.7
BIOGAS	0.0	35.6	108.5	103.0	83.6	57.5	64.1	146.7	254.7	116.1
Total GWh	1403.2	2141.9	1980.6	2304.3	2469.7	2632.5	2634.8	3372.0	7811.5	4533.6

DEMANDA MEM vs GEN RENOVABLE	AÑO	AÑO								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda MEM [GWh]	116349	121293	125166	126467	132107	132961	132507	132889	128884	52066
Ren MEM / Dem MEM	1.2%	1.8%	1.6%	1.8%	1.9%	2.0%	2.0%	2.5%	6.1%	8.7%

Tabla 8 Energía renovable no convencional generada 2.011 – 2.020. Fuente: Informe renovables junio 2.020 – CAMMESA

FUENTE DE ENERGÍA	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total GWh 2020
BIODIESEL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.0
BIOMASA	16.1	13.0	15.4	17.4	19.6								81.5
EOLICO	683.4	650.2	664.6	612.4	729.1								3339.8
HIDRO <= 50MW	128.5	129.9	110.4	104.3	80.3								553.4
SOLAR	107.0	84.4	98.6	80.1	72.6								442.7
BIOGAS	22.8	20.7	23.8	23.4	25.4								116.1
Total GWh	957.8	898.2	912.9	837.6	927.1								4533.6

DEMANDA MEM vs GEN RENOVABLE	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	AÑO 2019
Demanda MEM [GWh]	11986	10838	11138	8515	9589								52066
Ren MEM / Dem MEM	8.0%	8.3%	8.2%	9.8%	9.7%								8.7%

Tabla 9 Energía renovable no convencional generada mensual 2.020. Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

Si bien el porcentaje actual de renovables no convencionales era la meta propuesta para principios de 2.018, los objetivos planteados son alcanzables si hay continuidad con la tendencia de crecimiento de los últimos meses.

Esta generación renovable no convencional ha sido posible en gran medida por las rondas del programa RenovAr que inició en el 2.016 con la resolución 71, donde se invitó a una convocatoria abierta para la contratación de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales de generación (ronda 1), en orden a los objetivos de contribución fijados en la ley 27191; la finalidad es que el agente generador le venda energía a CAMMESA como representante de los distribuidores y grandes usuarios del MEM por un plazo hasta de 20 años. Dentro del contexto histórico de la Argentina, uno de los aspectos fundamentales de estos contratos es el establecimiento del principio de estabilidad fiscal, el hacerlo cumplir es esencial para mostrar el respeto de los contratos a largo plazo.

En el mismo año, tras un análisis realizado al mercado buscando establecer el precio máximo de adjudicación a aplicar en la ronda 1 del programa RenovAr, se evidenció que el precio promedio de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales suministrado en algunas adendas celebradas en el marco de las resoluciones N° 712 de 2.009 y 108 de 2.011 estaba bastante elevado, lo que resultaba inconveniente para el MEM y sus usuarios, por lo tanto se considera necesario redefinirlos y así reajustarlos a la realidad del mercado, además, en orden al cumplimiento de las metas fijadas en la ley N°27191, al 2.016 la participación de las fuentes renovables no convencionales de energía en la matriz energética nacional está en el 2% como lo muestra la tabla 8, debiendo acercarse al 8%, motivo por el cual resulta necesario adoptar todas las medidas posibles para buscar la meta señalada; es por esto que las nombradas resoluciones fueron derogadas y promulgada la N°202, la cual actualmente sumada con los contratos RenovAr, es decir las compras conjuntas de CAMMESA en general, abastecen en el mes de mayo de 2.020 el 4,69% de la energía de la demanda del MEM, como se muestra en la tabla 10.

Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	# Contratos Vigentes	Energía Entregada [MWh]	Costo MEM [u\$\$/MWh]
Contratos R202	5	100 049	89.6
Contratos Renovar 1.0	14	152 746	75.6
Contratos Renovar 1.5	19	183 130	64.6
Contratos Renovar 2 - Fase 1	16	47 411	97.0
Contratos Renovar 2 - Fase 2	2	3 749	79.4
Contratos Totales	56	487 084	76.5
% Compras Conjuntas En Demanda MEM		4.69%	

Tabla 10 Energía entregada por compras conjuntas en mayo de 2.020 Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

Un año después en el 2.017, se aprueba la resolución 281 - Régimen del mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable, la cual contempla que todos los grandes usuarios MEM pueden contratarse y/o autogenerarse energía renovable no convencional; los GUH son los GUMA's, GUME's, GUDI's y Autogeneradores que tengan una potencia media anual mayor a 300 kW. Para contextualizar en la cantidad de agentes y demanda de los mismos, se muestra en la tabla 11, su clasificación a 2.019.

GUH 2019			
Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda 2019 [GWh]	Potencia Media x Agente 2019 [MW]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	393	19 144	5.56
GRAN DEMANDA EN DISTRIBUIDOR	1 062	7 869	0.85
Gran Usuario Menor (GUME)	538	3 672	0.78
Totales	1 993	30 686	1.76

Tabla 11 Composición de GUH 2.019. Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

Efectivamente, un grupo de GUH ha optado por la opción de salir de las compras conjuntas de CAMMESA, hasta mayo de 2.020 se efectivizaron 245 salidas entre GUMA's, Autogeneradores y GUME's, un resumen por características se encuentra en la tabla 12.

GUH 2019 - Salidas de Compras Conjuntas			
Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda 2019 [GWh]	Potencia Media x Agente 2019 [MW]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	131	10 253	8.93
Gran Usuario Menor (GUME)	114	907	0.91
Totales	245	11 160	5.20

Tabla 12 GUH que optaron por salir de compras conjuntas a mayo de 2.020. Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

Partiendo de estos datos, la cantidad total de GUH que han optado por salir de compras conjuntas alcanza el 12%, representando una participación de la demanda del 36%; la tabla 13 indica los porcentajes específicos por tipo de agente.

Tipo de Agente	GUH fuera de CC / GUH	Demanda GUH fuera de CC / Demanda GUH
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	33%	54%
Gran Usuario Menor (GUME)	21%	25%
Total	12%	36%

Tabla 13 Porcentajes de cantidad de GUH que optaron por salir de compras conjuntas y de participación de su demanda. Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

De enero a mayo de 2.020 la cantidad de contratos pactados en el MATER ascienden a 1.064, equivalentes a 785.323 MWh de energía contratada, es decir al 7,04% de la demanda de los GUH que optaron por salir de las compras conjuntas (11.160 GWh), en la tabla 14 se discrimina la información por tipo de gran usuario.

Tipo GU	Cantidad de Agentes	Cantidad Cont.	Pmedia Cont. Ene-May 2020 [MW]	Energía Cont. Ene-May 2020 [MWh]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	115	503	195.7	709 208
Gran Usuario Menor (GUME)	146	561	21.0	76 114
TOTALES	261	1064	216.7	785 323

Tabla 14 Contratos MATER enero a mayo de 2.020. Fuente: Informe renovables junio 2.020 - CAMMESA

Meses después en el mismo 2.017, la ley 27424 declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales con destino al autoconsumo y la inyección de excedentes en la red pública de distribución, estrategia que tiene 2 efectos positivos, por un lado acelera el proceso de adaptación de la matriz energética nacional a los requerimientos del proceso de transición energética y por otro permite reducir los requerimientos de fondos públicos para la transformación de dicha matriz, ya que las inversiones asociadas serían afrontadas por el propio usuario-generador, por lo que cabe incentivar el desarrollo de la generación distribuida en todos los niveles de demanda.

La política energética deberá desarrollar las fuentes que sean más competitivas, de energía fiable, ambientalmente sostenible y que promueva el desarrollo de la industria.

3.3.3. REGULACIÓN URUGUAYA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

3.3.3.1. LEY 16832 (17/06/1.997) – LEY REGULADORA DEL MARCO ENERGÉTICO

Se crea un mercado mayorista de energía eléctrica con régimen de libre acceso al sistema de transmisión.

Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes consumidores. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Estas disposiciones son de aplicación para la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)³⁴, por ser también generador y distribuidor de energía eléctrica.

Los transmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada.

3.3.3.2. RESOLUCIÓN 67/002 (18/02/2.002)

Se exoneran del IVA los equipos completos de generación de energía renovable compuestos de: torre, molino aerogenerador, caja de comandos, control de carga e inversor de corriente.

³⁴ Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE): empresa propiedad del Estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría.

3.3.3.3. POLÍTICA ENERGÉTICA DE URUGUAY 2.005 – 2.030

LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Eje institucional

Se establece como objetivo que el conjunto de las tarifas del sector, refleje los costos reales de las empresas energéticas. En caso de definirse subsidios, estos deben ser explícitos y transparentes, y debe determinarse con claridad su origen y destino, así como su objetivo estratégico.

Por otro lado, para garantizar las capacidades nacionales para el desarrollo del sistema, el país debe contar con fondos de financiación para promover investigación, desarrollo e innovación en temas energéticos, así como instrumentos específicos para la promoción de inversiones y el desarrollo de capacidades industriales en la temática.

Eje de la oferta de energía

Busca la diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables. Este proceso propiciará la transferencia de tecnología y el desarrollo de capacidades nacionales y procurará minimizar el impacto medioambiental del sector.

Dado que Uruguay goza de fuentes de energía renovables abundantes y que permiten generar energía a costos de mercado, se impulsará la introducción de aquellas formas de energía que no necesitan subsidios, como la eólica de medio y gran porte, la biomasa, la solar térmica, el uso de ciertos residuos, la microhidráulica y ciertos biocombustibles.

El país debe contar con dos cronogramas:

- Uno de incorporación de generación eléctrica con horizontes de corto, mediano y largo plazo, identificándose la meta para cada tipo de fuente a incorporar y la modalidad de inversión. Las metas de incorporación de energías renovables deben estar acompañadas de las políticas de promoción que correspondan.
- Y otro de ampliación de redes de transmisión y distribución de electricidad, para soportar tanto el crecimiento de la demanda como la incorporación de generación distribuida, acordándose las fuentes y las modalidades de financiación de las inversiones.

Otro punto a desarrollar es la generación energética en el hogar, mediante el calentamiento de agua por energía solar, generación microeólica, uso de biomasa, leña, etc.

Por último, se procura mantener un trabajo permanente de prospectiva tecnológica, de manera que el país se encuentre preparado para incorporar nuevas formas de energía (biocombustibles, hidrógeno, energía undimotriz, energía geotérmica, energía solar fotovoltaica, etc.).

METAS A ALCANZAR

Metas al 2.015 (corto plazo)

- La participación de las fuentes autóctonas renovables ha alcanzado el 50% de la matriz de energía primaria total. En particular la participación de las fuentes renovables no tradicionales (eólica, residuos de biomasa y microgeneración hidráulica) llega al 15% de la generación de energía eléctrica.

- Ha disminuido un 15% el consumo de petróleo en el transporte, en comparación con el escenario tendencial, mediante el impulso de nuevos modos, medios, tecnologías y fuentes.
- Se ha ampliado la universalización en el acceso a la energía hasta alcanzar, el 100% de electrificación del país mediante una combinación de mecanismos y fuentes.
- El país cuenta con empresas nacionales produciendo insumos energéticos y desarrollando procesos energéticamente eficientes.

Metas al 2.020 (mediano plazo)

- Se alcanza el nivel óptimo en relación al uso de energías renovables, en particular energía eólica, biomasa, solar térmica y biocombustibles.

Metas al 2.030 (largo plazo)

- El país ha ahorrado al menos diez mil millones desde 2.010 por sustitución de fuentes y promoción de la eficiencia energética, en relación al escenario tendencial.

LÍNEAS DE ACCIÓN

- Incorporar 300 MW de generación eléctrica de origen eólico y 200 MW de biomasa, mediante inversión privada, los cuales deben estar operativos al 2.015.
- Diseñar mecanismos para impulsar la introducción de microgeneración hidráulica.
- Definir un cronograma tentativo de incorporación de generación eléctrica para el corto, el mediano y el largo plazo, incluyendo metas para cada una de las fuentes.
- Definir un cronograma tentativo de ampliación de las capacidades de transmisión y distribución del sector eléctrico, teniendo en cuenta, en particular, las necesidades de generación distribuida y la demanda de nuevos emprendimientos productivos electrointensivos.
- Al amparo de la ley “Promoción de la energía solar térmica”, impulsar instrumentos que potencien su introducción en el país por parte de los ciudadanos y las empresas, en particular las industriales.
- Culminar el diseño de mecanismos que promuevan la generación de energía de uso residencial a partir de energías renovables.
- Profundizar el trabajo de prospectiva energética y tecnológica, para planificar adecuadamente la introducción de nuevas alternativas energéticas para el largo plazo.
- De manera articulada con los organismos del Estado encargados de la política social, continuar desarrollando herramientas para garantizar el acceso adecuado a la energía para los sectores más carenciados, de forma de garantizar que se dé en condiciones de seguridad y promoviendo la integración social. En particular, culminar el ensayo de soluciones piloto en barrios testigo, mediante la introducción de una canasta de energéticos básicos, como electricidad, supergas, leña, tecnologías sencillas para el aprovechamiento de energías renovables, entre otros, procurando soluciones adaptadas a las necesidades de cada contexto.
- Promover la universalización en el acceso a la energía en todo el país, mediante soluciones accesibles y adaptadas a cada contexto socioeconómico y geográfico: calentamiento de agua mediante paneles solares, aprovechamiento energético de la leña, uso del biogás a partir de desechos agrícolas y ganaderos, etc.
- Diseñar los instrumentos adecuados para alcanzar el 100% de electrificación del país, mediante una combinación del tradicional tendido de redes y la utilización de sistemas de generación aislados de la red, mediante sistemas híbridos basados esencialmente en energías renovables (eólico, solar fotovoltaico, diésel o biocombustibles). Se analizará en

particular la integración de estas iniciativas con otras políticas del Estado, como la de ordenamiento territorial y la medioambiental, procurando sinergias para el desarrollo sustentable a nivel territorial, promoviendo, entre otros objetivos, condiciones de vida dignas a nivel rural.

3.3.3.4. DECRETO 77/006 (13/03/2.006) – COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

UTE promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total contratada por centrales asociada a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose una meta de asignación de 20 MW para cada uno de los tres tipos de fuentes promovidas. Los contratos a suscribir tendrán por objeto la compraventa de energía eléctrica asegurada al proveedor durante el plazo contractual, con remuneración de la energía entregada a los precios surgidos de un procedimiento competitivo. En caso de no alcanzarse para una o más fuentes el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de la o las fuentes restantes.

Condiciones de contratación

- UTE pagará el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red.
- El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de las ampliaciones que fueran requeridas en la red.
- El generador no venderá a terceros energía eléctrica proveniente de las centrales asociadas a sus contratos con UTE, durante la vigencia de los mismos.
- Los procedimientos de selección del o de los contratantes deberán incluir una instancia de evaluación de la viabilidad técnica de conexión de quienes están interesados en ofertar.
- El generador durante la vigencia del contrato con UTE, no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión.
- El generador tendrá derecho a decidir su propio despacho.
- UTE y el generador podrán acordar la salida de servicio de la central en periodos de bajo costo de la energía del sistema, determinando en cada caso la compensación asociada.

Componentes nacionales, plazo y requisitos ambientales

- Cada oferta deberá explicitar la parte componente de la inversión que corresponde a bienes de capital nacional, obras de instalación realizadas por empresas nacionales y estudios de ingeniería nacionales. La componente nacional se deberá presentar como un porcentaje de la inversión total, agregándose la documentación que lo acredite.
- El plazo de la contratación será a criterio de cada oferente, hasta veinte (20) años computados a partir de la entrada en servicio de la central.
- Los proyectos e instalaciones respetarán los requisitos ambientales dispuestos en la normativa vigente, incluyendo la previsión de la etapa de finalización de operaciones.

3.3.3.5. DECRETO 354/009 (03/08/2.009) – DECLARACIÓN DE INTERÉS NACIONAL. PROYECTO DE INVERSIÓN. MATRIZ ENERGÉTICA DEL PAÍS

Se exoneran del impuesto a las rentas de las actividades económicas, a las rentas originadas en la producción de energéticos provenientes de fuentes renovables, la transformación de energía solar en energía térmica y la fabricación nacional de maquinarias y equipos con destino a las actividades mencionadas, entre otras, de acuerdo a lo siguiente:

- Noventa por ciento (90%) de la renta neta fiscal originada en la actividad promovida, en los ejercicios iniciados entre el 1° de julio de 2.009 y el 31 de diciembre de 2.014.
- Sesenta por ciento (60%) en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2.015 y el 31 de diciembre de 2.017.
- Cuarenta por ciento (40%), en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2.018 y el 31 de diciembre de 2.020.

Para la actividad de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales, vendida en el mercado de contratos a término, la exoneración será:

- Noventa por ciento (90%) de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1° de julio de 2.009 y el 31 de diciembre de 2.017.
- Sesenta por ciento (60%) en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2.018 y el 31 de diciembre de 2.020.
- Cuarenta por ciento (40%) en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2.021 y el 31 de diciembre de 2.023.

3.3.3.6. DECRETO 403/009 (24/08/2.009) – CELEBRACIÓN DE CONTRATOS DE COMPRAVENTA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA

UTE promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores a instalarse en el territorio nacional, que produzcan energía eléctrica de fuente eólica. En el presente decreto se establecen los lineamientos para la realización de contratos de compra de energía hasta alcanzar una potencia nominal de 150 MW, dejando para una segunda etapa a ser reglamentada con posterioridad, los 150 MW adicionales fijados como meta para el año 2.015.

Los contratos a suscribir surgirán de un procedimiento competitivo, a partir del cual podrán contratar los generadores eólicos cuya potencia a instalar en cada parque eólico esté comprendida entre 30 y 50 MW.

Condiciones de contratación

- UTE comprará toda la energía que sea entregada a la red al precio acordado y por el plazo establecido en el contrato. Se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.
- El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso.

- Durante el plazo de vigencia del contrato el generador no podrá enajenar ni ceder a terceros, ni transferir para otros fines que no sean el funcionamiento del parque de energía eléctrica asociado a su contrato con UTE.
- Cada oferente deberá demostrar que las empresas que realicen el desarrollo, la implantación y el mantenimiento del parque eólico que instalará, tienen experiencia en esa actividad en parques de potencia no inferior al construido.
- Los modelos de aerogeneradores a utilizar en la central ofertada deberán ser nuevos y deberán ser homologados, tanto en su diseño como en su fabricación por parte de instituciones de reconocido prestigio. No se aceptarán prototipos.
- Previo a la adjudicación, se deberá contar con la certificación de la producción energética a largo plazo del parque, otorgada por una empresa reconocida internacionalmente.
- El mantenimiento de los parques luego del primer año de operación deberá ser realizado con un equipo de personas, que esté integrado al menos en un 80% por mano de obra nacional.
- Para la operación de los parques se utilizará un centro de control que esté situado en territorio nacional.

Componentes de la inversión

Cada oferta deberá explicitar los insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y el mantenimiento). No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de tierras para el establecimiento de la central generadora. Para que una oferta sea considerada, los insumos nacionales que integran la inversión deberán alcanzar, como mínimo, el veinte por ciento (20%) del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque eólico, sin considerar las obras de infraestructura necesarias para su inserción en el SIN. El pliego de condiciones establecerá un mecanismo de bonificación en el precio, por la incorporación de insumos nacionales que estén por encima del veinte por ciento (20%).

Procedimiento competitivo, plazo, requisitos ambientales y costos

- La incorporación de las centrales generadoras se realizará a través de un procedimiento competitivo. Un mismo oferente no podrá ser adjudicatario de más de un contrato.
- El plazo de contratación será a criterio de cada oferente, de hasta 20 años computados a partir de la entrada en servicio de la central.
- Los proyectos e instalaciones deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento del parque eólico al final de su vida útil.
- Los costos asociados (costos de energía y otros), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

3.3.3.7. DECRETO 567/009 (09/12/2.009) – GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA

Las centrales eólicas se considerarán, a los efectos del despacho, con un costo unitario variable nulo y su generación estará determinada por el viento existente. Las centrales se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.

3.3.3.8. DECRETO 173/010 (01/06/2.010) – AUTORIZACIÓN A SUSCRIPTORES CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A INSTALAR GENERACIONES DE FUENTES RENOVABLES

- Se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica. La potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscriptor.
- El suscriptor, en adelante microgenerador, podrá intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución. Se encomienda a UTE la compra de toda la energía que entregara a la red, por un periodo de 10 años a partir de la puesta en servicio de las instalaciones de microgeneración.
- Para estar habilitado a realizar el intercambio energético, se deberá firmar en forma previa un convenio de conexión con UTE y cumplir con la reglamentación técnica específica aplicable.
- La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará al mismo precio del cargo por energía vigente en el pliego tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa contratada por aquel como suscriptor de UTE, con las excepciones descritas a continuación:
 - Para el caso de la tarifa residencial simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100 KWh se sustituirá por el correspondiente a la franja inmediata superior.
 - Aquellos servicios incluidos en la modalidad tarifa de consumo básico residencial se regirán bajo el criterio de los clientes del tipo tarifa residencial simple.
- El microgenerador no pagará cargos por el uso de las redes eléctricas.
- Todo el equipamiento comprendido en las instalaciones interiores que sea necesario para la conexión a la red de baja tensión, y el eventual acondicionamiento del gabinete para alojar los nuevos equipos de medida será a cargo de cada microgenerador.
- Los costos vinculados a la instalación del medidor adecuado a esta modalidad de intercambio de energía, darán lugar al cobro de una tasa de conexión.
- El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable igual a cero. Su vinculación con el sistema y el mercado eléctrico se realizará a través del distribuidor.
- Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

3.3.3.9. DECRETO 159/011 (06/05/2.011) – CELEBRACIÓN DE CONTRATOS DE COMPRAVENTA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA. REGLAMENTACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA PARA LA INCORPORACIÓN DE UN MÍNIMO DE 300 MW

A continuación se describen las consideraciones adicionales a las descritas en el decreto 403/009:

Se permitirá que un mismo oferente pueda ser adjudicado en más de un proyecto, siempre que el total adjudicado al mismo no supere los 100 MW de potencia instalada.

Condiciones de contratación

- La gestión de los certificados de carbono del Mecanismo de Desarrollo Limpio, o de los eventuales mecanismos de compensación que lo sustituya en el futuro, así como sus beneficios económicos, le corresponderán en su totalidad al generador.
- UTE establecerá un incentivo a la entrada en operación temprana de las centrales generadoras, mediante un premio sobre el precio de la energía que éstas entreguen antes de una fecha especificada en el pliego correspondiente.
- En los pliegos de condiciones se establecerá un conjunto de exigencias vinculadas al avance de la ejecución de los proyectos, previo a la habilitación de la central generadora, así como las sanciones correspondientes en caso de su incumplimiento.

3.3.3.10. DECRETO 424/011 (06/12/2.011) – PROMOCIÓN DE SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DE ACUERDO A LO DISPUESTO POR EL ART. 33 DEL TOCAF³⁵

Promover la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que, habiendo presentado sus ofertas de conformidad con el pliego de condiciones que rigió el procedimiento competitivo K41938, no resulten adjudicatarios del mismo.

3.3.3.11. DECRETO 113/013 (11/04/2.013) – AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las centrales generadoras fotovoltaicas se considerarán, a los efectos del despacho, con un costo variable unitario nulo y su generación estará determinada por el recurso solar existente. Las centrales se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.

3.3.3.12. DECRETO 133/013 (02/05/2.013) – REGULACIÓN DE LOS CONTRATOS ESPECIALES DE COMPRAVENTA PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA

Se promueve la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional.

Podrán contratar los proveedores que oferten energía eléctrica proveniente de centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica a emplazarse en territorio nacional cuya potencia a instalar se encuentre entre 500 kW y 50 MW. Se establecerán tres franjas de proveedores y máximos a contratar en cada una de ellas:

³⁵ TOCAF: Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera, en el cual se encuentra compilada la normativa que rige los procesos de compras y contrataciones estatales.

- Franja 1: proveedores que instalen una central generadora de potencia instalada mayor o igual a 500 kW y menor o igual a 1 MW. El máximo a contratar en esta franja es 1 MW de potencia instalada.
- Franja 2: proveedores que instalen una central generadora de potencia instalada mayor o igual a 1 MW y menor o igual a 5 MW. El máximo a contratar en esta franja es 5 MW de potencia instalada.
- Franja 3: proveedores que instalen una o más centrales generadoras que totalicen una potencia instalada mayor a 5 MW y menor o igual a 50 MW. El máximo a contratar en esta franja es 200 MW de potencia instalada.

Condiciones de contratación

- UTE comprará toda la energía que sea entregada a su red, al precio acordado y por el plazo establecido en el contrato.
- El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del SIN que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso.
- Durante el plazo de vigencia del contrato el generador no podrá enajenar ni ceder a terceros la energía eléctrica contratada proveniente de la central asociada a su contrato con UTE, ni transferirla para otros fines que no sean el funcionamiento de la central.
- Los paneles fotovoltaicos, inversores y demás equipamientos utilizados en la central deberán ser nuevos y cumplir con normas internacionalmente reconocidas.
- La gestión de los certificados de carbono del MDL, o de los eventuales mecanismos de compensación que lo sustituyan, y sus beneficios económicos corresponderán en su totalidad al generador.
- En los contratos con proveedores de las franjas 1 y 2, UTE establecerá un incentivo a la entrada en operación temprana de las centrales generadoras mediante un premio sobre el precio de la energía que se entregue antes de una fecha que se especificará en el pliego correspondiente.

Componentes de la inversión

Cada oferta deberá explicitar el porcentaje de los insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y el mantenimiento). No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de inmuebles para el establecimiento de la central generadora. Para que una oferta sea considerada, los insumos nacionales que integran la inversión deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque solar fotovoltaico. El componente nacional de la inversión comprometido será luego cotejado con la documentación correspondiente emitida por la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU)³⁶, que deberá presentar quien resulte adjudicatario. Si de la documentación emitida por la CIU surge un porcentaje de componente nacional de la inversión menor al 20%, el precio de la energía eléctrica se reducirá hasta un máximo del 10%, en forma proporcional al incumplimiento, debiendo refacturar los montos ya abonados al nuevo precio.

³⁶ Cámara de Industrias del Uruguay (CIU): entidad nacional representativa del sector industrial, tiene el objeto de promover los intereses de la industria nacional, la defensa de sus derechos y estimular el desarrollo industrial del país.

Contratos de las franjas 1 y 2

La adjudicación de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores de las franjas 1 y 2 se realizará a través de un procedimiento competitivo. Únicamente se comprará energía de la franja 2 si el precio unitario de la energía es al menos 20% menor al de la franja 1. En caso de no adjudicarse contratos de la franja 2, podrán adjudicarse contratos de la franja 1, si los precios se consideran convenientes.

Contratos de la franja 3

Los contratos de compraventa de energía eléctrica que se celebren con proveedores de la franja 3 deberán tener un precio máximo equivalente de la energía de 91,5 USD/MWh. Este precio es aplicable a contratos cuyas centrales asociadas estén disponibles antes del 01/06/2.014, decreciendo linealmente hasta 86,6 USD/MWh para los contratos de centrales que estén disponibles antes del 01/06/2.015.

Plazos, requisitos ambientales, exoneración pago de redes y costos

- Para la franja 1 y 2 el plazo de contratación será de hasta 25 años computados a partir de la entrada en servicio de la central. Para la franja 3 dicho plazo será de 20 a 30 años computados también desde la entrada en servicio de la central y en cualquier caso no podrá superar el 31/12/2.043.
- Los proyectos e instalaciones deberán cumplir con la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento del parque solar fotovoltaico al final de su vida útil.
- Durante la vigencia del contrato con UTE, el adjudicatario quedará exonerado del pago de cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador en el marco de dicho contrato.
- Los costos de energía y otros se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

3.3.4. ANÁLISIS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO Y LA EFICIENCIA DE LA NORMATIVA URUGUAYA

Uruguay para implementar las energías renovables no convencionales implantó un modelo de comprador único, como es descrito por los decretos 77 del 2.006, 403 del 2.009, 159 y 424 del 2.011 sobre contratación de energía eólica y el 133 del 2.013 de contratación de energía fotovoltaica, donde UTE contrata la compra de la energía eléctrica que le sea entregada en la red, por la cantidad de años propuesta en cada oferta (20 en su mayoría), con remuneración a los precios surgidos de un procedimiento competitivo en dólares, por lo que el generador no asume el riesgo cambiario y el precio es actualizado anualmente para reflejar la inflación. Como se indica en los decretos 403 de 2.009 y 133 de 2.013, ese costo de la compra de la electricidad resultante del proceso de subasta debe repercutirse íntegramente en la tarifa al consumidor final para que sea recuperado con los ingresos del contrato de venta de electricidad, incluso debe transferirse también el costo de toda la infraestructura de transmisión necesaria para la conexión del parque, el cual tiene que incluirse en la propuesta. Con esto no se incurre en ningún sobre costo sobre la tarifa eléctrica, ya que los resultados de las subastas demuestran que la nueva capacidad instalada a partir de fuentes renovables no convencionales tiene un costo inferior al de las opciones no renovables.

Este sistema de subastas se estableció como el mecanismo a poner en marcha para el cumplimiento de los objetivos en materia de capacidad de generación a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, bajo el que se ha convocado energía eólica, biomasa, minihidráulica y solar a partir de procesos específicos por tecnología, así hayan sido publicados de manera simultánea como fue el caso de la subasta promovida por el decreto 77 de 2.006 que incluía 20 MW de eólica, 20 MW de biomasa y 20 MW de minihidráulica. Este caso es un pequeño ejemplo de la filosofía de limitar la capacidad máxima buscando promover la dispersión de los proyectos, lo que facilita la gestión de la red y reparte los beneficios socioeconómicos derivados de los proyectos de energías renovables no convencionales.

Las subastas de renovables no convencionales más desarrolladas son las de energía eólica, que tienen como objetivo final sustituir progresivamente a la generación no renovable por fuentes autóctonas más baratas y más estratégicas desde el punto de vista de la seguridad energética. Es así como entre los años 2.006 y 2.011 se llevaron a cabo 4 subastas y se contrató el 100% de la capacidad subastada; de los diez proyectos adjudicados por una capacidad total de 340 MW, nueve entraron en operación (290 MW). Teniendo en cuenta la alta tasa de proyectos ejecutados, se puede afirmar que las subastas fueron eficaces en la puesta en marcha de proyectos y eficientes en la reducción de precios. Esta alta tasa de éxito es debida fundamentalmente a la exigencia de garantías y de criterios de reputación técnica y financiera.

Un punto a resaltar ha sido la información suministrada a los promotores de los proyectos que iba en aumento a medida que se sucedían las subastas, UTE fue instalando estaciones de medida de recurso eólico en torres de telefonía celular; el resultado de las mediciones se compartió con los potenciales licitadores lo que permitió una aproximación para identificar las zonas más prometedoras y tener una primera evaluación del recurso.

Dada la meta del país de integrar grandes cantidades de generación variable en la red, la principal opción de diseño implementada fue la obligación de instalar máquinas nuevas y con control de potencia de los aerogeneradores mediante velocidad variable y paso variable.

Además del sistema de subastas, existen un Uruguay otros incentivos y mecanismos regulatorios para la promoción de la generación a partir de fuentes renovables no convencionales:

- Tarifa regulada administrativamente (feed-in tariff): las subastas se han utilizado para descubrir el precio de generación y ofrecer posteriormente una tarifa regulada sin proceso de subasta. La mayor parte de la generación renovable no convencional ha sido contratada mediante este mecanismo; de esta manera, después de la celebración de la subasta para la contratación de 150 MW eólicos bajo el decreto 159 en 2.011, con la motivación de acelerar la transición energética de combustibles fósiles a renovables no convencionales, se decidió ofrecer la posibilidad a las ofertas no adjudicadas de adherirse al precio medio de las ofertas ganadoras, así fue como se contrataron en 2.012 bajo el decreto 424, 13 parques eólicos adicionales de 50 MW cada uno (650 MW), de los cuales 11 entraron en operación (550MW).

