

Tesis de Maestría para optar al título de Magister en Energía  
La promoción de las Energías Renovables como instrumento para la  
soberanía energética: Estudio comparado de la regulación en  
Argentina, Colombia y España



**TESISTA: Ing. Julián Camilo Peña Rodríguez**  
**DIRECTOR DE TESIS: Dr. Iñigo del Guayo Castiella**



**CEARE**

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA  
ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

**Universidad de Buenos Aires**

**Buenos Aires, Argentina**

# Contenido

Índice de Ilustraciones.....	5
Resumen .....	7
Introducción.....	11
Capítulo 1. República Argentina. ....	14
1.1 Estado Actual de las Energías Renovables en Argentina .....	15
1.1.1 Panorama General.....	15
1.1.2 Matriz Energética Argentina. ....	16
1.2 Políticas de Energías Renovables en la República Argentina.....	17
1.3 Regulación de las Energías Renovables en la República Argentina. ....	18
1.3.1 Ley 25.019. “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar” .....	19
1.3.2 Ley 26.093 “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y uso Sustentables de Biocombustibles” .....	19
1.3.3 Ley 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” .....	20
1.3.4 Ley 27.191 Modificatoria de la Ley 26.190 .....	22
1.3.5 Decreto Reglamentario 537/2016, reglamentación de la Ley 27.191 .....	27
1.3.6 Ley 27.424 “Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la red Eléctrica Pública” .....	29
1.3.7 Decreto Reglamentario 986/2018, reglamentación de la Ley 27.424 .....	33
1.3.8 Mecanismos regulatorios para el cumplimiento de las obligaciones de energía renovable .....	37
1.4 Comentarios sobre la normatividad Renovable en Argentina.....	44
Capítulo 2. República de Colombia. ....	46
2.1 Estado Actual de las Energías Renovables en Colombia. ....	47
2.1.1 Panorama General.....	47
2.2.2 Matriz Energética Colombiana. ....	48
2.2 Políticas de energía renovable en Colombia. ....	49
2.3 Regulación de las Energías Renovables en la República de Colombia. ....	50
2.3.1 Ley 697 de 2001. “Uso racional y eficiente de la energía y promoción de energías alternativas”. ....	51
2.3.2 Decreto Reglamentario 3683 de 2003 .....	51
2.3.3 Resolución 180919 de 2010 – Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 – PROURE .....	52
2.3.4 Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. ....	53

2.3.5 Decretos reglamentarios de la Ley 1715 de 2014.....	59
2.3.5.1 Decretos reglamentarios para la generación distribuida.....	59
2.3.5.2 Decretos reglamentarios para el régimen de fomento de las energías renovables. .	61
2.3.5 Subastas de energía eléctrica renovable y su mecanismo complementario. ....	66
2.4 Comentarios sobre la normatividad Renovable en Colombia .....	70
Capítulo 3. Reino de España.....	71
3.1. Las energías renovables en la Unión Europea y el Reino de España. ....	71
3.2. Estado Actual de las Energías Renovables en España. ....	74
3.2.1. Panorama General.....	74
3.2.2. Matriz Energética Española.....	75
3.3 Política energética para las Energías Renovables en la Unión Europea y el Reino de España. .....	76
3.4 Regulación de las Energías Renovables en la Unión Europea.....	79
3.4.1 Un objetivo vinculante de la Unión para 2030 .....	80
3.4.2 Sistemas de apoyo para las fuentes renovables .....	81
3.4.3 Autoconsumo Renovable .....	83
3.4.4 Biocombustibles, transporte y calefacción.....	84
3.5 Regulación de las Energías Renovables en el Reino de España. ....	86
3.5.1 Evolución del marco regulatorio español de energías renovables.....	86
3.5.2 Situación actual del marco regulatorio español.....	93
3.5.3 Real Decreto 413/2014 “Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”. ....	94
3.5.4 Real Decreto 244/2019 “Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica” .....	98
3.5.5 Ordenes de Retribución. ....	105
3.5.6 Subastas de energía renovable. ....	108
3.6 comentarios sobre la normatividad Renovable en la UE y el Reino de España .....	112
Capítulo 4. Las Energías Renovables, el camino a la Soberanía energética .....	113
4.1 Política energética renovable de largo plazo, un proyecto para la soberanía energética. 116	
4.2 Regulación energética para el fomento de la generación de energía renovable.....	119
4.2.1 Las subastas de energía renovable como herramienta para la soberanía energética 122	
4.2.2 Descentralización, eficiencia energética y autoconsumo, un punto común .....	126
Conclusiones Generales.....	128
Conclusiones específicas y reflexiones .....	128

**Bibliografía**..... 131

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Matriz energética Argentina .....	16
Ilustración 2. Matriz renovable Argentina .....	17
Ilustración 3. Proyectos adjudicados según fuente energética .....	38
Ilustración 4. Proyectos adjudicados RenovAr rondas 1 y 1.5 .....	41
Ilustración 5. Proyectos adjudicados RenovAr ronda 2 .....	42
Ilustración 6. Contratos adjudicados hasta la ronda 2.....	42
Ilustración 7. Matriz energética colombiana .....	48
Ilustración 8. Metas de participación renovable para el SIN y las ZNI .....	53
Ilustración 9. Proyectos de generación de energía adjudicación en la primera subasta de renovables en Colombia.....	69
Ilustración 10. Matriz energética Española 2018.....	75
Ilustración 11. Potencia solar fotovoltaica acumulada en España en el periodo 2006-2018 .....	90
Ilustración 12. Esquema resumido del modelo de subasta español.....	111
Ilustración 13. Matriz energética mundial 2016 .....	114
Ilustración 14. Consumo energético mundial .....	126

## Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo a tres personas muy valerosas para mí.

A mi mamá, Marlene, quién siempre me apoyó y creyó en todas las iniciativas académicas y personales que he tenido en mi vida, brindándome en los momentos más difíciles y que menos creí en mí, su abrazo, contención y amor. Ella, quien, con su sonrisa, tranquilidad, sencillez y amor me dieron las herramientas para no rendirme, y con su amor a la enseñanza, educando durante su vida profesional a cientos de estudiantes transmitiendo el amor por el idioma que tanto ama, ha sido una inspiración para de la misma forma, disfrutar ejercer mi profesión.

A mi hermano, César, que a lo largo de mi vida me ofreció la posibilidad de contar con su apoyo, y durante mi estancia en Argentina y España me brindó mucha asistencia y motivación, además, un excelente profesional y ser humano a quien admiro y respeto.

A mi padre, Pedro, quien falleció cuando comencé esta Maestría, quien, a lo largo de su vida se dedicó a formar más que estudiantes, excelentes personas. Quien también fue mi profesor, transmitiendo mucho del cariño que tengo al conocimiento, forjando en mí mucho de él, y me tomo esta dedicatoria para hacer un sentido homenaje a un fragmento de un poema suyo llamado "Cuando te conocí" dedicado a mi madre.

*"Desde ese día llevo tu ser en mi mente,  
y me acompaña en la oscura noche,  
cuando el corazón palpita sin piedad."  
Pedro Pastor Peña*

## Agradecimientos

Quiero agradecer al Dr. Iñigo del Guayo Castiella, mi director de Tesis a quien conocí en España y que sin él no sería realidad este trabajo, que, con sus consejos, guía y constante dedicación, permitió que pudiera conseguir éste logro, pero, más que ser mi director de tesis, es mi gran amigo.

También quiero agradecer mi novia Ángela Ruiz Díaz Rolón, quien me apoyó constantemente y me brindó toda su ayuda, comprensión y amor incondicional para que pudiera culminar de la mejor manera posible mi Tesis.

A mis amigos, en especial Leonardo Copete y su amada mamá (doña Teo), quienes siempre creyeron en mí y me alentaron a no abandonar mi Tesis.

Por último, agradecer a todos mis profesores y compañeros de la maestría, de quienes aprendí muchas cosas no solo de la energía, sino de la vida.

De más está agradecer a Argentina por brindarme un hogar, amigos y todas las posibilidades que he tenido desde que estoy en el país, y a España, en donde encontré un gran amigo, además de excelentes personas.

# Resumen

La evolución del marco normativo en función del desarrollo de las energías renovables ha sido uno de los temas a tratar por parte de los planificadores de políticas energéticas en el mundo, quienes entendiendo el aporte que estas representan para la contribución en la soberanía energética a través de la diversificación del Mix, han implementado diversas herramientas de fomento y competitividad para ello. En estos instrumentos se centra esta tesis, en la cual se hace un estudio de los marcos regulatorios de Argentina, Colombia y España, de los cuales se va a exponer y analizar la temática relacionada con su normativa regulatoria.

Es en este sentido, por ejemplo, que la República de Argentina sanciona en el año 1998 la Ley Nacional 25.019, que declara de interés nacional la generación de energía de origen eólico y solar en todo el territorio nacional, e introduce por primera vez el incentivo económico como instrumento para promover la generación de energía renovable, posteriormente el Congreso sanciona la Ley Nacional 26.190 de 2007 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”, reglamentada por el Decreto 562/2009, por medio de la cual se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, introduciendo además un límite mínimo para la participación de las renovables en la matriz establecido en el 8%, y también amplía los beneficios fiscales para la promoción de proyectos renovables en el país, marcando así el camino del sistema regulado renovable.

En la actualidad, la regulación vigente en la Argentina, está enmarcada por la Ley Nacional 27.191, sancionada por el Congreso de la Nación el 23 de septiembre del 2015, y reglamentada por el Decreto 531/2016, con la que se modifica la Ley 26.190, fijando las metas de participación de las energías renovables en dos etapas, en la primera, se mantiene la participación esperada del 8% que estaba consignada en la Ley anterior, estableciendo como plazo el año 2017 para su consecución, y en la segunda etapa, llegar al 20% de participación en el año 2025. Además, se crea el FODER (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables), se modifican los incentivos fiscales y aduaneros, también, se introduce la participación de los grandes usuarios con compromisos de energía renovable y la inversión nacional o extranjera para la construcción y/o ampliación de las centrales de generación renovable, en los que se adjudican los beneficios fiscales y aduaneros a partir de mecanismos competitivos, como el programa RenovAr (compras conjuntas) donde se firman contratos de abastecimiento por un máximo de 20 años, contratos bilaterales de energía renovable entre generadores y grandes usuarios y el uso de generación distribuida renovable a través de sus beneficios promocionales, enmarcados en la Ley 27.424 “Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la red Eléctrica Pública” y su Decreto reglamentario 986/2018.

En el caso colombiano, con la promulgación de la Ley 51 de 1989, el Gobierno Nacional sentó las bases para la atención de las necesidades energéticas nacionales regulando y organizando el uso racional de las diversas fuentes de energía, es importante notar que, en dicha ley, se buscaba aprobar los programas de generación eléctrica no convencional, y para coordinar los programas de generación de energía eléctrica en áreas no interconectadas. La Ley 143 de 1994, o “Ley eléctrica colombiana” sienta las bases para la implementación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y

las Zonas No Interconectadas (ZNI), estableciendo el marco regulatorio para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía, privilegiando la generación de energía eléctrica por los medios que resulten más eficientes y competitivos, con lo cual las energías renovables no convencionales no tuvieron mayor participación en el Mix colombiano, entendiendo la hidroeléctrica como fuente renovable convencional.

En materia de energías renovables, la Ley 697 de 2001 “Uso racional y Eficiente de la Energía y Promoción de Energías Alternativas” es la herramienta normativa más relevante en Colombia para el desarrollo de éstas fuentes, ya que busca establecer un marco normativo de carácter especial sobre éstas, marcando el inicio de su regulación, consagrado en la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, introduciendo por primera vez en el país, un marco de apoyo a proyectos de generación renovable, por medio de incentivos fiscales y aduaneros que permitan hacer visible y atractivo el sector renovable del país para inversores nacionales o internacionales, y a su vez, la competitividad del mismo, ya que la adjudicación de los beneficios y los contratos de compra de energía, bajo la modalidad de contrato pague lo contratado, que se pactan por medio de subastas de dos puntas y su mecanismo complementario, donde participan los generadores y los grandes usuarios, además, para este fin, se introduce la obligación de participación de una cuota de energía renovable por parte de estos usuarios del 8% de su energía sea renovable.

La Regulación de las energías renovables en España no empieza a desarrollarse hasta la década de 1980, con la Ley 82/1980 sobre conservación de la energía, que fomentaba la generación minihidráulica con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y mejorar la eficiencia energética. Posteriormente la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distingue la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial (considerando a las renovables de esta forma) e identifica también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. Un aspecto importante, de la evolución del sector regulatorio español, fue la introducción de la competencia en mercados de bienes y servicios, incentivando la participación en el mercado de las instalaciones del régimen especial por parte de inversores locales o extranjeros, basado principalmente en un esquema de mercado enfocado en la tarifa y la retribución de los proyectos renovables que fue fortaleciendo el sector en el país y la inversión en el mismo.

Posteriormente con el Real Decreto 436/2004 se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrollando la Ley del Sector Eléctrico y estableciendo el esquema legal y económico para el régimen especial, que fue evolucionando ante diversas circunstancias económicas, así, el regulador español fue emitiendo distintas normativas a fin de adaptar el marco regulatorio con la meta de consolidarlo en un sistema estable y previsible basado en la rentabilidad razonable que perciben los productores de energía.

Es así como se publica el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, estableciendo el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, basado, como se mencionó anteriormente en la rentabilidad razonable de los proyectos, así como también, se introduce el esquema competitivo para la adjudicación del régimen retributivo, por medio de subastas marginales de energía

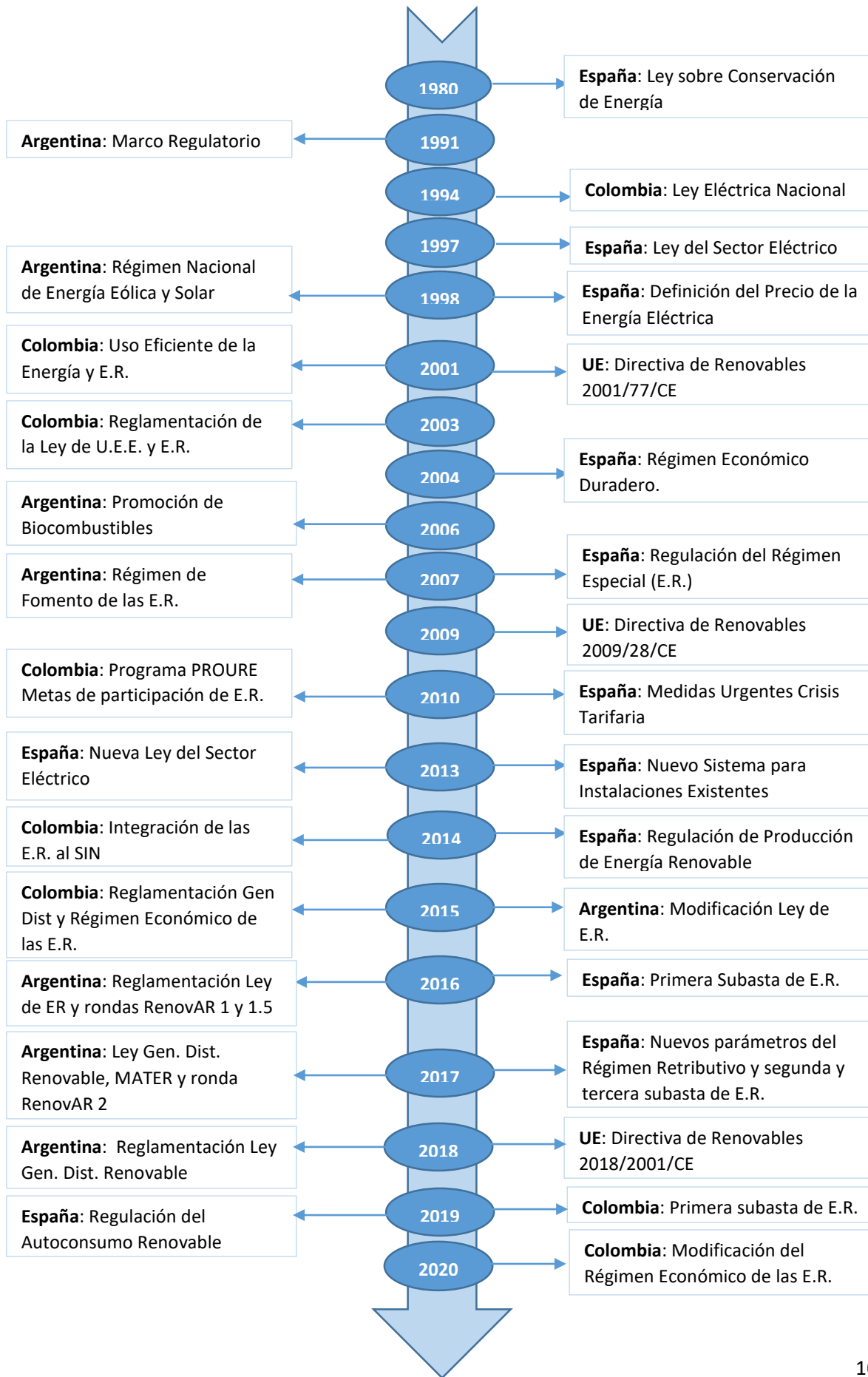


renovable, donde los interesados en adjudicarse los beneficios de dicho régimen, presentan sus ofertas de venta de energía y éstas se las organiza de menor precio a mayor, hasta completar el cupo establecido por el Estado. Finalmente, con el Real Decreto 244/2019 relativo al autoconsumo de energía renovable por parte de los usuarios finales del sistema de distribución, en cumplimiento de las directrices de la Unión Europea, se fomenta el uso de las energías renovables por parte de los usuarios finales y disminuyendo así, las barreras de acceso a estas.

Es importante hacer mención que, en el caso español, la política y la regulación está enmarcada por las Directivas de la Unión Europea, que, para el caso particular de las energías renovables, se encuentra establecido actualmente en la Directiva 2018/2001/CE, en la cual se promueve el uso de los beneficios basados en la tarifa asignados por medio de mecanismos competitivos, además, se fomenta la cooperación tecnológica y creación de proyectos de energías renovables entre países miembros y con terceros países, el uso de la generación distribuida, eficiencia energética y la implementación de marcos regulatorios que fomenten el uso del autoconsumo de energía renovable en los Estados miembros. Esto en línea con la política europea de descarbonizar su economía, manteniendo la competitividad del sector energético europeo y fomentar el uso de los mecanismos que mejor se adapten a la transición energética, de la cual la Unión Europea se constituye como un líder y un referente mundial, de cómo a través del fomento y establecimiento de las energías renovables se puede alcanzar la soberanía energética.

Así, se puede observar que el uso de mecanismos competitivos como subastas de energía renovable gracias a su flexibilidad y versatilidad de diseño, que permite incorporar múltiples criterios de selección y asignación, además de las fuentes y tecnologías a utilizar, enmarcan el grado de penetración que pueden tener en el Mix, además el fomento del uso de las energías renovables por parte de los consumidores finales, sumado a la eficiencia energética y la generación distribuida con sus múltiples beneficios contribuyen a la constitución de la soberanía energética desde la democratización del uso de la energía

Luego, a continuación, se puede ver cómo a lo largo del tiempo, la evolución del sector regulatorio en los países de estudio ha sido más o menos intenso acorde a sus necesidades y políticas energéticas marcando los principales hitos de estas, lo que se irá desarrollando más en la tesis, a fin de exponer con mayor profundidad éstos temas.



# Introducción

El ser humano, desde sus inicios, ha estado ligado al uso de la energía para su supervivencia y confort, por ejemplo, emplear el fuego para la cocción de alimentos, para calentarse en las noches o ahuyentar a sus depredadores, y en este sentido se podría decir que el desarrollo de la energía ha sido inherente al ser humano, así como también la búsqueda de este a las fuentes de energía, porque ese hombre que usaba el fuego para calentarse, fue desarrollando distintos mecanismos para llegar a aprovechar los recursos que ha tenido a su alcance para su comodidad, transformando así su entorno y a su vez sus hábitos, así ese hombre libre, en el sentido de tomar lo que quiera cuando lo deseaba, entregó su libertad individual para constituirse en un ser libre en sociedad, y tener el derecho a poseer, derecho que llegó acompañado al de consumir, en principio, lo elemental para sobrevivir y tener una vida digna.

Posteriormente con el descubrimiento del carbón, el primer combustible fósil al que se tuvo acceso, se transformaría a la humanidad. Ya que este permitió la industrialización y con ella, un nuevo modo de convivir en sociedad [1]. Un modo en el cual desarrollos tecnológicos como el motor, los automóviles, la calefacción, la informática entre otros, transformaron el consumo de la energía pasando de ser un complemento del ser humano, a constituir un ser humano que depende del consumo. En este sentido, se podría decir que los combustibles fósiles han sido el motor del desarrollo económico de los Estados, por los cuales satisface las necesidades de sus ciudadanos a través de los servicios públicos y salud, pero también, trajeron consigo, una alta dependencia de ellos. Se podría decir entonces que, la historia del hombre es la historia de la búsqueda permanente de fuentes de energía y de sus formas de aprovechamiento, con el propósito humano de servirse del ambiente [2].

Pero, el crecimiento del uso de la energía como una necesidad de este ser humano moderno, establecido en una sociedad que gira en torno al consumo energético, conllevó a plantear que el uso de los recursos con los cuales se genera la energía, se transporta, distribuye y se la consume, debe ser racional basada en un concepto económico que permita el desarrollo del sector energético, como un mercado en el que debe existir competencia donde se la necesite, ya que es esta la que garantiza no solo el precio, sino la eficiencia en el uso de los recursos energéticos. En este sentido, nace la regulación energética, la cual se constituye como un mecanismo del Estado para asegurar la eficiencia, especialmente económica, allí donde las fuerzas del mercado o de otra índole no pueden conseguirla [3].

En este contexto, la regulación energética ha estado enfocada mayormente en las actividades relacionadas a la generación de energía con base en los recursos fósiles e hidráulicos, estableciendo en estas, un mercado altamente competitivo, en el cual el desarrollo tecnológico, investigación e inversión conforman de una u otra forma, una especie de monopolio energético en el cual, aunque los actores del mercado sean muchos, las fuentes son las mismas. No en vano, el negocio de la energía y la política ha girado en torno a dichas fuentes, lo que ha dado como resultado la pérdida progresiva de la soberanía energética de los países que, por su estructura de consumo, son altamente dependientes de los recursos fósiles, dejando de lado, la posibilidad de desarrollar otras fuentes de energía en el camino.

Así las cosas, tanto la regulación como la matriz energética en las últimas décadas, se han enfocado a las energías de fuentes convencionales, de las cuales, más que tener en cuenta su costo de producción, que por el desarrollo tecnológico del que se ha hecho mención es muy bajo y competitivo, lo que se debe de tener en cuenta es el costo ambiental que estas tienen asociado. Dentro de los cuales se destacan las emisiones de CO<sub>2</sub> y la volatilidad del precio de los combustibles, en el caso de los recursos fósiles, y en el caso del recurso hídrico, los cambios en los ciclos de lluvias que este ha tenido a raíz del cambio climático. Costos que no son aplicables a las renovables no convencionales<sup>1</sup>, lo que, desde este punto de vista, hace que sea mucho más rentable el fomento y desarrollo de estas fuentes en el mix energético de cualquier nación. Y es que justamente, en el análisis y la evolución de la composición del mix energético de un país, se puede medir que tan dependiente puede llegar a ser, ya que éste permite ver en qué porcentajes están compuestos sus fuentes de producción de energía y al contrastarlo con los recursos que posee para su producción, se ve cuanta dependencia tiene y que tan soberano puede llegar a ser.

Luego, es en este panorama de dependencia, de relaciones político-económicas y soberanía energética que las energías renovables se hacen visibles ante los ojos de una sociedad que durante años no las tuvo presentes. Situación que está cambiando puesto que ahora los países desarrollados y gran parte de aquellos en vías de desarrollo, están orientando sus políticas energéticas, con mayor o menor intensidad, hacia el fomento de estas tecnologías, de hecho, las tecnologías renovables son las que están experimentando una mayor tasa de crecimiento en todo el mundo, al tiempo que los objetivos de desarrollo definidos en relación a ellas a medio plazo son cada vez más ambiciosos [4]. Y aunque sus costos de producción siempre se caracterizaron por ser muy altos, justamente este recambio ideológico que ha enfatizado en desarrollar tecnologías cada vez más eficientes y menos costosas, han logrado un gran avance en materia de precios, al punto que tecnologías como la solar o la eólica compiten en los mercados que siempre tuvieron lugar para las convencionales.

Situación donde es claro que la intervención estatal se justifica, que es cuando el mercado carece de condiciones de competitividad [3], porque el grado de éxito que tienen las renovables en el mercado eléctrico, depende directamente del esquema regulatorio que permita su fortalecimiento y competitividad, y es ahí donde la regulación de apoyo a estas tecnologías se constituye en el factor clave para su desarrollo [4], por medio de mecanismos económicos, fiscales y aduaneros que contribuyan a darle la visibilidad y estabilidad regulatoria a los interesados en realizar proyectos renovables, en conjunto con procesos transparentes y competitivos para asignar los recursos de estos regímenes de apoyo, ya que la regulación energética es el mecanismo del cual dispone el Estado que permite asegurar la eficiencia, especialmente económica aplicada al sector energético para procurar un crecimiento económico sostenible y asegurar la competencia, la seguridad, la sostenibilidad, el suministro y el sistema energético [3].

Y, justamente, en ese equilibrio soberanía-suministro energético, las renovables se convierten una apuesta tan amplia por parte de los planificadores, que sólo se puede explicar por el reconocimiento creciente de las ventajas que tienen en el mundo actual en tres ámbitos fundamentales: el medio ambiente, la seguridad energética y el desarrollo económico [4]. Porque el camino a la diversificación de la matriz energética, es en la actualidad uno de los principales objetivos de la política energética en el mundo y la regulación es uno de los mecanismos de los que dispone el

---

<sup>1</sup> Entendiendo a estas fuentes como el viento, el sol, entre otras.

Estado para proporcionar respuestas ágiles a las necesidades de los sectores energéticos [3], motivo por el cual, es muy importante el estudio de la regulación y las políticas energéticas en distintos países que han elaborado marcos de apoyo y fomento a la industria renovable, porque la finalidad no es copiar lo hecho por otros, la finalidad es establecer herramientas a partir del éxito o fracaso de esos modelos, adaptado a la realidad propia y así constituir un Estado soberano energéticamente hablando, capaz de desarrollar todas sus fuentes de energía.

## OBJETIVOS

El objetivo general de ésta investigación es presentar un estudio comparado de la regulación en Argentina, Colombia y España, para el fomento y desarrollo de las energías renovables como una herramienta para la construcción de la soberanía energética, basada en la diversificación del Mix a partir de fuentes renovables, por medio de esquemas competitivos en conjunto de incentivos económicos y el uso de las renovables del lado de la demanda de energía eléctrica.

Los objetivos específicos que se plantean para el desarrollo de este proyecto de investigación son:

- a) Recopilación de la información regulatoria: Identificar y recopilar las fuentes de información concerniente a los marcos regulatorios de cada país.
- b) Descripción del panorama actual de las Energías Renovables en cada país: Exposición del estado actual de las energías renovables por país con sus fuentes más importantes.
- c) Descripción de las políticas energéticas renovables: Estudio e identificación de las políticas energéticas en los tres países.
- d) Estudio de los marcos regulatorios: Estudiar e identificar los principales aspectos que componen los marcos regulatorios y los mecanismos de cada nación para la materialización de estos, así como también su evolución histórica.
- e) Comparación regulatoria: Acorde a la información reunida y con la descripción de cada sistema, se hará una comparación de los aspectos regulatorios y políticos en los tres países, en particular de las herramientas que se presentan para el fomento de las renovables, tales como: los regímenes de fomento, las subastas, la descentralización de la generación de energía, la eficiencia y el autoconsumo. Describiendo las principales características de cada sistema, realizando así la comparación y contrastación sistemática para cada país.
- f) Descripción de los mecanismos que mejor se adaptan a las necesidades de las energías renovables: subastas renovables, autoconsumo, generación distribuida y eficiencia energética, detallando como se realizan estos procesos dentro de cada normativa, explicando cómo se lleva a cabo el proceso de sus adjudicaciones y esquemas regulatorios a partir de sus características en cada normativa.

## METODOLOGÍA

Para la elaboración de este proyecto, se plantea como metodología la investigación y recopilación de las leyes que componen los sistemas regulatorios de cada país, así como también, profundizar en los mecanismos que desde la regulación se plantean para el cumplimiento de lo establecido en las leyes, para esto se buscará hacer una descripción de los mecanismos competitivos a su vez que se exponen sus reglamentaciones.

Además, el estudio de las políticas energéticas que enmarcan el desarrollo de las energías renovables, en particular del caso español, donde las políticas, su regulación y mecanismos están enmarcados en las directrices de la Unión Europea, para lo cual se plantea el estudio de las Directivas de Renovables y la política energética renovable de la Unión.

## Capítulo 1. República Argentina.

A lo largo de su historia, Argentina ha sido un país productor por excelencia, sea de productos agrícolas, cárnicos o industriales, entre otros. Y es en sentido que también el crecimiento de su demanda energética ha ido en aumento con el paso del tiempo, no en vano en el país, el primer uso masivo de la electricidad tuvo lugar en la ciudad de La Plata en el año 1886, momento en el que se instaló la primera usina que alimentaba 200 focos. Así la ciudad de La Plata se convirtió en la primera ciudad de Sudamérica con alumbrado eléctrico y con la primera central eléctrica del país, posteriormente, en el año 1887, la ciudad de Buenos Aires instaló su primera usina que suministraba electricidad principalmente a la zona de la Avenida de Mayo [5].

Con este notable adelanto, el país se fue convirtiendo de a poco en una de las economías más notables de la región. Luego, en el año de 1897 en la provincia de Córdoba se puso en funcionamiento la primera central hidráulica del país, llamada Casa Bamba. La misma contaba en sus inicios con 1,2 MW de potencia, y en el año 1911 se amplió su capacidad a 2,3 MW. Este fue, además, el primer aprovechamiento hidroeléctrico en Sudamérica [5]. Y en esta línea, sobre el constante crecimiento de la demanda, debido a la utilización de motores en la industria, el mayor uso de iluminación, llevó a la necesidad de desarrollar más fuentes para generar energía, por ejemplo, la primera central térmica del país, en 1910, posteriormente el desarrollo del sistema de transporte subterráneo, que fue el primero de la región, sumado a la electrificación de las vías ferroviarias. Así la Argentina fue sumando mayor demanda, pero a su vez, aumentando la dependencia de recursos fósiles para generarla, lo que trajo la utilización del gas natural, ciclos combinados con las centrales térmicas, el desarrollo de más aprovechamientos hidráulicos, pero siempre con la constante de mayor dependencia de recursos fósiles.

Así, en esta necesidad de desarrollar diversas fuentes que puedan alimentar la creciente demanda del país, es que en el año de 1968 se construye la primera central nuclear de Argentina, Atucha I que, además, es la primera de su tipo en América Latina, mostrando que una vez más, el país estuvo a la vanguardia de los desarrollos tecnológicos más importantes en la región. Sin embargo, pese a estos logros, la matriz energética del país sigue siendo altamente dependiente de los recursos fósiles e hidráulicos, y más allá de las diversas crisis económicas que han azotado al país, la demanda de energía es y seguirá siendo una necesidad a satisfacer por parte del Estado, situación que no deja de ser la misma en todos los países del mundo.

Consciente de esta situación, las políticas argentinas comenzaron a incluir las energías renovables como una opción para la diversificación del Mix, desarrollando de a poco, un marco regulatorio basado en incentivos fiscales y competencia de mercado, porque, como se ha podido observar, gran parte de los lineamientos en materia de política energética del país, ha sido buscar alternativas en los recursos de los que dispone el mismo. Además, Argentina cuenta con un gran potencial para ello, y entendiendo también la altísima dependencia que tiene de los recursos fósiles, no en vano, dentro de sus principales fuentes de energía se encuentra el gas natural, del cual tiene un enorme

potencial para aprovechar, enmarcado en el yacimiento de Vaca Muerta. Sin embargo, los planificadores, conscientes de la política mundial del cambio climático y la transición energética, que son un factor importante, han planteado la necesidad de diversificar la matriz energética, en pro de la soberanía, en un país con altísimo potencial para lograrlo.

## 1.1 Estado Actual de las Energías Renovables en Argentina

### 1.1.1 Panorama General.

La Argentina es un país con un gran potencial en cuanto a las energías renovables, ya que cuenta con una localización geográfica en la cual, dispone de gran variedad de recursos, por ejemplo, en la Patagonia, el país tiene una fuente inagotable de energía, el viento, el cual, es de los mejores del mundo para generar electricidad por su intensidad y constancia. Y es que se pueden alcanzar con granjas eólicas allí instaladas, factores de capacidad superiores al 35%, lo que hace que, para muchos especialistas, el viento patagónico sea el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental, ya que en el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte, o en instalaciones "off shore" [6].

La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. En este sentido la Argentina tiene en cerca del 70% de su territorio, vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo, supera los 6 m/s. La costa atlántica de la Provincia de Buenos Aires tiene vientos similares a los de las costas del Báltico y del Mar del Norte, superiores a los 7 m/s. Vastas zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Por lo general las granjas eólicas on-shore en Europa se encuentran en sitios con promedios de vientos del orden de 7m/s. Existen también otras regiones en la Argentina con vientos de intensidades medias entre 7 y 10 m/seg, no sólo en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires sino también en varias provincias centrales [6].

Por otra parte, la energía solar, de la cual se pueden sacar buenos aprovechamientos para la generación de energía eléctrica, pese a que los mismos estén condicionados por la intensidad de radiación solar recibida por la tierra y los ciclos diarios, en Argentina se recibe una insolación importante y favorable para el uso de energía solar, en particular, la franja del noroeste (parte occidental de Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Juan) presenta irradiación alta (superior 5 kWh/m<sup>2</sup>-día), con posibilidades de aprovechamiento en proyectos de potencia. Además, en gran parte de la superficie del país (sobre todo al norte del río Colorado) presenta irradiaciones que permitirían su aprovechamiento en proyectos de generación eléctrica de baja potencia y sobre todo en calentamiento de agua [7]. Así como también los pequeños aprovechamientos hidráulicos, en los cuales hay buen potencial en el noroeste argentino, principalmente en provincias como Córdoba, Mendoza y Rio Negro, y básicamente un pequeño aprovechamiento comprende una central hidroeléctrica de pequeña escala que (dependiendo de su potencia) puede abastecer de energía tanto a la red pública como a una pequeña vivienda o establecimiento rural alejado de la red de distribución, y es una alternativa renovable de bajo impacto ambiental, que suponen una carga ecológica mínima para los ríos [7].

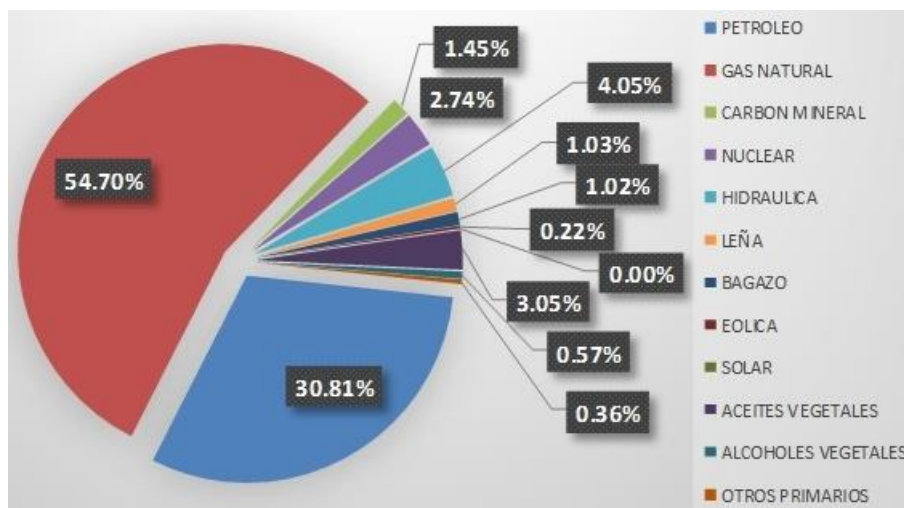
Otro de los potenciales que dispone el país son los biocombustibles (y en especial el biodiesel) que ha sido una de las actividades económicas con mejor desempeño relativo durante los últimos años

en Argentina., el cual se constituye como un buen sustituto de los combustibles fósiles, principalmente en el sector industrial y del transporte [8]. Finalmente, en la zona cordillerana, el país posee una gran cantidad de sitios para la energía geotérmica. La larga línea de costa contra el océano Atlántico, por su parte, puede aportar una fuente inagotable de energía oceánica, mediante mareas u olas [9].

### 1.1.2 Matriz Energética Argentina.

La Argentina, al igual que el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. El petróleo y el gas alcanzan casi el 90% del total de la oferta energética del país, y aunque no consumen cantidades significativas de carbón (0,9% del total), a diferencia de otros países como China, los Estados Unidos o Alemania, donde el carbón es una de las fuentes más utilizadas [10]. Tal como indica en la ilustración 1, la Argentina posee una matriz energética altamente dependiente de recursos no renovables tales como el gas natural y el petróleo [7]. Y si a ésta dependencia se suma el reciente desarrollo de los recursos no convencionales de gas y petróleo, shale gas y shale oil, que permitirá abastecer la creciente demanda de energía [10], se podría aumentar dicha dependencia a los hidrocarburos.

Ilustración 1: Matriz energética Argentina

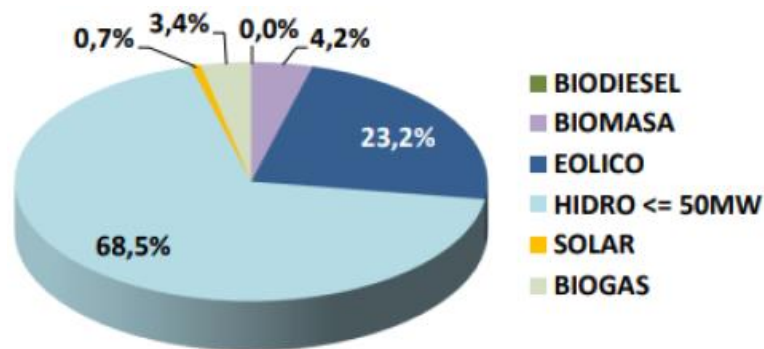


Fuente [60]

Y aunque sabiendo que existe un potencial importante en los yacimientos no convencionales, el país ha enfocado parte de sus esfuerzos en desarrollar políticas para la diversificación de la canasta energética, (de las cuales se hablarán más adelante), dada la poca participación de las renovables en la matriz energética nacional como se puede ver en la figura anterior. Sin embargo, cabe notar como se puede ver en la ilustración siguiente, que la participación de estas en la matriz renovable es considerablemente baja, y más, si se quiere fomentar su producción y desarrollo.



Ilustración 2. Matriz renovable Argentina



Fuente [17]

Así pues, es muy importante como se puede ver, dada la alta dependencia a las energías fósiles, tomar el camino de la diversificación con fuentes renovables, para así llegar a un desarrollo sostenible de la nación.

## 1.2 Políticas de Energías Renovables en la República Argentina.

La política energética en Argentina, se ha venido desarrollando durante las últimas dos décadas con distintos programas que han buscado incentivar la producción tanto de combustibles, como de generación de electricidad a partir de fuentes renovables aprovechando el alto potencial de estos recursos que tiene el país. Pese a este potencial, se evidencia una fuerte dependencia de las energías fósiles, ya que como se pudo observar, hay un marcado uso del gas natural para la producción de energía, seguido de la hidroelectricidad, que si bien, en el caso de esta última, se la considera como una fuente renovable de energía, está muy condicionada al cambio climático. Lo que, en conjunto con las dificultades en la exploración de nuevos yacimientos, y su producción, pueden poner en riesgo la seguridad del abastecimiento de la demanda interna, motivando a los planificadores a buscar alternativas para nutrir el mix energético nacional y diseñar programas para éste fin.

Dentro de estos programas se destacan el Programa de Energía Renovable en Mercados Rurales –PREMER- enfocado a llevar energía a las zonas rurales aisladas del país, el Programa Generación Renovable –GENREN-, orientado en la promoción de producción de energía de origen renovable y el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía –PRONUREE- con el objetivo de generar conciencia en el uso racional y eficiente de la energía en los usuarios, entendiendo la necesidad de trabajar de lado de la demanda residencial, que es siempre un vector importante en el consumo final de energía sumado con el sector industrial. Cabe destacar que, dentro de estos programas, el GENREN resulta muy interesante ya que fue el primero, como se mencionó, en promocionar proyectos de generación de energía renovable, sin embargo, las dificultades que se tuvieron para concretar los proyectos adjudicados por el GENREN, obligó a la Secretaría de Energía de Nación a emitir la resolución 108 que permitía incorporar nuevos proyectos por fuera de la licitación original [57].

Situación que como se mencionó, abrió la puerta a la creación de nuevos mecanismos para el fomento de la energía renovable, y ante la ya mencionada dependencia del gas natural y otros combustibles fósiles, llevaron actualmente al desarrollo de lineamientos en materia de política

energética para impulsar el crecimiento del mercado mediante la visibilización del sector renovable y la promoción de un marco normativo de largo plazo, enfocando sus esfuerzos en profundizar la diversificación de la matriz energética primaria y eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable con el objetivo de reducir la huella de carbono y la intensidad energética, la descentralización de la generación acercándola al consumo e impulsar el desarrollo de una industria nacional competitiva [59].

Así, para el cumplimiento de estos objetivos, la producción de electricidad a través de fuentes de energía renovables ha sido declarada de interés nacional. Y, se requiere que el 8% de la totalidad de la electricidad consumida a nivel nacional sea generada por fuentes renovables de energía para el 2017 y el 20% para el 2025 [58], para lo cual, por medio de la Ley 27.191 y su decreto reglamentario se introducen nuevos beneficios fiscales y promocionales, y se crean nuevos mecanismos regulatorios, como el programa RenovAr para el abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables, el Mercado a Término de Energía Renovable, como mecanismo para la celebración de contratos entre privados y la Generación Distribuida de Energías Renovables que permitan materializar esta política, garantizando la soberanía energética del país a través de un mix diversificado.

### **1.3 Regulación de las Energías Renovables en la República Argentina.**

La regulación del sector eléctrico argentino se constituye en la Ley 24.065 conocida como el “Marco Regulatorio Argentino”, en el cual, el artículo segundo fija como política general, entre otros preceptos, “Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo” y “Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible” [16], así en este sentido, el tratamiento que recibían las energías renovables era la de igualdad de condiciones para competir con las fuentes convencionales, cuyo desarrollo era más avanzado, con precios más estables y de alguna forma competitivos, que no favorecían al desarrollo de proyectos de energía renovable en el país.

Sin embargo, con la creciente expansión del gas natural y su penetración en el mercado, que favoreció al crecimiento de las empresas generadoras de esta tecnología, de alguna forma ayudaron a las renovables en el sentido que, la evolución del sistema fue favorable con una indisponibilidad del parque térmico de generación, un incremento de la potencia instalada del 72% y una baja real de los precios de la energía, en un contexto que contribuyó a ello a partir de la disponibilidad de gas natural a costos relativamente bajos y la evolución tecnológica (y mayor eficiencia) que representó el desarrollo del ciclo combinado [16]. Mostrando así una fuerte dependencia de la generación térmica, lo que planteó la necesidad de incentivar la diversificación de la matriz energética, sumado a la crisis económica del 2001, en la que el Estado se vio obligado a intervenir en el mercado eléctrico, dejando sin efecto el esquema de costos marginales en el mercado mayorista, pasando a fijar el precio que se pagan a las empresas distribuidoras, y determinó que los precios que cobraban los generadores se calculen respecto del costo variable de la producción de gas natural, situación que conllevó, de alguna forma al estancamiento del sector energético y poca inversión en proyectos de gran envergadura para tener capacidad de respaldo en el sistema eléctrico.

Así, ante estas dos situaciones, la de la dependencia de combustibles fósiles y principalmente la crisis económica, es que el Estado se vio en la obligación de buscar inversión en proyectos de

generación de energía eléctrica, y considerando esto, los lineamientos políticos y regulatorios se encaminaron en dictar los actos que permitan incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada en sus distintas modalidades, garantizando las condiciones necesarias que permitan invertir en el sector [16], para impulsar la oferta de proyectos privados, en este sentido y con la necesidad de una normativa que fomente el desarrollo e inversión en proyectos de energías renovables, es que la Argentina ha venido desarrollando un marco regulatorio para éste fin. Teniendo así el primer acercamiento a un marco regulatorio para el fomento de las Energías Renovables, que se consagra en la ley 25.019, ley que incluyó por primera vez beneficios promocionales para el fomento de proyectos de energía renovable en el país, marcando así, el inicio de la regulación de la energía renovable en Argentina.

