



FACULTAD DE DERECHO

**LA INCERTIDUMBRE REGULATORIA EN EL  
SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.  
DISTINTAS RESPUESTAS A NIVEL NACIONAL E  
INTERNACIONAL.**

Alejandro Pinazo Innerarity

5º E3 – C

Área de Derecho Administrativo

Madrid

Marzo 2022

# ÍNDICE

<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Promoción de las energías renovables</b>	<b>5</b>
2.1. Impulso a nivel comunitario.	
2.2. Fomento y desarrollo a nivel nacional.	
2.3. Reversión y eliminación del régimen económico de las tecnologías de régimen especial.	
<b>3. Inestabilidad regulatoria. Las disputas energéticas entre inversores y Estados</b>	<b>23</b>
3.1. Disputas internacionales: arbitrajes de inversión amparados bajo las disposiciones del Tratado sobre la Carta de la Energía.	
3.1.1. Ejemplo práctico: Laudo del CNUDMI: <i>PV Investors v. Reino de España</i> .	
3.2. La protección del inversión nacional.	
<b>4. Conclusiones</b>	<b>56</b>
<b>5. Bibliografía</b>	<b>57</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

El cambio climático es hoy en día una de las mayores amenazas para la sociedad. Las actividades de producción, distribución y consumo de energía, principalmente basadas en combustibles fósiles, emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero y se convierten en responsables de la emisión de cerca de dos tercios del total de emisiones de este tipo de gases, según la Agencia Internacional de la Energía.

Por ello, desde hace años la sociedad está demandando una profunda revisión de los sistemas energéticos tal y como hoy en día están diseñados. En general, se pide reconfigurar todo el proceso energético, desde los sistemas de producción hasta la forma de consumir energía, y una cesión del protagonismo a la eficiencia energética y a las tecnologías bajas en carbono.

Pero este proceso de transformación no solo ha sido reconocido por los enormes beneficios que conlleva desde una perspectiva medioambiental, sino también por la multitud de ventajas a nivel económico y social. Por ejemplo, el hecho de que las energías renovables se basen en recursos en teoría ilimitados permite democratizar el acceso a la energía y, consecuentemente, su precio es mucho más barato.

En definitiva, incluso si las energías renovables no fueran un gran activo para reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles, seguirían siendo de interés por sus enormes beneficios económicos y sociales. Por todo ello, han sido concebidas como un elemento esencial para combatir el cambio climático, pero también han dado sinceras esperanzas para convertir este proceso en un camino abonado para el desarrollo de nuevos mercados, la innovación tecnológica y las múltiples oportunidades de inversión.

En este sentido, los poderes públicos han mantenido un papel esencial en el compromiso para atajar este fenómeno, y han sido capaces de generar un terreno favorable para el destino de recursos y capitales por parte de los actores privados hacia las tecnologías de energías renovables. Se ha buscado, mediante la colaboración público-privada, promover el desarrollo de estas tecnologías para alcanzar los

ambiciosos objetivos de cuota de energías renovables y, así, reducir el fenómeno del cambio climático.

Y es justo reconocer que España, en este proceso, ha sido uno de los países pioneros. Con especial facilidad por la gran disposición que tiene de recursos naturales como el Sol o el viento, a partir de la década de los 2000 adquirió una actitud líder en el fomento de estas energías.

Multitud de inversores nacionales y extranjeros se lanzaron a invertir en el sector de las energías renovables en España, en gran parte como consecuencia de las beneficiosas condiciones que la regulación del país ofrecía para ello. Durante estos años, y bajo esas condiciones, invertir en este sector en España era prácticamente “un valor seguro”.

Sin embargo, a partir del 2010, en un contexto de fuerte recesión económica junto a sólidos temores por la sostenibilidad del propio mercado energético, la situación cambió. Las condiciones favorables fueron progresivamente revirtiéndose y muchos de los inversores que en su día se adentraron en este sector se vieron afectados por estos cambios.

Ante esta situación, los inversores hicieron valer sus derechos, pero no todos lograron una respuesta satisfactoria, ni mucho menos, la misma respuesta. Y aquí entramos en el objetivo de este trabajo. Los inversores extranjeros pudieron acudir a los arbitrajes de inversión bajo el amparo del Tratado sobre la Carta de la Energía, pero los inversores nacionales se vieron irremediabilmente destinados a la jurisdicción española. Además, el hecho de que el Derecho aplicable a las disputas fuera distinto, junto a la incertidumbre regulatoria derivada del propio cambio normativo en el régimen económico de las energías renovables, hizo que los inversores se encontraran una, quizá, ilógica situación a la hora de reclamar sus derechos.

La idea del presente trabajo es, en primer lugar, exponer la evolución regulatoria desde el ámbito comunitario hasta las normas nacionales modificativas de las condiciones económicas del sector, para después arrojar luz sobre las distintas respuestas que se dieron a nivel nacional e internacional para un mismo problema: la

falta de protección a las inversiones por la inseguridad jurídica de un cambio normativo.

La actual polémica social entorno al sector de la energía lo convierte no solo en un tema de enorme interés, sino de máxima actualidad, sumado a mi verdadera atracción por el Derecho administrativo y, en concreto, por la regulación del sector energético, lo han convertido en una fantástica posibilidad para ser desarrollado en el presente trabajo.

Y es mi sincera esperanza haber podido contribuir a la aclaración de una situación de inseguridad jurídica de la que aún hoy se sufren sus consecuencias. Desde el estudio y análisis de multitud de obras doctrinales y jurisprudencia, se ha tratado de estudiar la sucesión de hechos que hicieron que España pasara de ser uno de los países líderes en el fomento de las energías renovables, al país con más condenas arbitrales internacionales por no proteger las inversiones extranjeras.

## **2. PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.**

### **2.1 Impulso a nivel comunitario.**

Todos los beneficios arriba mencionados pronto consolidaron la idea de cuidar el medio ambiente y apostar por las energías renovables. En este sentido, uno de los primeros hitos ocurridos fue la Conferencia de las Naciones Unidas de 1992 sobre Medioambiente y Desarrollo, donde se fijaron hasta 27 principios sobre el medio ambiente y el desarrollo sostenible. Un año antes se promulgaba la Carta Europea de la Energía con la intención de consolidar una política energética internacional, que años más tarde serviría de piedra angular para el Tratado sobre la Carta de Energía (1994), y que, ya adelantamos, va a ser una de las líneas de estudio del presente trabajo.

Sin minusvalorar estas primeras iniciativas a nivel internacional, realmente fue la Unión Europea una de las pioneras instituciones en llevar a la práctica la idea de fomentar las energías renovables. En 1994 se producía la famosa Declaración de Madrid, en la que los Estados miembros se comprometieron a desarrollar las

energías renovables, llegando incluso a aprobar un Plan de Acción para las Fuentes de Energías Renovables en Europa.

Tras años de libros blancos y libros verdes con recomendaciones y propuestas sobre las fuentes de energía renovables,<sup>1</sup> la Unión Europea constató la necesidad de establecer, a nivel comunitario, un marco regulatorio en apoyo y promoción de las políticas nacionales y las iniciativas privadas en este sector en crecimiento. Hasta entonces, los planes propuestos por la Unión Europea habían tenido un mero valor estratégico, pero no legislativo (Yordi Aguirre y Hercsuth, 2010).

Así, en el año 2000, la Comisión Europea propuso la primera Directiva europea sobre las energías renovables: la Directiva 2001/77/CE<sup>2</sup>. Una de sus implicaciones más destacadas fue el objetivo comunitario de un 22% de electricidad renovable para el año 2010<sup>3</sup>.

Asimismo, por primera vez reconoció a los Estados miembros la facultad para libremente determinar sistemas de apoyo hacia este tipo de energías, siempre y cuando respetasen la normativa relativa a las ayudas de estado (artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea<sup>4</sup>). No obstante, la Directiva aún era reticente para armonizar estos sistemas de apoyo, por lo que cada país gozaba de libertad para llevar a cabo las medidas más adecuadas de cara a potenciar su mercado eléctrico desde la perspectiva de las renovables.

En el año 2003, y en la misma línea ya iniciada por la Directiva 2001/77/CE, entra en vigor la Directiva 2003/30/CE del Parlamento y del Consejo, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte. Supone la consolidación del primer paso para definir los distintos

---

<sup>1</sup> Con el Libro Verde sobre “Energía para el futuro: las fuentes de energía renovables”, de 20 de noviembre de 1996, y el Libro Blanco, de 26 de noviembre de 1997, se establece una estrategia y un plan de acción sobre las energías renovables a nivel comunitario.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> En 1997, la cuota se situaba en un 14%.

<sup>4</sup> En su momento, los artículos 87 y 88 del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea (TCE).

tipos de energía procedentes de las fuentes renovables, y el comienzo de la estrategia de la Unión para el fomento y desarrollo de este tipo de energías.

Sin embargo, años más tarde, un informe de la Comisión en 2009<sup>5</sup> reveló que, a pesar de no haber llegado a cumplir el objetivo de energías renovables para el 2010, estas Directivas sí que dieron un importante avance en el desarrollo de las energías renovables. Se constató que este crecimiento fue verdaderamente heterogéneo entre los países de la Unión como consecuencia del diseño de sistemas de apoyo distintos.

Como la gran mayoría de los Estados miembros, España se decantó por el sistema de tarifas fijas y, concretamente, por la opción de las primas otorgadas a los productores por encima del precio de mercado de la electricidad. Este elemento, como base del presente trabajo, será estudiado más adelante.

Finalmente, la Comisión vino a reconocer que la naturaleza meramente indicativa de los objetivos nacionales, sumado a la incertidumbre regulatoria ofrecida a los inversores, fueron las dos circunstancias que motivaron un desarrollo heterogéneo e insuficiente en los países de la Unión. Por ello, constató la necesidad de crear un nuevo marco regulatorio más completo y riguroso que fijase unos objetivos vinculantes para la próxima década.

Así, en abril de 2009 se aprueba una nueva Directiva de energías renovables<sup>6</sup>, que crea un nuevo marco normativo a nivel comunitario (Mora Ruiz, 2009). Su principal característica es la introducción de objetivos nacionales vinculantes. Se obliga a cada Estado miembro a mantener, para su consumo final bruto de energía en 2020, una cuota de energía renovable equivalente a su objetivo global nacional en cuanto a la cuota de energía de ese año procedente de fuentes renovables (artículo 3). Además, los países debían elaborar un plan nacional de acción en el

---

<sup>5</sup> Informe de avance sobre la energía procedente de fuentes renovables: Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE, el artículo 4, apartado 2 de la Directiva 2003/30/CE y sobre la aplicación del Plan de acción de la UE sobre la biomasa.

<sup>6</sup> Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

que se recogieran las medidas necesarias para llevar a cabo estos objetivos nacionales acordados, que sería revisado y fiscalizado por la Comisión con carácter previo a su aprobación.

Para ello, la Directiva concedió a los Estados miembros dos tipos de medidas: los sistemas de apoyo y los mecanismos de cooperación entre distintos países. Sin embargo, para el primero de ellos, la Directiva se vuelve a mantener prudente en cuanto a la posibilidad de armonizarlos a nivel europeo, a pesar de haber reconocido este hecho como una de las principales causas de la no consecución de los objetivos marcados. La Directiva constata la complejidad de este proceso por las distintas y concretas situaciones de los mercados energéticos de los Estados miembros de la Unión, por lo que una vez más concede flexibilidad a los mismos para la configuración de sus propios sistemas de apoyo<sup>7</sup>. En cualquier caso, se desprende de modo claro la predisposición de la Directiva por seguir fomentando las energías renovables como camino idóneo para conseguir las metas fijadas.

Paralelamente, la Directiva abrió la posibilidad de una cooperación entre Estados miembros, que se podía traducir en transferencias estadísticas, proyectos conjuntos o incluso sistemas de apoyo conjuntos. Si bien no suponía una armonización como tal, era una forma de profundizar en el desarrollo homogéneo de los sistemas de apoyo. En este sentido, España y Alemania fueron pioneros al llevar a cabo, años antes de esta Directiva, una intensa cooperación en el sistema de primas con el fin de intercambiar experiencias sobre el marco normativo y mejorar el desarrollo de este sistema en cada país<sup>8</sup>.

Si bien la Directiva reconocía las diferencias entre los distintos sistemas de apoyo empleados por los Estados miembros, incidía en su preámbulo en la importancia de *“garantizar el correcto funcionamiento de los sistemas nacionales de apoyo con arreglo a la Directiva 2001/77/CE, a fin de mantener la confianza de los*

---

<sup>7</sup> Ofrecía una extensa amalgama de sistemas que, a nuestro juicio, excedían de lo que tradicionalmente se comprende en la actividad administrativa de fomento (instrumentos normativos, de incentivo, de control, etc.) y, quizá, es este el motivo que explica la dificultad para su regulación armonizada.

<sup>8</sup> Arrancó en junio de 2004 y se acabó consolidando en un Programa de Acción Internacional. (<https://www.bmu.de/en/download/international-feed-in-cooperation>)

*inversores y de permitir a los Estados miembros diseñar medidas nacionales efectivas para el cumplimiento de los objetivos*". En este mismo sentido, los artículos 13 a 16 de la Directiva recogían una serie de exigencias de simplificación y normalización técnica en relación con los procedimientos administrativos de acceso y autorización. Como se puede ver, ya se empezaba a constatar la necesidad de contar con un entorno regulatorio estable que atrajera inversiones en el sector de las energías renovables; circunstancia que, como más adelante veremos, no siempre ha ocurrido.

A pesar de los avances introducidos por esta última Directiva, fueron realmente las Directivas 2001/77/CE y la 2003/30/CE las que constituyeron la base del desarrollo de las energías renovables en la década de los 2000. Como bien se ha mencionado, supusieron el punto de partida para una extensa regulación a nivel nacional que buscaba generar un marco normativo adecuado para la atracción de inversiones en energías renovables, y así poder alcanzar los objetivos marcados por la Unión Europea.

## 2.2 Fomento y desarrollo a nivel nacional

Con anterioridad a las Directivas de promoción de las energías renovables, España ya contaba con algunos antecedentes normativos sobre esta materia. Cabe citar, como primer ejemplo, la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía, que ya tenía entre sus objetivos *“la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles”*. En la práctica, supuso un importante avance para la cogeneración y las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia.

Posteriormente, el Real Decreto 2366/1994<sup>9</sup> dio entrada al reconocimiento de la energía eólica, la biomasa y la solar como tecnologías renovables dignas de apoyo. Además, en su Exposición de Motivos ya se menciona la necesidad de promover este tipo de energías, de forma que *“el régimen económico contemple el necesario*

---

<sup>9</sup> Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables (BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 1994).

*equilibrio entre una rentabilidad adecuada del proyecto y un coste para el sistema eléctrico que no suponga un encarecimiento de las tarifas”.*

En 1997 entra en vigor la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (en adelante, “Ley del Sector Eléctrico”). Introduce por primera vez una distinción dentro de la actividad de generación de energía, en atención al tipo de fuente de producción (energías renovables, cogeneración, combustibles fósiles, etc.), así como a la potencia de la instalación, diferenciando entre las que denomina de régimen ordinario y las de régimen especial.

