
ANTEPROYECTO DE LEY POR LA QUE SE ACTÚA SOBRE LA RETRIBUCIÓN DEL CO₂ NO EMITIDO DEL MERCADO ELÉCTRICO

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

I

La energía eléctrica representa aproximadamente una cuarta parte del consumo de energía final en España. Su importancia cualitativa es aún mayor: es un suministro esencial para los hogares, con un peso relativo mayor en los hogares en situación de vulnerabilidad, así como un insumo productivo de gran importancia para empresas e industrias, para algunas de las cuales –las calificadas como electrointensivas- es un factor determinante de su competitividad en los mercados internacionales.

Por otro lado, la electricidad está llamada a desempeñar un papel fundamental en la transición hacia una economía descarbonizada, objetivo que España, en el contexto de la Unión Europea, ha asumido con determinación y firme compromiso y plasmado en el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” y en la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”.

Así, de acuerdo con el desarrollo actual de las distintas tecnologías de generación y uso energéticos, la electricidad representa la opción más viable técnicamente y eficiente económicamente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sector energético, que representan cerca de un 80 por ciento del total.

Por la razón anterior, junto a la eficiencia energética y la introducción a gran escala de tecnologías renovables, la electrificación es una de las principales palancas para la referida transición hacia una economía descarbonizada.

II

Por su carácter esencial, su importancia para la lucha contra la vulnerabilidad, su relación con la competitividad de la industria y su papel pivotal en la transición energética, resulta fundamental que los precios de la electricidad recojan de manera eficiente y completa los costes y externalidades asociadas a su suministro, mediante una adecuada regulación y funcionamiento de los mercados.

El mercado eléctrico, en su concepción más general que incluye tanto el mercado mayorista de producción como el mercado minorista de suministro a consumidores finales, ha sido objeto de una continua evolución desde la liberalización del sector producida en 1997, mediante la incorporación a la legislación nacional del marco comunitario para un mercado interior de la electricidad.

Más de veinte años después de la promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el mercado de producción de energía eléctrica español es un mercado de dimensión ibérica, con una integración superior al 90 por ciento con el mercado portugués, con un elevado número de agentes, un mix de generación diversificado y unos mecanismos de casación de sus distintos segmentos (diario, intradiario y de balance) cada vez más integrados en plataformas de dimensión europea.

III

La creación del mecanismo de mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, trasladado al ámbito nacional mediante la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, supuso un paso crucial para el avance en la descarbonización del sector eléctrico.

Mediante la inclusión del sector de generación de electricidad en el régimen de comercio de derechos de emisión, se hizo posible que las distintas tecnologías de producción internalizaran en sus costes las externalidades negativas derivadas de las emisiones de estos gases, CO₂ en este caso, trasladándolas a los precios finales soportados por los consumidores.

Una primera consecuencia positiva lograda por este mecanismo es que los consumidores responden a los nuevos precios, ajustando su consumo al óptimo social.

En segundo lugar, las tecnologías más emisoras, de manera automática, se vieron penalizadas frente a las más limpias, incentivando su salida del mercado a través de la innovación y la sustitución tecnológica.

Gracias a este mecanismo, al que han acompañado otras medidas de fomento de las renovables, el mix de generación español ha sufrido una profunda descarbonización, permitiendo que sus emisiones específicas se hayan reducido un 66 por ciento, pasando de las 0,425 tCO₂ eq./MWh en 2005 a las 0,144 tCO₂ eq./MWh en 2020.

IV

El diseño marginalista del mercado de producción, que viene determinado por la regulación europea, establece que todas las instalaciones de producción funcionando en una determinada hora perciben el mismo precio, correspondiente al ofertado por la última instalación que ha resultado casada para abastecer la demanda en dicha hora. Este diseño marginalista, entre otros, permite que las referidas señales de precios y externalidades funcionen, ya que las instalaciones más limpias y, en general, más competitivas, perciben unos mayores ingresos, lo que incentiva su instalación y entrada en el mercado, sustituyendo a las más contaminantes y, en general, menos competitivas.