### **1.3.1 Ley 25.019. “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar”**

El Congreso de la Nación Argentina, en el año 1998 sancionó la Ley Nacional 25.019, que declara de interés nacional la generación de energía de origen eólico y solar en todo el territorio nacional e introduce por primera vez el incentivo económico como instrumento para promover la generación de éstas fuentes renovables que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicio público por un periodo de 15 años. También prevé incentivos fiscales a través de desgravaciones a las inversiones, así como la conformación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables destinado a remunerar las mismas [7]. Los incentivos económicos establecidos en esta Ley, se consagran en el artículo 5, el cual dice que la Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 (Régimen de la Energía Eléctrica), incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, que serán destinados a remunerar en un (1) centavo por KWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos [17], así como también, fija cual es el tratamiento de las compras de energía a los generadores eólicos, esto en el artículo 6, así La Secretaría de Energía de la Nación, propiciará que los distribuidores de energía, compren a los generadores de energía eléctrica de origen eólico, el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada<sup>2</sup>.

### **1.3.2 Ley 26.093 “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y uso Sustentables de Biocombustibles”**

Aparte de la generación eólica, en la regulación argentina, se encuentra también el fomento de los biocombustibles, del cual, particularmente Argentina posee un gran potencial en aceites vegetales de alta eficiencia, el cual es un importante insumo para la elaboración del biodiesel, así la ley 26.093 “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y uso Sustentables de Biocombustibles”, sancionada el 19 de abril del año 2006 crea un régimen para la regulación y promoción del uso sustentable de biocombustibles, el cual, tendrá una vigencia de 15 años a partir de la fecha de sanción, los cuales, pueden ser por medio del Poder Ejecutivo, extendidos acorde a lo establecido en el régimen<sup>3</sup>. Dentro de los aspectos relevantes de éste régimen de fomento de los

---

<sup>2</sup> Centrales hidroeléctricas de pasada: Son centrales con poca o sin capacidad de embalse, que a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por el OED (Organismo Encargado del Despacho) se considerarán generando en cada instante su aporte prácticamente o a carga casi constante dentro de la semana. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo le fijan un despacho prácticamente de base [47].

<sup>3</sup> Artículos 7 y 8 de La ley 26.093

biocombustibles, se encuentra la creación Comisión Nacional Asesora para la Promoción de la Producción y Uso Sustentables de los Biocombustibles, consagrado en el artículo 3, cuya función será la de asistir y asesorar a la autoridad de aplicación<sup>4</sup>, así también, se fijan las funciones de esta autoridad<sup>5</sup>, dentro de las cuales se encuentran, por ejemplo “Promover y controlar la producción y uso sustentables de biocombustibles” y “Establecer las normas de calidad a las que deben ajustarse los biocombustibles”. Se definen biocombustibles al bioetanol, biodiesel y biogás, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación<sup>6</sup>, así sólo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas a dichos efectos por la autoridad de aplicación.

Uno de los aspectos más importantes de esta ley, es la de generar incentivos fiscales para la promoción de los biocombustibles y quienes serán los beneficiarios de éstos<sup>7</sup>, así, los incentivos mencionados anteriormente, contenidos en el artículo 15 se basan principalmente en:

- I. La devolución anticipada del IVA y la amortización acelerada respecto de los bienes de capital o la realización de obras de infraestructura de los proyectos de biocombustibles.
- II. Los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta a partir de la fecha de vigencia del proyecto.
- III. El biodiesel y el bioetanol no estarán alcanzados por la tasa de Infraestructura Hídrica, por el impuesto a los Combustibles Líquidos y el Gas Natural.
- IV. El monto máximo del beneficio fiscal a otorgar será definido en el presupuesto anual de la administración nacional

Además, la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, promoverá aquellos cultivos destinados a la producción de biocombustibles que favorezcan la diversificación productiva del sector agropecuario<sup>8</sup>. Un aspecto relevante es que los biocombustibles destinados para la exportación no gozarán de los beneficios del régimen de fomento de biocombustibles. Por último, en el marco de ésta ley, se establecen los lineamientos para el mezclado de biocombustibles con combustibles fósiles<sup>9</sup> y las infracciones y sanciones<sup>10</sup>.

### **1.3.3 Ley 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”**

Posteriormente el Congreso sanciona la Ley Nacional 26.190 de 2007 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” reglamentada por el Decreto 562/2009, con la cual modifica la Ley 25.019 y da un paso importante en cuanto a la diversificación de la canasta energética, ya que por medio de ella, el Artículo 1, declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la

---

<sup>4</sup> La cual está conformada acorde a lo dictado en el artículo 3 de la Ley 26.093

<sup>5</sup> Funciones establecidas en el artículo 4 de la Ley 26.093

<sup>6</sup> Artículo 5 Ley 26.093

<sup>7</sup> Artículos 13 y 14

<sup>8</sup> A tal fin, dicha Secretaría podrá elaborar programas específicos y prever los recursos presupuestarios correspondientes.

<sup>9</sup> Artículos 7 al 11 de la Ley 26.093

<sup>10</sup> Artículos 16, 17 y 18 de la Ley 26.093

investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. Es importante destacar que esta ley introduce por primera vez en la normativa argentina, objetivos de participación de las fuentes renovables en el mix energético, así el artículo 2 fija la participación de las renovables en el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia de este régimen, y también, promueve la creación de emprendimientos de producción de energía renovable a lo largo del territorio nacional.

Se definen las fuentes de Energía Renovables como las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093. A su vez, esta ley define el límite de potencia para proyectos de generación de energía hidroeléctrica en 30 MW<sup>11</sup>. La ley 26.190, en sus distintos artículos muestra un panorama para el desarrollo de la infraestructura del sector y los emprendimientos que se formen dentro de ella, por ejemplo, el Artículo 7, establece un régimen de inversiones para proyectos renovables, cuyos beneficiarios, serán todas aquellas personas jurídicas o empresarios que tengan proyectos de este tipo, que participen del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o en la prestación de servicios públicos.

Dentro de los aspectos más importantes que introduce la ley 26.190 son los beneficios otorgados para el fomento de las renovables:

- I. La devolución anticipada del IVA y la amortización acelerada respecto de los bienes de capital o la realización de obras de infraestructura de los proyectos de energías renovables.
- II. Los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta a partir de la fecha de vigencia del proyecto.

Se sustituyen los incentivos económicos de la Ley 25.019 como:

- I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (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.
- II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (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.
- III. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (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. Están exceptuadas de esta remuneración, las consideradas en la Ley 26.093.
- IV. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (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.

Finalmente, cabe mencionar que se dará especial prioridad, en el marco de este régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo

---

<sup>11</sup> Inciso b del artículo 4 de la Ley 26.190

y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local [1].

#### 1.3.4 Ley 27.191 Modificatoria de la Ley 26.190

En la actualidad, la regulación vigente en la Argentina para el fomento de las energías renovables, está enmarcada por la Ley Nacional 27.191, sancionada por el Congreso de la Nación el 23 de septiembre del 2015. Con ésta, se modifica la Ley 26.190, adquiriendo así, un mayor compromiso con y la diversificación de la canasta energética y el cuidado del medio ambiente, ya que, por medio de esta, jugará un rol fundamental el incremento de su participación en la matriz energética de varios tipos de energía que hoy no han alcanzado todo su potencial, si tenemos en cuenta la amplia disponibilidad y diversidad de recursos energéticos primarios con que cuenta para ese cometido. Actualmente se necesita pasar de una participación del 85% de los hidrocarburos en la matriz energética a valores más cercanos al 60% en el próximo cuarto de siglo [18], y para buscar esta transición, se establece un nuevo marco regulatorio más amplio e incluyente que busca una mayor inversión en proyectos renovables, que garantice la seguridad energética nacional.

La Ley 27.191 fija las metas de participación de las energías renovables en dos etapas, en la primera, se mantiene la participación esperada del 8% que estaba consignada en la Ley anterior, fijando como plazo el año 2017 para llegar a dicha meta, y en la segunda etapa, llegar al 20% de participación en el año 2025. Se crea el FODER<sup>12</sup>, se modifican los incentivos fiscales y se introduce la participación de los grandes usuarios, con compromisos de energía renovable.

#### *Modificaciones a la Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”*

Una de las principales modificaciones es el estableciendo como objetivo de este régimen, el lograr una contribución de las fuentes de energía renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017, también se redefinen las fuentes renovables de energía como “las fuentes renovables de energía 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”. Con excepción de los usos previstos en la ley 26.093, se amplía el límite de generación hidroeléctrica a 50 MW para las centrales a las que pueden aplicar al régimen de fomento de energía renovable.

Uno de los cambios más notorios es la modificación del artículo 9 de la Ley 26.190, en el cual se fijaban los incentivos fiscales que reciben quienes emprendan en proyectos renovables a partir de la aprobación del proyecto por parte de la autoridad de aplicación, Los beneficios promocionales aplicables son los siguientes:

1. La devolución anticipada del IVA y la amortización acelerada respecto de los bienes de capital o la realización de obras de infraestructura de los proyectos de energías renovables, con las modificaciones establecidas a continuación:

---

<sup>12</sup> Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables.

Este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables<sup>13</sup>, los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales

La devolución anticipada del IVA, se hará efectiva luego de transcurrida como mínimo un período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en este régimen, conforme a los siguientes lineamientos:

- Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre de 2016, en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados, se hará como mínimo en dos cuotas anuales, iguales y consecutivas. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período, será como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al 50% de la estimada.
- Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre del 2017, en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en 3 cuotas anuales, iguales y consecutivas y en obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al 60% de la estimada.

Una vez optado por uno de estos procedimientos de amortización, el mismo deberá ser comunicado a la Autoridad de Aplicación y a la Administración Federal de Ingresos Públicos, en la forma, plazo y condiciones que las mismas establezcan y deberá aplicarse a todas las inversiones de capital que se realicen para la ejecución de los nuevos proyectos o para la ampliación de la capacidad productiva de los proyectos existentes, incluidas aquellas que se requieran durante su funcionamiento.

2. Se establece en 10 años el periodo de Compensación de quebrantos con ganancias.
3. Los bienes afectados por las actividades promovidas por esta ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
4. Podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido por esta ley.
5. Los dividendos o utilidades distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios de este régimen no quedarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias a la alícuota del diez por ciento (10%), en la medida que los mismos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
6. Los beneficiarios de este régimen, que en sus proyectos de inversión acrediten un 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 30%), tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado

---

<sup>13</sup> Fuentes renovables definidas en el inciso a) del artículo 4° de la ley 27.191.

al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluida la obra civil) acreditado.

A partir de la entrada en operación comercial, los sujetos beneficiarios podrán solicitar a la Autoridad de Aplicación, en los plazos y de acuerdo con el procedimiento que se establezca al efecto, la emisión del certificado fiscal, en la medida en que acrediten el porcentaje de componente nacional efectivamente incorporado en el proyecto. Este certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una única vez. Además, podrá ser utilizado 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 e Impuestos Internos.

***Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Período 2018-2025.***

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 20% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025. Para esto el artículo 6 define los instrumentos fiscales que van a percibir las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, cabe destacar que el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo 2 períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, este beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo 3 períodos fiscales contados del mismo modo, y respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en este régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien de la siguiente manera:

- Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período, como mínimo en cuatro cuotas anuales, iguales y consecutivas. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período, como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida 70% de la estimada.
- Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en 5 cuotas anuales, iguales y consecutivas, así como en obras de infraestructura iniciadas en dicho período, como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al 80% de la estimada.
- Para inversiones realizadas luego del 1° de enero de 2026, por proyectos con principio efectivo de ejecución anterior a dicha fecha, en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco 5 cuotas anuales, iguales y consecutivas.

***Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables.***

Un aspecto importante de esta ley es la creación del Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero. El objetivo de este fondo será la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro 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

Se designa al Ministerio de Economía y Finanzas como fiduciante, y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario, así mismo, se establece que los beneficiarios serán personas físicas domiciliadas en la República Argentina y personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el artículo 8° de la ley 26.190 que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación<sup>14</sup>. Por último los fondos que utilizará el FODER estarán constituidos por los recursos provenientes del Tesoro Nacional que le asigne el Estado Nacional, que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo<sup>15</sup>, cargos específicos a la demanda de energía que se establezcan, el recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas, los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta, el producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos, y los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro Nacional.

#### *Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento.*

Uno de los aspectos más llamativos de ésta ley, es que se incluye a la demanda de energía eléctrica dentro del marco regulatorio para así lograr las metas de energía renovable, para éste fin el artículo 8 establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la Ley 27.191. A tales efectos, cada usuario se compromete con la participación de energías renovables pactada del 8% para el 31 de diciembre del 2017 y el 20% para el 31 de diciembre del 2025, y con el fin de garantizar el cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el 8% del total del consumo propio de energía eléctrica.
2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el 12% del total del consumo propio de energía eléctrica.
3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el 16% del total del consumo propio de energía eléctrica.
4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el 18% del total del consumo propio de energía eléctrica.
5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el 20% del total del consumo propio de energía eléctrica.

Aunque se busca que todos los usuarios de energía contribuyan con las metas fijadas, hay un tratamiento individual para los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes

---

<sup>14</sup>fondo que estará conformado por el Secretario de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; el Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo, dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; y el Presidente del Banco de Inversión y Comercio Exterior.

<sup>15</sup> De acuerdo a como lo establezca la reglamentación de esta ley.

Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), ya que éstos, para cumplir con las obligaciones establecidas en ésta ley, pueden autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación, las compras podrán efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA<sup>16</sup> bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación, y en éstos contratos de compra de energía, no se podrá fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U\$S 113/MWh), para efectos de garantizar que esto se cumpla no se les puede aplicar a los Grandes Usuarios y a las Grandes Demandas comprendidos en el mismo ni a los generadores que utilicen las fuentes renovables de energía, ninguna norma vigente al momento de la entrada en vigencia de esta ley o que se dicte en el futuro, que de cualquier manera limite, restrinja, impida o prohíba, transitoria o permanentemente, la celebración de los contratos de suministro previstos en el artículo 6° de la ley 24.065.

Es importante resaltar, que también se introducen penalidades a estos usuarios que demandan gran potencia en caso de no cumplir con las metas establecidas en el artículo 8, y como penalidad por dicho incumplimiento 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 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. Y, finalmente a los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a trescientos kilovatios (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos por esta ley.

#### *Incrementos Fiscales y Régimen de Importaciones.*

En sentido de dar continuidad a los proyectos de quienes hayan desarrollado o estén desarrollando emprendimientos, durante el marco de la Ley 26.190 y la 27.191 que la modifica, 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 producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos. De igual forma, los contratos celebrados por CAMMESA o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA o al ente designado por la Autoridad de Aplicación, antes del último día hábil de cada mes, la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada.

---

<sup>16</sup> CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

### *Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía y Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes.*

En materia de utilización de las fuentes renovables de energía, se resalta que estas no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025. Se destaca que para la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes el por sus características, estas tendrán para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada y no será exigencia el respaldo físico de potencia de la autogeneración con energía renovable ni de los contratos de energía renovable que celebren los sujetos comprendidos por esta ley. Por último, 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

#### **1.3.5 Decreto Reglamentario 537/2016, reglamentación de la Ley 27.191**

La ley 27.19 sancionada por el Congreso de la Nación el 23 de septiembre del 2015, es reglamentada por el Decreto Reglamentario 531/2016 expedido el 30 de marzo del 2016, dentro de lo reglamentado en esta normativa cabe destacar que establece a futuro, sobre bases técnicamente fundadas, la inclusión de otras fuentes renovables que en el futuro se desarrollen, siempre que sean fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo.

#### *Beneficios fiscales para el fomento de las energías renovables*

Se establece que será responsabilidad del Ministerio de Hacienda y Finanzas públicas determinar el cupo máximo de los beneficios promocionales, así como gestionar su inclusión en el presupuesto del año siguiente. Por otra parte, la Autoridad de Aplicación deberá definir parámetros que permitan seleccionar, aprobar y evaluar los proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables teniendo en cuenta como objetivos lograr una mayor diversificación de la matriz energética nacional, la expansión de la potencia instalada, la reducción de costos de generación de energía, la contribución a la mitigación del cambio climático y la integración del componente nacional en los proyectos a desarrollarse.

Para el otorgamiento del régimen retributivo se dará prioridad a los proyectos con mejor calificación, en el momento de otorgamiento de los beneficios, sea al acreditar el principio efectivo de ejecución o en forma anticipada, el beneficiario deberá constituir una garantía equivalente al 100% del monto total de beneficios asignados al proyecto, más el monto adicional por otros conceptos que pudieran corresponder, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación para obtener así el certificado de inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Serán beneficiarios del Régimen de Fomento, quienes reciban por parte de la autoridad de aplicación, el Certificado de Inclusión y se excluye a quienes en el mismo proyecto hubiesen firmado contratos bajo las Resoluciones 220/2007, 712/2009 y 108/2011, sin embargo, permite la salvedad en caso que el proyecto no haya comenzado a ser construido, y el contrato pierda efecto.

Por último, el Banco de la Nación Argentina será el organismo descentralizado actuante en el ámbito del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, y dispondrá líneas de crédito especiales, de corto plazo y con tasa de interés diferencial, tendientes a financiar la cancelación del IVA que deban abonar los beneficiarios del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, durante la ejecución

del proyecto y hasta su entrada en operación comercial. Los créditos otorgados en virtud de este inciso deberán cancelarse una vez efectivizadas las devoluciones anticipadas del Impuesto al Valor Agregado (IVA), efectuada la acreditación o producida la absorción de los créditos fiscales correspondientes. Únicamente podrán acceder a estas líneas de crédito quienes hayan obtenido el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, cabe destacar que, para la participación en éste régimen, si se es acreedor de beneficios anteriores a esta normativa, se debe renunciar a ellos para gozar de éste régimen.

#### ***Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables FODER***

Para el financiamiento del FODER, se usarán los recursos provenientes de:

- El Tesoro Nacional, los cuales se depositarán en una cuenta fiduciaria específica del FODER (la “Cuenta de Financiamiento”) cuyo objetivo específico será el de facilitar la conformación de los instrumentos del FODER, estos recursos, en ningún caso serán inferior al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de fuentes renovables obtenido el año previo, para esto, se considerará la generación de fuente renovable existente y en servicio al finalizar el año anterior, salvo que sea inferior al porcentaje mínimo establecido, en este caso se realizará el cálculo sobre la base de dicho valor mínimo.
- Un cargo específico de garantía que será aplicado a los usuarios de energía eléctrica<sup>17</sup>. Este cargo será destinado exclusivamente a los fines de constituir una cuenta de garantía en el marco del FODER, con el objeto exclusivo de garantizar las obligaciones contractuales de CAMMESA. Este cargo será facturado y percibido por los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución, o por CAMMESA, y las sumas percibidas por este cargo serán depositadas 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 a los contratos suscriptos. Las rentas y frutos que generen los fondos de la Cuenta de Garantía serán también destinados a la Cuenta de Garantía. El cargo será calculado y fijado por la Autoridad de Aplicación en una suma en pesos por megavatio hora (\$/MWh) con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de 12 meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados CAMMESA con agentes generadores.

#### ***Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento.***

Se destaca que como mecanismo para el cumplimiento de la obligación de alcanzar los objetivos mínimos establecidos en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191, dichas obligaciones deberán efectivizarse mediante el consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables generada por instalaciones localizadas en el territorio de la República Argentina o en su plataforma continental, así para esto se presentan por medio del artículo 9 tres alternativas, las cuales son:

- a) Por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;

---

<sup>17</sup> Con excepción de aquellos grandes usuarios comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 que cumplan con la obligación allí prevista mediante la celebración de contratos directamente con el generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador o con un comercializador, o bien, con la realización de proyectos de autogeneración o cogeneración.

- b) Por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables;
- c) Por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado CAMMESA

Están alcanzados a participar con algún mecanismo de estos todos aquellos usuarios cuya demanda supere los 300 kW, estos mecanismos serán analizados más adelante en el apartado de mecanismos regulatorios.

#### *Régimen de Importaciones*

La exención del pago de los derechos de importación se aplicará para cada beneficiario desde la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, en el cual se deberá individualizar los bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes y los insumos determinados y certificados por la Autoridad de Aplicación que fueren necesarios para la ejecución del proyecto, con su identificación a través de la posición arancelaria de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM), determinando la cantidad para cada caso. Este beneficio sólo es aplicable para los bienes importados en estado nuevo y estará sujeto de supervisión por parte de la Autoridad de Aplicación y su no cumplimiento estará penado teniendo que abonar los derechos, impuestos y gravámenes de los que fuera eximido

#### *Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía y Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes.*

En materia de acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía por parte de los proyectos que obtengan el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025. Por último, las centrales renovables con recursos intermitentes serán despachadas como centrales de pasada y CAMMESA determinará los niveles de reserva requeridos en función de las necesidades operativas y de despacho

#### **1.3.6 Ley 27.424 “Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la red Eléctrica Pública”**

Por medio de ésta Ley, sancionada el 30 de noviembre de 2017, se busca fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas 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, establecer la obligación de los prestadores de servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.<sup>18</sup>

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<sup>19</sup>, se establece la definición de los distintos componentes del sistema de generación distribuida, energía inyectada, facturación y usuarios-generadores, entre

---

<sup>18</sup> Artículo 1 Ley 27.424.

<sup>19</sup> Esto bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, 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 prevista en el artículo 41 de la CN y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

otros<sup>20</sup>. Establece también los límites de capacidad instalada a los que tienen derechos los usuarios, la cual debe ser equivalente a la potencia que tiene contratada con el distribuidor, así como también, que, en caso de requerir más potencia, debe tramitar una autorización especial al distribuidor, así como también, los usuarios también tendrán derecho a vender sus excedentes a la red, siempre y cuando cumpla los requisitos que le sean exigidos para ello. Es muy importante resaltar que con esta Ley se busca que al momento de su sanción, todos los proyectos de edificios públicos nacionales deben contemplar la utilización de algún tipo de generación distribuida proveniente de fuentes renovables<sup>21</sup>.

#### *Autorización de conexión*

Quedan establecidos los lineamientos de la conexión del equipamiento de generación distribuida a la red, la cual debe ser con previa autorización, y no puede ser negada en caso que el usuario cuente con los equipos certificados como lo establece el artículo 8, cabe resaltar que para hacer efectiva la autorización el ente regulador jurisdiccional dispondrá que el distribuidor realice una evaluación técnica y de seguridad de la propuesta de instalación, y a su vez, debe ajustarse a la reglamentación de esta Ley<sup>22</sup>, así mismo, una vez sea autorizada la instalación de los equipos, se firmará un contrato de generación distribuida entre el usuario-generador y el distribuidor, y a su vez, éste realizará la conexión a la red, de acuerdo a lo establecido y reglamentado por esta Ley<sup>23</sup>, nótese que los costos y obras de instalación deberán ser asumidos por el usuario-generador, y la conexión del sistema no podrá significar costos adicionales para los demás usuarios conectados a la misma red.

#### *Esquema de facturación*

El esquema de facturación en los sistemas de generación distribuidos de fuentes renovables de acuerdo al artículo 12, estará conformado principalmente por los siguientes componentes:

- a) El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución, cabe destacar que la tarifa de inyección será fijada acorde al precio estacional a cada tipo de usuario según corresponda.
- b) 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.
- c) 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 kilowatt-hora<sup>24</sup>.
- d) Si existiese un excedente monetario por los kilowatt-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes.

---

<sup>20</sup> Artículo 3 Ley 27.424

<sup>21</sup> Artículo 7 Ley 27.424

<sup>22</sup> La reglamentación contemplará las medidas que deberán verificarse a efectos de garantizar la seguridad de las personas y de los bienes, así como la seguridad y continuidad del servicio suministrado por el distribuidor de energía eléctrica. En todos los casos deberá garantizarse al usuario-generador su participación en el proceso de autorización, por sí o a través del técnico que autorice.

<sup>23</sup> Artículos 10 y 11 de la Ley 27.424

<sup>24</sup> El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador

- e) En el caso de un usuario-generador identificado como consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, el crédito será de titularidad de dicho consorcio de copropietarios o conjunto inmobiliario.
- f) Mediante la reglamentación se establecerán mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor.

#### *Autoridad de aplicación*

La autoridad de aplicación será designada por el Poder Ejecutivo, así como las funciones de dicha autoridad<sup>25</sup>, de las que se destacan, determinar el valor de la tarifa de inyección y el establecimiento de las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por parte del usuario-generador, es importante las reglamentaciones, las normas técnicas como así también los requerimientos que establezca con carácter general la autoridad de aplicación, regirán en todo el territorio nacional, en este sentido, las disposiciones locales jurisdiccionales que se dicten deberán procurar no alterar la normal prestación en el Sistema Interconectado Nacional y en el Mercado Eléctrico Mayorista.

#### *Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida Renovable*

Un aspecto importante para el fomento de la Generación Distribuida Renovable es la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables en adelante, FODIS o el Fondo el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, el cual tendrá por objeto, la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la 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 y se designa al Estado, a través de la autoridad de aplicación, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y el banco público seleccionado por el fiduciante como fiduciario, y dicho fondo, contará con un el patrimonio de bienes fideicomitidos establecidos en el artículo 19 como:

- a) Los recursos provenientes del presupuesto nacional aprobado anualmente por el Congreso de la Nación, 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, de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación
- b) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas
- c) 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
- d) Los recursos provenientes de aportes de organismos multilaterales de crédito
- e) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo

Así como también, se establecen los instrumentos o herramientas que se le otorgan para el cumplimiento de sus objetivos<sup>26</sup>, dentro de los que se destacan, proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos y otorgar incentivos a la inyección de energía generada a partir de fuentes

---

<sup>25</sup> Artículo 13 Ley 27.424

<sup>26</sup> Artículo 21 Ley 27.424

renovables y/o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida a partir de energía renovable que se establezcan en la reglamentación. Cabe mencionar que el FODIS y el fiduciario, en todas las actividades relativas al fondo y los movimientos financieros asociados a las cuentas de los fiduciarios públicos que se hagan en el marco del FODIS, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro, como lo establece el artículo 22.

### ***Beneficios promocionales***

Dentro del régimen de fomento de la generación distribuida, uno de los mayores atractivos con los que cuenta esta ley, es la introducción de beneficios fiscales para la promoción de la generación distribuida con fuentes renovables, para lo cual se establece que el estudio, implementación y asignación de estos beneficios se hará a través del FODIS. Se resalta que los beneficios se realizarán teniendo en cuenta los criterios reglamentados en esta, tales como el costo de la energía generada y/o inyectada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipamientos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria y/o condiciones regionales, y estos se verán en forma de bonificación sobre el costo de capital para adquisición de sistemas de generación distribuida de fuentes renovables<sup>27</sup>. Se fija la asignación de un precio final como incentivo por un tiempo limitado en la generación de energía con fuentes renovables, que será independiente de la tarifa de inyección establecida en éste régimen, 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 20% los recursos del Fondo.

La autoridad asignada, podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal, cuyo valor no podrá superar en ningún caso el 50% del costo del combustible fósil desplazado durante la vida útil del sistema de generación distribuida<sup>28</sup>, para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, tales como; impuesto a la ganancia, a la ganancia mínima presunta, al valor agregado e impuestos internos, que están a cargo de la Administración Federal de Impuestos Públicos, a su vez, la autoridad de aplicación, podrá establecer beneficios diferenciales prioritarios para la adquisición de equipos de generación distribuida a partir de fuentes renovables, de fabricación nacional que cumplan con los requisitos de integración de valor agregado nacional que establezca la reglamentación, en cuyo caso, los beneficios se establecerán tomando como base, el porcentaje de valor agregado nacional, y serán como mínimo un 20% superior a lo establecido mediante el régimen general. Finalmente, se establece que la vigencia de éste régimen será de 12 años contados a partir de su reglamentación y también, se hace claridad de las situaciones por las cuales los interesados no podrían acogerse a éstos beneficios promocionales<sup>29</sup>.

### ***Régimen de fomento de la industria nacional***

Otro aspecto importante que tiene este régimen, es que crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSIGED) a partir de fuentes renovables, que tendrá una vigencia de 10 años desde de la sanción de esta

---

<sup>27</sup>Dicha bonificación será establecida en función de la potencia a instalar según lo determine la reglamentación de esta normativa, para cada tecnología. Al menos un tercio de los montos afectados a los instrumentos, incentivos y beneficios que establezca deberán destinarse a emprendimientos residenciales de vivienda unifamiliar, pudiendo afectarse el sobrante no utilizado el próximo ejercicio fiscal a otros fines según el artículo 26 de la Ley 27.424

<sup>28</sup> de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación de acuerdo con el artículo 28,

<sup>29</sup> Artículo 31 Ley 27.424



normativa, así también, las actividades de éste régimen serán: Investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida a partir de fuentes renovables y se establecen los siguientes beneficios e incentivos promocionales<sup>30</sup>:

- a) Certificado de crédito fiscal sobre la inversión en investigación y desarrollo, diseño, bienes de capital, certificación para empresas fabricantes que podrá ser 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 impuestos nacionales, por 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, con excepción de aquellos gravámenes con destino a la seguridad social, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, por un valor a establecer a través de la reglamentación de esta. 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.
- b) 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, con excepción de automóviles. Dichas amortizaciones serán practicadas a partir del período fiscal de habilitación del bien.
- c) Devolución anticipada del impuesto al valor agregado por la adquisición de los bienes adquiridos para la fabricación de equipos e insumos destinados a la generación distribuida renovable.
- d) Acceso a financiamiento de la inversión con tasas preferenciales, definidos por la autoridad de aplicación.
- e) 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, y la modernización tecnológica, con el propósito de sustituir importaciones y promover la generación de empleo calificado.

La autoridad de aplicación establecerá el porcentaje mínimo de composición de materias primas e insumos nacionales exigibles para los beneficiarios de este régimen, no pudiendo ser menores al 25% durante los primeros 3 años de vigencia de la ley, y de un 40% posteriormente. Además, se establece para el ejercicio del año de entrada en vigencia de esta Ley un cupo fiscal de pesos doscientos millones (\$200.000.000) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos en éste régimen.

### **1.3.7 Decreto Reglamentario 986/2018, reglamentación de la Ley 27.424**

Es destacable la introducción de un objetivo de penetración de la generación distribuida renovable, en el cual se centra alcanzar la instalación de un total de 1.000 megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables dentro del plazo de 12 años contados a partir de la entrada en vigencia de esta reglamentación, así mismo, la instalación y conexión de equipos para la generación distribuida debe asegurar que su operación en paralelo a la red no comprometa el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico nacional, la seguridad de las personas, ni las instalaciones de los usuarios. En caso de requerir la conexión de Equipos de Generación Distribuida

---

<sup>30</sup> De acuerdo al artículo 34 de la ley 27.424

por una potencia mayor a la que éstos ya tengan contratada deberán solicitar el aumento de potencia al Distribuidor.

#### ***Autorización de conexión***

A efectos de obtener la autorización de conexión, según el artículo 8 el procedimiento a llevar a cabo contemplará:

1. Análisis de viabilidad de conexión en función de la red de distribución y las características de los Equipos de Generación Distribuida que se deseen instalar.
2. Verificación de la instalación realizada.
3. Celebración del Contrato de Generación Eléctrica Distribuida, instalación de Equipo de Medición bidireccional y conexión a la red de distribución.

Además, se entenderá por Equipos Certificados, aquellos Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados que cumplan con los requisitos establecidos por la Autoridad de Aplicación, homologándolos para su instalación y funcionamiento bajo la modalidad distribuida, de acuerdo con los procedimientos que establezca con ese fin. Los trabajos de instalación de los Equipos de Generación Distribuida se harán bajo responsabilidad del usuario y deberán ser llevados a cabo por instaladores calificados que reúnan los requisitos que la Autoridad de Aplicación determine necesarios.

El contrato de generación distribuida<sup>31</sup>, será el acuerdo de voluntades que vincula a los Distribuidores con los Usuarios-Generadores, dicho contrato será reglamentado por la autoridad de aplicación, en los casos que el Usuario-Generador sea beneficiario de cualquier bonificación no contemplada en el régimen de la Ley N° 27.424 y su modificatoria y complementarias, el contrato deberá consignar esta situación. Dichas bonificaciones en ningún caso podrán ser solventadas con los fondos previstos para los distintos beneficios promocionales que se regulan en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, finalmente, una vez celebrado el contrato y habilitada la conexión se emitirá el correspondiente Certificado de Usuario- Generador a los efectos de documentar el cumplimiento de los requerimientos establecidos para la Autorización de Conexión y la fecha de conexión del medidor bidireccional.

#### ***Esquema de Facturación***

El cálculo de compensación y la administración de la remuneración por la energía inyectada, a cargo de cada Distribuidor, según el artículo 12 se ajustará en los siguientes lineamientos:

1. El Distribuidor comprará, reconocerá y, en caso de corresponder, abonará al Usuario-Generador toda la energía que éste inyecte a la red de distribución generada a partir de fuentes renovables, lo que se llevará a cabo por medio de la lectura de la demanda de energía y reconocido en la factura de energía.
2. Para aquellos Usuarios-Generadores cuyo servicio contratado con el Distribuidor discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en segmentos horarios, la inyección de energía eléctrica será valorizada en pesos, y deberá realizarse en la factura correspondiente al período en el cual se realizó la inyección. Los valores de demanda eléctrica e inyección de excedentes, relevados en la lectura realizada por el Distribuidor,

---

<sup>31</sup> De acuerdo con el artículo 10 de esta normativa.

- deberán ser expresados y desglosados en la misma factura, reflejando, según corresponda, el precio de cada banda horaria tanto para la inyección como para la demanda
3. Si de la compensación anterior resultare un saldo o crédito monetario a favor del Usuario-Generador en un determinado período de facturación, será automáticamente imputado en la facturación del período siguiente
  4. El Usuario-Generador podrá solicitar la transferencia de los créditos a favor que pudiera haber acumulado en su cuenta por la inyección de energía, conforme los procedimientos que la Autoridad de Aplicación establezca.

Las exenciones en el impuesto a las ganancias y en el impuesto al valor agregado<sup>32</sup>, previstas en la Ley N° 27.424 y su modificatoria, con las limitaciones en él establecidas, resultarán de aplicación respecto de aquellas operaciones de inyección de energía eléctrica de generación distribuida, realizadas por el beneficiario a partir de la fecha de conexión del medidor bidireccional. La AFIP será la encargada de dictar las normas que estime pertinentes a los fines de cumplimentar lo dispuesto.

#### *Fondo Fiduciario para el desarrollo de la Generación Distribuida*

El Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), de acuerdo con el artículo 16, se va a regir por el contrato de fideicomiso respectivo y por la legislación aplicable y cumplirá<sup>33</sup> con su objeto y finalidad, mediante la aplicación de los bienes fideicomitidos a:

- El otorgamiento de incentivos no tributarios a la generación distribuida de energía renovable incluidos, a título enunciativo, la instrumentación de un precio adicional de incentivo a la energía inyectada o generada por el Beneficiario FODIS
- Los beneficios para ser otorgados directa o indirectamente al beneficiario FODIS a fin que pueda disponer de Equipos de Generación Distribuida, o lo que es bonificación sobre el costo de capital para la adquisición actual o futura y por cualquier medio legal disponible o para la obtención de los sistemas de generación distribuida de fuente renovable.
- El otorgamiento de garantías o avales a favor de Beneficiarios FODIS o terceros tales como proveedores de equipamiento, proveedores de servicios, empresas de instalación de equipamiento de generación de energía de fuente renovable o proveedores de capital o financiamiento incluidas
- La realización de aportes de capital o contribuciones a los Beneficiarios FODIS, para promover directa o indirectamente el desarrollo e implementación de generación distribuida
- el otorgamiento de préstamos, el financiamiento de cualquier modo permitido por la legislación aplicable incluidos, por ejemplo, bonos, obligaciones negociables, entre otros.

El objeto y finalidad del FODIS podrán ser cumplidos mediante la suscripción de los contratos y acuerdos específicamente contemplados en el artículo 17 de esta reglamentación, mediante la suscripción de acuerdos de adhesión al FODIS o mediante cualquier otro instrumento que el ordenamiento legal permita. Serán Beneficiarios FODIS quienes presenten proyectos de generación de energía en el punto de consumo a partir de fuentes renovables.

Todos los recursos a ser destinados anualmente por el Tesoro Nacional serán integrados al FODIS como aporte del ESTADO NACIONAL en carácter de fiduciante y se depositarán en una o más cuentas

---

<sup>32</sup> Según el Artículo 12 BIS

<sup>33</sup> De acuerdo con lo establecido en el artículo 17

fiduciarias del FODIS destinadas a facilitar, financiar o instrumentar los beneficios promocionales establecidos en esta normativa, además Los montos que el FODIS cobre en concepto de intereses, multas, cargos, costos, gastos administrativos, mayores costos impositivos, derechos, garantías o seguros que el FODIS obtenga de los beneficiarios o terceros, relacionados directa o indirectamente con los beneficios promocionales otorgados o cualquier otro mecanismo o contrato en virtud del cual se aplicaren los bienes fideicomitidos del FODIS, también serán considerados bienes fideicomitidos, también se reglamentan los instrumentos viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital previstos en esta ley<sup>34</sup> como:

- a) El otorgamiento de préstamos o cualquier mecanismo que directa o indirectamente implique otorgar financiamiento para la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.
- b) Las bonificaciones o subsidios de tasa de interés de créditos podrán realizarse directamente a los Beneficiarios FODIS o indirectamente a través de acuerdos con entidades financieras u otros proveedores de financiamiento, con quienes se acuerde un procedimiento de otorgamiento de créditos y subsidios o bonificaciones de tasa de interés, según los parámetros que determine el FODIS.
- c) Tanto los incentivos a la inyección de energía como las bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida serán definidos teniendo en cuenta las distintas categorías previstas en el artículo 6° de la Ley N° 27.424 y su modificatoria.
- d) Los bienes fideicomitidos del FODIS podrán ser aplicados a financiar, llevar adelante y promocionar la difusión, investigación y desarrollo de tecnologías de todo tipo para implementar generación distribuida de fuente renovable.

Finalmente, el Contrato de Fideicomiso que instrumente el FODIS y los contratos que instrumenten los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODIS, establecerán los procesos de renuncia, reemplazo y remoción del Fiduciario, teniendo en cuenta principalmente el resguardo de los bienes fideicomitidos y el cumplimiento del objeto de tales fideicomisos como se establece en el artículo 23.

### ***Beneficios promocionales***

El otorgamiento de beneficios promocionales estará disponible para los Usuarios-Generadores de las jurisdicciones que hubieran adherido íntegramente al régimen de la Ley N° 27.424 y su modificatoria, siempre y cuando dichos interesados den cumplimiento a todos los requisitos generales, técnicos y de seguridad allí establecidos de acuerdo al artículo 25. Para los beneficios promocionales<sup>35</sup> que se establezcan mediante bonificaciones sobre el costo de capital para la adquisición de Equipos de Generación Distribuida podrán otorgarse directamente a los UsuariosGeneradores, o bien instrumentarse indirectamente mediante acuerdos con entidades financieras o a través de acuerdos con proveedores de tales equipamientos para reducir su costo de adquisición.

De acuerdo con el artículo 28, la Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento por el cual los beneficiarios podrán solicitar el Certificado de Crédito Fiscal, el cual será estimado según la

---

<sup>34</sup> De acuerdo al artículo 21

<sup>35</sup> Beneficios que podrán ser otorgados en forma anual, plurianual, consolidado o, de otro modo, según lo establezca la Autoridad de Aplicación, según el artículo 27 de esta normativa.

tecnología de energía renovable, la potencia instalada, el desplazamiento de combustible fósil, la vida útil del sistema de generación distribuida y cualquier otro criterio pertinente. El monto total del Certificado de Crédito Fiscal podrá ser susceptible de fraccionamiento, en los términos y en las condiciones que al efecto determine la Autoridad de Aplicación, en aquellos casos en que las circunstancias imperantes así lo justifiquen, a su vez, este no se podrá usar para cancelar obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable el referido instrumento para cancelar gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica, deudas correspondientes al Sistema de Seguridad Social, ni deudas anteriores a su fecha de emisión y, en ningún caso, podrán generar saldos a su favor que den lugar a reintegros o devoluciones por parte del Estado Nacional, como lo dicta el artículo 28.

#### *Régimen de fomento a la industria nacional*

Se establece que los requisitos, formalidades y reglamentaciones técnicas relativos al Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables –FANSIGED-, estarán a cargo del Ministerio de Producción y Trabajo de acuerdo al artículo 32, además, se considerarán actividades de investigación, diseño y desarrollo en el marco del FANSIGED, a la asistencia técnica para la investigación y el desarrollo de nuevos prototipos o la incorporación de mejoras en el diseño del producto, así como también, será criterio de ese ministerio público establecer los requisitos y procedimientos que los interesados deberán cumplimentar para acogerse a los distintos instrumentos, incentivos y beneficios tales como:

- a) Certificado de Crédito Fiscal
- b) Amortización acelerada del impuesto a las ganancias.
- c) Devolución anticipada del impuesto al valor agregado
- d) Acceso a financiamiento de la inversión con tasas preferenciales
- e) Acceso al Programa de Desarrollo de Proveedores

Finalmente, también el Ministerio de Producción y Trabajo establecerá los requisitos y procedimientos para la asignación del cupo fiscal y el beneficio del certificado de crédito fiscal correspondiente al FANSIGED y determinará los requerimientos de seguridad y calidad para el otorgamiento de los beneficios establecidos en este régimen.

#### **1.3.8 Mecanismos regulatorios para el cumplimiento de las obligaciones de energía renovable**

El gobierno argentino, en el marco de regulación de las energías renovables ha implementado principalmente 3 mecanismos para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de energía que establece la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario. Dentro de éstos mecanismos se pueden encontrar licitaciones de compra conjunta de energía (programa RenovAr), contratos entre privados y generadores (MATER), autogeneración, cogeneración y generación distribuida.

Antes de entrar a detallar estos mecanismos regulatorios, es necesario destacar que este proceso de establecimiento del marco regulatorio para el fomento, desarrollo y producción de energía renovable ha sido producto de la continuidad de las políticas energéticas que se han venido desarrollando en gobiernos anteriores, dando como resultado la Ley 27.191 de fomento de las energías renovables, que tuvo rápida aprobación y reglamentación, así como también, el mejorar

anteriores iniciativas con esquemas competitivos como el programa GENREN<sup>36</sup>, en el cual se implementaron medidas similares al de compras conjuntas que rige actualmente, este programa en mención, por medio de licitaciones (en las cuales los generadores de energía presentaban ofertas de un volumen de potencia determinada a un precio determinado) buscaba ampliar la capacidad instalada y así satisfacer la demanda de energía eléctrica en el país, estos contratos se firmaban en su momento con ENARSA<sup>37</sup> como contraparte contractual, y después con CAMESA por un periodo de tiempo de 15 años prorrogable a 18 pagadero en dólares, y del cual se obtuvieron los siguientes proyectos adjudicados. Cabe mencionar que previo al programa GENREN y que dieron a su origen, los mecanismos para el desarrollo de las renovables en el país estaban enmarcadas por contratos de abastecimiento que se establecían para un periodo de 15 años, a partir de energías renovables firmados entre ENARSA y el MEM a través de CAMMESA, conforme a la resolución 712/2009.

Ilustración 3. Proyectos adjudicados según fuente energética

	Proyecto	Empresa adjudicada licitación PNe 01/2009	Potencia (MW)		Precio (U\$/MWH)	Habilitación Comercial
			Contratada	Licitada		
Eólica	Rawson I	Genneia S.A.	50	754	128,70	01/01/2012
	Rawson II	Genneia S.A.	30		124,20	20/01/2012
	Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50		127,00	15/08/2013
Solar Foto-voltáica	Cañada Honda I	Energía Sustentables S.A.	2	20	596,55	01/06/2012
	Cañada Honda I	Energía Sustentables S.A.	3		576,15	01/06/2012
	Chimbera I	Generación eólica S.A.	2		597,64	06/03/2013
Pequeños Apro. Hidroeléc.	Luján de Cuyo	Centrales térmicas Mendoza S.A.	1	10,6	174,00	01/06/2012
<b>Total</b>			<b>138</b>	<b>784,6</b>		

Fuente [12].