La concepción de energías de régimen especial es más amplia que las tradicionales energías renovables. De hecho, el artículo 27 de la Ley hace una exposición exhaustiva de las instalaciones que se consideran como tal, entre las que se incluyen aquellas instalaciones que utilicen *“como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario”*.

Sin embargo, como se ha mencionado, la Ley también utiliza el criterio de la potencia de la instalación, puesto que únicamente considera instalaciones de régimen especial aquellas cuya potencia no supera los 50 megavatios (en adelante, “MW”). Por tanto, no todas las instalaciones de energía renovable van a gozar de la singularidad jurídica y económica propia de las instalaciones del régimen especial.

Esta singularidad se traduce en los privilegios que el ordenamiento jurídico confiere a las instalaciones de régimen especial, y que se resumen en la prioridad de acceso a la red, la prioridad de evacuación y un régimen económico favorable, como más adelante veremos.

Por otra parte, para el efectivo registro y control de este tipo de tecnologías, se crea un registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, en el cual deben inscribirse todas aquellas instalaciones de producción

de energía eléctrica que hayan sido autorizadas, las condiciones de dicha instalación y, en especial, la potencia de la instalación.

Además, la Ley recoge el testigo de la Directiva 2001/77/ CE y fija como objetivo para el año 2010 una cuota del 12% de fuentes de energía renovable sobre el total de la demanda energética de España, para lo cual exige la elaboración de un Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000 – 2010 (aprobado en 1999), donde se configuran unos objetivos individuales para cada una de las fuentes de energía renovable.

En definitiva, la Ley del Sector Eléctrico sienta las bases para la ordenación del mercado eléctrico y consolida definitivamente el régimen especial de producción de energía eléctrica. Sin embargo, estas previsiones recogidas en el Capítulo II del Título IV de la Ley van a ser desarrolladas con mayor profundidad por medio de normativa reglamentaria.

El primer paso de este proceso de desarrollo de las energías de régimen especial lo constituye el Real Decreto 2818/1998<sup>10</sup>. Se dedica principalmente a desarrollar los requisitos y procedimientos para acogerse a ese régimen especial, los procedimientos de inscripción en el registro correspondiente, las condiciones de entrega de la energía y al régimen económico.

Más adelante, el Real Decreto 841/2002<sup>11</sup> introduce un régimen retributivo abierto para los titulares de la instalación de régimen especial, de forma que se les permite optar libremente por la venta de la energía bien al distribuidor a cambio de una tarifa regulada, o bien al mercado a cambio de un precio negociado en este. Así, se garantiza una retribución razonable para los inversores con independencia del mecanismo retributivo que se elija. Este es el método en el que se va a basar el régimen económico ofrecido a los inversores a lo largo de los próximos años.

---

<sup>10</sup> Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (BOE núm. 312, de 30 de diciembre de 1998).

<sup>11</sup> Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida (BOE núm. 210, de 2 de septiembre de 2002).

Poco después entra en vigor el Real Decreto 1432/2002<sup>12</sup> con el objetivo de establecer “*una metodología de cálculo objetiva y transparente para fijar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, cumpliendo los objetivos de permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado, garantizando que el servicio se presta en condiciones adecuadas, dando una previsibilidad a las empresas de cara a permitir la realización del proceso inversor en curso con una estabilidad razonable y contribuyendo a la estabilidad macroeconómica compatible con una evolución de tarifas gradual*”. Esta tarifa eléctrica media o de referencia va a servir de base para el cálculo de la retribución que más adelante se configura en el Real Decreto 436/2004<sup>13</sup>.

Este Real Decreto tiene como objetivo la unificación de toda la normativa de desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico en lo referente al régimen económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial. Como afirma su Exposición de Motivos, la idea es “*dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro próximo apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente*”.

Como se ha comentado, la venta a tarifa al distribuidor queda basada en un porcentaje sobre la tarifa media o de referencia determinada en el Real Decreto 1432/2002. De la misma forma, la venta a mercado se retribuye al precio libremente negociado en el mismo, al que se le suma un incentivo por participación en el propio mercado y, en su caso, una prima, cuyo importe también es fijado en atención a la tarifa media o de referencia. Se busca incentivar la participación en el mercado con el fin de evitar al máximo la intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, “*así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema*”.

---

<sup>12</sup> Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 2002).

<sup>13</sup> 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 (BOE núm. 75, de 27 de marzo de 2004).

En definitiva, consolida una nueva metodología para el cálculo del régimen retributivo para las instalaciones de producción de energía del régimen especial, con el fin de apoyar la promoción de la inversión en este tipo de instalaciones y, con ello, lograr el objetivo del 12% marcado por la Ley del Sector Eléctrico para el año 2010.

Sin embargo, apenas unos meses después de la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, comienzan a analizarse los avances producidos en relación con los objetivos demandados por el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000 – 2010. En este sentido, se constata que el crecimiento producido en el consumo de energías renovables ha crecido, pero a un ritmo insuficiente para alcanzar el objetivo del 12% para el año 2010. De hecho, a finales de 2004, únicamente se había logrado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010<sup>14</sup>. Al mismo tiempo, se observa que se ha producido un incremento de la demanda notablemente superior a los escenarios manejados en el Plan inicial, por lo que, en el ecuador de la duración de este plan, se decide revisar la situación del momento y se configura un nuevo escenario: el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005 – 2010. Se mantiene el objetivo del 12% para el año 2010, pero se reconfiguran al alza los objetivos marcados para cada uno de los tipos de energía y se busca soslayar los aspectos y barreras que han impedido un desarrollo mayor.

Unos años más tarde, en 2007, se entiende que la experiencia adquirida con la aplicación del régimen retributivo de los Reales Decretos anteriores, sumada al crecimiento producido en el desarrollo de las instalaciones de producción de energía de régimen especial, hacen necesario un nuevo diseño del marco retributivo de este tipo de tecnologías (Giménez Cervantes, 2009). Así, se promulga el Real Decreto 661/2007<sup>15</sup> con el fin de modificar el esquema

---

<sup>14</sup> Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005 – 2010, aprobado por el Consejo de Ministros el 26 de agosto de 2005.

<sup>15</sup> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 126, de 26 de mayo de 2007).

retributivo para incluir en él ciertas variables que no habían sido contempladas en los antecedentes reglamentarios.

En este sentido, se mantiene la doble opción de venta a los titulares de las instalaciones de producción de energía de régimen especial por un período mínimo de un año para la opción elegida. Sin embargo, como novedad, la opción de la tarifa regulada deja de estar vinculada a la tarifa media o de referencia, y pasa a ser una cantidad fija determinada en función de la categoría de la instalación, su potencia y, en su caso, la antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Además, se introduce también el sistema de cupos y objetivos de potencia para acceder al régimen jurídico y económico favorable previsto para instalaciones de producción de régimen especial. En línea con lo estipulado en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005 – 2010, se establecen unos cupos máximos de MW de potencia para cada una de las fuentes energéticas, con la finalidad de restringir el acceso al sistema de retribución privilegiado y, con ello, moderar la inversión en estas tecnologías en función del nivel de desarrollo que experimenten.

Este régimen de cupos se diseña para que, una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia en cada una de las tecnologías, se fijara un plazo máximo para la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial para tener derecho al sistema retributivo privilegiado previsto en este Real Decreto.

Asimismo, se crea un límite máximo y un suelo mínimo de ingresos a percibir para algunas tecnologías para la opción de la venta de energía a mercado. Se trata de una prima variable, de forma que se garantizan al titular de la instalación unos ingresos mínimos cuando el precio obtenido en el mercado junto con la correspondiente prima no alcanzase ese suelo mínimo. De la misma forma, se restringen los ingresos a percibir en los casos en los que la cuantía obtenida por la venta en el mercado superase ese techo máximo, pues en estos casos el complemento retributivo carecía de sentido. Es una forma de proteger al productor

de la energía ante el riesgo de no llegar a cubrir sus costes, al mismo tiempo que evita irracionalidades retributivas cuando estos ingresos fueran suficientemente altos.

Otra de las nuevas especificaciones introducidas por este Real Decreto son los distintos complementos que se suman a la tarifa regulada o, en su caso, al precio obtenido del mercado con la correspondiente prima. Hablamos, por ejemplo, del complemento de discriminación horaria, con el que se busca fomentar la producción de energía en las horas del día de mayor consumo eléctrico. Asimismo, se concede el complemento de energía reactiva para mantener unos valores de energía reactiva acordes a las necesidades del sistema<sup>16</sup>. Se busca premiar o penalizar la producción de energía reactiva en atención a los intereses del conjunto del sistema.

En definitiva, con este Real Decreto se consolida un nuevo régimen retributivo aplicable a todas las tecnologías consideradas de régimen especial. En líneas generales, se crean unas condiciones enormemente beneficiosas para la inversión, pues se deja prácticamente garantizada la cobertura de los costes de la inversión, y se abre un amplio margen para la obtención de beneficios.

El crecimiento que se produjo en el nivel de inversiones en estas tecnologías fue inmenso, hasta el punto en el que, en el mismo 2007, pocos meses después de la promulgación del Real Decreto, se alcanzaba el límite del 85% del objetivo de potencia para 2010 en la energía solar fotovoltaica. Por ello, se concedió un plazo de doce meses para la inscripción en el mencionado registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial, finalizado el cual, se aprobó el Real Decreto 1578/2008<sup>17</sup> por el que establecía un nuevo régimen retributivo para las plantas solares fotovoltaicas que no hubieran sido inscritas antes del mencionado plazo de un año.

---

<sup>16</sup> La energía reactiva ocupa la red del sistema sin producir trabajo, por lo que se convierte en esencial en los momentos de baja demanda de energía, mientras que resulta perjudicial cuando el consumo de energía es alto, pues no permite el acceso a energía adicional.

<sup>17</sup> 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, de 25 de mayo, para dicha tecnología (BOE núm. 234, de 27 de septiembre de 2008).

Como bien refleja la Exposición de Motivos de este Real Decreto, en 2008 se había alcanzado un nivel de 1000 MW de potencia instalada, mientras que el cupo u objetivo de potencia máximo marcado por el Real Decreto 661/2007 en la energía solar fotovoltaica era de 371 MW.

Por todo ello, el nuevo Real Decreto propone una meta anual de potencia que evoluciona al alza de forma coordinada con las mejoras tecnológicas, en vez de emplear la potencia total acumulada para establecer los límites del mercado de esta tecnología. Al mismo tiempo, se considera necesario racionalizar el sistema retributivo de esta tecnología con el fin de evitar sobrecostes y desincentivos, por lo que modifica a la baja el régimen retributivo para este tipo de instalaciones.

Además, este régimen retributivo solo hace referencia a la venta de energía a tarifa, en vez de contemplar las dos opciones del Real Decreto 661/2007. Ciertamente es que, en la práctica, para la energía solar fotovoltaica, la posibilidad de vender la energía al mercado no existía como tal puesto que no se le reconocían primas que se pudieran añadir al propio precio obtenido de la venta al mercado.

Como novedad, se crea un registro de preasignación de retribución, como una subsección dentro del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica ya mencionado. Para cada convocatoria de inscripción en el registro de preasignación de retribución se establecían unos cupos de potencia por tipo y subtipo. La idea era transmitir la necesaria seguridad jurídica a los promotores de la instalación con respecto a la retribución que obtendrían cuando la instalación estuviese puesta en funcionamiento.

Este registro de preasignación de retribución es finalmente extendido a las restantes instalaciones que conforman el régimen especial por medio del Real Decreto ley 6/2009<sup>18</sup>. En este instante ya se empiezan a surgir voces alertando

---

<sup>18</sup> 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 (BOE núm. 111, de 7 de mayo de 2009).

sobre el problema del déficit de tarifa y, en este sentido, el impacto que el régimen retributivo de las instalaciones de régimen especial estaba teniendo sobre este. Así se refleja en la Exposición de Motivos del Real Decreto ley , al comentar que *“la actual regulación del régimen especial no establece mecanismos suficientes que permitan planificar las instalaciones de este tipo de energías, ni el montante y la distribución en el tiempo de las primas de retribución y, por tanto, el impacto en los costes que se imputan al sistema tarifario”*.

En este sentido, con la extensión del registro de preasignación para todas las fuentes de energía que constituyen el régimen especial se pretendía tener un conocimiento de las instalaciones que en aquel momento no sólo estaban proyectadas, sino que contaban también con todas las condiciones para ejecutarse y acceder al sistema eléctrico. Asimismo, se buscaba conocer el volumen de potencia asociado a las mismas, el impacto que tenían en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. Se pretendía tener conocimiento del estado de los proyectos, su viabilidad económica y técnica, y su fiabilidad, con anterioridad a la concesión definitiva del régimen económico reconocido a estas energías.

En ningún caso se altera el momento temporal en el que surge el derecho al régimen económico, sino que se mantiene en el momento de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Simplemente, se incorpora un requisito adicional para el acceso al régimen retributivo conferido a este tipo de tecnologías, puesto que el sistema de alerta una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia se había demostrado inefectivo para el control ordenado del acceso al derecho a la obtención de este régimen retributivo.

En definitiva, se trataba de ordenar las ingentes inversiones que estaban recibiendo estas tecnologías, así como racionalizar la subvención a las mismas. Las condiciones enormemente favorables que el Real Decreto 661/2007 concedía a la inversión en estas tecnologías produjo un efecto llamada que llevó a superar con creces las previsiones inicialmente contempladas. Prueba de ello fue, como ya se ha mencionado, el temprano alcance del cupo de potencia establecida para

la energía solar fotovoltaica, que obligó a la configuración de un nuevo marco retributivo para estas fuentes en el Real Decreto 1578/2008.

La idea era conseguir unos objetivos de potencia para cada una de las tecnologías del régimen especial a un coste razonable para el consumidor, al mismo tiempo que se lograba un desarrollo tecnológico de dichas instalaciones que permitiera una progresiva disminución de sus costes y, con ello, una mejor competitividad con las energías consideradas tradicionales.

A raíz del fomento de estas energías con los mecanismos de subvención a cargo del sistema, sumado a la inmensa respuesta de inversiones, y junto a un contexto de recesión económica, empezaron a surgir verdaderas preocupaciones por la propia sostenibilidad del sistema eléctrico español. Este hecho motiva la urgente aprobación del citado Real Decreto ley 6/2009, cuya Exposición de Motivos reflejaba de manera clara esta consideración: *“la tendencia que están siguiendo estas tecnologías podría poner en riesgo, en el corto plazo, la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista económico por su impacto en la tarifa eléctrica, como desde el punto de vista técnico, comprometiendo, además, la viabilidad económica de las instalaciones ya finalizadas, cuyo funcionamiento depende del adecuado equilibrio entre generación gestionable y no gestionable”*.

En conclusión, en los párrafos precedentes hemos venido resumiendo, de manera sucinta, toda la evolución regulatoria de las tecnologías de producción energética que integran el régimen especial. Como se puede observar, principalmente en la década de los 2000, se produce un importante desarrollo reglamentario del marco regulatorio inicialmente introducido por la Ley del Sector Eléctrico. Si de algo se puede caracterizar esta década es por la inestabilidad jurídica, pues son muchos y continuos los cambios que se producen y con apenas un efímero recorrido para su verdadera implantación.