En el año 2.013 luego del éxito obtenido por la energía eólica, el Poder Ejecutivo determinó que era conveniente que el país diversificara sus fuentes de energía, por lo que en mayo se emitió el decreto 133 relativo a la celebración de contratos de compraventa entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica.

- Despacho preferente: se dictaron decretos que otorgan el derecho de despacho preferente para las energías renovables no gestionables, los cuales dictan que las centrales se

despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho; el 403 y el 567 de 2.009 de energía eólica establecen que su generación estará determinada por el viento existente y el 113 de 2.013 de energía fotovoltaica, por el recurso solar existente.

- Balance neto: el decreto 173 vigente a partir del 1° de julio de 2.010, pone en marcha un sistema de balance neto, habilitando la conexión a la red de baja tensión de generadores de fuentes renovables de energía eólica, solar, biomasa y minihidráulica. Este acto administrativo se enmarca en la política energética nacional 2.005 – 2.030 y su correspondiente plan estratégico de implementación, tendiente a fomentar la utilización de fuentes autóctonas de energías renovables no tradicionales, siendo Uruguay pionero en Suramérica en permitir la conexión de generación eléctrica de estas fuentes en la red pública de distribución.
- Beneficios fiscales: algunos de los beneficios fiscales aplicables en la actualidad, se encuentran plasmados en: la resolución 67 de 2.002, la cual se refiere a la exoneración del IVA para equipos completos de generación eólica y en el decreto 354 de 2.009, que exonera el 90% al inicio y luego baja hasta el 40% en 2.023, del pago de impuesto de rentas de actividades económicas, a las empresas que se dediquen a generar energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales.

Además de la celebración de subastas y la adhesión de los no adjudicados a una feed-in tariff, el Estado promueve desde 2.014, bajo la forma de sociedades de participación público privada (PPP)³⁷ otros 420 MW, seis parques de 70 MW. En estos casos UTE gestiona la PPP y además es el comprador de la energía generada. El PPA firmado entre UTE y la PPP es por el mismo importe del resultado de la subasta. Y para nombrar el último modelo utilizado, se había realizado un leasing eólico para un parque de 70 MW el año anterior.

Para fines de 2.017 quedaron operativos 1.500 MW de eólica, 254 MW de fotovoltaica y 200 MW de biomasa autorizados a volcar energía a la red. Actualmente la matriz eléctrica es básicamente renovable no convencional, solo tiene un 3% de respaldo térmico inevitable.

3.4. COMPARATIVA DE LA REGULACIÓN COLOMBIANA, ARGENTINA Y URUGUAYA

Luego de recorrer la regulación en materia de generación de energía eléctrica proveniente de FNCR de los tres países estudiados, se realizó una clasificación en 3 aspectos principales: incentivos a la inversión / beneficios promocionales, metas y mecanismos de contratación.

3.4.1. INCENTIVOS A LA INVERSIÓN / BENEFICIOS PROMOCIONALES

En conjunto, estos tres países a través de los beneficios plasmados en sus normatividades, han venido impulsando las tecnologías renovables no convencionales al promover inversiones en: investigación y desarrollo, medición y evaluación de los potenciales recursos, importación de maquinaria y equipos, instalación de centrales, construcción de obras, producción, utilización y venta

³⁷ Sociedad de Participación Público Privada (PPP): acuerdo entre al menos un actor del sector público y al menos un actor del sector privado para la prestación de un servicio público.

de ERNC. Bajo estas actividades, a grandes rasgos cada uno ha manejado los incentivos descritos en la tabla 15.

COLOMBIA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Exención del impuesto de renta. ➤ Deducción en la declaración de renta. ➤ Exclusión de IVA. ➤ Exención del cobro de los derechos arancelarios. ➤ Depreciación acelerada de activos.
ARGENTINA
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diferimiento del pago de IVA. ➤ Estabilidad fiscal. ➤ Devolución anticipada de IVA. ➤ Amortización acelerada del impuesto a las ganancias. ➤ No integración a la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta. ➤ Compensación de quebrantos con ganancias. ➤ Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. ➤ Los dividendos o utilidades no quedan alcanzados por el impuesto a las ganancias. ➤ Otorgamiento de certificado fiscal para ser aplicado a pago de impuestos. ➤ Traslado al precio de los contratos de abastecimiento de energía, de los costos de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos, producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos. ➤ Exención de pago de los derechos a la importación. ➤ Prioridad de despacho.
URUGUAY
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Exoneración de IVA. ➤ Exoneración del impuesto a las rentas de las actividades económicas. ➤ Prioridad de despacho.

Tabla 15 Beneficios promocionales plasmados en la normatividad estudiada referente a energías renovables no convencionales. Fuente: elaboración propia

En la tabla anterior se observa que todos concentran sus incentivos de una u otra manera alrededor de los impuestos característicos de cada país, no obstante, Argentina y Uruguay tienen un beneficio adicional que consiste en la prioridad de despacho a sus renovables, tema que no es necesario legislar en Colombia porque como estas tecnologías tienen precio variable nulo, eso les asegura la prioridad de despacho en el sistema.

3.4.2. METAS

El presente punto muestra los objetivos nacionales impuestos en materia de cuotas de participación de energía eléctrica proveniente de FNCER, las cuales se plasman en la tabla 16.

COLOMBIA
Los agentes comercializadores del MEM tienen la obligación de comprar energía que provenga de FNC, a través de contratos de largo plazo:

<ul style="list-style-type: none"> ➤ A partir de 2.022 el 10%. <p>Aumentar la capacidad instalada de ERNC:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Al 2.022 1.500 MW.
<p>ARGENTINA</p>
<p>Contribución de las fuentes de energías renovables no convencionales en el consumo de energía eléctrica nacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 8% al 2.017. ➤ 12% al 2.019. ➤ 16% al 2.021. ➤ 18% al 2.023. ➤ 20% al 2.025.
<p>URUGUAY</p>
<p>Participación de las fuentes autóctonas renovables no convencionales de generación de energía eléctrica:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 15% al 2.015. <p>Incorporación de potencia eléctrica instalada de origen eólico:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 300 MW al 2.015.

Tabla 16 Metas de participación de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica, instauradas en la normatividad estudiada. Fuente: elaboración propia

Se puede notar que en los tres casos han sido fijadas metas temporales para aumentar la contribución en el uso de energía eléctrica proveniente de renovables no convencionales, bien sea a manera de porcentaje o de cantidad de potencia instalada; la diferencia en principio se debe al momento en el cual se implementó la medida, por esa razón Uruguay ya logró y de hecho superó las cifras propuestas llegando a un 97% de participación de las fuentes autóctonas renovables no convencionales en su matriz eléctrica y una capacidad instalada de 1.500 MW eólicos; Argentina va en camino a su cumplimiento, ya que en promedio de enero a mayo de 2.020 registra un 8,7% de ERNC generada; mientras que Colombia a la fecha ha logrado apenas un 1% de generación renovable no convencional.

3.4.3. MECANISMOS DE CONTRATACIÓN

A continuación, en la tabla 17 se presentan los mecanismos de contratación vigentes incluidos en la normatividad estudiada a lo largo del presente trabajo.

<p>COLOMBIA</p>
<p>El mecanismo de contratación a largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de FNCER es una subasta de sobre cerrado de dos puntas tipo pague lo contratado, con liquidación horaria, capacidad mínima a contratar por proyecto, con un periodo de suministro para</p>

los contratos de energía de 15 años; se establece demanda objetivo y tope máximos³⁸ revelados después de recibir las ofertas por parte de compradores y vendedores. Los compradores deben indicar la cantidad máxima de energía a comprar en MWh-día y el precio al que están dispuestos a comprar en COP/kWh; mientras que los vendedores deben indicar el precio en COP/kWh y la cantidad de paquetes de energía a vender (1 paquete = 0,5 MWh) en cada bloque intradiario³⁹. Se incluye un mecanismo complementario para asignar la diferencia positiva entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta.

El proceso de adjudicación se realiza mediante una metodología que resuelve un problema de optimización que busca la combinación de las ofertas que maximice el beneficio del consumidor en cada bloque intradiario, sin que el precio promedio ponderado de las ofertas de venta asignadas supere el tope máximo promedio y de la misma manera ninguna oferta de venta supere tope máximo individual; el resultado da lugar a los contratos entre cada vendedor y comprador cuyas ofertas hayan sido asignadas. Las cantidades de cada contrato serán las que resulten de la asignación mediante la metodología de optimización definida y los precios serán los de cada oferta de venta adjudicada. Tanto compradores y vendedores deben entregar las garantías requeridas. La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía a la tarifa de los usuarios finales.

ARGENTINA

Se establece que todos los usuarios de energía eléctrica están obligados a alcanzar los objetivos de contribución fijados en el numeral anterior y los grandes usuarios con demandas iguales o mayores a 300 kW deben cumplirlas individualmente por cualquiera de las siguientes tres formas: compras conjuntas de CAMMESA; contratación de energía eléctrica individual proveniente de fuentes renovables no convencionales; autogeneración o cogeneración de fuentes renovables no convencionales.

En lo que se refiere a compras conjuntas, CAMMESA es quien se encarga de adquirir esa energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores, tras la adjudicación resultante de un proceso de licitación pública llamado RenovAr al que se presentan generadores, autogeneradores y cogeneradores que se comprometen con energía por año, durante una vigencia máxima de 20 años; uno de los requisitos indispensables es la entrega de garantías: de cumplimiento por un lado y de pago por el otro, y la remuneración de la energía suministrada es determinada por el precio ofertado en USD/MWh. Como resultado de este proceso, con la energía que CAMMESA suministra, queda cubierta la obligación de todos sus usuarios, incluso de aquellos con demanda media mayor a 300 kW que eligieron quedarse dentro de sus compras conjuntas.

Para los otros dos casos se aplica el MATER; en lo que se refiere a contratación individual de fuentes renovables no convencionales, los generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de proyectos habilitados y los comercializadores pueden vender directamente a los grandes usuarios la energía eléctrica producida y los precios serán pactados entre las partes. Este régimen también establece las condiciones de cumplimiento de consumo propio mediante la autogeneración de fuente renovable no convencional. En ambos casos, se hará una fiscalización anual de cumplimiento individual de la obligación establecida, para el que se considera una tolerancia del 10% del valor obligatorio que puede ser compensado en el siguiente año, de no corregir la desviación se aplicará la penalidad correspondiente.

³⁸ Tope máximo promedio: expresado en COP/kWh y es utilizado en el proceso de adjudicación de la subasta; tope máximo individual: expresado en COP/kWh y es utilizado para eliminar las ofertas de venta que superen este valor antes de iniciar el proceso de adjudicación de la subasta.

³⁹ Bloque intradiario N°1: 7 periodos horarios desde las 00:00 horas hasta las 07:00; bloque N°2: 10 periodos horarios desde las 07:00 hasta las 17:00; bloque N°3: 7 periodos horarios desde las 17:00 hasta las 24:00.

URUGUAY

UTE ha promovido a través de procedimientos competitivos la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes eólica y solar, de biomasa y de pequeñas centrales hidráulicas, estableciendo en cada caso la potencia total a contratar y la premisa de despacharse siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa determinada por el despacho, de alguna manera el generador decide su propio despacho; UTE compra toda esta energía entregada a la red al precio surgido de la subasta en dólares y por el plazo establecido en el contrato que es a criterio de cada oferente, 20 años en la mayoría de los casos. Todas las instalaciones deben cumplir con los requisitos establecidos por la normativa ambiental, incluyendo la previsión de la etapa de finalización de operaciones. Los costos asociados (energía y otros), se incluyen en el cálculo de las tarifas de UTE.

La normatividad uruguaya además de este sistema, ha promovido la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que habiendo presentado sus ofertas en las subastas, no resultaron adjudicatarios, rigiéndose al precio resultante de las mismas.

Tabla 17 Mecanismos de contratación vigentes, incluidos en la normatividad estudiada. Fuente: elaboración propia

Luego de estudiar las 3 normatividades en materia de mecanismos de contratación para implementar las FNCER, se evidencia que todas contemplan procedimientos competitivos de largo plazo (entre 15 y 20 años) con algunas similitudes como la exigencia de garantías a las partes y que el precio de la energía surge como resultado de la subasta; Uruguay y Colombia coinciden en establecer topes máximos en el precio de la energía, así como potencias mínimas y/o máximas por proyecto y en trasladar los costos de compra de energía a la tarifa de los usuarios finales. Dentro de las diferencias se encuentra que Argentina y Uruguay tienen un comprador único, CAMMESA y UTE respectivamente, mientras que en Colombia hay múltiples compradores, los comercializadores de energía eléctrica, y han implementado subastas con cupos por tecnología mientras que Colombia solo ha realizado una subasta abierta a eólica y solar; pero la diferencia más importante es que Argentina en sus contratos se compromete con energía por año, en Uruguay se despachan este tipo de centrales siempre que estén disponibles y UTE compra toda esa energía entregada a la red, mientras que Colombia establece liquidación horaria, siendo las renovables no convencionales tecnologías de generación variable.

3.5. ENTREVISTAS A EXPERTOS E INVOLUCRADOS EN EL TEMA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Con el ánimo de obtener información certera sobre las barreras que dificultan una mayor participación de las energías renovables no convencionales en Colombia, se realizaron entrevistas a cuatro expertos en la materia, de las cuales se presentan a continuación sus comentarios más relevantes.

- **¿Las energías renovables no convencionales son una alternativa adecuada para el contexto eléctrico colombiano actual? y ¿Por qué?**

Sí, por varias razones.

En primer lugar la matriz eléctrica colombiana tiene un componente muy alto de energía hidroeléctrica, aproximadamente el 70%, y el país padece periódicamente el fenómeno del Niño manifestado con una fuerte sequía que hace que los embalses y los ríos bajen su nivel y la energía hidráulica escasee, es una situación vulnerable para el sistema. Las energías renovables además

de complementar la canasta energética, en ese contexto cumplen un papel de complementariedad importante, sobre todo la solar y la eólica que son las más desarrolladas en todo el mundo y las que en Colombia están penetrando, son complementarias en el sentido en que en la época del Niño precisamente se tiene una mejor radiación solar y también mejores vientos. Además, el consumo energético va subiendo año tras año y el potencial hidroeléctrico va a estar limitado por el impacto ambiental de hacer un proyecto de tal envergadura.

En segundo lugar desde el punto de vista ambiental, es la posibilidad de sustituir la generación térmica que produce emisiones de GEI, por una energía limpia.

Y en tercer lugar desde el punto de vista económico, los costos de estas energías son bastante competitivos con lo cual también es conveniente la penetración de estas fuentes, teniendo en cuenta que es principio del mercado eléctrico colombiano basarse en la oferta y demanda y en la eficiencia en costos, entonces en la medida que las ERNC tengan costos bajos, es muy posible que se diversifique la canasta colombiana y se complemente el parque generador actual.

Por todo lo anterior el gobierno puede aprovechar que goza de un potencial representativo, tiene buenas opciones para energía eólica limitada a la costa caribe, pero en solar hay un muy buen nivel de radiación al estar cerca al Ecuador, el 20% encima del promedio mundial.

➤ **¿Por qué las ERNC no se han desarrollado en Colombia, como sí lo han hecho en otros países de la región?**

La principal razón es que en Colombia la necesidad de la energía renovable no era tan urgente, es un país con mucha riqueza, tiene petróleo, gas, carbón e hidro a bajos precios, lo que hacía difícil que las nuevas tecnologías fueran competitivas y que tuvieran su lugar.

Además, generalmente este tipo de sistemas tienen un fuerte incentivo tributario o regulatorio, a diferencia del mercado eléctrico colombiano que siempre ha sido proclive a la competencia y las ERNC hace pocos años no competían porque los costos eran elevados, de tal manera que ese escenario cambió cuando los precios empezaron a bajar y de la mano se evidenció que la matriz energética necesitaba ser diversificada.

➤ **¿La normatividad e incentivos en Colombia son suficientes para promover las ERNC? o ¿Qué le hace falta a la normatividad colombiana para apoyar su desarrollo?**

Desde el punto de vista normativo hacen falta algunos elementos que contribuirían a incentivar aún más la penetración de fuentes renovables.

En primer lugar debe hacerse un mercado intradiario para evitar desviaciones que puedan tener estos proyectos.

En segundo lugar lograr un esquema que incremente la posibilidad de contratos de largo plazo para que haya posibilidad de financiación y así nuevos proyectos puedan ser desarrollados.

En tercer lugar desarrollar la autogeneración a mediana escala, la autogeneración a pequeña escala está muy bien motivada con la normativa que da apoyo a los intercambios de energía, en mediana escala (hasta 19,9 MWac) también existe la posibilidad, sin embargo hay que motivarla un poco más con renovables especialmente para puntos en los cuales hay colas de circuitos, donde para atender poblaciones rurales medianas o pequeñas con problemas de confiabilidad del suministro de energía

se tienen líneas de distribución muy largas, con bajas cargas, por consiguiente altísimas pérdidas; en ese sentido falta trabajar un poco más a nivel de gobierno, fundamentalmente en coordinación con los operadores de red, quienes deben ver esta autogeneración de renovables a mediana escala como una contribución a mejorar la regulación de los sistemas de distribución y no verlos como una competencia, eso va a ayudar mucho al sistema.

Y en cuarto lugar la diferenciación en la tasa de carbono, el precio del kW que se ofrece al público debe tener una clasificación relacionada con el programa de descarbonización en el país, aunque la mayor parte de la generación colombiana es hidráulica y tiene una huella de carbono muy baja, podría pensarse que la irrupción a nivel domiciliario de unidades generadoras fotovoltaicas de pequeño alcance (pequeños autogeneradores), considerara lo que puede aportar a la descarbonización de la economía, de tal forma que el incentivo a la descarbonización puede ser un factor que apalanque la adopción de sistemas renovables a escala domiciliaria por ejemplo.

➤ **¿Cuáles han sido las barreras para el ingreso de las ERNC en Colombia?**

- Carencia de mecanismos de contratación a largo plazo que permitan financiamiento.
- Falta de claridad de algunos procedimientos como la consulta previa y el licenciamiento ambiental.
- Desconocimiento de intereses al momento de ejecutar un proyecto cerca a comunidades, lo que dificulta el manejo adecuado en las áreas ambiental y social.
- Dificultad en la obtención de concepto positivo de conexión al sistema de transmisión por parte de la UPME, dado el incremento en las solicitudes de proyectos renovables no convencionales, sumado a que la regulación ha permitido que proyectos que no avanzan o no están definidos estén utilizando un cupo para un derecho de conexión, negándole el punto a otro que sí esté avanzando.
- Complejidad en las exigencias para la conexión de un proyecto de ERNC al no poder conectarlo a la línea más cercana, sino ser necesario construir una línea de acceso propia hasta una subestación.
- Hostilidad de los operadores de red frente a los interesados en el desarrollo de proyectos de ERNC.
- Exigencia de respaldo para un proyecto de autogeneración solar en techo.
- Insuficiencia de condiciones logísticas para el desarrollo de la energía eólica en materia de: puertos dispuestos para la llegada del equipo, carreteras principalmente en La Guajira que es la zona en la que se encuentra el mayor recurso eólico y algunas facilidades en los recursos.

➤ **¿Deben hacerse más subastas de ERNC? y ¿Qué les cambiaría a las realizadas en el 2.019, en caso de realizarse otras rondas?**

Sí, en parte porque los proyectos hidroeléctricos en Colombia tienen costos altos, el retraso de Hidroituango genera posiblemente una contracción en la oferta de energía eléctrica en el mediano plazo por lo que no ha entrado en operación todavía, así que esos MW tienen que ser reemplazados por una fuente más confiable.

Las subastas no necesariamente debe hacerlas el gobierno, actualmente está estudiándose una propuesta estructurada por una entidad privada: la Bolsa Mercantil de Colombia; las dos opciones son viables, dado que para la subasta que se realizó en 2.019, el gobierno solo participó en la coordinación, diseño y dirección, ni garantiza la compra, ni es comprador; de tal manera que lo importante es que se posibilite un mecanismo de contratación de largo plazo, competitivo, del cual resulten una serie de contratos bilaterales entre el generador y el comercializador.

Pueden mejorarse estableciendo periodos un poco más largos o al menos debe mantenerse el plazo de 15 años aplicado en la subasta pasada para la compra de energía por parte de los comercializadores de energía renovable no convencional, y generando flexibilidad para permitir que se abra el abanico de potenciales ganadores para que entren otros jugadores en el mercado.

➤ **¿Qué opina del sistema de PPA's bilaterales de ERNC entre privados?, ¿Cómo deberían estructurarse para que sean una opción efectiva?**

En los mercados bilaterales se tienen dos segmentos: uno es cuando los contratos son dirigidos al mercado regulado y otro cuando son dirigidos al mercado no regulado; cuando los contratos son dirigidos al mercado regulado, los comercializadores tiene que invitar a todos los generadores y ponen las condiciones que quieran en su convocatoria, de tal manera que se pasa a través de un proceso de subasta, pero esos contratos se hacen a tres, cuatro y máximo cinco años, no de largo plazo. En el otro caso, cuando son dirigidos al mercado no regulado, ahí sí el comercializador y el generador pueden negociar un contrato libre y directamente, entonces el espacio de los PPA's en realidad está circunscrito a los no regulados. Hay otros PPA's que se están haciendo a través de las empresas industriales que quieren tener las renovables no convencionales y hacer contratos de suministro directos, y ese es un mecanismo adicional que ayuda a que haya contratos de largo plazo para un segmento de proyectos medianos, entre 5 y 50 MW.

Los PPA's son una buena figura, sería interesante pero ahí también hay una voluntad de los operadores muy fuerte de no permitir es esa oferta en la energía regulada, el renovable puede ser muy competitivo frente a los operadores convencionales, habría que ver de qué forma se podrían flexibilizar ese tipo de contratos en energía regulada y no solamente no regulada.

El comercializador o el comprador de la energía en la mayoría de los casos no quiere celebrar contratos a largo plazo, pero para que las energías renovables no convencionales sean competitivas y financieramente resulten, tienen que contar con contratos a 15 o 20 años, de manera que se deben incentivar esos periodos largos con algunos beneficios en las negociaciones bilaterales.

Además, los PPA's son una opción atractiva para minimizar los costos de bancarización de un proyecto, si hay un músculo financiero por parte de quien ofrece la energía, es útil que no lo tenga que asumir el consumidor, pero los términos de tiempo deberían revisarse luego de unos cinco o seis años dadas las fluctuaciones de la economía y la transición energética, debido a que la dinámica de precios está cambiando muy rápidamente.

Por otro lado, los bancos deben acompañar los desarrollos de estos PPA's y darles un tratamiento especial para que también se vuelvan motivadores de la promoción de las ERNC en Colombia.

➤ **¿Los sistemas Derivex y Bolsa Mercantil pueden funcionar para apoyar el despliegue de las ERNC?**

Indudablemente el tema de Derivex y la Bolsa Mercantil va a ayudar mucho, porque van a ser aglutinadores de una cantidad de promotores e inversores privados que estamos haciendo ERNC en Colombia, para que a través de ellos se pueda ubicar mejor esa energía y de alguna manera compensan el papel del gobierno cuando hace subastas a largo plazo; es probable que esas bolsas terminen reemplazando las subastas del gobierno nacional.

➤ **¿Es partidario de incentivar también la autogeneración?, ¿Qué podría mejorarse para impulsar el desarrollo de este nicho?**

Totalmente, este segmento de la autogeneración a pequeña o mediana escala tiene buenas posibilidades de desarrollo, y el país debe superar la generación centralizada de grandes hidroeléctricas que tienen un alto compromiso ambiental y generan pérdidas en transmisión importantes cuando los usuarios quedan al final de la línea, entonces la autogeneración basada en potenciales locales permite una mayor flexibilidad en la cobertura y ampliación de la misma, además de diseñar sistemas mucho más económicos en términos de infraestructura y de redes, lo cual hace competitivas este tipo de instalaciones, sin embargo, deben tener más incentivos, por ejemplo, a pesar de que se trate de una generadora confiable, debe pagar por el respaldo que le ofrezca el comercializador o la distribuidora por la existencia de las redes eléctricas que ya están y permiten que en algún momento dado, el sistema eléctrico interconectado le brinde energía en los casos en que necesite, es importante que ese cargo por respaldo sea regulado y revisado a la baja.

Otros de los temas a mejorar son: la barrera que a veces generan los operadores de red para la conexión de los proyectos, debe facilitarse este proceso; y si el tamaño al cual el esquema de simplificado que es 100 kW, podría aumentar a 300 kW para ampliar el rango de las rentabilidades que son más atractivas.

➤ **¿Cuál sería el mix de mecanismos más adecuado para el país?**

Entre más opciones haya de contratación, mejor, las empresas pueden tener un portafolio diversificado, manejar su riesgo de mejor manera, tanto generadores como comercializadores, es fundamental tener bolsa de energía; subastas para los proyectos grandes, ya que es una herramienta para tener las mejores ofertas y controlar tarifa; contratos bilaterales de largo plazo o PPA's para una empresa que quiera desarrollar tecnologías renovables; contratos estandarizados si se desarrolla el mercado de futuros de derivados que está trabajando Derivex; importante también incentivar la autogeneración e implementar las smart grids para poder usar todo su potencial. Todas esas opciones logran que las empresas tengan mejores mecanismos para manejar el riesgo y por lo tanto eso va a mejorar la eficiencia y los precios al final.

➤ **Conforme a las barreras encontradas, ¿Qué condiciones, herramientas o mecanismos hacen falta para lograr la implementación de proyectos de FNCER adecuados al contexto colombiano?**

Es fundamental la creación de un ecosistema, hay que generar proveedores de tecnología y de servicios, tener unas líneas de bancarización más atractivas, es decir que la banca a través de líneas de fomento ofreciera mejores condiciones para que el dinero que apalanque los sistemas distribuidos o los de autogeneración tengan la posibilidad de una mejor supervivencia económica, actualmente el payback de los sistemas autogenerados a pequeña escala es muy alto, cerca de 8 años, eso muchas veces asusta al inversionista en ERNC.

Debería ser automática la conexión de un autogenerador a un operador, sin necesidad de pagar un cargo por respaldo, de la misma manera el operador no debería bloquear la posibilidad de venta de excedentes de una planta de autoconsumo, ni es favorable al interés de la población que se limite la capacidad de autoconsumo.

Los otros temas que en este momento están frenando un poco el avance de las ERNC y deben ser reevaluados están relacionados con la logística, la conexión, el manejo ambiental y de comunidades.

➤ **¿Qué comentarios adicionales tiene acerca de la búsqueda del desarrollo de las ERNC en Colombia?**

En Colombia el recurso eólico fundamentalmente predomina en la zona nororiental, es decir la costa: la Guajira y norte del departamento del Cesar; en el centro del país de acuerdo con los estudios hechos a partir de instalación de puntos de medición, no se obtuvieron buenos resultados a pesar de que se tiene viento, dado que en las montañas, por la altura, la densidad del aire es baja y recordemos que el recurso eólico es un producto de la velocidad del viento al cubo multiplicado por la densidad, entonces cuando la densidad es baja pues la cantidad de energía que se puede lograr es baja también, a pesar que la velocidad del viento sea buena, esto hace que parte del territorio colombiano no tenga disponibilidad de tener energía eólica.

Por otro lado, Colombia es fundamentalmente solar, en todo el territorio se puede conseguir buena irradiancia y a su vez goza de recursos geotérmicos importantes, tiene muchos nevados y volcanes, ahí hay oportunidad de aprovechar dicha tecnología, así que habría que pensar un poco en geotermia y ver cómo desarrollar solar, ya que funciona en todo el país.

Es indispensable apostarle a las renovables no convencionales: PCH, biomasa y todo lo que pueda servir y sea amigable debe ser priorizado, el país goza de un capital natural fantástico, no tiene la necesidad de una destrucción futura para obtener energía como lo sería el fracking.

De hecho esta apuesta es una necesidad en la medida en que la transición energética global conduce a que lentamente la sociedad se va a electrificar en alguna medida, es un proceso que se va a imponer a mediano y largo plazo, cada día la economía va a migrar más de los combustibles fósiles hacia las fuentes de electricidad, va a haber reconversión industrial y en movilidad, entonces esa transformación energética debe ser acompañada con una mejor distribución de las utilidades que tenga el potencial energético, de tal manera que debe haber una política de popularización de esas tecnologías que permita costos más bajos para poder apalancar el desarrollo.

Este tema de las renovables no convencionales es imparable, es una tendencia real, Colombia ya entró en esa dinámica y va a tener una capacidad importante, la aspiración es que en 10 años por lo menos el 20 o 25% de la matriz eléctrica sea de ERNC.

3.6. IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS QUE HAN IMPEDIDO EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

A partir de la normatividad colombiana estudiada y de las entrevistas a expertos en materia de renovables no convencionales, fueron identificadas algunas barreras de tipo técnico, jurídico, social y de mercado que serán descritas a continuación.

3.6.1. BARRERAS TÉCNICAS

3.6.1.1. APARENTE FALTA DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CUANDO SE HACE LA INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE MANERA INDIVIDUAL

La confiabilidad es una cualidad de un sistema eléctrico, determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad del servicio; la suficiencia es un atributo que se logra cuando la generación satisface la demanda y las restricciones operacionales del sistema, considerando la posible salida forzada de algunos elementos y las limitaciones de transmisión y distribución.

La seguridad es la capacidad de respuesta del sistema, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar las pérdidas de consumos, a través de respaldos y servicios complementarios, es decir, debe manejar adecuadamente las perturbaciones como lo son cambios en la potencia demandada o pérdida de líneas, entre otras. También incluye el concepto de seguridad del suministro, el cual apunta básicamente a que la energía esté disponible cuándo, dónde y en la cantidad que se necesite.

La calidad se determina teniendo en cuenta el producto, el suministro y el servicio comercial entregado a los distintos usuarios y clientes.

Una de las grandes dificultades de la generación renovable no convencional es que no es gestionable, lo cual causa algunos inconvenientes en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, por lo tanto, los principales desafíos radican en analizar cómo impacta la energía renovable no convencional en su seguridad y suficiencia.

En todo sistema eléctrico de potencia, uno de los objetivos principales es lograr un equilibrio estable entre la energía generada por las unidades y el consumo de dicha energía tanto por los clientes como por el sistema de transmisión. Para conseguirlo se realiza el despacho, en el cual se asigna a todas las unidades generadoras disponibles un determinado nivel de generación, los cuales, en conjunto, suplirán de manera adecuada la demanda total requerida en cada instante.

Para que el despacho se pueda realizar correctamente es necesario un pronóstico de la demanda eléctrica del sistema, con el que se realiza una programación adecuada, es decir, se podrán elegir las unidades que estarán en funcionamiento para futuros periodos de tiempo, las cuales tienen que ser capaces de suplir la carga con costos mínimos de operación. Un error en el planeamiento podría implicar déficit energético debido a que la generación disponible para un periodo no es capaz de suministrar la energía requerida por el sistema, o bien un exceso de costos de operación debido al mayor número de unidades encendidas que las que se necesitan realmente.

En un sistema sin presencia de energías renovables no convencionales, la principal fuente de incertidumbre es su demanda futura. En estos casos, el operador realiza el planeamiento considerando la disponibilidad de las unidades, de sus combustibles, del sistema de transmisión y los requerimientos de los embalses de las hidroeléctricas. La incertidumbre que aportan los sistemas de generación y transmisión son principalmente las fallas que puedan ocurrir tanto en los elementos de una central como en las líneas de transmisión o subestaciones eléctricas. Para minimizar los efectos que producirían uno de estos eventos impredecibles se fija una reserva rodante del sistema. Esta reserva debe estar disponible en el menor tiempo posible en caso de ser necesitada, por lo que es asignada a unidades rápidas. Una correcta elección de la reserva rodante aumentará la seguridad del sistema de potencia.