### *Mecanismos actuales para el fomento de las energías renovables.*

Se presentan a continuación los mecanismos que establece la regulación argentina para el cumplimiento de los objetivos fijados para las energías renovables en el marco de la Ley 27.191

#### *Compras Conjuntas.*

En función de lo establecido por la Resolución del MEyM<sup>38</sup> N° 281 del 2017, los contratos que forman parte del mecanismo de Compras Conjuntas son aquellos contratos con generadores de energía

<sup>36</sup> Licitación de generación eléctrica a partir de fuentes renovables por medio de contratos de largo plazo.

<sup>37</sup> Energía Argentina S.A.

<sup>38</sup> Ministerio de Energía y Minería.

eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por CAMMESA en el marco de los distintos procedimientos establecidos por el MEyM con el objetivo de alcanzar los porcentajes de participación de energías de fuentes renovables en la demanda del MEM, según lo establecido por la Ley N° 27191 [19]. En este sentido los contratos que se firman en este mecanismo de compras conjuntas, son contratos de abastecimiento de energía renovable con una duración de hasta máximo 20 años, que se adjudican por medio de un proceso competitivo en el cual se asignan los beneficios fiscales establecidos en el régimen de fomento de las renovables y la garantía de compra de la energía generada. Así, los interesados en construir nuevas centrales de generación de energía renovable, ampliaciones de las existentes o repotenciones con equipos nuevos o usados, podrán hacerse de estos beneficios para el desarrollo del proyecto deseado.

Para llevar a cabo la selección de los proyectos beneficiados, los oferentes deberán presentar sus ofertas en dos sobres con los criterios de selección. Para esto, se los denomina sobre “A” en el cual debe estar presente la información técnica referente al proyecto y los montos de referencia de los beneficios fiscales que busca recibir, así como también los antecedentes del oferente, en el sobre “B” debe ir la propuesta económica del proyecto, que es el precio ofertado en dólares estadounidenses por megavatio hora. En este sentido, el Estado define las tecnologías, la potencia requerida, el monto límite de beneficios fiscales para adjudicación y adicionalmente el precio máximo al que deberá ser adjudicado el contrato. Así, una vez recibidas todas las ofertas, se ordenarán de menor a mayor, de acuerdo al precio ofertado por el generador<sup>39</sup>, y serán adjudicadas de igual forma hasta completar el cupo establecido para cada tecnología. En caso de no adjudicarse el 100% de la potencia requerida en una tecnología, podrá adicionarse la potencia requerida remanente a otra tecnología en la que existan ofertas en condiciones de resultar adjudicadas y resulte insuficiente la potencia requerida para dicha tecnología.

Adicionalmente, para participar del proceso de adjudicación, se establece el pago de una garantía por parte de los interesados para respaldar el cumplimiento de las obligaciones establecidas por la oferta presentada, que será reintegrada en caso de no ser seleccionado o que se retire de la oferta en los plazos y criterios establecidos por el regulador, adicionalmente, se establece en términos del contrato de abastecimiento, que los adjudicados de este proceso deberán constituir una garantía de cumplimiento de las obligaciones adquiridas en el contrato de abastecimiento, se resalta que las centrales pueden tener mayor capacidad a la ofertada en el mecanismo, destinada para otras modalidades comerciales.

Uno de los mayores atractivos de éste sistema licitatorio, aparte de facilitar las compras de energía por medio de un esquema competitivo y transparente que conlleve a la ampliación del parque de generación renovable en la Nación, son las garantías que ofrece a los inversionistas para el cumplimiento del pago de las obligaciones de energía suscritos en el contrato de abastecimiento, dentro de las cuales se encuentra el Fondo para el Desarrollo de las Energías Renovables “FODER”, así pues el Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER garantiza el pago en tiempo y forma de la energía de fuentes renovables entregada a la red en el punto de interconexión. De acuerdo a lo estipulado en el Contrato de Abastecimiento, y conforme a la Ley, los pagos en el marco de los Contratos de Abastecimiento de energía renovable poseen carácter prioritario respecto al resto de los pagos que efectúa CAMMESA en el mercado mayorista, en el caso que CAMMESA no pudiera

---

<sup>39</sup> Precio que está afectado por el factor de pérdidas del proyecto

saldar el pago en tiempo y forma, el FODER respaldará a CAMMESA valiéndose de fondos disponibles en la cuenta de Garantía de Pago por Energía, creada por el MINEM con asignaciones presupuestarias especialmente pre aprobadas y/o del cobro de un cargo específico por la garantía a usuarios finales elegibles [13].

Adicionalmente, como mecanismo para garantizar por parte del Estado Nacional el pago de las obligaciones, fue autorizada la emisión de letras del tesoro en garantía, para ser entregadas al FODER por cuenta y orden del MINEM, hasta alcanzar un importe máximo de valor nominal de USD 4.498.549.000, contra la emisión de certificados de participación por montos equivalentes a las letras cedidas a favor del MINEM para ser utilizadas como garantía de pago del precio de venta de la central de generación. Por último, como otro mecanismo de garantía, el pliego de bases y condiciones de las licitaciones del “Programa Renovar, estipula –a elección y costo del interesado– la celebración de un contrato de garantía entre el Banco Mundial y el FODER, a través del fiduciario, por medio del cual aquél garantizará la obligación del Estado nacional de remitirle al FODER los recursos necesarios para realizar el pago del precio de venta del proyecto y/o la obligación del Estado nacional de pagar las letras del tesoro que emita el Tesoro Nacional para garantizar el pago del precio de venta del proyecto. Asimismo, con motivo de facilitar el financiamiento de los proyectos, el contrato de abastecimiento bajo el “Programa RenovAr”, prevé la figura del *Representante de los Acreedores Garantizados*, esto es, un mandatario común y único, cuya función es aunar los intereses y representar los derechos establecidos en dicho contrato a favor de los prestamistas [14].

Dentro del mecanismo de compras conjuntas, se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización y administración<sup>40</sup>, que incluirá una valoración de riesgos de largo plazo asumidos por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, el cual será aplicado sobre el precio promedio de adquisición y cuyo valor será definido por la Autoridad de Aplicación. Cabe mencionar que lo recaudado del cargo por comercialización, será destinado para el Fondo de Estabilización del MEM<sup>41</sup> y se aplicarán a cubrir, parcial o totalmente, los costos derivados de la reducción de los cargos de potencia aplicables a aquellos Grandes Usuarios que opten por ser excluidos de las Compras Conjuntas<sup>42</sup>, mientras que el cargo por administración se destinarán al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para solventar los gastos administrativos asociados a la operatoria del mecanismo de Compras Conjuntas. Adicionalmente, sin estar sujeto al límite indicado precedentemente, se aplicará un cargo en concepto de gastos administrativos que será definido por la Autoridad de Aplicación [8]. Así el precio del megavatio hora que abonarán los Grandes Usuarios, será definido a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación con generadores en el marco de este procedimiento<sup>43</sup>. Es importante mencionar que vencido el plazo que la Autoridad de Aplicación establezca para los sujetos alcanzados por lo dispuesto en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 que manifiesten su decisión de quedar excluidos del mecanismo de compra conjuntas, CAMMESA o el ente que la Autoridad de Aplicación determine convocará a licitación pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables

---

<sup>40</sup> Cargos disponibles en la Resolución 281 de 2017, Artículos 4 y 5.

<sup>41</sup> Mercado Eléctrico Mayorista.

<sup>42</sup> De acuerdo con lo previsto en el artículo 20 del Anexo de la Resolución 281/2017.

<sup>43</sup> Procedimiento de la Resolución 281/2017.

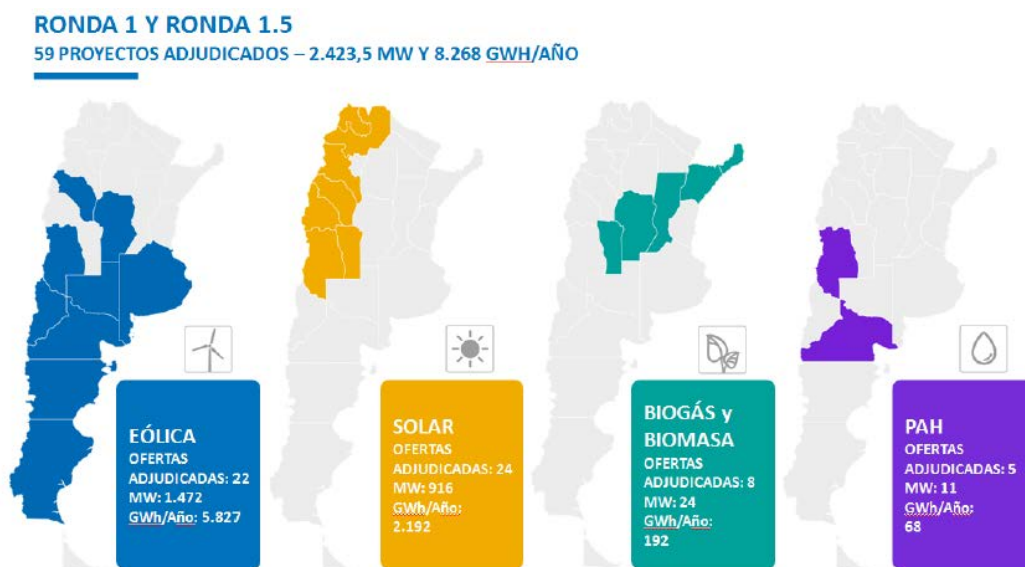


necesarios para abastecer a la demanda de grandes usuarios que quedaron incluidos en el mecanismo de compra conjunta.

De esta forma los usuarios del sistema que consuman más de 300 KW, podrán por medio de CAMMESA o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, obtener la energía necesaria para cumplir con lo establecido por la Ley, siendo CAMMESA o el ente designado por la Autoridad de Aplicación quien compre la energía para dicho fin, así quienes se acojan a éste mecanismo, que abarca en principio a todos los grandes usuarios por defecto, a menos que soliciten su salida del mecanismo, tendrán, por dicha adhesión y el pago del costo de la energía eléctrica de fuente renovable oportunamente consumida, cumplida la obligación establecida en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191. De esta forma, todos aquellos interesados estarán sujetos de aprobación de acuerdo a los términos y condiciones que CAMMESA o el ente designado por la Autoridad de Aplicación.

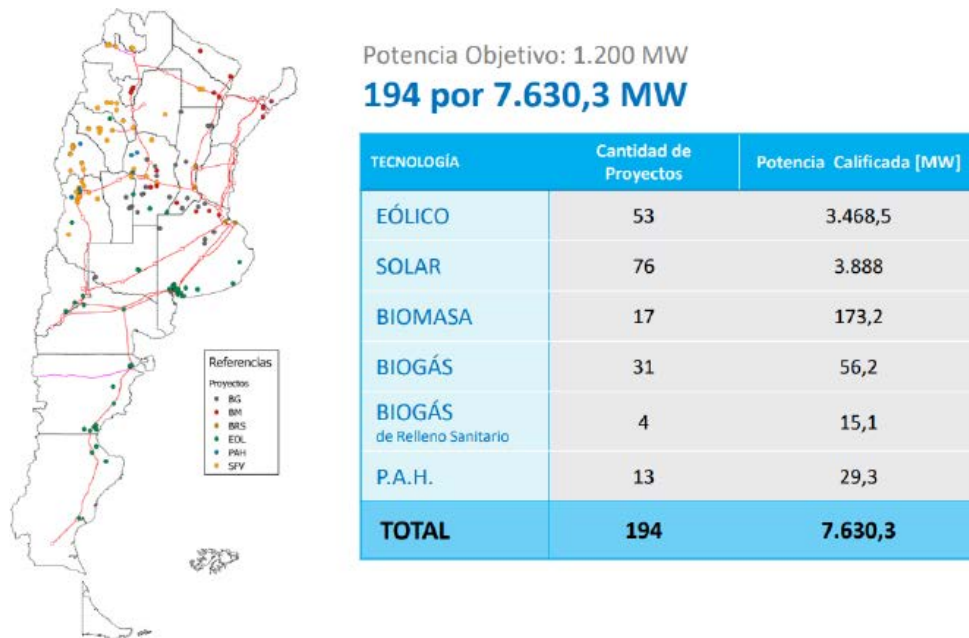
Es importante mencionar que las compras conjuntas o programa RenovAr, han obtenido muy buenos resultados en la adjudicación de contratos de energías renovables en el país, en sus distintas rondas licitatorias tales como RenovAr 1, 1.5, 2 y 3, lo cual se muestra a continuación.

Ilustración 4. Proyectos adjudicados RenovAr rondas 1 y 1.5



Fuente [22]

Ilustración 5. Ofertas calificadas RenovAr ronda 2



Fuente [19]

Luego, en la siguiente imagen se presenta un resumen de los contratos adjudicados y la potencia contratada a la fecha, en el programa RenovAr y el programa GENREN y la Resolución 108<sup>44</sup>

Ilustración 6. Contratos adjudicados hasta la ronda 2

Contratos en Compras Conjuntas	Totales	Potencia Contratada [MW]
Contratos R202	10	500
Contratos Renovar 1.0	29	1142
Contratos Renovar 1.5	30	1282
Contratos Renovar 2 - Fase 1	66	1409
Contratos Renovar 2 - Fase 2	22	634
<b>Contratos Totales</b>	<b>157</b>	<b>4966</b>

Fuente [17]

Por último, en la tercera ronda licitatoria del programa renovar, se convocó a los interesados a participar del mecanismo, con el objetivo de licitar 400 MW nuevos de potencia instalada de fuentes renovables, principalmente enfocada al aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión y el desarrollo regional ya que se competirá por cupos en regiones y provincias fomentando así el uso de generación distribuida, en este sentido, la potencia máxima que se estableció para cada proyecto será de 10 MW mientras que la mínima fue de 0.5 MW, así, a

<sup>44</sup> Resolución 108 de 2011. Por la cual se habilitó la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada

diferencia de las otras rondas, las ofertas por tecnología se separaron en grupos, Solar Fotovoltaica y Eólico en el primer grupo, en el cual se ordenan los proyectos en función del precio ofertado, de menor a mayor, seleccionando en ese orden las ofertas hasta completar el cupo, Y el otro grupo son las centrales de tecnología biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y PAH, las cuales se ordenan y seleccionan de menor a mayor de acuerdo al precio ofertado ajustado<sup>45</sup>.

Como resultado se obtuvo la adjudicación de 35 proyectos de energía renovable, por una potencia de 259 MW, distribuidos en 10 proyectos eólicos, 13 solar fotovoltaicos, 2 de biomasa, 6 de biogás, 1 de biogás de relleno y finalmente 6 de pequeños aprovechamientos hidráulicos

#### ***Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER)***

En el marco del cumplimiento de lo establecido en la Ley 27.191, se creó el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER) por medio de la Resolución 281-E del 2017, el cual regula la compraventa de energía proveniente de fuentes renovables, y que es una de las posibilidades que se les ofrece a quienes deben cumplir con sus obligaciones de energía renovable, ya que podrán pactar contratos libremente con generadores, fijando entre ellos sus condiciones y precios. Los usuarios que se acojan a este sistema no deberán pagar cargos por administración y comercialización, pero estarán sometidos a fiscalización del estado y penalidades por incumplimiento en sus obligaciones. En la mencionada Resolución, se establece a los grandes usuarios habilitados quienes deben cumplir con su cuota obligatoria, por medio del artículo 2, y los define como aquellos usuarios cuya demanda media en el último año calendario anterior al mes de la Transacción, sea igual o mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW). La demanda media se determina, a estos efectos, como la suma de la energía consumida en el año dividido el número de horas del año.

Como aspecto importante de este mercado a término, se establecen las prioridades de despacho que van a tener las centrales generadoras con fuentes renovables, en casos de congestión del sistema de transmisión<sup>46</sup>, sin embargo, cabe resaltar que dicha prioridad, debe solicitarla cada central<sup>47</sup>, así como también las reglas para comercialización de la oferta de energía renovable<sup>49</sup>. Finalmente se crea también el Registro Nacional de Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (RENPER), en el cual se llevará control de todos los proyectos existentes de energías renovables.

---

<sup>45</sup> El POA será, de acuerdo con el Pliego de Bases y Condiciones, el Precio Ofertado – Diferencial por Desplazamiento de Generación Forzada. Dónde: Diferencial por Desplazamiento de Generación forzada = 5 US\$/MWh, se destaca que este Diferencial se aplica a las centrales que demuestren la sustitución o desplazamiento de generación térmica con combustibles fósiles (excepto gas natural)

<sup>46</sup> Artículo 7 – Orden de prioridad de despacho [8]

<sup>47</sup> Las ampliaciones de las centrales enumeradas en los incisos precedentes no quedarán alcanzadas por la prioridad otorgada a la central existente, motivo por el cual deberán obtener, en su caso, su propia asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6° a 12 del Anexo de esta resolución. Así mismo el ARTÍCULO 8° establece que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) tendrá un ordenamiento de las prioridades de despacho asignables a la generación de fuentes renovables en aquellos nodos del sistema que lo requieran por limitaciones de transporte existentes en el punto de interconexión al sistema y/o por limitaciones en los corredores de transporte a los que se vincula dicho punto de interconexión.

<sup>48</sup> Artículos 6 y 7 del Anexo II [8]- Prioridad y solicitud de prioridad de despacho.

<sup>49</sup> Artículo 5 del Anexo II [8]- Comercialización de la oferta de fuentes de energías renovables.

### *Autogeneración, Cogeneración y Generación Distribuida con fuentes renovables.*

Los sujetos comprendidos en el Artículo 9° de la Ley N° 27.191 podrán dar cumplimiento a la obligación de cubrir como mínimo el porcentaje del total de su consumo propio de energía eléctrica que corresponda en los plazos previstos en el Artículo 8° de la Ley N° 27.191, mediante autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables en el marco del Anexo 12 de los PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS<sup>50</sup> [8], mediante proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con instalaciones no interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en las condiciones a ser definidas por la Autoridad de Aplicación. Así quienes opten por esta forma de cumplimiento deberán manifestar su voluntad en este sentido ante la Autoridad de Aplicación en los plazos y la forma que ésta determine, con el fin de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas que desarrollará la CAMMESA o la entidad que designe la Autoridad de Aplicación. Sin embargo, quienes opten por este mecanismo estarán sujetos a fiscalización del cumplimiento por contratación individual, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables<sup>51</sup>. Cabe resaltar que estos proyectos no requieren respaldo físico de potencia<sup>52</sup>. Así mismo, los grandes usuarios, pueden por medio de la Ley 27.424 instalar equipos de generación distribuida, recibir los beneficios e incentivos expuestos en el marco de dicha ley y cumplir con su obligación de energía.

Luego, se puede apreciar como un aspecto muy importante que estos mecanismos regulatorios ofrecen una variedad de opciones a los Grandes Usuarios con obligaciones de energía renovable para cumplir con estas, ya que pueden, por ejemplo permanecer en las compras conjuntas y pagar los cargos correspondientes a administración y comercialización, pueden salir de las compras conjuntas<sup>53</sup> y contratar o autogenerarse, lo que los exonera del pago de los cargos anteriormente mencionados, su energía abastecida de fuentes renovables no abona sobrecostos de energía y pueden, además, recibir un descuento en los cargos de máximo requerimiento de potencia en función de la potencia energía renovable y del momento de la opción. Quedan sujetos a fiscalización y penalización anual [21]. Adicionalmente los GUMEM pueden contratarse o autogenerar sin optar por salir expresamente de las compras conjuntas abasteciendo su demanda mediante un contrato renovable pagando los cargos de administración y comercialización y la totalidad de los cargos de reserva [21].

## **1.4 Comentarios sobre la normatividad Renovable en Argentina**

La Argentina, como se ha podido ver a lo largo de este capítulo, es un país con un altísimo potencial energético a nivel general, ya que por ejemplo, cuenta con un yacimiento como Vaca Muerta, uno de los más importantes del mundo para producción de gas y petróleo no convencional, que podría abastecer la demanda interna por mucho tiempo, y sin embargo, la transición energética y la evolución del derecho de la energía que está experimentado el país, ha sido muy importante en la región, y justamente en este sentido, se puede decir que el marco regulatorio argentino para el

---

<sup>50</sup> Conforme la Resolución N° 61/1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias —no siendo en tal caso aplicables los requisitos de potencia firme allí previstos—, la Resolución N° 269 de fecha 7 de mayo de 2008 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS [8]

<sup>51</sup> Decreto 531 de 2016

<sup>52</sup> Artículo 14, anexo II – Respaldo de potencia [8].

<sup>53</sup> La opción de salida puede ejercerse dos veces por año y es efectiva por al menos 5 años y por toda la obligación legal, una vez pasados los 5 años pueden luego volver a compra conjunta sin costo [11].

fomento de las energías renovables, resulta muy interesante, particularmente desde la modificación de la Ley 26.190, la cual podría considerarse que no presentó realmente herramientas que favorecieran el desarrollo de proyectos renovables en el país, en parte, por los tímidos incentivos fiscales que presentaba (que si bien, son el comienzo en una etapa de desarrollo, no eran lo suficientemente atractivos para los inversores) y además, la falta de impulso por parte del Estado para las políticas establecidas en dicha ley, ya que por ejemplo, desde su aprobación en 2007, se retrasó cerca de dos años y medio su reglamentación, puesto que esta que llegó en 2009, generando, por así decirlo, un estancamiento importante que no permitió el crecimiento de las renovables durante ese periodo de tiempo.

Ahora, si bien el objetivo de este estudio no es analizar los resultados de las políticas ni de la regulación, así como tampoco presentar una crítica de los mismos, es importante destacar que el aspecto más relevante de la Ley 26.190, fue el programa GENREN, (considerado como la base del actual del programa RenovAr), el cual en sí mismo era bastante novedoso para la época de su implementación, ya que a través de licitaciones de compra de energía de largo plazo por medio de contratos de abastecimiento, se consiguió la instalación de varios proyectos renovables en el país, pero que no alcanzaron a medianamente consolidar a las energías renovables en el mercado eléctrico argentino, ya que durante el periodo de tiempo comprendido entre 2009 y 2015 representaron cerca del 1% del total del Mix del país, demostrando que el impulso que el Estado quiso darle a las renovables en ese periodo de tiempo no fue suficiente para desarrollar y constituir efectivamente al sector en Argentina.

Así las cosas, se podría afirmar que las energías renovables en el país reciben un impulso importante con la Ley 27.191 que presenta diversas herramientas y metas obligatorias de cumplimiento por parte de los actores involucrados en el sector, además de diversos incentivos de orden fiscal y aduanero que ayudan a disminuir los costos de estos proyectos de energía. Además, es muy importante el tratamiento de centrales de pasada que reciben las instalaciones de energías renovables intermitentes, garantizando su inyección de energía de manera inmediata en el sistema, lo que claramente ayuda o favorece al crecimiento del sector, indicando así el camino correcto de cara la diversificación de la matriz energética.

Ahora, este sistema regulatorio que ha venido en progreso desde el momento en que se lo aprobó (2015) y reglamentó (2016), si bien es cierto, ha mostrado muy buenos resultados, cabe mencionar que ha tenido algunos retrasos que han atenuado esos resultados, presentado incumplimientos en sus metas de participación, y es que no es para menos, ya que para el año 2018 se esperaba por ley un aporte renovable del 8%, y en realidad el aporte en ese año fue del 2.2%, lo que hace preguntar si realmente las metas tenían más bien, un alto componente de expectativas que de realidad a la hora de su planteamiento, en particular de la meta para el año 2018. Sin embargo, el potencial argentino en cuanto a energías renovables y su muy buena política energética de largo plazo, convierte al país en uno de los más atractivos para invertir, lo que se ve reflejado en el importante crecimiento que ha tenido el sector, ya que, por ejemplo, en el presente año (2020), cuenta con cerca del 12% de participación, acercándose a lo planificado para fines del año próximo (2021), que es una meta establecida en 16%. Y aunque se está cada vez más aumentando la participación de las renovables gracias a esta política de largo plazo, que integra beneficios fiscales y transparencia en la asignación de los mismos a través de un sistema competitivo, hubiese sido más acertado el planteamiento de metas, quizás, un poco más ajustadas a la realidad de la capacidad instalada de

energía renovable en el país. Sin embargo, se entiende el punto de vista del legislador de llevar a un punto alto la penetración de energías limpias en el Mix con estas cuotas de participación.

Así mismo, es importante destacar que el impulso de las energías renovables en el país, y la consolidación de esta política de largo plazo que se hace mención, es un logro de la continuidad del objetivo de la transición energética que ha establecido Argentina, al margen de los cambios de gobierno, que muchas veces pueden alterar las políticas, y más, en un ambiente de polarización política como el que se vive en Sudamérica en general, que, aunque no es un tema del que se trata esta investigación, es importante mencionarlo, a manera de comentario.

Finalmente, se considera importante resaltar al programa RenovAr, que ha demostrado ser una importante herramienta para el fomento de las renovables en el país, ya que por ejemplo, desde su implementación este ha ido variando y adaptándose a las diferentes etapas de desarrollo de un sector, del cual el país antes del régimen de fomento, no contaba con infraestructura ni desarrollos importantes, y hoy, se presenta diferenciación de las subastas por tipo de fuente, lo que resulta muy importante, puesto que justamente, esta es una de las características más atractivas de este sistema, donde se lo puede acoplar a cada tecnología y sus necesidades, permitiendo una mayor penetración de algunas fuentes, y mayor competitividad a las que ya se encuentran establecidas en el mercado. Luego, este conjunto de herramientas, como lo es las Compras Conjuntas, el MATER y la Generación Distribuida Renovable, sumado al potencial energético del país, hacen pensar que no solo se siga expandiendo el parque renovable, sino también, pensar en la futura inclusión de nuevas metas de participación, en conjunto con una política económica clara y transparente que brinde la seguridad regulatoria que necesitan los inversionistas para así tener un mercado sólido en el cual las energías renovables compitan con las convencionales garantizando que se traslade la mejor tarifa a los usuarios finales y se garantice la seguridad energética del país.

## Capítulo 2. República de Colombia.

Colombia es considerado como un país cuya matriz energética es altamente renovable, ya que cerca del 70% del parque de generación que abastece la demanda interna es de fuente hídrica, por este motivo, puede ser atribuido el relativo subdesarrollo de las fuentes no convencionales de energía, y sumado a esto, los costos de inversión asociados a estas y las dificultades socioculturales y políticas para el ejercicio de acciones dirigidas a producir resultados de largo plazo, el Gobierno Nacional y los tomadores de decisiones del sector energético no han enfrentado la necesidad de trazar una hoja de ruta o definir una estrategia para el aprovechamiento de los recursos energéticos de origen renovable que se tienen disponibles [23]. Sin embargo, ante la necesidad de la diversificación de las fuentes de producción, apuntando a la soberanía energética nacional, es necesario emprender el camino de la transición energética, enfocado al uso de las energías renovables para la producción de electricidad, que lleven al país a una economía descarbonizada y respetuosa del medio ambiente.

Entendiendo la necesidad de desarrollar las fuentes no convencionales de energía, como una herramienta de gran importancia para el país dadas las múltiples posibilidades para producir energía, y sumado a los programas de eficiencia energética, la política nacional se ha ido alineando con el marco regulatorio para fomentar la producción, investigación y uso eficiente de energía en el país, ya que la experiencia ha mostrado que la alta dependencia del recurso hídrico por parte del

país es un claro punto de debilidad del sistema eléctrico, el cual, se lo ha visto puesto a prueba en varias ocasiones, dentro de las cuales, la más destacable fue en 1992, donde el país enfrentó grandes y extensas sequías producto de un intenso fenómeno del niño, el cual llevó a los embalses a niveles críticos, sumado a problemas en la infraestructura del sector hidroeléctrico, llevó al racionamiento eléctrico. Situación que dejó una gran huella en la memoria de los colombianos, la política y la regulación, porque este hito marcó el nacimiento de las leyes 141 y 143 del sector eléctrico, por las cuales se regula su funcionamiento y se crea el cargo por confiabilidad con la finalidad de tener energía en firme de respaldo para evitar futuros fenómenos que puedan afectar al sistema.

Sin embargo, los intentos por constituir un sistema robusto por medio del cargo por confiabilidad y el sistema regulado, se vio que no es del todo suficiente, ya que las instalaciones que se construyeron con el cargo por confiabilidad, fueron en su mayoría de fuentes fósiles, las cuales dependen directamente de la volatilidad de los precios de los combustibles, la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos de gas, y la eficiencia baja en procesos de generación de tecnologías térmicas, y otros factores que pueden conllevar a situaciones de contingencia, y demás está resaltar que a su vez estas son contaminantes del medio ambiente, lo que ha motivado a buscar el desarrollo de las FNCE. Con lo cual, Colombia podría actuar estratégicamente para protegerse contra los riesgos derivados de la dependencia en recursos hidroeléctricos, a través del desarrollo y uso de otras energías renovables en lugar de procurar la expansión de su parque de generación térmica con base en combustibles fósiles, que actualmente depende principalmente de gas natural [23].

## 2.1 Estado Actual de las Energías Renovables en Colombia.

### 2.1.1 Panorama General.

Colombia, al ubicarse en la zona ecuatorial y poseer climas y ecosistemas variados, cuenta con un gran potencial para desarrollar energías limpias a partir del agua, el viento, el sol y de los residuos de biomasa como los de la caña de azúcar, aceite de palma, arroz y plátano [24]. Y es que justamente, por su localización geográfica, como se mencionaba anteriormente, el país cafetero cuenta con gran variedad de recursos renovables, como, por ejemplo, vientos de velocidades medias en el orden de los 9 metros por segundo (a 80 metros de altura) en La Guajira.

Si bien el recurso eólico en Colombia no se caracteriza por ser uno de los mejores en términos generales, el disponible en ciertas regiones localizadas como son ante todo el departamento de La Guajira y gran parte la región Caribe, al igual parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, zonas específicas de Risaralda y Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá cuentan con recursos aprovechables, que en el caso específico de La Guajira son considerados como de los mejores de Sur América. Se destaca que en dicho departamento se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe el país durante todo el año con velocidades promedio cercanas a los 9 m/s (a 80 m de altura), los cuales se estiman representan un potencial energético que se puede traducir en una capacidad instalable del orden de 18 GW. [23]

Ahora bien, para el recurso solar, se estima que el país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m<sup>2</sup> /d, la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup> /d, principalmente en regiones del

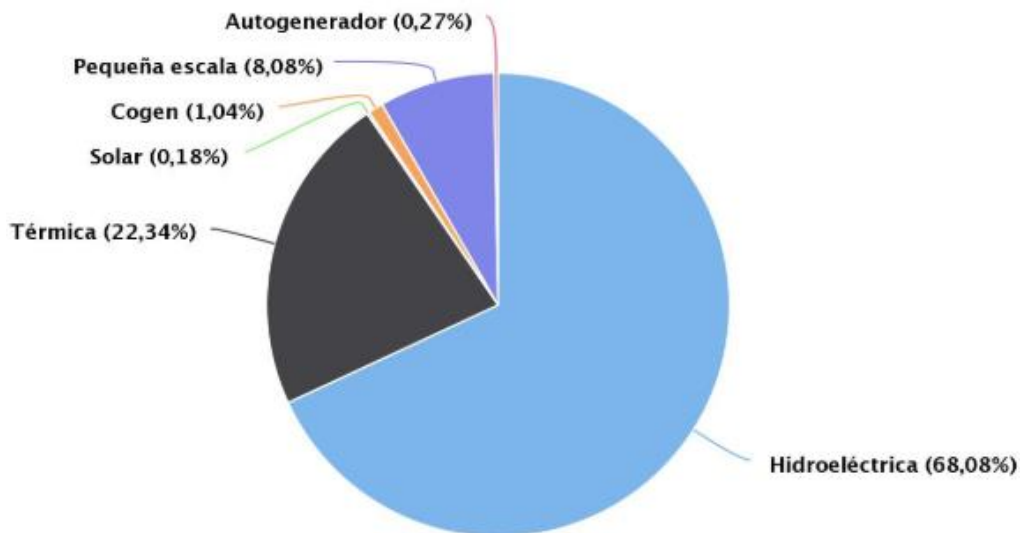
país como son La Guajira, una buena parte de la Costa Atlántica y otras regiones específicas en los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, entre otros, presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional que pueden llegar al orden de los 6,0 kWh/m<sup>2</sup> /d. [23]. Cabe mencionar si bien, Colombia no es uno de los países con mayor potencial para el aprovechamiento del recurso geotérmico, sí cuenta con zonas específicas como lo son la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador, zonas en las que el recurso puede ser aprovechado para la generación de decenas de MW a muy bajos costos de producción y operación [23].

Así las cosas, se puede apreciar que Colombia cuenta con gran variedad de recursos energéticos de origen renovable, mayormente concentrados en algunas zonas específicas del país, como La Guajira, pero que bien aprovechados y con un marco regulatorio sólido, pueden llegar a aportar energía en firme que no solo cumpla con la meta de incluir las renovables, sino que también se conviertan en una herramienta para la soberanía energética del país, ya que al disminuir la dependencia del recurso hídrico (como se verá más adelante), que aunque se lo considera renovable y energía limpia a su vez, se lo ve fuertemente afectado por los eventos climáticos que afectan al planeta, tales como el fenómeno del niño que varios estragos ha causado al país por el aumento de las sequías y por ende, la dificultad para generar energía sin depender de los combustibles fósiles, por último el país cuenta con potenciales energéticos del orden de 450.000 TJ (terajoules) por año en residuos de biomasa que representan un atractivo importante comparados con los de países ubicados en otras latitudes del planeta” [24]

### 2.2.2 Matriz Energética Colombiana.

En la actualidad, la matriz energética colombiana está conformada principalmente por centrales de generación hidroeléctricas, las cuales representan aproximadamente el 70% de la capacidad instalada que tiene el Sistema Interconectado Nacional SIN, como se puede observar en la figura 1.

Ilustración 7. Matriz energética colombiana



Tomado de [25].



La alta dependencia de Colombia en sus recursos hidroeléctricos pone al país en riesgo periódico de escasez y altos precios de la energía, como fue evidenciado en la crisis energética generada por el fenómeno de El Niño en los años 1992 y 1993 o más recientemente en los altos precios de energía experimentados en 2009, 2010, 2013 y 2014. Más aún, análisis recientes han pronosticado que la vulnerabilidad a las sequías crecerá significativamente en Colombia debido al cambio climático [23], por lo cual, la necesidad de establecer un marco de fomento para la producción de energías renovables es muy importante para el país.

## 2.2 Políticas de energía renovable en Colombia.

Entendiendo esta situación, en un panorama de alguna forma negativo, en el cual, la seguridad del suministro de energía eléctrica en Colombia está muy condicionado a la disponibilidad del recurso hídrico, haciendo al sistema eléctrico colombiano vulnerable en el corto plazo debido a los ciclos hidrológicos en el país y su variabilidad, y en el mediano y largo plazo, vulnerable a la disponibilidad de gas natural, por hallazgos en el país o por disponibilidad de importaciones [26], es que como se mencionó anteriormente, estos factores ponen a prueba la capacidad de respuesta del sistema eléctrico. Ahora también ante el cambio climático, la mitigación y adaptación que se requiere para este, la política colombiana, en materia de energía ha ido adoptando una postura más activa para el desarrollo de planes y una regulación fuerte que fomente la producción de energía utilizando fuentes no convencionales de energía, gestión eficiente de la energía y también desarrollos en investigación e innovación en estas áreas, ya que en Colombia, se presentan análisis que demuestran la complementariedad entre fuentes no convencionales de energía renovable como la eólica, solar y de biomasa con los recursos hidroeléctricos convencionales, especialmente durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología<sup>54</sup>.

Siguiendo ésta línea, la política energética nacional tiene como objetivo la diversificación de la canasta de generación eléctrica, a través de la planeación de la expansión de generación, en la cual se contemple un balance entre la minimización del costo de cada una de las tecnologías producto de su fomento, respecto del riesgo de racionamiento ante los escenarios más negativos, los cuales, se han presentado en el país. Por lo anterior es preciso que se instalen otras fuentes de energía para lograr una diversificación de la canasta y garantizar un suministro de energía confiable, pero adicionalmente que sea sostenible. La reciente Ley 1715 de 2014, es un primer paso para lograr este objetivo, dado que busca promover la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE), en el sistema energético nacional. En particular se busca la inclusión de plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y generación a partir de la biomasa en el mix eléctrico del país [26], con el propósito de mantener una baja huella de carbono y desarrollar una industria energética ambiental, social y económicamente sostenible en el largo plazo, motivo por el cual, el desarrollo de las FNCE se hace cada día más importante en la política energética colombiana.

Es así como el plan de desarrollo colombiano incluye un lineamiento de política energética muy importante de acuerdo al cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de

---

<sup>54</sup> De acuerdo al Decreto 0570 de 2018 en su texto original.

sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al mencionado [27], abriendo la puerta a una mayor participación de las energías renovables, pero, introduciendo metas de obligatorio cumplimiento.

### 2.3 Regulación de las Energías Renovables en la República de Colombia.

Como se mencionaba anteriormente, aunque Colombia sea un país cuya matriz energética dependa mayormente de energías renovables como el caso del agua con a través de la generación hidroeléctrica, también es una realidad que a éste recurso se lo ha visto alterado fuertemente por el cambio climático, poniendo en riesgo la soberanía energética del país, que como ya se ha visto durante los intensos fenómenos del niño que se han presentado a lo largo del tiempo, causaron la necesidad de cambios significativos en materia regulatoria del sector eléctrico colombiano. Como se verá más adelante, y en este sentido es que se hace necesario incentivar proyectos distintos a las hidroeléctricas a fin tener capacidad de respaldo ante estos fenómenos. Se debe destacar que, aunque el país cuenta con capacidad de respaldo, ésta es de origen fósil que si bien, se convierte en una alternativa, no es la más óptima de cara al cuidado del medio ambiente, el cambio climático y la diversificación e intromisión de las energías renovables.

Así, el marco regulatorio colombiano para las energías renovables, se podría decir que tuvo su origen con la promulgación de la ley 51 de 1989, con la que se creó a la Comisión Nacional de Energía (actualmente Unidad de Planeación Minero Energética UPME), además, se sentaron las bases para la regulación y el uso racional de las diversas fuentes de energía, en las que estaban incluidas las renovables no convencionales, en este sentido, una de las funciones de la Comisión creada por esta ley era la de efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales y adoptar la política respectiva<sup>55</sup>, además se facultó a la Comisión para aprobar los programas de generación eléctrica no convencional y coordinar los programas de generación eléctrica en áreas no interconectadas<sup>56</sup>

Posteriormente, se promulgó la ley 143 de 1994, o ley eléctrica nacional, en la cual se establece el régimen regulatorio para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía, además se promueve el desarrollo de los recursos y el uso racional y eficiente de la energía por parte de los usuarios de la red. En este contexto normativo, se buscaba dar prioridad a la libre competencia del mercado, por los medios que resulten más eficientes sin establecer tecnologías preferentes, siempre que el sistema opere de manera segura, confiable y de calidad, y aunque en esta ley eléctrica nacional, se incluye tímidamente a las renovables no convencionales en el sentido que Ministerio de Minas y Energía deberá establecer los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, además del desarrollo y promoción de tales fuentes, la verdad es que esto no fue realmente un escenario que permitiera una penetración de las energías renovables en el mercado eléctrico

---

<sup>55</sup> De acuerdo al numeral 1 artículo 7 de la Ley 51 de 1989

<sup>56</sup> De acuerdo a los numerales 2 y 3 del artículo 8 de la Ley 51 de 1989

colombiano, ya que estas debían competir con las convencionales, estando en clara desventaja, por lo cual, la matriz energética colombiana se fue conformando por hidroelectricidad y recursos fósiles.

### 2.3.1 Ley 697 de 2001. “Uso racional y eficiente de la energía y promoción de energías alternativas”.

Se podría considerar a ésta ley como el primer instrumento normativo colombiano para el desarrollo de las energías renovables, toda vez que ésta declara de interés público y conveniencia social al Uso Racional de la Energía (URE)<sup>57</sup>. Es importante resaltar que ésta ley define a las fuentes de energía como todos los elementos físicos de los cuales resulta posible obtener energía<sup>58</sup>, y también hace la diferenciación entre las fuentes convencionales y las no convencionales de energía, entendiendo a éstas como: solar, eólica, geotérmica y pequeños aprovechamientos energéticos, así como también, establece las definiciones de las mismas<sup>59</sup>.

Uno de los aspectos más importantes de esta normativa es la creación la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos de Uso Racional de la Energía y de utilización de energías renovables no convencionales<sup>60</sup>, y en este sentido se introducen dos herramientas muy importantes en materia renovable, tales como la creación del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales PROURE y la por primera vez en la regulación colombiana, introduce el primer incentivo para el desarrollo de las FNCE, ya que se promoverá la importación o fabricación piezas necesarias para la generación de energía renovable<sup>61</sup>, sin embargo, cabe mencionar que no se establecen incentivos económicos ni regulatorios para la promoción de las energías renovables.

### 2.3.2 Decreto Reglamentario 3683 de 2003

Posteriormente, con el objetivo de reglamentar el uso racional y eficiente de la energía, y la promoción de fuentes no convencionales<sup>62</sup> se publica el Decreto 3683 de 2003, en el cual se agregan las definiciones de cogeneración, cogenerador y energía mareomotriz<sup>63</sup> a las definiciones de FNCE establecidas en la Ley 697 de 2001. Es importante destacar que con este decreto reglamentario se introduce la creación de los instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas, a través de la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía CIURE, la cual tiene como función principal asesorar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía además de formas de energía no convencionales en el sistema interconectado nacional y las zonas no interconectadas.

---

<sup>57</sup> Artículo 1 Ley 697 de 2001

<sup>58</sup> Artículo 3 numeral 5 Ley 697 de 2001

<sup>59</sup> Artículo 3 numerales 6 al 14 Ley 697 de 2001.

<sup>60</sup> De acuerdo con el artículo 2 de la ley 697 de 2001

<sup>61</sup> El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá 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, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE, de acuerdo a las normas legales vigentes.

<sup>62</sup> Artículo 1 del Decreto Reglamentario 3683 de 2003.

<sup>63</sup> Artículo 2 del Decreto Reglamentario 3683 de 2003

Dentro de las principales funciones<sup>64</sup> de la CUIRE se encuentran la coordinación las políticas del uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales de energía, impulsar los programas y proyectos sobre uso racional y eficiente de energía, cogeneración y fuentes no convencionales de energía, Así mismo, se establece la reglamentación del PROURE<sup>65</sup>, se establece que corresponde al Ministerio de Minas y Energía considerar los aspectos sociales, ambientales, culturales, informativos, financieros y técnicos, a fin de crear las condiciones del Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, según los siguientes criterios:

- Fomentar la utilización de fuentes energéticas convencionales y no convencionales con criterios de uso racional y eficiente, incluso a través de sistemas de cogeneración.
- Tener en cuenta que el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, es un elemento contributivo a la competitividad de la economía colombiana.
- Fomentar una cultura nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Uso de Fuentes No Convencionales de Energía
- Generar beneficios reales y una adecuada protección a los consumidores y usuarios.
- Fomentar la modernización e incorporación de tecnologías y procesos eficientes en la cadena de suministro y uso de los energéticos.
- Fomentar el uso de energéticos eficientes, económicos y de bajo impacto ambiental.

Por último, se establecen una serie de estímulos para la investigación<sup>66</sup> y la educación<sup>67</sup> a ser desarrollados por COLCIENCIAS<sup>68</sup> y el ICETEX<sup>69</sup>, a fin de generar investigación en el uso eficiente de la energía y las fuentes no convencionales.

### 2.3.3 Resolución 180919 de 2010 – Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 – PROURE

El aspecto más quizás, importante en la regulación colombiana para el fomento de las energías renovables, es la introducción de metas de participación de las Energías Renovables en la matriz energética nacional tanto en las Zonas Interconectadas al sistema Nacional como en las no Interconectadas a través del PROURE<sup>70</sup>, las cuales serán revisadas de manera anual para permitir su actualización, así como la inclusión de nuevas o el redimensionamiento de las existentes<sup>71</sup>.

---

<sup>64</sup> Establecidas en el artículo 9 del Decreto Reglamentario 3683 de 2003

<sup>65</sup> Artículo 11 del Decreto Reglamentario 3683 de 2003

<sup>66</sup> Artículo 13, Decreto 3683 de 2003 – “Estímulos para la investigación”.

<sup>67</sup> Artículo 14, Decreto 3683 de 2003 – “Estímulos para la educación”.

<sup>68</sup> Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación.