En todo caso, aunque es justo reconocer los profundos avances acaecidos durante esta década en el desarrollo de las fuentes de energía renovable, la falta de coordinación y racionalidad a la hora de gestionar la promoción de estas energías va a llevar necesariamente a la reconfiguración del sistema retributivo tal y como

estaba planteado, ante el riesgo de no asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico.

En los primeros años de la década siguiente, en un contexto de plena crisis económica, se van a suceder modificaciones del régimen retributivo de las energías renovables que conforman el régimen especial, llegando incluso a su eliminación definitiva. De la misma forma hasta ahora llevada a cabo, pasamos a analizar a continuación la evolución de estos cambios regulatorios producidos a partir del año 2010.

### 2.3 Reversión y eliminación del régimen económico de las tecnologías de régimen especial.

El proceso de cambio y reversión del régimen económico de las energías renovables no ocurrió en unos días, sino que fue la consecuencia de la sucesión de varios hitos regulatorios que poco a poco fueron modificando las iniciales condiciones económicas reconocidas en el Real Decreto 661/2007 hasta su eliminación final.

Este proceso de cambio puede ser dividido en tres fases diferenciadas. La primera fase es iniciada en 2010 con la promulgación del Real Decreto 1565/2010<sup>19</sup>. Con él se produce el primer recorte de calado a este régimen y, en concreto, para el sistema retributivo de la energía fotovoltaica recogido en el Real Decreto 1578/2008. A la vista del exponencial crecimiento del número de instalaciones de tecnología solar fotovoltaica, la Disposición Adicional Cuarta de este nuevo Real Decreto abiertamente contempló la *“reducción extraordinaria de la tarifa fotovoltaica para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor del presente real decreto”*. Es preciso recordar que este tipo de tecnologías, en la práctica, no disfrutaban de la doble opción de venta de energía que el Real Decreto 661/2007 contemplaba, puesto que no se reconocía ninguna prima adicional para los casos de venta al mercado. Por tanto, esta reducción de la tarifa suponía una disminución directa en el sistema de apoyo a esta tecnología.

---

<sup>19</sup> Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 283, de 23 de noviembre de 2010).

Asimismo, para este tipo de tecnologías basadas en la energía solar fotovoltaica, a partir del año vigésimo sexto se suprimieron los valores de las tarifas reguladas que se contemplaban en el Real Decreto 661/2007. Mientras que antes se reconocía la permanencia de estas tarifas para los primeros 30, a partir de entonces sólo se iba a reconocer para los 25 primeros años.

En el mismo 2010 también se promulga el Real Decreto ley 14/2010<sup>20</sup>. Su Exposición de Motivos constata la urgente necesidad de acometer cambios para corregir el déficit tarifario y garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico. Entre otras medidas, se busca que los productores de energía de régimen especial también contribuyeran a mitigar los sobrecostes del sistema.

Así, para las tecnologías de energía solar fotovoltaica, y dado su intenso ritmo de crecimiento durante los años anteriores, se establecieron sus horas de funcionamiento hasta el 1 de enero de 2014 y se limitaron a partir de entonces en función del terreno en el que se encontrase cada instalación. Además, en este sentido, se reconocía al Gobierno la facultad para modificar las horas de referencia aquí establecidas en atención a la evolución de la tecnología, lo que empieza a dar muestra de la poca seguridad jurídica no sólo con los cambios en sí, sino con el reconocimiento de estas facultades al Ejecutivo para libremente introducir nuevas modificaciones en el futuro.

Otra modificación importante y, al mismo tiempo, sorprendente, dado el escaso periodo de tiempo transcurrido desde su previa modificación, es la ampliación del plazo de referencia a 28 años para la obtención de la prima en este tipo de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Como antes hemos podido comprobar, apenas unos meses atrás, con la aprobación del Real Decreto 1565/2010, este plazo se reduce a 25 años desde un periodo inicial de 30. Pocos meses después, el plazo vuelve a aumentarse a 28 años.

---

<sup>20</sup> 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 (BOE núm. 312, de 24 de diciembre de 2010).

Por último, el Real Decreto ley 14/2010 también introduce una novedad importante con la creación de un peaje transitorio de 0,50 EUR/MW para el acceso a las redes de transporte y distribución, a satisfacer por los productores de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2011.

En 2011 se aprueba la Ley de Economía Sostenible<sup>21</sup>, que introduce una pequeña matización a la facultad del Gobierno para libremente cambiar las horas de referencia establecidas en el Real Decreto ley 14/2010 que arriba mencionamos. Con el fin de crear confianza y seguridad en el inversor, se prevé que los eventuales cambios que puedan introducirse en este sentido sólo puedan afectar a aquellas instalaciones que no se encontrasen en funcionamiento en el momento de la entrada en vigor de dicho Real Decreto, para lo cual se tiene en cuenta la fecha de inscripción en el registro de preasignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas.

Sin embargo, a pesar de estos pequeños atisbos de seguridad jurídica, se vuelve a modificar el plazo de años para la obtención del régimen económico primado. Situado en 28 años a raíz del cambio establecido por el Real Decreto ley 14/2010, vuelve a elevarse hasta los primeros 30 años de vida de la instalación.

En este mismo año, como respuesta a la exigencia de la Directiva 2009/28/CE, se elaboró el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011 – 2020 (PANER). Aunque en él se establecieron para todas las Administraciones una serie de obligaciones vinculantes, como puede ser, entre otras, la exigencia de *“establecer un marco retributivo estable, predecible, flexible, controlable y seguro para los promotores y el sistema eléctrico”* en el campo de la generación eléctrica con energías renovables, veremos que, en la práctica, la tendencia fue radicalmente la contraria.

En definitiva, como se puede observar, principalmente estos dos reales decretos aprobados en 2010 constituyen el comienzo del proceso modificativo del régimen económico previamente establecido. Sin embargo, este proceso continúa con la

---

<sup>21</sup> Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (BOE núm. 55, de 5 de marzo de 2011).

sucesión normativa que viene en los años posteriores y que, a continuación explicamos.

El comienzo de la segunda fase se encuentra en la promulgación del Real Decreto ley 1/2012<sup>22</sup> que, con carácter urgente, suspendió los incentivos económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica de régimen especial.

Así, para estas instalaciones que no hubieran sido inscritas en el registro de preasignación de retribución conforme al Real Decreto 1578/2008 y al Real Decreto ley 6/2009, se suprimieron los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007. De igual forma, se extinguieron los complementos por eficiencia y por energía reactiva reconocidos en el mismo Real Decreto. Paralelamente, se suspendieron los procedimientos de inscripción en este registro de preasignación de retribución y se dejaron sin efecto las convocatorias de preasignación correspondientes al 2012 y años sucesivos.

Por su parte, la Ley 15/2012<sup>23</sup> creó un nuevo impuesto para gravar la producción de energía eléctrica con un tipo del 7%, independientemente de que la fuente de producción fuera de régimen ordinario o especial y del tipo de tecnología empleada. Asimismo, el Real Decreto ley 2/2013<sup>24</sup> elimina las primas para la opción de venta a mercado, al igual que los límites superior e inferior, y extingue la posibilidad de elegir entre la venta a tarifa o a mercado. La elección se entendía como definitiva y ya no se permitía el cambio con posterioridad.

Sin embargo, estas modificaciones duran poco tiempo, puesto que el Real Decreto ley 9/2013<sup>25</sup> deroga definitivamente el Real Decreto 661/2007 y el Real Decreto

---

<sup>22</sup> Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, 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 (BOE núm. 24, de 28 de enero 2012).

<sup>23</sup> Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (BOE núm. 312, de 28 de diciembre de 2012).

<sup>24</sup> Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero (BOE núm. 29, de 2 de febrero de 2013).

<sup>25</sup> Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (BOE núm. 167, de 13 de julio de 2013).

1578/2008. Comienza aquí la tercera fase del cambio regulatorio, en la que desaparecen los incentivos reconocidos a las tecnologías de producción energética de régimen especial y se consolida definitivamente un nuevo régimen económico para este tipo de tecnologías.

Este nuevo sistema de retribución se va a basar en la participación en el mercado, con la posibilidad de percibir un complemento adicional en el caso de que la retribución de mercado resultase insuficiente para cubrir los costes de inversión en estas tecnologías. Las previsiones de este Real Decreto terminan de consolidarse en la nueva Ley del Sector Eléctrico<sup>26</sup> y sus normas reglamentarias de desarrollo (el Real Decreto 413/2014<sup>27</sup> y la Orden IET/1045/2014)<sup>28</sup>, pero que por motivos de extensión no vamos a analizar en el presente trabajo.

En conclusión, observamos que, desde el pistoletazo de salida del Real Decreto ley 6/2009, pero especialmente desde el año 2010, se sucedieron unos periodos de continuas y profundas modificaciones regulatorias en el sector de las energías renovables que llevaron a crear un marco jurídico inseguro e inestable. En consecuencia, multitud de promotores de instalaciones de producción de energía renovable consideraron que estas medidas les habían supuesto un verdadero perjuicio para el equilibrio económico financiero de sus inversiones, por lo que van a presentar un importante número de demandas contra el Reino de España, tanto a nivel nacional como internacional, y que en los capítulos venideros vamos a explicar en detalle.

### **3. INESTABILIDAD REGULATORIA. LAS DISPUTAS ENERGÉTICAS ENTRE INVERSORES Y ESTADOS.**

#### **3.1 Disputas internacionales: arbitrajes de inversión amparados bajo las disposiciones del Tratado sobre la Carta de la Energía.**

---

<sup>26</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013).

<sup>27</sup> Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (BOE núm. 140, de 10 de junio de 2014).

<sup>28</sup> 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 (BOE núm. 150, de 20 de junio de 2014).

En el contexto de las disputas internacionales de inversión que surgieron a raíz del cambio regulatorio ya explicado, ha cobrado una importancia trascendental el Tratado sobre la Carta de la Energía<sup>29</sup>. Por ello, es importante explicar sus principales características para contextualizar las demandas internacionales a las que se tuvo que enfrentar España como consecuencia de este proceso de cambio normativo.

Los orígenes del Tratado se deben principalmente a la propia Carta Europea de la Energía, que fue una declaración política en 1991 para lograr la reactivación económica y social de los estados de la antigua Unión Soviética (Coop, 2014). Estos países contaban con un enorme potencial de recursos energéticos, mientras que, en aquellos años, la comunidad europea atravesaba una fuerte crisis en materia de energía<sup>30</sup>. En consecuencia, se visualizó la oportunidad de lograr la recuperación económica de la Europa del Este a través de la cooperación en el mercado energético que había dejado la Unión Soviética y, para ello, se firma la mencionada Carta Europea de la Energía. Para llevar a cabo este objetivo, se insistió en la importancia de cooperar entre los países firmantes para ofrecer un marco jurídico estable y transparente para las inversiones extranjeras en el sector energético y, con ello, lograr un desarrollo económico y político en esta zona<sup>31</sup>.

Esta manifestación se llevó a la realidad años más tarde con la firma del Tratado sobre la Carta de la Energía (López Ibor, 2009). La idea era crear un marco jurídico que ofreciera a las partes contratantes unas reglas de funcionamiento para la inversión en el sector de la energía. De hecho el propio artículo 2 del Tratado reconoce que su objetivo es establecer un *“marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado en la consecución de complementariedades y beneficios mutuos, con arreglo a los objetivos y principios expresados en la Carta”*. Al final, la motivación no es más que la

---

<sup>29</sup> El Tratado sobre la Carta de la Energía y documentos relacionados. Obtenido el 18 de septiembre de 2021 de <https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Legal/ECT-es.pdf>.

<sup>30</sup> Según la Agencia Internacional de la Energía, en 1990 los niveles de consumo de los europeos excedían casi en un 50% a los niveles de producción de energía (International Energy Agency. Data and Statistics: Europe in 1990. Obtenida el 19 de enero de 2022 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/datatables?country=WEOEUR&energy=Balances&year=1990>)

<sup>31</sup> Baltag, C. (2012). Energy Resources and the Energy Charter Treaty. *The Energy Charter Treaty: The Notion of Investor*. Kluwer Law International.

búsqueda de un adecuado intercambio entre las capacidades tecnológicas y económicas de los países comunitarios y las infraestructuras y recursos energéticos de los antiguos Estados de la Unión Soviética<sup>32</sup>.

El Tratado limita su aplicación al campo de la energía, pero se estructura entorno a tres elementos principales: comercio, tránsito e inversión. En el presente trabajo nos centraremos en el aspecto de la inversión, dado el especial papel que tuvo en el fomento de las energías renovables en España y, como tal, el origen de la multitud de disputas que se arrancaron contra este.

Para las inversiones en materia energética, el Tratado crea un marco jurídico común con el fin de reducir los riesgos políticos y regulatorios de los países destinatarios de dichas inversiones. Así, se busca promocionar la inversión y se protege a los inversores.

El Tratado consta de 8 Partes, la primera de las cuales dedicada a la definición de los conceptos relevantes para la aplicación del propio Tratado. Por ejemplo, aclara la noción de ‘Parte Contratante’ del Tratado al definirlo como “*un Estado u Organización Regional de Integración Económica*<sup>33</sup> que ha acordado vincularse mediante el presente Tratado y para los cuales el Tratado está en vigor”.

España, como Estado, se convirtió en Parte Contratante del Tratado desde el momento de su ratificación en las Cortes Generales en febrero de 1998, en cumplimiento con lo exigido en el artículo 94.1 de la Constitución en relación con los Tratados o Convenios. Actualmente, 49 estados u organizaciones forman

---

<sup>32</sup> Jas- Nowopolska, M (2018). The influence of the Energy Charter Treaty on the European energy market. *International Comparative Jurisprudence*. Obtenido el 24 de octubre de 2021 de <https://ojs.mruni.eu/ojs/international-comparative-jurisprudence/article/view/4920/4468>.

<sup>33</sup> Se entiende que en este concepto queda incluida la Unión Europea, que en su momento era la Comunidad Económica Europea, al hablar de estos entes, en el apartado 3) del artículo 1, como una organización “constituida por los Estados a los que éstos han transferido competencias en determinados ámbitos”. También es firmante de este Tratado la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM).

Los Estados Miembros de la Unión Europea, como sujetos de Derecho internacional, decidieron ratificar o no el Tratado, pero la presencia de la Unión se hacía indispensable por tener ésta la competencia exclusiva sobre determinadas materias cubiertas por el Tratado, como, por ejemplo, el comercio.

parte de este Tratado<sup>34</sup>, por lo que sus pretensiones iniciales basadas exclusivamente en la comunidad europea hoy están extendidas prácticamente a todo el mundo.

Otro de los conceptos relevantes definidos es el de ‘actividad económica en el sector de la energía’, en la que se comprenden “*la exploración, extracción, refino, producción, almacenamiento, transporte por tierra, transmisión, distribución, comercio, comercialización y venta de materias y productos energéticos, salvo los incluidos en el Anexo NI, o relativa a la distribución de calor a instalaciones múltiples*”.

En las disputas que más adelante estudiaremos, recordamos que son los inversores en tecnologías de producción de energías renovables, especialmente plantas solares fotovoltaicas, los que, como consecuencia del cambio regulatorio, demandan al Reino de España.