Sin embargo, en el sistema eléctrico español existe una serie de instalaciones que se pusieron en funcionamiento antes de la entrada en vigor del mecanismo de mercado de derechos de emisión y que son inframarginales y no emisoras, esto es, perciben de manera recurrente el sobreprecio asociado a los derechos de CO₂ que adquieren e internalizan las centrales que sí son emisoras cuando éstas fijan el precio marginal del mercado. En la medida en que estas instalaciones inframarginales y no emisoras no deben soportar el coste del CO₂ y se construyeron y entraron en operación con anterioridad a la puesta en marcha del mercado de derechos de emisión (2005), estos sobre-ingresos son retribución del CO₂ no emitido, sin que pueda alegarse por sus titulares que fueron tenidas en cuenta en el momento de tomar la decisión de invertir.

Coincide además que dichas centrales no emisoras y anteriores a 2005, por sus características y condicionantes sociales y ambientales, no son “contestables”, queriendo decir esto que no parece probable ni viable la puesta en funcionamiento de, por ejemplo, nuevas centrales nucleares o grandes centrales hidroeléctricas que entraran en el mercado compitiendo con estas y otras tecnologías y empujando a la baja los precios. Por tanto, esta situación de sobre-retribución se perpetúa en el tiempo.

Complementariamente, los costes de inversión de estas tecnologías se encuentran amortizados en gran medida, por su antigüedad y por haber percibido pagos regulados durante el Marco Legal y Estable (hasta 1997) e incluso después hasta 2006 (mediante los Costes de Transición a la Competencia, regulados en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico), por lo que, al apenas tener costes fijos pendientes de recuperar, los ingresos por el precio del mercado, una vez cubiertos los costes variables, son excesivos e injustificados.

Las razones anteriores justifican una intervención regulatoria que corrija dicha situación, estableciendo una minoración de la retribución de estas instalaciones, por el importe correspondiente a las retribuciones del CO₂ no emitido en el mercado consecuencia de la internalización del coste del CO₂ en los precios del mercado mayorista.

V

La reciente evolución de la cotización de los derechos de emisión en el mercado europeo, que están alcanzado valores superiores a los 50€/ton en las últimas semanas y han sufrido un incremento del 150% respecto al valor de hace un año, ha avivado el debate sobre sus efectos en los precios finales de la electricidad, especialmente en un momento de coyuntura económica como el actual.

De acuerdo con las cotizaciones de los mercados de futuros de derechos de emisión de CO₂, todo indica que esta situación de precios altos se va a mantener en el tiempo, lo cual viene refrendado por las señales políticas de refuerzo de la ambición climática adoptado recientemente por los jefes de estado y de gobierno de la Unión Europea, así como el anuncio de la vuelta al Acuerdo de París realizado por la nueva administración de los Estados Unidos.

Este incremento de los precios de los derechos de emisión, junto con la evolución alcista de la cotización del gas natural en los mercados internacionales, ha provocado una elevación de los precios de la electricidad en el mercado mayorista, que ha cerrado el mes de abril registrando el valor mensual más alto desde la liberalización del mercado.

Si bien es cierto que, como se ha explicado, una señal del precio del CO₂ fuerte es una condición indispensable para el éxito de la descarbonización, en la medida en que incentivará la innovación en fuentes energéticas limpias y la sustitución de las tecnologías emisoras, el sobrecoste para los consumidores de electricidad derivado de la referida retribución del CO₂ no emitido puede poner en riesgo la recuperación económica tras la crisis del COVID-19 y, de manera más estructural, la propia transición energética.

En efecto, de acuerdo con las estimaciones y resultados de los modelos de simulación del sistema energético español y europeo, hasta que el almacenamiento a gran escala esté disponible a precios competitivos, al menos durante la próxima década el precio mercado mayorista spot español va a seguir estando referenciado en alguna medida al coste de generación de las centrales de ciclo combinado de gas natural.

Pese a que, en términos de energía, la contribución del gas natural en la cesta eléctrica va a ser minoritaria y decreciente, debido al despliegue de las renovables, esta tecnología seguirá siendo la tecnología marginal en un número significativo de horas del año, lo que provocará que el precio del mercado venga fijado en muchas horas por las cotizaciones del gas natural y el CO₂ en los mercados internacional.