Si al sistema eléctrico se incluyen unidades generadoras cuyo recurso primario sea de naturaleza no gestionable, como es el caso de las renovables no convencionales, se agregará aún más incertidumbre. Un correcto pronóstico de la generación de estas unidades permite realizar planeamientos adecuados, sin embargo, si la penetración de estas tecnologías es considerable, pueden acarrear alarmas en lo referente a la confiabilidad del sistema, para lo cual se deberá modificar la reserva rodante con tal de minimizar los riesgos de operación y esto podría incurrir en mayores costos. No obstante, puntualmente Colombia tiene la ventaja de que actualmente el 70% de su generación proviene de centrales hidroeléctricas convencionales, las cuales cuentan con condiciones óptimas para ser esa reserva rodante que se requiere.

3.6.1.2. CARENCIA DE INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN A LA RED

Como se ha mencionado anteriormente, la zona con mayor potencial para el aprovechamiento de las FNCER, especialmente la eólica, se encuentra localizada en el departamento de La Guajira un lugar alejado de las líneas de transmisión, lo que ocasiona que la interconexión de estos proyectos al SIN no sea económicamente viable para el inversionista. Esta situación configura una restricción para el desarrollo de este tipo de iniciativas que debe ser enfrentada por el gobierno nacional, promoviendo la construcción de dicha infraestructura eléctrica como una obra independiente y así evitar que por esta carencia no puedan ser construidos los emprendimientos que ya se encuentran registrados ante la UPME.

3.6.1.3. FALTA DE CONDICIONES IDEALES PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍA EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA

Una de las ventajas que pueden tener las energías renovables no convencionales a escalas pequeñas, es que estén distribuidas y puedan compartir las redes de transmisión existentes y las condiciones en Colombia no son ideales en todos los emplazamientos para su desarrollo.

La energía eólica se produce gracias a la energía cinética de una masa de aire en movimiento que es transformada en energía eléctrica. Al incidir el viento sobre las palas de un aerogenerador se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para producir electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de varias condiciones, dentro de las cuales se encuentra la densidad del aire.

Si bien, este parámetro para escenarios estándar es $1,225 \text{ kg/m}^3$, es necesario calcularlo para cada emplazamiento concreto y así poder estimar la producción energética de manera más precisa, dado que la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía es recibida por la turbina. Es importante aclarar que a grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso y viceversa.

Esta información proveniente de estudios de potencial, no permite aprovechar en Colombia la ventaja que tiene la energía eólica de ser competitiva aún en pequeña escala⁴⁰, es decir algunos

⁴⁰ Pequeña escala: la escala mínima está dada por el tamaño de las unidades de generación, en el caso de un aerogenerador puede estar entre 2 y 5 MW.

MW, dado que los centros de consumo se encuentran mayoritariamente en altas cotas como en Bogotá, Medellín y Cali donde se concentra el 30% de la población nacional y están ubicadas a 2.700, 1.500 y 1.100 m.s.n.m. respectivamente, lo cual indica que la densidad de aire es baja, el recurso eólico es menor, esto se traduce en menor producción eléctrica a obtener; a diferencia de los casos de Argentina y Uruguay que es posible instalar esta energía en las subestaciones de transformación reductoras, que para poblaciones pequeñas son de pocos MW, esto permite minimizar las redes de transmisión.

De ahí que la zona con mayor potencial para el desarrollo de energía eólica se encuentra en el departamento de La Guajira tanto por sus buenos vientos, como por su ubicación a baja altura, en promedio 50 m.s.n.m. lo cual está sujeto a una alta densidad del aire y por consiguiente mayor producción eólica.

3.6.1.4. TEMAS LOGÍSTICOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA

Al ser Colombia un país que apenas está incursionando en el mundo de las ERNC, es apenas la segunda vez que se enfrenta a la planeación del arribo y traslado de componentes de gran tamaño por los puertos y vías de acceso existentes, las cuales se caracterizan por un nivel precario de calidad a lo largo de las regiones ricas en recurso eólico, lo que conlleva a tener que estudiar la necesidad de realizar adecuaciones y reforzamiento de puentes.

Esto sumado a la disponibilidad de grúas de alta capacidad adecuadas para la manipulación segura de las aspas, tramos de torre y demás componentes en los tiempos requeridos, teniendo en cuenta que si se ejecutan los proyectos adjudicados en las dos subastas del gobierno, se estarían construyendo cerca de 1.000 MW en simultáneo y todos en La Guajira.

En concreto, la disponibilidad de puertos y a precios competitivos, la adecuación de las vías y la disponibilidad de las grúas, son los principales temas logísticos que habría que enfrentar en los próximos meses.

3.6.2. BARRERAS JURÍDICAS

3.6.2.1. AUSENCIA DE NORMATIVA QUE FAVOREZCA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES CON LAS ENERGÍAS CONVENCIONALES

Haciendo un recuento de la regulación colombiana en materia de ERNC se tiene que: la ley 142 de 1.994 exime de impuestos a empresas que presten servicios públicos de energía eléctrica con base en el recurso hídrico; la ley 143 de 1.994 promueve el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía; la ley 697 de 2.001 promueve la utilización de energías alternativas; la ley 788 de 2.002 adiciona a las rentas exentas, las resultantes de venta de energía eléctrica generada con base en recursos renovables no convencionales; la resolución MADS 186 de 2.012 trata la presentación de solicitudes de exclusiones o deducciones, en caso de estar enmarcadas dentro de líneas de acción establecidas, las cuales incluyen caracterización del potencial de recursos renovables no convencionales y proyectos de generación y autogeneración de energía a partir de FNCER; la ley 1715 de 2.014 promueve el desarrollo y utilización de las FNCER regulando su integración al mercado eléctrico nacional; el decreto 2469 de 2.014 establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración; el decreto 2143 de 2.015 define

lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en la ley 1715; el decreto 570 de 2.018 establece los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y la ley 1955 de 2.019 hace modificaciones e inclusiones a las leyes vigentes en materia de renovables no convencionales.

En general, todas estas leyes, decretos y resoluciones, si bien favorecen el desarrollo, la inserción y la utilización de las ERNC en el mercado energético nacional, no contribuyen a la mitigación de su principal desventaja como lo es la variabilidad del recurso, al considerarlas de manera independiente y no como un sistema integrado con las energías convencionales, de tal forma que estas últimas aportaran el respaldo que requieren; de manera que hace falta normativa que incentive específicamente la integración de las energías eólica y solar con la hidráulica dada su complementariedad.

3.6.2.2. FALTA DE IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS A LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

El 23 de marzo de 2.018 se expidió el decreto número 0570 del MME, por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2.015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, sin embargo, a la fecha no se ha construido ni el primero.

Los últimos años, la compra y venta de energía eléctrica se ha venido realizando mediante transacciones de mediano y corto plazo, a partir de contratos bilaterales por un término de 1 a 5 años (entre generadores y comercializadores, o entre comercializadores, o entre generadores), o mediante contratos en la bolsa de energía por un término inferior a 24 horas (mercado spot).

El mercado a largo plazo es en el que se hace viable la inversión en los proyectos de generación eléctrica, necesarios para garantizar de manera eficiente la continuidad del servicio y la atención de la demanda de energía en el largo plazo sin importar las condiciones climáticas que se presenten.

Por otro lado, es importante aclarar que las energías convencionales cuentan con un costo inicial bajo y unos costos de operación y mantenimiento bastante altos, asociados a la utilización de combustibles fósiles y a las consecuencias que estos tienen sobre el medio ambiente; mientras que las ERNC (a excepción de la biomasa), tienen un costo inicial alto y un costo de operación y mantenimiento bajo, esto debido a que no usan ningún tipo de combustible y son energías que provienen de fuentes naturales libres de emisiones de CO₂.

Si se realiza un análisis comparativo de los costos totales tomando largos periodos de estudio, se evidencia que para las energías convencionales se debe incurrir en costos más elevados que para las ERNC. Es por esto que para favorecer la implementación de ERNC en Colombia, la normatividad debe contemplar los contratos de venta de energía a largo plazo, de esta manera se podrían percibir los beneficios del bajo costo de su operación y mantenimiento.

Esta sería la solución a una de las mayores dificultades que atraviesan los desarrolladores al no encontrar compradores de contratos de energía de más de 5 años; ni los industriales ni los comercializadores desean adquirir compromisos a largo plazo, dada su incertidumbre frente a la aparición de cambios tecnológicos que permitan compra de energía a precios más bajos que dejen descalzados los contratos en ejecución. Lo ideal es ir a contratos del orden de la vida útil del equipo;

Colombia está tratando de corregir ese efecto con la subasta realizada en 2.019 que otorga PPA's a 15 años.

3.6.2.3. DINÁMICA ACTUAL DEL DESPACHO EN EL MERCADO SPOT

El despacho económico es la programación de la generación para cubrir la demanda esperada, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio. Las empresas generadoras con capacidad mayor a 20 MW, deben informar diariamente al CND antes de las 08:00, una única oferta de precio a la bolsa de energía para las veinticuatro (24) horas del día siguiente (expresada en \$/MWh) y la máxima cantidad de potencia neta (expresada en MW) que pueden suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado. Es decir, se debe tener la capacidad de hacer pronósticos de disponibilidad con una anticipación de más de veinticuatro (24) horas.

El despacho económico programado no produce compromisos comerciales vinculantes, pero sí genera unos compromisos operativos, que pueden ser modificados por parte de los agentes sólo en ciertas condiciones, definidas en la regulación como causas de redespacho. Si el compromiso operativo no se modifica en ningún redespacho hasta el tiempo real, la planta tendrá que producir la cantidad comprometida; si no lo hace y la generación real está fuera de la banda del 5% de su generación programada, incurre en una desviación. Esta última está sujeta a penalizaciones que dependen del precio de bolsa y del precio de oferta de la planta.

Los redespachos pueden llegar hasta el tiempo real. Al no haber compromisos vinculantes ni señales de precio en el día anterior a la operación, los redespachos no tienen un impacto económico y solo afectan la capa operativa; es decir, un generador programado en el despacho económico, cuya planta sufre una indisponibilidad total (causa de redespacho) en el horizonte intradiario, no recibirá ninguna remuneración, ni tendrá que pagar ninguna penalización por su indisponibilidad y por los costos que ésta pudiera generar.

En el día posterior a la operación, en la capa operativa, se registran hora por hora las condiciones que han tenido lugar en el sistema y se define el llamado despacho real. En la capa comercial, se calcula el llamado despacho ideal, que fija el precio de bolsa hora por hora. El despacho ideal se basa en las mismas ofertas presentadas por los recursos de generación en el día anterior, pero utiliza la demanda real registrada durante el día y la disponibilidad real de los recursos.

De mantenerse las reglas vigentes, las cuales están definidas en función de las plantas hidráulicas y térmicas, no se viabilizaría la participación de las FNCER, dado que no se contaría con los criterios para que dichas tecnologías puedan hacer ofertas en el mercado diario. Para las fuentes eólica y solar, los pronósticos de generación con la anticipación que se maneja actualmente hacen que dicha tarea sea de alta incertidumbre, llevando a que los riesgos de asumir costos por desviaciones, sean significativos lo que puede afectar la participación de las tecnologías con generación variable en el mercado de energía mayorista, razón por la cual se requiere desarrollar nuevas medidas que permitan mitigarla.

De igual forma sucede con el redespacho, que permite solicitar el ajuste del programa de generación de una planta por la pérdida de disponibilidad total, programación de pruebas o eventos externos al agente como cambios de topología del sistema y aumentos de disponibilidad por solicitud del operador, pero cambios en la disponibilidad por variaciones en los recursos con los cuales se genera, que sería el caso de las renovables no convencionales, no son causales de redespacho.

Este panorama difiere ampliamente de los casos estudiados de Argentina y Uruguay donde las renovables no convencionales tienen establecida prioridad de despacho, lo cual asegura la participación de FNCER en el mercado de corto plazo incrementando la posibilidad de contar con nuevos agentes y fuentes de energía, esto conlleva a la diversificación de la matriz energética al incluir recursos de generación con baja emisión de CO₂ y una formación de precios en la bolsa con mayor competencia.

3.6.3. BARRERA SOCIAL

3.6.3.1. TENENCIA DE TIERRAS

Como ha sido mencionado anteriormente, la mayor fuente de riqueza de los recursos eólico y solar ha sido registrada en La Guajira, dada su posición geográfica y su ecosistema estratégico de bosque seco tropical. En esta zona del país ubicada en la región Caribe se presenta una oportunidad única: la velocidad del viento es superior a la del promedio mundial, logrando factores de planta del 65% y además cuenta con una de las luminosidades más altas, de tal manera que el potencial de recursos eólicos y solares puede ser mayor que el potencial hídrico a nivel nacional. Es por esto que de los proyectos del sector energético que se desarrollan en Colombia, el 41% están ubicados en este departamento.

Sin embargo, han sido identificados una serie de retos para los proyectos a desarrollar, dentro de los cuales se encuentra que el terreno es de propiedad mixta, aunado a la falta de definición en la delimitación de los territorios de las comunidades y a que parte de la tierra requerida para el desarrollo de estos proyectos está conformada por áreas protegidas indígenas, una propiedad colectiva asignada a las comunidades Wayuu⁴¹ de la Guajira alta y media, situaciones que complican la negociación de servidumbres, modelo de negociación y pago de la propiedad más usado en parques eólicos (como es el caso de Jepírachi, el primero construido en Colombia), al no ser necesarias compras ni expropiaciones, dado que esta alternativa energética no incurre en el uso extensivo y destructivo de la superficie.

Una de las situaciones presentadas debido a la cultura Wayuu, es que la tierra siempre es de Eirruku⁴², es decir del clan dominante en ese territorio, es inalienable e imprescriptible como propiedad de origen, la cual se define por las marcas de origen y su historia y el dominio que ejercen sus dueños no tiene tiempo de caducidad independientemente de su uso o usufructo que puede ser cedido a un tercero temporalmente, sin derechos de dominio ni transacción de propiedad. Lo mismo ocurre con el todo que definen como suelo, subsuelo y el espacio aéreo: el aire y el viento también es parte del Eirruku, es propiedad arriba.

Esa manera de entender la propiedad, hace más difícil identificar a la contraparte cuando un extraño llega a proponer un negocio que implica ceder por un tiempo el uso del territorio. Hay rancherías⁴³

⁴¹ Wayuu o guajiros: aborígenes de la península de la Guajira, sobre el mar Caribe, que habitan principalmente en territorios de la Guajira en Colombia y el Zulia en Venezuela.

⁴² Eirruku (carne materna): ordenamiento territorial milenario y ancestral conformado por el agua, los cementerios, la historia de origen espiritual y corporal, la historia de sitios sagrados, el himno de cada grupo, un animal representativo, marcas de animales, el territorio natural y la autoridad ancestral.

⁴³ Ranchería: pueblo pequeño o humilde levantado en el campo.

con sus familias extensas que llevan varias décadas e incluso generaciones en un territorio y que han adquirido la costumbre de dominio y libre disposición; sus aulala⁴⁴, que son quienes ejercen autoridad por practicarse la ley matriarcal, han intervenido en acuerdos sobre el territorio y todo parece darse de conformidad con la ley hasta que llega una familia joven y les notifica que después de décadas han decidido retornar al territorio ancestral y asumir los derechos de propiedad que heredaron de sus abuelos o bisabuelos. Así ocurrió en Jepirachi, el territorio en el que EPM ubicó el parque eólico en 2.005. Diez años después de haberse puesto en operación el parque, llegaron de Venezuela unas familias que dijeron ser los legítimos dueños y reclamaron los beneficios del negocio. El conflicto obligó a la intervención de autoridades ancestrales de todo el entorno, que se encargaron de evaluar las marcas de origen que alegaban: la conclusión les dio la razón y a partir de ese momento pasaron a ejercer sus derechos y a decidir sobre el nuevo arreglo con EPM.

La visión especial que tienen los Wayuu del territorio y la propiedad de la tierra choca también con las leyes que quieren organizar la propiedad colectiva en resguardos⁴⁵ y a las autoridades en cabildos⁴⁶.

“Somos libres, nunca hemos sido esclavos”, repiten los Wayuu para volver a su idea de territorio, que es, a la vez, propiedad del Eirruku y espacio compartido, mediante alianzas que permiten habitarlo de diversas maneras, transitar libremente y entenderse entre iguales.

Para los Wayuu, el resguardo es una idea inaceptable y, por ello, la atribuyen a un invento reciente que quiso delimitar su territorio para entregarle una parte a las multinacionales o para dejarla en manos del Estado como supuestos baldíos. Cada Eirruku y las rancherías que se organizan dentro de él son una unidad independiente y allí deciden sus autoridades ancestrales cuando se trata de la disposición de uso del territorio. No hay jerarquías hacia arriba con autoridades delegadas que estén por encima de las ancestrales, aunque se han multiplicado las asociaciones para la relación con las autoridades administrativas del Estado colombiano; las autoridades tradicionales, con el respaldo de las ancestrales, toman decisiones en su ámbito de competencias, que no pueden usurpar las leyes de origen.

La relación cultural de los Wayuu con su territorio, les dificulta hacer cálculos económicos sobre el valor a cobrar por la cesión de derechos de uso del territorio, incluida la explotación del viento y el sol para producir energía.

⁴⁴ Aulala: tíos maternos.

⁴⁵ Resguardo: institución legal sociopolítica de origen español colonial de América, conformada por un territorio reconocido de una comunidad de ascendencia amerindia, con título de propiedad inalienable, colectivo o comunitaria, regido por un instituto especial autónomo, con pautas y tradiciones culturales propias. Esta institución fue mantenida por repúblicas independizadas del Imperio español y es reconocida plenamente en Colombia.

⁴⁶ Cabildo: entidad pública especial, cuyos integrantes son miembros de una comunidad indígena, elegidos y reconocidos por ésta, con una organización sociopolítica tradicional, cuya función es representar legalmente a la comunidad, ejercer la autoridad y realizar las actividades que le atribuyen las leyes, sus usos, costumbres y el reglamento interno de cada comunidad.

3.6.4. BARRERA DE MERCADO

3.6.4.1. PARIDAD HORARIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS

Los contratos bilaterales del mercado de generación y comercialización que han venido funcionando a través de los años con las energías convencionales (hidráulicas y térmicas) son principalmente de los tipos “Pague lo Contratado⁴⁷” y “Pague lo Demandado⁴⁸”, los cuales deben contener reglas claras que permitan determinar hora a hora las cantidades exigibles, el precio respectivo y su plazo, paridad horaria que funciona para este tipo de energías, dado que están diseñadas para que regulen su potencia y puedan dar cumplimiento a lo requerido instante a instante.

El panorama difiere completamente con las renovables no convencionales por su dependencia de la variabilidad del recurso, razón por la cual los contratos horarios tradicionales no las favorecen, porque sería recurrente la situación en la cual la generación esté por encima o por debajo de la energía comprometida y sea necesaria la compra y venta en la bolsa para compensar las diferencias, situación que genera gran incertidumbre, teniendo en cuenta que el precio spot viene de la oferta del último recurso despachado para atender la demanda de energía del sistema en cada hora, pudiendo verse perjudicados en los momentos en los que su venta al spot esté por debajo del precio pactado en el contrato y en los que su compra, esté por encima del mismo.

Por lo anterior, los contratos de compra y venta de energía en Colombia cuando incluyan generación renovable no convencional, deberían en vez de manejar paridad horaria, considerar paridad anual para que se acomoden a las particularidades de éste tipo de energía, como los contratos en Argentina que se comprometen con venta de energía por año.

3.7. RECOMENDACIONES PARA EL LOGRO DE UNA EFICAZ IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE FNCER ADECUADOS AL CONTEXTO COLOMBIANO

Luego de recorrer las barreras identificadas se evidenció que algunas no pueden ser eliminadas dada su naturaleza, resta enfocarse en las que sí pueden ser manejadas, a continuación se describe un conjunto de recomendaciones con el fin de apoyar el desarrollo de las tecnologías renovables no convencionales.

3.7.1. INTEGRAR LA ENERGÍA HIDRÁULICA CON ENERGÍAS EÓLICA Y SOLAR, como alternativa a la barrera “APARENTE FALTA DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CUANDO SE HACE LA INCLUSIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE MANERA INDIVIDUAL”

A medida que las energías eólica y solar alcancen mayor participación en el mix de generación eléctrica, se imponen nuevos desafíos como lo son: asegurar el respaldo, la energía firme y la

⁴⁷ Contrato Pague lo Contratado (CPLC): el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independientemente de que ésta se consuma efectivamente. Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa, e igualmente asume el riesgo de precio en bolsa por faltantes. El vendedor tiene la obligatoriedad de entrega hasta el valor contratado.

⁴⁸ Contrato Pague lo Demandado (CPLD): se cubre la demanda comercial del agente comercializador o parte de ella. Las cantidades solo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. El vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda. El comprador tiene la imposibilidad de obtener mejores precios en la bolsa.

flexibilidad al sistema; dadas estas premisas, para evadir su característica compartida de variabilidad del recurso, una forma de darle sostenibilidad técnica a estas dos tecnologías es complementándolas con la hidroelectricidad, ya que ésta permite entregar almacenamiento renovable de pequeña, mediana y gran escala, haciendo una contribución significativa como la batería de agua del mundo.

Dentro de los aportes de los grandes depósitos de acumulación, se encuentra que pueden contribuir a proporcionar seguridad en el suministro de energía en escalas de tiempo importantes, mejorar la seguridad operativa, la estabilidad y fiabilidad general del sistema, debido a la adaptabilidad de las centrales hidroeléctricas frente a los cambios repentinos de carga al lograr entregar energía en 2 minutos, satisfaciendo así la demanda de los usuarios finales.

Si bien, la hidráulica en general es una energía altamente eficiente al encontrarse su rendimiento en el orden del 80%, la que más se acomoda a la integración con las energías renovables no convencionales es la central de bombeo, ya que combina la generación de electricidad por el flujo del agua, con la capacidad de envío a presión del líquido de nuevo hacia arriba, perpetuando el ciclo y funcionando como gigantescas baterías; en segundo lugar se encontrarían las centrales de acumulación que retienen el agua mediante un dique y la permiten fluir a través de turbinas, manteniendo un flujo constante y controlable; y en tercer lugar se ubicaría la central de pasada, la cual opera en forma continua, aprovechando el agua de un río o una caída, pues no tiene capacidad para almacenamiento de agua.

Por otro lado, SER Colombia con el fin de determinar la viabilidad y conveniencia de la implementación de nuevos tipos de tecnología para la generación de energía eléctrica en Colombia, quiso determinar si existe complementariedad en términos de recursos naturales, para lo cual realizó un análisis a partir de los datos de recursos agua, sol y viento publicados por XM⁴⁹, Vestas⁵⁰ y NREL⁵¹, encontrando lo siguiente:

Los aportes en caudal respecto a la velocidad promedio del viento tienen una correlación negativa, encontrando así que en épocas de baja hidrología existe mayor presencia de recurso eólico, como se evidencia en la ilustración 4, situación favorable para la confiabilidad del sistema.

⁴⁹ XM Compañía Expertos en Mercados: es una filial de la firma estatal colombiana de transmisión ISA, presta servicios de administración y gestión de sistemas transaccionales y plataformas tecnológicas en tiempo real, ofrece servicios en tres áreas: energía, finanzas y transporte; en el sector eléctrico, la empresa opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia y administra el mercado mayorista local.

⁵⁰ Vestas: compañía danesa dedicada a la fabricación, venta, instalación y mantenimiento de aerogeneradores.

⁵¹ NREL: Laboratorio Nacional de Energías Renovables, se especializa en investigación y desarrollo de energía renovable y eficiencia energética, financiada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. También lleva a cabo la investigación sobre la energía fotovoltaica (PV) en el marco del Centro Nacional para la energía fotovoltaica. Tiene una serie de capacidades de investigación fotovoltaica que incluyen investigación y desarrollo, pruebas y despliegue. El campus de NREL alberga varias instalaciones dedicadas a la investigación fotovoltaica. Sus áreas de investigación y desarrollo son electricidad renovable, productividad energética, almacenamiento de energía, integración de sistemas y transporte sostenible.

Barreras para el ingreso de las energías renovables no convencionales en Colombia

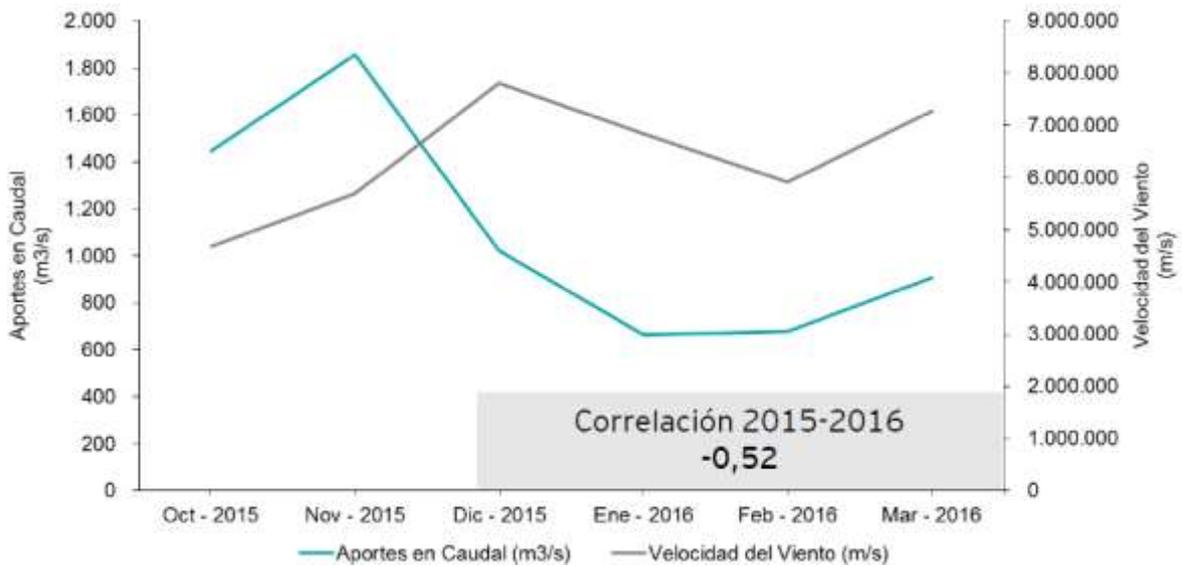


Ilustración 4 Complementariedad entre el recurso hídrico y eólico (2.015-2.016). Fuente: Datos XM y Vestas

Lo mismo ocurre entre el recurso hidráulico y solar, gozan de correlación inversa, es decir, que cuando los aportes hídricos medidos en caudal disminuyen, la radiación solar aumenta y viceversa, como se evidencia en la ilustración 5.



Ilustración 5 Complementariedad entre el recurso hídrico y solar (2.015-2.016). Fuente: Datos XM y NREL

Además, cuando se agregan la energía eólica y solar y se comparan con la generación hidráulica, en la mayoría de los periodos la relación se hace más fuerte, lo que sugiere que el sistema eléctrico del país tendría un mayor potencial de generación para los momentos de baja hidrología si se incluye la energía eólica y solar de forma simultánea.

Es por esto que la normatividad colombiana debería considerar estas tres tecnologías como un sistema y no en forma individual como está concebido en la actualidad.

A su vez, XM realizó en 2.021⁵² un estudio para analizar la flexibilidad del SIN, en el cual observó dos horizontes futuros de operación: uno en el corto plazo para los años 2.021 -2.022 y el otro en un mediano plazo para los años 2.024 – 2.025.

Simuló tres hidrologías históricas para ver en los resultados el efecto de tener o no el agua: una hidrología baja representada por un fenómeno del niño extremo con muy pocos aportes hídricos como el que ocurrió en el 2.015 – 2.016; una hidrología media, es decir condiciones promedio como lo que ocurrió en el año 2.013 – 2.014; y una hidrología alta, una niña, muchas lluvias como las que ocurrieron en el año 2.010 – 2.011.

Año histórico	Hidrología
2015-2016	Baja
2013-2014	Media
2010-2011	Alta

Tabla 18 Hidrologías históricas tomadas para el estudio. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

La metodología usada para crear estos escenarios futuros parte de analizar la historia, de manera que si se quieren simular por ejemplo condiciones de baja hidrología, se selecciona un año con estas características y se toman sus regímenes tanto para el agua, como para el viento y el sol, en los puntos donde van a estar instalados los proyectos y se extrapolan esas condiciones históricas a un futuro, de esa manera se garantizan resultados coherentes al mantener la relación espacial y temporal.

También se tuvo en cuenta la demanda pronosticada por la UPME en el escenario medio, las características reportadas por los agentes, características técnicas de la red de transmisión y del parque de generación.

Como se puede observar en la ilustración 7, con las barras azules se está graficando la hidrología alta detallando el nivel de aportes de agua para los diferentes meses de estudio, donde se resaltan dos momentos: noviembre – diciembre donde los aportes hídricos alcanzan el doble del promedio, que está representado por la línea continua, y abril – mayo cuando se tienen valores de aportes hídricos de casi tres veces el promedio. Las barras naranja representan la hidrología seca, casi todo el tiempo son aportes que están por debajo del promedio, fue un verano crítico sostenido en el tiempo. Y las barras amarillas muestran la hidrología media que se acerca más al promedio histórico.

⁵² XM. Análisis de flexibilidad del SIN – Escenarios de operación 2.021 – 2.022 y 2.024 -2.025, 2.021.

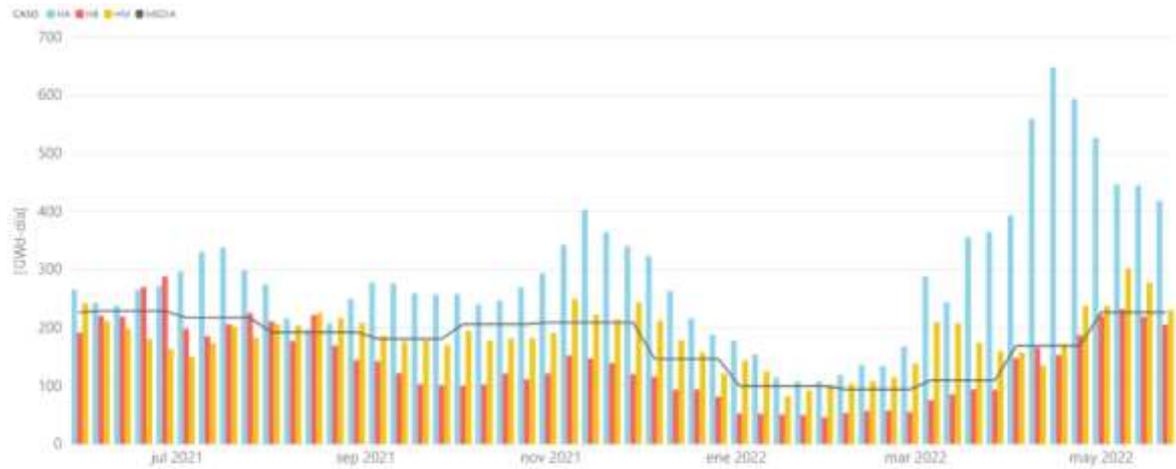


Ilustración 6 Escenarios de aportes. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

En cuanto a los proyectos que se tuvieron en cuenta en el estudio: para el año 2.021 – 2.022 se toman nuevos eólicos y solares con capacidad efectiva neta de 1.660 MW, también se incluyen nuevos proyectos térmicos e hidráulicos, éstos últimos serían las primeras unidades de Ituango que se espera entren a principios de 2.022, en total daría un aumento de capacidad del sistema de 2.557 MW.