Es importante también destacar el concepto que el Tratado marca para el ‘inversor’<sup>35</sup>. Se distingue entre dos tipos de inversores: con respecto a una parte contratante, por un lado, y con respecto a un tercer Estado, por otro. El primero

---

<sup>34</sup> Es notable la ausencia de países como Estados Unidos, Canadá, China o Rusia. El primero, a pesar de ser un activo protagonista en las reuniones relativas a la Carta Europea de Energía, se negó a firmar el Tratado porque consideraba que el nivel de protección ofrecido a los inversores en virtud de sus términos no alcanzaba el mismo nivel que el del tratado bilateral de inversión estándar americano. Hoy en día tiene la consideración de observador de la Carta Europea de la Energía, al igual que Canadá y China, pero ninguno ha ratificado el Tratado. Eso les da derecho a participar de las reuniones de la Carta, pero no se les aplican las disposiciones del Tratado.

Sin embargo, el caso de Rusia es particular. El país llegó a firmar el Tratado y lo aplicó de manera provisional hasta 2009, año en el que decidieron no ratificarlo. Sin perjuicio de lo anterior, las medidas relativas a la resolución de conflictos y la protección de los inversores todavía le son de aplicación, dado que el Tratado prevé que estas disposiciones se sigan aplicando a las inversiones realizadas con anterioridad a la salida por un periodo de 20 años desde la denuncia del Tratado. Así sucedió en el conocido Caso Yukos en el que unos inversores se sometieron a un arbitraje frente a Rusia bajo el amparo del artículo 26 del Tratado, a finales del propio año 2009 después de que Rusia anunciara la no ratificación del Tratado. Se condenó al país a resarcir económicamente a los inversores pero este se negó a cumplir con lo ordenado, lo que llevó a otros países europeos a embargar activos de Rusia para cancelar la deuda de los inversores demandantes.

También destaca la ausencia de Italia que, llegando incluso a haber ratificado el Tratado, en 2015 decidió abandonarlo por la vía contemplada en el artículo 47 del mismo. Sin embargo, al igual que ocurrió con Rusia, aún están vigentes por un periodo de 20 años los efectos de las medidas de resolución de disputas que el propio Tratado prevé para las inversiones realizadas antes de la salida.

<sup>35</sup> Baltag, C. (2012). *Investor and Contracting Parties to the Energy Charter Treaty. The Energy Charter Treaty: The Notion of Investor*. Kluwer Law International.

de ellos, puede ser bien una persona física o bien una empresa con nacionalidad de la parte contratante, mientras que el tercer Estado puede estar representado por una persona física, empresa u otra organización que cumpla las condiciones especificadas para el concepto de parte contratante, que antes hemos mencionado.

En este sentido, no hay que olvidar que, aunque el objetivo del Tratado es promover el flujo de inversiones hacia las partes contratantes, realmente, los beneficiarios últimos de los términos del Tratado son los inversores de estas partes contratantes. Por ello, el Tratado también especifica lo entendido por inversión, pues no cualquier aportación de recursos económicos puede quedar amparada bajo estas condiciones. Así, determina un concepto de 'inversión' extendido de forma amplia a cualquier tipo de activo mueble o inmueble, derechos de propiedad, sociedades, créditos pecuniarios y derechos contractuales, entres otros.

El hecho de estar incluido bajo los conceptos definidos por el Tratado permite a los inversores quedar amparados bajo las condiciones de protección que el mismo ofrece y, en concreto, como pronto veremos, les asegura poder acudir a los métodos de resolución de conflictos que el propio Tratado recoge para los casos de disputas entre inversor y parte contratante.

Estas disposiciones favorables para los inversores vienen detalladas en la Parte III del Tratado relativa a la Promoción y Protección de las Inversiones<sup>36</sup>. En los artículos 10 a 17 del Tratado se recogen una serie de condiciones o principios que deben ser garantizados por aquellas partes contratantes que sean destinatarias de las inversiones.

La primera de ellas es la obligación de crear un régimen de transparencia y no discriminación. Se deben garantizar unas condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para los inversores de otras partes contratantes en el territorio receptor de la inversión. Se exige que esta parte contratante receptora

---

<sup>36</sup> La Parte II hace referencia al Comercio y el principio de libertad de tránsito que, como ya se ha comentado, no será objeto de estudio en este trabajo.

de la inversión ofrezca en todo momento un trato justo y equitativo a las inversiones extranjeras que reciba, y que no podrá ser menos favorable que el otorgado a las inversiones nacionales. De hecho, de forma específica, manifiesta la obligación de la parte contratante de proporcionar a los inversores “*medios eficaces para la tramitación de demandas y el ejercicio de derechos en relación con inversiones, acuerdos de inversión y autorizaciones de inversión*”.

Este principio de transparencia y no discriminación del artículo 10 será uno de los elementos principales en los que se van a basar las reclamaciones de los inversores contra el Reino de España por el cambio regulatorio producido a partir de 2010 en el régimen retributivo de las energías de régimen especial.

Asimismo, en el artículo 12 se consagra el principio de trato más favorable para los inversores de una parte contratante cuando sus inversiones se hayan visto frustradas en caso de conflicto armado, guerra, estado de excepción, disturbio u otro acontecimiento similar en el territorio de la parte contratante receptora de la inversión. No deja de ser la aplicación del principio de no discriminación del artículo 10 pero con un agravante añadido. En todo caso, la exclusión de este artículo de las excepciones de aplicación del Tratado del artículo 24<sup>37</sup> da muestra del sólido grado de compromiso mostrado por las partes contratantes para la protección de las inversiones.

Por otra parte, se prohíbe la expropiación o medidas de efecto similar, salvo por motivos de interés público, y siempre que se sigan los cauces legalmente establecidos. Sin embargo, una vez más, las excepciones del Tratado no se aplican a este principio de legalidad y régimen jurídico de la expropiación que se contempla en el artículo 13, lo que refleja de nuevo el peso de la adhesión de las partes contratantes a este Tratado.

No obstante, todas estas disposiciones resultarían ineficaces sin un sistema que permitiera exigir su ejecución ante las partes contratantes. Por ello, la Parte V del Tratado se dedica a establecer una serie de principios y mecanismos para la

---

<sup>37</sup> El artículo 24 del Tratado recoge una serie de excepciones muy definidas para la no aplicación de las disposiciones del mismo a una relación entre el inversor de una parte contratante y otra parte contratante.

solución de las controversias que puedan surgir en la aplicación del mismo o ante la vulneración por cualquier parte contratante de alguna de las estipulaciones que contiene.

El mecanismo para la resolución de la controversia varía en función de los sujetos inmersos en ella. Así, se pueden distinguir dos tipos de conflicto: (i) aquellos surgidos entre partes contratantes, y (ii) los acaecidos entre un inversor de una parte contratante y otra parte contratante.

Para el primero de ellos, recordemos que por parte contratante nos referimos a estados u organizaciones internacionales que han firmado el Tratado. Por ello, el artículo 27 recurre a la vía diplomática para la resolución de las controversias que en este sentido puedan surgir, dando para ello “*un plazo razonable*” de tiempo.

Aunque la solución diplomática parece lógica, la concesión de un plazo de tiempo razonable genera la incógnita de qué debe entenderse por tiempo razonable. Para el caso de obtener un resultado fallido tras las negociaciones diplomáticas, el Tratado prevé la posibilidad de que una de las partes acuda a un tribunal de arbitraje *ad hoc*, pero puede darse la circunstancia de que la otra parte en conflicto se niegue, al entender que todavía no ha transcurrido ese plazo razonable que impone el apartado primero del artículo 27.

En todo caso, para el presente trabajo nos centraremos en el segundo de los conflictos: el que se produce entre una parte contratante y el inversor de otra parte contratante. En este sentido, el artículo 26 del Tratado regula un mecanismo para la solución de este tipo de controversias. Se concede un plazo de tres meses para intentar resolver el conflicto de manera amistosa pero, una vez agotado, el inversor que entienda que la parte contratante destinataria de su inversión ha vulnerado alguna de las previsiones recogidas en el Tratado, podrá acudir a tres posibles remedios.

En primer lugar, como no podría ser de otra manera por ser una garantía propia de cualquier Estado de Derecho<sup>38</sup>, se le concede al inversor la facultad para interponer una demanda ante los tribunales ordinarios o administrativos de la parte contratante implicada en la controversia.

Por otra parte, el inversor también podría someterse a cualquier procedimiento que previamente hubiera establecido con la parte contratante. En ocasiones, para la propia realización de la inversión es necesario llevar a cabo una serie de actuaciones jurídicas (permisos, licencias, concesiones, etc.) con diversas autoridades públicas, los cuales muchas veces incluyen sistemas propiamente destinados a la resolución de cualquier controversia que en este sentido surja entre las partes.

Finalmente, cabría acudir a un sistema de arbitraje o conciliación internacional. Para ello, el artículo 46 del Tratado contiene una cláusula de sumisión por la que las partes contratantes del Tratado quedan sometidas a lo decidido por un tribunal de arbitraje o de conciliación cuando esta fuese la opción elegida por el inversor para resolver la disputa<sup>39</sup>.

Además, el inversor no sólo tiene la facultad para acudir a un arbitraje, sino que también puede elegir entre las tres instituciones arbitrales que el propio Tratado ofrece<sup>40</sup>: (i) el Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI)<sup>41</sup>; (ii) un tribunal de arbitraje *ad hoc* o un único arbitro internacional conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI); o (iii) el

---

<sup>38</sup> De hecho, así lo exige también de forma expresa el apartado 12 del ya mencionado artículo 10 del Tratado: “*Las Partes Contratantes se asegurarán de que su derecho nacional proporciona medios eficaces para la tramitación de demandas y el ejercicio de derechos en relación con inversiones, acuerdos de inversión y autorizaciones de inversión*”.

<sup>39</sup> En este sentido, el mismo artículo 26 contiene dos excepciones. Cabe destacar la primera de ellas, por la que una serie de Estados firmantes, entre los que se encuentra España, no quedarán sometidos a un procedimiento arbitral o de conciliación cuando el inversor primeramente haya recurrido bien a los tribunales de la parte contratante o bien a algún procedimiento de resolución de controversias previamente acordado con la parte contratante.

<sup>40</sup> Se demuestra que el Tratado no es un acuerdo independiente, sino que se apoya en otras instituciones o estructuras externas al propio Tratado.

<sup>41</sup> Para estos casos, el Tratado prevé dos reglas procesales distintas, en atención a si las dos partes de la controversia forman parte del Convenio CIADI o sólo una de ellas.

Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo (SCC, en sus siglas en inglés).

Los laudos arbitrales que emanen en resolución de las controversias planteadas en virtud de este mecanismo gozarán de firmeza y fuerza vinculante para las partes en conflicto. En esta línea, el artículo 26 del Tratado establece que *“cualquier arbitraje que se lleve a cabo con arreglo al presente artículo tendrá lugar, a petición de cualquiera de las partes en la controversia, en un Estado que sea Parte en el Convenio de Nueva York<sup>42</sup>”*.

El mismo artículo 26 también contempla la posibilidad de que la decisión del laudo contenga consideraciones que sean contrarias a las acciones o medidas tomadas por el gobierno o una autoridad de rango inferior, para lo cual se debe conceder a la parte contratante la posibilidad de indemnizar pecuniariamente en lugar de cualquier otra forma resarcitoria<sup>43</sup>.

La norma también prevé que las decisiones ordenadas por el laudo deben ser cumplidas de manera efectiva y rápida. Sin embargo, en caso de incumplimiento, no se contempla ninguna medida aplicable, por lo que habrá que estar al régimen establecido para estos supuestos en el reglamento de la institución arbitral seleccionado.

En definitiva, recapitulamos recordando que la jurisdicción sobre una controversia entre una parte contratante y el inversor de otra parte contratante en relación a una supuesta vulneración de las disposiciones del Tratado, existe cuando se dan dos tipos de jurisdicción. Por una parte, una jurisdicción personal (*ratione personae*), es decir, es necesario contar con un inversor conforme al concepto que el propio Tratado marca<sup>44</sup>; y, por otra parte, una jurisdicción

---

<sup>42</sup> El Convenio de Nueva York de 1958, también conocido como Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras, sirve de instrumento en el Derecho internacional para el reconocimiento de los acuerdos o pactos de arbitraje, así como para el reconocimiento y la ejecución de las sentencias o laudos arbitrales no nacionales.

<sup>43</sup> Este será el caso de los laudos de condena a España por los cambios regulatorios.

<sup>44</sup> Artículo 1 apartado 3): *“inversor”*

*a) con respecto a una Parte Contratante, i) la persona física que posea la ciudadanía o nacionalidad de dicha Parte Contratante o resida permanentemente en ésta, con arreglo a la legislación nacional aplicable;*

material (*ratione materiae*); una inversión en el territorio de la parte contratante, de acuerdo con lo considerado por el Tratado como inversión y como territorio<sup>45</sup>.

Sin embargo, dado que este mecanismo de resolución de disputas se apoya en organismos o estructuras externas, las nociones de ‘inversor’, ‘parte contratante’ e ‘inversión’ deben ser aclaradas no solo con lo definido en el Tratado, sino también con respecto a los tratados y reglas de arbitraje de estas instituciones. De la misma forma, el tribunal arbitral debe gozar de competencia tanto de las previsiones del Tratado como de los tratados o reglas de arbitraje de la institución a la que se va a someter la disputa<sup>46</sup>.

Por tanto, como se ha podido explicar, los inversores cuentan, por un lado, con una protección sustantiva por parte del Tratado. La Parte III del mismo consagra una serie de principios que deben ser respetados y garantizados por las partes contratantes. Por otro lado, con el fin de dar fuerza ejecutiva a esas disposiciones, el Tratado ofrece otra protección a través de diversos recursos procesales recogidos en el artículo 26.

En definitiva, nos encontramos ante un tratado que, aunque inicialmente, buscaba generar un marco jurídico de seguridad y estabilidad jurídica para que los inversores de los países tradicionalmente capitalistas destinaran recursos a la

---

ii) la empresa u otra organización constituida con arreglo a la legislación aplicable en la Parte Contratante;

b) con respecto a un "tercer Estado", la persona física, empresa u otra organización que cumpla, *mutatis mutandis*, las condiciones especificadas en la letra a) para una Parte Contratante.

<sup>45</sup> Hay que tener en cuenta la noción de ‘Área’ que establece el propio Tratado, ya que se permite a las partes contratantes que han ratificado el Tratado restringir la aplicación territorial del mismo (Artículo 40 apartado 1). Por tanto, si la inversión se localizara en un territorio expresamente excluido por la parte contratante, el inversor no se vería protegido por las disposiciones del Tratado relativas a la resolución de disputas.

<sup>46</sup> Aunque la cuestión de la jurisdicción parece menor, no es un asunto baladí. En no pocas resoluciones arbitrales de este tipo han surgido cuestiones procesales relacionadas con la competencia. Así se recordaba en el caso *Ioannis Kardassopoulos v. La República de Georgia* (Caso núm. ARB/05/18, de 3 de marzo de 2010), sometido al CIADI: “*Para que el Tribunal tenga jurisdicción ratione materiae sobre la presente disputa, debe tener jurisdicción bajo la Convención CIADI y bajo el Tratado sobre la Carta de la Energía*”.