<sup>69</sup> Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior.

<sup>70</sup> De acuerdo con el artículo 7 del PROURE

<sup>71</sup> De acuerdo con el artículo 8 del PROURE

Ilustración 8. Metas de participación renovable para el SIN y las ZNI

**Metas para el Sistema Interconectado Nacional, SIN:**

Participación de las FNCE en el Sistema Interconectado Nacional	
2015	3.5%
2020	6.5%

**Metas para las Zonas no Interconectadas, ZNI:**

Participación de las FNCE en las Zonas No Interconectadas, ZNI	
2015	20% *
2020	30%

Plan Indicativo 2010 - 2015 PROURE\*<sup>72</sup>

Las metas de penetración de las Energías Renovables establecidas en el PROURE para el año 2015 corresponden al 3.5 de participación en el SIN, compuesta por el 1.5% de capacidad actual instalada por generación eléctrica con residuos de biomasa, plantas hidroeléctricas menores de 10 MW y el parque eólico de Jepirachi interconectados al SIN, y el restante 2% está basado en el potencial que se identifique en los resultados de estudios de empresas del sector y universidades. Para el año 2020, se establece una meta de participación de las Energías Renovables del 6.5%, basado en la tendencia de disminución de los costos de las tecnologías asociadas a la generación de energía por medio de dichas fuentes, en cuanto a las ZNI, la meta propuesta al año 2015 es del 20% compuesta por el 8% de capacidad instalada actualmente más el 12% por desarrollos con energía eólica, biomasa, PCH's<sup>73</sup> y energía solar. A 2020 la meta de participación de las FNCE en las ZNI será del 30%, según lo establecido en el PROURE.

#### 2.3.4 Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

Así las cosas, dentro de la evolución del marco regulatorio colombiano para el fomento de las energías renovables, el cual, ha sido más bien poco, y lo más destacable fue la introducción de metas de participación de estas fuentes en el sistema tanto conectado como no conectado, es que surgió la necesidad de establecer un verdadero marco de apoyo y fomento para las renovables, así por medio de la Ley 1715 del 2014, el Estado colombiano sienta las bases para que las fuentes no convencionales de energía o energía renovable se usen como energía de respaldo o como energía principal, ya que el objetivo de ésta ley es promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético, constituyéndose así como la regulación actual para el fomento de las energías renovables en Colombia.

<sup>72</sup> El 20% estará compuesta por 8% de la capacidad actual más 12% provenientes de desarrollos con energía eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, PCH, y energía solar.

<sup>73</sup> Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Es importante destacar la finalidad<sup>74</sup> de la Ley 1715 es la de establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable de manera que esta busca:

- Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano para las FNCE;
- Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica;
- Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía;
- Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana;
- Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia;
- Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energías, principalmente aquellas de carácter renovable, y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda;
- Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de esta ley.

Para esto, se declara de utilidad pública e interés social la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes de energías renovables<sup>75</sup>. El ámbito de aplicación de esta ley, según el artículo 5 cubre a todos los agentes públicos y privados que intervengan en la definición de políticas sectoriales en el desarrollo y el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable. Un aspecto muy importante también de esta ley, es que se introducen las definiciones de autogeneradores a gran y pequeña escala, cogenerador, excedentes de energía, generación

---

<sup>74</sup> Según el artículo 2 de la ley 1715 de 2014

<sup>75</sup> De acuerdo al artículo 4 de la Ley 1715 de 2014

distribuida, entre otras, además de definir las energías renovables por sus tipos de tecnología<sup>76</sup>, que forman parte, de alguna forma del régimen de generación distribuida.

En este sentido se establece expedición de los lineamientos en materia de política energética con fuentes renovables en las ZNI y la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el SIN, la conexión y operación de la generación distribuida el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía y sus reglamentos técnicos<sup>77</sup>. Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) deberá Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética así como los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida<sup>78</sup>, además, la Comisión establecerá procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía menores a 5MW.

A su vez, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) deberá definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que se consideran Energías No Convencionales ENC y Definir el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala. Finalmente, en cuanto al financiamiento y ayudas para el fomento de las FNCE se delega al Ministerio de Hacienda, y, así como también se establecen funciones administrativas para el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y para las Corporaciones Autónomas Regionales.

#### *Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía*

Dentro de este contexto de la generación distribuida en Colombia, es importante mencionar que se establecen mecanismos para la promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida<sup>79</sup>, tales como:

- La entrega de excedentes por parte de los autogeneradores a pequeña y gran escala a la red de distribución y/o transporte<sup>80</sup>. Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin;
- Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala<sup>81</sup>.
- La venta de energía por parte de generadores distribuidos que se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc<sup>82</sup>

---

<sup>76</sup> Artículo 5 Ley 1715 de 2014

<sup>77</sup> De acuerdo con el artículo 6 de la Ley 1715 de 2014

<sup>78</sup> conforme los principios y criterios de esta ley y las Leyes 142 y 143 de 1994 del sector eléctrico nacional

<sup>79</sup>De acuerdo al Artículo 8 de la Ley 1715 de 2014

<sup>80</sup>Lo anterior aplicará una vez la CREG expida la regulación correspondiente.

<sup>81</sup>Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar 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 para viabilizar que dichos mecanismos puedan ser implementados, entre otros, por usuarios residenciales

<sup>82</sup>Según la regulación que expida la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo

- Programas de divulgación masiva<sup>83</sup> y focalizada<sup>84</sup>.

Otro aspecto importante es que se promueve la sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes<sup>85</sup>, para lo cual implementará las siguientes acciones:

- El Gobierno Nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI<sup>86</sup>.
- El Ministerio de Minas y Energía desarrollará esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE<sup>87</sup>.

Por último, y no menos relevante, se destaca la creación el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía<sup>88</sup>. Los recursos que nutran este Fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional.<sup>89</sup>

#### *Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía*

Por primera vez en la normativa colombiana se dan dos hitos importantes, la introducción quizás un poco tímida de la generación distribuida, a través de algunos incentivos anteriormente descritos, y la introducción de incentivos económicos para la generación de energía por medio de fuentes no convencionales de energía<sup>90</sup>, así, los sujetos obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en energías renovables no convencionales, 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, cabe destacar que el valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinada antes de restar el valor de la inversión<sup>91</sup>.

---

<sup>83</sup>La UPME realizará programas de divulgación masiva cuyo objetivo sea informar al público en general sobre los requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala

<sup>84</sup>La UPME realizará investigaciones sobre los posibles nichos en donde sea más probable que se implementen de manera viable las soluciones de autogeneración a pequeña escala, y con base en esto realizará programas de divulgación y capacitación focalizados acerca de estas tecnologías, así como la preparación y publicación de guías técnicas y financieras relacionadas.

<sup>85</sup>De acuerdo al artículo 9 de la ley 1715 de 2014

<sup>86</sup>Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley.

<sup>87</sup> Estos incentivos 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 del diésel.

<sup>88</sup> Artículo 10 de la ley 1715 de 2014

<sup>89</sup> Los proyectos financiados con este Fondo deberán cumplir evaluaciones costo-beneficio que comparen el costo del proyecto con los ahorros económicos o ingresos producidos.

<sup>90</sup> De acuerdo al artículo 11 de la ley 1715 de 2014

<sup>91</sup> Para los efectos de la obtención del este beneficio tributario, la inversión causante del mismo deberá obtener la certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y ser debidamente certificada como tal por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, en concordancia con lo establecido en el artículo 158-2 del Estatuto Tributario



Por otra parte, también se destacan los incentivos tributarios arancelarios y contables para la promoción de las FNCE<sup>92</sup>, tales como:

- I. Exclusión del IVA para los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, utilizados para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como también los equipos usados para la medición y evaluación de los potenciales recursos en el país.
- II. 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.
- III. La depreciación acelerada aplicable a 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 ese fin, a partir de la vigencia de esta Ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN, sin exceder el límite señalado anteriormente, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.

#### *Desarrollo y promoción de las FNCER*

Otro de los aspectos interesantes que se presentan en esta ley, es el ingreso de incentivos para el desarrollo y promoción de las fuentes de energía renovable separadas por tecnología y tipo, de los cuales se deberá estudiar y analizar las condiciones para su reglamentación técnica<sup>93</sup> ya que el Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica y eólica como forma de autogeneración en esquemas de GD<sup>94</sup> con FNCER. De igual forma se establecen incentivos para el desarrollo de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos<sup>95</sup>, la energía de los mares<sup>96</sup>, energía geotérmica<sup>97</sup>, de residuos<sup>98</sup>, biomasa agrícola<sup>99</sup>, biomasa forestal<sup>100</sup> y la repoblaciones forestales energéticas<sup>101</sup>. Así mismo, el Gobierno Nacional fomentará la cooperación internacional en materia de FNCER, impulsando la transferencia de tecnología, cooperación en materia de investigación, desarrollo de proyectos conjuntos con países limítrofes, entre otros<sup>102</sup>.

#### *Desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía*

En materia de eficiencia energética, se fomenta su desarrollo y promoción a través del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE<sup>103</sup>,

---

<sup>92</sup> Artículos 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014

<sup>93</sup> De acuerdo con el Artículo 19 de la ley

<sup>94</sup> GD: Generación Distribuida

<sup>95</sup> Artículo 22 de la Ley 1715 de 2014

<sup>96</sup> Artículo 23 de la Ley 1715 de 2014

<sup>97</sup> Artículo 21 de la Ley 1715 de 2014

<sup>98</sup> Artículo 18 de la Ley 1715 de 2014

<sup>99</sup> Artículo 17 de la Ley 1715 de 2014

<sup>100</sup> Artículo 15 de la Ley 1715 de 2014

<sup>101</sup> Artículo 16 de la Ley 1715 de 2014

<sup>102</sup> Artículo 25 de la Ley 1715 de 2014

<sup>103</sup> Diseñado por el Ministerio de Minas y Energía, según lo dispuesto en la Ley 697 de 2001, el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el PROURE adoptado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 18-0919 de 2010

por medio de una serie de instrumentos técnicos, jurídicos, económicos , de planificación y de información, entre los que deberán contemplarse:

- Plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE
- Reglamentaciones técnicas
- Sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos y sobre el consumo energético de los productos manufacturados
- Campañas de información y concientización.

Resulta interesante que el Gobierno Nacional, y el resto de administraciones públicas, deberán establecerán objetivos de eficiencia energética para todos los edificios de las administraciones públicas<sup>104</sup>, a su vez, el Ministerio de minas y Energía delegará a la CREG para que establezca mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda<sup>105</sup>. Finalmente, el financiamiento del plan indicativo para el desarrollo del PROURE se hará a través de impuestos, asignación de recursos de los presupuestos públicos y/o a través de mecanismos fiscales que permitan estimular las actividades de eficiencia energética y las de apoyo a la respuesta de la demanda, sin exclusión de otros posibles mecanismos de financiación<sup>106</sup>.

#### *Desarrollo y promoción de las FNCE y la gestión eficiente de la energía en las ZNI*

Para las ZNI la ley plantea soluciones híbridas<sup>107</sup> que combinen fuentes locales de generación eléctrica con fuentes diésel y minimicen el tiempo de funcionamiento de los equipos diésel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las zonas en cuestión<sup>108</sup>, también se plantea el uso de GLP<sup>109</sup> cuando sea más eficiente para la generación eléctrica, a cambio de diésel oil, este combustible recibirá el subsidio que determine el Ministerio de Minas y Energía con cargo al Presupuesto Nacional en condiciones similares al del diésel.

También la utilización de fuentes locales para la producción de energía diferente a la electricidad, de carácter renovable principalmente, para atender necesidades energéticas diferentes a la generación de electricidad. Estas soluciones podrán contar con recursos del Fondo Fenoge, además de las medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda se apoyarán iniciativas que mejoren la gestión eficiente de la energía en las ZNI, de igual forma su financiamiento podrá hacerse con cargo al Fondo Fenoge<sup>110</sup>.

Para la financiación de programas que busquen la energización de las zonas no interconectadas por medio del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). Se establece que por cada kilovatio-hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, recaudará un peso con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI. Este valor

---

<sup>104</sup> Artículo 30

<sup>105</sup> Artículo 31 Ley 1715 del 2014

<sup>106</sup> Artículo 33 Ley 1715 del 2014

<sup>107</sup> Artículo 34 Ley 1715 del 2014

<sup>108</sup> Parágrafo Se dará prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional a fin de incentivar la metodología elaborada para este fin.

<sup>109</sup> Artículo 35 Ley 1715 del 2014

<sup>110</sup> Artículo 38 Ley 1715 del 2014

será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) calculado por el Banco de la República. Finalmente la Ley 1715 del 2014 fomentará la investigación en el ámbito de las FNCE y la gestión eficiente de energía<sup>111</sup>, la armonización de los requisitos ambientales para el desarrollo de las FNCE<sup>112</sup> y el seguimiento y control del cumplimiento de lo establecido en ella.<sup>113</sup>

### 2.3.5 Decretos reglamentarios de la Ley 1715 de 2014

Posterior a sanción de ley 1715 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, el gobierno nacional, en el sentido de materializar la regulación establecida en esta ley, fue presentando diversos decretos y resoluciones divididos en dos bloques, el primer bloque orientado a la generación distribuida y el segundo, al fomento de las energías renovables no convencionales, para lo cual se tiene:

#### 2.3.5.1 Decretos reglamentarios para la generación distribuida.

Por medio del decreto 2469 de 2014, el Gobierno colombiano establece los lineamientos en materia de la entrega de excedentes de autogeneración a gran escala, declarando la simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala, y en este sentido la Comisión de Regulación de Energía y Gas 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<sup>114</sup>. Además, el gobierno obliga a los autogeneradores a gran escala a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten<sup>115</sup>, en este sentido la CREG dará los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establecerá la metodología para calcular los valores máximos permitidos en las metodologías tarifarias para remunerar la actividad de distribución y transmisión.

Es importante resaltar que, por medio de este decreto, el Estado determina los parámetros para ser considerado autogenerador<sup>116</sup> como:

- La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución.
- La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.
- El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador.

---

<sup>111</sup> Artículo 42 Ley 1715 del 2014

<sup>112</sup> Artículo 43 Ley 1715 del 2014

<sup>113</sup> Artículo 44 Ley 1715 del 2014

<sup>114</sup> 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 Confiabilidad, entre otros.

<sup>115</sup> Contratos que serán estándar y deberán estar publicados en las páginas web de la respectiva empresa

<sup>116</sup> De acuerdo al artículo 4 del Decreto 24690 de 2014

- Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.

Una vez establecidos los lineamientos para la entrega de excedentes, el Gobierno dicta la regulación de la generación distribuida por medio de la Resolución CREG 024 de 2015 "Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)", con la cual se determina qué tipo de autogeneradores se encuentran contenidos este régimen, para lo cual se tiene que:

- Un autogenerador tiene la categoría de gran escala si la potencia máxima supera el límite para los autogeneradores a pequeña escala establecido por la UPME.
- La potencia máxima declarada es la capacidad de energía que un autogenerador declara al centro nacional de despacho (CND) para entregar energía excedente a la red.

A su vez, un agente será considerado<sup>117</sup> como autogenerador cuando la energía producida para atender el consumo propio se entregue sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. 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<sup>118</sup>, además de las condiciones de conexión al Sistema Interconectado Nacional<sup>119</sup>. Un aspecto importante que se introduce a la normativa de fomento de la generación distribuida, es la solicitud de servidumbre de conexión a la red por parte del autogenerador, para ello, es un requisito indispensable que el autogenerador a gran escala instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemedida, 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.

En materia de condiciones de respaldo y suministro de energía, se obliga al autogenerador a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecte<sup>120</sup>, acorde con las condiciones de la conexión y a su vez, el operador de red o el transportador deberán prestar el servicio de respaldo a los autogeneradores cuyas plantas se encuentren ubicadas en su mercado, cuando estos lo requieran<sup>121</sup>. El uso del respaldo de energía se definirá por mutuo acuerdo a través del contrato celebrado entre el autogenerador y el operador de red o transportador, en este sentido, el autogenerador deberá ser representado por un comercializador para consumir energía de la red para asegurar el suministro de energía de su demanda<sup>122</sup>. Es importante mencionar que cuando se presenten condiciones de escasez, la energía que consuma del SIN un autogenerador y que sea superior a su línea base de consumo<sup>123</sup>, será liquidada al comercializador que atiende la

---

<sup>117</sup> De acuerdo al artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2015

<sup>118</sup> Los activos de generación pueden o no ser propiedad del autogenerador.

<sup>119</sup> las contenidas en la Resolución CREG 106 de 2006<sup>119</sup> y las establecidas en el anexo denominado código de conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la conexión a los STR o SDL serán las contenidas en la Resolución 106 de 2006 y en el numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan.

<sup>120</sup> Como se establece en el artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2015

<sup>121</sup> El operador de red o el transportador dispondrán de formatos estándar para los contratos de respaldo y deberán cumplir lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008, o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

<sup>122</sup> En ningún caso podrá ser atendido como usuario regulado y en consecuencia en la liquidación que realiza el ASIC, la energía consumida por el autogenerador no podrá ser incluida como parte de la demanda regulada atendida por el comercializador respectivo.

<sup>123</sup> calculada como lo establece el anexo de la Resolución CREG 063 de 2010

demanda del autogenerador al precio de bolsa, es decir sin el cubrimiento del precio de escasez<sup>124</sup> de que trata el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006, así el comercializador podrá trasladar este costo al autogenerador para éste caso específico.

Se establece además que el valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa<sup>125</sup> sea mayor que el Precio de Escasez y las Obligaciones de Energía Firme<sup>126</sup> asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los autogeneradores, será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto de la energía superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez y el precio de bolsa en cada hora específica<sup>127</sup>.

También, el decreto 024 de la CREG determina las condiciones para los autogeneradores a gran escala que entregan excedentes a la red, y que estos deberán ser representados por un generador en el mercado mayorista<sup>128</sup>, además en este mismo, se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente, si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, aplican las establecidas para las plantas despachadas centralmente, por último, un aspecto interesante que se puede ver en ésta resolución, es que se permite al autogenerador gozar del cargo por confiabilidad si éste puede garantizar energía firme adicional a la que requiere para respaldar su propia demanda<sup>129</sup>.

Finalmente, en materia de regulación de generación distribuida la Resolución UPME 281 DEL 2015 "Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala" establece el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en 1 MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

### 2.3.5.2 Decretos reglamentarios para el régimen de fomento de las energías renovables.

Otro de los objetivos de la política colombiana en materia de energías renovables ha sido la introducción de incentivos fiscales para la promoción de las energías renovables, enmarcados en la ley 1715 de 2014, así la para la regulación y reglamentación de estos beneficios, el gobierno nacional ha desarrollado normativas tales como el:

---

<sup>124</sup> El precio de escasez es el valor máximo al que se va a pagar la energía en el mercado.

<sup>125</sup> Entendiendo a la bolsa como el despacho centralizado donde se establecen los sistemas de intercambio entre generadores y comercializadores que busca asegurar que se produzcan y consuman grandes cantidades de energía de manera eficiente, luego, la bolsa es el lugar donde los generadores, comercializadores y no regulados fijan grandes transacciones de energía con el fin de satisfacer la demanda de energía al mejor precio posible, el cual se fija por hora y se lo llama precio unitario (transacciones en cada hora) y es el precio de la unidad más costosa que se necesitó para abastecer la demanda, siempre y cuando no sea inflexible.

<sup>126</sup> Las obligaciones de energía en firme son todas aquellas cantidades de energía a las que los generadores se comprometen a entregar al SIN.

<sup>127</sup> En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la energía que se puede entregar en cada hora medida como la diferencia entre la capacidad de conexión menos la capacidad efectiva de la planta.

<sup>128</sup> De acuerdo al artículo 12 de la Resolución CREG 024 del 2015

<sup>129</sup> Para efectos del cargo por confiabilidad y sin perder su naturaleza de autogenerador, tendrá que seguir las normas aplicables a los generadores del mercado mayorista establecidas en la resolución CREG 071 de 2006

***Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015 Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía***

El Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015 Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014, capítulo que lleva el nombre Promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía – FNCE, que agrega, a las definiciones existentes en la ley 1715<sup>130</sup>, los conceptos de generadores de energía a partir de FNCE. En esta línea se tienen dos líneas de implementación enfocadas a los beneficios fiscales.

***Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios***

Dentro de los beneficios sobre el impuesto a la renta, se establece una deducción de hasta el 50% del valor de las inversiones para los contribuyentes que realicen investigación, desarrollo o inversión en proyectos de producción de energía a partir de FNCE o gestión eficiente de la energía, pero para hacerse acreedor de dicho beneficio, deberán obtener previamente la Certificación de Beneficio Ambiental<sup>131</sup>. Así para la aplicación del beneficio, la deducción se hará en un periodo no mayor a 5 años contados a partir del año gravable siguiente a aquel en el que se efectúan los proyectos con FNCE,

El valor máximo deducible en cada periodo gravable no podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente antes de restar la deducción, es importante mencionar que adicionalmente se podrá solicitar, en el año en que se efectúe la inversión deducir por nuevas inversiones en FNCE o gestión eficiente el valor por depreciación o amortización que corresponda<sup>132</sup>. En caso que la inversión del proyecto se haga por medio de un contrato tipo leasing financiero con opción a compra, y, siempre y cuando se ejerza la opción, el beneficiario podrá acceder a los beneficios tributarios anteriormente descritos, en caso de no ejercer la opción de compra, los valores objetos del régimen retributivo pasarán a ser declarados como renta líquida de deducciones en el año gravable que se decida no ejercer la opción de compra<sup>133</sup>.

Finalmente, si se anulan o rescinden los contratos para llevar a cabo los proyectos en FNCE o gestión eficiente de energía que hayan dado lugar a la deducción especial, los contribuyentes deberán restituir el beneficio como renta líquida por recuperación de deducciones, de igual forma si los activos usados en FNCE fuesen enajenados antes que finalice su periodo de depreciación o amortización, deberán restituir como renta líquida las sumas resultantes de la aplicación de los beneficios.

***Exclusión del IVA, exención del gravamen arancelario y depreciación acelerada***

Además de la deducción sobre el impuesto de renta, esta normativa incluye otros incentivos en materia tributaria, como un mecanismo de fomento a la inversión en proyectos de FNCE, dentro de los cuales se implementa la exclusión del IVA<sup>134</sup> para facilitar la compra de equipos, elementos y

---

<sup>130</sup> Artículo 5 Ley 1715 de 2014

<sup>131</sup> Expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en los términos del artículo 158-2 del Estatuto Tributario y demás normas que lo reglamenten, modifiquen o adicionen

<sup>132</sup> De acuerdo con el régimen general de deducciones previsto en el estatuto tributario o aquel previsto en el artículo 14 de la Ley 1715 del 2014.

<sup>133</sup> En los términos de los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario.

<sup>134</sup> Artículo 2.2.3.8.3.1 del Decreto 2143 de 2015

maquinaria, nacionales o importados, así como la adquisición de servicios dentro o fuera del país, que se destinen a nuevas inversiones en proyectos con FNCE y con previa certificación de la ANLA<sup>135</sup>, la adquisición de equipos para evaluar potenciales de recursos energéticos renovables en el país. En ésta línea, la exención del gravamen arancelario<sup>136</sup> se podrá obtener, previa certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, 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. Finalmente, dentro de estos incentivos, los generadores de energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinarias u obra civil adquiridas o construidas posterior a la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014, exclusivamente para las etapas de preinversión, inversión y operación, podrán aplicar al incentivo de depreciación fiscal acelerada<sup>137</sup> de acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del 20%, dicha tasa de depreciación será definida por el beneficiario que será igual para cada año gravable que puede estar sujeta a modificaciones siempre que se notifique a la dirección seccional de impuestos de su jurisdicción.

Con la finalidad es la de financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, la ley 1715 de 2014 creó el Fondo de energías no convencionales y gestión de la energía FENOGE, el cual es reglamentado por Decreto 1543 de 2017, así este fondo podrán financiar de manera parcial o total proyectos dirigidos al sector residencial<sup>138</sup> para la implementación de autogeneración a pequeña escala como gestión eficiente de la energía mediante equipos de uso final, buenas prácticas o adecuación de instalaciones<sup>139</sup>. Así, los proyectos financiados por el FENOGE deberán cumplir evaluaciones costo-beneficio<sup>140</sup> que comparen el costo del proyecto con los ahorros económicos o ingresos producidos, en este sentido, el FENOGE será administrado bajo la figura de patrimonio autónomo<sup>141</sup>, para lo cual deberá celebrarse un contrato de Fiducia Mercantil entre el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia y en cuanto al financiamiento del fondo, se determinó que se hará con los recursos de los fondos FAER<sup>142</sup> y PRONE<sup>143</sup>, Presupuesto General de la Nación, organismos internacionales o donaciones.

Adicionalmente, el FENOGE obtendrá financiación vía recaudo equivalente a cuarenta centavos (\$0,40) de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI)<sup>144</sup>. Algo muy importante, que deberá ser analizado en detalle por parte de los inversionistas, es la disposición en cuanto a la propiedad y destinación de los activos ya que según establece el artículo 2.2.3.3.5.7 del Decreto 1543 de 2017, la Nación a través del Ministerio

---

<sup>135</sup> Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

<sup>136</sup> Artículo 2.2.3.8.4.1 del Decreto 2143 de 2015

<sup>137</sup> Artículo 2.2.3.8.5.1 del Decreto 2143 de 2015

<sup>138</sup> Enfocado a los estratos 1, 2 y 3

<sup>139</sup> Según lo establecido en el artículo 2.2.3.3.5.3

<sup>140</sup> Artículo 2.2.3.3.5.5

<sup>141</sup> Según lo establecido en el artículo 2.2.3.3.5.1

<sup>142</sup> Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.

<sup>143</sup> Programa de Normalización de Redes Eléctricas para la financiación por parte del Gobierno Nacional de planes, programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 1123 de 2008

<sup>144</sup> De acuerdo con el artículo 2.2.3.3.5.2.

de Minas y Energía será titular, en proporción a su aporte, de la infraestructura que se financie con recursos del FENOGÉ<sup>145</sup>.

#### *Decreto 829 de 2020, relativo a los beneficios fiscales de la ley 1715 de 2014*

Actualmente, el régimen de fomento de las energías renovables, en cuanto a los beneficios fiscales ofertados para los interesados en desarrollar proyectos renovables en el país, se encuentran reglamentados por el Decreto 829 del 10 de junio del 2020, por el cual se reglamentan los 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, se modifica y adiciona el Decreto 1625 de 2019, Único Reglamento en Materia Tributaria y se derogan algunos artículos del Decreto 1073, Único Reglamento del Sector Administrativo de Minas y Energía, así los beneficios se constituyen de la siguiente forma:

#### *Deducción en la determinación del impuesto sobre la renta*

Los contribuyentes declarantes sobre el impuesto sobre la renta y complementarios que realicen directamente inversiones en proyectos de investigación o desarrollos de producción de energía con FNCE tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor a 15 años<sup>146</sup>, contados a partir del año gravable siguiente que hayan entrado en operación la inversión

#### *Inversiones realizadas a través de leasing financiero*

En este sentido se mantiene lo establecido en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, que se aplica la deducción siempre y cuando los proyectos con FNCE se efectúen con contratos de leasing financiero con opción irrevocable compra, además, se agrega que no serán aplicables las deducciones de esta normativa en caso que las inversiones se hagan por contratos de leasing back o cualquier otra modalidad que no implique la transferencia de la propiedad de los activos al término del contrato, de igual forma, tampoco procederá la deducción en aquellos activos que una vez enajenados sean readquiridos por el mismo contribuyente.

#### *Procedencia y aplicación de la deducción.*

Para efectos de la procedencia y aplicación de la deducción<sup>147</sup>, se tiene:

1. El valor máximo a deducir en un periodo no mayor a 15 años será del 50% del total del proyecto con FNCE, cabe destacar que esto rige al año siguiente gravable de entrar en operación el mismo
2. El valor máximo de deducción en ningún caso será de más del 50%
3. En la procedencia y límites de la deducción tendrán aplicación los artículos 177-1 y 771-2 del Estatuto tributario
4. Se debe contar con el certificado de la UPME sobre la naturaleza de su inversión en FNCE.

Se resalta que los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios obligados a llevar contabilidad podrán solicitar deducción especial y el valor por depreciación de

---

<sup>145</sup> En el caso que el proyecto objeto de financiación con recursos del FENOGÉ sea la prestación de servicios públicos domiciliarios, la propiedad sobre la infraestructura podrá aportarse a empresas de servicios públicos domiciliarios en los términos del numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994. En todo caso, previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, el FENOGÉ podrá transferir la propiedad de los bienes que sean financiados con sus recursos, en los términos del artículo 39.3 de la Ley 142 de 1994 [55]

<sup>146</sup> De acuerdo con lo establecido en el artículo 1.2.1.18.71 del Decreto 829 de 2020

<sup>147</sup> de acuerdo con el artículo 1.2.1.18.74 del Decreto 829 de 2020.



que tratan los artículos 11 y 14, respectivamente, de la Ley 1715 de 2014, sin que se considere que existe concurrencia de beneficios tributarios

*Deducción por depreciación acelerada de activos.*

Los contribuyentes que realicen la actividad de generación a partir de FNCE, gozarán del régimen de depreciación acelerada, sobre las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con Fuentes no Convencionales de Energía - FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, de acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del 20%. El beneficiario de la deducción definirá una tasa de depreciación igual para cada año gravable, la cual podrá modificar en cualquier año, siempre y cuando le informe a la Dirección Seccional de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

En caso de enajenación de los activos de nuevos proyectos de FNCE que gocen del beneficio de depreciación acelerada de activos, deberán restituir las sumas resultantes de su aplicación, incorporándolas como renta líquida por recuperación de deducciones<sup>148</sup> en el año gravable en que se lleve a cabo la enajenación, de igual forma, no aplican los beneficios a los activos que una vez enajenados sean readquiridos por el mismo sujeto. Además, esta normativa presenta el procedimiento<sup>149</sup> y los requisitos<sup>150</sup> para solicitar la certificación y la procedencia de los beneficios tributarios.

Estarán excluidos del IVA<sup>151</sup> la importación y la adquisición de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, y la adquisición de servicios 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 Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Finalmente, también gozarán de la exención de gravamen arancelario para la maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

Por último, en materia procedimental en cuanto los requisitos para la obtención de los incentivos económicos y financieros expuestos en la ley 1715 de 2014, la normativa colombiana presenta varios decretos y resoluciones emitidos por las autoridades competentes a cada apartado, entre los cuales es preciso destacar las resoluciones 1283 de 8 agosto de 2016, "Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - 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 2014 y se adoptan otras determinaciones" y 1312 de 11 agosto de 2016, "Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones" del Ministerio de Medioambiente; y la Resolución UPME 703 del 14 de diciembre de 2018"Por la cual se establecen el procedimiento y los

---

<sup>148</sup> En los términos de los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario,

<sup>149</sup> Artículo 1.2.1.18.78

<sup>150</sup> Artículo 1.2.1.18.79

<sup>151</sup> Artículo 1.3.1.12.21

requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (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 2014, y se adoptan otras disposiciones".

### 2.3.5 Subastas de energía eléctrica renovable y su mecanismo complementario.

Dentro del engrane de la maquinaria regulatoria para el fomento de las energías renovables en Colombia, el mecanismo establecido para promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios de acuerdo al decreto 0570 de 2018, es la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes. Así, por medio de este mecanismo dar el cumplimiento de la política energética nacional, que indica que los comercializadores deben tener en sus compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista una participación entre el 8% y el 10% de energía de origen renovable, para lo cual, la regulación colombiana materializa este mecanismo usando el esquema de subastas de energía por bloques intradiarios, y a su vez el mecanismo complementario a estas subastas que garantice el cumplimiento total del cupo ofertado por el Estado.

#### *Subastas de energía renovable*

Las subastas de energía se llevan a cabo, como ya se mencionó por bloques intradiarios y estos bloques son enumerados del 1 al 3 y contemplan las siguientes franjas horarias, el bloque uno es desde las 00:00 horas hasta las 07:00; el dos desde las 07:00 horas hasta las 17:00, y el bloque tres desde las 17:00 horas hasta las 24:00. Estas subastas tienen como principio, seleccionar los proyectos que oferten mejores precios por generación y compra de energía renovable para cada bloque en el que participa la oferta y demanda, y a su vez, que estos precios sean competitivos y eficientes.

Para entender mejor el modelo de subasta que se utiliza en Colombia, es necesario comprender la filosofía de formación de precios eficientes en el mercado eléctrico colombiano, en este sentido, el costo unitario que es la energía facturada al usuario consta de cuatro componentes, G, T, D y C<sup>152</sup>, así, el enfoque de la regulación de estas subastas está orientada en el componente G, que refleja el precio de las transacciones en el mercado de energía mayorista que es en el ámbito en que interactúan vendedores y compradores para la adquisición de grandes cantidades de energía transadas a un precio específico que será trasladado al usuario. Por consiguiente el precio es la señal que permite a los participantes tomar decisiones sobre las transacciones, es por esto, que para garantizar la transparencia de la formación del precio no se debe permitir la incorporación de comportamientos estratégicos de los participantes que distorsionen la formación de un precio eficiente, y en este sentido, las subastas de energía renovable busca la fijación de precios eficientes por medio de la interacción de múltiples agentes persiguiendo sus intereses (mejores precios sea de compra o venta) y que ninguno de estos pueda definir de forma unilateral el precio de mercado, que es cómo funciona la fijación del precio eficiente en el MEM dando como resultado, la adjudicación de contratos de energía en firme que garantizan la satisfacción de la demanda de energía, pero cuyo origen de producción es renovable; siendo este modelo de subasta muy

---

<sup>152</sup> G es el costo de la energía en el mercado mayorista, T y D son el costo de operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución, y el componente C son los costos asociados a la comercialización.

interesante, ya que con estas características se busca la interacción de los proveedores de energía renovable con las empresas distribuidoras.

Los contratos adjudicados tienen un periodo de duración de 15 años, y está dirigido a proyectos renovables de más de 5 MW, en todo caso, un aspecto interesante es el tipo de contrato que se celebra con la adjudicación de la subasta, ya que es del tipo pague lo contratado, donde el comprador está obligado a pagar la energía pactada al vendedor, independiente de si la consume o no, lo que obliga al generador a suministrar la energía pactada para cada bloque horario asignado, otro aspecto llamativo es que los contratos celebrados serán pactados en pesos colombianos, y su actualización se hará de acuerdo al Índice de Precios al Productor.

El precio máximo para cada bloque será definido por la CREG, así como también las condiciones bajo las cuales se garantiza que la subasta cuente con la participación adecuada y las transacciones no se concentren en un número limitado de agentes. En este sentido, la regulación que garantiza que no haya una concentración de oferentes o compradores se enfoca en cuatro indicadores para validar las condiciones de competencia que se presentan en la subasta, estos cuatro índices buscan que exista un número de oferentes independientes, es decir que no tengan vínculos económicos o de control con otros participantes, para esto, se busca que al menos el 50% de quienes presentan ofertas de venta sean independientes, además, una vez determinado el punto de equilibrio de la subasta se verifique por medio del índice de Herfindahl-Hirshman (HHI)<sup>153</sup> que mediría la concentración de agentes adjudicados, y por medio del índice de dominancia ID<sup>154</sup> se elimine la posibilidad que un solo oferente tenga una posición dominante, teniendo en cuenta el tamaño del competidor más cercano, y finalmente que la formación del precio y la determinación de la asignación de contratos sea resultado de lo contemplado en el MEM.

Las subastas son a sobre cerrado de dos puntas<sup>155</sup> y podrán o no ser con demanda objetivo dependiendo de las necesidades y estudios realizados por el ministerio y la UPME, así como también la cantidad y fuentes de energía contratadas en el MEM. En cuanto a las ofertas, cada comprador podrá presentar una o varias ofertas y cada una de éstas se entenderá para un periodo de 24 hrs, y estas deberán indicar la cantidad en megavatios hora y el precio al que están dispuestos a comprar la energía en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh], sin incluir el CERE<sup>156</sup> y en ningún caso la suma de las cantidades de ofertas de compra podrá superar la demanda comercial promedio diaria del comprador para el año anterior a la publicación de la subasta (esta demanda deberá ser calculada para cada comercializador), igualmente, los vendedores podrán presentar una oferta de venta de energía para cada bloque horario, indicando la cantidad de paquetes de energía a vender, estos paquetes de energía son la unidad estándar de energía a ofertar por los vendedores de la subasta para una hora del día<sup>157</sup>, y se entenderán para cada hora que integra el bloque horario, esta oferta se hace en pesos colombianos por kilovatio hora sin incluir el CERE, para cada oferta el

---

<sup>153</sup> El índice de Herfindahl-Hirshman es una medición empleada en el estudio económico que se centra en los niveles de concentración existentes en los mercados. Es decir, el número de empresas que operan en los mismos y su capacidad de poder o de control en ellos [28]

<sup>154</sup> El índice de Dominancia ID de Stenbacka, busca medir el nivel de concentración en la participación del mercado por el cual una empresa podría disfrutar de la posición dominante del mismo [28].

<sup>155</sup> Esto indica que tanto compradores como vendedores presentan ofertas de cuanto están dispuestos a comprar la energía o venderla.

<sup>156</sup> CERE: Costo Equivalente Real de Energía, que es el cargo mediante el que se recauda el cargo por confiabilidad.

<sup>157</sup> Un paquete de energía equivale a cero punto cinco megavatios hora (0.5 MWh)

vendedor podrá indicar el número máximo y mínimo de paquetes de energía que está dispuesto a aceptar para un mismo precio de oferta, es importante mencionar que 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 esta se aplicará el factor de planta que para tal efecto indique la UPME en el pliego de bases y condiciones específicas), en caso de empates, se establecen los siguientes criterios para la resolución del mismo:

- En caso de presentarse un empate en el precio entre una oferta de compra y una de venta que puedan resultar adjudicadas se incrementará la oferta de compra en 0.001 [COP\$/kWh], en el caso
- En caso de presentarse un empate en el precio de dos ofertas de venta, se dará prioridad a la oferta de venta que haya recibido primero la UPME, de igual forma, en el caso que haya un empate en el precio de dos ofertas de compra.

El criterio para la selección de las ofertas, que será el que fije el costo de la tarifa trasladada al usuario, está dado por un tope máximo, el cual será el precio máximo que al se pueden transar la compras y ventas de energía, y este estará establecido de dos maneras, la primera es el tope máximo promedio, por el cual, se adjudica la subasta y el tope máximo individual el cual será utilizado para eliminar las ofertas de venta que superen este valor antes de iniciar el proceso de adjudicación de la subasta. Así la adjudicación de la subasta se hará por medio de un sistema de optimización que busca la combinación de las ofertas que maximice el beneficio del consumidor para cada bloque intradiario, sin que el precio promedio ponderado de los contratos asignados en los tres bloques supere el tope máximo ya que justamente la finalidad de las subastas es conseguir la tarifa eficiente más baja para el consumidor final, cabe mencionar que la asignación de compra puede hacerse para cada bloque horario o una combinación de bloques, estos mencionados bloques de energía están constituidos como ya se mencionó por franjas horarias

#### ***Mecanismo complementario a las subastas de energía renovable.***

La finalidad de este mecanismo complementario a las subastas es la de asignar la diferencia positiva, en caso que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad asignada en la subasta de contratación a largo plazo. Este mecanismo es de aplicación a los comercializadores y generadores que participan del MEM, y como se mencionó, se aplica únicamente en caso que existan excedentes de energía no asignada en el proceso de subasta, en este caso, todos aquellos comercializadores que forman parte del MEM, incluso a aquellos que no participaron de la subasta, quedan obligados a adquirir por medio de contratos de largo plazo (15 años) dichos excedentes.

Para la asignación de estos excedentes, en caso que existan, 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 los criterios de oferta de compra y venta de energía expresados anteriormente, de tal forma que se asignen en este mecanismo complementario, las ofertas de menor precio no asignadas y los remanentes de aquellas que fueron asignadas de forma parcial, sin que se supere la cantidad de energía objetivo de la subasta, y el precio de venta de estas ofertas no podrá superar el tope máximo promedio de las subastas de energía renovable.

### Resultados del proceso de subasta convocada por la resolución MME 4-0591 del 9 de 2019

En la primera subasta de fuentes no convencionales de energías renovables del país, realizada el 23 de octubre de 2019, se asignaron responsabilidades de generación a 8 proyectos adjudicados con una capacidad efectiva total de 1.298 megavatios de capacidad instalada, 5 de ellos eólicos y 3 solares. Al cierre del proceso, quedaron con asignación 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras. El total de energía asignada fue de 10.186 MWh-día [29].

Ilustración 9. Proyectos de generación de energía adjudicación en la primera subasta de renovables en Colombia

PROYECTO	COMPAÑÍA	DESARROLLADOR	MW	TECNOLOGÍA	UBICACIÓN	PUNTO DE CONEXIÓN
BETA	EDPR	RENOVATIO	280	EÓLICA	LA GUAJIRA	CUESTECITAS 500 KV
CAMELIAS	CELSIA	RENOVATIO	250	EÓLICA	LA GUAJIRA	CUESTECITAS 500 KV
ALPHA	EDPR	RENOVATIO	212	EÓLICA	LA GUAJIRA	CUESTECITAS 500 KV
CASA ELÉCTRICA	AES	JEMEIWAA KAI	180	EÓLICA	LA GUAJIRA	COLECTORA I 500 KV
CAMPANO	TRINA	TRINA	99	SOLAR	CORDOBA	CHINÚ 220 KV
CARTAGO	TRINA	TRINA	99	SOLAR	VALLE DEL CAUCA	CARTAGO 230 KV
SAN FELIPE	TRINA	TRINA	90	SOLAR	TOLIMA	SAN FELIPE 230 KV
ACACIA	CELSIA	RENOVATIO	80	EÓLICA	LA GUAJIRA	CUESTECITAS 110 KV

Tomado de [30]

Cabe destacar que estas centrales, que totalizan 1.298,9 MW, fueron asignadas por su capacidad de producción de energía: un total de 10,186 MWh/día, divididos en tres bloques horarios intradiarios, tal como estaba pautado en la subasta. La energía adjudicada fue distribuida de la siguiente manera:

- Bloque 1 (período horario entre las 00:00 horas y las 07:00 horas): 2.754,5 MWh/día.
- Bloque 2 (período horario entre las 07:00 horas y las 17:00 horas): 6.906,5 MWh/día.
- Bloque 3 (período horario entre las 17:00 horas y las 00:00 horas): 525 MWh/día. [30]

Si bien el precio Tope Máximo Individual y el Tope Máximo Promedio establecidos por la CREG fueron de 200 pesos por kWh y 160 pesos por kWh, respectivamente, el precio promedio adjudicado estuvo muy por debajo: 95,65 pesos por kWh (unos 27,7 dólares por MWh) [30]. Sin embargo, Como la demanda objetivo era de 12.050,5 MWh/día, la diferencia se adjudicará de manera obligatoria, tal como lo establece el artículo 5 de la Resolución MME 40725. En efecto, será seleccionado uno o más proyectos capaces de alcanzar el cupo de 1,864.5 MWh/día de energía que resta cubrir. Se prevé un precio máximo de oferta de venta de 110 pesos por kWh (unos 32 dólares por MWh) [30]. La Subasta de Contratos de Energía de Largo Plazo contó, en total, con la participación de 20 generadores y 23 comercializadores calificados, es decir, aquellos que cumplieron con todos los requisitos de precalificación establecidos [29].

Finalmente, en materia de reglamentación de las subastas y su mecanismo complementario se tiene la resolución MME 4-0590 por la cual 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 en cumplimiento de los objetivos

establecidos en el Decreto 0570 de 2018 y su modificatoria, la resolución MME 4-0678, en las cuales se definen las características del contrato de energía a largo plazo, las características y criterios de la subasta para la contratación de energía renovable de largo plazo, los criterios de preclasificación y las garantías para el pago de los contratos y cumplimiento de las obligaciones de energía. para las condiciones de que garanticen la competencia y no se presente concentración de oferentes o compradores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció las resoluciones CREG 015 y 090, así como también la resolución CREG 129 de 2019 que establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación establecido en la resolución MME 4-0590 de 2019.