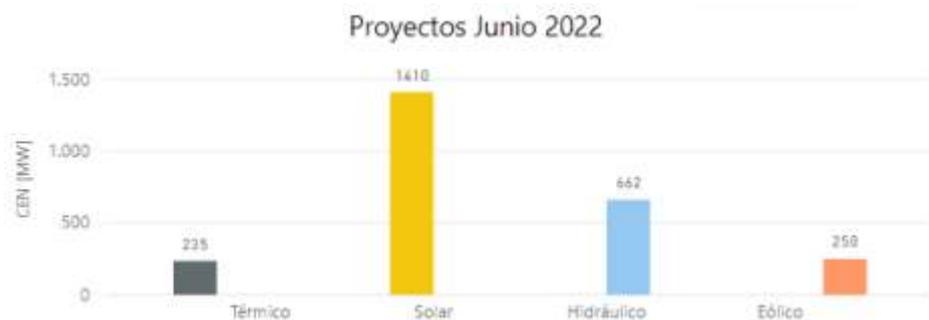


Ilustración 7 Escenarios de proyectos de generación para el horizonte 2.021 – 2.022. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

Para el segundo horizonte de estudio que es 2.024 – 2.025, entre eólica y solar habría una adición de 4.431 MW, y teniendo en cuenta además las hidráulicas más las térmicas serían 6.812 MW.



Ilustración 8 Escenarios de proyectos de generación para el horizonte 2.024 – 2.025. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

Todos estos proyectos considerados son los inscritos ante la UPME y que adquirieron garantía bancaria, esta condición se elige con el ánimo de hacer un filtro y así seleccionar los que más firmeza tendrían para entrar.

En la ilustración 10 de capacidad efectiva neta instalada, se muestra como organizando de mayor a menor las nuevas tecnologías, a 2.025 la generación eólica es la que más va a estar presente en el sistema, seguida por la solar, luego por la hidráulica y la térmica al final.

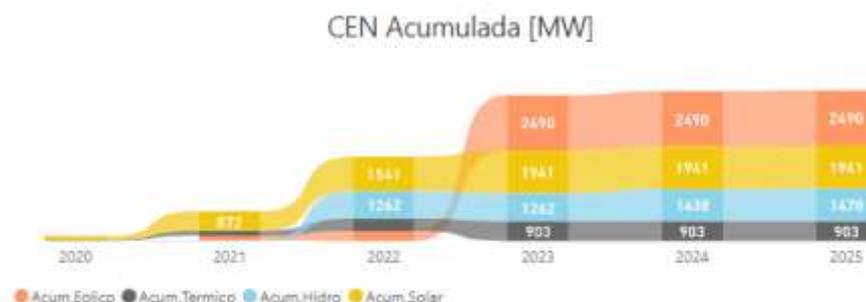


Ilustración 9 Capacidad efectiva neta acumulada. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

En la ilustración 11 para este inmediato futuro 2.021 – 2.022, con una hidrología alta generada por intensas lluvias que ocasionan exceso de agua, la generación hidráulica estaría atendiendo el 69% de la demanda, la renovable no convencional el 8% y la térmica alrededor del 5%. Para hidrología baja, el caso opuesto, la hidráulica se reduce a atender el 48% de la demanda y básicamente la tecnología llamada a suplir este déficit sería la térmica que incrementaría a un 29%, siendo atendido por las renovables no convencionales el 9%. En condiciones normales la hidro atendería el 63%, la térmica el 12% y las renovables no convencionales el 9%.



Ilustración 10 Porcentaje de atención de la demanda en el horizonte 2.021 – 2.022. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

En la ilustración 12 correspondiente al horizonte 2.024 – 2.025 se observa un cambio importante, la generación térmica atiende aproximadamente el 1% de la demanda tanto en hidrología alta como en hidrología promedio, dado que la energía renovable no convencional está desplazando la generación térmica y esa pequeña cantidad que sale despachada es la requerida por seguridad.

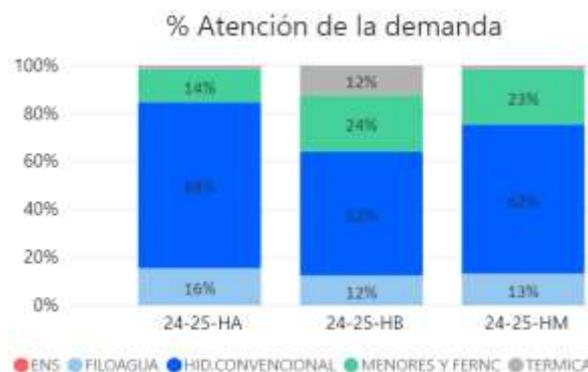


Ilustración 11 Porcentaje de atención de la demanda en el horizonte 2.024 – 2.025. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

En la ilustración 13 se muestra el despacho de las FNCER, haciendo un zoom en el 2.024 – 2.025, se puede notar la complementariedad que se da en Colombia entre el agua, el viento y el sol; cuando se tiene más agua, en el escenario de hidrología alta, la eólica corresponde a un 49% y la solar a un 26%; cuando se tiene menos agua, sube el porcentaje de la eólica y disminuye el porcentaje de solar, hay una complementariedad directa entre el viento y el agua; la solar desde su confiabilidad energética en las horas del día es una generación que se mantiene muy estable.

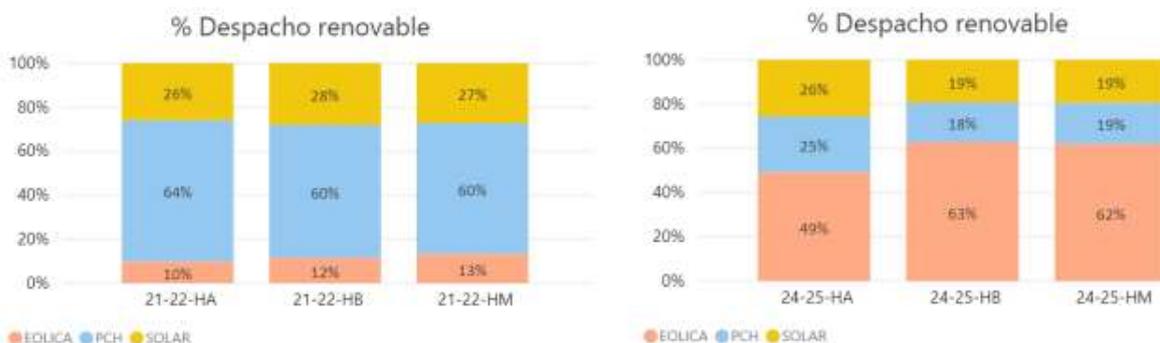


Ilustración 12 Porcentaje de despacho renovable. Fuente: XM, análisis de flexibilidad del SIN

Dado que en este modelo la generación térmica será despachada solo por cuestiones de seguridad, y que actualmente Colombia cuenta con un parque hidráulico suficiente para atender las rampas que se espera tener en los próximos años, la generación hidráulica es la tecnología que en esos casos estaría despachando el modelo, de manera que sería la encargada de estar dando las reservas y marginando el sistema, aprovechando la existencia de embalses los cuales permiten gestionar el agua, sumado a que es una tecnología que puede subir su nivel de producción o disminuirlo de forma muy rápida, tal y como lo requiere esa demanda neta.

Teniendo en cuenta los resultados de este estudio de XM, además de evidenciarse complementariedad del recurso hidráulico con el eólico principalmente, se ratifica que su implementación conjunta trae una ventaja adicional y es que los embalses le otorgan al viento la reserva que necesita en cualquier momento, dadas sus condiciones de variabilidad.

Al observarse que el estudio elaborado por Ser Colombia muestra complementariedad tanto del sol como del viento con el agua; mientras que el estudio desarrollado por XM le da un mayor protagonismo a la complementariedad entre viento y agua, se recomienda ahondar en este tipo de análisis para conocer con mayor detalle los beneficios y la dimensión de tiempo en que podrían presentarse.

3.7.2. CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS FAVORECIDAS CON RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “CARENCIA DE INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN A LA RED”

Como se menciona en capítulos anteriores el gran potencial eólico de La Guajira permite que los proyectos lleguen a factores de planta hasta del 65%, lo que se traduce en energía generada a precios competitivos; por este motivo están actualmente registrados en la UPME más de 10.000 MW de capacidad instalada en fase 2, los cuales dependen entre otros de la construcción de subestaciones y líneas de transmisión que permitan evacuar la electricidad, punto que por el momento interfiere en el crecimiento de este tipo de energías, ya que también esa zona es la mejor del país para el aprovechamiento del recurso solar.

Siendo consciente de ese contexto la UPME adjudicó el primer proyecto de este tipo que incluye la construcción de subestaciones y líneas de transmisión asociadas, desde el departamento de La Guajira hasta el departamento del Cesar, que permitirá transportar la energía que se generará en las nuevas centrales eólicas hacia el SIN; sin embargo el corredor contaría con una capacidad menor a 2.000 MW, razón por la cual el gobierno nacional basado en el registro de proyectos de plantas de generación que lleva la UPME cuando le solicitan capacidad de interconexión, debe planificar la construcción de líneas de transmisión suficientes para poder viabilizar todas las iniciativas adelantadas a partir de FNCER.

Teniendo ya contemplado este nicho se recomienda adicionalmente, que la UPME haga un relevamiento del potencial de FNCER en las ZNI, para identificar sus necesidades de transmisión y así, complemente la planeación y posterior construcción de proyectos de este tipo considerando también ese nuevo mercado.

3.7.3. EVALUACIÓN, NEGOCIACIÓN Y MEJORAMIENTO DE CONDICIONES LOGÍSTICAS, como alternativa a la barrera “TEMAS LOGÍSTICOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA”

Un punto importante para efectivizar la realización de proyectos de ERNC, consiste en el empoderamiento temprano alrededor de temas nuevos para el sector, como lo son: iniciar las negociaciones de tarifas para el ingreso de los equipos por los puertos del país; evaluar y en caso de ser necesario adecuar las vías según las recomendaciones de los fabricantes de aerogeneradores en cuanto a ancho de calzada, radio de curvatura, inclinación longitudinal y peso a soportar, por las que transitarán palas y tramos de torres que miden más de 80 metros de longitud y demás componentes; así como también es necesaria la revisión de la existencia y disponibilidad para consecución de grúas de gran porte para las fechas de descargue y montaje de componentes según los cronogramas de cada proyecto.

Es primordial que desde la etapa de pre factibilidad sean considerados estos temas que no son menores, porque de lograr su manejo depende que se puedan o no llevar a cabo los proyectos.

3.7.4. IMPLEMENTAR SUBASTAS RECURRENTE DE LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “FALTA DE IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS A LARGO PLAZO PARA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES”

Uno de los mecanismos estatales que ha obtenido mejores resultados en el despliegue de las ERNC es la subasta de sobre cerrado como lo muestran las experiencias regionales, de las cuales se han recopilado algunos criterios de éxito y se ha planteado una propuesta adecuada para el contexto colombiano.

Para empezar, uno de los principales puntos a tener en cuenta es el establecimiento a nivel país de objetivos ambiciosos pero realistas, con metas anuales de crecimiento en la generación renovable no convencional ligadas a las subastas, de tal manera que el gobierno ejecute una serie de licitaciones repartidas en el tiempo anunciadas con suficiente antelación para preparar una oferta competitiva, lo cual envía una señal de confianza a los inversores locales e internacionales logrando así que nuevos actores puedan ingresar a un mercado tan cerrado como el colombiano, esto se traduce en un aumento de la participación y por consiguiente de la competencia, lo que redundará en mejores precios para los usuarios finales; además este esquema de implementación progresiva permite adaptar el diseño entre subastas y obtener eficiencias dinámicas.

En lo que se refiere al plazo de los PPA's resultantes de la subasta el ideal es 20 años teniendo en cuenta el monto de la inversión inicial y la vida útil de los componentes en los casos eólico y solar, y la mejor práctica para financiarlos es trasladar estos costos a la tarifa de los usuarios finales. Este traslado es otro aspecto fundamental para la confianza de promotores de proyectos y organismos financieros, lo que a su vez hace posible la realización de los contratos a largo plazo.

El criterio de selección desde el punto de vista económico debe ser el menor precio, de tal manera que se adjudiquen contratos sucesivamente hasta alcanzar la capacidad total subastada; para la determinación del precio final se recomienda “pay as bid”, que es cuando cada proyecto ganador recibe el precio ofertado y la actualización del mismo se haría anualmente para reflejar la inflación.

Si bien las subastas abiertas a todas las tecnologías renovables no convencionales obtienen resultados más eficientes, una de las razones fundamentales para el desarrollo de las mismas en el país, es evitar la dependencia de eventos como el fenómeno del Niño y así poder garantizar la seguridad energética, razón por la cual se propone apostarle a planificar la diversificación del suministro y emplearse subastas específicas con cupos para cada tecnología renovable no convencional.

Por lo que respecta a la ubicación de los proyectos puede hacerse un ejercicio de zonificación por cupos teniendo en cuenta en primer lugar donde está el recurso, en segundo lugar que esté dotado o cerca de infraestructura de transmisión de tal manera que la evacuación sea posible y en tercer lugar que esa red tenga capacidad para la nueva conexión, de hecho, este último punto debe ser el que determine el tamaño máximo de los proyectos, partiendo del establecimiento de límites de capacidad por nodos del sistema eléctrico para evitar congestiones. Igualmente, esta premisa promueve la dispersión de los proyectos, lo que reparte los beneficios socioeconómicos derivados de los mismos.

A su vez, es necesario establecer precios techo para limitar el riesgo de que el valor de la electricidad contratada en la subasta sea muy alto, además, en la actualidad existe suficiente información sobre costos de renovables no convencionales como para realizar un cálculo administrativo suficientemente fiable, y lo más conveniente es no publicarlo antes de recibir las ofertas para aumentar la competencia.

Con el objetivo de incrementar la seriedad de la oferta deben ser exigidos, por una parte a los promotores: requisitos técnicos, de solvencia financiera demostrable a través de cuentas y balances de la empresa y experiencia mínima en proyectos similares; y por otra parte en relación con el grado de desarrollo de los proyectos y adaptado a cada tecnología: análisis del recurso, permiso de conexión y estudio de impacto ambiental. Entre más altos sean estos requerimientos, disminuye la competencia durante la subasta pero hay mayor posibilidad de que el proyecto se lleve a cabo.

Ahora bien, si por un lado se exigen requisitos, también quien instala la celebración de la subasta podría realizar mediciones previas de recursos y suministrárselas a los potenciales licitadores, con el ánimo de llegar a una aproximación para identificar las zonas más prometedoras y tener una primera evaluación del recurso, como hizo Uruguay entregando mapas parciales indicativos eólicos, de esta manera se hizo más eficiente la medida en el emplazamiento, lo que también acortó el periodo necesario para el cierre de la financiación de los proyectos, ya que los bancos exigían series de varios años certificados.

Tan importante como los requisitos solicitados lo es el uso de dos garantías financieras para el correcto funcionamiento de la subasta: la primera es la de seriedad de la oferta que deben presentar los licitadores con el fin de que todos los adjudicados oficialicen los contratos; y la segunda es la de fiel cumplimiento que debe entregarse al momento de la firma del PPA buscando que efectivamente se ejecute la construcción y dentro de los plazos establecidos. Respecto a ésta última, es interesante adoptar el manejo que le dio Uruguay en cuanto a liberar el 80% a los 6 meses de la entrada en operación de la central, el 20% restante sería liberado luego de finalizado el plazo, y con una certificación de la entidad responsable de medio ambiente, por el cumplimiento del desmantelamiento y abandono del parque restituyendo las características originales del sitio, asegurándose así que se minimice el impacto ambiental a lo largo de toda la vida del proyecto. Esta herramienta reduce la competencia pero aumenta la eficacia.

Del mismo modo, deben imponerse sanciones por retrasos durante la construcción y en la puesta en marcha, tales como: la ejecución de las garantías financieras, multas económicas o posibilidad de terminar el contrato; sea cual sea la que se establezca, tiene que estar muy clara para que el oferente pueda considerar ese riesgo; este instrumento también funciona en el aumento de la seriedad de las ofertas.

3.7.5. CONSIDERAR LA POSIBILIDAD DE HACER AJUSTES AL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO SPOT, PARA DISMINUIR LAS DESVENTAJAS QUE ACTUALMENTE PRESENTAN LAS ERNC FRENTE A LAS CONVENCIONALES, como alternativa a la barrera “DINÁMICA ACTUAL DEL DESPACHO EN EL MERCADO SPOT”

El mercado colombiano de corto plazo en la actualidad sigue basado en reglas creadas para la oferta de las plantas convencionales (termoeléctricas e hidráulicas), por lo cual no considera las particularidades de las FNCER para incentivar su participación; existen principalmente dos premisas que afectan directamente este nuevo mercado, que son las causales del redespacho y la penalización por desviación en el despacho en comparación al pronóstico declarado el día anterior.

Por esta razón esta recomendación permite que las plantas con generación variable, puedan invocar como causal de redespacho el cambio de disponibilidad por variaciones en los recursos con los cuales se genera, lo que conlleva al otro punto, que sería la eliminación de las penalizaciones por desviaciones debidas a este motivo, así como sucede en el mercado uruguayo que carece de multas por no generación, no hay energía comprometida mínima por ser renovable no convencional; un esquema basado en estas premisas sí favorece la integración de ese tipo de recursos, eliminando la desventaja que tienen con las convencionales en el sistema colombiano.

Ahora bien, así como se otorga flexibilidad a la participación de las FNC en el mercado de energía, al mismo tiempo con el ánimo de seguir garantizando la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema, pueden darse incentivos para que los generadores realicen buenos pronósticos en el proceso de despacho, buscando con esto obtener una desviación con respecto a la generación real lo menor posible.

En conclusión, a partir de estas medidas los agentes generadores van a tener procedimientos más adecuados para participar en el mercado de corto plazo (bolsa de energía), lo que sumado a las posibilidades de participar en los mercados de contratos y cargo por confiabilidad, les dará todas las oportunidades para definir el portafolio de alternativas para transar la energía y viabilizar las plantas con FNC.

3.7.6. CONSULTAS PREVIAS, como alternativa a la barrera “TENENCIA DE TIERRAS”

La situación que se presenta con la población que habita en las zonas en las cuales se van a construir los parques eólicos de La Guajira, no puede ser evadida, se debe apuntar a darle el manejo correspondiente de tal manera que se pueda interactuar encontrando el beneficio para las dos partes.

Dentro del Estudio de Impacto Ambiental está incluido el requisito de la consulta previa, derecho fundamental que tienen los pueblos indígenas cuando se van a realizar obras dentro de sus territorios, buscando proteger su integridad cultural, social y económica y garantizar el derecho a la participación; así que este proceso debe ser iniciado meses antes de la ejecución, empezando con una socialización del proyecto donde se indiquen los beneficios que va a traer asociados, y en reuniones sucesivas deben realizarse talleres de análisis e identificación de impactos, formulación de medidas en conjunto con las comunidades, pre-acuerdos, sistematización y seguimiento al cumplimiento de acuerdos.

Adicional a esto, es conveniente invitar a los habitantes de la zona a participar en las vacantes de empleo que surgen alrededor del proyecto, así como en el suministro de los diferentes servicios que puedan prestar, de manera que se genere una estrategia colaborativa y sea posible avanzar con la ejecución y en los tiempos planeados.

3.7.7. EVALUAR LA POSIBILIDAD DE NO EXIGIR PARIDAD HORARIA A LOS CONTRATOS DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA, como alternativa a la barrera “PARIDAD HORARIA EN EL MERCADO DE CONTRATOS”

En Argentina durante los últimos años se han venido implementando mecanismos para la integración de las ERNC a la matriz eléctrica nacional, como se evidencia con la expedición de la

ley 27191, la cual prevé que se incremente la participación de las fuentes renovables no convencionales de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un 8% de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2.017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un 20% al 31 de diciembre del año 2.025 y establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República deben contribuir con el cumplimiento de estos objetivos de cobertura.

En concordancia con esta ley, se aprobó el MATER, el cual consiste en celebración de contratos entre privados, más específicamente un GUH con un generador renovable no convencional, unidos por el SADI, cruzándose a través de energía generada y consumida.

Para contar con acceso al MATER es necesario superar 300 kW de demanda media (energía consumida en el año dividida el número de horas del año), de no cumplir con este requerimiento, la única opción es adquirir la energía exigida a través de compras conjuntas a CAMMESA, quien a su vez adquiere la energía renovable no convencional de los ganadores de las subastas RenovAr. Los GUH no están obligados a entrar al MATER, pueden elegir también quedarse en las compras conjuntas de CAMESSA.

Cabe anotar que, en las dos opciones mencionadas la energía adquirida por los usuarios se mide de forma anual, no exigiéndole producción horaria a los contratos, lo cual es un beneficio para los generadores renovables no convencionales dada la variabilidad de su recurso primario.

En Colombia actualmente están empezando a desarrollarse las ERNC, valdría la pena evaluar la posibilidad de adaptar ese modelo de paridad anual usado en Argentina ya que es más adecuado que la paridad horaria vigente en el sistema eléctrico colombiano, dadas las particularidades de la disponibilidad del recurso.

3.7.8. MERCADO ANÓNIMO ESTANDARIZADO (MAE)

Esta alternativa describe un mecanismo presentado por la empresa Derivex⁵³ a la CREG para su habilitación, compuesto por un sistema de negociación de contratos de futuros de energía eléctrica, donde las transacciones se realizan en una bolsa como tal. Desde la negociación hasta la liquidación de operaciones es totalmente anónimo, lo que permite que independientemente de su estructura vertical o el poder que pueda ejercer un determinado agente del sector eléctrico, todos participen en igualdad de condiciones. A su vez, cuenta con la intervención de la Cámara de Riesgo Central de

⁵³ Derivex: administrador del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas combustible y/u otros commodities energéticos.

Contraparte⁵⁴, lo que asegura el cumplimiento de los contratos, además de ser vigilado por la Superintendencia Financiera de Colombia⁵⁵.

Consiste en un mercado de derivados estandarizados, centralizado y continuo, donde se pueden hacer operaciones todos los días hábiles del año, y fijar plazos anuales y mensuales, funciona similar a un mercado de derivados de divisas, donde en vez de cubrirse de la volatilidad del precio del dólar, aquí se cubre de la volatilidad del precio de la energía eléctrica.

El MAE permitirá a las distribuidoras trasladar los precios resultantes de contratos de ERNC con generadores privados a las tarifas de los usuarios regulados. Actualmente la plataforma de compra y venta de energía ya está en funcionamiento, desde la cual han realizado operaciones generadores, comercializadores y grandes industrias, dentro del mercado no regulado.

El producto a ofertar será del tipo “pague lo contratado” y es de corte financiero.

Este mercado permite la inclusión de diversos agentes para fomentar la competencia, lo que se traduce en un beneficio general, porque las distribuidoras de energía eléctrica podrían conseguir precios más baratos para sus clientes regulados, lo que hace más rentable el negocio de comercialización de energía eléctrica y al mismo tiempo, trasladar un precio justo y eficiente al usuario final.

La propuesta de Derivex le va a permitir a los agentes contar con una nueva alternativa de contratación.

3.7.9. MERCADO DE CONTRATOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MCE)

El MCE es un modelo presentado por la Bolsa Mercantil de Colombia⁵⁶ a la CREG para su evaluación, el cual contará con un esquema de contrato plano de 24 horas y otro que será similar al de los tres bloques horarios intradiarios que presentó el Ministerio de Minas y Energía en la subasta de largo plazo de renovables no convencionales.

El diseño de este mercado consiste en un mecanismo de subastas recurrentes de contratos de suministro de energía eléctrica tipo “pague lo contratado”, en dos modalidades diferentes: la primera tendrá una periodicidad semanal con plazos de 1, 3 y 5 años, en una semana el producto es plano las 24 horas y la semana siguiente el producto es solar y no solar (se diferenciará por tecnologías); y la segunda con menor periodicidad, tres o cuatro veces al año, con plazos de 10, 15 y 20 años.

⁵⁴ Cámara de Riesgo Central de Contraparte: entidad creada para organizar y administrar los riesgos existentes en el mercado de derivados, así como para promover y desarrollar nuevos productos estandarizados con los sistemas de negociación. Se encarga de la prestación de servicios de compensación y liquidación en el mercado de derivados local, garantizando el pago de las obligaciones y derechos que allí se generan a través de exigencias de garantías a los participantes.

⁵⁵ Superintendencia Financiera de Colombia: entidad gubernamental encargada de supervisar los sistemas financiero y bursátil, y de propender por la solvencia, disciplina y supervisión del Sistema Financiero de Colombia.

⁵⁶ Bolsa Mercantil de Colombia: es un escenario de negociación de productos agropecuarios, industriales, minero-energéticos y otros commodities, en el que los clientes de las Sociedades Comisionistas miembros de la Bolsa pueden comprar o vender productos, obtener financiación o hacer inversiones a través de una firma comisionista.

También se desarrollará un mercado de proyectos de hasta 1 MW que serán para cubrir la demanda clásica de contratos a corto plazo.

Funciona bajo la negociación centralizada de contratos con una minuta estándar, con garantías de participación, pago y cumplimiento definidas en el mismo, vigilado por la Superintendencia Financiera de Colombia y con los más altos estándares de seguridad de la información, ejecución de las subastas, compensación⁵⁷ y liquidación de las operaciones.

Busca organizar los contratos a medida (negociados directamente entre las partes), con un mecanismo que dé a todos los participantes, al regulador, a las entidades de vigilancia y control, certeza de la transparencia en la negociación, eficiencia en la formación de precios, un esquema de garantías para los participantes que minimice el riesgo de contraparte⁵⁸, y que así mismo viabilice el traslado a la tarifa de los usuarios.

Al tratarse de un mecanismo de largo plazo, los desarrolladores podrán garantizar contratos que viabilicen su cierre financiero, y los nuevos agentes contarán con un referente de precios y cantidades. Encima, todos los interesados tendrán acceso a la programación con suficiente antelación, dado que la Bolsa Mercantil al final de cada año va a publicar un cronograma, de manera tal que se pueda saber qué días se van a subastar qué tipos de productos.

⁵⁷ Compensación: todas las actividades desde el momento en que se contrata una transacción hasta que se liquida. Este proceso convierte la promesa de pago en el movimiento real de dinero de una cuenta a otra.

⁵⁸ Riesgo de contraparte: riesgo de incumplimiento de una de las partes en una transacción particular. Es decir, el riesgo que se asume a que no se entregue el valor o título correspondiente a la transacción en la fecha de vencimiento.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Mientras que en el mundo y para no ir tan lejos en América Latina, gran cantidad de países han venido introduciendo las ERNC en su matriz energética desde hace varios años, bien sea por disminuir emisiones de GEI para apoyar la lucha contra el calentamiento global, o por falta de recursos fósiles propios, Colombia hasta hace 4 años empezó realmente con ese proceso, dado que por un lado, tiene una de las matrices más limpias del mundo al generar un 69% a partir de hidroelectricidad y por otro, posee carbón, petróleo y gas como recursos de generación. Sin embargo, esa alta dependencia del recurso hídrico implica vulnerabilidad en el suministro de electricidad teniendo en cuenta la ocurrencia del fenómeno del Niño, por lo cual, al momento de evidenciarse una disminución representativa en los costos de las tecnologías renovables no convencionales, con el fin de robustecer el parque generador, empezaron a ser utilizadas en nuestro país principalmente la eólica y solar, que además está demostrada su complementariedad con la energía hidráulica.

En ese camino recorrido han aparecido algunas barreras que dificultan el desarrollo de las ERNC tales como: el funcionamiento del mercado basado en tecnologías convencionales, la falta de contratación a largo plazo, la inexistencia de redes de transmisión en zonas con el mejor recurso eólico, la dificultad en la obtención de puntos de conexión a la red, la falta de integración de las renovables no convencionales con la hidroeléctrica, la falta de condiciones logísticas, entre otras. Ante este escenario, en el presente trabajo se formulan algunas recomendaciones a las barreras principales, con el fin de apoyar el aumento en el porcentaje de generación renovable no convencional en el país.

Para cada uno de los segmentos del mercado eléctrico, se hacen una serie de sugerencias basadas tanto en los mecanismos que se encuentran vigentes y en evaluación en Colombia, como en los utilizados actualmente en los países estudiados:

Mercado Spot

Debe considerar la posibilidad de hacer ajustes a su funcionamiento para disminuir las desventajas que actualmente presentan las energías renovables no convencionales, sin dejar de lado la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema, para lo cual puede aprobar un mercado intradiario en el que se entreguen pronósticos de la oferta cada 6 horas, pero que a partir de ellos, los generadores renovables no convencionales no sean penalizados por desviarse en el pronóstico cuando el motivo sea variaciones en los recursos.

Mercado regulado

- Los contratos deben pasar de manejar plazos entre 3 y 5 años, a mínimo 15 para que sean factibles las renovables no convencionales, esto puede solucionarse con la celebración de más subastas como las realizadas en el 2.019, o con la implementación del mecanismo de subastas propuesto por la Bolsa Mercantil.
- Se recomienda también el mecanismo propuesto por Derivex, con el cual la distribuidora puede cubrirse de la volatilidad del precio de la electricidad y así trasladar un precio eficiente al usuario final.
- El tipo de contrato “pague lo contratado” manejado actualmente es desfavorable en las tecnologías caracterizadas por depender de la variabilidad de su recurso, por lo que se propone una opción para modificarlo: que pase de tener paridad horaria lo cual las deja expuestas a pérdidas económicas para lograr el cumplimiento de las cantidades comprometidas, a tener paridad anual, así tienen más posibilidades de compensar y cumplir.

- El procedimiento ante la UPME para obtener concepto positivo de conexión al sistema, debe reestructurarse para que sean otorgados los puntos de conexión a los proyectos que realmente están en proceso de desarrollo y volverse más simple para disminuir los tiempos de espera en su obtención.

Mercado no regulado

Con todo y que acostumbra los mismos plazos del mercado regulado, se están empezando a implementar PPA's de renovables no convencionales con condiciones adecuadas, práctica que debe tomar aún más fuerza.

Autogeneración a pequeña y gran escala y generación distribuida

- Es importante apoyar este nicho, ya que al caracterizarse por su ubicación junto a la demanda, evita pérdidas y costos en transmisión y distribución.
- Debe verificarse la regulación hacia los operadores de red para que faciliten este tipo de conexiones y dejen de ser una limitante como hasta el momento.

En pocas palabras entre más opciones haya de contratación, mejor, de esta manera las empresas pueden tener un portafolio diversificado, manejar su riesgo de manera más adecuada, tanto generadores como comercializadores y por lo tanto eso va a optimizar la eficiencia y los precios al final.

Ahora bien, hay algunas condiciones que deben ser revisadas por el gobierno nacional porque requieren de su atención y mejoramiento para aumentar el despliegue de las ERNC, tales como:

- La integración de las tecnologías solar y eólica con la energía hidroeléctrica aprovechando su complementariedad, de esta manera se podrían desarrollar a gran escala, asegurando la confiabilidad del sistema.
- La construcción de redes de transmisión en las zonas con el mejor recurso eólico, con el fin de viabilizar la ejecución de proyectos referentes a esta tecnología y su conexión al SIN.
- El mejoramiento de condiciones logísticas de la energía eólica, como adecuación de puertos y vías para el ingreso de componentes al país y a la zona del proyecto.