Por otro lado, debido a la intermitencia y carácter variable de la generación eólica y solar, el mercado eléctrico cada vez más arrojará una mayor volatilidad, tanto intradiaria como en periodos más amplios de tiempo. Cuando las renovables (y la nuclear, mientras sigan en operación los reactores nucleares) sean suficientes para abastecer la demanda, el denominado “hueco térmico” será inexistente y los precios serán bajos, como lo son los costes variables de estas tecnologías. Por el contrario, cuando la producción renovable baje y no sea suficiente para cubrir toda la demanda, será el gas natural (aunque sea apenas una central la necesaria para ello) la que fijará el precio del mercado, del que se beneficiarán todas las tecnologías debido al diseño marginalista del mismo.

Lo explicado no es una hipótesis teórica; en los últimos meses y días ya se han vivido escenarios en que se ha pasado en muy poco tiempo (incluso de un día para otro o en el mismo día) de precios muy elevados (superiores a los 80€/MWh) a precios cercanos a cero.

Estos episodios de precios muy elevados y, más en particular, la desproporción entre los precios medios del mercado y los costes medios ponderados de las tecnologías que generan la energía consumida, desproporción provocada por la ya tantas veces referida retribución del CO₂ no emitido de ciertas instalaciones, acaban repercutiéndose en los consumidores finales, con efectos negativos de diversa índole.

En primer lugar, incrementa los costes energéticos para los consumidores, lo que deteriora la competitividad de la economía y amenaza la recuperación económica, algo especialmente relevante en un momento en que la economía aún padece los efectos de la pandemia del COVID-19.

En segundo lugar, frena la transición energética, al encarecer el precio de la electricidad en un momento en el que la descarbonización pasa inexorablemente por electrificar los usos finales, lo que puede retrasar decisiones de consumo e inversión, amenazando el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

En tercer lugar, genera incompreensión y rechazo en la sociedad, al ser difícil de explicar por qué los precios finales no reflejan de una manera más fiel y más directa el esfuerzo realizado por el sistema eléctrico español, y por la sociedad en su conjunto, para introducir tecnologías renovables a gran escala, que ya son mucho más baratas que las alternativas tradicionales basadas en combustibles fósiles.

Las razones anteriores, la racionalidad de la formación de precios y la necesidad de un reparto equitativo de rentas entre consumidores y productores justifican la necesidad de actuar sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico, lo que se hace mediante la propuesta contenida en esta ley.

VI

Para ello, en esta ley se regula la minoración de la retribución de las centrales inframarginales y no emisoras puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, por un importe equivalente al valor de la retribución del CO₂ no emitido que obtienen en el mercado mayorista de electricidad como consecuencia de la internalización en los precios marginales del coste de los derechos de emisión de CO₂.

La minoración de la retribución se aplicará a las centrales no emisoras en el territorio peninsular con fecha de puesta en servicio anterior al establecimiento del mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, quedando excluidas las instalaciones de generación que perciban un régimen retributivo específico (renovables, cogeneración y residuos).

El establecimiento de esta fecha como determinante del ámbito subjetivo de aplicación de la minoración se justifica desde el punto de vista del respeto de las expectativas de ingresos y la confianza legítima en la estabilidad del marco regulatorio. En este sentido, la minoración sólo afecta a aquellas centrales que, cuando se pusieron en funcionamiento o, más genéricamente, cuando se acometieron sus decisiones de inversión, no pudieron contar con el dividendo del CO₂ por no estar en vigor el mecanismo del mercado de derechos de emisión.

En sentido contrario, excluyendo de la minoración a las instalaciones puestas en servicio desde 2005 y, singularmente, a las que se construyan en los próximos años, se garantiza que las señales para la inversión en nueva capacidad renovable se

mantengan intactas y, de este modo, que el mecanismo no tenga afectación alguna para la consecución de los objetivos establecidos en el PNIEC.

Tampoco afecta la minoración a las centrales, incluso aunque sean anteriores a 2005, mientras estén acogidas a algún marco retributivo de los regulados en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, en la medida en que dichos marcos retributivos garantizan unos ingresos suficientes para alcanzar la rentabilidad razonable consagrada en la ley, que tienen en consideración los ingresos íntegros en el mercado.

Por último, también se excluyen las instalaciones de reducido tamaño (<10MW) por razones de capacidad económica, teniendo en cuenta sus elevados costes fijos y menor rentabilidad inherentes a las instalaciones de menor tamaño.