## 2.4 Comentarios sobre la normatividad Renovable en Colombia

Si bien, el marco regulatorio colombiano para el fomento de las energías renovables ha tenido mayor desarrollo durante esta década (2010-2020), es importante remarcar nuevamente que el país cafetero es considerado como uno de los más renovables de la región y del mundo, en la medida que como se pudo ver en este capítulo, su principal recurso para la generación de energía es el agua, y justamente este su mayor punto de flaqueza, pues en gran medida, debido al cambio climático, los ciclos de sequía han aumentado su intensidad y duración golpeando fuertemente a los embalses de país. Situación que lleva a Colombia a pensar en la diversificación de su Mix, y más si se considera que las centrales térmicas, principalmente de carbón, del cual, Colombia cuenta con recursos importantes de este mineral, y que además, fueron fomentadas durante la década del 90 (en conjunto las centrales de gas natural), que si bien, son una alternativa para mitigar el impacto del fenómeno del niño sobre la demanda de energía, son justamente uno de los factores que contribuyen a su formación, lo que lleva al país a emprender una transición energética importante, fomentando el desarrollo de fuentes renovables no convencionales de energía, de las cuales se dispone de un buen potencial, que en conjunto con los parques de generación hidráulicos, pueden llegar a ser una valiosa herramienta que consolide aún más al país en una matriz energética limpia y soberana.

Sin embargo, y aunque son destacables los esfuerzos de la legislación colombiana, es importante notar que los tiempos para la reglamentación de la ley para el fomento de las renovables, ha generado un retraso importante en la materialización de proyectos energéticos, esto en el sentido que la Ley 1715 se aprobó en 2014 y recién la primera subasta para la adjudicación del régimen de fomento se realizó en 2019, lo que demuestra que hubo un tiempo muerto por así decirlo, de 5 años, entre la aprobación de la ley, la reglamentación y la selección y diseño del mecanismo competitivo para la adjudicación del régimen de fomento, el cual, en sí mismo, presenta herramientas interesantes, principalmente del tipo fiscal y aduanero que son adecuados en una primera etapa de desarrollo, facilitando al inversor el camino de cara a la inversión inicial de estos proyectos.

Ahora, al margen del régimen de fomento, es importante destacar que los resultados de la subasta, los cuales, se podrían considerar buenos, con una cantidad de proyectos adjudicados aceptable (8 proyectos con total de 10.186 MWh -día), no llegaron a la potencia objetivo (12.050 MWh-día), lo que genera cierta incertidumbre en cuanto a si la selección del mecanismo fue la más acertada. Cabe recordar que este mecanismo es una subasta por bloques horarios, que en principio, puede ser muy buena entendiendo la intermitencia y disponibilidad del recurso, pero genera algunas inquietudes, por ejemplo, en el mecanismo complementario, que obliga a la compra de la energía a

quienes no participaron del proceso de subasta, necesiten o no la energía y tengan o no con que pagarla, o lo que sería aún más complicado, pero no difícil que suceda, el generador no tenga disponibilidad debido a la intermitencia del recurso, que si bien, se puede compensar con la compra de energía por parte de este a otro generador, se debe garantizar que sea de origen renovable, (recordando que el contrato de abastecimiento que se firma en el país para estas licitaciones es del tipo pague lo contratado), si bien, esta obligatoriedad puede ser beneficiosa desde el punto de vista del generador que va a tener garantizada la compra de su energía sí o sí, y que esto llame la atención de inversores, puede ser un poco negativa del lado del comercializador o gran usuario, y más en la formación del precio que si bien, este sale de la subasta y que per se, se fundamenta en la optimización del proceso de asignación, donde van a coincidir los compradores con mayor capacidad de pago con los generadores que tienen las menores ofertas, generando así precios competitivos, además claro está, del límite establecido por la CREG que garantiza un tope máximo para el precio de la energía, sigue siendo un poco arbitrario, y esto se podría compensar con un mecanismo menos rígido, como por ejemplo, contratos libres entre privados. Sin embargo, se entiende el punto del legislador de fomentar la obligatoriedad de la compra de energía renovable, que es muy válido, y puede llevar a fomentar mayor recurrencia a la subasta para así tener mejores precios para quienes deben adquirir energía limpia.

Por otra parte, es importante mencionar que Colombia en su legislación, no incluye fuertemente a la generación de energía renovable en su régimen de fomento, casi que dejando de lado esta importante herramienta que ayuda no solo a descentralizar la generación de energía, sino a disminuir la dependencia de combustibles fósiles, y si bien, con la ley 1715 y sus decretos reglamentarios para la generación distribuida, se abre una puerta a una reglamentación y fomento importante a futuro, por ahora es muy tímida la legislación al respecto, sin embargo, es un paso importante para un país del cual, se entiende que es mayormente renovable, y este proceso de transición energética muestra la voluntad de generar no solo energía limpia, sino también, conciencia del uso racional de energía, ya que en el contexto de la legislación colombiana, la eficiencia energética y la generación renovable se tratan dentro de la misma ley desde que comenzó el proceso regulatorio con justamente la ley 697 de 2001 sobre uso racional y eficiente de la energía y promoción de energías renovables, teniendo por primera vez un tratamiento distinto en la ley 1715, que se enfoca en las renovables, lo que para esta investigación, es un paso importante para el fomento de la energía renovable en el país y la soberanía energética del mismo.

## Capítulo 3. Reino de España

### 3.1. Las energías renovables en la Unión Europea y el Reino de España.

Las energías renovables hoy en día son ampliamente importantes en el entorno de la Unión Europea, ya que estas se han convertido en una valiosa herramienta para la diversificación de la canasta energética de los Estados miembros, y, por ende, la soberanía energética de la Unión, además del cuidado del medio ambiente, y la transición energética que es política para todos los Estados miembros. Es por esto que el fomento de la producción de energía con fuentes renovables es un tópico central en el contexto político actual europeo. Ya que, del suministro de energía dependen todas las actividades productivas de las economías desarrolladas que conforman este mercado, en el que coexisten, en una relación de dependencia-producción, conflictos geopolíticos producto de la dependencia del mix energético europeo de recursos fósiles, en particular del gas

ruso, que ha ocasionado problemas en el seno de la Unión por las decisiones rusas que en algunas ocasiones cortó, por así decirlo, el suministro del recurso por su conflicto con Ucrania.

Consciente de esta realidad (geográfica, social y natural) y ante la misma necesidad de recursos dada la dependencia que tiene la Unión Europea y sus países miembros de energéticos provenientes de zonas de conflicto, o posible conflicto, y también en la medida que la producción de estos emiten contaminación al planeta, es que se le ha dado mucha importancia al desarrollo de un marco regulatorio que fomente la producción de energía de fuente renovable dentro de su espacio comunitario. Pero este marco regulatorio busca siempre una idea de mercado transparente, donde los precios se fijen por la libre competencia en el segmento de producción de energía, bajo criterios de eficiencia y costos razonables, ya que se deben dar las señales correctas a los productores e inversionistas, sin trasladar precios muy altos a los consumidores quienes finalmente son los que darán uso a la energía, sea residencial o industrial.

Pero no sólo se ha buscado el establecimiento de un marco regulatorio común para los países miembros, y esto es muy importante destacarlo, se ha buscado la construcción de una política energética consolidada para toda la Unión, con objetivos vinculantes, mecanismos de cooperación y de apoyo, que busque el desarrollo de todas las fuentes de energía renovables, la integración energética y las redes transfronterizas, además de claro, las reglas del mercado y de retribución para la actividad de generación de energía con fuentes renovables.

Es en este sentido que durante más de dos décadas la Unión Europea por medio del Consejo y el Parlamento, han ido desarrollando las políticas y regulación descrita, configurándola y plasmándola en sus Directivas de renovables que los distintos países miembros han ido implementando en sus sistemas internos acorde a la regulación y políticas propias. Estas Directivas de renovables han tenido como objetivo principal el fomento de las energías renovables en los Estados Miembros como ya se mencionó anteriormente, por medio de un objetivo común vinculante para todos, objetivo que ha ido variando con el paso del tiempo teniendo mayor crecimiento, ya que en la primer Directiva de renovables<sup>158</sup> la meta era el 12% en 2010 y actualmente es del 32% para 2030<sup>159</sup>, lo que muestra cómo gradualmente la política energética de la UE lleva a los Estados miembros a aumentar su cuota renovable en sus matrices energéticas, dando una gran importancia a la transición energética que estos deben de llevar internamente, y es que no es fácil hacer dicha transición por el impacto económico que esto implica en el actual sistema de producción donde las principales inversiones que se hicieron y así como también la configuración económica y social marca una dependencia a las fuentes fósiles y renovables convencionales de energía. Para esto, la regulación comunitaria les da las herramientas para poder hacerlo, herramientas tales como fuentes de apoyo económicas y financiamiento por parte del Estado a dichas fuentes, cooperación entre estados miembros y con terceros países, ya que no se puede desconocer que, aunque se han conseguido grandes avances a nivel tecnológico que han llevado a hacer económica y técnicamente más viable y competitiva la generación de energía renovable, aun se necesita de sistemas de apoyo financiero estables que permitan su fomento y penetración exitosa en el mercado eléctrico, que sin duda alguna, es lo que se ha buscado por parte de la Unión Europea en su mercado interno.

---

<sup>158</sup> Directiva de Renovables 2001/77/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

<sup>159</sup> Directiva de Renovables 2018/2001/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.



Y ante esto, España no se aleja de esta realidad y compromisos de la UE, ya que desde la aprobación de la ley eléctrica nacional<sup>160</sup> ha ido adaptando su marco regulatorio implementando lo dispuesto en las Directivas europeas para el cumplimiento de los objetivos vinculantes, sin embargo, a lo largo del tiempo, el caso español ha sido uno de los más interesantes a nivel mundial, ya que ha sido de alguna forma, el ejemplo de lo que se debe y no se debe hacer en materia regulatoria, puesto que gran parte del éxito que ha conseguido ha sido producto del entender la constante dinámica de cambio que tiene la producción de energía eléctrica de origen renovable con todas las implicaciones que esto trae.

Es así como el marco regulatorio español pasó por muchas modificaciones producto de diversas situaciones económicas con un factor común en todos los casos, la tarifa de energía, la cual se la veía distorsionada por el costo de producción, lo que reflejaba un pago alto por parte de los consumidores finales por el servicio de energía, esto a fin de continuar y mantener las primas que percibían los productores para su permanencia en el sistema, ya que estas eran muy altas y no llegaron a permitir la búsqueda de eficiencia en los procesos de producción, y no porque dichas primas fuesen menores, más bien, estas retribuciones estancaron al sistema en una aparente abundancia económica sumergiéndolo en una crisis, puesto que los productores percibían un buen retorno producto de su actividad, prácticamente tenían garantizada la retribución que hacía rentable su negocio, sin la necesidad de buscar las mejoras tecnológicas que optimicen la producción y que disminuyan sus costos, que es uno de los ejes principales en las actividades reguladas y no reguladas, porque esto implica la mejora de un proceso de transformación de energía, lo que se ve reflejado en un precio más competitivo en el mercado y un sistema de potencia más robusto que da como resultado una mejor tarifa para el consumidor.

Sin embargo, pese a la situación económica descrita anteriormente, los reguladores españoles fueron leyendo y entendiendo la dinámica cambiante del sistema y de las retribuciones financieras necesarias para la garantizar la producción de energía de fuente renovable y su fomento, en conjunto con las obligaciones adquiridas por las directivas del mercado común europeo de la energía. Es así como con el paso del tiempo fueron disminuyendo las primas, obligando de a poco a los productores a buscar la eficiencia que durante años no se vio en la red, sin afectar claramente, la estabilidad financiera del sistema, la cual, siempre ha sido una de las preocupaciones en la balanza de operación del mercado, ya que cambiar súbitamente las reglas de juego, puede dar una señal de intervencionismo por parte del Estado, la cual se la puede apreciar como errónea desde la perspectiva del productor o inversionista, puesto que la misma regulación manda que no se puede intervenir el mercado para financiar y promocionar únicamente una fuente de producción de energía por encima de las demás, pero también la experiencia ha mostrado que las energías renovables por sus costos económicamente hablando, no son del todo competitivas respecto de las energías de origen fósil o renovables convencionales (como el agua), y aunque estas renovables no convencionales dependen de alguna forma de un régimen especial retributivo, es claro que este no debe sobrefinanciar la actividad, ya que esto genera un déficit económico entre los recursos del Estado destinados a financiar la actividad y la tarifa que paga el usuario, y es justo en ese equilibrio de mercado donde el regulador se mueve, para buscar que por medio de las herramientas económicas en conjunto con la regulación y la política, pero no solo española, sino también y como

---

<sup>160</sup> Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, luego derogada y superada por la Ley núm. 24/2013, de 27 de diciembre.

se ha mencionado, la política de la Unión Europea, los costos de producción sean cada vez menores, garantizando la transferencia tecnológica que haga finalmente a las renovables competitivas sin restricciones económicas.

Es por esto que todo el recorrido que ha tenido España y en general, la Unión Europea en la búsqueda de construir una regulación y política encaminada a la transición energética diversificando la canasta asegurando de alguna forma, la seguridad en el suministro de energía es que los convierte en un modelo a seguir para los países en vías de desarrollo que están construyendo sus propios sistemas de fomento de energías renovables.

## 3.2. Estado Actual de las Energías Renovables en España.

### 3.2.1. Panorama General.

España es un país que cuenta con un importante potencial de recursos energéticos renovables, en general, el país dispone de grandes recursos hidroeléctricos, gran parte de los cuales han sido ya desarrollados, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente. No obstante, todavía hay disponible un significativo potencial sin explotar, cuyo desarrollo puede ser muy importante para el conjunto del sector eléctrico por su aportación energética y por su contribución a la seguridad y calidad del sistema eléctrico. Los retos tecnológicos en el área hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología consolidada, van todos encaminados a obtener la máxima eficiencia, mejorar los rendimientos y reducir los costos, sin olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático [31], por otra parte, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en los últimos años en una de las fuentes de generación de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático. Las razones de su uso generalizado son diversas, siendo una de los más determinantes el abaratamiento espectacular que han experimentado los precios de los paneles solares [32]. Se estima que hasta el 2017, el sector ha tenido un crecimiento del 145% en instalación de potencia fotovoltaica, marcando el mayor nivel de aumento desde el año 2012. Pese a este importante crecimiento, de los 135 MW instalados en el año 2017 (55 MW en 2016), estas cifras se encuentran, sin embargo, lejos del nivel de los países del entorno [65]. No obstante, a 2018 se instalaron 261.17 MW (un aumento del 94% respecto del 2017) y se prevé la instalación de un promedio de 3 GW de nueva potencia al año desde el 2021 durante el periodo 2021 – 2030 [33].

Sin embargo, la energía eólica es la fuente renovable que experimentó un mayor crecimiento en España durante la anterior década. La producción eléctrica del sector eólico en 2010 fue superior a los 43.700 GWh, contribuyendo en un 16% a la cobertura total de la demanda eléctrica nacional, y superando, en algunas ocasiones, una cobertura del 50% de la demanda horaria [31]. En la actualidad la potencia instalada en España de energía eólica supera los 25.700 MW, convirtiendo al país, el segundo productor europeo por potencia eólica instalada<sup>161</sup>, con el 13% sobre el total de la UE, debiéndose en gran medida a la instalación de plataformas offshore [34]. Cabe mencionar la importancia que ha tenido también el biogás de vertedero ha sido el principal contribuyente a la generación de biogás en España, tanto la normativa europea de gestión de residuos (encaminada a reducir el depósito en vertedero de residuos biodegradables) como los altos potenciales de biogás agroindustrial [31], además, del potencial en biomasa, energías del mar y la geotérmica, que sumado a las demás energías renovables, pueden favorecer enormemente la contribución de las renovables

---

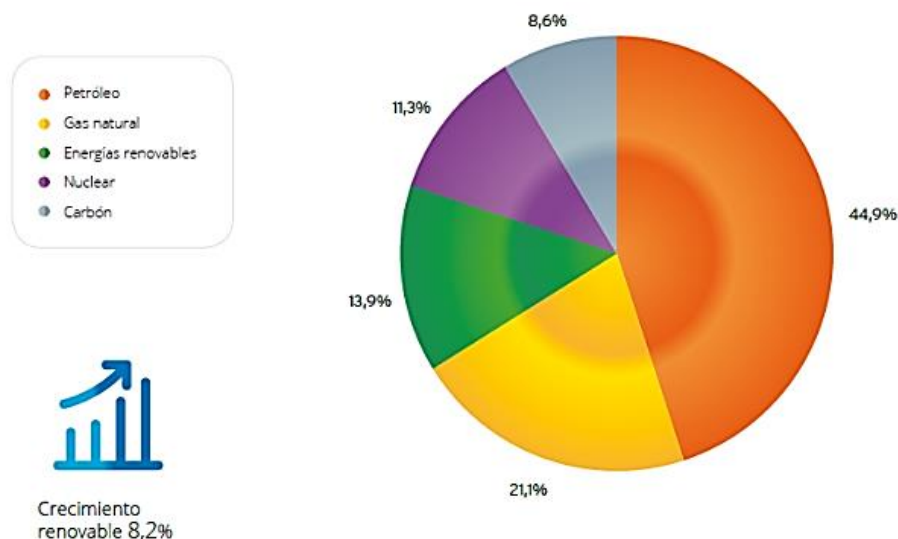
<sup>161</sup> Solo detrás de Alemania que cuenta con el 30% sobre el total de la UE [4]

a la matriz energética española y la diversificación de ésta, encaminada a una energía descarbonizada que garantice la soberanía energética española.

### 3.2.2. Matriz Energética Española.

En la actualidad España tiene una importante dependencia de los recursos de origen fósil, aproximadamente el 76% de su energía depende de éstas, como se puede apreciar en la figura 1, y si bien, con el paso del tiempo el gobierno en concordancia con las Directivas de renovables de la Unión Europea, en las cuales se busca fijar como un objetivo vinculante una mayor penetración de las energías renovables en los Estados miembros, ha enfocado sus esfuerzos en fomentar el crecimiento de la producción de energía renovable y en este sentido, gracias al generación y la capacidad de potencia instalada, que ha ido aumentando con el paso del tiempo, la dependencia fue disminuyendo año tras año hasta los años 2012 y 2013, cuando la dependencia se redujo al 70,2%<sup>162</sup>, remarcando la importancia de estas para la diversificación de la matriz, sin embargo, debido a la fuerte sequía, la dependencia se disparó hasta el 73,9%, cifra que se ha moderado en 2018, año en el que la dependencia energética se situó en el 73,4% [35].

Ilustración 10. Matriz energética Española 2018



Tomado de [35]

Teniendo en cuenta que con el cambio climático hoy en día ha reflejado como resultado en nuestro planeta fenómenos climáticos más intensos, como las sequías de 2017, y es que según los expertos, los efectos de la sequía son cada año peores, porque ya no es solo un tema meteorológico, la península las lleva sufriendo desde hace más de 10.000 años, ahora además se agudizan por el cambio climático, por lo que van a ser más recurrentes, con periodos más cortos entre sequías y duración más intensa [36], situación que una vez más demuestra la importancia que tiene una diversificación de la canasta energética española, no solo para la reducción de la contaminación y la mitigación del cambio climático, sino para la seguridad del suministro de energía y la soberanía energética y es ahí donde la política energética y el marco regulatorio juegan un papel fundamental para la consecución de éste objetivo.

<sup>162</sup> <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-espana/> [63]

### 3.3 Política energética para las Energías Renovables en la Unión Europea y el Reino de España.

Como ya se mencionó, el desarrollo de las fuentes de energías renovables se ha convertido en un tópico indiscutible dentro del desarrollo de los planes energéticos de la UE, porque para hablar de la política española de las energías renovables, es importante analizar algunas de las políticas que ha tomado la Unión, ya que es esta la que determina los lineamientos que los estados miembros después implementan, dentro de los cuales se encuentran incansables medidas de fomento de la producción de energías renovables. Y es que la lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política en materia de medio ambiente, tanto para la Unión Europea como para España, y como tal forma parte de las correspondientes estrategias para un Desarrollo Sostenible<sup>163</sup> [37]. Este no es un tema menor, porque el desarrollo de dichas fuentes es una herramienta invaluable para la diversificación de la canasta energética y la reducción de la dependencia de energéticos por parte de la Unión con terceros países.

Con esta visión, los países europeos, siguen construyendo políticas energéticas orientadas al logro de tres objetivos básicos, que deben hacerse compatibles: aumento de la competitividad de la economía con mejora de la eficiencia energética, integración de los objetivos medioambientales y seguridad en el abastecimiento. Estos objetivos deben lograrse en un mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por la abundancia de oferta de energía, aunque con tensiones de precios, y crecimiento sostenido de la demanda [38].

Para esto, las políticas energéticas se enfocan en el desarrollo de un marco regulatorio que permita el fomento de la producción de energía renovable, analizando la actualidad de cada sector de esta tecnología y evaluando su potencial desarrollo. Entendiendo que son tecnologías costosas tecnológicamente hablando, y en muchos casos no son de flujo continuo ya que dependen por ejemplo de la radiación solar o del viento, entre otros factores, que han generado muchas dudas para su masificación, permitiendo que la energía convencional de origen fósil siga formando parte sustancial de la matriz energética. Sin embargo, y como se hacía mención al comienzo de este párrafo, ahí es donde entran al terreno de juego dos jugadores que hacen la diferencia, la política y la regulación, que juntos permiten el desarrollo de todas las fuentes de energía, sin alterar los mercados y la libre competencia del mercado eléctrico, ejes fundamentales de nuestras estructuras energéticas.

Es por eso que existen en la Unión Europea, elementos parciales de política y regulación energética, particularmente en lo relativo a la política medioambiental y al desarrollo de reglas comunes para el mercado interior de la energía, áreas ambas, de competencia de la propia Unión. Sin embargo, los instrumentos fundamentales de la política energética, la estructura (mix), la selección de las fuentes energéticas primarias y la gobernanza del sector energético, salvo por unanimidad en sentido contrario, son responsabilidad de los Estados miembros. A estos les compete la formulación de las políticas y regulaciones energéticas nacionales integrando en dichas políticas la dimensión europea. [39]

---

<sup>163</sup> El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el Informe Brundtland, en 1987, como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos [37]

Dirección enmarcada por las Directivas de renovables de la Unión Europea, las cuales establecen como objetivo vinculante para todos los Estados miembros la mejora en la eficiencia energética y mayor contribución de energía por parte de las renovables, como es el caso de la Directiva 2009/28/CE (derogada por la Directiva 2018/2001/CE) la cual es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%. [31]. Objetivos vinculantes que están incluidos en el Plan de Energías Renovables en España 2011-2020, que es el plan que marcó los objetivos de la política energética en materia de renovables en el país.

El objetivo del plan de energías renovables no es otro que el de fomentar el desarrollo y producción de instalaciones de energía renovable, evaluando distintos escenarios de crecimiento y penetración de estas en los distintos sectores productivos y del transporte, así como también de la eficiencia energética en el consumo y la industria, enmarcado en la regulación los reglamentos técnicos, los apoyos financieros a los proyectos y las reglas de participación del mercado, lo cual, fue evolucionando y cambiando en cada momento, así, en esa dinámica cambiante fue girando la regulación española, al punto que actualmente cuenta con un sólido marco normativo de apoyo a las energías enmarcado por la Ley 24/2013 del sector eléctrico.

Marco normativo de apoyo, entendiendo a éste como, el conjunto estructurado de instrumentos jurídicos, económicos, técnicos y de otro tipo, tendente al fomento de la utilización de fuentes de energía renovables, favoreciendo su competitividad frente a las energías convencionales y su integración en el modelo productivo y en el sistema energético [31], en ésta línea, el plan de energías renovables entiende como marcos de apoyo al:

- Régimen Especial de generación eléctrica con renovables, existente como tal desde 1994, aunque su antecedente —régimen de producción concertada— tiene su origen hace tres décadas, en la Ley 82/1980, sobre Conservación de la Energía. Ha sido y es el principal instrumento de apoyo al desarrollo de la electricidad renovable en España.
- ICAREN, un nuevo sistema diseñado para mejorar el desarrollo de las energías renovables para usos térmicos.
- Balance neto de electricidad, nuevo sistema para el fomento de la generación distribuida y la compensación de saldos entre consumidor y compañía suministradora.

Para éste fin, el régimen especial pensado dentro de este plan, apunta la retribución que reciban los productores de energía renovable que permitan la obtención de la rentabilidad financiera del proyecto, para su determinación se tendrán en cuenta los aspectos técnicos y económicos específicos de cada tecnología, la potencia de las instalaciones, el número de horas anuales de funcionamiento y su fecha de puesta en servicio, todo ello utilizando criterios de sostenibilidad y de eficiencia económica en el sistema [31], es sumamente importante destacar que este marco de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables deberá disponer de mecanismos suficientes para planificar y adecuar el crecimiento de las tecnologías a los objetivos previstos en este plan de energías renovables. Por otra parte, el ICAREN Se trata de un sistema de apoyo directo a la producción, incompatible con la percepción de ayudas a la inversión y específico para proyectos desarrollados a través de Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESEs), Por

tanto, debe existir un productor que transmita la energía a un consumidor realizando una actividad económica [31]. Finalmente, el balance neto de electricidad se define como aquel sistema de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que auto-produce parte de su consumo eléctrico, compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda<sup>164</sup>.

Actualmente la Directiva de renovables que rige en la Unión Europea es la Directiva 2018/2001/CE la cual derogó a la 2009/28/CE, y establece como objetivo vinculante, entre otros, una participación de las energías renovables del 32% para 2030 en el consumo final de energía en los Estados miembros, alineado en este sentido, el gobierno español, desarrolla el PNIEC<sup>165</sup> 2021-2030 de España tiene como objetivo avanzar en la descarbonización de la matriz energética del país, sentando unas bases firmes para consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050, además, como resultado de la ejecución del Plan se espera lograr en 2030 una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42%, debido a la inversión prevista en renovables eléctricas y térmicas, así como a la notable reducción en el consumo final de energía como resultado de los programas y medidas de ahorro y eficiencia en todos los sectores de la economía [40], y en este sentido, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Para esto, es necesario el desarrollo de las renovables, y en este sentido, el PNIEC establece el diseño de los mecanismos de mercado y de retribución del sistema eléctrico que se lleve a cabo será el que determinará la manera en que se movilizarán dichas inversiones y gastos, así como su procedencia y los mecanismos por los que se recupera la inversión [40], los cuales de la mano con el marco regulatorio serán el pilar del establecimiento de la energía renovable en España.

Dentro de las medidas establecidas en el plan, se destaca el desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica renovable, con el objetivo de instalar una capacidad de generación de 59 GW, para éste fin, se plantean mecanismos como subastas de energía para la asignación de un régimen retributivo específico con la idea de convocar estas subastas anualmente ofertando un cupo de 3000 MW anual, la participación local en proyectos de generación renovable, programas específicos para tecnologías en desarrollo.

También, es importante hacer mención a la gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad<sup>166</sup>, dentro de la cual se resalta el desarrollo del marco regulatorio y normativo para la gestión de la demanda y el impulso del almacenamiento. Resulta interesante la adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables<sup>167</sup> como medida de desarrollo del sector, ya que dentro de esta se plantean mecanismos muy llamativos como la adaptación de la planificación de redes

---

<sup>164</sup> Este sistema es especialmente interesante para las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables no gestionables, como eólica o solar, ya que les permite adecuar su producción al consumo sin necesidad de acumulación [31].

<sup>165</sup> Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

<sup>166</sup> Medida 1.2. Capítulo 3 Políticas y medidas, PNIEC 2020 - 2030

<sup>167</sup> Medida 1.3. Capítulo 3 Políticas y medidas, PNIEC 2020 - 2030

eléctricas de transporte y distribución, lo que en sí es un desafío tecnológico importante, ya que esto supone la creación de nuevos puntos de conexión con redes submarinas y terrestres además de redes transfronterizas. Finalmente, otra de las medidas que merecen ser destacadas, más allá que todas las medidas planteadas resultan interesantes, es el desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida<sup>168</sup>, ya que esta es de interés no solo dentro de España y la Unión Europea, sino a nivel mundial, puesto que permite acercar la generación al consumo y, por tanto, reducir pérdidas, incrementar la implicación de los consumidores en la gestión de su energía y reducir el impacto de la producción renovable sobre el territorio. Asimismo, convertir al consumidor en productor supone un mecanismo para ampliar las posibles fuentes de financiación del desarrollo de renovables [40], y para esto, dentro de los mecanismos se encuentra el desarrollo de un marco regulatorio y normativo que facilite su fomento y desarrollo en sectores de transporte, residencial e industrial, gestión de terceros y autoconsumo colectivo.

Siendo estas, algunas de las medidas de un paquete de políticas energéticas que permitan avanzar en la descarbonización, sentando unas bases firmes para consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050 [40].

### 3.4 Regulación de las Energías Renovables en la Unión Europea

La descarbonización es un objetivo prioritario de la política energética de la UE que persigue convertirse en una región baja en carbono en 2050 (con emisiones netas de valor cero). La UE diseñó en 2015 una nueva política energética, con el nombre de Unión de la Energía (*Energy Union*, en inglés), donde la descarbonización es uno de los cinco pilares. En ese contexto se aprobó un ambicioso paquete normativo entre 2018 y 2019 (el llamado *paquete de invierno* o cuarto paquete), con el lema *Clean Energy for All Europeans*. Destacan, en materia de sostenibilidad medioambiental, el Reglamento de Gobernanza<sup>169</sup> (para la neutralidad carbónica en 2050), dos nuevas Directivas en materia de eficiencia energética<sup>170</sup>, y la Directiva en materia de renovables, que establece una cuota de al menos un 32 % de energías renovables en 2030. La nueva Comisión Europea surgida de las elecciones de 2019 ha promovido un *Pacto Verde Europeo*, donde la descarbonización es también la prioridad.

Y es en esta búsqueda de la descarbonización, que la normativa europea en materia de energías renovables se ha venido desarrollando de hace más de dos décadas, principalmente con las Directivas 2001/77/CE y 2003/70/CE, relativas al fomento de las energías renovables en el mercado eléctrico común, y posteriormente con la Directiva 2009/28/CE derogatoria de las dos anteriores, la cual fijaba una cuota de participación del 20% a 2020 por parte de los Estados miembros<sup>171</sup>, los planes nacionales de acción en materias de renovables, proyectos comunes entre Estados miembros, entre otras medidas que como bien se mencionaba, apuntan al desarrollo de un marco regulatorio común de la Unión Europea en materia de producción de energía procedente de fuentes renovables, las cuales representan herramientas muy valiosas para los países que están

---

<sup>168</sup> Medida 1.4. Capítulo 3 Políticas y medidas, PNIÉC 2020 - 2030

<sup>169</sup> Reglamento núm. 2018/1999/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, DOUE L 328, de 21 de diciembre de 2018.

<sup>170</sup> Directiva núm. 2018/844/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética y la Directiva núm. 2018/2002/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

<sup>171</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en) [64]

desarrollando sus marcos regulatorios propios, ya que esto, daría una proyección al futuro deseado de la energía consiguiendo una legislación adecuada que de las señales correctas al mercado, si bien, la idea no es copiar lo hecho en otros países, sí es una base para estudiarlo y así acorde a las necesidades propias construir sólidamente las bases de la regulación deseada.

Es interesante ver como el marco regulatorio de energías renovables abarca desde la necesidad de extender los objetivos de penetración de las energías renovables hasta los tratados entre países externos a la unión, pasando por biocombustibles y las emanaciones de éstos a la atmósfera, lo que demuestra en algún sentido la importancia que tiene la integración energética en términos de soberanía para la Unión y sus Estados miembros

Actualmente la regulación de las renovables en la Unión, está enmarcado en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables<sup>172</sup>, derogando a la Directiva 2009/28/CE. En este sentido, la Directiva de Renovables establece cuatro pilares principales de la regulación para el fomento de estas energías en la Unión

#### 3.4.1 Un objetivo vinculante de la Unión para 2030

La directiva de renovables establece un objetivo global vinculante a 2030 para todos los Estados miembros, en el cual, estos velarán conjuntamente para establecer una cuota del 32% de participación de energías renovables en el consumo final de energía en bruto. Además cabe destacar entre otros objetivos<sup>173</sup>, se introducen como objetivo de los instrumentos financieros:

- I. Reducir el costo del capital para proyectos de energías renovables;
- II. Desarrollar proyectos y programas para integrar las fuentes renovables en el sistema energético;
- III. En el caso de España, la participación en este objetivo vinculante será del 20%
- IV. Desarrollar la infraestructura de la red de transmisión y distribución, redes inteligentes, estructuras de almacenamiento e interconexiones, con el fin de alcanzar un objetivo de interconexión eléctrica del 15 % a más tardar en 2030 para aumentar el nivel de viabilidad técnica y asequibilidad económica de energía renovable en el sistema eléctrico;
- V. Mejorar la cooperación regional entre los Estados miembros y entre estos y terceros países mediante proyectos conjuntos, sistemas de apoyo conjuntos y la apertura de sistemas de apoyo para la electricidad renovable destinados a productores situados en otros Estados miembros.

Además, se considera importante el fomento de redes inteligentes para la interconexión eléctrica ya que estas surgen como respuesta a la necesidad de aumentar la eficiencia, seguridad y confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia interactuando y controlando en cada etapa las variables y el estado de la red, ya como es bien sabido, las interconexiones favorecen los intercambios de energía, pero más allá, la integración energética, que es el fin deseado del marco europeo de la energía, y esto sumado, a la ampliación del objetivo de penetración de las energías renovables hacen de estas metas un escenario deseable, no solo para el cumplimiento de lo

---

<sup>172</sup> DOUE L 382, de 21 de diciembre de 2018.

<sup>173</sup> Establecidos en el artículo 3 de la Directiva de Renovables 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables



establecido en la Directiva de renovables, sino también para acentuar aún más el crecimiento de proyectos renovables dentro de la Unión y el fortalecimiento de la industria asociada a dicho sector.

### 3.4.2 Sistemas de apoyo para las fuentes renovables

Con la finalidad de alcanzar o superar los objetivos propuestos por la Unión Europea en materia de penetración de las energías renovables, los Estados miembros deben implementar sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables para que se integren a la red. Los sistemas de apoyo a la energía renovable por parte de los Estados miembros debe ser de forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria<sup>174</sup>, además éstos apoyos pueden ser extendidos a las zonas insulares o ultraperiféricas siempre y cuando se cumpla lo establecido anteriormente<sup>175</sup>.

Los Estados miembros podrán limitar los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías cuando la apertura de los sistemas de apoyo a todos los productores de electricidad procedente de fuentes renovables diese lugar a resultados subóptimos, habida cuenta de:

- El potencial a largo plazo de una tecnología específica;
- La necesidad de diversificación;
- Los costos de integración de la red;
- Las limitaciones y la estabilidad de la red;
- En el caso de la biomasa, la necesidad de prevenir distorsiones en los mercados de materias primas.

Muy importante resulta destacar que la Directiva de renovables establece que los sistemas de apoyo para los proyectos renovables se deben asignar a través de esquemas de las licitación<sup>176</sup> competitivos, los cuales deben estar enfocados a:

- I. Conseguir una reducción de los costos e índices elevados de finalización de los proyectos;
- II. Conseguir mejoras tecnológicas;
- III. Permitir la participación no discriminatoria de los pequeños actores y, en su caso, las autoridades locales;
- IV. Garantizar la seguridad del suministro y la integración de la red y limitar el impacto ambiental.

#### *Apertura de los sistemas de apoyo*

Con la finalidad fomentar la integración energética entre Estados miembros, se incentiva a la participación en materia de apoyo económico en proyectos de fuentes renovables por parte de

---

<sup>174</sup> Los Estados miembros podrán también considerar establecer mecanismos para garantizar la diversificación regional de la implantación de electricidad renovable, en particular para garantizar una integración del sistema eficiente en términos de costes.

<sup>175</sup> Véase Guayo, I. del, Support for Renewable Energies and the Creation of a Truly Competitive Electricity Market. The Case of the European Union, en Zillman, D., Godden, L., Paddock, L., Roggenkamp, M., Innovation in Energy Law and Technology: Dynamic Solutions for Energy Transitions, Oxford University Press, Oxford 2018, pp. 305-320. [62]

<sup>176</sup> Este artículo se aplicará sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107 y 108 del TFUE. Estos preceptos versan sobre las ayudas que los Estados conceden a sus empresas, las cuales, con las salvedades establecidas en esos preceptos, son incompatibles con el Mercado Interior Europeo.

Estados miembros que se produzcan en otro Estado miembro<sup>177</sup>, a través de cuotas obligatorias de participación con creciente y anual de al menos el 5 % desde 2023 hasta 2026 y de al menos el 10 % desde 2027 hasta 2030, así mismo los Estados miembros podrán pedir de forma física a estos la energía a la cual se hace el financiamiento, siempre y cuando se respeten los horarios tranzonales y la capacidad tranzonal<sup>178</sup>.

Dentro de esta apertura de los sistemas de apoyo para los proyectos de energía renovable, se permite la participación del sector privado en estos, siempre y cuando los Estados miembros notifiquen a la Comisión los porcentajes o cantidad de electricidad que se produzcan en éstos acuerdos. Además, se establece que los sistemas de apoyo se pueden hacer extensibles a países externos a la Unión, por medio de la cooperación entre un Estado miembro y un tercer país, así, la electricidad generada con terceros países solo se cuenta para calcular las cuotas de energías renovables de los Estados miembros si se cumplen las condiciones establecidas en el artículo 11, dentro de las cuales se destaca que la cantidad de electricidad producida y exportada no ha recibido ayuda de un sistema de apoyo de un tercer país distinta de la ayuda a la inversión concedida a la instalación.

Por otra parte, se establecen los requisitos para que la energía generada producto de éstos convenios que se consume en los terceros países forme parte de la cuota de los Estados miembros, si se cumple que:

- I. la construcción de la interconexión deberá haberse iniciado para el 31 de diciembre de 2026;
- II. la interconexión no podrá entrar en servicio para el 31 de diciembre de 2030;
- III. después de su entrada en servicio, la interconexión se utilizará para la exportación a la Unión.

Dentro de los sistemas de apoyo, también se permite la coordinación de estos entre Estados miembros con la finalidad que una porción de la energía generada de fuentes renovables de un Estado miembro pueda ser tenida en cuenta para la cuota de energía renovable de otro Estado miembro<sup>179</sup>, un aspecto curioso dentro de la Directiva, es que en caso que sea necesario, los Estados miembros, deberán velar por porque el origen de la energía renovable producida en el marco de estos convenios de cooperación, pueda ser certificado su origen, y éste corresponderá a un volumen estándar de 1 MWh<sup>180</sup>.

---

<sup>177</sup> Acorde a lo establecido en los artículos 7 a 13 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

<sup>178</sup> Las transferencias de energía eléctrica transfronterizas se determinarán exclusivamente por el resultado de la asignación de la capacidad de conformidad con el Derecho de la Unión aplicable en materia de mercado interior de la electricidad

<sup>179</sup> Siempre que se cumpla lo establecido en los puntos a y b del artículo 13 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

<sup>180</sup> Artículo 19 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

### *Estabilidad del apoyo financiero*

Entendiendo que la estabilidad de los sistemas de apoyo financieros es muy importante para darle continuidad y crecimiento a los proyectos existentes, pero, además, garantizar nuevos proyectos<sup>181</sup> los Estados miembros deberán garantizar que se mantenga el nivel de apoyo pactado a dichos proyectos, así como también modificarlo siempre y cuando dichas modificaciones se hayan previsto en el diseño original del sistema de apoyo,

### **3.4.3 Autoconsumo Renovable**

El autoconsumo representa una importante oportunidad para mejorar los sistemas energéticos actuales ya que se calcula que hasta un 83% de los hogares podrían constituirse en autoconsumidores<sup>182</sup>, pero el éxito de estas iniciativas depende casi totalmente de un marco regulatorio sólido que permita tanto el fomento como el desarrollo de estos aprovechamientos energéticos, y la Unión Europea está encaminando políticas para fomentar el autoconsumo con fuentes renovables, y por medio de la Directiva de renovables<sup>183</sup>, establece que los Estados miembros deberán garantizar que los consumidores tengan derecho a convertirse en autoconsumidores de energías renovables y a su vez estos gozarán de los siguientes derechos:

- a. Generar energía renovable, incluido para su propio consumo, almacenar y vender su excedente de producción de electricidad renovable, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable, acuerdos comerciales con proveedores de electricidad y entre pares<sup>184</sup>;
- b. Instalar y utilizar sistemas de almacenamiento de electricidad combinados con instalaciones que generen electricidad renovable para el autoconsumo sin estar sujetos a ningún tipo de tarifa o cargo por su energía almacenada;
- c. Preservar sus derechos y obligaciones como consumidores finales;
- d. Recibir una remuneración, incluido, en su caso, a través de sistemas de apoyo, por la electricidad renovable autogenerada vertida a la red, que refleje su valor de mercado y pueda tener en cuenta su valor a largo plazo para la red, el medio ambiente y la sociedad.

En este sentido, la Directiva de renovables insta a los Estados miembros a desarrollar marcos de apoyo que faciliten el autoconsumo de energía renovable, eliminando las barreras de acceso injustificadas, sin perjuicio de las tarifas de la red y otros cargos, tasas, gravámenes e impuestos pertinentes aplicables a cada autoconsumidor de energías renovables<sup>185</sup>. Por último, la Directiva de renovables busca reglamentar que los consumidores finales de energía puedan participar como una comunidad de energías renovables gozando de los derechos y obligaciones necesarios para el

---

<sup>181</sup> Sin perjuicio de las modificaciones necesarias para el cumplimiento de los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea TFUE, preceptos que versan sobre las ayudas que los Estados conceden a sus empresas, las cuales, con las salvedades establecidas en esos preceptos, son incompatibles con el Mercado Interior Europeo.

<sup>182</sup> Autoconsumo. Lecciones aprendidas en la Unión Europea, Fundación Energías Renovables, marzo de 2017 Madrid.

<sup>183</sup> De acuerdo al artículo 22 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

<sup>184</sup> Sin estar sujetos en relación con la electricidad que consumen de la red o vierten a la red, a procedimientos y cargos discriminatorios o desproporcionados y a tarifas de la red que no reflejen los costes o cargos a la energía que permanece dentro de sus locales.

<sup>185</sup> Los Estados miembros podrán establecer diferencias entre autoconsumidores individuales de energías renovables o autoconsumidores de energías renovables que actúen de forma conjunta. Cualquier diferencia de trato deberá ser proporcional y estar debidamente justificada

desarrollo de la misma<sup>186</sup>, lo que resulta muy interesante, ya que esto también conlleva a la descentralización de la producción de energía y la democratización del uso de la energía.

#### 3.4.4 Biocombustibles, transporte y calefacción

Entendiendo al consumo de energía por sectores como un conjunto de consumidores que tienen alguna característica en común y que, por lo tanto, conviene clasificar de una forma en particular para un mejor manejo de la información y que dentro de los mayores sectores de consumo energético podemos tener al transporte<sup>187</sup> y el sector del calor y frío que se entiende como la energía térmica generada por fuentes convencionales, renovables y procesos químicos, y consumida en usos como calefacción, refrigeración, cocina y agua caliente sanitaria en edificios, así como en distintos procesos de la industria<sup>188</sup>, y ante la necesidad de fomentar que haya una mayor penetración de la energía producida de fuentes renovables en estos sectores, es que la Directiva de renovables establece que los Estados miembros podrán facilitar la integración de las energías renovables al sector de refrigeración y calefacción procurando aumentar la cuota de renovables que se aplican a dicho sector conforme a criterios objetivos y no discriminatorios<sup>189</sup>, es importante en este sentido mencionar que se obliga operadores de los sistemas urbanos de calefacción o refrigeración a conectarse con los suministradores de energías procedentes de fuentes renovables y de calor y frío residuales o a ofrecer la posibilidad de conectarse y comprar calor o frío procedentes de fuentes renovables y de calor y frío residuales a terceros proveedores<sup>190</sup>.

Para fomentar un mayor uso de fuentes renovables en el sector transporte, el cual es uno de los mayores consumidores de energías fósiles de uso final como se mencionó anteriormente, se destaca que los proveedores de combustible tendrán la obligación de garantizar que la cuota de energías renovables en el consumo final de energía en el sector del transporte sea como mínimo del 14 % en 2030 a más tardar, con las participaciones particionadas del 0,2 % en 2022, al menos del 1 % en 2025 y al menos del 3,5 % en 2030<sup>191</sup>, con proyección de aumentar la cuota en la medida que los costos de producción con dichas fuentes disminuyan, para el cálculo de la cuota mínima los Estados miembros<sup>192</sup>:

1. tendrán en cuenta los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico también cuando se utilicen como producto intermedio para la producción de combustibles convencionales;

---

<sup>186</sup> Artículo 22 numerales 2 y 4 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

<sup>187</sup> Uso racional y eficiente de energía, material educativo para docentes, Ministerio de Energía y Minería de la Nación, Argentina.