Por ejemplo, resulta relevante el hecho de que la Convenio CIADI únicamente está disponible para los estados, mientras que excluye a las organizaciones internacionales. Además, se exige que el estado que somete la controversia a esta institución haya ratificado previamente el propio Convenio. Este hecho únicamente es exigible para los casos en los que la disputa se somete al CIADI. El Reglamento CNUDMI y el Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo sólo exigen el cumplimiento de los términos fijados en el propio Tratado sobre la Carta de la Energía.

explotación del mercado energético en la Europa del Este, a lo largo de sus años de vida parece haber quedado demostrado que su fundamento inicial no ha sido del todo cumplido.

De forma especial durante esta última década, los estados occidentales que dieron origen al Tratado se han visto enfrentados a una avalancha de reclamaciones arbitrales amparadas en el Tratado<sup>47</sup>, consolidándose, de facto, como un tratado intracomunitario de protección de inversiones. Y no hay que olvidar que los beneficiarios últimos de estas previsiones son los inversores<sup>48</sup>, lo que ha originado una importante discusión sobre la utilidad práctica que para estos estados implica ser firmante del Tratado<sup>49</sup>.

A continuación, pasamos a analizar de forma sucinta un ejemplo práctico de los múltiples casos de inversores extranjeros que se han sometido a un arbitraje contra el Reino de España por los cambios regulatorios acaecidos desde 2010, y que más arriba hemos narrado.

### 3.1.1 Ejemplo práctico: Laudo del CNUDMI: *PV Investors v. Reino de España*.

El caso que aquí vamos a analizar es la primera demanda internacional a la que España se enfrentó como consecuencia de los cambios regulatorios en el sector energético. En noviembre de 2011, un total de 25 empresas y una persona física<sup>50</sup> se agruparon bajo la denominación en inglés de *PV Investors*, y demandaron a España al considerar que esa evolución regulatoria había vulnerado las disposiciones del Tratado sobre la Carta de Energía.

---

<sup>47</sup> Por ejemplo, España ha recibido más de 45 demandas fundamentadas en este Tratado, siendo el país que más afectado se ha visto por este mecanismo; seguido de Italia, que ha recibido más de 10 demandas y de Alemania con 8.

<sup>48</sup> What is the Energy Charter Treaty? *ECT's dirty secrets*. Obtenido el 14 de enero de 2022 de <https://energy-charter-dirty-secrets.org/>.

<sup>49</sup> Cruz Peña, J. (2021). El Gobierno valora sacar a España del Tratado de la Carta de la Energía, *El Confidencial*. Obtenido el 13 de febrero de 2022 de [https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-31/gobierno-valora-sacar-espana-tratado-carta-energia\\_3351333/](https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-31/gobierno-valora-sacar-espana-tratado-carta-energia_3351333/).

<sup>50</sup> Inicialmente, fueron 87 entidades las que se agruparon para demandar a España, pero en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción de octubre de 2014 se determinó que 62 de esas empresas, al ser de nacionalidad española, tenían vedada la posibilidad de someterse a un arbitraje frente a España, en virtud de las exigencias marcadas en el ya comentado artículo 26 del Tratado.

El grupo de inversores, de distintas nacionalidades pero todos de países miembros de la Unión Europea, decidieron someter la controversia a un arbitraje *ad hoc* bajo las normas de arbitraje de la CNUDMI, siguiendo las opciones que el propio Tratado en su artículo 26 ofrece para la resolución de disputas entre una parte contratante y el inversor de otra parte contratante.

En octubre de 2014 se emite el Laudo Preliminar sobre la Jurisdicción de la disputa. Se trata de una fase previa a la discusión y resolución de la controversia en la que principalmente se discuten las posiciones de las partes sobre los incidentes procesales relativos a la jurisdicción.

Por ejemplo, una de las principales objeciones que presentó España se dirigió contra el hecho de que multitud de reclamaciones se hubieran agrupado en un solo procedimiento, al considerar que para ello era necesario su consentimiento. Sin embargo, su pretensión fue desestimada.

Resulta interesante también comentar otra de las objeciones propuestas por España en relación a una entidad demandante que con anterioridad había iniciado un procedimiento de reclamación ante el Tribunal Supremo. España, alegando la excepción contenida en el ya mencionado apartado 3 del artículo 26 del Tratado, consideró que ese inversor no estaba facultado para iniciar una nueva reclamación frente a España por vía de arbitraje. No obstante, el Tribunal Arbitral entendió que la entidad que inició el procedimiento judicial no era exactamente el inversor afectado que se agrupó para reclamar en el presente arbitraje, por lo que de nuevo desestimó esta pretensión.

Además, España se opuso a la jurisdicción por parte del Tribunal Arbitral por el hecho de tratarse de una disputa entre Estados miembros de la Unión Europea. Según este argumento, dado que la Unión Europea es una institución firmante del Tratado, y todos los inversores procedían de países miembros de la Unión, España entendió que se trataba de una controversia producida en territorio intracomunitario y, como tal, no entraría dentro del

concepto de ‘Área’ que el Tratado marca para conceder la protección a las inversiones<sup>51</sup>.

A pesar de que esta objeción fue rechazada por los árbitros, es una cuestión sujeta a un intenso debate en la actualidad que ha replanteado la utilidad de ser firmante del Tratado para los países miembros de la Unión<sup>52</sup>, pero por motivos de extensión, no podemos profundizar más allá de su mera mención.

Una vez publicado el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, dio comienzo el procedimiento para la resolución de la disputa. Recordamos que se concierne sobre la inversión de los demandantes en el sector de la energía renovable en España, concretamente, en plantas solares fotovoltaicas que agregaban en su conjunto un total de 239.338 MW de capacidad para generar electricidad.

Los inversores destinaron sus recursos en vista de las promociones que el Real Decreto 661/2007 ofrecía para este sector, pero la evolución de este marco jurídico durante los años posteriores les supuso, según alegan, un fuerte impacto en la rentabilidad de sus inversiones. Esta actuación constituía, en su parecer, una violación del artículo 10 del Tratado sobre la obligación de los Estados de proteger y promocionar las inversiones.

El Tribunal Arbitral entra a analizar el desarrollo normativo del régimen económico de las energías de régimen especial, y distingue entre el marco jurídico que propició la inversión y las medidas de cambio del régimen económico que son el objeto de la disputa. El primero está formado por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, el Real Decreto 436/2004, el Real Decreto 661/2007, el registro de las instalaciones en el registro

---

<sup>51</sup> La Comisión Europea, en el desarrollo del procedimiento, solicitó permiso para intervenir y apoyar esta objeción de jurisdicción, pero fue denegada por haber sido ya resuelta en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.

<sup>52</sup> Bernasconi-Osterwalder, N. (2021). Reforma del Tratado sobre la Carta de la Energía: por qué la denuncia es una opción. *Investment Treaty News*. Obtenido el 23 de enero de 2022 de <https://www.iisd.org/itn/es/2021/06/24/energy-charter-treaty-reform-why-withdrawal-is-an-option/>.

administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica y el Real Decreto 1578/2008.

Por otra parte, se dedica a estudiar esas medidas en controversia entre las partes, que son aquellas que España dictó para ajustar y reemplazar los incentivos económicos que se venían concediendo desde el Real Decreto 661/2007.

A pesar de que en el presente estudio hemos comentado las tres fases de la evolución normativa, el Tribunal Arbitral habla, por un lado, de las Medidas del año 2010 para referirse al Real Decreto 1565/2010 y el Real Decreto ley 14/2010 (primera fase) y, por otro lado, del denominado Nuevo Régimen o Nuevas Medidas, entre las que incluye las aprobadas en los años posteriores, es decir, el Real Decreto ley 2/2013, el Real Decreto ley 9/2013, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, el Real Decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014 de 16 de junio de 2014 (segunda y tercera fase).

Estas medidas en disputa son las que fundamentan las pretensiones de los demandantes. Argumentan que, en atención a los incentivos económicos contenidos en el Real Decreto 661/2007 y, particularmente, en la cláusula de estabilidad contenida en el artículo 44.3 del mismo<sup>53</sup>, invirtieron cerca de 2.000 millones de euros en el sector fotovoltaico español. Consideran que, en virtud de las disposiciones de este Real Decreto, junto con las declaraciones de varias instituciones y representantes públicos españoles<sup>54</sup>, tenían una expectativa legítima y razonable de que el régimen económico de este Real Decreto se mantendría durante la vida de las instalaciones fotovoltaicas.

---

<sup>53</sup> El artículo 44 sobre la actualización y revisión de tarifas, primas y complementos, en su apartado 3, establece una suerte de garantía de estabilidad en la revisión de las medidas: *“Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión”*.

<sup>54</sup> Organismos del sector público institucional como la Comisión Nacional de Energía (hoy en día, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia), el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) e ICEX InvestInSpain llevaron a cabo intensas campañas promocionales de la inversión en energías renovables en España.

Sin embargo, alegan que, una vez que España logró el nivel de inversión y desarrollo en este sector, se comenzó a aprobar una serie de medidas encaminadas a reducir y, finalmente, eliminar, los incentivos de este Real Decreto 661/2007. Por todo ello, como ya hemos comentado, fundamentan su acusación principal en la vulneración por parte de España de las obligaciones que el artículo 10 del Tratado le impone con respecto a la promoción, protección y trato de las inversiones.

En concreto, invocan una serie de vulneraciones independientes de este artículo. En primer lugar, entienden que España no ofreció un “*trato justo y equitativo*” por no cumplir con las legítimas expectativas de los inversores, por tomar medidas irrazonables, arbitrarias y desproporcionadas, y por hacerlo con falta de transparencia. Asimismo, alegan que España no creó unas condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para los inversores, al igual que tampoco consiguió ofrecer una “*protección y seguridad completa*” a las inversiones. Por último, consideran que España dañó las inversiones de los demandantes a la hora de tomar medidas irracionales y discriminatorias.

Además, los demandantes recuerdan que la inversión en el sector fotovoltaico requiere grandes cantidades de capital y largos periodos de rentabilización, que generalmente son obtenidos por medio de la financiación estructurada en los flujos de caja constantes. Para ello, cuentan con una fuerte dependencia de los sistemas de apoyo que ofrecen los Estados para estos proyectos y que, en el caso de España, se materializó mediante las tarifas reguladas.

Estos incentivos lograron atraer la inversión de los demandantes, que tenían la legítima expectativa de que este régimen se mantendría a lo largo de toda la vida de las instalaciones, sobre todo a raíz del expreso compromiso de estabilidad del artículo 44.3 antes mencionado. No obstante, entienden que España fue en la línea contraria, pues creó unas condiciones de inestabilidad al introducir cambios impredecibles a la hora

de acometer las inversiones, lo que alteró las previsiones económicas sobre las que estaban hechas las inversiones.

En su contra, España argumenta que los inversores debieron haber tenido en cuenta que el régimen económico de incentivos estaba sujeto al llamado principio general de rentabilidad razonable, es decir, que los inversores únicamente tenían derecho a una tasa de retorno razonable que se situaba entorno al 7% en el momento de la inversión<sup>55</sup>.

Entiende que las denominadas Nuevas Medidas no eran radicalmente contrarias a las establecidas en el régimen del Real Decreto 661/2007, sino que se mantuvieron todos los elementos básicos de ese régimen para garantizar el mismo nivel de retorno económico. Por tanto, considera que su conducta entró dentro de su derecho a regular y que, por tanto, en ningún caso constituía una violación del artículo 10 del Tratado.

Paralelamente, como reclamación alternativa para el caso en el que el Tribunal entendiera que efectivamente las expectativas legítimas de los inversores estaban limitadas al concepto de rentabilidad razonable, los demandantes alegan que España aún sería responsable ante el Tratado de la Carta de Energía porque redujo significativamente esa rentabilidad razonable con la promulgación de las Nuevas Medidas. Entienden que, la tasa neta de rentabilidad razonable en el momento de realizar las inversiones se situaba entorno al 7%, mientras que después de la implementación de las Nuevas Medidas este valor descendió a un 5,9%.

Por todo ello, los demandantes solicitan, tanto para la pretensión principal como para, en su caso, la alternativa, una indemnización de 654 millones de euros.

Por su parte, España se muestra disconforme con este argumento puesto que considera que los inversores continuaron obteniendo altos beneficios

---

<sup>55</sup> Así lo contemplaban el PER 2000 – 2010, el PER 2005 – 2010, la Memoria Económica del Proyecto del Real Decreto 661/2007, y el Informe CNE 3/2007 sobre el Real Decreto 661/2007.

y lograron alcanzar la rentabilidad razonable que esperaban en el momento de realizar la inversión. De hecho, insisten en que la rentabilidad neta que obtuvieron los inversores después de la aprobación de las medidas fue del 6,92%, lo que se corresponde con la tasa de rentabilidad razonable de entorno al 7% en el momento de realizar la inversión.

En este instante, llegamos al análisis de la controversia por parte del Tribunal. Si bien reconoce que no está condicionado por lo establecido en laudos anteriores de disputas similares, sí considera que debe contribuir al desarrollo armonioso del Derecho internacional, por lo que no puede desatender lo comentado en decisiones arbitrales previas.

Este hecho se refleja en la intención por parte de España de introducir en el procedimiento las conclusiones derivadas del Caso Achmea. España pretendía que las conclusiones del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (en adelante, “TJUE”) sobre la incompatibilidad de los arbitrajes de inversión con el Derecho de la Unión Europea fueran tomadas en consideración por el Tribunal Arbitral<sup>56</sup>. A pesar de ser un tema de inmensa actualidad jurídica, por motivos de extensión aquí nos limitamos a comentar que el Tribunal Arbitral denegó esta solicitud a España por no estar vinculadas con la disputa .

Como paso previo a entrar en el análisis de los hechos de la disputa, el Tribunal se apoya en la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados<sup>57</sup> para realizar una interpretación de las obligaciones contenidas en el artículo 10 del Tratado.

---

<sup>56</sup> Sentencia del Tribunal de Justicia, Gran Sala, de 6 de marzo de 2018, Slowakische Republik vs Achmea BV, asunto C - 284/16.

<sup>57</sup> Es un acuerdo en el que se codifica el derecho internacional de los tratados. Contiene reglas relativas a la interpretación de los tratados, su aplicación y entrada en vigor, etc. Fue suscrito en 1969 pero no entró en vigor hasta el año 1980.

En concreto, el Tribunal se apoya en el artículo 31 de la Convención, que recoge una serie de reglas generales de interpretación de los tratados: buena fe, el contexto que rodea al mismo, acuerdos posteriores entre las partes, la intención de las partes, etc.

Con respecto al “*trato justo y equitativo*” contenido en el artículo 10 del Tratado, y base sobre la que se sustenta la disputa, el Tribunal recuerda que debe ser entendido como la protección de las legítimas o razonables expectativas del inversor; la protección contra la conducta arbitraria, irrazonable y desproporcionada de una parte contratante; en el que también cabe incluir el principio de transparencia.

Además, incide en que el elemento de estabilidad en el que se basan los demandantes no viene expresamente recogido en el Tratado. En todo caso, es un principio que debe ser ponderado con el derecho de los Estados a regular y adaptar el marco regulatorio a las circunstancias cambiantes.

Nos encontramos, por tanto, en una balanza, por una parte, con las legítimas expectativas de los inversores a raíz del régimen retributivo consolidado en el Real Decreto 661/2007, y por otra, con la prerrogativa de los Estados soberanos para libremente adaptar el marco regulatorio.