El mecanismo se aplicará a la retribución percibida por la cantidad total de energía producida por las instalaciones afectadas en el periodo de liquidación considerado, medida en barras de central, y con independencia de la modalidad de contratación utilizada. Es decir, también se minorará la energía vendida fuera del mercado diario, a través de contratos bilaterales, ya que toda ella tiene internalizado el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario, donde existe la internalización del coste del CO₂.

En el caso de instalaciones de bombeo, se considerará la producción neta, siempre que sea mayor o igual que cero.

El importe de minoración para cada instalación se calculará, notificará y pagará trimestralmente por el organismo encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico, para cada uno de los meses el trimestre anterior. Para ello, se establece una metodología objetiva y transparente que captura, de manera precisa, el importe de la retribución del CO₂ no emitido.

A estos efectos, a partir de la información facilitada por el Operador del Mercado (OMIE) relativa a las centrales que han marcado el precio marginal del mercado en cada hora, se calculará el nivel de internalización medio mensual del coste de emisión de CO₂ en el precio del mercado mayorista. Para ello, se establecen unos valores medios de factores específicos de emisión para el carbón y el ciclo combinado de gas natural.

En las horas en las que el precio marginal haya sido marcado por la tecnología hidráulica u otra instalación no emisora, se asumirá que la oferta ha internalizado el coste de emisión de las centrales térmicas que mayoritariamente hayan ofertado en el entorno (± 10 por ciento) de dicha oferta. Del ejercicio anterior resultará un Factor de Emisión Medio Mensual en el mercado, expresado en tonCO₂/MWh.

A partir de la cotización media de los derechos de emisión en los mercados europeos durante el mismo periodo, expresado en €/tonCO₂, se calculará el coste medio del CO₂ internalizado en el mercado en ese periodo, en €/MWh. Dicho valor se multiplicará por un parámetro α , que inicialmente tomará el valor de 0,90, con el objetivo de que estas centrales sigan percibiendo, parcialmente, la señal de precios que internaliza el coste de emisión.

La consideración del factor α tiene como objetivo introducir un elemento de gradualidad y proporcionalidad en la medida. Con un valor de α distinto de 1, no se elimina por completo la señal de precio que perciben estas tecnologías como consecuencia de los mecanismos del mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Aunque ya se ha explicado que, al no existir competencia de nuevos entrantes de estas tecnologías, la referida señal de precios resulta estéril para dichas tecnologías en la práctica en España, se considera oportuno que los titulares de estas centrales puedan retener parte de la retribución del CO₂ no emitido, para que siga existiendo el incentivo a realizar inversiones en mejora de la eficiencia de estas centrales, como repotenciaciones u otras, así como para permitir recuperar las posibles inversiones de mejora de la eficiencia que se hayan podido producir en el pasado.

Por fin, para cada central, la minoración de su retribución se calculará multiplicando su producción mensual en barras de central por dicho coste medio ajustado. A continuación, se notificarán las cantidades a cada central, que deberán ingresarlas en los dos meses siguientes a la notificación de la liquidación.

Las cantidades serán consideradas como ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los cargos asociados a los costes del sistema a los que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

En relación al destino de los ingresos, se considera que éstos deben revertir en los consumidores eléctricos, que son los que están realizando un mayor esfuerzo, vía precios, en la descarbonización del sistema energético. La forma de articular lo anterior es mediante su consideración como ingresos liquidables del sistema eléctrico, destinados a financiar los cargos del sistema. Estos cargos se corresponden mayoritariamente (un 65 por ciento de los aproximadamente 10.000M€ que suman en total en 2021) con la financiación de los marcos retributivos de las energías renovables. Por tanto, tiene sentido económico y racionalidad que parte de los sobre ingresos generados por el coste medioambiental de la producción eléctrica actual se destine a aliviar las cargas financieras derivadas del apoyo a las tecnologías no emisoras.

Adicionalmente, se establece que el 10 por ciento de lo recaudado se destinará a cofinanciar, en la parte correspondiente a las Administraciones Públicas, el coste del suministro de los consumidores vulnerables en riesgo de exclusión social, que son aquellos consumidores vulnerables severos que están siendo atendidos, respecto al suministro eléctrico, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes. La distribución y transferencia de dicho importe se realizará en función del porcentaje de consumidores vulnerables severos respecto al total nacional, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

Debido a que las medidas definitivas de la producción sólo se conocen en el ejercicio posterior, antes de la liquidación de cierre del sistema los pagos trimestrales tendrán la consideración de pagos a cuenta de una liquidación final que se producirá una vez se disponga de los valores definitivos de producción.