<sup>188</sup> Energías renovables en calefacción y refrigeración en los sectores residencial y terciario; Álvarez Pelegry, Eloy, Larrea Basterra, Macarena, Suarez Díaz Claudia. Cuadernos Orkestra. Marzo de 2017

<sup>189</sup> De acuerdo al artículo 23 de la Directiva 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

<sup>190</sup> Cumpliendo: i) satisfacer la demanda de nuevos clientes; ii) sustituir la capacidad de generación de calor o frío y iii) ampliar la capacidad de generación de calor o frío.

<sup>191</sup> Para el cumplimiento de dichas cuotas, los Estados miembros podrán, entre otras posibilidades, adoptar medidas con objetivos basados en el volumen, el contenido energético o la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, siempre que se demuestre que se han alcanzado las cuotas mínimas a las que se hace referencia en la Directiva de renovables.

<sup>192</sup> Para el cálculo de las cuotas mínimas indicadas en la Directiva de renovables, se deberá tener en cuenta lo establecido en el artículo 27, numeral 1, 2 y 3 de la Directiva de renovables.

2. podrán tener en cuenta los combustibles de carbono reciclado.

Finalmente, y entendiendo que la producción agrícola provoca en general ciertos efectos negativos inesperados en la tierra, el agua y la biodiversidad que resultan especialmente preocupantes en relación con los biocombustibles, ya que los gases de efecto invernadero también pueden emitirse mediante cambios en el uso de la tierra, directos o indirectos, causados por el aumento de la producción de biocombustibles; por ejemplo, el carbono almacenado en los bosques o en los pastizales se libera del suelo durante la conversión de la tierra para la producción de cultivos<sup>193</sup>, la Directiva de renovables establece cuotas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa integrados:

- I. del 50 % como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás consumido en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones en funcionamiento el 5 de octubre de 2015 o con anterioridad a dicha fecha.
- II. del 60 % como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás empleado en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento desde el 6 de octubre de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2020.
- III. del 65 % como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás consumido en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2021.
- IV. del 70 % como mínimo en el caso de la producción de electricidad, calefacción y refrigeración a partir de combustibles de biomasa empleados en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2025, y del 80 % en el caso de las instalaciones que hayan entrado en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2026.

En el caso de los biocombustibles usados para la generación de energía eléctrica también se tendrán en cuenta para el objetivo vinculante de la Unión, únicamente cuando se cumpla uno o varios de los requisitos siguientes:

- I. que se produzca en instalaciones con una potencia térmica nominal total inferior a 50 MW;
- II. en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal total de entre 50 y 100 MW, que se produzca utilizando tecnología de cogeneración de alta eficiencia, o, para instalaciones únicamente eléctricas, que alcancen los niveles de eficiencia energética asociados a las mejores técnicas disponibles (NEA-MTD) tal como se definen en la Decisión de Ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión.
- III. en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal total superior a 100 MW, que se produzca utilizando tecnología de cogeneración de alta eficiencia, o, para instalaciones únicamente eléctricas, que alcancen una eficiencia eléctrica neta de un 36 % como mínimo;
- IV. que utilicen la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> de biomasa.

---

<sup>193</sup> El estado mundial de la agricultura y la alimentación, Biocombustibles: perspectivas, riesgos y oportunidades, Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, 2008

Finalmente, el cálculo de la cuota de energía procedente de fuentes renovables se determinará como la suma<sup>194</sup> de:

- a. El consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables.
- b. El consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables en el sector de calefacción y refrigeración
- c. El consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte

### 3.5 Regulación de las Energías Renovables en el Reino de España.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía es uno de los aspectos claves de la política energética nacional, por las siguientes razones:

- contribuyen eficientemente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular del CO<sub>2</sub>.
- la mayor participación de las energías renovables en el balance energético disminuye nuestra dependencia de los productos petrolíferos y diversificación nuestras fuentes de suministros al promover recursos autóctonos. [42]

Es por este motivo que, para el desarrollo de una política de energía limpia, encaminada a la soberanía energética, se requiere de un marco regulatorio sólido que fomente el crecimiento de las instalaciones productoras de energía de origen renovable, las cuales, actualmente no llegan a ser competitivas 100% respecto de las energías fósiles, claramente, esto debido a los costos tecnológicos que supone su producción, y es ahí donde juega un rol importantísimo la regulación, y entendiendo esta situación, es que con el paso del tiempo, como se verá, el marco regulatorio para el fomento de las energías renovables en España fue evolucionando y adaptándose a las distintas situaciones económicas y tecnológicas para cada etapa del tiempo, siendo hoy en día un fuerte ejemplo para otros países en el mundo que están construyendo una política energética que fomente el desarrollo de las fuentes renovables.

#### 3.5.1 Evolución del marco regulatorio español de energías renovables.

##### *Primera etapa, origen.*

El marco regulatorio español para las energías renovables, tiene su origen en la década del 80, con la Ley 82/1980 de 30 de diciembre sobre conservación de energía, con la idea de fomentar el uso de las pequeñas centrales hidroeléctricas con la finalidad de enfrentar la crisis petrolífera del momento y mejorar la eficiencia energética del sistema español, reduciendo así la dependencia del combustible exterior. Situación que fue marcando una constante evolución de este sector en la normativa española, ya que más adelante con el Plan Energético Nacional 1991-2000 se buscó el fomento de la producción de energía eléctrica usando energías renovables hasta llegar a la consolidación del régimen especial con la ley 40/1994 [41] y posteriormente a la regulación de éste régimen especial por medio del Real Decreto 2366/1994, el cual versa sobre la producción de

---

<sup>194</sup> A efectos del párrafo primero, letras a), b) o c), el gas, la electricidad y el hidrógeno procedentes de fuentes renovables solamente se contabilizarán una vez para el cálculo de la cuota de consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables. A reserva de lo dispuesto en el artículo 29, apartado 1, párrafo segundo, no se tendrán en cuenta los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa que no cumplan los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el artículo 29, apartados 2 a 7 y 10.

energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes renovables.

Sin embargo, la regulación del sector eléctrico español nace con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (posteriormente derogado por la Ley 24/2013), esta Ley eléctrica nacional, entre otras cosas buscaba liberalizar las actividades de producción y comercialización de energía eléctrica, decretar como monopolios naturales los segmentos regulados de transporte y distribución de electricidad, operación del sistema eléctrico, y establecer también el régimen las actividades reguladas, principalmente con el objetivo de conseguir por medio de la competencia en la producción y la comercialización el menor precio posible para el consumidor final, además la ley eléctrica nacional incluye en su título IV un capítulo dedicado al régimen especial de producción de energía eléctrica estableciendo las reglas específicas para la generación con fuentes. Hito que marca el comienzo de la regulación de la energía, y fomento en particular de las renovables en España.

De esta forma, el régimen especial de energías entendiéndose en su momento, el alto precio que tenía la generación de energía usando las tecnologías renovables, pero también, la necesidad de fomentar su uso, permite por medio del artículo 30 que los productores de energías en régimen especial puedan vender la energía generada en el mercado y a su vez que esta sea comprada, se les garantiza la prioridad de acceso a las redes de transporte y distribución siempre y cuando no afecte la estabilidad de la red. un aspecto muy importante dentro de esta normativa y en general para el sistema renovable español, es que se instaura un régimen retributivo a fin que los productores de electricidad de fuentes renovables tengan una rentabilidad<sup>195</sup> en su negocio. Además, incluye un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costos en los sistemas insulares y extrapeninsulares<sup>196</sup>, reconociendo como en el régimen especial a las instalaciones generadoras con potencia no superior a 50MW cuya materia prima de generación sean fuentes renovables, lo que marca el inicio de un sistema regulado que fomenta las energías renovables introduciendo primas que garanticen la rentabilidad del negocio a los inversionistas, buscando, claramente disminuir los costos tecnológicos con la finalidad de hacer de las energías renovables más competitivas en el mercado eléctrico.

Lo establecido en la ley eléctrica nacional, posteriormente se fue desarrollando en diferentes normas reglamentarias como el Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, el cual establecía entre otros, el procedimiento para la inclusión de una instalación de energía eléctrica en el régimen especial<sup>197</sup>, y la determinación de una prima para aquellas instalaciones mayores de 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios dentro del régimen económico<sup>198</sup> para el fomento de las energías renovables en régimen especial. Que fue luego modificado por el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se

---

<sup>195</sup> Éste régimen retributivo estará ajustado de acuerdo a lo establecido en el apartado 1 del artículo 16 de la Ley 54/1997

<sup>196</sup> Apartado 4 del artículo 30 de la Ley 54/1997.

<sup>197</sup> Capítulo II del Real Decreto 2018/1998 del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración

<sup>198</sup> Capítulo IV del Real Decreto 2018/1998 del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración

regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción y la adquisición por parte de los comercializadores de esta energía<sup>199</sup>, cabe mencionar esto es de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica con una potencia superior a 1 MW reguladas en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, y a las instalaciones de producción de energía eléctrica reguladas de acuerdo con el primer párrafo del apartado 2 de la disposición transitoria octava de la Ley 54 /1997.

### *Segunda etapa, crecimiento.*

Luego de esa etapa donde instauró el régimen retributivo para las energías renovables y sus reglas de producción, la regulación española apuntó al crecimiento del sistema renovable a través de los incentivos económicos o primas que percibían los productores, así son derogados los Reales Decretos que reglamentaron la ley 54/1997 por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Cabe destacar que a las instalaciones que se pueden acoger a esta normativa se encuentran clasificadas por grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos<sup>200</sup>, un aspecto relevante es que se incluye una tarifa regulada<sup>201</sup> a la que se debe pagar la energía generada por los productores en régimen especial por parte de las distribuidoras<sup>202</sup> o vender directamente la energía de manera libre en el mercado<sup>203</sup>, y de igual forma, dispondrán de un incentivo para participar en el mismo<sup>204</sup> siempre y cuando cumpla los requisitos<sup>205</sup> para su participación. En materia primas e incentivos por participar en el mercado, la tercera sección del Real Decreto presenta todos los beneficios económicos para cada grupo y subgrupo clasificado previamente en función de la energía que produzca<sup>206</sup> y finalmente establece la participación para las instalaciones con potencia superior 50 MW las cuales por su potencia solo pueden participar directamente en el mercado<sup>207</sup>, lo que es un aspecto

---

<sup>199</sup> Además de determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción

<sup>200</sup> Numeral 1 del artículo 2 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>201</sup> Artículo 23 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>202</sup> Apartado 1a del artículo 22 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>203</sup> Apartado 1b del artículo 22 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>204</sup> Artículo 24 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>205</sup> Artículos 28 y 29 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<sup>206</sup> Artículos 32 al 39 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>207</sup> Artículo 41 del Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial



importante, ya que con esto se busca ampliar la banda de potencia de las instalaciones productoras para que puedan participar en el mercado regulado y sus beneficios en materia del régimen especial.

Posteriormente se aprobó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que también derogó la regulación existente en la materia y contenida en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Es muy importante destacar que, a través de este Real Decreto, la regulación se buscó en materia de integración e implementación regulatoria con la Unión Europea, que en el año 2010 fuese alcanzado el objetivo indicativo nacional incluido en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Dentro de los objetivos del Real Decreto se destaca además, la determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones con potencia superior a 50 MW, así como también para instalaciones de combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas en régimen ordinario<sup>208</sup>, y los grupos y subgrupos clasificado previamente en función de la energía que produzcan, que podrán acogerse al régimen del real decreto<sup>209</sup>, esto con la finalidad de establecer la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial<sup>210</sup>.

En el marco del régimen económico establecido por el Real Decreto 661/2007, se destaca que da continuidad de las alternativas de vender la energía<sup>211</sup> directamente en el mercado o cederla a la red de transporte y distribución, en todo caso percibiendo una prima<sup>212</sup> que garantice la retribución a la energía vendida percibiendo el precio negociado en el mismo más dicha prima. Como se mencionó anteriormente, este real decreto incluye como una de sus modificaciones principales, la inclusión de una prima para las instalaciones con potencia superior a 50 MW, es en éste sentido que el artículo 45 regula qué instalaciones pueden recibirla y cómo se determina el cálculo de la misma<sup>213</sup>, con esta ampliación, no solo se favorece al fomento de instalaciones de mayor potencia de 50 MW, sino también la capacidad de respaldo del sistema, ya que con más respaldo el sistema se hace robusto, permitiendo un mejor accionar en situaciones de contingencia.

Finalmente la condición de instalación de régimen especial será otorgada por la Comunidad Autónoma correspondiente<sup>214</sup>, siendo la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial la condición necesaria para acceder al régimen económico regulado por dicho Real Decreto, siempre que el objetivo de potencia

---

<sup>208</sup> Incisos c y d, artículo 1 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>209</sup> Artículo 2 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>210</sup> Inciso b, artículo 1 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>211</sup> Artículo 24 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>212</sup> Artículo 27 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>213</sup> Numerales 2 a 7, artículo 45 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

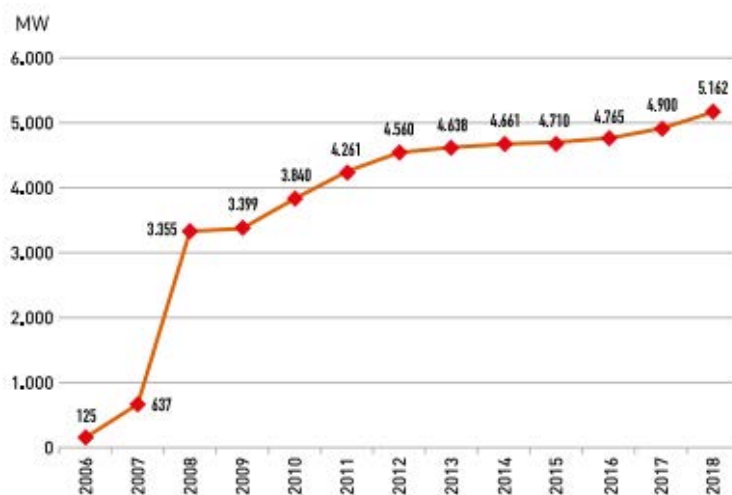
<sup>214</sup> Capítulo 2, artículo 4 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

instalada fijado para cada tecnología en el propio Real Decreto no haya sido cubierto. Una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia se definirá, mediante Resolución, el plazo máximo durante el cual las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva<sup>215</sup> tendrán derecho al régimen económico del Real Decreto 661/2007<sup>216</sup>.

### *Tercera etapa, crisis económica y establecimiento*

Cabe destacar que lo establecido en materia regulatoria para las energías renovables por el Real Decreto 661/2007, en el cual, se amplió el régimen retributivo para los productores renovables, así como el límite de potencia para las instalaciones que pueden percibir dicho régimen, entre otros aspectos muy interesantes que ayudaron al importante crecimiento del sector renovable español, tuvo vigencia hasta la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Sin embargo, antes de abordar este real decreto, es necesario destacar el crecimiento que tuvo el sector renovable en el país, en particular de la energía solar fotovoltaica, como se puede apreciar en la ilustración 10, crecimiento que tuvo lugar entre el 2007 y el 2013 y que fue acompañado por el favorable marco de apoyo implementado en el periodo de tiempo en mención, lo cual permitió la disminución de los costos tecnológicos, que llevó a distintas modificaciones del marco normativo para garantizar la rentabilidad razonable y la sostenibilidad del sistema.

*Ilustración 11. Potencia solar fotovoltaica acumulada en España en el periodo 2006-2018*



*Fuente: Datos de Red Eléctrica de España y elaboración propia UNEE.*

Tomado de [56]

En este sentido, se aprobó el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007. Sin embargo, la actividad de comercialización se encontró de hecho muy condicionada por el sistema tarifario. De este modo, la diferencia entre las tarifas reguladas y los precios de la

<sup>215</sup> Capítulo 2, artículo 12 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<sup>216</sup> Que en ningún caso será inferior a un año.

energía puso en cuestión el objetivo principal que se buscaba en los precios del mercado para conseguir una mayor eficiencia, situación que puso en riesgo la sostenibilidad del sistema retributivo para las energías renovables.

Es así como se aprobó el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social<sup>217</sup> para proteger la seguridad jurídica y confianza legítima de los consumidores más desprotegidos. La financiación de este bono social será compartida por las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico<sup>218</sup>. Además por medio de este Real Decreto se creó el mecanismo de registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, cuya inscripción sería condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial<sup>219</sup>, así como también se establecen los requisitos para inscribirse en el mencionado registro<sup>220</sup>.

En España, la crisis financiera internacional hizo saltar por los aires la burbuja inmobiliaria que se había ido generando desde mediados de la última década del siglo precedente. Por lo tanto, con o sin crisis internacional, España la hubiera padecido de todas formas, debido a las inversiones irrecuperables que se venían realizando<sup>221</sup>. En 2010, dos años después de declarada la crisis, se generó otro proceso especulativo, en este caso contra la deuda pública española [43]. Es así como dicha crisis tuvo efectos asimétricos en todos los sectores eléctricos: mientras el régimen ordinario (centrales tradicionales) vio reducidas sus horas de funcionamiento y sus ingresos por la caída de los precios del mercado mayorista, los productores de régimen especial se encontraron en una diferente situación debido a su régimen específico que les asegura la venta de la energía producida mediante su entrada preferente en el sistema [44], motivo por el cual se aprobó el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Destacando la creación de un peaje de generación, por el cual “el titular de la red de transporte estará obligado a contratar y aplicar a los generadores conectados a sus redes los peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, les correspondan”, y la limitación de las horas de funcionamiento con derecho a retribución primada de las plantas fotovoltaicas sin perjuicio de ampliar, a la par, el plazo de percepción de la misma<sup>222</sup>.

Pese a las medidas adoptadas para reducir el déficit tarifario, el cual se constituye en sí mismo como una barrera para el adecuado desarrollo del sector energético y en particular para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, se

---

<sup>217</sup> Numeral 1, artículo 2 del Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

<sup>218</sup> Numeral 2, artículo 2 del Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

<sup>219</sup> Numeral 2, artículo 4 del Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

<sup>220</sup> Incisos a al i, numeral 3 artículo 4 del Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

<sup>221</sup> La ley 54/1997 del 27 de noviembre, sobre la regulación del sector eléctrico que favoreció a este poderoso grupo de presión y que ha acabado generando un descomunal déficit tarifario -30 mil millones de euros en 2013- al que aún no se ha encontrado solución. [43]

<sup>222</sup> Disposición adicional primera, Real Decreto Ley 14/2010 Por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

procedió a la aprobación, del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se llevó a cabo la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos<sup>223</sup>, con la finalidad de enfrentar el déficit tarifario. Posteriormente, el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que, entre otros aspectos, modificó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, suprimiendo la opción de precio de mercado más prima para aquellas tecnologías a las que era aplicable<sup>224</sup>, determinando la retribución con arreglo a tarifa de todas las instalaciones del denominado régimen especial<sup>225</sup>, al tiempo que modificaba los parámetros de actualización de la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico<sup>226</sup>.

El sistema eléctrico español generó, como bien se mencionó anteriormente, un déficit tarifario que durante una década, y con el paso del tiempo, se convirtió en estructural, debido a que los costos reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultaron superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagaban los consumidores [45], y es que si bien, se tomaron medidas importantes para mitigar el impacto de este déficit del sector eléctrico, estas no fueron del todo efectivas y ante la necesidad de adoptar medidas urgentes de vigencia inmediata que permitan poner término a dicha situación se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Dentro de los aspectos más importantes de este real decreto se encuentran las modificaciones a la Ley 54/1997, en materia de régimen retributivo<sup>227</sup>, destacando la modificación del artículo 30.4 como:

“Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por real decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costos de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costos de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

---

<sup>223</sup> Artículo 4 del Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

<sup>224</sup> Artículo 2 del Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

<sup>225</sup> Artículo 3 del Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

<sup>226</sup> Artículo 1 del Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

<sup>227</sup> Artículo 1 del Real Decreto Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- b) Los costos estándar de explotación.
- c) El valor estándar de la inversión inicial.”

Así como también se especifica la retribución que reciben los segmentos de Distribución<sup>228</sup> y Transporte<sup>229</sup> de energía eléctrica y la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de transporte y distribución de energía eléctrica<sup>230</sup>, cabe mencionar que a tal efecto, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial, por último se destaca, el incentivo a la inversión, para lo cual “se fija en 10.000 €/MW/año<sup>231</sup> y que el costo del bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica acorde al artículo 8 del Real Decreto 9/2013.

### 3.5.2 Situación actual del marco regulatorio español.

Producto de la crisis económica y todas las medidas que se tomaron para reestructurar la ley acorde a la situación económica y regulatoria vivida por España descrita anteriormente, reestructuración por así decirlo, como la de un equipo que estuvo cerca del descenso y salió campeón, es que la política energética española modifica de fondo su marco regulatorio para el sector eléctrico derogando así la ley 57/1997 que contribuyó notablemente al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020 la reducción de gases de efecto invernadero del 20 por ciento en la Unión Europea con respecto a 1990, alcanzar un 20 por ciento de participación de energías renovables en la energía primaria y conseguir un 20 por ciento de mejora de la eficiencia energética<sup>232</sup>. Dando paso al Real Decreto Ley 24/2013, que tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo costo posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

---

<sup>228</sup> Artículos 3 y 4 del Real Decreto Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

<sup>229</sup> Artículo 5 del Real Decreto Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

<sup>230</sup> Artículo 6 del Real Decreto Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

<sup>231</sup> Cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción conforme a lo establecido en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007”

<sup>232</sup> Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La ley 24/2013 plantea la necesidad de un nuevo régimen retributivo de las energías renovables bajo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico<sup>233</sup>, y en este sentido dicho régimen retributivo deberá ser suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costos de la producción y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación renovable, es así como dicho régimen se encuentra enmarcado por el artículo 14, cuarto punto que dice que:

“Los parámetros de retribución<sup>234</sup> se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta”

No obstante, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución y este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años, cabe mencionar que si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior<sup>235</sup>.

### 3.5.3 Real Decreto 413/2014 “Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”.

El objetivo de esta normativa, es la de establecer la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, definiendo los grupos y subgrupos de instalaciones de producción de energía eléctrica según su fuente de energía renovable, a los que se aplica éste marco normativo<sup>236</sup>, además, la potencia instalada de las centrales de producción<sup>237</sup>, que será la potencia activa máxima que puede alcanzar la máquina según su placa característica<sup>238</sup>, al igual que determina a qué tipo de instalaciones híbridas aplica el régimen retributivo de este Real Decreto<sup>239</sup>

#### *Derechos y obligaciones de las instalaciones y productores a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.*

En términos de contratos con las empresas, el artículo 5, establece que los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto y la empresa distribuidora

---

<sup>233</sup> El cual es un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema [46]

<sup>234</sup> Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

<sup>235</sup> Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

<sup>236</sup> Artículo 2 Real Decreto 413/2013

<sup>237</sup> Artículo 3 Real Decreto 413/2013

<sup>238</sup> En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.

<sup>239</sup> De acuerdo al artículo 4 del Real Decreto 413/2013

correspondiente suscribirán un contrato por el que se registrarán las relaciones técnicas entre ambos. En dicho contrato técnico se reflejarán, como mínimo, los siguientes aspectos:

- a. Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- b. Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, venta y consumo.
- c. Causas de rescisión o modificación del contrato.
- d. Condiciones de explotación de la conexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción por parte de la red de la energía generada.

Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, suscribirán un contrato técnico de acceso a la red en los términos previstos en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto tendrán los siguientes derechos<sup>240</sup>

- a) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en sus disposiciones de desarrollo.
- b) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente
- c) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.
- d) Percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto.
- e) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costos en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema<sup>241</sup>

Las instalaciones que produzcan energía con fuentes renovables y de cogeneración con alta eficiencia tendrán prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado y prioridad de acceso y de conexión a la red, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto<sup>242</sup>, tendrán las siguientes obligaciones

- I. Disponer con anterioridad al comienzo del vertido de energía a la red, de los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan determinar, para cada período de programación, la energía producida, su liquidación, facturación y control

---

<sup>240</sup> De conformidad con lo establecido en el artículo 26.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

<sup>241</sup> En los casos previstos en el artículo 7.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

<sup>242</sup> Acorde al artículo 7 y de conformidad con lo establecido en el artículo 26.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

- II. Que las instalaciones estén inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.<sup>243</sup>
- III. Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW<sup>244</sup>

Además, todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Los costos de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema y, en su caso, su puesta a disposición del gestor de la red de distribución, serán por cuenta de los generadores adscritos a los mismos

#### *Participación en el mercado eléctrico*

De acuerdo con el Artículo 9, las instalaciones a las cuales aplica este real decreto, estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación directamente o a través de un representante<sup>245</sup>, además se les permitirá a estas instalaciones participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta que:

- Requerirán habilitación previa del operador del sistema.
- El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones

Se destaca particularmente que las instalaciones que tengan la obligación de cumplir determinadas condiciones de eficiencia energética, cuando sean programadas por restricciones técnicas, durante el periodo correspondiente a dicha programación serán eximidas del cumplimiento de tal obligación.

#### *Régimen retributivo específico*

Uno de los aspectos más importantes que introduce esta normativa en la regulación de las renovables en España<sup>246</sup>, es que el régimen retributivo será de aplicación únicamente a todas las instalaciones de producción que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costos que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable<sup>247</sup>, de

---

<sup>243</sup> De acuerdo con lo establecido en el capítulo II del título V del Real Decreto 413/2014.

<sup>244</sup> Siempre y cuando formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW, deberán estar adscritos a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico

<sup>245</sup> En los términos establecidos en la normativa de aplicación, con las excepciones establecidas en el artículo 24.4 y en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que resulten aplicables.

<sup>246</sup> Contemplada en el artículo 11, Real Decreto 413/2014

<sup>247</sup> Numeral 2, artículo 11 Real Decreto 413/2014.



acuerdo a sus características. Finalmente, para la determinación de la potencia con derecho a régimen retributivo específico de una instalación, se tomará como valor el de la potencia inscrita a tal efecto en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación para dicha instalación.

El otorgamiento del régimen retributivo se establecerá de acuerdo a las condiciones tecnológicas para un valor de potencia determinado y características establecidas, no asociado con una instalación concreta como lo establece el artículo 12. Así los parámetros retributivos<sup>248</sup> van a estar asociados a las instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, que serán los criterios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada instalación los cuales estarán divididos por los grupos y subgrupos definidos previamente<sup>249</sup>. Estos parámetros retributivos podrán ser revisados<sup>250</sup> al finalizar cada periodo o semiperiodo regulatorio, teniendo en cuenta que los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años<sup>251</sup>.

En materia retributiva, se establece por ejemplo el valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia, la cual según el artículo 16 se calculará, en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, de forma que permita compensar los costos de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria. Por otra parte, la retribución a la operación de la instalación tipo, se calculará de forma que adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada, iguale a los costos estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo<sup>252</sup> en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. Cabe destacar que este marco regulatorio introduce incentivos a la inversión por reducción del costo de generación para los sistemas de generación aislados no peninsulares reglamentado por el artículo 18.

Uno de los ejes principales en los que gira este marco regulatorio, es la rentabilidad razonable, ya que se fija con claridad la rentabilidad de las plantas existentes durante los próximos doce años y se proporciona la visibilidad de la futura retribución para las nuevas instalaciones. Para lo cual, el artículo 19 establece la revisión del valor sobre el que gira esta rentabilidad, que será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial<sup>253</sup>. Así mismo, al finalizar cada periodo regulatorio se podrán revisar el resto de parámetros retributivos mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo.

No obstante, no podrán revisarse ni la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo como lo enmarca el artículo 20. Finalmente, cualquier modificación de una instalación con derecho a régimen retributivo específico o de sus combustibles, con relación a las

---

<sup>248</sup> Numeral 2, incisos a – i, Artículo 13 Real Decreto 413/2014

<sup>249</sup> Artículo 2 Real Decreto 413/2013

<sup>250</sup> Artículo 15 Real Decreto 413/2013

<sup>251</sup> Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años.

<sup>252</sup> Como se establece en el artículo 17 Real Decreto 413/2013

<sup>253</sup> Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.

características que esta poseía en el momento de realizar la solicitud de inscripción en estado de explotación, podrá dar lugar a la modificación del régimen retributivo<sup>254</sup>.

#### *Procedimientos relativos al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica*

El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa<sup>255</sup> y de una fase de inscripción definitiva<sup>256</sup>, para lo cual, cada instalación se inscribirá en la sección que le corresponda en función de su potencia, de acuerdo con lo siguiente:

- Las instalaciones cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección primera de dicho registro.
- Las instalaciones cuya potencia instalada sea igual o inferior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección segunda de dicho registro.

De igual forma la inscripción al registro será cancelada<sup>257</sup> si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, este no hubiera solicitado la inscripción definitiva, o, en su defecto si se presentan los siguientes casos<sup>258</sup>

- a. Cese de la actividad como instalación de producción a partir de fuentes de energía renovables.
- b. Revocación por el órgano competente de la autorización de la instalación, de acuerdo con la normativa aplicable.

Finalmente, los titulares de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos podrán operar directamente o a través de representante a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, del régimen retributivo específico y, en su caso, de los cargos. En el caso que la instalación pertenezca a una zona de distribución donde no exista comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red, el comercializador de referencia será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red al que esté conectada su zona de distribución.

#### **3.5.4 Real Decreto 244/2019 “Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”**

El concepto de autoconsumo de energía eléctrica no es nuevo en la regulación española, ya que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, definía el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distinguía varias modalidades de autoconsumo entre otros, como individual o colectivo<sup>259</sup>. Asimismo, el autoconsumo, forma parte de la regulación renovable europea, contenida en la Directiva de renovables 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables<sup>260</sup>, y por ende es

---

<sup>254</sup> Incisos a – d punto 2 artículo 26 Real Decreto 413/2013

<sup>255</sup> Artículo 39 Real Decreto 413/2013

<sup>256</sup> Artículo 40 Real Decreto 413/2013

<sup>257</sup> Artículo 41 Real Decreto 413/2013

<sup>258</sup> Artículo 42 Real Decreto 413/2013

<sup>259</sup> En el artículo 9 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

<sup>260</sup> Artículo 21 de la Directiva de renovables 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

obligación por parte de los Estados miembros su implementación en sus sistemas jurídicos. Así mediante el Real Decreto 244/2019 implementa dicha medida fijando:

- I. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- II. La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
- III. El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
- IV. El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
- V. La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Además, se establece el ámbito de aplicación el cual está referido a las instalaciones y sujetos acogidos cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se encuentren conectados a las redes de transporte o distribución, además se establece la clasificación y definiciones<sup>261</sup> a los efectos de la regulación relativa al autoconsumo.

#### *Clasificación de modalidades de autoconsumo*

Se establecen las siguientes modalidades de autoconsumo:

- a. Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes<sup>262</sup>. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.
- b. Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes<sup>263</sup>. En esta modalidad las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.

A la modalidad con excedentes se la divide en acogida a compensación y no compensación, en la primera voluntariamente el consumidor y el productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas por esta normativa<sup>264</sup>. A la segunda modalidad pertenecerán todos aquellos casos de autoconsumo con

---

<sup>261</sup> Artículo 3 Real Decreto 244/2019

<sup>262</sup> Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

<sup>263</sup> Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre

<sup>264</sup> i) La fuente de energía primaria sea de origen renovable. ii) La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW. iii) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 de este real decreto. iv) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 de este real decreto. v) La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad. Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo<sup>265</sup> en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

#### *Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo*

Se destaca principalmente que esta normativa distingue a las modalidades de autoconsumo en dos grupos, con y sin excedentes que puede ser individual o colectivo en cualquiera de los dos casos, en este sentido, las instalaciones de generación asociadas y los puntos de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos, de operación y de intercambio de información contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial, nacional y europea que le resulte de aplicación<sup>266</sup>, cabe destacar que la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no sean de su titularidad, de igual forma en cualquier modalidad de autoconsumo, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.

En la modalidad de autoconsumo sin excedentes, el titular del punto de suministro será el consumidor, el cual también será el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red. En el caso del autoconsumo sin excedentes colectivo, la titularidad de dicha instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados a dicha instalación de generación.

En las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes, cuando las instalaciones de producción próximas y asociadas al consumo compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución, o se conecten en la red interior de un consumidor, los consumidores y productores responderán solidariamente por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido y la imposibilidad del consumidor de adquirir energía.

Además, serán considerados consumidores los titulares de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas exclusivamente por los consumos de sus servicios auxiliares de producción, finalmente, cuando por incumplimiento de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida o el mecanismo antivertido, la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, podrá proceder a la interrupción de suministro<sup>267</sup>. En relación con las incidencias provocadas a la calidad de servicio en la red de transporte o distribución, por las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo definidas en este real decreto y según lo dispuesto en el artículo 6, la empresa

---

<sup>265</sup> En este caso, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora como encargado de la lectura, directamente o a través de la empresa comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto, en virtud de lo recogido en el anexo I de este Real Decreto

<sup>266</sup> Artículo 5 Real Decreto 244/2019.

<sup>267</sup> Conforme a lo previsto en el artículo 87 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal relativa a la calidad de servicio por las incidencias derivadas de fallos en las instalaciones de conexión compartidas por el productor y el consumidor, así como también, en todas las modalidades de autoconsumo.

Para recibir los permisos de acceso y conexión a la red los propietarios de infraestructura de autoconsumo renovable deberán, de acuerdo con el artículo 7 cumplir:

- a. En relación con las instalaciones de consumo, tanto en las modalidades de autoconsumo con y sin excedentes, los consumidores deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo, si procede.
- b. En relación con las instalaciones de generación<sup>268</sup>:
  - I. Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.
  - II. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.
  - III. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, los sujetos productores a los que no les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado ii, deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.

En caso de estar cogido a una las modalidades de autoconsumo y cuando se dé la modificación en la potencia de las instalaciones, se deberá comunicar dicha modificación a la empresa distribuidora o transportista, la cual, según el artículo 8, dispondrá de 10 días para la modificación del contrato de acceso, igualmente, el consumidor dispondrá del mismo tiempo para notificar alguna disconformidad.

Si el consumidor no cuenta con un contrato de acceso, deberá fijar uno con la distribuidora o comercializadora, además, en las modalidades de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, es necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción. Así el titular de cada instalación de producción próxima y asociada a las de consumo deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa comercializadora. En todo caso podrá modificar el existente, para reflejar esta circunstancia, siempre y cuando cumplan los siguientes requisitos:

- Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor.
- El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

En cuanto al suministro el consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo y el productor asociado, en la modalidad de autoconsumo con excedentes para sus servicios auxiliares de producción, podrán adquirir la energía bien como consumidores directos en el mercado de

---

<sup>268</sup> De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

producción o bien a través de una empresa comercializadora<sup>269</sup>, estos contratos deberán reflejar expresamente la modalidad de autoconsumo a la que se encuentra acogido y cumplir con las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa de aplicación, aun cuando no se vierta energía a las redes en ningún instante<sup>270</sup>

#### ***Requisitos de medida y gestión de la energía***

Los sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes de acceso y otros costos y servicios del sistema que les resulten de aplicación<sup>271</sup>. En términos generales los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera o, en su caso, un equipo de medida en cada uno de los puntos frontera y según sea el caso<sup>272</sup> las instalaciones de generación deberán disponer de un equipo de medida que registre la generación neta<sup>273</sup>.

Según lo dispuesto en el artículo 11, los puntos de medida de las instalaciones acogidas a este régimen deberán ajustarse al Reglamento unificado de puntos de medida<sup>274</sup>, estos se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera que minimicen las pérdidas de energía, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria. Los encargados de la lectura de cada punto frontera serán los establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Finalmente, el encargado de la lectura tiene obligación de proceder a las lecturas de las medidas de energía que les correspondan, y, en su caso, el control de la potencia y los excesos de energía reactiva, así como la realización de los saldos netos<sup>275</sup>.

#### ***Gestión de la energía eléctrica producida y consumida***

De acuerdo al artículo 13, la energía adquirida por el consumidor asociado, será la energía horaria consumida de la red en los siguientes casos:

- I. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.
- II. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.
- III. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro<sup>276</sup>

El consumidor asociado acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes que no se encuentre en los casos recogidos en el apartado ii y iii, deberá adquirir la energía correspondiente a la energía horaria consumida de la red no destinada al consumo de los servicios auxiliares de

---

<sup>269</sup>En este último caso, el contrato de suministro podrá ser en mercado libre o en cualquiera de las modalidades previstas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

<sup>270</sup> a su vez éstas, no podrán rechazar las modificaciones de contrato de aquellos consumidores con derecho a precios voluntarios para el pequeño consumidor que realicen autoconsumo y cumplan con todos los requisitos contenidos en la normativa que les sea de aplicación.

<sup>271</sup> Artículo 10 Real Decreto 244/2019

<sup>272</sup> Numeral 3, artículo 10 Real Decreto 244/2019

<sup>273</sup> El equipo de medida bidireccional que mide la energía horaria neta generada, podrá ser sustituido por un equipo que mida la generación bruta y un equipo que mida el consumo de los servicios auxiliares

<sup>274</sup> Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto

<sup>275</sup> De acuerdo al Artículo 12 del Real Decreto 244/2019

<sup>276</sup> Según lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 244/2019.

producción; en estos casos, adicionalmente, el titular de la instalación de producción acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes deberá adquirir la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción<sup>277</sup>.

El productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, percibirá por la energía horaria excedentaria vertida, las contraprestaciones económicas correspondientes a la cantidad de energía vertida. La regulación del factor de potencia se realizará, con carácter general en el punto frontera, haciendo uso del equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red y, en su caso, del equipo de medida de la generación neta, cabe destacar que la gestión y venta de energía procedente de las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas, en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable, no les serán de aplicación las limitaciones previstas en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio<sup>278</sup>.

En materia de excedentes se establece que se debe de firmar un contrato de compensación de excedentes, el cual según el artículo 14, se define como aquel suscrito entre el productor y el consumidor asociados a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, en este sentido el contrato es para el establecimiento de un mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas. También podrán acogerse voluntariamente a un mecanismo de compensación simplificada los consumidores que realicen autoconsumo colectivo sin excedentes<sup>279</sup>.

Este mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación. La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre<sup>280</sup>, finalmente, para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo.

---

<sup>277</sup> Cabe destacar que los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos del sistema eléctrico.

<sup>278</sup> Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio, además no podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos aquellas personas jurídicas para las que la cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción en el último año sea superior al 10 por ciento, entendiéndose como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y el sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción.

<sup>279</sup> En este caso no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir productor, y bastará con un acuerdo entre todos los sujetos consumidores utilizando los criterios de reparto, en su caso coincidentes con los comunicados a la empresa distribuidora.

<sup>280</sup> Por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, si bien el comercializador será el responsable de balance de dicha energía.

Finalmente, para la liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo, el artículo 15 determina que los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo que adquieran la energía horaria consumida de la red directamente en el mercado de producción liquidarán su energía de acuerdo con lo dispuesto en la normativa de liquidaciones del mercado de producción, en tanto quienes lo hagan través de una empresa comercializadora liquidarán su energía conforme a lo pactado entre las partes mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria y su normativa de aplicación, en todo caso será la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso a las redes y los cargos del sistema eléctrico que le correspondan.

#### *Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo*

Como se ha mencionado anteriormente, el artículo 16 establece que, en la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, los titulares de las instalaciones de producción, deberán satisfacer los peajes de acceso, establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por la energía horaria excedentaria vertida, es importante mencionar que el artículo 17 enmarca que de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo peajes<sup>281</sup>, además, se determinan los criterios<sup>282</sup> de los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro y al productor asociado por sus servicios auxiliares de producción. Así como también los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución al sujeto acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo y al sujeto cuyas instalaciones de generación asociadas son instalaciones próximas a través de la red<sup>283</sup> y finalmente, en el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, adicionalmente, los consumidores asociados deberán satisfacer una cuantía por la utilización de dicha red. Esta cuantía será determinada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En lo referente a los cargos del sistema eléctrico los cuales son de aplicación a las modalidades de autoconsumo, el artículo 18, y como se mencionó anteriormente, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo cargos, sin embargo, los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo les resultarán de aplicación los cargos del sistema eléctrico que correspondan al punto de suministro y que se establezcan por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica. Ahora, también por medio del artículo 18 se establecen los criterios<sup>284</sup> para la determinación de los componentes de facturación de los cargos del sistema eléctrico a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación y de aquellos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro, y los criterios<sup>285</sup> para la

---

<sup>281</sup> Las condiciones de contratación del acceso a las redes y las condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución serán las que resulten de aplicación de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

<sup>282</sup> Numeral 3 artículo 17 Real Decreto 244/2019

<sup>283</sup> Numeral 3 artículo 17 Real Decreto 244/2019

<sup>284</sup> Numeral 2 artículo 18 Real Decreto 244/2019

<sup>285</sup> Numeral 3 artículo 18 Real Decreto 244/2019



determinación de los componentes de facturación de los cargos del sistema eléctrico a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro, cabe mencionar que para la facturación de los cargos del sistema eléctrico al sujeto acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo y al sujeto cuyas instalaciones de generación asociadas son instalaciones próximas a través de la red se aplican las particularidades contenidas en el numeral 4 del artículo 18.

Por último, según el artículo 19, el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica será telemático, declarativo, de acceso gratuito y tendrá como finalidad el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, al igual que su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema, además, se establece que corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, así como sus funciones<sup>286</sup>.

### 3.5.5 Ordenes de Retribución.

A través del paso del tiempo, como se pudo apreciar, el marco regulatorio español fue cambiando en la medida que la dinámica económica del momento lo precisaba, adaptándose cada vez mejor a la realidad y necesidades que el sistema de retribución de las energías renovables requiere para su funcionamiento y asignación de manera competitiva y transparente. Así, se fue encaminado al marco regulatorio para conseguir la estabilidad económica y financiera del sistema eléctrico y evitar la incorporación de nuevos costos, garantizando para estas instalaciones de producción renovable una rentabilidad razonable para su actividad. Esto, teniendo en que las primas para el fomento de las renovables son financiadas por los consumidores de electricidad por medio de la factura que estos pagan, para lo cual, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, articula las bases de un nuevo marco retributivo que permita a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, a las de cogeneración de alta eficiencia y residuos cubrir los costos necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener dicha rentabilidad.

Es así como se establece el cálculo de la retribución para estas instalaciones y su mecanismo de adjudicación, que como se mencionó, y articulado con las Directrices de la Unión Europea en materia renovable, debe ser a través de un proceso competitivo y transparente.

Por último, y dando continuidad a lo dispuesto en la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, posteriormente derogada por la ley 24/2013, en las cuales se buscaba la articulación de las instalaciones con el régimen retributivo para su fomento acorde a su adecuada rentabilidad, para lo cual el Real Decreto 413/2014 estableció la metodología de cálculo para el régimen específico con todas las condiciones establecidas en él, es en este sentido que el legislativo español por medio de las órdenes ministeriales que se van a presentar en este apartado, busca reglamentar el régimen retributivo para el fomento de las energías renovables.

---

<sup>286</sup> Numeral 2 artículo 19 Real Decreto 244/2019

#### *Orden IET/1045/2014*

La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, principalmente establece que el ámbito de aplicación del régimen retributivo serán las instalaciones reglamentadas por el Real Decreto 413/2014<sup>287</sup>, así mismo, para estas instalaciones, por medio de esta orden se define su vida útil regulatoria

#### *Orden IET/1345/2015*

La Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, la cual tiene por objetivo el establecimiento de la metodología de actualización de la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación, así mismo, es objeto de esta orden establecer por primera vez la retribución a la operación correspondiente al segundo semestre de 2015, de las instalaciones tipo que fueron establecidas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, para las que no se estableció retribución a la operación por tener fecha de autorización de explotación definitiva posterior a 2014.

#### **Metodología de actualización de la retribución a la operación.**

Se establece por medio del artículo 3 que la actualización, al alza o a la baja, de los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden se realizará semestralmente, para las instalaciones que usen gas natural la retribución se calculará considerando la variación de la estimación del costo de la materia prima y de los peajes de acceso respecto al semestre anterior y del valor de la retribución a la operación del semestre anterior<sup>288</sup>, para aquellas que utilicen como combustible principal hidrocarburos líquidos distintos del gas natural se calculará considerando la variación de la estimación del costo de la materia prima respecto al semestre anterior y del valor de la retribución a la operación del semestre anterior<sup>289</sup>. Finalmente, para las instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa se calculará considerando la variación de la estimación del costo de la materia prima respecto al semestre anterior y el valor de la retribución a la operación del semestre anterior<sup>290</sup>.