Para tomar una postura, el Tribunal considera necesario valorar tres factores para determinar qué debe entenderse por expectativa legítima. En primer lugar, habla de la necesidad de que existan compromisos específicos por parte del Estado hacia el inversor que, en el caso español, no puede en ningún caso referirse a las meras declaraciones de carácter político, sin ningún valor legal, que ya se han mencionado.

En segundo lugar, hay que realizar un juicio de razonabilidad sobre el cambio regulatorio. El Tribunal recuerda que no se puede entender cualquier cambio en el marco regulatorio como automáticamente perjudicial para los intereses de los inversores y, por tanto, susceptible de generar responsabilidad del Estado ante el Tratado sobre la Carta de la Energía. Por último, exige analizar si existe una adecuada proporcionalidad entre las medidas que el Estado implanta y las políticas que busca lograr.

Tras haber entrado a realizar una interpretación de los términos en los que se regulan las obligaciones de los Estados de proteger y promocionar las inversiones, el Tribunal se embarca en el examen de la pretensión principal de los demandantes: las medidas controvertidas suponen una violación de la obligación contenida en el artículo 10 del Tratado. Para ello, debe analizar si esas medidas efectivamente frustraron las legítimas expectativas de los inversores.

En un proceso de contextualización del marco jurídico del sector energético, el Tribunal coincide con lo argumentado con España, en la medida en que ya la propia Ley 54/2007 del Sector Eléctrico, en su artículo 30.4<sup>58</sup>, hacía referencia al término de rentabilidad razonable. En definitiva, entiende que con ello la Ley establecía un principio de rentabilidad razonable como regla general, dejando a la posterior legislación complementaria la determinación de los medios para poder asegurar esa rentabilidad razonable.

Y en esa legislación de desarrollo, los demandantes se basan en lo que consideran una cláusula de estabilización: el artículo 44.3 del Real Decreto 661/2007<sup>59</sup>. Sin embargo, el Tribunal discrepa y en ningún caso considera que el contenido de este artículo fuera una cláusula de estabilización como tal.

Argumenta que el artículo 44.3 no puede ser visto de manera aislada, sino que hay que tener en cuenta el contexto de todo el marco regulatorio del sector energético español. En este sentido, esa misma cláusula estaba contenida en el Real Decreto 436/2004, y nada privó que a los pocos años se introdujeran nuevas modificaciones con el Real Decreto 661/2007, a partir del cual los demandantes invirtieron.

---

<sup>58</sup> Artículo 30.4, párrafo segundo: “*Para la determinación de las primas se tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales*”.

<sup>59</sup> *Vid.* referencia núm. 53.

Además, con antelación a la entrada de los inversores en el sector fotovoltaico, ya existían varias resoluciones del Tribunal Supremo en las que se advertía a los inversores de que *“ningún obstáculo legal existe para que el Gobierno, en ejercicio de la potestad reglamentaria y de las amplias habilitaciones con que cuenta en una materia fuertemente regulada como la eléctrica, modifique un concreto sistema de retribución siempre que se mantenga dentro del marco establecido por la LSE [Ley del Sector Eléctrico]”*<sup>60</sup>.

Por tanto, entiende el Tribunal Arbitral que los inversores debieron haber realizado un análisis del sector mucho más exhaustivo, lo que les hubiera permitido percatarse de la ausencia de fundamento en legítimamente esperar que el régimen económico fuera inmutable.

Por todo ello, el Tribunal Arbitral concluye que los demandantes no han sido capaces de demostrar que las medidas aprobadas a partir del 2010 fueran irrazonables, arbitrarias o desproporcionadas, mientras que España sí ha justificado la apropiada correlación entre esas medidas aprobadas y la política que el Estado pretendía llevar a cabo con ello, que no era otra que la intención de atajar el elevado déficit público en un contexto de fuerte recesión económica. En consecuencia, los árbitros desestiman la pretensión inicial de los inversores y excluyen la posibilidad de que la actuación de España fuera constitutiva de una vulneración del artículo 10 del Tratado.

A continuación, el Tribunal procede a estudiar la pretensión alternativa de los demandantes: España vulnera la disposiciones del Tratado por reducir significativamente la tasa de rentabilidad razonable a raíz de los cambios regulatorios introducidos a partir de 2010.

---

<sup>60</sup> Sentencia del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso, Sección Tercera, de 15 de diciembre de 2005, recurso 73/2004 [versión electrónica – base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2005/237434]. En la misma línea se pronuncian las SSTs, de 25 de octubre de 2006 [EDJ 2006/282164], de 20 de marzo de 2007 [EDJ 2007/18059] y de 9 de octubre de 2007 [EDJ 2007/175313].

Dada la irremediable naturaleza económica del fundamento aquí discutido, el Tribunal Arbitral considera necesario realizar una estimación de la rentabilidad razonable que los inversores hubieran obtenido en caso de haber seguido bajo el régimen económico del Real Decreto 661/2007.

Para ello, encarga al peritaje de las dos partes realizar unas estimaciones económicas del retorno razonable que las instalaciones hubieran percibido, en atención a los parámetros económicos y financieros marcados por el propio Tribunal. Tras la discusión de ambas propuestas, los árbitros acogen la ofrecida por los peritos económicos de España.

De estas estimaciones se desprende que sólo algunos inversores se vieron afectados por el cambio regulatorio y no obtuvieron una tasa de retorno razonable del 7% o superior, por lo que serían estas las que, en su caso, tendrían derecho a ser indemnizadas.

En concreto, queda demostrado que sólo 9 de las entidades demandantes se vieron afectadas por el cambio regulatorio introducido por España a partir de 2010. Por ello, para estos casos, el Tribunal Arbitral sí considera que la actuación de España fue irrazonable y desproporcionada, lo que supone una violación de su obligación de ofrecer un “*trato justo y equitativo*” que el Tratado le impone en el artículo 10.

Así, se obliga a España a indemnizar a estas entidades por un valor total de 91,1 millones de euros<sup>61</sup>, repartidos en atención a la proporción de MW del que cada uno disponía y, consecuentemente, de forma proporcional al nivel de pérdidas incurridas.

---

<sup>61</sup> Maqueda, A. (2021). El Estado logra rebajar la factura de los arbitrajes por las renovables en 4.600 millones. *El País*. Obtenido el 20 de enero de 2022 de <https://elpais.com/economia/2021-05-31/el-estado-logra-bajar-la-factura-de-los-arbitrajes-por-las-renovables-en-4600-millones.html#:~:text=En%20total%20hab%C3%ADa%20unas%2048,para%20el%20Gobierno%20de%20Espa%C3%B1a.>

Sin embargo, el Laudo final se encuentra con la opinión disconforme de uno de los árbitros, que discrepó con respecto a sus colegas al entender que la pretensión principal de los demandantes debió ser estimada.

El árbitro se basa en los dieciocho precedentes arbitrales que en el momento de dictar el laudo ya se habían pronunciado sobre las mismas medidas y contra España. Entiende que en ninguno de estos casos se ha desestimado la pretensión inicial por la inexistencia de un incumplimiento de las obligaciones del Tratado, para después reconocer el incumplimiento en la pretensión alternativa de los demandantes.

A su juicio, no es lógico que no se condene a España por incumplir sus obligaciones de proteger y promocionar las inversiones sobre la base de que no existía una legítima y razonable expectativa de permanencia del marco jurídico de esas inversiones, pero que sí se haga por el hecho de que no ha mantenido un retorno razonable para las mismas.

En cualquier caso, este laudo fue el resultado de la primera demanda arbitral por el recorte en las primas de las energías renovables, y, aunque se materializó en una victoria parcial para España, la cuestión ha estado lejos de lograr el consenso. Los laudos arbitrales tienen la ventaja, o perjuicio dependiendo del punto de vista desde el que se mire, de que no están obligados por los pronunciamientos anteriores. Por ello, se han emitido laudos que han dado la razón tanto a los inversores como a España, aunque si diéramos validez al criterio del número de pronunciamientos hacia cada uno, la gran mayoría de laudos han caído del lado de los inversores.

A continuación, procedemos a analizar la respuesta que los inversores, mayoritariamente nacionales, han recibido a sus reclamaciones por el cambio en el régimen económico de las energías renovables.

### 3.2 La protección del inversor nacional

Una de las principales consideraciones que se desprende de la protección otorgada por el Tratado sobre la Carta de la Energía es la diferencia de trato ofrecida al inversor nacional con respecto al inversor que proviene de otra parte contratante del Tratado.

Observamos que la regulación del régimen económico favorable para la inversión en energía renovable en ningún caso discriminaba en atención a la procedencia de la inversión. Más bien lo contrario: se buscaba lograr unos niveles de capital invertido, independientemente de su procedencia nacional o extranjera, que permitieran cumplir con las cuotas de energía renovable impuestas desde la Unión Europea.

Y por ello son inversores tanto de nacionalidad española como extranjera los que se lanzan a destinar ingentes recursos al sector de las energías renovables en España.

Sin embargo, la protección con la que han contado a la hora de llevar a cabo su inversión no ha sido la misma. Si se trata de un inversor de otra parte contratante, este ha podido ampararse bajo las disposiciones del Tratado y, específicamente, habrá podido acudir a los mecanismos de resolución de disputas que dicho Tratado ofrece en su artículo 26.

La principal peculiaridad de estos mecanismos es el reconocimiento al inversor de la facultad para libremente elegir dónde someter la resolución de su controversia. Como ya hemos visto, una de las opciones ofrecidas es el arbitraje de inversión, con los beneficios que ello conlleva, pues permite al inversor “huir” de jurisdicciones domésticas que puedan carecer de imparcialidad a la hora de resolver la disputa.

Por el contrario, el inversor nacional, al no entrar dentro de la concepción de ‘inversor’ marcada por el Tratado, se ve impedido para acceder a cualquiera de esas vías alternativas de resolución de disputas, por lo que irremediabilmente

debe someter su controversia a los tribunales locales, en este caso, españoles (López Rodríguez y Navarro Rodríguez, 2015).

Esta distinción que se ofrece en cuanto a la jurisdicción competente no es la única, puesto que también existe otro importante elemento diferenciador con respecto al Derecho aplicable y, consecuentemente, en la solución que se va a ofrecer para la resolución de la controversia.

No pocos inversores nacionales<sup>62</sup> también consideraron que esta evolución regulatoria les había supuesto un perjuicio para sus inversiones en el sector de las energías renovables, por lo que decidieron acudir a la vía contenciosa para hacer valer sus derechos<sup>63</sup>.

En este sentido, se sucedieron varios recursos ante el Tribunal Constitucional y multitud de reclamaciones ante el Tribunal Supremo. A pesar de que la mayoría de ellas se saldaron con victoria del Estado, es interesante analizar las principales posturas esgrimidas por los inversores y las respuestas ofrecidas por los tribunales que, ya avanzamos, en ocasiones ha sido algo parca en proporción a la complejidad del problema planteado.

Como vemos, el hecho de no poder acudir a un arbitraje de inversión bajo el mecanismo del artículo 26 del Tratado también conlleva la imposibilidad de resolver la disputa conforme a las disposiciones del mismo. En consecuencia, los inversores nacionales van a fundamentar sus pretensiones en el Derecho español. Concretamente, la gran mayoría de reclamaciones se sustentaron en lo que consideraron una vulneración del principio de irretroactividad, el principio de seguridad jurídica y el principio de confianza legítima.

El primero de ellos, recogido en el artículo 9.3 de la Constitución Española (CE), proscribía la retroactividad de las disposiciones sancionadoras no favorables o

---

<sup>62</sup> Lo hemos podido observar en el laudo antes estudiado: de un total de 87 entidades demandantes, 62 eran de nacionalidad española, por lo que no pudieron someter la controversia a un arbitraje de inversión (*vid.* referencia 50).

<sup>63</sup> Leiva López, A. (2020). Los inversores en energías renovables en España: litigiosidad y nuevo marco retributivo. *Revista Digital de Derecho Administrativo*, núm. 24. Almería, España.

restrictivas de derechos individuales. Se trata de un principio que ha sido analizado por el Tribunal Constitucional en diversas ocasiones, como por ejemplo, en la Sentencia 126/1987, de 16 de julio, donde se afirmaba que “*el grado de retroactividad de la norma cuestionada, así como las circunstancias específicas que concurran en cada caso, se convierte en elemento clave en el enjuiciamiento de su presunta inconstitucionalidad*”<sup>64</sup>.

En esta línea, y siguiendo la jurisprudencia constitucional alemana con respecto a este principio, el Tribunal Constitucional va a distinguir entre lo que denomina como retroactividad auténtica y retroactividad impropia (Hernández Serna, 2019). La primera opera de forma plena, y sólo estaría excepcionada por “*exigencias cualificadas del bien común*”; mientras que en la impropia entra en juego “*la ponderación de bienes llevada a cabo caso por caso, teniendo en cuenta de una parte, la seguridad jurídica y, de otra, los diversos imperativos que pueden conducir a una modificación del ordenamiento jurídico*”<sup>65</sup>.

De esta forma, la retroactividad auténtica es la que afectaría a situaciones de hecho ya ocurridas en el pasado y, en principio, queda prohibida al legislador; mientras que la impropia se refiere a aquella que recae sobre situaciones que se iniciaron en el pasado pero aún existentes, por lo que, para determinar si queda vedada o no, habría que analizar en cada caso los bienes jurídicos afectados, como pueden ser la finalidad de la norma o el nivel de previsibilidad.

En este sentido, los primeros pronunciamientos del Alto Tribunal sobre la fase inicial de la reforma regulatoria se decantaron por evaluarlo como situaciones de retroactividad impropia, apoyándose en el grado de retroactividad de la norma para determinar su conformidad o no con el ordenamiento jurídico. De esta forma, solo aquellas regulaciones que hubieran impuesto la obligación a los inversores de devolver las primas obtenidas en el años anteriores podrían considerarse

---

<sup>64</sup> Sentencia 186/1987 del Tribunal Constitucional (Pleno), de 16 de julio, FJ 11 [versión electrónica – base de datos Aranzadi. Ref. RTC 1987\126].

<sup>65</sup> Sentencia 89/2009 del Tribunal Constitucional, de 20 de abril, FJ 3 [versión electrónica – base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2009/81870], como ejemplo representativo de otras muchas sentencias que han consolidado esta línea doctrinal sobre el principio de irretroactividad.

vulneradoras de la interdicción de la irretroactividad. Dado que esto no ocurrió, el cambio retroactivo se entendió ajustado a Derecho.

Así lo manifestó el Tribunal Supremo a la hora de resolver un recurso contencioso – administrativo contra el Real Decreto 1565/2010<sup>66</sup> que, recordemos, fue uno de los primeros en iniciar el proceso de reversión del régimen económico contenido en el Real Decreto 661/2007. En este caso, el Supremo manifestó que “*no entran dentro del ámbito de la retroactividad prohibida las disposiciones que, carentes de efectos ablativos o peyorativos hacia el pasado (no obligan a revisar ni remueven los hechos pretéritos, no alteran la realidad ya consumada en el tiempo, no anulan los efectos jurídicos agotados), despliegan su eficacia inmediata hacia el futuro aunque ello suponga incidir en una relación o situación jurídica aún en curso*”<sup>67</sup>.