Finalmente Colombia ya entró en la tendencia de la transición hacia las ERNC, con el fin de lograr seguridad energética y de esa manera garantizar a los ciudadanos disponibilidad de fuentes de energía a un precio razonable, al mismo tiempo que hace un aporte al medio ambiente en el compromiso mundial de limitar el aumento del calentamiento global; está en el gobierno nacional, en los agentes del mercado y en los consumidores, seguirle apostando al uso de estas tecnologías que son el presente y el futuro de la energía.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- García, Helena; Corredor, Alejandra; Calderón, Laura y Gómez, Miguel. *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*, https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/331/Repor_Octubre_2013_Garcia_et_al.pdf?sequence=3&isAllowed=y, 2.013.
- Codensa, Emgesa e Isagen. *Regulación sector eléctrico*, <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>, 2.013.
- Bueno López, Maximiliano; Rodríguez Sarmiento, Luis Carlos y Rodríguez Sánchez, Patricia Jissette. *Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano*, Bogotá, <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/viewArticle/7282/9032>, 2.016.
- Revista Semana. *La revolución de la energía verde*, <https://www.semana.com/economia/articulo/colombia-y-el-auge-de-las-energias-renovables/522730>, 2.017.
- Universidad Autónoma de Occidente. *Inició segunda fase del sistema solar fotovoltaico*, Bogotá, <https://www.uao.edu.co/noticias/inicio-segunda-fase-del-sistema-solar-fotovoltaico>, 2.017.
- Bellini Emiliano. *Colombia tiene un potencial solar de 42 gigavatios*, <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/06/30/colombia-tiene-un-potencial-solar-de-42-gigavatios/>, 2.017.
- Inocua. *Cálculo de la densidad del aire*, <http://inocua.es/calculo-la-densidad-del-aire/>, 2.017.
- Leiva Mora, Carlos Miguel. *Confiabilidad y energías renovables – Suficiencia y Seguridad*, Chile, http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/reliabi/Confiabilidad_y_Energias_Renovables/Introduccion.html, 2.017.
- Revista Dinero. *¿Tendrá éxito Celsia con la implementación de energía solar?*, <https://www.dinero.com/empresas/articulo/proyectos-de-generacion-solar-de-energia-en-colombia-por-celsia/260402>, 2.018.
- Construcción Pan-americana. *AES Gener construirá el parque solar más grande de Colombia*, <https://www.construccion-pa.com/noticias/aes-gener-construira-el-parque-solar-mas-grande-de-colombia/>, 2.018.
- Álvarez, Astrid. *La Guajira, una gran fuente de energía eólica*, <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/la-nueva-era-de-las-renovables/articulo/la-guajira-una-gran-fuente-de-energia-eolica/564841>, 2.018.
- Generadoras de Chile. *Las ventajas de las renovables*, <http://generadoras.cl/prensa/las-ventajas-de-las-renovables>, 2.018.

- Empresas Públicas de Medellín. *Parque Eólico Jepírachi*, Medellín, <https://www.epm.com.co/site/home/nuestra-empresa/nuestras-plantas/energia/parque-eolico>, 2.019.
- Montes, Sebastián. *Terpel le apunta a reducir la generación de CO₂ mediante el uso de paneles solares*, Bogotá, <https://www.larepublica.co/empresas/terpel-le-apunta-a-reducir-la-generacion-de-co2-mediante-el-uso-de-paneles-solares-2878826>, 2.019.
- Solar Green. *Proyectos Solar Green*, Medellín, <http://www.solargreen.com.co/proyectos.html>, 2.019.
- Revista Portafolio. *Países revisan inclusión de energías renovables*, <https://www.portafolio.co/economia/paises-revisan-inclusion-de-energias-renovables-534187>, 2.019.
- Bohórquez Guevara, Kevin Steven. *Ecopetrol inaugurará su primer parque solar la próxima semana*, Bogotá, <https://www.larepublica.co/economia/ecopetrol-inaugurara-su-primer-parque-solar-la-proxima-semana-2918754>, 2.019.
- González Bell, José. *Meta de capacidad instalada de fuentes renovables no convencionales es de 1.500 MW a 2.022*, Bogotá <https://www.larepublica.co/especiales/minas-y-energia-marzo-mw-a-019/meta-de-capacidad-instalada-de-fuentes-renovables-no-convencionales-es-de-1500-m-a-2022-2841810>, 2.019.
- Roca, José A. *La capacidad renovable de Colombia alcanzará los 5,9 GW en 2.030*, <https://elperiodicodelaenergia.com/la-capacidad-renovable-de-colombia-alcanzara-los-59-gw-en-2030/>, 2.019.
- Periódico El Espectador. *Nuestro planeta nuestro futuro, nuevo libro de Manuel Rodríguez Becerra*, Bogotá, <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/nuestro-planeta-nuestro-futuro-nuevo-libro-de-manuel-rodriguez-becerra-articulo-877129>, 2019.
- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – Acolgen. *La energía que impulsa a Colombia*, Bogotá, <https://www.acolgen.org.co/>, 2.019.
- Sánchez Molina, Pilar. *Colombia quiere sumar 1.400 MW renovables para 2.023*, <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/08/09/colombia-quiere-sumar-1-400-mw-renovables-para-2023/>, 2.019.
- Planas Marti, Maria Alexandra y Cárdenas, Juan Carlos. *La matriz energética de Colombia se renueva*, <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>, 2.019.
- Arango, María Clara. *Panorama energético de Colombia*, <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/especiales/especial-energia-2019/panomara-energetico-colombia>, 2.019.
- Córdoba Cárdenas, Camila; Flores Alzate, Daniel y Arango Uribe, Daniel. *Colombia ¿cerca de la ola renovable?*, <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/especiales/especial-energia-2019/colombia-cerca-de-la-ola-renovable/>, 2.019.

- [inteligente/actualidad-economica-sectorial/especiales/especial-energia-2019/colombia-ola-renovable](#), 2.019.
- Revista Semana. *La revolución renovable que hay en Colombia*, <https://www.semana.com/nacion/articulo/fuentes-limpias-de-generacion-electrica-en-colombia-en-que-va-la-revolucion-renovable/637703>, 2.019.
 - Arrials Enrique. *Ventajas y desventajas de la energía eólica*, España, <https://www.ecologiaverde.com/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-eolica-1085.html>, 2.019.
 - *La capacidad mundial de energías renovables alcanzó 2.351 GW a fines del año pasado*, <https://www.evwind.com/2019/04/02/la-capacidad-mundial-de-energias-renovables-alcanzo-2-351-gw-a-fines-del-ano-pasado/>, 2.019.
 - Celsia. *Documento de trabajo sobre las subastas de energía*, https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/Documento_de_trabajo_sobre_Subasta_de_energia_2019.pdf, 2.019.
 - Portafolio. *Estas son las ciudades más pobladas del país, según el censo del DANE*, <https://www.portafolio.co/economia/estas-son-las-ciudades-mas-pobladas-del-pais-segun-el-censo-del-dane-534662>, 2.019.
 - Fenés, Gastón. *Asociación internacional plantea combinar hidroeléctricas con eólica y solar para alcanzar 100% de energías renovables*, <https://www.energiaestrategica.com/asociacion-internacional-plantea-combinar-hidroelectricas-con-eolica-y-solar-para-alcanzar-100-de-energias-renovables/>, 2.019.
 - Bellini, Emiliano. *Combinación de la hidroeléctrica de bombeo con energías renovables y otras tecnologías de almacenamiento*, <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/12/06/combinacion-de-la-hidroelectrica-de-bombeo-con-energias-renovables-y-otras-tecnologias-de-almacenamiento/>, 2.019.
 - Energía Estratégica. *El Gobierno de Colombia diseña nuevos modelos para estimular contratos bilaterales de energías renovables*, <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-colombia-disena-nuevos-modelos-para-estimular-con-contratos-bilaterales-de-energias-renovables/>, 2.019.
 - Revista Energía.pe. *Colombia diseña nuevos modelos para estimular contratos bilaterales de energías renovables*, <https://revistaenergia.pe/colombia-disena-nuevos-modelos-para-estimular-contratos-bilaterales-de-energias-renovables/>, 2.019.
 - Gubinelli, Guido. *En detalle, cómo es el plan que propone regular la CREG para que puedan celebrarse contratos de energías renovables en Colombia*, <https://www.energiaestrategica.com/en-detalle-como-es-el-plan-que-propone-regular-la-creg-para-que-puedan-celebrarse-contratos-de-energias-renovables-en-colombia/>, 2.019.
 - Global Wind Energy Council. *Uruguay revela su secreto: cómo alcanzar una matriz eólica que todos los años supera el 30% de abastecimiento energético total*, <https://www.energiaestrategica.com/uruguay-revela-su-secreto-como-alcanzar-una->

- [matriz-eolica-que-todos-los-anos-supera-el-30-de-abastecimiento-energetico-total/](#), 2.020.
- Davivienda corredores. *Recuperación verde y transición hacia la sostenibilidad*, <https://www.youtube.com/watch?v=fsU220QSsAc&feature=youtu.be>, 2.020.
 - El Heraldo. *UPME, única autoridad que certificará proyectos de energía no convencionales*, <https://www.elheraldo.co/economia/upme-unica-autoridad-que-certificara-proyectos-de-energia-no-convencionales-733654>, 2.020.
 - Portafolio. *Construcción de segundo megaparque solar en Meta ya tiene responsable*, <https://www.portafolio.co/economia/construccion-de-segundo-megaparque-solar-en-meta-ya-tiene-responsable-543746>, 2.020.
 - Energía Estratégica. *Las recomendaciones de IRENA a Colombia: nueva subasta de renovables y reforzar el sistema eléctrico*, <https://www.energiaestrategica.com/las-recomendaciones-de-irena-a-colombia-nueva-subasta-de-renovables-y-reforzar-el-sistema-electrico/>, 2.020.
 - Energía Estratégica. *La encrucijada de Colombia para el avance de 1 GW eólico y la interconexión con La Guajira*, <https://www.energiaestrategica.com/la-encrucijada-de-colombia-para-el-avance-de-1-gw-eolico-y-la-interconexion-con-la-guajira/>, 2.020.
 - Energía Estratégica. *Mercado en expansión: estos son los proyectos fotovoltaicos que avanzan en Colombia*, <https://www.energiaestrategica.com/mercado-en-expansion-estos-son-los-proyectos-fotovoltaicos-que-avanzan-en-colombia/>, 2.020.
 - Energía Estratégica. *Es importante que los departamentos cuenten con recursos para avanzar en proyectos propios de renovables*, <https://www.energiaestrategica.com/es-importante-que-los-departamentos-cuenten-con-recursos-para-que-avancen-en-proyectos-propios-de-renovables/>, 2.020.
 - Energía Estratégica. *Más de 2.500 MW eólicos avanzan en Colombia y esperan por regulaciones del mercado entre privados*, <https://www.energiaestrategica.com/mas-de-2-500-mw-eolicos-avanzan-en-colombia-y-esperan-por-regulaciones-del-mercado-entre-privados/>, 2.020.
 - Gubinelli, Guido. *Derivex se prepara para firmar contratos entre usuarios y generadores renovables en Colombia*, <https://www.energiaestrategica.com/plataforma-derivex-se-prepara-para-firmar-contratos-entre-usuarios-y-generadores-renovables-en-colombia/>, 2.020.
 - Gubinelli, Guido. *El plan de la Bolsa Mercantil: en detalle, el mecanismo que permitirá en Colombia formalizar contratos bilaterales de renovables*, <https://www.energiaestrategica.com/el-plan-de-la-bolsa-mercantil-en-detalle-el-mecanismo-que-permitira-en-colombia-formalizar-contratos-bilaterales-de-renovables/>, 2.020.
 - Gubinelli, Guido. *Los pros y contras de la nueva ley de renovables que podría aprobarse la próxima semana en Colombia*, <https://www.energiaestrategica.com/los-pros-y-contras-de->

- [la-nueva-ley-de-renovables-que-podria-aprobarse-la-semana-que-viene-en-colombia/](#), 2.021.
- Diferenciador. *Energía solar: ventajas y desventajas*, <https://www.diferenciador.com/energia-solar-ventajas-y-desventajas/>, 2.021.
 - Diferenciador. *Ventajas y desventajas de la energía eólica*, <https://www.diferenciador.com/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-eolica/>, 2.021.
 - Pineda, José. *Energía undimotriz*, <https://encolombia.com/medio-ambiente/interes-a/energia-undimotriz/>, 2.021.
 - Pineda, José. *Energía mareomotriz*, <https://encolombia.com/medio-ambiente/interes-a/energia-mareomotriz/>, 2.021.
 - UPME. *Quiénes somos*, <https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Quienes-Somos.aspx>, 2.021.
 - Energética 2030. *¿Las renovables afectan la confiabilidad del sistema eléctrico?*, <https://www.youtube.com/watch?v=lf0b3o-vPQ4>, 2.021.
 - Gubinelli, Guido. *Lotero sobre la posibilidad de una nueva subasta: “El programa se ha creado con la decisión de masificar las renovables”*, <https://www.energiaestrategica.com/lotero-sobre-la-posibilidad-de-una-nueva-subasta-el-programa-se-ha-creado-con-la-decision-de-masificar-las-renovables/>, 2.021.
 - Celsia. *Celsia Solar Yumbo, Medellín*, https://www.celsia.com/es/granjas-solares#collapse1_1.
 - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). *Atlas de viento de Colombia*, <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>.
 - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*, <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
 - *Ventajas de la energía eólica*, <https://twenergy.com/energia/energia-eolica/ventajas-de-la-energia-eolica/>.
 - Asociación Colombiana de Ingenieros. *Energías renovables en Colombia, una mirada crítica desde la inversión*, <http://aciemnacional.org/home/index.php/prensa/422-energias-renovables-en-colombia-una-mirada-critica-desde-la-inversion>.
 - Muñoz Navarro, Miguel Angel. *Manual de vuelo*, https://www.manualvuelo.es/1pbav/11_atmos.html.
 - Textos científicos.com. *Energía eólica: densidad del aire y área del rotor*, <https://www.textoscientificos.com/energia/eolica/densidad-del-aire-y-area-del-rotor>.
 - XM S.A. E.S.P. *Despacho*, Colombia, <https://www.xm.com.co/Paginas/Generacion/despacho.aspx>.

- Consejo Nacional de Operación. *Quiénes somos*, <https://www.cno.org.co/content/quienes-somos>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Quiénes somos*, <https://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos>.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. *Quiénes somos*, <https://www.superservicios.gov.co/nuestra-entidad/quienes-somos>.
- Superintendencia de Industria y Comercio. *Quiénes somos*, <https://www.sic.gov.co/nuestra-entidad>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Sistema electrónico de contratos normalizados bilaterales – SEC*, 2.004, P. 12 y 13.
- Jaramillo, Pablo. *Las servidumbres de la globalización: viento, créditos de carbono y regímenes de propiedad en La Guajira, Colombia*, Buenos Aires, 2.013, p. 100.
- Vanegas Chamorro, Marley; Villicaña Ortiz, Eunice y Arrieta Viana, Luis. *Cuantificación y caracterización de la radiación solar en el departamento de La Guajira – Colombia mediante el cálculo de transmisibilidad atmosférica*, Barranquilla, 2.015, Vol. 13, p. 1 – 3 y 8.
- UPME. *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Bogotá, 2.015, p. 31, 32, 34, 38, 58, 63 y 94.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). *Informe del estado del ambiente y de los recursos naturales renovables*, 2.016, p. 29 y 30.
- UPME, *Registro de Proyectos de Generación*, Colombia, 2.016, p. 1.
- Ruiz Murcia, José Franklyn; Serna Cuenca, Julieta y Zapata Lesmes, Henry Josué. *Atlas de viento de Colombia*, Bogotá, Instituto de Hidrología, Meteorología Y Estudios Ambientales (IDEAM) y Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2.017, p. 123 y 124.
- Martínez, Kelly. *Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana*, Colombia, SER Colombia, 2.017, p. 18-21, 26, 28, 34 y 37.
- Cuadros Tejada, Harold David. *Estimación de las emisiones difusoras de Gases Efecto Invernadero en centrales hidroeléctricas colombianas: dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄)*, Palmira, 2.017, p. 18, 20 y 23.
- Rodríguez, Felipe. *Los sistemas jurídicos – El sistema jurídico argentino*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 35 – 37.
- Eliashev, Nicolás. *Derecho de la energía eléctrica - Jurisdicción federal y provincial*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 10.
- González, Santiago A. *Energías renovables – Políticas de promoción*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 3, 8, 10, 11, 14 – 16.

- González, Santiago A. *Energías renovables – Políticas de promoción (continuación)*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 4 – 10.
- Bragulat, Julio. *Inserción y operación de energías renovables en el SADI*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 19 y 20.
- Bragulat, Julio. *Situación del sistema eléctrico argentino*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 48 - 56.
- Lerner, Eduardo. *Energías de recursos renovables*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 4 - 8.
- Zitzer, Alejandro Gabriel. *Energía solar*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.017, p. 70 - 75 y 77.
- Factor. *Subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable en América Latina y Caribe*, España, 2.017, p. 78 – 82, 83, 86, 87, 91, 106 - 109.
- Zitzer, Alejandro Gabriel. *Energía solar fotovoltaica*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.018, p. 15, 17, 66, 71 - 79.
- Beljansky, Alejandro. *Generación hidroeléctrica*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.018, p. 2 y 7.
- Barragán, Leonardo y Fernández, Daniel. *Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.018, p. 3 – 7, 9, 15, 18, 20 y 27.
- Muguerza, Daniel y Barrionuevo, Javier. *Energía hidráulica*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.018, p. 10 – 12 y 109.
- Romano, Silvia Daniela. *Condiciones para la producción y usos de combustibles alternativos*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.018, p. 6 y 7.
- CREG. *Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios*, 2.018, p. 7 y 8.
- XM. *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado*, 2.018, p. 13 y 16.
- Zitzer, Alejandro Gabriel. *Energía solar*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.019, p. 77 y 82.
- Barragán, Leonardo. *Introducción a la energía eólica*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.019, p. 89 - 92.
- Beljansky, Mariela. *Generación con biogás*, Buenos Aires, Presentación de clase CEARE, 2.019, p. 2, 3, 13, 55, 56, 59 y 60.
- CAMMESA. *Informe renovables marzo 2.019*, Buenos Aires, 2.019, p. 8, 9, 11, 15 y 16.
- Lucio, Alejandro e Izquierdo, Andrés. *Mercado eléctrico colombiano: conceptos fundamentales y comercialización*, Bogotá. Óptima Consultores, 2.019, p. 20.

- AES Colombia. *Proyecto Jemeiwaa Kai – Descripción del proyecto y principales desafíos*, 2.019, p. 2.
- Ministerio de Minas y Energía. *Taller sobre perspectivas sociales y ambientales en proyectos de Energías Renovables No Convencionales (La Guajira)*, 2.019, p. 2.
- Ministerio del Interior. *Consulta previa en Colombia*, 2.019, p. 9.
- AES Colombia. *Proyecto Jemeiwaa Kai – Descripción del proyecto y principales desafíos*, 2.019, p. 4.
- MPS Martifer Renewables Colombia. *Parque eólico Wakuaipa*, 2.019, p. 4.
- Grupo Energía Bogotá. *Proyecto colectora y su importancia para el desarrollo e interconexión de los proyectos de energía eléctrica de La Guajira*, 2.019, p. 8.
- González Posso, Camilo y Barney, Joanna. *El viento del este llega con revoluciones*, Bogotá, 2.019, p. 135 y 136.
- XM S.A. E.S.P. *Resultados generales subasta OEF 2.022 – 2.023*, Colombia, 2.019, p. 2y 5.
- CREG. *Reglas transitorias para la participación de FNCER en la operación diaria del mercado de energía mayorista*, Colombia, 2.019, p. 4, 6, 7, 8 y 11.
- Ser COLOMBIA. *Las subastas de largo plazo: herramienta fundamental para la penetración de energías renovables a gran escala*, Colombia, 2.019, p. 5 y 6.
- CAMMESA. *Informe renovables junio 2.020*, Buenos Aires, 2.020, p. 5, 8, 11, 12 y 27.
- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. *Propuesta de política energética*, Buenos Aires, 2.020, p. 11.
- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. *Bases para una reforma integral del sector energético argentino*, Buenos Aires, 2.020, p. 16, 17 y 41.
- Cámara Eólica Argentina. *Actualidad del sector eólico*, Buenos Aires, 2.020, p. 14.
- UPME. *Informe de Registro de Proyectos de Generación, corte a julio 31*, Colombia, 2.020, p. 28 y 30.
- XM. *Análisis de flexibilidad del SIN - Escenarios de operación 2.021 – 2.022 y 2.024 – 2.025*, 2.021, p. 10, 12, 13 y 36.
- SIEL. *Informe de registro de proyectos de generación, corte a enero*, Colombia 2.022.
- Ley N° 142 de 1.994. Diario Oficial N° 41.433, del 11 de julio de 1.994, Colombia.
- Ley N° 143 de 1.994. Diario Oficial N° 41.434, del 12 de julio de 1.994, Colombia.
- Ley N° 697 de 2.001, del 03 de octubre de 2.001, Colombia.

Barreras para el ingreso de las energías renovables no convencionales en Colombia

- Ley N° 788 de 2.002, del 27 de diciembre de 2.002, Colombia.
- Resolución N° 186 de 2.012. Diario Oficial N° 48.358, del 29 de febrero de 2.012, Colombia.
- Ley N° 1715 de 2.014. Diario Oficial N° 49.150, del 13 de mayo de 2.014, Colombia.
- Decreto N° 2469 de 2.014, del 02 de diciembre de 2.014, Colombia.
- Resolución 24 de 2.015, del 22 de abril de 2.015, Colombia.
- Resolución N° 281 de 2.015. Diario oficial N° 49.534, del 05 de junio de 2.015, Colombia.
- Resolución N° 179 de 2.015, del 27 de octubre de 2.015.
- Decreto N° 2143 de 2.015. Diario Oficial N° 49.686, del 04 de noviembre de 2.015, Colombia.
- Resolución N° 045 de 2.016, del 03 de febrero de 2.016, Colombia.
- Resolución N° 1283 de 2.016. Diario Oficial N° 49.976, del 25 de agosto de 2.016, Colombia.
- Decreto N° 348 de 2.017, del 01 de marzo de 2.017, Colombia.
- Decreto N° 570 de 2.018, del 23 de marzo de 2.018, Colombia.
- Resolución N° 4-0791, del 31 de julio de 2.018, Colombia.
- Resolución N° 4-0795, del 01 de agosto de 2.018, Colombia.
- Ley N° 1955 de 2.019, del 25 de mayo de 2.019, Colombia.
- Resolución N° 4-0590, del 09 de julio de 2.019, Colombia.
- Resolución N° 4-0591, del 09 de julio de 2.019, Colombia.
- Resolución N° 4-0678. Diario oficial N° 51.058, del 27 de agosto de 2.019, Colombia.
- Resolución N° 4-0725, del 18 de septiembre de 2.019, Colombia.
- Estatuto tributario, del 08 de octubre de 2.019 (última actualización), Colombia.
- Ley 25019, del 23 de septiembre de 1.998, Argentina.
- Ley 26190, del 06 de diciembre de 2.006, Argentina.
- Resolución 712, del 09 de octubre de 2.009, Argentina.
- Resolución 108, del 29 de marzo de 2.011, Argentina.
- Ley 27191, del 23 de septiembre de 2.015, Argentina.
- Decreto 531, del 30 de marzo de 2.016, Argentina.

- Resolución 71, del 17 de mayo de 2.016, Argentina.
- Resolución 281-E/2.017, del 18 de agosto de 2.017, Argentina.
- Ley 27424, del 30 de noviembre de 2.017, Argentina.
- Ley 16832, del 17 de junio de 1.997, Uruguay.
- Resolución 67/002, del 18 de febrero de 2.002, Uruguay.
- Política energética 2.005 – 2.030, Uruguay.
- Decreto 77/006, del 13 de marzo de 2.006, Uruguay.
- Decreto 354/009, del 03 de agosto de 2.009, Uruguay.
- Decreto 403/009, del 24 de agosto de 2.009, Uruguay.
- Decreto 567/009, del 09 de diciembre de 2.009, Uruguay.
- Decreto 173/010, del 01 de junio de 2.010, Uruguay.
- Decreto 159/011, del 06 de mayo de 2.011, Uruguay.
- Decreto 424/011, del 06 de diciembre de 2.011, Uruguay.
- Decreto 113/013, del 11 de abril de 2.013, Uruguay.
- Decreto 133/013, del 02 de mayo de 2.013, Uruguay.

ANEXO I: REGULACIÓN COLOMBIANA EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

1. LEY 142 DE 1.994 - SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS

La ley 142 de 1.994 fue la primera regulación que emitió Colombia tratando el tema de las ERNC, haciendo mención al régimen tributario de las entidades prestadoras de servicios públicos, donde hace referencia al artículo 211 del estatuto tributario, el cual exime del impuesto de renta y complementarios por un término de quince (15) años a partir de la vigencia de ésta ley, a las empresas que presten el servicio público de generación y comercialización de energía eléctrica con base en el aprovechamiento del recurso hídrico.

2. LEY 143 DE 1.994 – RÉGIMEN PARA LA GENERACIÓN, INTERCONEXIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL TERRITORIO NACIONAL

La presente ley designa al MME para definir los criterios en busca del aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía y promover el desarrollo de las mismas.

De igual manera, le asigna a la UPME las funciones de establecer la manera de satisfacer los requerimientos energéticos del país, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales y evaluar la conveniencia del desarrollo de fuentes no convencionales.

3. LEY 697 DE 2.001 – FOMENTA EL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y PROMUEVE LA UTILIZACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Esta ley se refiere a la promoción del uso de FNCE con prelación en las ZNI y designa al MME para formular los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos.

Ordena al Gobierno Nacional a incentivar y promover a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales.

4. LEY 788 DE 2.002 – NORMAS EN MATERIA TRIBUTARIA Y PENAL

En esta ley se modifica el artículo 207-2 del Estatuto Tributario, adicionando a las rentas exentas, las resultantes de venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas por un término de quince (15) años, si se obtienen y venden certificados de emisión de bióxido de carbono de acuerdo con los términos del protocolo de Kioto, y si al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados, son invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

5. RESOLUCIÓN MADS 186 DE 2.012 – METAS AMBIENTALES

Las metas ambientales plasmadas en la presente resolución proyectan a 2.020 una participación del 6,5% de FNCE en el SIN y del 30% en las ZNI.

Habla de la presentación de solicitudes ante el MADS de exclusiones o deducciones de impuestos, en caso de estar enmarcadas dentro de las siguientes líneas de acción: caracterización del potencial de energía solar y de energía geotérmica con el fin de promover el desarrollo de soluciones energéticas, implementación de programas de medición y registro de vientos en los sitios identificados con un potencial alto buscando estimar la energía aprovechable, caracterización de potenciales de energía de los mares con mayor detalle en las zonas previamente identificadas, caracterización de los potenciales de pequeñas caídas de agua que puedan producir menos de 10 MW y proyectos de generación y autogeneración de energía a partir de FNCE, incluyendo aquellos que se encuentren en zonas del SIN.

La evaluación y emisión de concepto sobre dichas solicitudes para acceder a los incentivos tributarios, estará a cargo de la UPME.

6. LEY 1715 DE 2.014 – REGULACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL

OBJETO

Esta ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las FNCE principalmente aquellas de carácter renovable, en todos los sectores y actividades del sistema energético nacional mediante su integración al mercado eléctrico y su participación en las ZNI, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible y la seguridad del abastecimiento energético, así como establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de reducción de emisiones de GEI; para lo cual establece las finalidades descritas a continuación:

- Delimitar el marco legal y los instrumentos para la promoción de las FNCE y el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, otorgando certidumbre y estabilidad a su desarrollo sostenible, suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para su aprovechamiento.
- Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados.
- Definir mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de FNCE.

COMPETENCIAS ADMINISTRATIVAS

Para el cumplimiento de los objetivos de la presente ley, el Gobierno Nacional distribuyó las competencias administrativas necesarias, entre el Ministerio de Minas y Energía (Min Minas), la CREG, la UPME, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Min Hacienda), el Ministerio de

Ambiente y Desarrollo Sostenible (Min Ambiente), la ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), de la siguiente manera:

- Ministerio de Minas y Energía: expedir los lineamientos de política energética y establecer los reglamentos técnicos en materia de generación con FNCE en las ZNI, entrega de excedentes de autogeneración en el SIN y conexión y operación de Generación Distribuida (GD); participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE y así propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas: establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida.
- Unidad de Planeación Minero Energética: definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que se consideran Energías No Convencionales (ENC).
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público: otorgar subvenciones y otras ayudas para el fomento de investigación y desarrollo de las FNCE a las universidades públicas y privadas, Organizaciones No Gubernamentales (ONG) y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo y participar junto con los otros 2 ministerios en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible: evaluar los beneficios ambientales con respecto a la promoción, fomento y uso de FNCE; incorporar en las políticas ambientales, los principios y criterios de las FNCE, la cogeneración, la autogeneración y la generación distribuida que conlleven beneficios ambientales, para impulsarlas a nivel nacional; establecer el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales, para el otorgamiento de los beneficios tributarios por el uso de FNCE, cogeneración, autogeneración y generación distribuida y apoyar al Min Minas para velar por un sector energético bajo en carbono, a partir del fomento y desarrollo de las FNCE.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales: establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, proyectos de FNCE, cogeneración, autogeneración y generación distribuida que conlleven beneficios para el medio ambiente, en procura de contribuir a garantizar una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental y de manera económicamente sostenible.
- Corporaciones Autónomas Regionales: apoyar el impulso de proyectos de generación de FNCE y cogeneración a partir de la misma generación distribuida, en su jurisdicción; establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos y permisos, autorizaciones o concesiones de su competencia relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, de FNCE, cogeneración, autogeneración y generación distribuida, que conlleven beneficios para el medio ambiente, en procura de contribuir a garantizar una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental y de manera económicamente sostenible.

DISPOSICIONES DEL GOBIERNO NACIONAL PARA LA GENERACIÓN CON FNCE

- Promover la autogeneración a pequeña escala, permitiendo el uso de medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y entregas a la red, así como procedimientos sencillos de conexión y entrega de excedentes.
- Implementar por medio del Ministerio de Minas y Energía, un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual diseñará un esquema de incentivos a los prestadores del servicio de energía eléctrica, los cuales deberán cumplir con evaluaciones costo-beneficio resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidos por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar de diésel.
- Crear el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía. Los recursos podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, organismos de carácter multilateral e internacional. Será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía y administrado por una fiduciaría seleccionada por él, para tal fin.

INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FNCE

- Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada. Para los efectos de la obtención del presente beneficio tributario, la inversión causante del mismo deberá obtener la certificación de beneficio ambiental por el MADS.
- Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FNC, así como para medición y evaluación de los potenciales recursos, estarán excluidos de IVA. Para tal efecto, el MADS certificará los equipos y servicios excluidos del gravamen, con base en una lista expedida por la UPME.
- Las personas naturales o jurídicas que sean titulares de inversiones en nuevos proyectos de FNCE, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable en caso de no ser producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos. Esta exención deberá ser solicitada a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por el MME.

- Las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos exclusivamente para este fin, gozarán de depreciación acelerada de activos.

DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR

- El MME, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (Min Vivienda) y el MADS, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.
- El MME reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo el reglamento técnico y de calidad a cumplir por las instalaciones que la utilicen, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.
- El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos⁵⁹ 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.
- El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCE.
- El MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía solar, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación.
- El MME considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite la autogeneración para dichas instalaciones.

DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA

El MME fomentará el aprovechamiento del recurso eólico en proyectos de generación en zonas aisladas o interconectadas.