#### *Orden IET/2212/2015*

Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos, que tiene por objetivo:

- La asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.

---

<sup>287</sup> Artículo 2, numeral 1 de la ley 413/2014

<sup>288</sup> Artículo 4 Orden IET/1345/2015

<sup>289</sup> Artículo 5 Orden IET/1345/2015

<sup>290</sup> Artículo 6 Orden IET/1345/2015

- Aprobar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia que se aplicarán en el procedimiento de concurrencia competitiva.

#### *Orden ETU/130/2017*

La Orden ETU/130/2017 de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017, tiene por objetivo:

- la actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, para el semiperiodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2019
- la actualización semestral de los valores de la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costos de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, estableciéndose los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2017
- la actualización los valores del incentivo a la inversión por reducción del costo de generación, aplicables a las instalaciones tipo asociadas a sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, que, de conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se establecerá para cada semiperiodo regulatorio

Las instalaciones cuyo ámbito de aplicación por parte de esta normativa se encuentran enmarcadas en el artículo 2, un aspecto importante es que se aprueban los valores del precio del mercado estimado para los años 2017, 2018 y 2019 que son respectivamente 42,84 €/MWh, 41,54 €/MWh y 41,87 €/MWh<sup>291</sup>, además, la actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, parámetros contenidos en el artículo 4.

#### *Orden TED/171/2020*

La Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020, que tiene como objetivo:

- La actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, para el periodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2020 y 31 de diciembre de 2025
- Se establecen nuevas instalaciones tipo para la asignación de las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como para la asignación de instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono
- Se establece, en caso de necesidad, el procedimiento de reasignación aplicable a las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como el procedimiento de

---

<sup>291</sup> De conformidad con lo establecido en el artículo 22.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio

reasignación aplicable a las instalaciones para las que haya quedado acreditada su pertenencia a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono

- Se aprueba el precio de mercado estimado para cada año del semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022

En cuanto a las instalaciones cuyo ámbito de aplicación refiere esta normativa, se encuentra contenido en el artículo 2, en cuanto a al precio de mercado, el artículo 3 establece los valores del precio del mercado estimado para los años 2020, 2021 y 2022 que son respectivamente 54,42 €/MWh, 52,12 €/MWh y 48,82 €/MWh, y la actualización de los parámetros de retribución para las instalaciones tipo se encuentran en el artículo 4, y finalmente la reasignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono en el artículo 5.

### 3.5.6 Subastas de energía renovable.

Una vez establecidos los parámetros económicos del régimen retributivo y el tipo de instalaciones a las que se extienden dichos parámetros, y en cumplimiento de las directrices europeas, la adjudicación de los sistemas de apoyo para las energías renovables debe ser a través de un proceso transparente y competitivo, es que el gobierno español establece que dicho mecanismo serán las subastas marginales de energía renovable, una herramienta muy poderosa y valiosa usada mundialmente por sus versatilidad y flexibilidad.

#### *Primera subasta de renovables española*

La primera subasta de energía renovable en España para la adjudicación del régimen retributivo de las energías renovables establecido por el Real Decreto 413/2014, fue celebrada el 14 de enero de 2016. Fue convocada a través del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Su reglamentación se hizo a través de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Básicamente el modelo de subasta que se implementó para esta licitación, en consonancia con los objetivos de política energética y sostenibilidad económica del sistema, y siempre que las tecnologías sean compatibles con los criterios técnicos y de integración en la red que sean determinados con carácter previo a la convocatoria por el operador del sistema, dirigida en específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y tecnología eólica, cabe mencionar.

El proceso de subasta se realizó mediante el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal, es decir el porcentaje de reducción aplicable a cada oferta que resulte adjudicada será el porcentaje de reducción de la última oferta casada, y en todo caso como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante para cada tecnología, así como el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, en ese sentido, los productos a subastar, de acuerdo al artículo 8 son:

a) La potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de biomasa<sup>292</sup>.

b) La potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para instalaciones eólicas<sup>293</sup>.

La potencia fue convocada para la asignación del derecho a la percepción del régimen retributivo específico de cada tecnología de las incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será de 200 MW para las instalaciones de biomasa y de 500 MW para las eólicas, alcanzando por tanto un total de 700 MW el cupo renovable a cubrir, determinado por el gobierno español. Es importante mencionar que la cuantía de la garantía económica expresada en función de la potencia instalada, regulada en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014 fue de 50 €/kW.

### *Segunda y tercera subasta de energía renovable*

Es importante destacar que el esquema usado para estos dos procesos licitatorios sigue siendo el de subasta marginal que se usó en la primera subasta, sin embargo, para este caso, se realizaron cambios sustanciales en el diseño del proceso de resolución de la subasta. Además, la subasta será de tecnología neutra, por ende, podrán participar todas las tecnologías para las cuales se aplica el procedimiento de selección, reglamentado la orden la orden ETU/315/2017 para ambas subastas.

Es muy importante entender que el esquema de subasta español consiste en un benchmarking, en el cual, el gobierno determina para cada tipo de tecnología sus costos de inversión inicial<sup>294</sup>, costos de producción y sus sobrecostos, en términos de una instalación de referencia, que es bien gestionada y eficiente, buscando así, que los participantes de la subasta oferten un porcentaje de descuento sobre el precio de inversión inicial de la instalación tipo de referencia sobre la que desean construir el proyecto, en otras palabras, la tecnología de generación, ya que un menor costo en la inversión inicial será un menor costo en la retribución a la empresa oferente, que en términos generales es un menor costo para el sistema eléctrico, recordando que este régimen retributivo se paga al inversionista a partir de la tarifa que pagan los usuarios finales de la red eléctrica.

Así, en primer lugar, se calculará para cada una de las ofertas, la retribución a la inversión de la instalación tipo asociada<sup>295</sup>, teniendo en cuenta el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial ofertado y la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia correspondiente, se destaca que el valor de descuento de la inversión inicial depende del año de autorización de explotación definitiva, Posteriormente se calculará para cada oferta el sobrecosto unitario para el sistema, que para efectos prácticos se calcula como el cociente entre la retribución a la inversión obtenida según el apartado anterior y el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia correspondiente.

Es importante notar que la adjudicación ofertas se realiza mediante el esquema de subasta marginal en el que se ordenan las ofertas, con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del sobrecosto unitario para el sistema, resultando adjudicatarias las ofertas con menor valor hasta

---

<sup>292</sup> Definidas en el artículo 2.1.a. de la Orden IET/2212/2015

<sup>293</sup> Definidas en el artículo 2.1.b. de la Orden IET/2212/2015.

<sup>294</sup> Costo de inversión inicial estimado en 1.2 millones de euros para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas, y 2 millones de euros para el resto de las tecnologías.

<sup>295</sup> Con año de autorización de explotación definitiva 2019 para la segunda subasta

alcanzar por defecto la potencia ofertada por el Estado, de manera que si la última oferta sobrepasa el límite máximo de potencia a adjudicar quedará excluida por completo. Luego, la última oferta que entre dentro de la potencia a adjudicar será la que determine el valor del sobrecosto unitario marginal resultado de la subasta.

El cálculo del sobrecosto unitario marginal de cada instalación tipo de referencia como el mínimo entre los dos valores siguientes:

- I. valor del sobrecosto unitario marginal resultado de la subasta.
- II. valor del sobrecosto unitario máximo de la instalación tipo de referencia correspondiente del año de inicio de explotación de la instalación.

Ahora, con los parámetros anteriores se calcula la retribución a la inversión de cada instalación tipo resultado de la subasta, multiplicando el sobrecosto unitario marginal de cada instalación tipo de referencia, por el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia y a continuación, partiendo de este valor se calculará la retribución a la inversión que le corresponderá percibir a la instalación que participa del proceso, a través la aplicación del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial ofertado.

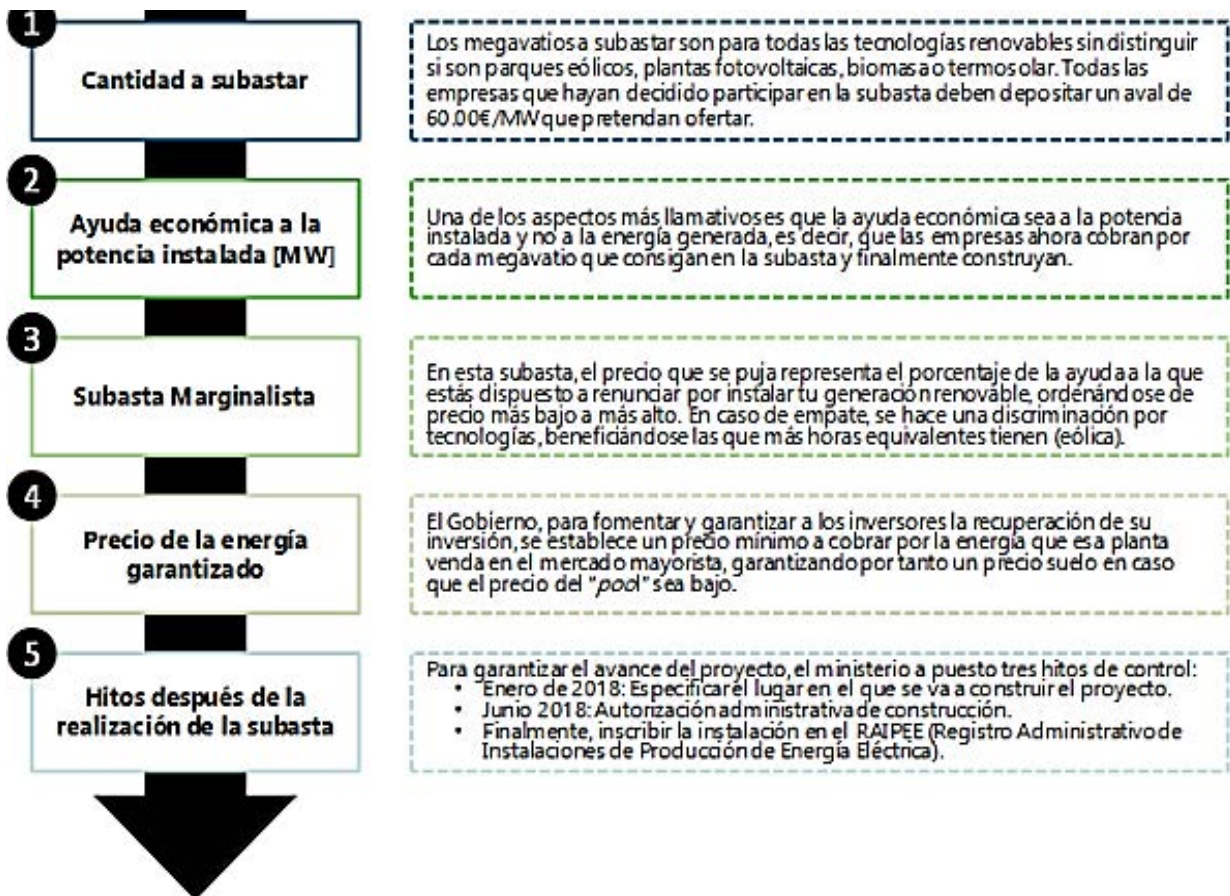
Una vez desarrollado el proceso de presentación de las ofertas y realizada la subasta de acuerdo a las reglas establecidas, la entidad administradora de la subasta procederá a la determinación de la potencia adjudicada, del sobrecosto unitario marginal resultado de la casación, del sobrecosto unitario marginal de cada instalación tipo de referencia y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia resultado de la subasta, de esta forma la adjudicación en la subasta conllevará, una vez presentada la garantía de acuerdo con lo establecido en el artículo 15, valor establecido en 60 €/kW, al derecho de inscripción de la potencia adjudicada en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

Y en este sentido juega un rol importante el estado de preasignación, ya que en caso de no cumplir con tres hitos establecidos por el gobierno perderían la cuantía de la garantía y por ende la no asignación del régimen retributivo y su inscripción en él, a saber, los hitos establecidos son:

- I. Donde se va a construir el proyecto,
- II. obtener la autorización administrativa de construcción,
- III. inscribir la instalación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

Se destaca que a través de este esquema de subasta marginal gobierno busca principalmente, quienes queden ganadores de la subasta y ejecuten en forma exitosa el proyecto, se les garantiza un precio mínimo a cobrar por la energía que venden en el mercado eléctrico mayorista, sin importar si el precio del pool tiene tendencias importantes a la baja, siendo éste uno de los aspectos más llamativos de este proceso, ya que busca brindar una ayuda económica a la potencia instalada y no a la energía generada. Es decir, que las empresas cobrarán una cantidad concreta por cada MW que consigan en la subasta, independientemente de que después esa instalación genere más o menos energía. En la ilustración x se presenta un esquema resumido del modelo de subasta utilizado en España.

Ilustración 12. Esquema resumido del modelo de subasta español



Tomado de [41]

Por último, se presentan a continuación las cantidades ofertadas por el estado a través de las subastas y la reglamentación de cada una.

### *Segunda subasta*

Celebrada el 17 de mayo de 2017 y convocada por el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, estableciendo como máximo 3000 MW de potencia instalada para instalaciones en producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que participen de la misma.

### *Tercera subasta*

Celebrada el 26 de julio de 2017 y convocada por el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico y reglamentada por la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el proceso licitatorio.

### 3.6 comentarios sobre la normatividad Renovable en la UE y el Reino de España

El caso de las energías renovables en la UE y en España es un ejemplo de la influencia de la tecnología sobre el Derecho: dado que el costo tecnológico baja y las renovables ya no necesitan tanta ayuda pública, entonces el Derecho cambia para que las renovables participen en un mercado abierto entre generadores de todas las tecnologías (renovables o no). El contenido de la Directiva de energías renovables de la UE de 2018 es muy significativo en ese sentido. La descarbonización de los sistemas energéticos abre a las energías renovables el papel clave en el futuro mix energético. En los últimos 15 años, la UE se ha convertido en líder mundial en el campo de las energías renovables. Alemania, Dinamarca y España han tenido una notable importancia en esta tendencia. Desde el principio, la legislación de la UE sobre energías renovables asumió que la única forma de promover el uso de energías renovables era algún tipo de apoyo gubernamental. Esto podría tener la forma de tarifas de alimentación (feed-in-tariffs) y/o primas, que, a su vez, a menudo se recuperaban de los precios pagados por los clientes de electricidad. Esto creó una atmósfera en la que la promoción de las energías renovables no era más que una exención (enorme) del libre mercado. Aunque estos subsidios eran similares a los subsidios para fuentes de energía más tradicionales y podrían haber sido necesarios en las primeras etapas del desarrollo de las energías renovables, los subsidios ya no son necesarios (en todos los casos) para el fomento de las renovables. Al contrario, ahora está claro que los esquemas de apoyo o las energías renovables deben alinearse con la competencia entre productores y proveedores de energía.

Cuando comenzó el proceso para crear un mercado interior de la electricidad en la UE y en España, se prestó poca atención a las energías renovables dentro de la legislación de la UE. Ganaron impulso cuando se aprobó la primera Directiva sobre energías renovables en 2001 y alcanzó su punto culminante con la Directiva de renovables de 2009. Esta Directiva se convirtió en un buen instrumento para fomentar a nivel de la UE el uso de energías renovables con fines de generación de electricidad. Abordó los problemas que este tipo de energía estaba experimentando en ese momento. Después de algunos años de aplicación, quedó claro que se necesitaban varios cambios en el texto de la Directiva de 2009. Esto explica por qué la Comisión Europea elaborase una nueva Directiva, aprobada en 2018.

Varios de los cambios de la Directiva de 2018 están relacionados con los regímenes de apoyo a las renovables, ya sea para garantizar que sean estables o para imponer a los Estados miembros la obligación de elegir un régimen que sea compatible con una economía de mercado competitiva. La rápida disminución de los costos asociados a las instalaciones renovables y la madurez de la tecnología (solar y eólica, principalmente) empujan hacia la supresión de cualquier subvención gubernamental que otorgue a las energías renovables una posición privilegiada. En medio de la retórica gubernamental de algunos gobiernos que respaldan el Acuerdo de París de 2015 pero aumentan el uso de, por ejemplo, carbón nacional, algún tipo de esquemas de apoyo a favor de las energías renovables no sólo es aceptable, sino también deseable. La Directiva de 2018 aborda este problema con un llamado expreso a apoyar esquemas compatibles con el libre mercado (artículo 4). También contiene una referencia nueva y explícita a la necesidad de marcos de apoyo estables cuyo cambio está sujeto a procedimientos previsibles (artículo 6).

El caso español es un ejemplo de que se han de mejorar ambas cosas. El marco de apoyo español entre 1998 y 2010 provocó que las renovables quedasen sobre-retribuidas. Entonces los sucesivos Gobiernos fueron disminuyendo esa retribución (2010-2013), con daño a los inversores. Así que se



incumplieron los dos objetivos: las ayudas eran, primero, contrarias a la competencia y, al ser reducidas, el Estado español provocó que el marco no fuese seguro para la inversión. Desde el año 2013, España está implementado un sistema de subastas para las ayudas a las renovables, a partir de la reforma de la Ley Eléctrica en 2013. Ese es un verdadero mecanismo de mercado.

La necesidad de un marco estable es de suma importancia para el futuro de las energías renovables en la UE. Por ello, el artículo 6, apartado 1, de la Directiva sobre renovables de 2018 establece que, sin perjuicio de las adaptaciones necesarias para cumplir las normas sobre ayudas estatales, los Estados miembros deben garantizar que la revisión del nivel y de las condiciones de las ayudas concedidas a proyectos de energía renovable, no afecte negativamente a los derechos conferidos y la economía de los proyectos respaldados. Para la UE, los mecanismos basados en el mercado, como los procedimientos de licitación o subasta, han demostrado reducir efectivamente el coste de las ayudas en mercados competitivos en muchas circunstancias. A fin de aumentar la eficacia de los procedimientos de licitación para reducir al máximo los costos globales de ayuda, los procedimientos de licitación deben, en principio, estar abiertos a todos los productores de electricidad procedente de fuentes renovables con carácter no discriminatorio. Al elaborar sus sistemas de apoyo, los Estados miembros pueden limitar los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías cuando sea necesario para apoyar a tecnologías no económicas (las cuales recibirán ayuda sin necesidad de participar en la subasta: es el caso de la solar térmica).

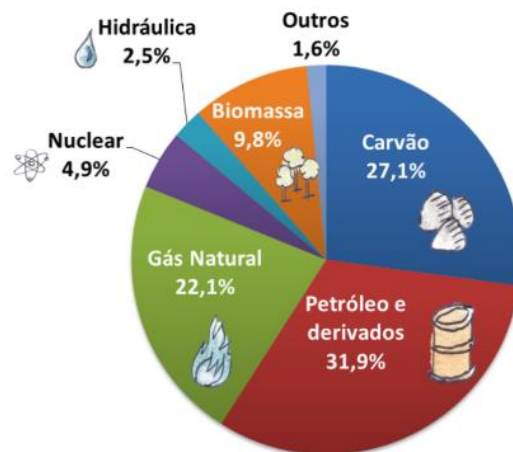
## Capítulo 4. Las Energías Renovables, el camino a la Soberanía energética

Un tópico del que se escucha muy a menudo hablar en los medios de comunicación, redes sociales, ámbitos académicos, o simplemente en las conversaciones entre amigos, es la energía renovable, y es que esta con el paso de los años se ha ido popularizando más, sobre todo en las poblaciones jóvenes, quienes de alguna manera se han familiarizado con temas como el cambio climático, energías fósiles y transición energética, siempre apuntando a la misma pregunta ¿Por qué los gobiernos siguen usando de las energías fósiles en vez de las renovables?, y, han mostrado gran preocupación por la necesidad de fomentar el uso de estas por parte de quienes en materia política y regulatoria, trazan las metas y objetivos de mediano y largo plazo, enfocados en la idea de una soberanía, y es que es justamente la soberanía, es el principio de decidir sobre cómo nos desarrollamos personal, académica o laboralmente, y qué decisiones podemos tomar como seres individuales, como comunidad o como sociedad, y en este caso, como Estado con nuestros recursos, sin depender de terceros, ser autónomos, en otras palabras tener una soberanía energética que nos permita decidir el futuro del uso de nuestros recursos.

En este contexto, la soberanía energética podría entonces definirse como el derecho de los individuos conscientes, las comunidades y los pueblos a tomar sus propias decisiones respecto a la generación, distribución y consumo de energía, de modo que estas sean apropiadas a las circunstancias ecológicas, sociales, económicas y culturales, siempre y cuando no afecten negativamente a terceros [48], y justamente si se toma como ejemplo las circunstancias sociales y económicas, se podría ver cómo de alguna forma el ser humano consciente o inconscientemente ha generado conflictos por los recursos mineros y energéticos, ya que como es bien sabido, en la

mayoría de los casos, estos no están cerca de los centros de consumo, y ante el constante crecimiento de la demanda de energía, es que también crece la necesidad de crear infraestructura y por así decirlo, el camino para llegar a las fuentes, a veces sin importar el costo que esto pueda traer, lo que lleva a preguntar, ¿realmente los Estados son autónomos energéticamente respecto a terceros?, la respuesta claramente es no, hoy en día el Mix energético de muchos países está conformado en su mayoría, por hidrocarburos, recursos hídricos y en menor medida, algunas fuentes renovables como se puede ver en la ilustración 13.

Ilustración 13. Matriz energética mundial 2016



Tomado de [49]

Luego tomando la primera de las mencionadas, gran parte de las materias primas de donde provienen estos recursos no se encuentran en abundancia en todos los países, y es que esta distribución desigual de los recursos energéticos, que mientras que en algunas regiones del planeta los poseen en exceso, otras regiones carecen de ellos. Así, los países sin acceso directo a los recursos, deben establecer relaciones políticas y económicas estables con los países poseedores para asegurar su abastecimiento [50], y por su parte, los poseedores pueden llegar a tomar posturas abusivas o influir en la política de los Estados que carecen en gran medida de estos recursos, lo que vulnera la soberanía de los mismos, volviendo entonces a la idea del poder de decisión que tiene cada Estado sobre sí mismo, si se considera al Estado como un individuo, ya que justamente es el interés general, que como lo definió Rousseau, es la suma de todos los intereses particulares, siendo esto, lo que materializa la existencia del mismo.

En este sentido, entendiendo a la energía como un interés general, y al Estado a través de su política energética como un garante para la satisfacción de esta, se podría decir que existe una relación directa de la energía en la política y la sociedad, y es que no es para menos, porque como ya se mencionó, nuestra sociedad depende directamente del consumo de energía, lo que supone un riesgo para la soberanía de cada país, ya que, al depender de recursos externos, pone en riesgo su economía, y más en países desarrollados, en los cuales su modo de vida y modelo productivo, depende de combustibles, por ejemplo, la Unión Europea está sufriendo las consecuencias de algunas tendencias que están teniendo lugar en el mercado energético mundial. Los conflictos de Ucrania, Oriente Próximo, Oriente Medio y norte de África pueden constituir una amenaza por producir interrupciones en el suministro de gas y petróleo [61].

Consecuencias que no están lejanas, o limitadas únicamente a los países europeos y el gas ruso, por ejemplo, ya que este tema siempre ha sido una constante ante la dependencia de este recurso, pero no es el único ya que los aspectos geopolíticos de la seguridad energética incluyen el manejo de las relaciones político-energéticas que existen entre los países. Tal vez la relación más fundamental es la que existe entre un productor y un consumidor, pero también se dan relaciones de importancia entre países consumidores o grupos de consumidores en relación al acceso a los recursos [50], situación que se puede ver también en América del Sur, con el gas proveniente de Bolivia que ingresa a la Argentina que bajo ninguna circunstancia producto del conflicto del Pacífico, puede llegar a Chile, aun cuando la infraestructura existe y se podría fomentar un importante negocio multilateral y una fuerte integración energética del mercado del sur del continente, y, aunque los conflictos entre países sudamericanos no llegan a ser por el momento tan intensos, si no más esporádicos, no deja de ser un problema con consecuencias importantes a futuro.

Ante esta situación las energías renovables presentan el argumento más convincente para constituir la base de nuestro futuro sistema energético. Su costo de inversión era considerado como la principal barrera hace algunas décadas para su implementación masiva, pero en la actualidad constituye el principal atractivo para los gobiernos y los inversores que no pertenecen al sector, gracias a que los costos de la tecnología han disminuido de forma considerable en la última década. La electricidad producida en lugares con fuertes vientos y abundante recurso solar es actualmente competitiva frente a otros combustibles fósiles, y para numerosas regiones aisladas ya es la fuente más barata y limpia para la generación de energía [51]

Sin embargo, las principales fuentes renovables, o al menos las más desarrolladas, eólica, solar y pequeños aprovechamientos hidráulicos son variables, siendo así su suministro a las redes, ya que como se sabe, dependen de la disponibilidad del sol, del viento y el agua, lo que las pone en alguna desventaja ante las fuentes fósiles, que debido al uso de un combustible tienen mejor capacidad de energía en firme. Esto no quiere decir que las renovables sean menos competitivas para garantizar dicha capacidad porque, también es verdad que existen experiencias exitosas como el caso de los países nórdicos y su mercado regional, que han demostrado la factibilidad técnica de la integración de grandes cantidades de energía eólica en las redes eléctricas, apoyándose en interconexiones regionales como la que funciona entre Dinamarca y Noruega, ya que los excedentes de producción del primer país pueden ser enviados a través de un cable submarino a Noruega donde son consumidos [51], en el caso del recurso hídrico, convencionalmente al agua se la represa en embalses para luego ser turbinada y disponer de la misma en el momento en que se lo requiere, y en el caso que no pueda ser embalsada, la tecnología permite disponer de turbinas que puedan aprovechar el flujo constante en estos aprovechamientos pequeños.

Otra alternativa, particularmente en las zonas donde hay buenos aprovechamientos solares, o eólicos, son los acumuladores de energía o baterías, los cuales almacenan energía química que luego se transforma en electricidad, pero su capacidad de almacenamiento se limitaba por lo menos hasta hace unos años a pequeñas cantidades de energía. Sin embargo, el desarrollo reciente de esta tecnología y su reducción de costos asegura que pueda ser una opción válida en el futuro próximo [51]. Ahora, estas alternativas, sumadas a la generación distribuida a partir de ERV puede traer otro tipo de beneficios al sistema tales como menores pérdidas eléctricas en líneas de transmisión y distribución, mayor resiliencia del sistema eléctrico en caso de desastres naturales, y posibilidad de postergar y evitar inversiones de infraestructura de transmisión y generación a futuro [51], además

de la reducción en el uso de combustibles fósiles, que también se puede lograr a través del autoconsumo de energía renovable.

Pero volviendo a la definición de soberanía energética como el derecho de los Estados a tomar sus decisiones de manera autónoma sobre los sectores de producción, transporte y consumo de energía, y, si a este concepto se suma la idea de disminuir la dependencia de hidrocarburos en el Mix que como se ha podido ver, no solo es la dependencia en sí mismo del recurso, sino todo el trasfondo geopolítico que esto implica, y por el contrario, se potencializa la transición energética a las fuentes renovables, aún más, sabiendo del potencial que tienen muchos países en el mundo, y para ser más precisos, los tres países centro de este estudio, que como se pudo ver, en el caso de Argentina cuenta con un gran potencial en sus vientos, biocombustibles, energía solar fotovoltaica, Colombia de igual forma, aunque más sectorizada a algunos lugares del país, pero fuertemente desarrollada en el sector hídrico, o España, con un sistema hídrico importante y muy consolidado, a su vez, con todo el desarrollo que ha tenido de la energía solar y eólica durante estas dos décadas, sumado gran potencial en biogás, además de las acciones de concienciación del uso de energía en los tres países que sigue siendo muy importante en la política estatal, se podría lograr grandes resultados en materia energética y su independencia o soberanía.

Así el desafío de cada país será determinar qué porcentaje de estas energías y eficiencia energética conformarán el Mix, sobre todo teniendo en cuenta que los dos países de América del sur en estudio, son ricos en recursos energéticos de origen fósil y en recursos hidroeléctricos [52], además de los recursos renovables, porque más allá de la existencia del mismo, la finalidad es desarrollarlo, entendiendo todos sus beneficios ambientales, sociales y económicos, y así es que se podría pensar en una soberanía energética. Ya que realmente, la soberanía energética pasa por que seamos capaces de desarrollar nuestros propios recursos. [53]

## 4.1 Política energética renovable de largo plazo, un proyecto para la soberanía energética

Se podría decir que más allá de las diferencias sociales, culturales y económicas de los países en estudio, ya que son realidades distintas y por ahí es muy difícil compararlos, es que el enfoque de este estudio radica en la comparación de los lineamientos políticos y regulatorios, puesto que estos son los que definen las estrategias en materia de cómo afrontar y trazar el futuro de la economía y la energía. Y es ahí donde se ve un punto importantísimo en común entre estos tres países, que es el planteamiento de una política energética de largo plazo que garantice el suministro de energía. Para lo cual, cada país ha trazado sus objetivos, acorde a las necesidades propias, y es en este sentido, que España, respecto de Argentina y Colombia, muestra un mayor desarrollo en sus políticas energéticas de cara a la integración de las fuentes de energías renovables en el sistema energético nacional, entendiendo que, en su contexto, son altamente dependientes de recursos fósiles, de los cuales no son productores de las cantidades necesarias respecto de su consumo, situación general dentro de la Unión Europea. Sin embargo, este punto de quiebre, en el cual, la necesidad de satisfacer la demanda energética europea, ha llevado a la Unión al desarrollo técnico-económico del sector renovable, apostando a la transición energética como política general que disminuya la dependencia de recursos provenientes de terceros, así como también de los

energéticos fósiles propios, ya que al entender el concepto de soberanía energética como el poder desarrollar y disponer de todas las fuentes energéticas que se tiene, sin perder la competitividad del mercado, y más allá de cualquier discurso demagógico, poder desarrollar las energías renovables como una parte fundamental del mix energético, es que nace la necesidad de la creación de una política de largo plazo, basada en energía limpia, competitividad y desarrollo económico descarbonizado.

Luego, la diversificación del mix es un aspecto fundamental de las políticas energéticas, más en la medida que, por ejemplo, en el caso de Colombia, que principalmente depende del agua, se pudo observar que aunque sea un recurso renovable está sujeto al cambio climático, y ante intensos fenómenos del niño, ha mostrado una fragilidad enorme en cuanto al respaldo de su sistema, para explicar mejor esta idea, cabe destacar la crisis del 90, que como se hizo mención en el capítulo colombiano, el país tuvo que tomar medidas de racionamiento energético debido a los en demasía, bajos niveles de sus embalses. Situación análoga a España, en la cual, si bien su dependencia no es del recurso hídrico, sí lo es de fuentes no renovables, ya que cerca del 70% de su energía depende de ellas, (un porcentaje de dependencia similar al colombiano con el agua), Ahora, esta realidad no dista para nada de la Argentina, en la cual casi el 63% de sus fuentes de generación es a base de recursos fósiles.

Así, un aspecto importante del cual se debe hacer mención en este sentido de dependencia energética, es la cantidad de fuentes de las cuales gozan cada país, de lo cual se pudo ver que particularmente, Argentina y Colombia gozan de un potencial mayor de fuentes hídricas y fósiles que el España, sin embargo, de estos tres países, Colombia es el que más aprovechamientos hídricos tiene, como se puede ver en su matriz energética. Ahora bien, caso contrario, la Argentina es de los tres, el país que más potencial concentra de fuentes no renovables y renovables, en particular de las no convencionales como Shale Gas y Shale oil, y sus vientos o radiación solar, recursos de los cuales Colombia goza también en menor medida. Esta situación, pone a los países sudamericanos en franca ventaja respecto del europeo, en el cual, se destaca principalmente la generación solar y eólica. Sin embargo, dentro de los mix energéticos, es evidente la poca diversificación del caso colombiano, ya que este principalmente se compone de hidroelectricidad y gas natural, a diferencia de España o Argentina que dentro de sus mix incluyen energía nuclear, y en un alto porcentaje respecto de Argentina, España incluye fuentes de generación renovable, el cual, además es creciente en su participación con el paso del tiempo.

En ese sentido se puede ver que aunque se disponga de los recursos de manera considerable y variada, como lo es el caso de los países sudamericanos, esto no es garantía de soberanía energética en términos de diversificación, ya que si no forma parte de las políticas el desarrollo de todas las fuentes disponibles, y por el contrario, se apuesta a una o pocas fuentes, no se mitiga el riesgo, por el contrario, se lo concentra, por ende, se aumenta considerablemente la dependencia energética, y, de la experiencia general, una de las opciones, en todos los modelos, sea económicos o financieros, es la importancia que tiene distribuir en diversas opciones las alternativas de inversión o proyectos, y no concentrar el riesgo en pocas opciones, que aunque pueda ser económico y da resultados en el momento, al largo plazo puede ser un arma de doble filo, y más, ante la eventual carencia del recurso, sea cual sea. Luego, es completamente aplicable este concepto a la energía, donde al distribuir las fuentes de generación podemos mitigar el impacto de la dependencia de

terceros o la falta de recursos considerados como propios, a raíz del daño ambiental causado por otros.

Por lo cual, el papel que juega el trazo de una política de largo plazo para las energías renovables en España, y en general en la Unión Europea, es más alto y de mayor importancia en su desarrollo, dado que como se pudo ver, tienen una alta dependencia de recursos fósiles, como también la tiene Argentina y en menor sentido Colombia, sin embargo, los países sudamericanos poseen una mayor potencial de recursos convencionales, al menos respecto de España, pero, menor desarrollo de todas sus fuentes teniendo en cuenta, o más bien, haciendo la salvedad que los países sudamericanos, no cuentan por así decirlo, con el respaldo económico y desarrollo tecnológico que sí hay en Europa. Así, en términos generales, el enfoque de la política en mención, está enmarcado en el desarrollo de cuatro ejes principales, eficiencia, uso de energías renovables, generación distribuida y en un concepto más avanzado en la reglamentación europea, el autoconsumo. Así, basado en los cuatro pilares y con más o menos grado de profundidad, cada país en la medida de sus necesidades, promueve que existan cuotas obligatorias de participación de las renovables en su matriz energética, claramente buscando un desarrollo sostenible alineado con las políticas internacionales, que, en gran medida, son el motor de esta transición energética.

Por ejemplo, en materia de eficiencia energética, se destaca particularmente que la Unión Europea tiene un componente bastante importante de cuotas de participación para los Estados miembros, de esta forma obliga a que paulatinamente se desarrollen más y mejores programas de uso eficiente dentro del territorio europeo, en esta medida, España, dentro de la implementación de estas directrices ha trazado una meta al 2030 de un 39.5% de mejora de la eficiencia energética en todos los sectores del consumo energético a través del Plan Integrado de Energía y Clima PNIEC, además de los programas de ahorro energético basados en el uso racional de la energía, lo que se traduce como una mayor integración de la política energética con la demanda de energía.

Ahora en el caso de los países sudamericanos, por ejemplo, Argentina ha trabajado en la creación de programas que promuevan el uso eficiente y racional de la energía tales como PUREE<sup>296</sup>, y el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía PRONUREE con el objetivo de generar conciencia en el uso racional y eficiente de la energía en los usuarios, entendiendo la necesidad de trabajar de lado de la demanda residencial, que es siempre un vector importante en el consumo final de energía sumado con el sector industrial, y la integración de las zonas rurales del país a través del Programa de Energía Renovable en Mercados Rurales –PERMER- enfocado a llevar energía a las zonas aisladas del país. situación que no dista de la política de eficiencia energética colombiana, con el PROURE<sup>297</sup>, una de las principales herramientas colombianas para el fomento del uso racional de energía, así como también la integración de estas en las zonas no interconectadas del país, además, este programa promueve el uso de las energías renovables no convencionales, e introduce cuotas de participación tanto de la eficiencia energética como de las energías renovables con la finalidad de asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno y la competitividad de la economía colombiana.

Dentro de los lineamientos de la política energética enfocados al consumo de energía, se destaca particularmente el trabajo que ha venido realizando la Unión Europea, en la cual se desarrollan

---

<sup>296</sup> Programa de Uso Racional de la Eficiencia Energética

<sup>297</sup> Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no Convencionales

sistemas de integración de las energías renovables con el consumo energético basados en el concepto de descentralización de la generación de energía, en este sentido, lo que busca la planificación energética de la Unión, es que cada usuario del sistema se convierta potencialmente en un generador de energía renovable, que en otras palabras es expandir el concepto de generación distribuida más asociado a los grandes usuarios, a un sentido más amplio que abarque todo el consumo final, y para esto, las Directivas de renovables incluyen cuotas obligatorias de penetración de estos sistemas en los Estados miembros, así estos se ven por así decirlo, obligados a implementar no solo los sistemas sino fomentar su uso disminuyendo las barreras de acceso tecnológicas y económicas. Siendo este modelo una alternativa muy interesante para Argentina y Colombia, que actualmente no tienen como tal un sistema que fomente el autoconsumo, y más en el caso colombiano que no dispone de una política clara en materia generación distribuida, a diferencia de Argentina, país que dispone de un ordenamiento jurídico para su promoción e integración con mecanismos complementarios para consumo de energía renovable.

Finalmente, el objetivo sea cual sea el país, es hacer una planificación energética de largo plazo que integre a las energías renovables como principal actor de la diversificación del mix energético, a través de mecanismos que fomenten la competencia tecnológica de estas fuentes, para conseguir un precio eficiente en el mercado energético y las cuotas obligatorias de participación de las energías renovables en los actores del consumo, pero además, integrado al consumo final de energía no solo a ser un receptor, por así decirlo, sino que este, por medio de los biocombustibles, de potencial uso en la industria y el transporte, la eficiencia energética, la generación distribuida y el autoconsumo, se convierta en un actor importante de esta transición energética, porque no solo de la generación de energía un Estado es dependiente de recursos fósiles, y entendiendo la necesidad de disminuir generalmente la dependencia y fomentar el desarrollo energético sostenible a través de renovables, donde la planificación juega uno de los principales roles en cada país.

## 4.2 Regulación energética para el fomento de la generación de energía renovable

El grado de éxito que tienen las energías renovables en materia de penetración en el mercado eléctrico, depende directamente del fomento y visibilidad que estas necesitan, ya que como es bien sabido de la experiencia mundial, el costo de producción de las energías renovables es bastante alto, y aunque se han desarrollado distintas tecnologías y mecanismos regulatorios, que han llevado a precios más competitivos, se sigue evidenciando la necesidad de desarrollar, como es el caso de los dos países sudamericanos, un régimen de fomento, y en el caso español, con un régimen por así decirlo, consolidado, la implementación de nuevas directrices de la Unión Europea.

Consolidación que no es, por así decirlo un dato menor, ya que ha sido el resultado de un proceso de más de dos décadas, en el cual se ha buscado el desarrollo de una estructura regulatoria para un sistema por su naturaleza, dinámico, variable y costoso. Pero es digamos, curioso encontrar que en principio las regulaciones de los tres países incluyeron de alguna forma el concepto de energía renovable durante la misma década, a saber, los años 80. Que, aunque con motivaciones distintas, principalmente buscaban la diversificación de la canasta energética a través de sistemas competitivos que contribuyan a la seguridad del suministro y al precio que paga el usuario por la

tarifa regulada. Sin embargo, las energías renovables fueron de a poco quedando rezagadas respecto de las demás, debido principalmente al esquema económico del sector, en el cual prima la formación del precio eficiente en el mercado eléctrico a través de la libre competencia de las tecnologías de generación, en un marco en el cual el desarrollo tecnológico favorecía más a los recursos convencionales.

Por ejemplo, en el contexto Sudamericano, en el cual, la amplia disponibilidad y cantidad de recursos fósiles e hídricos hizo que éstos se potencialicen considerablemente y a su vez consagren en la matriz energética, dejando de lado a las energías renovables no convencionales y su desarrollo, aun disponiendo de un gran potencial de estos en el continente. Y, por otra parte, debido al desarrollo industrial que tuvo Europa a lo largo de su historia, el cual tuvo lugar gracias al desarrollo de los sectores del carbón, acero e gasífero e hídrico, que marcó su alta dependencia de este tipo de energías, y ante la facilidad, por así decirlo, de la exportación de recursos externos, también facilitó de alguna forma su consolidación en el Mix del viejo continente.

Sin embargo, esta misma dependencia hizo que las renovables continuaran en el radar europeo, así, las energías renovables se fueron fomentando lentamente a través de distintos beneficios económicos, pero lo más destacable de este proceso de fomento por medio de la regulación y las políticas energéticas, es que de a poco se fue entendiendo más la dinámica de un sector altamente variable y costoso, así como sus necesidades para ser competitivo e integrado a los mercados eléctricos. Siendo este desarrollo, más allá del contexto de crisis o estabilidad económica lo que hoy permite hablar de las renovables en los sistemas de generación, en un ambiente de dependencia y necesidad energética. Constituyéndose así, los sistemas regulatorios actuales, que se desarrollan y desarrollarán, siempre aprendiendo de lo hecho atrás, como pasó en Europa, y ahora es justamente esta la base que toman muchos países que están llevando a cabo una transición energética.

Acorde a esto, un aspecto importante que se pudo ver de la regulación de los países en estudio, es la introducción de metas de cumplimiento obligatorio para fomentar la integración de las fuentes de energía renovable con la demanda de energía. En este sentido, la regulación de las renovables, por ejemplo, en Europa, claramente ha sido muy avanzada, ya que desde su origen la Unión Europea ha buscado principalmente que los Estados miembros introduzcan las renovables a través de cuotas obligatorias que han ido en aumento progresivamente con el paso de los años, por ejemplo, se pasó del 12% en las directivas de 2001, al 32% de la Directiva de renovables 2018/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Este 32% es sobre la base de los cumplimientos anteriores, luego se evidencia el alto nivel de penetración que tienen estas fuentes en el Mix de los Estados miembros, el cual, sin embargo, sigue siendo altamente dependiente de los recursos fósiles, así, el camino de la diversificación del mix europeo sigue en proceso, constituyendo a Europa, como el líder mundial de la transición energética.

En el caso de Argentina por ejemplo, la regulación introdujo cuotas de cumplimiento bastante ambiciosas en la medida que para el 2025 el país espera que cerca del 20% de la energía que se consuma sea de origen renovable, por otra parte, Colombia, cuya matriz energética depende casi en un 70% de energía renovable convencional (como es el caso del agua) su cuota de participación es claramente la más baja de los tres países en la medida que se establece un 8%, que, aunque como ya se mencionó, es poco, respecto de los demás países, es importante notar que esta “pequeña”



cuota, también refleja la necesidad bastante interesante, por parte de un sistema altamente renovable, de diversificar su Mix ante los constantes cambios del ciclo de lluvias del país que ha llevado al sistema eléctrico a afrontar crisis en el suministro de energía, situación que no dista de la realidad española o argentina, que también, aunque en menor medida, tienen una dependencia considerable del recurso hídrico, pero mayormente, de recursos fósiles, que ha conllevado al fomento de producción renovable, basado en incentivos económicos que atraigan al sector a inversores públicos y privados.

Básicamente en materia de incentivos regulatorios o sistemas de apoyo, el principal eje en el que giran estos, en los países de estudio, radica en los beneficios económicos o fiscales enfocados en la tarifa que perciben los generadores de energía renovable a través de la venta de energía al mercado, por la cual se garantiza la rentabilidad del proyecto. Este esquema regulatorio utilizado en Europa, se potencializa por medio de la cooperación entre Estados miembros, por la cual, se pueden construir o financiar en conjunto la construcción de instalaciones, la integración de las redes, así como acuerdos entre Estados miembros y terceros países. Sistemas de apoyo que, en todo caso, se deben adjudicar de manera competitiva y transparente. En el caso particular de España, el cual la regulación otorga la retribución a la inversión inicial de la instalación que, según su tecnología, no alcance el nivel necesario para cubrir sus costos que les permitan competir en igualdad de condiciones con las otras tecnologías del pool.

En el caso de Argentina y Colombia, el régimen de fomento de las energías renovables se basa principalmente en beneficios fiscales y aduaneros, encontrando así un punto en común entre estos dos países. Luego, a través de estos beneficios, los interesados en construir o expandir sus proyectos renovables son excluidos del IVA, pueden acceder a la amortización acelerada de sus activos, entre otros aspectos, que buscan dar la señal a los productores renovables, que pueden a través de estos sistemas disminuir el costo de la inversión inicial de sus proyectos. Lo que es claramente, un incentivo importante, además, en ambos regímenes perciben descuentos en los impuestos a la importación de la maquinaria o elementos que formen parte de la instalación que no sean producidos en el país, además se busca incentivar el desarrollo de la industria local, en la medida que tienen mejores puntuaciones a la hora de evaluar las ofertas, como es el caso argentino, los proyectos que contengan mayor porcentaje de equipamiento local, además de descuentos, en otros impuestos por el uso de materiales e industria local, algo en común entre los dos países.