Igualmente, con respecto a las fases sucesivas del proceso de cambios regulatorios, ha imperado la misma doctrina. Recordemos que la fase final de la reforma acaba de manera definitiva con el régimen de tarifas y primas incorporado en el Real Decreto 661/2007, afectando incluso a las instalaciones aún en funcionamiento en el momento de entrada en vigor. Además, la nueva rentabilidad razonable se basa en los ingresos percibidos por las instalaciones en ejercicios anteriores.

En este sentido, ante lo que parecen evidentes efectos retroactivos, el Tribunal Supremo, en la Sentencia 1461/2016, de 20 de junio, sobre la impugnación del Real Decreto 413/2014 que desarrolla las disposiciones de la nueva Ley del Sector Eléctrico (hablamos ya de fase tercera del proceso de cambio regulatorio), tampoco consideró que la reforma introducida por este Real Decreto incurriera en retroactividad prohibida, pues, según el mismo, “*carece de efectos ablativos o*

---

<sup>66</sup> Solbes López, L. (2014). Jurisprudencia al día. Tribunal Supremo. Primas a la energía fotovoltaica. *Actualidad Jurídica Ambiental*. Obtenido el 23 de octubre de 2021 de <https://www.actualidadjuridicaambiental.com/jurisprudencia-al-dia-tribunal-supremo-primas-a-la-energia-fotovoltaica/>.

<sup>67</sup> Sentencia del Tribunal Supremo, de 12 de abril de 2012, recurso 40/2011, FJ 3 [versión electrónica – base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2012/65328].

*peyorativos hacia el pasado, en el sentido de que no anula, ni modifica ni revisa las retribuciones pasadas*”<sup>68</sup>.

En la misma línea considera que, a pesar de que las modificaciones relativas a la rentabilidad razonable incidieron sobre situaciones jurídicas comenzadas con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto pero aún inconclusas, no se trataba de “*una retroactividad prohibida, al no incidir sobre derechos patrimoniales previamente consolidados e incorporados al patrimonio de los titulares de tales instalaciones, ni sobre situaciones jurídicas ya agotadas o consumadas*”. Argumentos parecidos ya se emplearon a nivel doctrinal por diversos autores, entre los que cabe mencionar a Soler Tappa<sup>69</sup>.

Sin perjuicio de lo anterior, este debate en absoluto puede ser calificado de pacífico, pues, por ejemplo, si bien en esta sentencia se declaró también la ausencia de una retroactividad vedada por el ordenamiento jurídico, se emitió un Voto Particular en el que se reconocía que la norma impugnada “*incurre en retroactividad prohibida y vulneran los principios de seguridad jurídica y de confianza legítima*”<sup>70</sup>.

De la misma forma, a nivel doctrinal también se ha puesto en duda que estas medidas no supusieran una vulneración de la irretroactividad prohibida. De hecho, el autor López Ibor ha llegado a decir que “*no cabe duda de que el citado régimen de irretroactividad para futuras revisiones del régimen especial no ha sido respetado*”<sup>71</sup>, por el hecho de que las modificaciones introducidas en el régimen económico de las energías renovables fue introducido tanto para las instalaciones futuras como para las que aún estaban en funcionamiento en el momento de entrar en vigor los mencionados cambios.

---

<sup>68</sup> Sentencia 1461/2016 del Tribunal Supremo, Sala Tercera, Sección 3ª, de 20 de junio, FJ 3º [versión electrónica – base de datos ARANZADI. Ref. RJ 2016\6675].

<sup>69</sup> Soler Tappa, E. (2009). Derechos adquiridos, expectativas legítimas y retroactividad de las normas que alteran o modifican derechos económicos reconocidos. Diario La Ley (7259).

<sup>70</sup> Vid. Ref. 68, Voto Particular.

<sup>71</sup> López-Ibor Mayor, V (2015). Las respuestas internas e internacionales a la protección del inversor en el sector energético: un nuevo reto en una economía globalizada. *Cuadernos de Energía*, Club Español de Energía, pp. 20 – 34.

Como comentamos, otras de las principales líneas argumentales empleadas por los inversores fue la vulneración del principio de seguridad jurídica. Los demandantes alegaron que el proceso de cambio normativo generó una incertidumbre regulatoria en el sector, pues en los primeros años se fomentó la inversión en estas tecnologías para que, a partir de 2010, se revirtiera progresivamente todo el régimen económico previsto para las instalaciones de este tipo. A mayor abundamiento, los inversores entienden que el hecho de que la tramitación de esta evolución normativa se efectuara por vía del trámite de urgencia les impidió en todo caso planificar y adaptarse a los cambios venideros.

Recogido también en el artículo 9.3 CE, sobre este principio existe asimismo doctrina ya consolidada. El Tribunal Constitucional, en la antes mencionada Sentencia 126/1987, recuerda que *“el principio de seguridad jurídica no puede erigirse en valor absoluto por cuanto daría lugar a la congelación del ordenamiento jurídico existente”*.

De la misma forma, el Tribunal Supremo ha tenido la oportunidad de pronunciarse al respecto y, en concreto, sobre los titulares de las instalaciones ha afirmado que *“no tienen un derecho inmodificable a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de sus retribuciones, cuando ellos mismos han optado por no acudir al mercado (posibilidad que siempre les queda abierta) sino beneficiarse de un sistema público de fijación de aquellas”*<sup>72</sup>.

Sin embargo, no cabe compartir esta afirmación en la medida en que el fin último de la promoción de estas tecnologías se encuentra en la imposibilidad de los actores privados de llevar a cabo por sí solos una destinación de capital de tal magnitud sin garantía de retorno y, en todo caso, a muy largo plazo. Para ello, se crea un régimen de apoyos y primas con el fin de asegurar la rentabilidad y, de alguna manera, ayudar a los inversores a “crear” ese mercado.

De hecho, desde el Alto Tribunal también se defendió la idea de que las previsiones de capacidad para estas tecnologías fueron ampliamente superadas, lo

---

<sup>72</sup> Vid. Ref. 67, FJ 4.

que debería haber hecho pensar a los inversores que, antes o después, este régimen favorable dejaba de tener sentido. No obstante, pasaron hasta cinco años, desde el 2008 con la primera modificación del Real Decreto 1578/2008 hasta la supresión definitiva del régimen económico del Real Decreto 661/2007, durante los cuales nuevas instalaciones siguieron poniéndose en marcha, por lo que tampoco parece ser un argumento excesivamente sólido.

Por último, se rechaza la vulneración de este principio porque los inversores debían ser conscientes de la dificultad por la que atravesaba el sector eléctrico español, con un déficit tarifario disparado que ponía en peligro la sostenibilidad del sistema. Se entiende que una parte importante del desbalance económico en el sector tiene su origen en el régimen primado de las energías de régimen especial.

En consecuencia, el TS niega que los inversores gozaran de un derecho a la petrificación del régimen retributivo primado, puesto que las modificaciones que tuvieron lugar pudieron ser, a la vista del Tribunal, perfectamente previsibles.

Por último, los demandantes han basado sus reclamaciones en lo que consideran una violación del principio de confianza legítima. A diferencia de los principios anteriormente analizados, este no encuentra mención en la Carta Magna. Se trata de una derivación del Derecho Comunitario<sup>73</sup>, que pronto fue aplicada a nivel doctrinal<sup>74</sup>, y que hoy en día tiene amparo legal en el artículo 3.1 de la Ley 40/2015<sup>75</sup>.

Entendido como un sucedáneo del principio de seguridad jurídica, la jurisprudencia del Tribunal Supremo ha tenido la oportunidad de delimitar su margen de aplicación que, ya avanzamos, queda reducido a supuestos concretos y escasos.

---

<sup>73</sup> Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea, de 13 de julio de 1963, asunto Lemmerz – Werke (Caso 111/63), a su vez recibido del Derecho Administrativo alemán por el conocido caso de “la viuda de Berlín” y la pensión de viudedad.

<sup>74</sup> Confianza legítima y Checkpoint Charlie. *Ariño y Villar Abogados*. Obtenido el 30 de octubre de 2021 de <https://www.arinoyvillar.com/single-post/2017/03/29/confianza-leg25c3258dtima-y-checkpoint-charlie>.

<sup>75</sup> Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

De hecho, con ocasión de las demandas de impugnación de los cambios acaecidos en el régimen económico del sector de las energías renovables, el Alto Tribunal terminó por consolidar la doctrina que tímidamente ya había establecido con respecto a este principio.

La Sentencia de 11 de junio de 1996<sup>76</sup> representa adecuadamente la línea mantenida por el Tribunal Supremo en relación a este principio: *“Ni la falta de experiencia en la aplicación de un anterior Real Decreto, ni los principios de seguridad jurídica y confianza legítima, invocados por los actores, pueden impedir a la Administración el derogarlo y dejarlo sin efecto, cuando así lo considera adecuado a los intereses generales y a una más fiel regulación de estos; pues, [...] no existe principio de derecho, ni precepto legal alguno que obligue a la Administración a mantener a perpetuidad todos los reglamentos aprobados, y afirmar lo contrario es tanto como consagrar la congelación definitiva de las normas sin posibilidad alguna de modificación, lo cual es evidentemente insostenible por privar al ordenamiento jurídico de su esencial condición dinámica y la oportunidad y acierto de una disposición general es materia que incumbe apreciar a los órganos administrativos dentro de un margen de discrecionalidad que esta jurisdicción debe respetar”*.

En otra ocasión llega incluso a atreverse a conceptualizarlo, entendiéndolo como un impedimento para las autoridades públicas para *“adoptar medidas que resulten contrarias a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en las decisiones de aquélla, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones”*<sup>77</sup>.

En las reclamaciones presentadas por los inversores, argumentan que con la promulgación del Real Decreto 661/2007 se buscaba ofrecer una seguridad a los inversores y fomentar el desarrollo tecnológico del sector de las energías renovables. El legislador era consciente de la necesidad de crear un marco estable

---

<sup>76</sup> Sentencia del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso, sección 3ª, de 11 de junio de 1996, recurso 203/1993. FJ 2 [versión electrónica - base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 1996/4573].

<sup>77</sup> Sentencia del Tribunal Supremo, Sala de lo Contencioso, sección 4ª, de 10 de mayo de 1999, recurso 594/1995, FJº 3 [versión electrónica - base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 1999/8003].

para la inversión en estas instalaciones, habida cuenta de los enormes costes iniciales de inversión y el amplio periodo de retorno para ser amortizadas. De ahí que en el mencionado Real Decreto se incluyeran cláusulas abiertamente limitadoras de la facultad de los poderes públicos para revisar las condiciones en él ofrecidas<sup>78</sup>.

Sin embargo, estas alegaciones tampoco consiguieron prosperar. En general, la respuesta de los Tribunales se mantuvo en la misma línea que la ofrecida para el argumento de la vulneración del principio de seguridad jurídica. Los Tribunales sostuvieron que el hecho de que los inversores escaparan de los riesgos de mercado necesariamente les llevaba a estar expuestos a lo que denominan “riesgo regulatorio” (De la Quadra-Salcedo, 2015). En el sector energético, como sector regulado, los actores deben afrontar unas condiciones que son determinadas por los poderes públicos, a diferencia de los sectores que se rigen por normas principalmente impuestas por el mercado. Por tanto, los inversores debían ser conscientes de la incertidumbre y mutabilidad propias de este ordenamiento jurídico, lo que automáticamente matiza el principio de confianza legítima. Las dificultades por las que estaba atravesando el mercado eléctrico debían haber puesto en alerta a aquel inversor que fuera consciente del riesgo regulatorio del mismo, pues era necesario acometer medidas económicas y técnicas que ayudaran a garantizar la sostenibilidad del sector<sup>79</sup>.

En nuestra opinión, parece que la tendencia jurisprudencial a rechazar este argumento trata de basarse en lo que denominan “riesgo regulatorio”, como si de un concepto jurídico se tratara. Se da a entender que el riesgo de un cambio en la normativa que ha motivado la actuación de los operadores de un sector debe ser contemplado como un riesgo propio del ordenamiento jurídico.

---

<sup>78</sup> *Vid.* Ref. 53.

<sup>79</sup> Es la línea en la que se pronunciaron varios magistrados del Tribunal Constitucional en el Voto Particular de la Sentencia 270/2015, de 17 de diciembre de 2015, recurso 5347/2013 [versión electrónica de base de datos - EDJ 2015/244012]. También cabe mencionar la Sentencia 183/2014 del Tribunal Constitucional (Pleno), de 6 de noviembre de 2014, recurso 1780/2013 [versión electrónica de base de datos - EDJ 2014/202865].

Pero parece de algún modo paradójico, porque se presume que la norma es otro elemento generador de riesgo a considerar por el empresario, cuando la finalidad de la norma es justamente la contraria: dar seguridad jurídica. En ningún caso la ley puede ser generadora de riesgo en sí misma. Dar carta de naturalidad al concepto de “riesgo regulatorio” parece ir en línea contraria a lo que la CE pretende con el reconocimiento del principio de seguridad jurídica en el artículo 9.3.

Sería ingenuo no admitir el riesgo de un cambio normativo como consecuencia de la potestad regulatoria de los poderes públicos para dar respuesta a las cambiantes necesidades de la sociedad. Pero también sería atrevido no reconocer sus límites, como tiene toda potestad. De lo contrario, estaríamos afirmando que el “riesgo regulatorio” es un riesgo que debe ser tenido en cuenta por los operadores del mercado y, por tanto, que la potestad para cambiar la regulación no tiene límite alguno.

En consecuencia, no cabe admitir tal concepto como si fuera un concepto jurídico viable para eliminar el derecho a la confianza legítima y, así, restringir la responsabilidad del Estado ante un cambio normativo.

A pesar de que las circunstancias del sector eléctrico fueran verdaderamente dramáticas y, como tal, perfectamente previsibles por un diligente inversor, el Estado no debería tener la ilimitada discrecionalidad para abordar un cambio regulatorio sin tener en cuenta los impactos directos que tendrá sobre aquellos actores que, en base a la norma en su día emanada, legítimamente adquirieron una u otra postura con confianza en la permanencia de esa norma.

Como ya hemos analizado, la vulneración del principio de irretroactividad quedó descartada por no afectar a situaciones de hecho ya concluidas, sino a los efectos futuros de aquellas operaciones que, en el momento de entrada en vigor de los cambios normativos, aun estaban inconclusas y, por tanto, no afectaba a derechos consolidados sino a expectativas de derecho.

Aunque sería injusto no reconocer la tensa situación económica que principalmente motivó esta iniciativa para acometer profundas modificaciones en el régimen económico del sector, cierto es que esos cambios atentaron directamente contra la confianza que los inversores en su día depositaron en la vigencia de la norma. Y con esto no se trata de pedir el mantenimiento del status quo del momento inicial de la inversión, pero sí el respeto a su confianza legítimamente adquirida en el legislador, lo que se podría haber perfectamente materializado en la previsión de un sistema compensatorio, ya fuera a través de un régimen transitorio que progresivamente les atenuara los perjuicios, o bien por medio de un resarcimiento económico.

En todo caso, a pesar de que aquí hemos realizado un análisis individualizado de estos principios, los Tribunales, en el momento en que no reconocían la vulneración del principio de irretroactividad prohibida, inmediatamente descartaban el argumento de la confianza legítima y la seguridad jurídica.