⁵⁹ Estratos: la estratificación socioeconómica en Colombia se refiere a la clasificación de los inmuebles residenciales que deben recibir servicios públicos. Se realiza principalmente para cobrar de manera diferencial (por estratos) los servicios públicos domiciliarios permitiendo asignar subsidios y cobrar contribuciones. De esta manera, quienes tienen más capacidad económica pagan más por los servicios públicos y contribuyen para que los estratos bajos puedan pagar sus tarifas. Los estratos socioeconómicos en los que se pueden clasificar las viviendas y/o los predios son 6, denominados así: 1. Bajo-bajo, 2. Bajo, 3. Medio-bajo, 4. Medio, 5. Medio-alto y 6. Alto.

COOPERACIÓN INTERNACIONAL EN MATERIA DE FNCE

- Tendrán ámbito preferencial las encaminadas a desarrollos conjuntos entre países limítrofes de proyectos de FNCE, transferencia de tecnología, y cooperación en materia de investigación, desarrollo e innovación.
- El Gobierno fomentará la internacionalización de la actividad de las empresas colombianas del sector de las FNCE. En ese esfuerzo se enmarcará la elaboración de programas de acción específicos que prestarán especial atención a los aspectos relativos a la transferencia de tecnología y al acceso a las materias primas y medios de producción precisos para el desarrollo del sector nacional de FNCE.
- El Gobierno estimulará la cooperación internacional en el ámbito de FNCE, en especial en lo relativo a la participación de los sectores público y privado en diferentes mecanismos tanto del mercado regulado como del mercado voluntario del carbono, así como en la formulación e implementación de acciones de mitigación.

FOMENTO DE LA INVESTIGACIÓN EN EL ÁMBITO DE FNCE

Las administraciones públicas fomentarán actividades de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en el campo de las FNCE, las cuales deben orientarse a áreas clave para conseguir una alta penetración de tecnologías eficientes y limpias en el sistema energético nacional, particularmente en lo que respecta a su contribución a la seguridad del suministro y estabilidad del sistema en el mediano y largo plazo. Las medidas concretas podrán ser de carácter económico-financiero, fiscal o tributario.

7. DECRETO 2469 DE 2.014 – LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN

Para ser considerado autogenerador, la energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de usar activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o sistemas de distribución.

El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red, esa cantidad de energía sobrante puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio. Para poder ejecutar dichas transacciones, el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador.

Al expedir la regulación para la entrega de excedentes de los autogeneradores, la CREG tendrá en cuenta que estos tengan las mismas reglas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red. Esto incluye los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones

de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de cargo por confiabilidad⁶⁰.

Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un contrato de respaldo⁶¹ con el Operador de Red (OR)⁶² o transportador al cual se conecten. La CREG dará los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establecerá la técnica para calcular los valores máximos permitidos en las metodologías tarifarias para remunerar la actividad de distribución y transmisión.

8. RESOLUCIÓN 24 DE 2.015 – REGULACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA EN EL SIN

Disposiciones generales

- El autogenerador podrá utilizar los activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo.
- Los activos de generación que sean utilizados para atender un consumo propio, podrán entregar los excedentes únicamente en la frontera de generación⁶³ asociada al autogenerador, que deberá corresponder al punto de conexión donde demanda energía.

Condiciones de conexión y medida

El contrato de conexión entre el transmisor o distribuidor y el autogenerador a gran escala se acordará libremente entre las partes.

⁶⁰ Cargo por confiabilidad: es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. El generador al que se le asigna una Obligación de Energía Firme (OEF) recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral previamente establecido por la CREG y denominado precio de escasez. Este esquema permite a los generadores contar con un ingreso de dinero fijo, independientemente de su participación diaria en el mercado mayorista, asignado para periodos de hasta 20 años, reduciendo el riesgo de su inversión.

⁶¹ Contrato de respaldo: a través de este contrato se busca principalmente remunerar la inversión asociada con la infraestructura requerida para la conexión del autogenerador y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) a cargo del OR.

⁶² Operador de red (OR): es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL); los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos.

⁶³ Frontera de generación: son los puntos de medida que determinan la energía producida por una planta de generación.

Cuando un usuario que esté conectado a la red quiera convertirse en autogenerador a gran escala, solo lo podrá hacer si realiza el proceso de conexión como autogenerador y cumple las condiciones establecidas para este proceso.

Es requisito indispensable para acceder al mercado, que el autogenerador a gran escala instale un equipo de medición con capacidad para efectuar tele medida⁶⁴, de modo que permita determinar la energía demandada y entregada hora a hora, de acuerdo con los requisitos establecidos en el código de medida del código de redes y el reglamento de distribución.

Condiciones de respaldo y suministro de energía

El autogenerador estará obligado a suscribir un contrato de respaldo con el OR o transportador al cual se conecte. A su vez, el OR o el transportador deberán prestar dicho servicio a los autogeneradores cuyas plantas se encuentren ubicadas en su mercado, cuando estos lo requieran. Se entenderá que un autogenerador usa el servicio de respaldo cuando utiliza la red para consumo en cualquier hora. Los precios correspondientes al mismo, se definirán por mutuo acuerdo en el contrato celebrado entre el autogenerador y el OR o transportador.

Para el suministro de energía, los precios se acordarán libremente entre las partes.

El autogenerador deberá ser representado por un comercializador para consumir energía de la red y podrá celebrar contratos para asegurar el suministro de energía de su demanda.

En ningún caso podrá ser atendido como usuario regulado, la energía consumida por el autogenerador no podrá ser incluida como parte de la demanda regulada atendida por el comercializador respectivo.

Condiciones para los autogeneradores a gran escala que entregan excedentes

El autogenerador a gran escala que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el mercado mayorista, en cuyo caso las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación. Se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.

La potencia máxima declarada será el valor declarado al CND por el agente que representa al autogenerador, en el momento del registro de la frontera de generación del autogenerador y se expresará en MW, con una precisión de dos decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación del autogenerador, en todo caso, será igual o inferior a la potencia establecida en el contrato de conexión.

9. RESOLUCIÓN 281 DE 2.015 – SE DEFINE EL LÍMITE MÁXIMO DE POTENCIA DE LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA

El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

⁶⁴ Tele medida: medición remota de los consumos energéticos que tiene cualquier instalación, ya sea de gas o de electricidad con el fin de llevar acciones de gestión y ahorro de energía.

10. RESOLUCIÓN 179 DE 2.015 – SE TOMAN MEDIDAS PARA FLEXIBILIZAR LAS CONEXIONES DE PLANTAS MENORES, COGENERADORES Y AUTOGENERADORES AL SIN

Procedimiento de asignación de puntos para la conexión de cogeneradores, autogeneradores y plantas menores al STN, Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL): cuando no sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos por uso para la conexión de cogeneradores, autogeneradores y plantas menores se aplicará el siguiente procedimiento:

- Los interesados que deseen conectar sus plantas o unidades de generación deberán presentar un estudio con la solicitud al Transmisor Nacional o al OR, en adelante Transportador, de acuerdo con los requisitos del Código de Redes o del Código de Distribución, según el caso. El estudio deberá incluir el análisis sobre la factibilidad técnica del proyecto.
- El transportador deberá emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud con el respectivo estudio. Al finalizar este periodo, en caso de resultar viable la conexión, el transportador deberá ofrecer el punto de conexión, suscribir el respectivo contrato de conexión y enviar a la UPME copia del estudio de conexión.
- El transportador y el interesado firmarán a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del resultado de viabilidad técnica, el correspondiente contrato de conexión.
- En caso de reprobación de la solicitud, el transportador deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la aprobación, especificando el fundamento normativo que lo soporte. En caso que el informe de reprobación no contenga los elementos indicados, el solicitante deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Industria y Comercio y/o a la Superservicios para lo de su competencia.
- La capacidad de transporte asignada estará disponible y tendrá plenos efectos a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto de conexión.
- Durante el año siguiente al de entrada en operación de la conexión del generador, la UPME podrá revisar las características de la conexión realizada y podrá exigir el cumplimiento de requisitos y condiciones adicionales a las existentes para mantener operativa la conexión.
- Si el generador desiste de la ejecución de su proyecto de conexión al STN, STR o SDL o el proyecto de generación no entra en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión, con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, se liberará la capacidad de transporte.
- El no cumplimiento del plazo para firmar el contrato de conexión, por parte del agente que requiere la conexión, liberará al transportador de mantener la capacidad de transporte asignada y esta podrá ponerse a disposición de otro solicitante.

11. DECRETO 2143 DE 2.015 – 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 LA LEY 1715 DE 2014

DEDUCCIÓN ESPECIAL SOBRE EL IMPUESTO DE RENTA Y COMPLEMENTARIOS

Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, tendrán derecho a deducir hasta el cincuenta por ciento (50%) del valor de las inversiones en un periodo no mayor a cinco (5) años, contados a partir del año gravable siguiente a aquel en el que se efectúan las erogaciones. Para poder aplicar, los interesados deberán obtener previamente la certificación de beneficio ambiental que expide el MADS.

Procede igualmente cuando las nuevas erogaciones se efectúen a partir de contratos de leasing financiero con opción irrevocable de compra, en cuyo caso se aplicará el beneficio tributario a partir del año siguiente al que se suscriba el contrato, siempre y cuando el locatario ejerza la opción de compra al final del mismo.

EXCLUSIÓN DEL IVA

Estarán excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales e importados y la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos, de conformidad con la certificación emitida por la ANLA de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones.

La certificación de la ANLA en la que se incluirán las cantidades y subpartidas arancelarias, será suficiente prueba para soportar la declaración de importación ante la DIAN, así como para solicitar la exclusión de IVA en las adquisiciones nacionales. Para estos dos eventos, se deberá obtener previamente la certificación expedida por el MME, a través de la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.

EXENCIÓN DE GRAVAMEN ARANCELARIO

Las personas naturales y jurídicas titulares de inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE deberán obtener previamente la certificación expedida por el MME, a través de la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con este y destinados exclusivamente a las etapas de preinversión e inversión.

Una vez expedida también la certificación de la ANLA, el interesado deberá remitir a la Ventanilla Única de Comercio Exterior (VUCE), la solicitud de licencia previa, anexando la mencionada

documentación. Con el registro de certificación ante el VUCE se entiende cumplida la solicitud de exención a la DIAN.

El Registro de Productores de Bienes Nacionales será instrumento de consulta y soporte del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Min CIT) para evaluar y decidir sobre las solicitudes de licencia de importación. El Comité de Importaciones del Min CIT decidirá la aprobación de la solicitud de licencia previa para la exención arancelaria de importación.

RÉGIMEN DE DEPRECIACIÓN ACELERADA

Aquellos generadores que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles, exclusivamente para las etapas de preinversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir de FNCE, podrán aplicar el incentivo de depreciación fiscal acelerada.

Para la aplicación del beneficio, los obligados a presentar declaración de renta y complementarios deberán obtener previamente la certificación de beneficio ambiental que expide el MADS.

12. RESOLUCIÓN 045 DE 2.016 – PROCEDIMIENTOS Y REQUISITOS PARA EMITIR LA CERTIFICACIÓN Y AVALAR LOS PROYECTOS DE FNCE, 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 2.014

La presente resolución tiene por objeto establecer los procedimientos y requisitos para solicitar la certificación que avala la documentación, con el fin de iniciar el trámite de solicitud de la certificación del beneficio ambiental ante la autoridad ambiental competente, con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y/o la exención de gravamen arancelario, tratados en la ley 1715 de 2.014.

El beneficio de la exclusión del IVA aplica para la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, así como de los servicios adquiridos dentro o fuera del territorio nacional, que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos.

El beneficio de exención de gravamen arancelario aplica para personas naturales o jurídicas que adquieran equipos, elementos y maquinaria que se destinen a nuevas inversiones en proyectos a partir de FNCE.

La lista de bienes y servicios excluidos del IVA y exentos de gravamen arancelario será publicada en la página web de la UPME. Los interesados podrán solicitar su ampliación y/o actualización, presentando la descripción de la función que cumple y los catálogos que incluyan las especificaciones técnicas del elemento, equipo, maquinaria y/o servicio.

Procedimiento para solicitar la certificación para obtener el beneficio de exclusión de IVA y la exención de gravamen arancelario

Los interesados en solicitar la certificación que avala la documentación con el fin de iniciar el trámite de solicitud para obtener el certificado de beneficio ambiental ante la autoridad ambiental competente, con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y/o la exención de gravamen

arancelario tratados en la ley 1715 de 2.014 y el decreto 2143 de 2.015, deberán diligenciar y allegar a la UPME, para su consideración y evaluación, la siguiente información:

- Formato de presentación para solicitar la certificación para obtener el beneficio de exclusión del IVA y/o la exención de gravamen arancelario.
- Formato de especificaciones del elemento, equipo, maquinaria y/o servicios
- Descripción del proyecto objeto de la nueva inversión, y del que hacen parte los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir.
- Descripción de la función que cumple cada uno de los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir.
- Catálogos, planos descriptivos debidamente firmados y/o documentos que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios objeto de la solicitud, entre otros.

La solicitud podrá ser presentada por:

- Las personas naturales o jurídicas titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE.
- Conjuntamente por las personas naturales o jurídicas titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE y la persona natural o jurídica que realice la importación y/o efectúe la venta de elementos, equipos y/o maquinaria a través de un contrato de mandato⁶⁵.
- Conjuntamente por las personas naturales o jurídicas titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE y la persona natural o jurídica que realice la construcción, instalación, montaje y operación y/o preste los servicios para el titular de las nuevas inversiones a través de un contrato de mandato.

Radicada la solicitud con el lleno de los requisitos y evaluada la información presentada, la UPME podrá requerir en un término de quince (15) días calendario, por una sola vez, información adicional que considere necesaria.

El peticionario contará con un término de quince (15) días calendario para allegar la información requerida; término que podrá ser prorrogado por la UPME por un término igual, previa solicitud del interesado antes del vencimiento del plazo concedido.

En el evento que el solicitante no allegue la información en los términos establecidos en el inciso anterior, la UPME rechazará la solicitud, sin perjuicio de que el solicitante pueda presentar de nuevo la solicitud cumpliendo con los requisitos exigidos.

Si la solicitud cumple con los requisitos señalados, la UPME designará un comité evaluador para que realice el estudio de la solicitud, y decidirá teniendo en cuenta criterios técnicos que justifiquen la relación de los bienes y servicios con los proyectos de FNCE, además de estándares nacionales o internacionales de calidad, en un plazo de hasta quince (15) días calendario, contados a partir del día siguiente a la radicación de la solicitud que cumpla con el lleno de requisitos establecidos o del recibo de la información adicional solicitada. La decisión se comunicará mediante carta y/o correo

⁶⁵ Contrato de mandato: el mandato es un contrato en el cual una persona confía la gestión de uno o más negocios a otra, que se hace cargo de ellos por cuenta y riesgo de la primera. La persona que concede el encargo se llama comitente o mandante, y la que lo acepta apoderado, procurador, y en general, mandatario.

electrónico, exponiendo las razones de la aceptación o rechazo, y en caso de aceptación se acompañará de la certificación respectiva.

Las certificaciones expedidas por parte de la UPME tendrán una vigencia de dieciocho (18) meses, los cuales se contarán a partir de su fecha de expedición, las cuales podrán ser renovadas por una sola vez y por un término de dieciocho (18) meses, justificando la no utilización de los certificados durante su periodo de vigencia. Los interesados en solicitar la certificación deberán estar inscritos en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica de la UPME.

13. RESOLUCIÓN 1283 DE 2.016 – PROCEDIMIENTO Y REQUISITOS PARA LA EXPEDICIÓN DE LA CERTIFICACIÓN DE BENEFICIO AMBIENTAL PARA NUEVAS INVERSIONES EN PROYECTOS DE FNCER Y GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA, PARA OBTENER LOS BENEFICIOS TRIBUTARIOS DE QUE TRATAN LOS ARTÍCULOS 11, 12, 13 Y 14 DE LA LEY 1715 DE 2.014

La presente resolución tiene por objeto establecer el procedimiento y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de FNCER y gestión eficiente de la energía, con la cual se podrá acceder a los beneficios tributarios tratados en la ley 1715 de 2.014:

- Beneficio de deducción especial de renta y complementarios para los contribuyentes declarantes del impuesto, que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCER o gestión eficiente de la energía.
- Beneficio de exclusión del IVA para la compra de equipos, elementos y/o maquinaria, nacionales o importados o la adquisición de servicios dentro y fuera del territorio nacional, que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos.
- Beneficio de exención de gravamen arancelario.
- Beneficio de depreciación acelerada.

La solicitud de certificación de beneficios ambientales puede ser presentada por:

- Deducción especial de renta y complementarios: el contribuyente declarante de este impuesto que realice directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCER o gestión eficiente de la energía.
- Exclusión del IVA: la persona natural o jurídica que adquiere y destina para su uso los elementos, equipos y/o maquinaria o que adquiere los servicios necesarios para las nuevas inversiones y preinversiones en proyectos de FNCER o; conjuntamente la persona natural o jurídica que adquiere y destina para su uso los elementos, equipos y/o maquinaria necesarios para las nuevas inversiones y preinversiones en proyectos de FNCER y quien realice la importación, o; conjuntamente la persona natural o jurídica que adquiere y destina para su uso los elementos, equipos y/o maquinaria necesarios para las nuevas inversiones y preinversiones en proyectos de FNCER y la entidad bancaria que bajo la modalidad de leasing financiero con opción irrevocable de compra realice la inversión.

El solicitante debe radicar ante la ANLA, el formato único de solicitud de beneficios tributarios para FNCER y gestión eficiente de la energía, firmado por el representante legal o apoderado del solicitante y anexar entre otros, la siguiente información:

- Descripción del proyecto en el que se realizará la nueva inversión.
- Descripción detallada de la nueva inversión en proyectos de FNCER o gestión eficiente de la energía.
- Descripción y cuantificación detallada de los beneficios ambientales asociados al proyecto objeto de la nueva inversión.
- Catálogos, planos descriptivos debidamente firmados por el desarrollador del proyecto y/o documentos que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos y/o maquinaria objeto de la solicitud.
- Para las nuevas inversiones en los proyectos que se encuentren en las etapas de inversión (en sus fases de montaje e inicio de operación) o de operación, relacionar y aportar copia de las autorizaciones ambientales vigentes expedidas por la autoridad ambiental competente, para el desarrollo del proyecto al que se vincularán los elementos, equipos y/o maquinaria; para las nuevas inversiones en los proyectos que se encuentren en las etapas de inversión (en sus fases de montaje e inicio de operación) o de operación que no requieran de ninguna autorización ambiental, se debe anexar la comunicación expedida por la autoridad ambiental competente en la cual certifique este hecho; en los proyectos que se encuentren en las etapas de preinversión y de inversión (en sus fases de estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos), no se requiere presentar las autorizaciones ambientales.

Adicionalmente al cumplimiento de los requisitos generales contemplados anteriormente, para la obtención de beneficios ambientales para la deducción especial de renta y complementarios, el solicitante debe anexar ante la ANLA, el concepto emitido por la UPME en el que avale el proyecto de FNCER y los equipos, elementos y/o maquinaria, nacionales o importados, entre otros documentos.

De la misma manera, para la obtención de la certificación de beneficios ambientales para la exclusión del IVA, el solicitante debe anexar ante la ANLA, además de los requisitos generales, entre otros documentos, la certificación expedida por la UPME, en la que avale el proyecto de FNCER y los equipos, elementos y/o maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.

El procedimiento para obtener la certificación de los beneficios tributarios de deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios y exclusión del IVA es el siguiente:

- El solicitante debe radicar ante la ANLA, la solicitud con el lleno de los requisitos.
- La ANLA procederá dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, a expedir el acto que da inicio al trámite.
- La ANLA en un término de diez (10) días hábiles evaluará la información presentada y dado el caso, por una sola vez mediante auto de información, podrá requerir información adicional, para lo cual otorgará un plazo máximo de un (1) mes contado a partir de la notificación del auto. Dicho término podrá ser prorrogado por un término de quince (15) días hábiles más, previa solicitud del interesado antes del vencimiento del plazo inicial otorgado.
- Si el solicitante no allega la información en los plazos establecidos, la ANLA declara el desistimiento tácito de la solicitud y ordenará su archivo, sin perjuicio de que la respectiva solicitud pueda ser nuevamente presentada.

- A partir de la ejecutoria del acto de inicio o de la recepción de la información adicional solicitada, la ANLA contará con veinticinco (25) días hábiles para certificar o no el beneficio ambiental.

Con la certificación de beneficios ambientales para deducción especial de renta para proyectos de FNCER expedida por la ANLA, los obligados a presentar declaración de renta y complementarios, podrán aplicar al incentivo de depreciación acelerada de activos.

De igual forma, con la certificación de beneficios ambientales para exclusión del IVA expedida por la ANLA y la certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la UPME, las personas naturales o jurídicas podrán aplicar a la exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con FNCER.

Expedida la certificación, la ANLA enviará copia a la Subdirección de Fiscalización Tributaria o a la dependencia que haga las veces de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) y a la UPME.

Las certificaciones expedidas por la ANLA tendrán una vigencia de un (1) año.

14. DECRETO 348 DE 2.017 – SE ADICIONA EL DECRETO 1073 DE 2015, EN LO QUE RESPECTA AL ESTABLECIMIENTO DE LOS LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA EN MATERIA DE GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA

Los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red.

Los excedentes que entreguen a la red de distribución los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.

15. DECRETO 570 DE 2.018 – 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

Objetivos:

- 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.
- Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.

- 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.
- Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética nacional.
- Reducir las emisiones de GEI del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

La UPME realizará los análisis respectivos en cada plan de expansión de referencia de generación y transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento de los objetivos listados en el párrafo anterior, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes.

Para definir y establecer las condiciones del mecanismo de contratación a largo plazo, se tendrán en cuenta como mínimo los siguientes aspectos:

- Esquema competitivo de asignación.
- Criterios para la valoración del cumplimiento de los objetivos.
- Definición, volumen y plazo del producto que se asignará.
- Criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación.
- Esquema de las garantías y responsabilidades de los participantes.
- Entidades responsables de su implementación.

La CREG antes del 31 de julio de 2.018, establecerá el esquema para trasladar los costos eficientes de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo de contratación a largo plazo a la tarifa de los usuarios finales.

16. RESOLUCIÓN 4-0791 DE 2.018 – SE DEFINE E IMPLEMENTA UN MECANISMO QUE PROMUEVA LA CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMPLEMENTARIO A LOS MECANISMOS EXISTENTES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA. *Derogado por la resolución 4-0590 de 2.019*

Definiciones

Agente generador o generador: empresa registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) que realiza la actividad de generación de energía.

Compradores: agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista que han cumplido con los requisitos de precalificación para participar en la subasta de contratación a largo plazo de energía eléctrica que trata la presente resolución.

Contrato de energía media anual a largo plazo: contrato de compraventa de energía celebrado entre agentes comercializadores y generadores, que debe tener como contenido mínimo: la identidad de las partes contratantes; el proyecto de generación adjudicado; el volumen de energía anual a contratar; el periodo de vigencia; las reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar y el respectivo precio.

Subasta: proceso competitivo donde interactúan los compradores y vendedores para asignar cantidades y formar precios eficientes, que refleja los costos de la oferta y la disponibilidad de la demanda. Se basa en las ofertas realizadas por los compradores y vendedores.

Vendedores: agentes generadores del Mercado de Energía Mayorista y/o personas naturales o jurídicas propietarios o representantes comerciales de proyectos de generación que han cumplido con los requisitos de precalificación para participar en la subasta de contratación a largo plazo de energía eléctrica tratada en la presente resolución.

Definición del producto

Producto a subastar: el producto que se asignará será un contrato de energía media anual a largo plazo entre cada generador y comercializador que hayan sido adjudicados en la subasta, con las siguientes características:

- *Volumen: energía media anual en megavatios hora al año (MWh – año) que haya sido adjudicado en la subasta.*
- *Periodo de vigencia: 10, 15 o 20 años a partir de la fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación.*
- *Precio del contrato: valor ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) por el vendedor en su oferta de venta y que haya sido adjudicado en la subasta.*
- *Tipo de contrato: pague lo contratado asociado a un porcentaje de la generación real del proyecto y a una cantidad mínima despachada de energía.*
- *Actualización del precio del contrato: se hará utilizando una fórmula basada en el índice de precios al productor.*

Obligaciones generales del vendedor:

- *Generar y entregar durante cada año toda la energía media anual contratada. La generación y entrega de esta energía será acumulativa.*
- *Entregar la cantidad mínima de energía horaria (EHM) durante todo el periodo de vigencia del contrato.*
- *Constituir la garantía de cumplimiento y demás garantías establecidas en el Mercado de Energía Mayorista.*

En el caso de vendedores con proyectos de generación nuevos, estos se comprometen, además de los anteriores, a:

- *Poner en operación comercial el proyecto de generación en la fecha establecida en el contrato adjudicado.*
- *Cumplir con los aspectos técnicos, ambientales y demás requerimientos establecidos en las bases de pliegos y condiciones específicas y en las normas vigentes relativas al servicio público de energía eléctrica.*
- *Tramitar, pagar y obtener los permisos ambientales, sociales y demás que sean requeridos por las distintas autoridades nacionales y locales.*

Obligaciones del comprador:

- *Pagar toda la energía media anual contratada, independientemente de que esta sea consumida o no. Este pago se realizará mensualmente y corresponderá al producto de la energía liquidada durante el mes y el precio del contrato.*
- *Construir la garantía de pago y las demás establecidas en el Mercado de Energía Mayorista.*

Balance anual:

Al finalizar cada año del contrato, durante el periodo de vigencia, se realizará un balance en el que se determinará la energía anual producida por el proyecto adjudicado del generador. En caso de que esta energía sea hasta un 10% menor que la energía media anual contratada, el faltante pasará como un saldo negativo para el siguiente año. Si al finalizar el siguiente año, el generador no produce la totalidad de su compromiso anual más el saldo negativo, esto dará lugar a la ejecución de la garantía de cumplimiento.

Si en el momento del balance, la energía producida por el generador está entre el 80% y el 90% de la energía media anual contratada, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre la energía producida y el 90% de la energía media anual contratada al precio promedio de las compras en bolsa de su contraparte. El 10% restante pasará como un saldo negativo para el siguiente año.

En el caso que la energía producida por el generador sea inferior al 80% de la energía media anual contratada, esto dará lugar a la ejecución de la garantía de cumplimiento.

Liquidación horaria: los contratos deben contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio.

Subasta para la contratación a largo plazo

Características de la subasta: el mecanismo para la contratación a largo plazo de energía eléctrica en el mercado mayorista será una subasta de sobre cerrado de dos puntas.

Garantía de seriedad de la oferta por parte de los participantes: los compradores y vendedores que cumplan con la precalificación, deberán constituir una garantía de seriedad de la oferta en una entidad legalmente autorizada, a favor de la UPME. La garantía deberá ser presentada junto con su oferta.

Condiciones de competencia: para garantizar un proceso de interacción eficiente entre los compradores y vendedores, la UPME, previo al proceso de adjudicación, deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de competencia que determinará la CREG, previo a la expedición de las bases de pliegos y condiciones.

Contenido mínimo de las ofertas de compra de los compradores:

- *Cantidad de energía a comprar, en megavatios hora al año (MWh – año) con dos (2) decimales de precisión, y su precio, en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) con dos (2) decimales de precisión.*

Contenido mínimo de las ofertas de venta de los vendedores:

- *Cantidad de energía media anual a vender, en megavatios hora al año (MWh – año) con dos (2) decimales de precisión, y su precio, en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) con dos (2) decimales de precisión.*
- *Cantidad de energía media anual mínima a comprometer en el contrato, en caso de quedar asignado parcialmente, en megavatios hora al año (MWh – año) con dos decimales de precisión.*

Proyectos que participarán en la subasta: proyectos que una vez calificados, superen en puntaje mínimo de calificación.

Tope máximo: la CREG definirá un tope máximo en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) que será utilizado en el proceso de adjudicación de la subasta. Será revelado después de recibir las ofertas por parte de los compradores y vendedores.

Proceso de adjudicación de la subasta:

- *Las ofertas de compra de energía entregadas por los compradores serán ordenadas de mayor a menor precio para formar una curva de ofertas de compra agregada hasta la demanda objetivo.*
- *Las ofertas de venta de energía entregadas por los vendedores serán ordenadas de menor a mayor precio para formar una curva de ofertas de venta agregada hasta el tope máximo.*
- *Se asignarán las ofertas de venta que se encuentren por debajo del punto de equilibrio (donde la curva de ofertas de compra agregada cruza la curva de ofertas de venta agregada), a las ofertas de compra que se encuentren por encima de este punto.*
- *Cuando la curva de ofertas de compra agregada y la curva de ofertas de venta agregada no se crucen, no habrá adjudicación.*
- *El resultado de esta adjudicación dará lugar a los contratos de energía media anual a largo plazo entre cada generador y comercializador que hayan sido asignados, con la energía resultante de la asignación y los precios de cada oferta de venta.*

Criterios de desempate: en caso que dos o más vendedores participen con ofertas de venta con un mismo precio, y sean las ofertas marginales, se asignará la oferta asociada al proyecto que haya obtenido mayor calificación. Si el empate persiste, se asignará a la oferta cuyo sobre se haya recibido primero. En caso de que dos o más compradores participen con ofertas de compra con un mismo precio, y sean ofertas marginales, se asignarán a prorrata de su cantidad ofertada.

Criterios de precalificación y calificación de las ofertas

Requisitos técnicos de precalificación de los generadores:

- Aportar certificación expedida por la UPME, en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica.
- Aportar certificación expedida por la UPME donde se apruebe el concepto de conexión a la red de transmisión nacional o transmisión regional.
- Presentar fecha de entrada en operación comercial del proyecto.
- Presentar la información técnica del proyecto que solicite la UPME en las bases de pliegos y condiciones específicas.

La UPME verificará requisitos legales y financieros dentro de la precalificación tanto a generadores como a comercializadores.

Criterios de calificación:

- *Aporte marginal de un proyecto de generación a la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático.*
- *Aporte de los proyectos de generación al aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables.*
- *Aporte de los proyectos de generación al fortalecimiento de la seguridad energética regional.*
- *Aporte de cada proyecto de generación al objetivo de reducción de emisiones de GEI.*

17. RESOLUCIÓN 4-0795 DE 2.018 – SE CONVOCA A LA PRIMERA SUBASTA DE CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SE DEFINEN LOS PARÁMETROS DE SU APLICACIÓN

Se ordena la convocatoria para la subasta de contratación a largo plazo de energía eléctrica. La UPME publicará el pliego de bases y condiciones específicas en un plazo no mayor a dos (2) meses a partir de la fecha de expedición de la presente resolución, así mismo implementará el proceso de adjudicación en un plazo no mayor a cinco (5) meses. La demanda objetivo a subastar será de 3.443.000 MWh – año, que equivalen al 4,35% de la demanda de energía eléctrica proyectada por la UPME en el escenario medio para el año 2.022.

Los ponderadores que se asignarán a los criterios de calificación, serán los siguientes:

Criterios de calificación	Ponderador (Wj)
Criterio de resiliencia	0,25
Criterio de complementariedad de los recursos	0,25
Criterio de seguridad energética nacional	0,25
Criterio de reducción de emisiones	0,25

Tabla 19 Criterios de calificación y ponderadores. Fuente: Resolución 40795 de 2.018

- El puntaje mínimo que deberán superar los proyectos calificados, para ser considerados en el proceso de adjudicación de la subasta será de cincuenta (50) puntos.
- El periodo de vigencia para los contratos de energía media anual que se adjudicarán en la subasta, será de diez (10) años.
- La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación será el 1 de diciembre de 2.022.