Es importante destacar que en el ordenamiento regulatorio de la Unión Europea, los biocombustibles juegan un papel importante, en su integración con el sector del transporte, industrial, calor/frío, ya que es donde más usos o aplicaciones tiene, así, en este sentido la regulación obliga al uso de estos en los sectores mencionados a través de la imposición de cuotas de participación, situación que claramente es de aplicación en España, luego en este sentido, se tiene un desarrollo y una participación de estos importantes combustibles, algo que no está lejos en la Argentina ya que el marco regulatorio incentiva su uso, a partir de herramientas promocionales que buscan potencializar el sector, y su incorporación al sistema energético, y más en un contexto en el que como se pudo ver, el país cuenta con un gran potencial y es de hecho, uno de los principales productores en este campo.

Situación que dista totalmente de Colombia, en la cual los biocombustibles y su fomento no tiene realmente un sistema de apoyo que permita desarrollar a través de incentivos el uso de estos

combustibles, que pueden llegar a ser una solución para los sistemas no interconectados, así como también para su integración con las industrias y el sector del transporte, además de la generación distribuida, otro tema del que se va a hablar más adelante pero que se evidencia que el país tiene un importante camino que recorrer.

#### 4.2.1 Las subastas de energía renovable como herramienta para la soberanía energética

Las subastas de energía renovable se han convertido en una gran herramienta para garantizar la competencia en los procesos de adjudicación de regímenes de apoyo para las instalaciones de energía renovable. Y es que no es para menos, ya que como dependen de la disponibilidad inmediata del recurso y altas inversiones, es que necesitan de mecanismos flexibles que permitan una integración adecuada en el mercado regulado, y justamente en este sentido es que las subastas de energía por su flexibilidad y versatilidad se constituyen, en conjunto con otros mecanismos complementarios como una gran alternativa para generar un ambiente de transparencia, competitividad y estabilidad que permita el crecimiento y la integración de estas energías al mix, y más allá, que permita el desarrollo de todas las fuentes energéticas de un país, en otras palabras su soberanía energética.

En este sentido, las subastas brindan la posibilidad de incorporar diversas tecnologías o una sola al mercado, así, por medio de estas, los planificadores de políticas energéticas pueden diseñar, acorde a las necesidades de cada país la configuración en términos de cantidad, cómo se debe conformar el mix energético en las proporciones que mejor se ajusten a los recursos propios, y también los costos asociados a cada modelo de producción. Por ejemplo, la primera subasta de renovables española estaba dirigida únicamente a biomasa, energía solar fotovoltaica y eólica, principalmente porque tenía precios más competitivos. Ahora, otro de los beneficios de este modelo de implementar más o menos un conjunto de tecnologías, también puede ser enfocado a sacar mejor provecho de las fuentes con mayor potencial, como en el caso argentino, en particular de la última subasta en la cual se diseñó un esquema distintivo a estas tecnologías, lo que permitiría por ejemplo, potencializar estos sectores para conseguir un mejor establecimiento en el mercado y posteriormente desarrollar en su medida precisa los incentivos para las demás fuentes.

Si no, por ejemplo el caso colombiano donde la subasta es de tecnología neutra, en la cual pueden participar todas las tecnologías, además otro aspecto importante es que las subastas pueden o no ser de capacidad definida total o por tecnología, en este sentido, las subastas se adaptan perfectamente a la realidad de los recursos propios de cada país, permitiendo una asignación eficiente y transparente de los sistemas de apoyo, pero más allá, la participación y desarrollo de todas las fuentes renovables.

Es muy importante tener claro que las subastas que se realizan en España son el proceso competitivo por el cual se adjudica el régimen retributivo de apoyo a las energías renovables, así quienes resulten adjudicados, se les garantiza la rentabilidad razonable en sus inversiones, en el caso de Argentina y Colombia, las subastas se utilizan para adjudicar los beneficios fiscales y aduaneros que conforman el régimen de fomento de las energías renovables, pero, indistinto del sistema o los beneficios que se adjudiquen a través de estas, lo más importante es que es un sistema competitivo y transparente que propicia el desarrollo del sector renovable en cada país.

Así, en términos de competencia y transparencia, que es una de las más grandes virtudes de estos esquemas licitatorios, se puede observar que, a través de su diseño, componentes y criterios de

selección, con las subastas se puede conseguir una adjudicación eficiente de los regímenes de apoyo. En este sentido la subasta española, acorde su diseño para la adjudicación del régimen retributivo, el gobierno establece un modelo marginal basado en un benchmarking, en el cual el regulador español asocia por así decirlo, a cada tipo de tecnología una instalación tipo de referencia, esto quiere decir que la instalación tipo de referencia vendría siendo la empresa generadora eficiente y bien gestionada, que garantiza un precio de la energía eficiente y competitivo en el pool español.

Luego para cada instalación tipo, el regulador conoce sus costos de inversión, que por lo general es el activo más costoso a la hora de construir una central renovable, además de los costos de producción, el regulador conoce el tiempo de utilización y demás componentes que definen el precio de la energía, así, los interesados en establecer un proyecto renovable en España, ofertan en un sobre cerrado la disminución del costo de la inversión inicial, ya que un menor costo en esta, será un menor costo en la retribución a la empresa ofertante, que en términos generales es un menor costo para el sistema eléctrico, así después de todos los cálculos asociados a este proceso, las ofertas se organizan marginalmente de menor a mayor costo de retribución para el Estado, garantizando así que los proyectos adjudicados serán los más eficientes con menor costo para el sistema español.

Esquema competitivo muy interesante que se basa en retribuir la capacidad por encima de la energía suministrada, en contraste con los esquemas de Colombia y Argentina, que, si bien usan el esquema marginal para la adjudicación de los beneficios de sus regímenes de fomento, sus procesos de selección son distintos y no se basan en un benchmarking. Ya que, por ejemplo, en el caso argentino, en el cual los interesados en construir instalaciones renovables, presentan en un sobre cerrado sus ofertas, en los cuales, los oferentes incluyen toda la información técnica y económica del proyecto y el precio al cual se va a vender la energía al mercado, así las ofertas se ordenan marginalmente de acuerdo al POA, que será el precio ofertado menos el diferencial de desplazamiento de combustibles fósiles, así se garantiza que los proyectos seleccionados serán los que mejores precios de venta de energía tengan para el administrador del mercado ya que producto del proceso competitivo se obtiene por parte de los productores de energía renovable un contrato de abastecimiento con CAMMESA, quien posteriormente transfiere estos precios de los contratos a los usuarios obligados a cumplir las metas de energía de energía renovable a través del programa de compras conjuntas.

Cabe destacar que el proceso de subasta en Argentina, para la cuarta versión de su programa de subastas llamado RenovAr, presentó una interesante modificación en el esquema de selección de las ofertas, ya que hace un tratamiento distinto a las energías solar fotovoltaica y eólica respecto de las demás, así para las primeras, establece la selección de los proyectos, directamente del precio de venta de energía ordenado marginalmente, mientras que para el resto, mantiene el POA como criterio de selección, esto, entendiendo que las energías solar fotovoltaica y la eólica están mejor constituidas en el mercado y tienen precios más competitivos respecto de las otras tecnologías

Ahora bien, en contraparte con el caso colombiano, que si bien, como se mencionó anteriormente, comparte con sus pares un esquema marginal, el diseño y composición de la subasta es un tanto más parecido al de una subasta común, en la medida que participan de este proceso tanto los compradores como los vendedores, siendo este un aspecto muy interesante, ya que promueve la interacción directa de los agentes del mercado. Ahora bien al proceso competitivo básicamente

acuden los generadores y los grandes usuarios, ofertando, en el caso de los primeros, el precio que están dispuestos a vender su la energía, y los segundos, el precio al que están dispuestos a comprarla, y acá se presenta otro aspecto diferente, respecto de las subastas de Argentina y España, y es que las ofertas se hacen para determinados bloques horarios, esto entendiendo que la energía generada y consumida no tiene el mismo precio en un horario de punta que uno de valle, y además, la intermitencia que pueden tener las fuentes variables, así, permite a los compradores ajustar mejor sus ofertas a los horarios de mayor consumo, de igual forma que para los generadores, acorde al horario y la disponibilidad. Luego, producto de la colisión entre oferta y demanda por así decirlo, es que transan los precios más eficientes del mercado ordenados de menor a mayor, y se firman contratos del tipo pague lo contratado entre el vendedor y el comprador. Se debe tener en cuenta que para todos los casos tanto las ofertas de compra y venta, están reguladas a un precio máximo para evitar que se fijen precios elevados o ineficientes.

Un aspecto muy llamativo de este esquema de subasta, es el modelo de medición de concentración del mercado y dominancia que utiliza el regulador colombiano, en el cual, además de la transparencia del proceso de adjudicación, se garantiza que en el mercado no van a existir posiciones dominantes que interfieran en la formación eficiente del precio, ya que por medio de estos sistemas de medición, se va a medir la concentración del mercado y es decir, el número de empresas que operan en los mismos y su capacidad de poder o de control en ellos, y el nivel de dominancia, que es la concentración en la participación del mercado por el cual una empresa podría disfrutar de la posición dominante del mismo.

Luego, básicamente a través de las subastas de energía renovable se busca garantizar el abastecimiento de energía en firme de estas fuentes por parte de los estados que han establecido un marco normativo de apoyo a la producción de energía de fuentes renovables no convencionales, y es que justamente por la versatilidad en su diseño, este mecanismo permite la integración de diferentes componentes o mecanismos complementarios para cumplir las metas trazadas en materia de penetración de energía renovable, ya que en el caso de los dos países sudamericanos, se establecen en sus marcos regulatorios la obligatoriedad de adquisición de energía renovable por parte de los grandes usuarios, y en general de todo consumidor de energía eléctrica, puesto que los usuarios finales a la larga, están representados por los comercializadores de energía eléctrica en la bolsa o mercado mayorista, y son estos representantes quienes están obligados a adquirir una cuota de energía renovable. A diferencia del caso español, donde los productores de energía vierten por así decirlo, la energía al mercado mayorista directamente que es otro de los beneficios del régimen retributivo español.

Por ejemplo, en el esquema de subasta colombiano, al proceso competitivo se lo complementa a través del mecanismo complementario de la subasta, en el cual todos aquellos agentes del mercado eléctrico mayorista que están obligados a adquirir energía renovable y que no participaron del proceso competitivo, deben constituir un contrato de compra de energía renovable con los productores, permitiendo que puedan negociar bilateralmente el precio de compra de la energía, teniendo en cuenta que el precio máximo de estos contratos estará reglamentado por el regulador, y para efectos prácticos, es el precio máximo que se usó en la subasta para transar las cantidades de energía compradas y vendidas.

Por su parte en el modelo argentino, se abre un abanico de opciones para la adquisición de la energía renovable por parte de los usuarios que están obligados a su adquisición, así, por ejemplo, estos usuarios al igual que en el caso colombiano pueden constituir contratos bilaterales con los generadores, pero en este caso, el precio es libre, además, estarán sometidos a la fiscalización por parte del administrador del mercado para garantizar efectivamente el cumplimiento de la obligatoriedad. Situación que no se observa en el caso colombiano, puesto que, la regulación establece que en principio no es obligatorio participar de la subasta. En términos legales digamos, la participación del proceso es libre, pero la realidad es que participar sí es lo más recomendable y casi que obligatorio, dado que de no participar deberán si o si, firmar un contrato, en el que si bien, hay un precio máximo, pueda ser que los precios de los generadores no sean los más atractivos para el comprador, constituyéndose en un mecanismo capaz injusto desde esa perspectiva, pero que busca garantizar que exista mucha competencia y concurrencia al proceso de subasta, lo que busca garantizar precios más eficientes.

Ahora en contraste con el caso argentino, si bien, originalmente todos los grandes usuarios están por defecto en el mecanismo de compras conjuntas, pueden pedir voluntariamente ser excluidos y firmar los contratos que se hacían mención anteriormente, pero también pueden autoabastecerse de energía renovable a través de generación distribuida, convirtiéndose a sí mismos en autogeneradores y autoconsumidores, con el incentivo adicional de poder vender sus excedentes a la red, ya que el mecanismo regulatorio argentino se complementa con la ley de fomento de la generación distribuida renovable, y la posibilidad de hacer mixtos de generación distribuida renovable, compras conjuntas o contratos bilaterales con generadores, lo que es un atractivo importantísimo para los inversores y consumidores, que permite una mayor transparencia y visibilidad, complementado así el proceso competitivo para la adjudicación del régimen de fomento argentino

Por último, otro aspecto muy importante que tienen estos procesos de adjudicación es que quedan claros desde el comienzo los compromisos, responsabilidades, obligaciones y derechos de los competidores, ya que desde el momento en que se convoca a las subastas, cada parte tiene claras las reglas, el tipo de contrato a firmar y las obligaciones del mismo, así por ejemplo, en el caso de Colombia, a través del contrato pague lo contratado el comprador tiene claro que tiene que pagar use o no la energía que adquiere, y por su parte el generador se compromete a entregarla, y en caso que no pueda cumplir, comprará la energía que le falte a otro generador sin trasladar el precio a su comprador. Así mismo en el caso argentino, por medio del contrato de abastecimiento que firman los generadores y el administrador del mercado, ambas partes tienen el claro cuanta energía se transa y su precio específico, al igual que en España, donde el generador tiene garantizado el precio al que se le compra la energía en el pool, luego, indistinto del tipo de contrato que se use, el cual tiene algunas ventajas o desventajas que no son parte del tema de estudio de este trabajo, se podría decir que el proceso de subasta claramente refleja la transparencia de los compromisos adquiridos por las partes, así como sus obligaciones.

Luego si se analizan los componentes de estos procesos licitatorios en general y sus mecanismos complementarios que aunque son parecidos en algunos casos, como el de Colombia y Argentina en lo relacionado a los contratos generador usuario, y en general de los tres países con el uso del esquema marginal que garantiza los precios más eficientes, se encuentran grandes potenciales en materia del precio real de las renovables, porque al ser un proceso competitivo en el cual se obliga

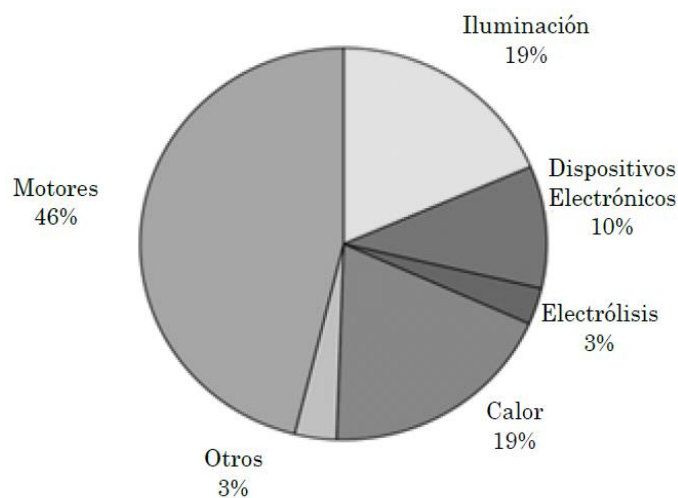
a los participantes a revelar el precio como en Colombia y Argentina, o revelar los datos que permitan obtener el precio por parte del gobierno como en España, y esto se convierte en una gran herramienta para los reguladores y el diseño de políticas e incentivos más dinámicos y eficientes que permitan desarrollar como bien se dijo, todas las fuentes renovables, y se hace hincapié en esto, ya que se considera que la soberanía energética es directamente proporcional al desarrollo y uso de todas las fuentes propias de cada Nación.

#### 4.2.2 Descentralización, eficiencia energética y autoconsumo, un punto común

El desarrollo de nuestra sociedad ha estado muy ligado a los procesos industriales, al transporte y al entorno del hábitat construido, y en éste sentido, la dependencia energética ha ido creciendo en todos los sectores de consumo a nivel general. Sin embargo, el uso que se le da a ésta no siempre es el mejor, o el más eficiente y no se utiliza todo el potencial de los recursos renovables que se tienen disponibles tanto en el hábitat construido como las zonas rurales y los procesos industriales.

Y es en éste sentido que gran parte de los objetivos de los planificadores, se han enfocado en la regulación y políticas que promuevan el uso eficiente de la energía, la generación distribuida renovable y el autoconsumo energético por parte de la demanda. En la ilustración 13 se puede apreciar el consumo de energía por sector a nivel mundial.

Ilustración 14. Consumo energético mundial



Tomado de [54]

Conscientes de esta situación, en la cual, hay una alta dependencia de combustibles fósiles por parte del consumo final de energía, se pudo encontrar una marcada coincidencia en el fomento de la eficiencia energética y la generación distribuida renovable, tanto en la regulación como en la política energética de los tres países en estudio, lo que claramente muestra el camino del recambio tecnológico y el futuro de la energía mundial, y dentro del contexto de la soberanía energética en la cual la idea principal es el fomento de todos los recursos energéticos disponibles.

En este contexto, se pudo observar que, en particular, de la generación distribuida renovable, el caso colombiano es el de menor promoción e integración de esta al sistema, y aunque a través de la ley 1715 de 2014 y sus decretos reglamentarios, sienta las bases para una posible regulación y reglamentación de cara al fomento de esta, por ahora es algo muy tímido, caso contrario, a la

argentina, ya que el país cuenta con un régimen de fomento de la generación distribuida renovable relativamente nuevo, enmarcado por la ley 27.424, relativa al fomento de la generación distribuida renovable, del cual es muy destacable su integración con los mecanismos para el cumplimiento de las cuotas obligatorias de renovables por parte de los grandes usuarios como se pudo ver, pero más allá, de la relativamente nueva integración de estos sistemas en el ordenamiento de estos dos países, es el notar que con esto, se puede abrir una puerta a la regulación del autoconsumo renovable residencial y comercial, un sistema que ha venido regulando y fomentando la Unión Europea a través de las directivas de renovables 2009/77/CE y 2018/2001/CE, reduciendo sus barreras de acceso, para así, fomentar su uso e integración con todos los sectores del consumo. Normativa actualmente implementada en España a través del Real Decreto 244/2019.

Y no es para menos, ya que este sistema de autoconsumo no es otra cosa que la reglamentación y fomento de la instalación de sistemas de captación de energía renovable, por ejemplo, solar fotovoltaico en sectores residenciales o comerciales para su propio consumo y posibles inyecciones de sus excedentes a la red de distribución, o la integración de estos sistemas con el sector del transporte, por ejemplo, estaciones de buses eléctricos o híbridos que aprovechen la energía solar para la carga de los vehículos que operan durante el día, entre otras miles de aplicaciones, que desde la perspectiva de los consumidores finales, puede ser una alternativa más económica que el pago normal de la tarifa eléctrica que le paga al distribuidor, en la medida que únicamente tendría que comprar la energía que precise en el momento que lo precise, así también, podría eventualmente vender los excedentes de su energía. Además, y un gran aporte que puede llegar a permitir la integración de estos sistemas, es la reducción de los combustibles fósiles como se mencionó, en el transporte, industria y comercio, sin mencionar que gran parte del potencial de estas iniciativas radican en que la infraestructura ya está construida (edificios, estaciones de metro o bus, etc) lo que ayudaría a evitar la centralización de la generación y la expansión de los sistemas de transporte y distribución.

Así las cosas, las herramientas regulatorias son muchas, así como también las posibilidades de satisfacer la demanda de energía y la diversificación del mix a través de las energías que normalmente tenemos a nuestro alcance, capaz en mayor o menor medida en algunos lugares del mundo, pero que durante años se han dejado de lado, fomentando la dependencia de combustibles tradicionales y energías convencionales, que nos han llevado lentamente a una pérdida de soberanía energética.

## Conclusiones Generales

- Se observó un aspecto muy importante e interesante en la medida que aunque Colombia cuenta con la matriz energética más renovable de los tres países en estudio, ha tenido que considerar la diversificación energética de su mix como una alternativa de importancia ya que con el constante cambio de los ciclos de lluvia, se muestra que aunque el agua sea un recurso considerado renovable, se necesita la diversificación de la canasta energética, ya que esta como recurso energético se está viendo altamente afectado, en este sentido, se puede afirmar que hasta las matrices más “renovables” necesitan un proceso de diversificación que garantice la seguridad del suministro, pero que esta diversificación, debe ir de la mano del cuidado del medio ambiente y el desarrollo sostenible
- Uno de los objetivos más importantes de la política europea, y en general de las economías desarrolladas, es la descarbonización de sus fuentes económicas, para esto, la política energética juega un rol importante a través de la diversificación de la canasta energética con mecanismos que generen la competencia necesaria en el mercado.
- Se podría afirmar que las políticas regulatorias tanto de Argentina como Colombia y España convergen a un punto en común, los esquemas de competencia que busquen incentivar al mercado de manera eficiente, transando las cantidades de energía que den cumplimiento a los objetivos en materia política de penetración de energía renovable, siempre manteniendo la competitividad del mercado.
- Uno de los mayores aportes que se pueden observar de los mecanismos competitivos que se desarrollan a través de las subastas de energía renovable, es la formación y conocimiento del precio de energía, del cual, se podría afirmar que, a través de estos mecanismos, se obtiene la información real de cuánto vale la energía que se suministra al mercado, y en particular del modelo usado en España, obtener un conocimiento aproximado también de los costos de inversión de estas instalaciones, que son un gran aporte al regulador en materia de conocimiento del sector para el desarrollo de nuevas y mejores herramientas de fomento renovable.
- Se puede concluir que la implementación de cuotas de participación de energías renovables en la política de cada estado, es una gran herramienta que permite la penetración de las energías renovables y el diseño de mecanismos que por medio de la competencia lleven desarrollo a estas fuentes, por lo cual, es muy recomendable ir aumentando estas cuotas de participación y extenderlas a todos los usuarios de la red.

## Conclusiones específicas y reflexiones

- Es importante destacar que las políticas energéticas deben estar enfocadas en la diversificación del riesgo, ya que, en común, de la experiencia vista en cada país, cuando se depende directamente de fuente, como el caso de Colombia en particular del agua o en Argentina y España (extrapolable a la UE) con los recursos fósiles, se pueden generar grandes problemas de abastecimiento, y en términos generales, la diversificación de las fuentes trae consigo la mitigación de riesgos lo que es un elemento importante para los planificadores a la hora de trazar el futuro de los sistemas y políticas energéticas.
- En particular del caso colombiano se puede afirmar que se encontró que, en materia de regulación de la generación distribuida renovable, no se establece un régimen claro que



permita su desarrollo e integración a las redes del país, ya que como se pudo ver, se sientan las bases tímidamente para una reglamentación del autogenerador en pequeña y gran escala y sus posibles inyecciones de energía al mercado. En este sentido, la política y la regulación colombiana, podrían implementar metas de mayor participación de este tipo de sistemas, en particular en las zonas no interconectadas, como se establece en la Ley, sin embargo, lo reglamentado en cuanto a su integración con estas zonas, no logra realmente generar un atractivo para los inversionistas, por lo que se podría implementar un sistema de fomento, basado también en incentivos fiscales y aduaneros, que permita reducir los costos de inversión de estos proyectos, además, que facilite su integración con las redes locales, luego, tomando como base el caso argentino, por ejemplo, se podría buscar que los sistemas distribuidos se integren como un mecanismo complementario para las cuotas de participación de energías renovables en los grandes consumidores, para lo cual, se recomendaría aumentar las cuotas de participación de energías renovables en estos grandes usuarios, posiblemente, enfocadas en cuotas puntuales sobre la generación distribuida. Y más entendiendo las ventajas que entrega este modelo para la descentralización de la energía y la dependencia de combustibles fósiles

- Otro importante aspecto que se puede trabajar en la regulación colombiana, es el establecimiento particular de un régimen de fomento de biocombustibles integrado particularmente con cuotas de cumplimiento en sectores como transporte e industria principalmente, ya que es justamente allí donde se encuentran potenciales usos y aplicaciones de estos importantes combustibles, además, de su posible exportación, que potencialmente sería una fuente de desarrollo económico y social para el país, en este sentido, sería interesante la implementación de sistemas fiscales que permitan la devolución del IVA en los bienes de capital u obra civil de los proyectos, amortización acelerada de estos activos, esto integrado como se mencionó a los sectores de consumo, por ejemplo a través de beneficios impositivos a quienes adquieran dichos combustibles, o por ejemplo, adjudicación de contratos estatales con la producción de combustible para el funcionamiento del transporte público en las principales ciudades del país.
- Se destaca que, en la Argentina, la ley 26.093 relativa a la promoción de los biocombustibles está cercana a expirar, ya que cuenta con una vigencia de 15 años a partir de su sanción, la cual tiene fecha de 19 de abril del año 2006, luego, en este sentido la ley pierde vigencia en el año 2021, y es justamente en este vencimiento que se puede identificar un gran potencial para continuar desarrollando este tipo de combustibles, de los cuales, el país como se pudo ver, goza de un gran potencial y reconocimiento a nivel mundial. Así, principalmente, a los beneficios ya asignados, se podrían sumar nuevas condiciones que favorezcan la importación de equipos para mejorar los procesos existentes, además, con programas estatales o privados, financiar proyectos de investigación en materia de eficiencia energética en la producción. Por otra parte, se plantea la posibilidad de una integración del régimen de fomento de los biocombustibles con los mecanismos complementarios para las cuotas de cumplimiento de energías renovables en los grandes usuarios, así, como programa adicional, se plantea que los grandes usuarios que puedan desplazar en sus procesos industriales el uso de combustibles fósiles, también puedan dar por cumplidas sus obligaciones, para esto, además, sería necesario ampliar dichas cuotas de participación, y expandirlas a los sistemas de transporte nacionales y provinciales, por ejemplo, el recambio

tecnológico de la logística de transporte por tierra a combustibles como biodiesel o biogás. Esto incentivado, por ejemplo, en la reducción de impuestos o importaciones de parque automotor nuevo.

- Un aspecto importante, que aplica para Colombia y Argentina, es la implementación de sistemas de autoconsumo renovable a nivel residencial y comercial, incentivando la adquisición de equipos por parte de los usuarios, para esto, se plantea la disminución de las barreras de acceso y conexión a la red, además, facilitar la inyección de los posibles excedentes a la red, en este sentido, tomando como ejemplo la regulación europea, dividirlos en autoconsumo individual con o sin excedentes y autoconsumo colectivo con o sin excedentes, para esto, aprendiendo del caso europeo, las políticas y regulación del autoconsumo pueden estar enfocadas en los intercambios energéticos usuario-red, las tarifas de estos intercambios, y los beneficios y descuentos en la adquisición de estos equipos, para lo cual, la regulación puede facultar a las empresas distribuidoras o comercializadoras, para que puedan constituirse como empresas de soluciones energéticas, y así puedan brindar asesoría y financiamiento a los equipos que compren los usuarios. Sin embargo, se requiere de una regulación importante en cuanto a eficiencia energética y generación distribuida, y más en el contexto colombiano que está en el proceso de desarrollar y fomentar estos sistemas.
- Otro aspecto importante, sobre el cual hay mucho potencial, es y como ya se mencionó a nivel general, el precio de la energía que revelan las subastas de energía renovable, en este sentido, potencialmente los reguladores de cada país pueden absorber las experiencias mundiales en cuanto a los resultados de los precios de adjudicación, por ejemplo, un gran aspecto que muestra la subasta española, son los costos de inversión asociados a las instalaciones tipo, en este sentido, se pueden rediseñar los incentivos colombianos y argentinos, en cuanto al costo real que tienen las empresas bien gestionadas, como lo es en benchmarking, así mismo, el precio que revela la subasta argentina que incorpora el conocer más del proyecto técnico, o los mecanismos de medición de concentración y dominancia de mercado colombiano, luego, cada vez más se conocen más aspectos del mercado que pueden con el paso del tiempo, constituirse en nuevas herramientas para consolidar todas las fuentes de generación de energía en los mercados de cada país.
- Sería interesante la adopción por parte de los países sudamericanos de un modelo regulatorio híbrido, donde a través de los mecanismos competitivos adoptados por ellos, se tenga en cuenta también el costo de la inversión inicial de las instalaciones de producción de energía renovable como en España, con la finalidad de hacer aún más atractivo este sector para los inversionistas extranjeros o nacionales, favoreciendo así la transferencia tecnológica, investigación y desarrollo social y económico en estas naciones.
- Una reflexión final, sobre la Unión Europea y sus Estados miembros, es como a través del fomento de las energías renovables se puede reducir la dependencia de recursos fósiles, y más en un ambiente de constante tensión política interna y externa, lo que muestra que más allá del poderío económico y el desarrollo de una potencia como esta, siempre se va a necesitar de la integración de todas las posibilidades energéticas para así, mantener una economía competitiva y el poderío económico que caracteriza a ésta sólida Unión.

# Bibliografía

- [1] Breve historia de la relación entre ser humano y energía. (s.f.). ORG Latinclima. Website: <https://latinclima.org/energia-verde-e-inclusiva/breve-historia-de-la-relacion-entre-ser-humano-y-energia>
- [2] Roberto E. Cunningham. (2003). IER UNAM. La energía, historia de sus fuentes y transformación. México. Website: <http://www.cie.unam.mx/~rbb/ERyS2013-1/Historia-Energia.pdf>
- [3] Milton José Pereira Blanco. (2016) Universidad Libre de Barranquilla. Colombia: La regulación energética en el sistema jurídico colombiano: el papel de las autoridades ambientales y energéticas en el contexto de las energías renovables. Colombia. Website: <https://revistas.unilibre.edu.co/index.php/advocatus/article/view/933>
- [4] Gonzalo Sáenz de Miera. (s.f.). Universidad Autónoma de Madrid. La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables. Website: <https://eco.mdp.edu.ar/cendocu/repositorio/00968.pdf>
- [5] Jensen S., Zamora A. y Ramancus. (20019) Gerencia Planificación, Coordinación y Control – Comisión Nacional de Energía Atómica. Evolución de La matriz eléctrica argentina. Argentina. Website: <https://estrucplan.com.ar/evolucion-de-la-matriz-electrica-argentina/>
- [6] Francisto Gonçalves. (2016). Generación de energía eléctrica. Google Sites. Website: <https://sites.google.com/site/introalafisica4/assignments?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1>
- [7] Belén Esteves. (2012). Democratización energética; 100% Renovable: La energía del Futuro: Análisis Jurídico-Institucional comparado de las energías renovables en la Argentina y Alemania, 1ª edición. Editorial Talleres Gráficos Leograf. Valentín Alsina. Pcia de Buenos Aires. Argentina. [https://www.fceia.unr.edu.ar/seminarios-dh-curiam/Seminario\\_25\\_Pablo\\_Bertinat/Energ%EDas%20Renovables-%20Bel%20Esteves.pdf](https://www.fceia.unr.edu.ar/seminarios-dh-curiam/Seminario_25_Pablo_Bertinat/Energ%EDas%20Renovables-%20Bel%20Esteves.pdf)
- [8] Argentina es el 1er exportador mundial de biocombustibles. ¿Cómo es su producción y uso?. (2013). Agrositio. Website: <http://www.agrositio.com/vertex/vertex.php?id=142716>
- [9] Informe Mensual Renovables febrero 2018. (2018) CAMMESA. Argentina. Website: [https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Anteriores/Informe%20Mensual\\_2018-02.pdf](https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Anteriores/Informe%20Mensual_2018-02.pdf)
- [10] La matriz energética argentina y su evolución en las últimas décadas. (s.f.). Energía de mi país. Website: <http://energiasdemipais.educ.ar/la-matriz-energetica-argentina-y-su-evolucion-en-las-ultimas-decadas/>
- [11] Mercado a término renovable, Grandes Usuarios del MEM/Nueva gen Renovable, aspectos relevantes y conceptos transaccionales – CAMMESA. Argentina. Website <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Mater/Informe%20Renovables%20JUN%202020.pdf>
- [12] Pablo Bertinat, Jorge Chemes. (2018). Informe Políticas Públicas en el sector de Energías Renovables (2003 – 2018). Taller Ecologista. Argentina. Website: <https://ejes.org.ar/InformePoliticRenovables.pdf>

- [13] Energías renovables en Argentina: Visiones y perspectivas de los actores sociales, proyecto de investigación orientado (CONICET-YPF). (2017). CONICET. Argentina. Website [http://energiarenovablesociedad.com/img/InformefinalPIOYPF\\_2017\\_01-06.pdf](http://energiarenovablesociedad.com/img/InformefinalPIOYPF_2017_01-06.pdf)
- [14] Cámara argentina de energías renovables. (s.f.). Argentina. Website: <https://www.cader.org.ar/quienes-somos/>
- [15] Ezequiel Mirazón. (2017). Energías renovables en Argentina: Oportunidades en un nuevo contexto de negocios. PWC. Argentina. Website: <https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/energias-renovables-en-Argentina.pdf>
- [16] José Carlos Cueva. Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, comentarios a la ley N° 27191, esquemas de fomento y regulación de las energías renovables. RADEHM Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería.
- [17] Informe Renovables Diciembre 2018. (2018). Energías renovables en el MEM. CAMESA. Argentina. Website: <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Mater/Informe%20Renovables%20DIC%202018.pdf>
- [18] Informe de relatoría del taller: “Un análisis de la Ley de Energía Renovables N° 27.191, su decreto reglamentario y la documentación licitatoria”. (2017). Instituto argentino de la energía “General Mosconi” <https://www.iae.org.ar/documentos-iae/informe-de-relatoria-del-taller-un-analisis-de-la-ley-de-energia-renovables-no-27-191-su-decreto-reglamentario-y-la-documentacion-licitatoria/>
- [19] Energías Renovables: Ofertas adjudicadas RenovAr – Ronda 2. (2017). Subsecretaría de Energías Renovables. Argentina. Website: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/20171129\\_renovarr2-adjudicacion\\_prensa.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/20171129_renovarr2-adjudicacion_prensa.pdf)
- [20] Energías Renovables en Argentina, informe a diciembre de 2016, Subsecretaría de Energía de Energías Renovables. Para consulta. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energias\\_renovables\\_en\\_argentina\\_-\\_diciembre\\_2016\\_version\\_en\\_espanol.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energias_renovables_en_argentina_-_diciembre_2016_version_en_espanol.pdf)
- [21] José Carlos Cueva y Gonzalo Ariel Viña. (2018). Regulación de la producción y uso de energía eléctrica a partir de fuentes renovables: las bases legales para su desarrollo. Revista Jurídica. Universidad de San Andrés 2018. Argentina [https://beccarvarela.com/wp-content/uploads/2018/11/RegulacionDeLaProduccion\\_JCCyGAV.pdf](https://beccarvarela.com/wp-content/uploads/2018/11/RegulacionDeLaProduccion_JCCyGAV.pdf)
- [22] Sebastián Kind. (2017). Energías renovables en Argentina: Oportunidades, Desafíos, Acciones. (Diapositiva 18). Ministerio de Energía y Minería. Argentina. Website: <https://slideplayer.es/slide/11976241/>
- [23] Integración energías renovables no convencionales en Colombia (2015), Unidad de Planeación Minero Energética, Colombia. Website: [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)
- [24] Energías renovables, la apuesta que debe hacer el país. (2016). Revista Portafolio. Colombia. Website: <https://www.portafolio.co/innovacion/energias-renovables-en-colombia-502061>
- [25] ¿Qué tan cerca están las naciones latinoamericanas de cumplir sus objetivos de energía renovable?. (2019). Columna banamericas. Website: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/latinoamerica-refuerza-compromisos-de-energia-renovable>

- [26] Plan energético nacional Colombia: Ideario energético. (2015). Unidad de Planeación Minero Energética. Colombia. Website:  
[http://www1.upme.gov.co/Documents/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)
- [27] Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, en particular del artículo 296. (2018). Presidencia de la República. Colombia. Website:  
<https://id.presidencia.gov.co/especiales/190523-PlanNacionalDesarrollo/index.html>
- [28] Definición índice Herfindahl Hirischman, Economipedia. Consulta julio 2020. Economipedia. Website:  
<https://economipedia.com/definiciones/indice-herfindahl-hirschman.html>
- [29] Subasta de renovables asignó 1.186 megavatios de energía eólica y solar en Colombia. (2019). Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. Website:  
<https://www.evwind.com/2019/10/23/subasta-de-renovables-asigno-1-186-megavatios-de-energia-eolica-y-solar-en-colombia/>
- [30] Listado de los adjudicatarios de la subasta de renovables en Colombia. (2019). Revista energía estratégica. Website:  
<https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-los-adjudicatarios-de-la-subasta-de-renovables-en-colombia-trina-solar-aes-celsia-y-edpr-fueron-los-ganadores/>
- [31] Resumen del plan de energías renovables en España 2011-2020. (2011). Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Website:  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Resumen\\_PER\\_2011-2020\\_26-julio-2011\\_58f27847.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Resumen_PER_2011-2020_26-julio-2011_58f27847.pdf)
- [32] Ignacio Mártil, Fernando Luengo. (2016). Evolución y perspectivas para la energía solar fotovoltaica, revista público. Econuestra. Website:  
<https://blogs.publico.es/econonuestra/2016/04/01/evolucion-y-perspectivas-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- [33] Fotovoltaica en España. Estado de la cuestión 2019. (2019). Grupo T-Solar. Website:  
<https://www.tsolar.com/es/noticias/fotovoltaica-en-espana-estado-de-la-cuestion-2019.html#:~:text=En%20el%202018%20la%20potencia,a%20261%2C7%20MW>
- [34] Noelia López Redondo. (2020). ¿Cuáles son las cifras de la energía eólica en España?. (2020). Revista Ambientum. Website:  
<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/cuales-son-las-cifras-de-la-energia-eolica-en-espana.asp>
- [35] La energía en España, Asociación de empresas de energías renovables (s.f.) España. Website:  
<https://www.appa.es/la-energia-en-espana/>
- [36] Jack Neighbour. (2020). Un caficultor costarricense está abriendo el camino hacia la sostenibilidad total. National Geographic. Website:  
<https://www.nationalgeographic.es/mas-alla-del-grano/un-caficultor-costarricense-esta-abriendo-camino-hacia-la-sostenibilidad-total#vpcp>
- [37] Plan de energías renovables en España 2005-2010. (2005) Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. España, Website:  
<https://www.idae.es/publicaciones/plan-de-energias-renovables-en-espana-2005-2010>

- [38] La energía en España 2001. (2001), Dirección General de Política Energética y Minas. España. Website: [https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia\\_2001.pdf](https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2001.pdf)
- [39] Estrategia energética española a medio y largo plazo: mix y mercados, análisis comparado y propuestas. (2015); Club Español de la Energía. Madrid, España.
- [40] Borrador actualizado del plan nacional integrado de energía y clima. (2019). Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. España, Website: <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>
- [41] Regulación española de las energías renovables. (s.f.) Revista Energía y Sociedad. España. Website: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>
- [42] Ministerio español para la transición ecológica. España. Website: <https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/Renovables.aspx>
- [43] Donato Fernández Navarrete. (2016) La crisis económica española: Una gran operación especulativa con graves consecuencias. España. Website [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0719-37692016000100005#n2](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0719-37692016000100005#n2)
- [44] Texto Original, Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Website: <https://www.boe.es/>
- [45] Texto Original, Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Website: <https://www.boe.es/>
- [46] Texto Original, el Real Decreto Ley 24/2013, el cual tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico: Website <https://www.boe.es/>
- [47] Anexo 22 – Programación y despacho de centrales hidroeléctricas. Ministerio de Economía y Obras Y servicios Públicos. Secretaría de Energía. España. Website: <http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/7f076c417842733003256b4f006b3db9?OpenDocument>
- [48] Pablo Cotarelo, David Llistar, Alfons Pérez, Àlex Guillaumon, Maria Campuzano y Lourdes Berdié. (2014) Definiendo la soberanía energética. Website: <https://xse.cat/wp-content/uploads/2014/03/Definiendo-la-soberan%c3%ada-energ%c3%a9tica.pdf>
- [49] Hugo Anselmo. (2019). O futuro da Matriz Energética no Brasil e no Mundo, Dicas de vestibular. Brasil. Website: <https://dicasdevestibular.blogosfera.uol.com.br/2019/06/12/o-futuro-da-matriz-energetica-no-brasil-e-no-mundo/>
- [50] Seguridad energética apuntes de clase integración energética, Maestría Interdisciplinaria en Energía

- [51] Juan Roberto Paredes, John J. Ramirez C. (2017). Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia. Banco Interamericano de Desarrollo. Website: [https://www.academia.edu/35148185/Energ%C3%ADas\\_renovables\\_variables\\_y\\_su\\_contribuci%C3%B3n\\_a\\_la\\_seguridad\\_energ%C3%A9tica\\_complementariedad\\_en\\_Colombia](https://www.academia.edu/35148185/Energ%C3%ADas_renovables_variables_y_su_contribuci%C3%B3n_a_la_seguridad_energ%C3%A9tica_complementariedad_en_Colombia)
- [52] Luis Ferney Moreno. (2018). La regulación de las energías renovables y la eficiencia energética. Revista ámbito jurídico. Website: <https://www.ambitojuridico.com/noticias/especiales/constitucional-y-derechos-humanos/la-regulacion-de-las-energias-renovables-y-la>
- [53] Adrián Paenza. (s.f.). Entrevista a Miguel Galuccio para una edición especial del programa Científicos Industria Argentina. Página12. Argentina. Website <https://www.pagina12.com.ar/diario/dialogos/21-233832-2013-11-18.html>
- [54] Carlos M. Lodoño Parra y José L. Ramírez Echevarría. (2013). Normas de Eficiencia Energética de Motores de Inducción, ¿Está Preparada Latinoamérica?. Colombia. Website: [https://www.researchgate.net/publication/319147349\\_Normas\\_de\\_eficiencia\\_energetica\\_de\\_motores\\_de\\_induccion\\_esta\\_preparada\\_Latinoamerica](https://www.researchgate.net/publication/319147349_Normas_de_eficiencia_energetica_de_motores_de_induccion_esta_preparada_Latinoamerica)
- [55] Juanita Hernández Vidal. (2019). Análisis de la reglamentación del FENOGE. Estudio legal Hernandez. Colombia. Website: <http://www.estudiolegalhernandez.com/energia/decreto-1543-de-2017-como-queda-reglamentado-el-fenoge/>
- [56] Informe UNEF 2018. (2017): 2017: El inicio de una nueva era para el sector fotovoltaico. UNEF. España. Website: [https://unef.es/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2018/09/memo\\_unef\\_2017.pdf](https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/memo_unef_2017.pdf)
- [57] Desarrollo de energías renovables en Argentina (2019). KPMG. Argentina. Website: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ar/pdf/desarrollo-energias-renovables-argentina-2019.pdf>
- [58] RenovAr, Plan de energías renovables, Argentina 2016-2025. (2016). Ministerio de Energía y Minería. Argentina. Website: [https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS\\_14695676441.pdf](https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf)
- [59] Ramiro Fernández. (2019). Hacia una visión compartida de la transición energética, Argentina al 2050. CEARE. Argentina. Website: [https://www.ceare.org/investigaciones/inv2019\\_2.pdf](https://www.ceare.org/investigaciones/inv2019_2.pdf)
- [60] Balance energético nacional y las renovables. (s.f.). Rumboenergético. Website: <http://rumboenergetico.com/balance-energetico-nacional-y-las-renovables/>
- [61] María del Mar Hidalgo García. (2015). Unión de la energía en Europa: Una acción a largo plazo, Instituto Español de Estudios Estratégicos, Website: [http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_analisis/2015/DIEEEA30-2015\\_UnionEnergetica\\_MMHG.pdf](http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2015/DIEEEA30-2015_UnionEnergetica_MMHG.pdf)
- [62] Guayo, I. del, Support for Renewable Energies and the Creation of a Truly Competitive Electricity Market. The Case of the European Union, en Zillman, D., Godden, L., Paddock, L., Roggenkamp, M., Innovation in Energy Law and Technology: Dynamic Solutions for Energy Transitions, Oxford University Press, Oxford 2018, pp. 305-320

[63] Renovables en España. (s.f.), Asociación de Empresas de Energías Renovables. España. Website:  
<https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-espana/>

[64] European Commission, Renewable energy directive. Website:  
[https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en)

[65] Análisis de Informe UNEF 2018: El inicio de una nueva era para el sector fotovoltaico. (s.f.). blog del instalador. España. Website:  
<https://elblogdelinstalador.com/informe-unef-2018-el-inicio-de-una-nueva-era-para-el-sector-fotovoltaico/>