Sin embargo, a nuestro juicio, y coincidiendo con lo argumentado por el autor Baño León<sup>80</sup>, sí cabría separar el principio de irretroactividad de los de confianza legítima y seguridad jurídica.

Una ley no restrictiva, pero restrictiva en grado impropia, en la medida en que afecta a los efectos futuros, no debería automáticamente descartar la ausencia de impacto sobre los principios de seguridad jurídica y confianza legítima. En nuestra opinión, será así si sobre esos efectos futuros no se prevén elementos transitorios o compensatorios que permitan atenuar el daño que el cambio normativo vaya a producir sobre el actor del mercado que, en su día, operó confiando legítimamente en la permanencia de la norma y hoy se ve afectado por la inseguridad jurídica ocasionada por su modificación.

---

<sup>80</sup> Jiménez Blanco, A. (2016). La otra responsabilidad patrimonial de la Administración. En Baño León, J. M<sup>a</sup>. (Coord.), *Memorial para la reforma del Estado, estudios en homenaje al profesor Santiago Muñoz Machado*, Vol. III, Centro de Estudios Políticos y Constitucionales, pp. 2814 – 2815. España.

#### **4. CONCLUSIONES**

La idea del presente trabajo era arrojar luz sobre las distintas respuestas que los inversores recibieron a la hora de hacer valer sus derechos frente al cambio regulatorio acaecido a partir de 2010 en el sector de las energías renovables en España.

Con la contraposición de los resultados obtenidos en los arbitrajes de inversiones frente a las respuestas dadas por la jurisdicción nacional, se ha puesto de manifiesto esta diferencia de trato según la nacionalidad de los inversores.

Amparados bajo el Tratado sobre la Carta de la Energía, muchos inversores extranjeros lograron importantes indemnizaciones como resarcimiento por los perjuicios ocasionados, mientras que para los inversores nacionales no hubo la misma suerte. El mismo problema, frente al mismo demandado, no tuvo las mismas respuestas, sino que por medio del arbitraje de inversión los inversores extranjeros lograron en la mayoría de ocasiones ser indemnizados, mientras que en la jurisdicción nacional no se reconoció ese perjuicio para los inversores nacionales.

Y aquí encontramos el principal problema que hemos tratado de exponer en el presente trabajo. El Tratado sobre la Carta de la Energía, promovido por los países europeos occidentales para la recuperación económica y social de los países del este, se ha convertido en un auténtico paraguas para las reclamaciones de inversores privados frente a estos estados occidentales, que se han visto sometidos a una ingente cantidad de reclamaciones por los cambios regulatorios en el sector energético que han llevado a cabo dentro de la potestad legislativa de la que disponen.

Por ello, hoy en día la participación en el Tratado ha dejado de tener sentido. Los realmente beneficiarios de las disposiciones del mismo son inversores privados, y sus disposiciones de protección a las inversiones no dejan de constituir una limitación a la legítima potestad regulatoria de cualquier Estado, por no hablar de la flagrante huida de los tribunales nacionales que permite.

Este hecho no obsta para comentar el erróneo proceso de evolución normativa acaecido en nuestro país en relación a las energías renovables. Como se ha tratado de exponer, en menos de tres años el régimen económico por el que muchos inversores

destinaron cuantiosas cantidades de dinero a las energías renovables en España fue revertido. Ciertamente es que la situación económica a la que se enfrentaba el país y, de manera especial, el sector energético, era crítica, pero no debe ser argumento para la eliminación radical de este régimen económico, sin consenso con los sujetos directamente afectados, de manera desproporcionada y sin dar posibilidad para acogerse a regímenes transitorios que modularan el impacto de estos cambios sorpresivos.

Por ello, este hecho ha dejado en evidencia la necesidad de reconfigurar la manera de entender las energías renovables y su promoción. Los incentivos económicos que se concedan para su fomento deben ser en todo caso proporcionales al desarrollo tecnológico de las instalaciones de estas energías, y deberán contemplar la posibilidad de ser modificados, pero siempre de manera racional y respetando el legítimo derecho de los inversores que, bajo unas primeras condiciones, deciden invertir en este sector en España.

Las energías renovables constituyen el futuro, más próximo que lejano, pero su promoción y desarrollo debe ser realizado teniendo en cuenta las necesidades del mercado energético. No tiene sentido avanzar rápidamente en un proceso de desarrollo sin garantías, sino que es necesaria la colaboración público privada para contar con una hoja de ruta consolidada, donde los inversores encuentren atractiva la inversión en este tipo de tecnologías y las sociedades asuman el compromiso de avanzar hacia un mundo basado en energías renovables.

Para ello, será fundamental que los Estados se comprometan a ofrecer un marco jurídico estable que garantice a los inversores el respeto a las condiciones de sus inversiones, pero deberá ser al mismo tiempo lo suficientemente flexible para poder hacer frente a los rápidos avances de estas tecnologías.

## **5. BIBLIOGRAFÍA**

### **I. LEGISLACIÓN**

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía (BOE núm. 23, de 27 de enero 1991).

- Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables (BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 1994).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997).
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (BOE núm. 312, de 30 de diciembre de 1998).
- Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000 – 2010, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999.
- 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.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida (BOE núm. 210, de 2 de septiembre de 2002).
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 2002).
- Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.
- 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 (BOE núm. 75, de 27 de marzo de 2004).

- Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005 – 2010, aprobado por el Consejo de Ministros el 26 de agosto de 2005.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 126, de 26 de mayo de 2007).
- 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, de 25 de mayo, para dicha tecnología (BOE núm. 234, de 27 de septiembre de 2008).
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- 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 (BOE núm. 111, de 7 de mayo de 2009).
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE núm. 283, de 23 de noviembre de 2010).
- 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 (BOE núm. 312, de 24 de diciembre de 2010).
- Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (BOE núm. 55, de 5 de marzo de 2011).
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011 – 2020 (PANER), aprobado por el Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, 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 (BOE núm. 24, de 28 de enero 2012).
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (BOE núm. 312, de 28 de diciembre de 2012).

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero (BOE núm. 29, de 2 de febrero de 2013).
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (BOE núm. 167, de 13 de julio de 2013).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013).
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (BOE núm. 140, de 10 de junio de 2014).
- 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 (BOE núm. 150, de 20 de junio de 2014).

## II. JURISPRUDENCIA

- Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, Caso 2012 – 14, de 14 de octubre de 2014. Fecha de consulta: 25 de enero de 2022, [versión electrónica – base de datos Jus Mundi: [https://jusmundi.com/en/document/decision/en-aes-solar-and-others-pv-investors-v-spain-preliminary-award-on-jurisdiction-tuesday-14th-october-2014#decision\\_6859](https://jusmundi.com/en/document/decision/en-aes-solar-and-others-pv-investors-v-spain-preliminary-award-on-jurisdiction-tuesday-14th-october-2014#decision_6859)].
- Laudo Final, Caso 2012 – 14, de 28 de febrero de 2020. Fecha de consulta: 22 de junio de 2021, [versión electrónica – base de datos Jus Mundi: [https://jusmundi.com/en/document/decision/en-aes-solar-and-others-pv-investors-v-spain-final-award-friday-28th-february-2020#decision\\_6858](https://jusmundi.com/en/document/decision/en-aes-solar-and-others-pv-investors-v-spain-final-award-friday-28th-february-2020#decision_6858)].
- Sentencia del Tribunal Constitucional núm. 186/1987 (Pleno), de 16 de julio, FJ 11 [versión electrónica – base de datos Aranzadi. Ref. RTC 1987\126].
- Sentencia del Tribunal Constitucional núm. 89/2009, de 20 de abril, FJ 3 [versión electrónica – base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2009/81870].
- Sentencia del Tribunal Constitucional núm. 270/2015, de 17 de diciembre de 2015, recurso 5347/2013 [versión electrónica - base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2015/244012].

- Sentencia del Tribunal Constitucional (Pleno) núm. 183/2014, de 6 de noviembre de 2014, recurso 1780/2013 [versión electrónica - base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2014/202865].
- Sentencia del Tribunal Supremo, de 12 de abril de 2012, recurso 40/2011, FJ 3 y 4 [versión electrónica – base de datos EL DERECHO. Ref. EDJ 2012/65328].
- Sentencia del Tribunal Supremo núm. 1461/2016, Sala Tercera, Sección 3ª, de 20 de junio, FJ 3º y Voto Particular [versión electrónica – base de datos Aranzadi. Ref. RJ 2016\6675].
- Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea, de 13 de julio de 1963, Asunto Lemmerz – Werke (Caso 111/63).

### III. OBRAS DOCTRINALES

- Baltag, C. (2012). Energy Resources and the Energy Charter Treaty. *The Energy Charter Treaty: The Notion of Investor*. Kluwer Law International.
- Baltag, C. (2012). Investor and Contracting Parties to the Energy Charter Treaty. *The Energy Charter Treaty: The Notion of Investor*. Kluwer Law International.
- De la Quadra-Salcedo, T. (2015). Riesgo regulatorio y contractualización de la regulación por operadores y poderes públicos. En Castro-Gil Amigo, J. (coord.), *Riesgo regulatorio en las energías renovables II* (pp. 29 – 70), España: Aranzadi Thomson Reuters.
- Giménez Cervantes, J. (2009). El régimen jurídico-administrativo de las energías renovables. En F. Becker Zuazua, L. M. Cazorla Prieto, J. Martínez Simancas Sánchez y J. M. Sala Arquer (coords.), *Tratado de regulación del sector eléctrico. Volumen I: Aspectos jurídicos* (pp. 79 – 109). Madrid: Aranzadi Thomson Reuters.
- Hernández Serna, M. (2019). La garantía constitucional de la irretroactividad de las disposiciones restrictivas de derechos individuales. Comentario a las SSTC 45/2018, de 26 de abril y 51/2018, de 10 de mayo. *EL DERECHO*.
- Jiménez Blanco, A. (2016). La otra responsabilidad patrimonial de la Administración. En Baño León, J. Mª. (Coord.), *Memorial para la reforma del Estado, estudios en homenaje al profesor Santiago Muñoz Machado*, Vol. III, Centro de Estudios Políticos y Constitucionales (pp. 2814 – 2815), España.

- Leiva López, A. (2020). Los inversores en energías renovables en España: litigiosidad y nuevo marco retributivo. *Revista Digital de Derecho Administrativo*, núm. 24. Almería, España.
- López Rodríguez, A.M. y Navarro Rodríguez, P. (2015). Riesgo regulatorio en el sector de las energías renovables en España y polianarquía normativa: distintas soluciones para un mismo problema. En Castro-Gil Amigo, J. (coord.), *Riesgo regulatorio en las energías renovables II* (pp. 185 – 211), España: Aranzadi Thomson Reuters.
- López Ibor Mayor, V. (2009). Tratado de la Carta Europea de la Energía. En F. Becker Zuazua, L. M. Cazorla Prieto, J. Martínez Simancas Sánchez y J. M. Sala Arquer (coords.), *Tratado de regulación del sector eléctrico. Volumen I: Aspectos jurídicos* (pp. 213 – 240). Madrid: Aranzadi Thomson Reuters.
- López Ibor Mayor, V. (2015). Las respuestas internas e internacionales a la protección del inversor en el sector energético: un nuevo reto en una economía globalizada. *Cuadernos de Energía*. Club Español de Energía, pp. 20 – 34.
- Soler Tappa, E. (2009). Derechos adquiridos, expectativas legítimas y retroactividad de las normas que alteran o modifican derechos económicos reconocidos. *Diario La Ley* (7259).
- Yordi Aguirre, B. y Hercsuth, A. (2010). Análisis de experiencias en la Unión Europea. En F. Becker Zuazua, L. M. Cazorla Prieto y J. Martínez Simancas Sánchez (coords.), *Tratado de las Energías Renovables. Volumen I: Aspectos Socioeconómicos y Tecnológicos* (pp. 657 - 679). Madrid: Aranzadi Thomson Reuters.

#### IV. RECURSOS DE INTERNET

- Coop, G. (2014). 20 years of the Energy Charter Treaty. ICSID Review, Obtenido el 12 de noviembre de 2021 de <https://academic.oup.com/icsidreview/article-abstract/29/3/515/2732611?redirectedFrom=fulltext>.
- Mora Ruiz, M. (2013). La ordenación jurídico administrativa de las energías renovables como pieza clave en la lucha contra el cambio climático: ¿un sector en crisis? *Mercado interior, libertades económicas y medio ambiente*. Obtenido el 23 de octubre de 2021 de [http://rabida.uhu.es/dspace/bitstream/handle/10272/7943/La\\_ordenacion\\_juridico\\_administrativa.pdf?sequence=2](http://rabida.uhu.es/dspace/bitstream/handle/10272/7943/La_ordenacion_juridico_administrativa.pdf?sequence=2).

- What is the Energy Charter Treaty? *ECT's dirty secrets*. Obtenido el 14 de enero de 2022 de <https://energy-charter-dirty-secrets.org/>.
- Solbes López, L. (2014). Jurisprudencia al día. Tribunal Supremo. Primas a la energía fotovoltaica. *Actualidad Jurídica Ambiental*. Obtenido el 23 de octubre de 2021 de <https://www.actualidadjuridicaambiental.com/jurisprudencia-al-dia-tribunal-supremo-primas-a-la-energia-fotovoltaica/>.
- Maqueda, A. (2021). El Estado logra rebajar la factura de los arbitrajes por las renovables en 4.600 millones. *El País*. Obtenido el 20 de enero de 2022 de <https://elpais.com/economia/2021-05-31/el-estado-logra-bajar-la-factura-de-los-arbitrajes-por-las-renovables-en-4600-millones.html#:~:text=En%20total%20hab%C3%ADa%20unas%2048,para%20el%20Gobierno%20de%20Espa%C3%B1a.>
- Cruz Peña, J. (2021). El Gobierno valora sacar a España del Tratado de la Carta de la Energía. *El Confidencial*. Obtenido el 20 de enero de 2022 de [https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-31/gobierno-valora-sacar-espana-tratado-carta-energia\\_3351333/](https://www.elconfidencial.com/economia/2021-12-31/gobierno-valora-sacar-espana-tratado-carta-energia_3351333/).
- El Tratado sobre la Carta de la Energía y documentos relacionados. Obtenido el 18 de septiembre de 2021 de <https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Legal/ECT-es.pdf>.
- Confianza legítima y Checkpoint Charlie. *Ariño y Villar Abogados*. Obtenido el 30 de octubre de 2021 de <https://www.arinoyvillar.com/single-post/2017/03/29/confianza-leg25c3258dtima-y-checkpoint-charlie>.
- Jas- Nowopolska, M (2018). The influence of the Energy Charter Treaty on the European energy market. *International Comparative Jurisprudence*. Obtenido el 24 de octubre de 2021 de <https://ojs.mruni.eu/ojs/international-comparative-jurisprudence/article/view/4920/4468>.
- International Energy Agency. Data and Statistics: Europe in 1990. Obtenida el 19 de enero de 2022 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WEOEUR&energy=Balances&year=1990>.
- Bernasconi-Osterwalder, N. (2021). Reforma del Tratado sobre la Carta de la Energía: por qué la denuncia es una opción. *Investment Treaty News*. Obtenido el 23 de enero de 2022 de <https://www.iisd.org/itn/es/2021/06/24/energy-charter-treaty-reform-why-withdrawal-is-an-option/>.