18. LEY 1955 DE 2.019 – EXPIDE EL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2.018-2.022. “PACTO POR COLOMBIA, PACTO POR LA EQUIDAD”

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) realiza 3 modificaciones y 1 inclusión a las leyes vigentes en materia de renovables, las cuales se listan a continuación:

MODIFICACIONES

1. El artículo 11 de la ley 1715 de 2.014, referente a incentivos a la generación de energía eléctrica con FNCE, se actualiza para los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en investigación y desarrollo en el ámbito de la producción de energía eléctrica con FNCE, tendrán derecho a deducir de su renta, en un periodo no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. Dicha inversión deberá ser certificada como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de FNCE por la UPME.
2. Se adicionan 3 partidas arancelarias para proyectos de energía solar en el Estatuto Tributario: inversor energía para sistema de energía solar con paneles, paneles solares y controlador de carga para sistema de energía solar con paneles. Lo anterior indica que dichos bienes se hallan excluidos del IVA y por consiguiente su venta o importación no causa el impuesto.

3. Se amplía el artículo 54 de la ley 143 de 1.994 por el cual los autogeneradores, las empresas que vendan excedentes de energía eléctrica, así como las personas jurídicas privadas que entreguen o repartan, entre sus socios y/o asociados, la energía eléctrica que ellas produzcan, están obligados a cancelar la transferencia⁶⁶, que será calculada sobre las ventas brutas por generación propia, de acuerdo con la tarifa que señale la CREG. Para la liquidación de esta transferencia, las ventas brutas se calcularán como la generación propia multiplicada por la tarifa que señale la CREG.

Para el caso de la energía producida a partir de FNC, cuyas plantas con potencia nominal instalada total supere los 10.000 KW, deberán cancelar una transferencia equivalente al 1% de las ventas brutas de energía por generación propia de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la CREG. Los recursos recaudados por este concepto se destinarán así:

- a. 60% se destinará en partes iguales a las comunidades étnicas ubicadas en el área de influencia del proyecto de generación para la ejecución de proyectos de inversión en infraestructura, servicios públicos, saneamiento básico y/o de agua potable, así como en proyectos que dichas comunidades definan, siempre que incidan directamente en su calidad de vida y bienestar.

En caso de no existir comunidades étnicas acreditadas por el Ministerio del Interior (Min Interior) en el respectivo territorio, el porcentaje aquí establecido se destinará a los municipios ubicados en el área del proyecto para inversión en infraestructura, servicios públicos, saneamiento básico y/o agua potable en las comunidades del área de influencia del proyecto.

- b. 40% para los municipios ubicados en el área del proyecto que se destinará a proyectos de inversión en infraestructura, servicios públicos, saneamiento básico y/o de agua potable previstos en el plan de desarrollo municipal.

Para efectos de la liquidación y pago de la transferencia, se entenderá que el área de influencia será la establecida en el Estudio de Impacto Ambiental (EslA) y en la licencia ambiental que expida la autoridad ambiental competente.

En caso de comunidades étnicas, la transferencia se hará a las comunidades debidamente acreditadas por el Min Interior, que se encuentren ubicadas dentro del área de influencia del proyecto de generación.

La tarifa de la transferencia se incrementará a 2% cuando la capacidad instalada de generación eléctrica a partir de FNCER, reportada por el CND, sea superior al 20% de la capacidad instalada de generación total del país.

⁶⁶ Transferencia: valor que están obligados a pagar los autogeneradores, las empresas que vendan excedentes de energía eléctrica y las personas jurídicas privadas, que entreguen o repartan entre sus socios y/o asociados la energía eléctrica que produzcan, calculado como un porcentaje de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que señale la CREG.

INCLUSIÓN

1. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del MEM estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCER, a través de contratos de largo plazo. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior.

19. RESOLUCIÓN 4-0590 DE 2.019 – SE DEFINE E IMPLEMENTA UN MECANISMO QUE PROMUEVA LA CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMPLEMENTARIO A LOS MECANISMOS EXISTENTES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA. Deroga la resolución 40791 de 2.018

Se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo de energía eléctrica.

Definiciones

CERE: Costo Equivalente Real de la Energía, el cual permite a los generadores recaudar el valor correspondiente al cargo por confiabilidad.

Contrato de energía a largo plazo: contrato de suministro de energía celebrado entre agentes del mercado de energía mayorista que se liquida en la bolsa de energía, y que debe tener como contenido mínimo: la identidad de las partes contratantes; reglas y procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio; el periodo de suministro y de vigencia; las obligaciones de cada una de las partes contratantes y las garantías que cubran las obligaciones entre ellas.

Fecha de entrada en operación comercial: es la fecha a partir de la cual un proyecto de generación se considera listo para el servicio y por tanto cumple con todas las normas vigentes que regulan la materia.

Paquetes de energía: es la unidad estándar de energía a ofertar por los vendedores de la subasta para una hora del día. Un paquete de energía equivale a cero punto cinco megavatios hora (0.5 MWh). Los vendedores deberán hacer sus ofertas expresadas en números enteros positivos de paquetes de energía.

Subasta: es el mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, que promueve la contratación de largo plazo de energía eléctrica. Es un proceso competitivo donde interactúan los compradores y vendedores para asignar cantidades y formar precios, que reflejan los costos de la oferta y la disponibilidad a pagar de la demanda.

Contrato de energía a largo plazo

Características del contrato:

- Cantidad: energía en kilovatios hora (KWh) para cada una de las horas del día.
- Precio del contrato: valor ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) por el vendedor en su oferta de venta, más el valor de la componente CERE.

- Periodo de suministro: cualquier periodo entre diez (10) y veinte (20) años a partir de la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía. El periodo de suministro será definido por el Ministerio de Minas y Energía en el acto administrativo de convocatoria de la subasta.
- Tipo de contrato: pague lo contratado.
- Actualización del precio del contrato: se hará utilizando una fórmula basada en el índice de precios al productor.

Obligaciones generales del vendedor:

- Constituir y actualizar la garantía de cumplimiento y demás garantías establecidas en el Mercado de Energía Mayorista.
- Cumplir con las obligaciones que se establezcan en la minuta del contrato
- Cumplir con la fecha de entrada en operación comercial del proyecto de generación.
- Constituir y actualizar la garantía de puesta en operación.
- Cumplir con los requerimientos establecidos en el pliego de bases y condiciones específicas y en las normas vigentes relativas al servicio público de energía eléctrica.

Obligaciones generales del comprador:

- Pagar la energía contratada, independientemente de que sea consumida o no.
- Constituir y actualizar la garantía de pago y las demás establecidas en el Mercado de Energía Mayorista.

Subasta para la contratación a largo plazo de energía eléctrica

Convocatoria de la subasta: el Ministerio de Minas y Energía ordenará la convocatoria de la subasta a través de acto administrativo donde definirá:

- Fecha del proceso de adjudicación.
- Si establece o no una demanda objetivo a subastar y en caso de establecerla, decidirá si la revela o no.
- Periodo de suministro del contrato.
- Fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica.

Participantes de la subasta: únicamente podrán participar en la subasta agentes del Mercado de Energía Mayorista y/o personas naturales o jurídicas propietarios o representantes comerciales de proyectos de generación, acreditados como compradores y vendedores de acuerdo con los requisitos establecidos más adelante.

Condiciones de las ofertas de los compradores:

- El comprador podrá presentar una (1) o más ofertas.
- Cada oferta presentada por el comprador se entenderá para un periodo de veinticuatro (24) horas.
- La oferta deberá indicar la cantidad máxima de energía a comprar en un día en megavatio hora (MWh-día), expresada en números enteros positivos.
- La oferta deberá indicar el precio al que está dispuesto a comprar en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh), con dos (2) decimales de precisión, sin incluir el CERE.
- En ningún caso la suma de las cantidades de las ofertas de compra, podrá superar la demanda comercial promedio diaria del comprador, para el año anterior al pliego de bases y condiciones específicas.

Condiciones de las ofertas de los vendedores:

- El vendedor podrá presentar para cada bloque intradiario, una (1) o más ofertas.
- Cada oferta deberá indicar la cantidad de paquetes de energía a vender, expresada en números enteros positivos, para cada bloque intradiario.
- La cantidad de paquetes de energía ofertada se entenderá igual para cada hora que integra el bloque intradiario en el que se está ofertando.
- La oferta deberá indicar el precio en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) con dos (2) decimales de precisión, sin incluir el CERE.
- Para cada oferta el vendedor podrá indicar el número máximo y mínimo de paquetes de energía que está dispuesto a aceptar para un mismo precio de oferta.
- La cantidad de energía del total de las ofertas que potencialmente puedan adjudicarse, no podrán superar la energía media diaria del proyecto de generación. Para el cálculo de la energía media diaria se aplicará el factor de planta que indique la UPME en el pliego de bases y condiciones específicas.
- El vendedor deberá indicar para cada oferta si presenta o no una (1) de las siguientes restricciones, sin que sea posible establecer más de una (1) restricción para cada oferta:
 - Ofertas simultáneas: si la oferta marcada con la restricción resulta asignada, todas las ofertas relacionadas deberán ser asignadas y en caso de que la oferta marcada con la restricción no resulte asignada, ninguna oferta relacionada podrá ser asignada.
 - Ofertas excluyentes: si la oferta marcada con la restricción resulta asignada, las ofertas relacionadas no podrán ser asignadas.
 - Ofertas dependientes: las ofertas de venta marcadas con esta restricción solo podrán ser asignadas si la oferta relacionada resulta asignada.

Bloques intradiarios: los vendedores deberán presentar sus ofertas en los bloques intradiarios definidos a continuación:

- Bloque N°1: siete (7) periodos horarios comprendidos entre las 00:00 horas y las 07:00 horas.
- Bloque N°2: diez (10) periodos horarios comprendidos entre las 07:00 horas y las 17:00 horas.
- Bloque N°3: siete (7) periodos horarios comprendidos entre las 17:00 horas y las 24:00 horas.

Proyectos que participarán en la subasta: proyectos de generación a partir de FNCER cuya fecha de entrada en operación comercial sea posterior a la fecha de adjudicación de la subasta y que tengan una capacidad efectiva total mayor o igual a 5 MW, siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado.

Proceso de adjudicación de la subasta: la adjudicación de la subasta se realizará mediante una metodología que resolverá un problema de optimización que buscará la combinación de las ofertas que maximice el beneficio del consumidor en cada bloque intradiario, sin que el precio promedio ponderado de los contratos asignados en los tres bloques intradiarios supere el tope máximo. La metodología de optimización será definida por el Ministerio de Minas y Energía y será revelada después del proceso de adjudicación.

La asignación de las ofertas de compra para cada comprador, podrá hacerse en su totalidad en un único bloque intradiario o en una combinación cualquiera de bloques intradiarios. En ningún caso,

la suma de la energía total asignada a cada comprador, podrá superar la cantidad máxima de energía diaria ofertada por ese comprador.

La asignación de las ofertas de compra y venta adjudicadas, se realizará a prorrata de las cantidades contenidas en las ofertas de compra adjudicadas.

El resultado de la adjudicación de la subasta dará lugar a los contratos entre cada vendedor y comprador cuyas ofertas hayan resultado asignadas. Las cantidades de cada contrato serán las que resulten de la asignación mediante la metodología de optimización definida y los precios serán los de cada oferta de venta adjudicada.

Criterios de desempate:

- En caso de presentarse un empate en el precio entre una oferta de compra y una oferta de venta, que puedan resultar adjudicadas, se incrementará la oferta de compra en cero punto cero cero un peso por kilovatio hora (0.001 COP\$/KWh).
- En caso de presentarse un empate en el precio entre dos ofertas de venta, se dará prioridad en la asignación a la oferta que se haya recibido primero por parte de la UPME.
- En caso de presentarse un empate en el precio entre dos ofertas de compra, se dará prioridad en la asignación a la oferta que se haya recibido primero por parte de la UPME.

Rechazo de ofertas y declaratoria de proceso desierto: la UPME en su calidad de administrador del mecanismo, podrá determinar las causales de rechazo que serán subsanables, así como las causales para declarar desierto el proceso.

Criterios de precalificación de las ofertas

Requisitos técnicos de precalificación de los generadores:

- El proyecto de generación debe tener una capacidad efectiva total mayor o igual a 5 MW. Los proyectos de generación con capacidad igual o superior a 5 MW e inferior a 20 MW deberán aclarar que se acogen, por la duración del contrato, al despacho centralizado.
- Presentación de información técnica del proyecto que solicite la UPME.

Además, tanto los generadores como los comercializadores deben cumplir una serie de requisitos legales y financieros.

Garantías: los participantes que resulten adjudicados deberán constituir garantías de seriedad de la oferta, de pago, de cumplimiento y de puesta en operación. Cabe aclarar que para efectos de esta última, el vendedor podrá prorrogar hasta por un plazo máximo de dos (2) años la fecha de entrada en operación comercial inicialmente prevista, sin que esto implique ejecución de la garantía. En ningún caso la prórroga mencionada suspenderá las obligaciones de suministro de energía del vendedor.

20. RESOLUCIÓN 4-0591 DE 2.019 – SE CONVOCA A LA SUBASTA DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SE DEFINEN LOS PARÁMETROS DE SU APLICACIÓN

Se ordena la convocatoria para la subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica bajo los siguientes parámetros:

- La UPME implementará el proceso de adjudicación a más tardar el 31 de octubre de 2.019.
- El Ministerio de Minas y Energía decide establecer una demanda objetivo para la subasta, la cual será revelada por la UPME de manera simultánea con el tope máximo, después de recibir las ofertas por parte de los compradores y vendedores.
- El periodo de suministro para los contratos de energía que se adjudicarán será de quince (15) años.
- La fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica contenida en los contratos que sean adjudicados en la subasta, será el 1 de enero de 2.022.

El Ministerio de Minas y Energía podrá definir mediante acto administrativo un mecanismo que tendrá por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta.

21. RESOLUCIÓN 4-0678 DE 2.019 – MODIFICA LA RESOLUCIÓN 4-0590 DE 2.019, EN LO REFERENTE AL MECANISMO DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se formalizan algunas modificaciones a la resolución 4-0590, dentro de las cuales se encuentran:

Topes máximos: la CREG definirá dos (2) topes máximos así:

- Tope máximo promedio: será expresado en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) con dos (2) decimales de precisión sin incluir el CERE y será utilizado en el proceso de adjudicación de la subasta.
- Tope máximo individual: será expresado en pesos colombianos por kilovatio hora (COP\$/KWh) con dos (2) decimales de precisión sin incluir el CERE y será utilizado para eliminar las ofertas de venta que superen este valor antes de iniciar el proceso de adjudicación de la subasta.

Los topes máximos deberán ser presentados por la CREG a la UPME en dos sobres cerrados en la oportunidad que se establezca en el pliego de bases y condiciones específicas, para ser revelados después que se haya realizado el proceso de adjudicación.

22. RESOLUCIÓN 4-0725 DE 2.019 – SE DEFINE UN MECANISMO COMPLEMENTARIO DE ASIGNACIÓN DE CONTRATATOS DE LARGO PLAZO DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 6 DE LA RESOLUCIÓN MME 4-0591 DE 2.019

Se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo complementario que tiene por objeto asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica convocada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución MME 4-0591 de 2.019. En caso de requerirse, la implementación deberá realizarse inmediatamente después de que finalice el proceso de adjudicación de la subasta.

Para efectos de la asignación de energía que trata la presente resolución, serán seleccionadas aquellas ofertas de los vendedores que no fueron asignadas, así como el remanente de aquellas que fueron asignadas de forma parcial en la subasta de contratación de largo plazo, teniendo en cuenta las restricciones relacionadas para cada una de estas, y de tal forma que se asignen las de

menor precio sin que se supere la cantidad de energía a asignar mediante el mecanismo complementario. Ninguna oferta de venta podrá ser asignada con una cantidad menor a la declarada por el vendedor. El precio promedio ponderado de las ofertas de venta asignadas, no podrá superar el tope máximo promedio. De la misma manera, ninguna oferta de venta podrá superar el tope máximo individual.

No serán objeto de asignación mediante el mecanismo complementario aquellos agentes comercializadores a los que la energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo es mayor o igual que el producto de su demanda regulada por el porcentaje que indica la participación de la demanda objetivo sobre el total de la demanda regulada nacional.

La asignación de las ofertas de venta, se realizará a prorrata de las cantidades de energía a asignar a cada comercializador; el resultado de este proceso dará lugar a contratos entre cada vendedor y comercializador que resulten asignados, las cantidades de cada uno serán las que resulten de la asignación y los precios serán los de cada oferta de venta asignada.

Todos los agentes que resulten adjudicados, estarán obligados a aceptar regirse por el mecanismo de administración centralizada de contratos y garantías, así como a cubrir los costos que indique la entidad encargada de la administración centralizada. Los vendedores entregarán una garantía de cumplimiento y una de puesta en operación, y los agentes comercializadores, una garantía de pago.

La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía, que resulten de la asignación en el mecanismo complementario, a la tarifa de los usuarios finales.

En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, la cantidad de energía que resulte asignada a los agentes comercializadores en el presente mecanismo, será tomada en cuenta para el cómputo de su obligación correspondiente a que las compras de energía provengan entre el 8 y el 10% de FNCER, a través de contratos de largo plazo.

ANEXO II: ENTREVISTAS A EXPERTOS E INVOLUCRADOS EN EL TEMA DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

1. ENTREVISTA Germán Corredor Avella - Director ejecutivo de la asociación en energías renovables SER Colombia.

➤ ¿Las energías renovables no convencionales son una alternativa adecuada para el contexto eléctrico colombiano actual? y ¿Por qué?

Sí, las ERNC son importantes en Colombia por varias razones:

En primer lugar nuestra matriz eléctrica tiene un componente muy alto de energía hidroeléctrica, aproximadamente el 70% y nosotros padecemos periódicamente el fenómeno del Niño que en Colombia se manifiesta con una fuerte sequía en casi todo el país que hace que los embalses y los ríos bajen su nivel y la energía hidráulica escasea, entonces cada 4 o 5 años que hay un fenómeno del Niño, el sistema se vuelve muy vulnerable, padecemos estrés por el riesgo de posible racionamiento, hasta ahora tuvimos uno muy fuerte en el año 92, después de eso hemos tenido periodos críticos en los que hay que tomar medidas, intervenir el mercado, hacer todo lo posible porque las térmicas funcionen; es una situación vulnerable para el sistema. Entonces las energías renovables no convencionales en ese contexto cumplen un papel de complementariedad muy interesante, sobretodo la solar y la eólica que son las más desarrolladas en todo el mundo y las que en Colombia están penetrando, son complementarias en el sentido en que en la época del Niño precisamente tenemos una mejor radiación solar y mejores vientos también.

En segundo lugar, desde el punto de vista ambiental evidentemente es la posibilidad de sustituir la generación térmica que produce emisiones de GEI, por una energía limpia, entonces también tiene un impacto en emisiones de CO₂.

Y en tercer lugar, desde el punto de vista económico, los costos de estas energías son bastante competitivos, incluso ya casi se sitúan por debajo de las convencionales, con lo cual también es conveniente la penetración de estas fuentes, por lo tanto la respuesta claramente es sí, sí son convenientes para nuestro sistema.

➤ ¿Por qué las ERNC no se han desarrollado en Colombia, como sí lo han hecho en otros países de la región?

Nosotros tenemos un mercado que tiene 25 años ya, que se ha desarrollado desde el punto de vista regulatorio con toda la ortodoxia económica, en donde el regulador y el gobierno han sido muy contrarios a los subsidios o a los incentivos exagerados y siempre han sido proclives a la competencia y en ese escenario de competencia pura, las ERNC hace pocos años no competían porque los costos eran elevados; yo participé en un estudio en el 2.010 mirando las barreras y las posibilidades de las ERNC, y la conclusión evidente en ese momento era que se necesitaban ciertos incentivos como los que habían usado Europa y otros países para lograr la penetración de las renovables no convencionales, pero el gobierno no era amigo de esos incentivos (incentivos adicionales a los solamente tributarios, incentivos en las tarifas, sistemas de tarifas fijas o algo así que pudieran facilitar la financiación de estos proyectos), eso fue en el 2.010, en ese momento ya Chile, Brasil y Uruguay habían empezado a desarrollar proyectos de renovables no convencionales, entonces nosotros no lo hicimos porque nuestros costos de la energía hidroeléctrica sobre

todo, hacía que estas energías no compitieran, pero ya en la medida en que los precios fueron bajando y en la medida en que en el mundo esto fue una tendencia clara, se presenta una ley que facilita, da incentivos, ya incentivos concretos tributarios exclusivamente y eso abre las puertas, pero eso fue en el 2.014 y la reglamentación de la ley duró 4 años, osea que en realidad nosotros tenemos normas más o menos claras desde el 2.018 y en este periodo de 2.018 a 2.020 lo que ha habido es los procesos de contratación, la subasta, el desarrollo de proyectos, y en este momento ya algunos de los proyectos están en construcción, algunos pequeños ya están operando y otros próximos a operar, estamos en esa etapa; pero llegamos tarde básicamente porque los costos no eran competitivos; ahora desde esa perspectiva yo creo que también llegamos en un momento en que los países tienen experiencia, ya se conocen las tecnologías, los precios han bajado, entonces eso favorece a los consumidores colombianos.

➤ **¿La normatividad e incentivos en Colombia son suficientes para promover las ERNC? o ¿Qué le hace falta a la normatividad colombiana para apoyar su desarrollo?**

Desde el punto de vista de los incentivos que son básicamente tributarios, la ley estableció tres tipos: el primero es que excluyeron de IVA equipos y servicios que se necesitan para hacer la inversión de los proyectos de ERNC, eso es muy importante porque normalmente en Colombia el IVA es el 19% del costo de los equipos; segundo, quedan exentos de aranceles los equipos que son importados, es decir, la mayoría; en tercer lugar hay una disminución del impuesto de la renta de hasta el 50% del valor de la inversión y ese es un incentivo bastante importante. Esos son los incentivos que hay, son suficientes, la prueba es que hay proyectos, que hay interés, que a la subasta se presentaron proyectos que se adjudicaron; eso desde el punto de vista económico.

Ahora desde el punto de vista normativo, se necesitan algunos ajustes que hagan más factible el mercado cuando tengamos un sistema con ERNC, por ejemplo en el tema de hacer un mercado intradiario para evitar desviaciones que puedan tener estos proyectos y en el tema de lograr un esquema que realmente incremente la posibilidad de contratos de largo plazo para que nuevos proyectos puedan entrar, para que se financien, para que haya posibilidad de financiación de los proyectos se necesita contratación de largo plazo que en Colombia no era muy común, aquí teníamos contratos que se hacían a dos, tres años y muy pocos contratos a más plazo; la subasta que se hizo el año pasado cambia un poco este panorama porque ya se hacen contratos a quince años, estamos esperando que la CREG apruebe otros mecanismos que permitan subastas de largo plazo y en la medida que nos acostumbremos a hacer este tipo de contratos, se va a posibilitar el financiamiento de nuevos proyectos. Entonces ajustes al mercado y más opciones de contratación, son dos elementos que contribuirían a incentivar aún más la penetración de FNCER.

¿Qué es el mercado intradiario?

En Colombia el mercado eléctrico tiene dos mecanismos para transar la energía, uno es a través del mercado de corto plazo o spot o bolsa de energía y otro son los contratos bilaterales. En este mercado spot lo que se hacen son contratos de corto plazo, funciona de tal manera que todos los generadores con capacidades superiores a 20 MW tienen la obligación de hacer sus ofertas diarias tanto de precios como de disponibilidad para el día siguiente, todos los días a las ocho de la mañana se hace una oferta para la operación que empieza a las 12:01 del día siguiente; ese mecanismo sirve para hacer el despacho por mérito de precios, el mercado de corto plazo nuestro es de precios marginales, no de costos

como en otras partes, la ley dice que esos precios deberían reflejar los costos, pero le puso una frase adicional que incluye además de los costos, los riesgos que cada uno perciba, lo cual es algo subjetivo, por eso las ofertas que se hacen son de precios, eso se hace el día anterior.

El día de la operación se hacen ajustes porque primero, la disponibilidad de esas plantas puede cambiar por alguna razón, al igual que la disponibilidad de la red, en la realidad va cambiando, hay salidas, hay fallas; pero además todo ese ejercicio se hace con una demanda pronóstico semanal, lo cual es un ejercicio académico que hace el operador, obviamente esa demanda no es la real, entre la pronosticada y la real hay diferencias, entonces en el día de la operación hay ajustes todo el tiempo, eso da lugar a redespachos de las plantas, o sea toca volver a hacer el cálculo cada hora. En esas ocasiones en que las plantas que quedaron asignadas con una disponibilidad no pueden darla, incurren en una desviación y eso tiene un costo, les toca pagar una especie de multa.

Después, hasta el día siguiente de la operación se hace otro despacho que se llama despacho ideal y con ese se calcula el precio de bolsa, entonces todo esto lo que implica es, primero que el pronóstico de la demanda falla, no es exacto y segundo que el pronóstico de disponibilidad de las plantas también falla y resulta que las renovables no convencionales tienen más probabilidades de desviarse porque adivinar cuánto sol o viento va a haber mañana no es fácil, por más modelos que hayas visto, entonces el mercado intradiario lo que implica es que en vez de hacer eso cada día un día antes, se haga también dentro del día, o sea que en vez de hacer cada 24 horas la oferta, se haga cada ocho horas o cada seis horas, con lo cual al acortarse los tiempos, se evitan esas desviaciones y el mercado funciona bastante bien y las renovables no convencionales pueden hacer ofertas más precisas, eso es el mercado intradiario, que en vez de hacer ofertas cada día, hacerlas dentro del día varias veces, tres o cuatro veces al día, hacer ofertas y ajustar el mercado de esta manera.

Ahora lo que está proponiendo la CREG no es solo ese mercado intradiario que es importante, sino también que las ofertas que se hacen el día anterior den como resultado un precio real porque hoy en día ese precio de oferta se vuelve a comparar hasta los dos días siguientes, el mercado del día antes no es vinculante en términos de precios y cantidades; lo que se propone son las dos cosas: que el mercado del día antes sea vinculante, o sea ya defina un precio y unas cantidades sobre las cuales se va a pagar y que haya posibilidad de ajustar las variaciones a través de un mercado intradiario y esas dos medidas dan origen a mayor eficiencia de precios; entonces son esas dos cosas: el mercado vinculante y el mercado intradiario.

➤ **¿Cuáles han sido las barreras para el ingreso de las ERNC en Colombia?**

Una de las barreras importantes es el hecho de que no exista esta contratación a largo plazo, o que sea un mecanismo mucho más cotidiano, la subasta ayudó, pero todavía nos falta eso, la contratación de largo plazo que permita financiamiento.

Hay otras barreras en el sentido de algunos procedimientos que no es que se deban eliminar sino que podrían de alguna manera ser más claros, temas como la consulta previa o el licenciamiento ambiental, si mejoramos en los términos de referencia facilitamos mucho la cosa.

Otro problema que hay es el tema de la conexión de los proyectos, para conectarse al sistema se supone que la red es abierta y de libre acceso, pero se necesita un concepto positivo de conexión que lo da la UPME y ese procedimiento se ha vuelto complejo porque desde que aparecieron una cantidad de proyectos renovables no convencionales, se incrementaron las solicitudes de concepto y eso ha dificultado un poco la conexión; este tema va unido a la capacidad de la red, si no hay capacidad de red, no se pueden conectar los proyectos.

Así que serían esos elementos, el tema de la contratación, el tema de algunos de los procesos de licenciamiento, el tema de la conexión a la red y el tema de la transmisión pueden ser las principales barreras hoy en día.

➤ **¿Deben hacerse más subastas de ERNC? y ¿Qué les cambiaría a las realizadas en el 2.019, en caso de realizarse otras rondas?**

Sí, el gobierno debería hacer por lo menos una. Ahora de todos modos está estudiándose otro mecanismo que no sería el gobierno quien lo haría sino una entidad privada, la Bolsa Mercantil de Colombia, así que ambas pueden ser viables, aquí lo importante es que se posibilite un mecanismo de contratación de largo plazo, competitivo, que pueden ser las subastas, si las hace el gobierno bien, si las hace el sector privado también, el efecto va a ser el mismo, en el sentido en que el resultado van a ser una serie de contratos bilaterales. La subasta que se realizó aquí a diferencia quizás de otros países, es que el gobierno solo participó en la coordinación, diseño y dirección de la subasta, pero ni garantiza la compra, ni es comprador, definió una cantidad no más, pero en realidad los contratos son bilaterales entre dos partes que es el generador y el comercializador, por lo tanto el que sea el gobierno o sea el privado el que coordine esto es transparente, pero sí es importante que haya subastas. Si las hace el gobierno lo que suceden es que éste puede favorecer o generar una serie de incentivos adicionales, por ejemplo en términos de la moneda o de los plazos o en fin, de condiciones que hagan de pronto más atractiva la participación.

➤ **¿Qué opina del sistema de PPA's bilaterales de ERNC entre privados?, ¿Cómo deberían estructurarse para que sean una opción efectiva?**

Los PPA's son una opción, que sean bilaterales es una posibilidad de negociar; ahora en Colombia en los mercados bilaterales tenemos dos segmentos, uno es cuando los contratos son dirigidos al mercado regulado y otro cuando son dirigidos al mercado no regulado; cuando los contratos son dirigidos al mercado regulado, tienen que pasar a través de un proceso de subastas, así lo llaman en todo el mundo, acá lo llamamos convocatoria pública, los comercializadores tienen que invitar a todo el mundo y publicar en un sistema de información de contratos, entonces para el mercado regulado es casi como una subasta, lo que pasa es que esos contratos todavía seguimos haciéndolos a tres, cuatro, cinco años máximo y no de largo plazo.

Nos queda el mercado no regulado, representa más o menos el 30% del consumo total, es una porción importante y ahí sí el comercializador y el generador pueden negociar libre y directamente un contrato para este tipo de mercado, entonces digamos el espacio de los PPA's que hablamos en realidad está circunscrito a los no regulados, porque en los regulados depende del comercializador qué condiciones quiera poner en su convocatoria; en cambio en los no regulados sí se puede entrar a negociar, muchas veces los no regulados son empresas grandes que quieren tener ERNC, en fin, hay más posibilidades.

Hay otros PPA's que se están haciendo a través de las empresas industriales que quieren licitar, tener las ERNC y hacer contratos de suministro directos, eso lo ha hecho Ecopetrol, Bavaria, Holcim, Colombina, varias empresas grandes, y ese es un mecanismo adicional que ayuda a que haya contratos de largo plazo para un segmento de proyectos medianos; para un proyecto de gran tamaño eso ya es más difícil porque no hay una empresa o un comercializador que demande tanta energía como para un proyecto de 100 o 200 MW, entonces los PPA's hoy en día están atendiendo segmentos entre 5 y 50 MW.

➤ **¿Los sistemas Derivex y Bolsa Mercantil pueden funcionar para apoyar el despliegue de las ERNC?**

Se respondió en otras preguntas.

➤ **¿Es partidario de incentivar también la autogeneración?, ¿Qué podría mejorarse para impulsar el desarrollo de este nicho?**

La autogeneración a pequeña o mediana escala está funcionando bien pero también tenemos dificultades en todo este proceso de conexión, los operadores de red a veces son una barrera para la conexión de los proyectos, hay que mejorar eso, facilitar más la conexión y yo creo que ese es un segmento que va a desarrollarse y que tiene en general posibilidades.

Hay otras dificultades que nosotros hemos manifestado como el tema del cargo por respaldo que no está claro y hace también que los operadores interpreten de una manera que se convierte en barrera, entonces los temas que se pueden mejorar son: la conexión y el cargo por respaldo. Pero incentivos adicionales, pues yo creo que con lo que hay es suficiente, que los generadores puedan vender su energía está bien, ahora, se puede discutir si el tamaño al cual el esquema de simplificado es 100 kW, podría aumentar a 300 kW para ampliar el rango de las rentabilidades que son más atractivas, eso sí se puede discutir, son cosas que podrían mejorarse.

➤ **¿Cuál sería el mix de mecanismos más adecuado para el país?**

Entre más opciones haya de contratación, mejor, las empresas pueden tener un portafolio diversificado, manejar su riesgo de mejor manera, tanto generadores como comercializadores, entonces si tenemos bolsa de energía, si tenemos contratos bilaterales de largo plazo, ojalá haya contratos estandarizados si se desarrolla la contratación de futuros de derivados que se está trabajando en eso también con Derivex, pues todas esas opciones lo que hacen es que las empresas tienen mejores mecanismos para manejar el riesgo y por lo tanto eso va mejorar la eficiencia y los precios al final.

➤ **Conforme a las barreras encontradas, ¿Qué condiciones, herramientas o mecanismos hacen falta para lograr la implementación de proyectos de FCER adecuados al contexto colombiano?**

Yo creo que ahí vamos en la superación de estas barreras, en general se entiende claramente que existen y aquí a veces somos lentos en la reglamentación, pero poco a poco se van superando; el año entrante es clave porque hay varios temas que van a influir en esto y que van a mejorar supuestamente el mercado, están en la agenda de la CREG, esperamos que sí se cumplan.

➤ **¿Qué comentarios adicionales tiene acerca de la búsqueda del desarrollo de las ERNC en Colombia?**

Esto es imparable, es una tendencia real, va avanzando y Colombia ya entró en esa dinámica y vamos a tener una capacidad importante, en 10 años seguramente por lo menos el 20 o 25% de la matriz eléctrica será de RNC, esa es nuestra aspiración y yo creo que eso es posible.

2. **ENTREVISTA** Víctor Tamayo - Gerente general de Ventus Colombia⁶⁷, previo a esto, fundador y presidente de Siemens en Bolivia y Uruguay, justo en el momento en el que se desarrollaron los parques eólicos en esta zona, por lo cual su opinión es relevante para el desarrollo del presente trabajo.

➤ **¿Las energías renovables no convencionales son una alternativa adecuada para el contexto eléctrico colombiano actual? y ¿Por qué?**

Sí, indudablemente las ERNC son una solución, aunque Colombia es un país con generación limpia fundamentalmente porque prácticamente el 70% de la matriz energética viene de la hidráulica, renovable también, son una contribución adicional a la reducción de emisiones de GEI; entonces el tema de las ERNC viene a ser importante no tanto porque Colombia necesite una matriz limpia, sino más por compensar el famoso fenómeno del Niño donde por veranos prolongados la capacidad de generación hidráulica que se tiene, disminuye; así que indudablemente la ERNC en Colombia es una solución en el contexto actual.

➤ **¿Por qué las ERNC no se han desarrollado en Colombia, como sí lo han hecho en otros países de la región?**

Colombia empezó detrás de otros países de la región como Uruguay, Chile y Argentina, por lo que la matriz energética es limpia, realmente es un país con riqueza hidráulica, muchas cuencas hidrográficas por desarrollar y en desarrollo, eso hizo que no existiera presión, lo que sí sucedió en Uruguay porque ya prácticamente todas sus cuencas hidrográficas estaban atendidas entonces no había posibilidad de desarrollar más generación hidráulica, además es un país sin recursos de hidrocarburos, por lo tanto no podía desarrollar la térmica, adicionalmente tenía un gasoducto compartido con Argentina para que este último le inyectara gas pero nunca funcionó como se esperaba y solamente le quedaba la ERNC para tener autosuficiencia energética, razón por la cual generó una política de estado en esa vía y de ahí fue que se impulsaron los más de 1.700 MW que montaron en estas tecnologías.

Colombia motivado por los problemas del fenómeno del Niño que ha tenido efectos muy grandes en los embalses y en algunas ocasiones con restricciones en la generación y suspensión del servicio por caída de los niveles en los mismos, tuvo el contexto adecuado para entrar a las renovables no convencionales, no es que haya entrado tarde, hay que analizar los contextos distintos de cada país.

⁶⁷ Ventus Colombia: empresa de ingeniería dedicada a brindar servicios para todas las etapas de los proyectos de ERNC, incluyendo el desarrollo, ingeniería, construcción y operación, así como la comercialización de energía.

➤ **¿La normatividad e incentivos en Colombia son suficientes para promover las ERNC? o ¿Qué le hace falta a la normatividad colombiana para apoyar su desarrollo?**

En este momento las condiciones están dadas, la ley 1715 del 2.014 planteó los beneficios tanto de tipo arancelario como tributario para aquellas empresas que inviertan o hagan desarrollos en ERNC, esto ayudó bastante a que se empezaran a desarrollar esas tecnologías en Colombia, y en el último plan de desarrollo nacional el gobierno extendió a 15 años el descuento del 50% de la inversión que hagan las empresas en ERNC, sobre el impuesto de renta; este es un ejemplo de medidas que se han tomado de forma adecuada, sin embargo, todavía hay unos temas que la normatividad colombiana debería analizar para desarrollar la autogeneración a mediana escala.

La autogeneración a pequeña escala está muy bien motivada con la normativa que da apoyos a los intercambios de energía. En mediana escala (hasta 19,9 MWac) también existe la posibilidad, sin embargo creo que hay que motivarla un poco más con renovables no convencionales especialmente para puntos en los cuales hay colas de circuitos, donde para atender poblaciones rurales medianas o pequeñas con problemas de confiabilidad del suministro de energía tenemos líneas de distribución muy largas, con bajas cargas, por consiguiente altísimas pérdidas; yo creo que en ese sentido nos falta trabajar un poco más a nivel de gobierno, de ministerio, fundamentalmente en combinación con los operadores de red, quienes deben ver esta autogeneración de renovables no convencionales a mediana escala como una contribución a mejorar la regulación de los sistemas de distribución y no verlos quizás como una competencia y eso va a ayudar mucho al sistema.

➤ **¿Cuáles han sido las barreras para el ingreso de las ERNC en Colombia?**

Las principales barreras que tenemos actualmente para la generación de renovables no convencionales van con el manejo ambiental y social, que se desprenden de la misma situación en Colombia cuando se hacen proyectos en comunidades, muchas veces no se tiene claro cómo proceder con ellas y cuáles son sus intereses.

La siguiente barrera aplica para el caso de la energía eólica y está relacionada con el tema de logística, no tenemos puertos dispuestos para que llegue el equipo que se necesita en estos desarrollos, lo mismo en el tema de carreteras sobre todo en los sitios donde está el mayor recurso eólico que es en La Guajira, y algunas facilidades en los recursos.

En el tema jurídico, hay dificultades para obtener la conexión al sistema de transmisión, cuando la regulación y los operadores de red permiten que proyectos que no avanzan o no están definidos, sigan haciendo fila para un derecho de conexión, entonces debe estructurarse claramente la metodología con la cual se otorguen las conexiones a la red, pueden establecerse plazos para validar su cumplimiento, de lo contrario, que dejen el espacio disponible para otro que sí esté avanzando; en eso está trabajando la CREG y la UPME pero todavía no está claro y hay muchas dificultades en obtener esos puntos de conexión.

- **¿Deben hacerse más subastas de ERNC? y ¿Qué les cambiaría a las realizadas en el 2.019, en caso de realizarse otras rondas?**

Sí. Quizás deberían establecerse periodos un poco más largos o al menos mantener el plazo de 15 años aplicado en la subasta pasada para la compra de energía por parte de los comercializadores de ERNC.

- **¿Qué opina del sistema de PPA's bilaterales renovables no convencionales entre privados?, ¿Cómo deberían estructurarse para que sean una opción efectiva?**

Los PPA's bilaterales en Colombia, son contratos entre un comprador y un generador que basados en unas condiciones y unos valores de compra de energía, establecen el suministro; el comercializador o el comprador de la energía en la mayoría de los casos no quiere celebrar contratos a largo plazo, normalmente trata de hacerlos a 3, 5, máximo 10 años, pero para que las energías renovables no convencionales sean competitivas y financieramente resulten, normalmente tienen que ser plazos de 15 o 20 años; entonces yo creo que hay que incentivar esos periodos largos con algunos beneficios en las negociaciones bilaterales; en este momento los PPA's son una transacción, por cuánto me vende y si el precio de la energía me representa un ahorro comparado con comprarle por ejemplo a Codensa o EPM.

Lo otro es que los bancos, las entidades financieras acompañen los desarrollos de estos PPA's y les den un tratamiento especial para que también se vuelvan motivadores de la promoción de las ERNC en Colombia.

- **¿Los sistemas Derivex y Bolsa Mercantil pueden funcionar para apoyar el despliegue de las ERNC?**

Indudablemente el tema de las bolsas de energía como Derivex y la Bolsa Mercantil van a ayudar muchísimo, porque van a ser unos aglutinadores de una cantidad de promotores e inversores privados que estamos haciendo ERNC en Colombia, para que a través de esas bolsas se pueda ubicar mejor esa energía y de alguna manera compensan el papel del gobierno cuando hace subastas de compra de energía renovable no convencional a largo plazo; yo creo que esas bolsas de energía van a terminar reemplazando las subastas del gobierno nacional, eso va a ser una figura interesante.

- **¿Es partidario de incentivar también la autogeneración?, ¿Qué podría mejorarse para impulsar el desarrollo de este nicho?**

Ya se respondió en otra pregunta.

- **¿Cuál sería el mix de mecanismos más adecuado para el país?**

Yo creo que ya Colombia desarrolló un mix de medidas que tiene en este momento vigentes: medidas arancelarias donde tú puedes importar los equipos destinados a proyectos de ERNC libres de arancel, tributariamente tienes unos beneficios importantes como son el descuento en el impuesto de renta hasta el 50% de la inversión por 15 años, tienes otro beneficio que es la depreciación acelerada donde tú puedes depreciar todos los activos que tengas de ERNC, lo que te permite también mejorar tu situación fiscal como empresa, así que en el tema tributario está dado.

En el tema técnico el Centro Nacional de Operaciones (CNO) ya más o menos ha hecho las regulaciones pero queda todavía pendiente mejorar la disponibilidad de conexión de la generación renovable no convencional a los sistemas de transmisión, es decir, optimizar todo el tratamiento de los puntos de conexión; quizás la generación va avanzando rápidamente pero la planificación en la transmisión no avanza al mismo ritmo y eso hace que no se dispongan de puntos de conexión a la medida que se desarrolla la generación renovable no convencional.

Y en el tema de logística sí hay pendiente un trabajo muy fuerte, algo está haciendo en este momento el Ministerio de Transporte con el Ministerio de Minas y Energía para generar la infraestructura de puertos y de vías especialmente en el tema de generación eólica, para que se puedan llevar a la realidad todos esos proyectos en el caso de La Guajira.

Por último, debe trabajarse en la concientización de las comunidades de La Guajira que muchas veces no permiten que los proyectos de transmisión avancen a la velocidad que se requiere, entonces ese sería el mix más o menos de lo que habría que hacer.

- **Conforme a las barreras encontradas, ¿Qué condiciones, herramientas o mecanismos hacen falta para lograr la implementación de proyectos de FNCER adecuados al contexto colombiano?**

El tema de logística, de conexión, de manejo ambiental y comunidades son los que en este momento están frenando un poco el avance de las ERNC.

- **¿Qué comentarios adicionales tiene acerca de la búsqueda del desarrollo de las ERNC en Colombia?**

En Colombia el recurso eólico fundamentalmente predomina en la zona nororiental, es decir la costa, La Guajira y norte del departamento del Cesar; en el centro del país de acuerdo con los estudios que nosotros hemos hecho a partir de instalación de puntos de medición, no obtuvimos buenos resultados a pesar de que se tiene viento, dado que en las montañas, por la altura, la densidad del aire es baja y recordemos que el recurso eólico es un producto de la velocidad del viento al cubo multiplicado por la densidad, entonces cuando la densidad es baja pues la cantidad de energía que se puede lograr es baja también, a pesar que la velocidad del viento sea buena, esto hace que parte del territorio colombiano no tenga disponibilidad de tener energía eólica.

Por otro lado, Colombia es fundamentalmente solar, en todo el territorio se puede conseguir buena irradiancia y a su vez goza de recursos geotérmicos importantes, tiene muchos nevados y volcanes y yo creo que ahí hay oportunidad de aprovechar dicha tecnología, así que habría que pensar un poco en geotermia y ver cómo desarrollar solar, ya que funciona en todo el país.

3. ENTREVISTA Rodolphe Demaine - CEO de Green Yellow⁶⁸.

➤ **¿Las energías renovables no convencionales son una alternativa adecuada para el contexto eléctrico colombiano actual? y ¿Por qué?**

Lo son sin duda debido a que la matriz energética en Colombia tiene una ventaja y una desventaja muy grande, la ventaja es que hace parte de los pocos países que disponen del 70% de energía limpia gracias a su hidroelectricidad, pero también es una desventaja a futuro porque esa proporción está puesta en riesgo teniendo en cuenta que en 30 años vamos a necesitar el doble de consumo energético, y el problema es que el potencial hidroeléctrico después de Hidroituango va a estar sumamente limitado por dos razones: primero por el impacto ambiental de hacer un proyecto como ese y además todavía no sabemos cómo va a entrar Hidroituango en la matriz energética, dado que hay dudas también sobre si se va a llegar al máximo de su capacidad, afectando un 17% del potencial de producción que está teóricamente previsto para el crecimiento de Colombia y segundo, el efecto del calentamiento global, los fenómenos del Niño y la Niña, vemos año tras año el déficit hídrico en Colombia, el impacto que hay actualmente sobre la reducción de reservas de agua es muy fuerte, cada vez los periodos de sequía son más pronunciados, y sin tener infraestructura adaptada vamos a sufrir estrés de la matriz energética, así que hay estimaciones a tres años que dan altas probabilidades de escasez de energía en Colombia.

Por todo lo anterior, el gobierno debe compensar esto de una forma u otra y puede aprovechar que goza de un potencial representativo porque a pesar de su gran tamaño es muy urbano; tiene buenas opciones para energía eólica limitada a la costa caribe, pero en solar hay un muy buen nivel de radiación al estar cerca al Ecuador, el 20% encima del promedio mundial, y además no se encuentra solamente en La Guajira o en la costa, aunque tú puedes tener un nivel de radiación un poco menor en otras zonas, el hecho que haya un fenómeno de altura hace que al final cuando miras la productividad total en una central, zonas como Boyacá o Cundinamarca para instalar proyectos solares, al manejar bajas temperaturas durante el día y la noche, el equipamiento de los paneles se mantiene frío permitiendo que el neto de productividad que tú vas a tener no sea tan malo y en general los equipos son más duraderos que en la costa, donde son atacados por el azufre y la salinidad, al final es una repartición bastante homogénea del potencial solar en el territorio.

➤ **¿Por qué las ERNC no se han desarrollado en Colombia, como sí lo han hecho en otros países de la región?**

La principal razón es que en Colombia la necesidad de la energía renovable no convencional no era tan urgente, es un país con mucha riqueza, tiene petróleo, gas, carbón e hidro a bajos precios, lo que hacía difícil que las nuevas tecnologías fueran competitivas y que tuvieran su lugar; eso cambió cuando los precios empezaron a bajar y además se dieron cuenta que la matriz no aguantaba, por eso ahora iniciamos este proceso, en este momento esa energía renovable no convencional está a menos de 1% de la matriz energética colombiana, pero el cambio es radical, el tema por ejemplo de la 1715 para las ayudas a las renovables no convencionales fue un impulsador enorme para ir en este nuevo camino y

⁶⁸ Green Yellow: empresa dedicada a la consultoría, implementación y control de proyectos de energía solar eficientes.

vemos que desde hace cuatro años hay una voluntad de ese crecimiento significativo en el mercado.

➤ **¿La normatividad e incentivos en Colombia son suficientes para promover las ERNC? o ¿Qué le hace falta a la normatividad colombiana para apoyar su desarrollo?**

Es buena pero no suficiente; lo que hay es un incentivo significativo para su promoción al permitir que sean rentables, ese es el primer punto sin duda porque si no son rentables, inmediatamente matas cualquier desarrollo de renovables no convencionales, y el segundo punto es que atrae inversiones para poder hacerlo, sin embargo hay que reconocer algo y te lo digo siendo extranjero, el esquema de desarrollo está hecho para favorecer empresas locales o las que se puedan asociar con ellas, así que el beneficio en la renta líquida por ejemplo, sí no tienes proyectos en Colombia, no te sirve, al igual que el tema de hacer la amortización acelerada, y el hecho de que tú no puedas sacar los dividendos siendo una empresa internacional es también una limitación importante para la llegada de grupos extranjeros y es una pena porque solamente de las empresas francesas que conozco u otras internacionales, te puedo decir que hay tal vez 2.000 millones de dólares de inversión bloqueados, que no entran a Colombia porque finalmente no pueden rentabilizar sus proyectos, así que hay incentivos pero están orientados a que actores locales se fortalezcan, el gobierno trata de proteger la iniciativa de grupos colombianos, hay un proteccionismo en ese sentido.

➤ **¿Cuáles han sido las barreras para el ingreso de las ERNC en Colombia?**

Hay diferentes tipos de barreras, la más importante es que los operadores de red aquí en Colombia ven de muy mal ojo la llegada de ERNC si no son ellos los que están haciendo los proyectos, son hostiles a un desarrollo importante de estas energías, obviamente ellos aceptan porque el gobierno impulsa y saben que no hay otra opción, sin embargo quieren controlar esto a futuro, así que ponen las limitaciones que pueden en forma de trámites por ejemplo.

El gobierno más allá de los incentivos tiene mucho por hacer para simplificar el tema de conexión de energía renovable no convencional, para dar un ejemplo, en Panamá cuando tú haces una granja solar, la puedes conectar sobre el primer poste que te encuentras en la vía, obvio con su respectivo trámite para tener autorización; en Colombia tienes que armar una línea de acceso propia de conexión hasta la subestación, no tiene sentido tener que hacer esto.

Cuando armas un proyecto de autogeneración solar en techo, te piden que tengas un respaldo de la misma capacidad, esto tampoco tiene sentido porque es ridículo el nivel de producción que tú vas a tener, ahí realmente hay un freno muy sutil pero es real.

El otro tema importante en Colombia es la disponibilidad de conexión en las subestaciones para poder tener un proyecto, el problema es que la norma actual no es bien aplicada, lo que hace que haya múltiples brókers energéticos, son gente que pone un trámite para bloquear el potencial de conexión que tú puedes tener sobre esa subestación, luego lo postergan, lo renegocian, las autoridades les dejan plazo para poder hacerlo y finalmente nunca ejecutan el proyecto, lo único que les interesa es vender el punto como si fueran agentes inmobiliarios y finalmente te bloquean todos los procesos de desarrollo; nosotros con Ser Colombia impulsamos la modificación que hay actualmente, que no es suficiente

pero va en buen sentido, justamente trata de eliminar los bloqueos energéticos, diciendo que si no tienen garantías y si no pueden hacer el proyecto en un tiempo dado, pierden la conexión definitivamente y toda la plata que hubieran invertido, sería radical porque si fuera así volveríamos a tener el cupo disponible, lo que puede ser muy valioso para la inversión de empresas como la nuestra, obviamente eso tiene que estar totalmente eliminado.

- **¿Deben hacerse más subastas de renovables no convencionales? y ¿Qué les cambiaría a las realizadas en el 2.019, en caso de realizarse otras rondas?**

Sí es necesario que hagan más, pero que haya flexibilidad para permitir que se abra el abanico de potenciales ganadores y que permita entrar otros jugadores en el mercado, no siempre los mismos; en las subastas del año pasado en solar los 300 MW los ganó una sola empresa, Trina. Hoy en día no estamos seguros de que esa subasta tanto en eólico como en solar se pueda lograr hacer por los temas que hay actualmente de consultas públicas a los indígenas en esas zonas y el tema de infraestructuras es supremamente grave.

- **¿Qué opina del sistema de PPA's bilaterales renovables no convencionales entre privados?, ¿Cómo deberían estructurarse para que sean una opción efectiva?**

Son una buena figura; un tema que sería interesante pero ahí también hay una voluntad de los operadores muy fuerte de no dejarlo es la energía regulada, el renovable no convencional puede ser muy competitivo frente a los operadores convencionales, el problema es que no se acostumbran contratos a largo plazo, son cortos y no puedes hacer contratos bilaterales, tienes que pasar por el proceso de una subasta, es un tema bastante complicado, yo creo mucho en la parte de futuros o Derivex para permitir ese tipo de oferta, ahí habría que ver de qué forma se podrían flexibilizar ese tipo de contratos en energía regulada y no solamente no regulada.

- **¿Los sistemas Derivex y Bolsa Mercantil pueden funcionar para apoyar el despliegue de las ERNC?**

Sí, todavía es preliminar pero me parece muy interesante, yo creo que va en el buen sentido.

- **¿Es partidario de incentivar también la autogeneración?, ¿Qué podría mejorarse para impulsar el desarrollo de este nicho?**

Totalmente, sobre todo con el escenario en Colombia es fundamental, si entierras una línea de 400 Km no va a ser económico por la infraestructura que tienes que instalar, es una locura que en algunos de los lugares más pobres del país, se pague la energía cuatro veces el precio normal; en este contexto, hacer ese tipo de instalación yo creo que es competitivo, nosotros por ejemplo somos una muy buena alternativa, vamos a poner un caso hipotético: hay un municipio de 1.500 habitantes en algún lugar de Colombia que está en ZNI, tiene tierras y buena disposición para construir una central solar, la financia y la mantiene Green Yellow, forma la gente en este lugar justamente para que se pueda hacer el mantenimiento, y lo que resulta es un diferencial de lo que pagaba antes en tarifa frente a lo que paga ahora y nos compartimos los ahorros, el municipio no tiene que poner nada y al final de los quince años, la granja que tiene una vida útil de veinticinco vuelve hacia la comunidad, es totalmente factible, lo podemos hacer en cientos de municipios de Colombia, el único freno a esto es que actualmente por tema de contratación pública, no se pueden hacer contratos a quince años, hay una limitación por mandato y el segundo problema es la garantía que te

puede dar el municipio en términos de pago, pero si se piensa en un mecanismo donde hace la inversión Green Yellow y el estado colombiano sirve de garante o si se hace un contrato PPA (participación público privada) y nosotros tenemos eventualmente una garantía de otra entidad de financiación que puede ser internacional que cubra cualquier problema del municipio en temas de pago a quince años, sería perfecto, se evitaría hacer infraestructuras en lugares muy remotos del país, así que yo creo mucho en esa opción, hay todo por hacer en este país.

➤ **¿Cuál sería el mix de mecanismos más adecuado para el país?**

Es un poco de todo, son fundamentales las subastas para los proyectos grandes, me parece que el mercado de Derivex es interesante, los PPA's también porque una empresa que quiera desarrollar tecnologías renovables no convencionales lo puede hacer; la primera granja solar que vamos a inaugurar el 06 de noviembre de 2.020, "Pétalos de Córdoba", es un ejemplo muy interesante de innovación en el mercado porque el offtaker que tenemos es Éxito⁶⁹, pero no como compañía, como gran consumidor, si no que la energía solar que produciremos, será para alimentar aires acondicionados en 27 tiendas repartidas en el país, primero hicimos el cambio de los aires acondicionados para una tecnología más amigable en temas de sostenibilidad, menos consumidoras de energía, que permite más confort para el cliente y a su vez ahorros en el tiempo, y permite entrar una solución sostenible a empresas que finalmente son muy consumidoras de energía.

➤ **Conforme a las barreras encontradas, ¿Qué condiciones, herramientas o mecanismos hacen falta para lograr la implementación de proyectos de FNCER adecuados al contexto colombiano?**

Hay mucha limitación para tener autoconsumo en techo, debería ser automático que puedas conectarte con el operador sin tener problema por hacerlo sin respaldo por ejemplo; tampoco debería haber restricción para que puedas vender excedentes de una planta de autoconsumo, hoy en día es imposible porque los operadores te bloquean esa posibilidad, quieren limitar la capacidad de autoconsumo, esto va en contra del interés de la población en Colombia, necesitamos al contrario favorecer que las empresas hagan autogeneración, disminuyan la demanda, así podemos tener menos estrés sobre la matriz energética de forma global y en el futuro; en general yo diría que todos los proyectos de energía renovable no convencional deben ser totalmente integrados dentro de la matriz y sin ningún bloqueo por parte de los operadores.

➤ **¿Qué comentarios adicionales tiene acerca de la búsqueda del desarrollo de las ERNC en Colombia?**

Indispensable apostarle a esto, es algo que puede permitir equilibrio en un país con capital natural fantástico, sin que conduzca a una destrucción futura para obtener energía como lo sería el fracking; cuando ves las perspectivas de crecimiento de la matriz energética colombiana a gran escala en los diez años que vienen, no va a alcanzar a cubrir la necesidad, así que hay que apostarle realmente con todo a la renovable no convencional y

⁶⁹ Éxito: empresa multilatina colombiana del sector retail. Nació en 1.905 con la marca Carulla y desde 1.999 su accionista mayoritario es el grupo francés Casino. Es líder del retail en Colombia, con las marcas Éxito, Carulla, Super Inter, Surtimax, Surtimayorista, y su marca de centros comerciales Viva.

que Colombia sea un país ejemplo en la región en ese sentido; PCH, biomasa y todo lo que pueda servir y sea más amigable debe ser priorizado y tratar lo más posible de evitar desarrollos en el fracking, que sería destructivo en el país, si queremos evitar esto tenemos que hacer diez veces más de lo que se está haciendo.

4. **ENTREVISTA** Edgar Fernando Castillo Monroy - Asesor técnico para la adopción de energías renovables en Ecopetrol.

➤ **¿Las energías renovables no convencionales son una alternativa adecuada para el contexto eléctrico colombiano actual? y ¿Por qué?**

Sí porque complementan la canasta energética, el país tiene un potencial interesante de energía solar por la radiación al estar ubicado en zona tropical y también eólico pero ubicado principalmente en la costa caribe. Es principio del mercado eléctrico colombiano basarse en la oferta y demanda y en la eficiencia en costos, entonces en la medida que las ERNC tengan costos bajos, es muy posible que se diversifique la canasta colombiana y se complemente el parque generador actual.

➤ **¿Por qué las ERNC no se han desarrollado en Colombia, como sí lo han hecho en otros países de la región?**

Porque generalmente este tipo de sistemas tienen un fuerte incentivo tributario o regulatorio, en este país las aproximaciones han empezado, la ley 1715, el decreto 829 y la resolución 203 han permitido ya creación de incentivos para las ERNC, sin embargo el mercado eléctrico colombiano está basado en un principio que se llama neutralidad tecnológica, no distingue el origen de los kW, es indiferente si son producidos por una fuente renovable no convencional o no, eso es característico de un sistema basado en oferta y demanda y en eficiencia de costos, entonces en los países en donde se ha desarrollado la energía renovable no convencional generalmente se encuentran unos fuertes incentivos tributarios, unos descuentos al generador o al consumidor o usuario, en Colombia eso no existe.

➤ **¿La normatividad e incentivos en Colombia son suficientes para promover las ERNC? o ¿Qué le hace falta a la normatividad colombiana para apoyar su desarrollo?**

La diferenciación en la tasa de carbono: el precio del kW que se ofrece al público debe tener una clasificación relacionada con el programa de descarbonización en el país, aunque la mayor parte de la generación colombiana es hidráulica y tiene una huella de carbono muy baja, podría pensarse que la irrupción a nivel domiciliario de unidades generadoras fotovoltaicas de pequeño alcance, pequeños autogeneradores, considerara lo que puede aportar a la descarbonización de la economía, eso no existe, entonces el incentivo a la descarbonización puede ser un factor que apalanque la adopción de sistemas renovables no convencionales a escala domiciliaria por ejemplo.

➤ **¿Cuáles han sido las barreras para el ingreso de las ERNC en Colombia?**

Se respondió en otras preguntas.

- **¿Deben hacerse más subastas de renovables no convencionales? y ¿Qué les cambiaría a las realizadas en el 2.019, en caso de realizarse otras rondas?**

Sí, me imagino que eso va a seguir, en parte porque los proyectos hidroeléctricos de Colombia son muy costosos, el retraso de Hidroituango genera posiblemente una contracción en la oferta de energía eléctrica en el mediano plazo, por lo que no ha entrado en operación todavía, así que esos MW tienen que ser reemplazados por una fuente más confiable.

- **¿Qué opina del sistema de PPA's bilaterales renovables no convencionales entre privados?, ¿Cómo deberían estructurarse para que sean una opción efectiva?**

Los PPA's son una opción interesante para minimizar los costos de bancarización de un proyecto, si hay un músculo financiero por parte de quien ofrece la energía, me parece útil en la medida en la que no lo tiene que asumir el consumidor, pero diría que los términos de tiempo deberían revisarse luego de unos cinco o seis años dadas las fluctuaciones de la economía y la transición energética, debido a que la dinámica de precios está cambiando muy rápidamente.

- **¿Los sistemas Derivex y Bolsa Mercantil pueden funcionar para apoyar el despliegue de las ERNC?**

No responde.

- **¿Es partidario de incentivar también la autogeneración?, ¿Qué podría mejorarse para impulsar el desarrollo de este nicho?**

Totalmente, el país debe superar la generación centralizada de grandes hidroeléctricas que tienen un alto compromiso ambiental y generan pérdidas en transmisión importantes cuando los usuarios quedan al final de la línea, entonces la autogeneración basada en potenciales locales permite una mayor flexibilidad en la cobertura y ampliación de la misma, además de diseñar sistemas mucho más económicos en términos de infraestructura y de redes y pensaría yo que deben tener más incentivos, por ejemplo, a pesar de que usted sea una generadora confiable, debe pagar por el respaldo que le ofrezca el comercializador o la distribuidora por la existencia de las redes eléctricas que ya están y permiten que en algún momento dado, el sistema eléctrico interconectado le brinde energía en los casos en que usted necesite, esa tarifa de respaldo me parece que debe ser regulada y revisada a la baja.

- **¿Cuál sería el mix de mecanismos más adecuado para el país?**

La subasta está bien, es una herramienta de mercado importante para tener las mejores ofertas y así se controla tarifa pero eso debe estar pegado a una fuerte regulación que incentive la autogeneración, la cual en un futuro va a ser muy importante; el hecho por ejemplo de no contar con smart grids imposibilita muchas veces usar todo el potencial de esta generación, entonces un plan agresivo para implementarlas en centros donde ya se tenga la autogeneración, sería muy importante.

- **Conforme a las barreras encontradas, ¿Qué condiciones, herramientas o mecanismos hacen falta para lograr la implementación de proyectos de FNCER adecuados al contexto colombiano?**

Fundamentalmente la creación de un ecosistema, hay que generar proveedores de tecnología y de servicios, tener unas líneas de bancarización mucho más atractivas, o sea la banca a través de líneas de fomento debería ofrecer mejores condiciones para que el dinero que apalanque los sistemas distribuidos o los de autogeneración tengan la posibilidad de una mejor supervivencia económica, actualmente el payback de los sistemas autogenerados a pequeña escala es muy alto, cerca de 8 años, eso muchas veces asusta al inversionista en ERNC.

- **¿Qué comentarios adicionales tiene acerca de la búsqueda del desarrollo de las ERNC en Colombia?**

No es siquiera una moda, es una necesidad, en la medida en que la transición energética global conduce a que lentamente la sociedad se va a electrificar en alguna medida, es un proceso que se va a imponer a mediano y largo plazo, cada día la economía va a migrar más de los combustibles fósiles hacia las fuentes de electricidad, va a haber mucha reconversión industrial y en movilidad, entonces esa transformación energética debe ser acompañada con una mejor distribución de las utilidades que tenga el potencial energético; en el momento por ejemplo la energía fósil tiene grandes capitales y grandes corporaciones que las manejan y la posibilidad de las energías renovables no convencionales es que puedan tener un uso mucho más amplio, entonces debe haber una política de popularización de esas tecnologías que permita costos mucho más bajos para poder apalancar el desarrollo.