En la parte final de la ley, la norma habilitará al Gobierno a modificar la metodología de cálculo de la minoración y, en particular, a revisar el valor del parámetro α anualmente, en función de la evolución del precio de los derechos, la estructura y evolución de los mercados al contado y a plazo y del comportamiento de las distintas tecnologías en el mercado.

Por fin, se da un mandato para que, en el plazo de 2 meses desde la entrada en vigor de la norma, se revisen a la baja los precios cargos del sistema eléctrico para recoger los menores costes a financiar como consecuencia del nuevo ingreso liquidable.

Por tanto, este mecanismo, junto con el previsto en el Anteproyecto de Ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, permitirán dar señales para la descarbonización, electrificar la economía y reducir de forma sustancial los cargos que soporten los consumidores eléctricos, reduciendo los precios finales de la electricidad mediante un reparto equilibrado y proporcionado de su financiación entre todos los sujetos del sistema energético: consumidores, productores y suministradores de productos energéticos.

VII

Esta ley se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La propuesta se adecúa a los principios de buena regulación exigibles a las disposiciones normativas, en especial, al principio de necesidad, por la existencia de una disfunción en la formación de precios y eficiencia, esto es, la razonabilidad en la estructura de precios.

La aprobación de la presente ley cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que se dicta conforme al ordenamiento jurídico nacional, y en el marco de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación de la actividad económica y en el artículo 149.1.25ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Se trata de un mecanismo prácticamente idéntico, en lo que se refiere a la minoración del dividendo del CO₂ de las estaciones inframarginales no emisoras, al que estuvo en vigor en España entre 2006 y 2009, en virtud del Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de febrero, y del Real Decreto-ley 11/2007, de 7 de diciembre, y que fue validado por los tribunales nacionales y por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (caso C-566/11 y otros) mediante sentencia del 17 de octubre de 2013.

Por tanto, se trata de una propuesta respetuosa con los principios y marcos normativos del mercado interior de la energía y del mercado de carbono en la UE, que seguirán desplegando de manera íntegra y sin distorsiones sus señales de precios, tanto para la oferta como para la demanda, para los consumidores y para los nuevos entrantes.

Asimismo, la presente medida cumple con el principio de proporcionalidad, ya que no se está recortando la retribución al que ya tiene poco, sino precisamente, al que se aprovecha de un factor de precio que no tiene en su estructura real de costes. A su vez, no se imponen más cargas que las estrictamente necesarias para la consecución de los objetivos mencionados, redistribuyendo las rentas inmerecidas generadas por el mecanismo de fijación de precios del mercado entre los consumidores eléctricos, con una especial incidencia positiva en los colectivos más vulnerables, para los que la electricidad tiene un mayor peso relativo en su cesta de gastos.

En cuanto al principio de transparencia, el anteproyecto de ley ha sido sometido a los trámites de audiencia e información públicas y a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. Minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica.

Con efectos desde la entrada en vigor de esta ley, se minorará la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero puestas en funcionamiento con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por estas instalaciones como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero por parte de las tecnologías emisoras marginales.

Artículo 2. Ámbito de aplicación subjetivo.

1. La minoración a que se refiere el artículo anterior será de aplicación a los titulares de cada una de las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español con acta de puesta en servicio anterior al 11 de marzo de 2005, cualquiera que sea su tecnología.
1. Quedan excluidas del ámbito de aplicación las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, así como las instalaciones de producción que tengan reconocido un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
2. También quedarán excluidas de la minoración las instalaciones de producción de potencia neta igual o inferior a 10MW, con independencia de su fecha de puesta en servicio.

Artículo 3. Ámbito de aplicación objetivo.

La minoración afectará a la producción de las instalaciones de producción de energía eléctrica referidas en el artículo 2, con independencia de la modalidad de contratación utilizada.

CAPÍTULO II

Cálculo de la minoración y pago

Artículo 4. Cálculo de la cuantía de la minoración.

La minoración correspondiente a cada instalación de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 2 anterior se calculará, para cada mes, según las fórmulas siguientes:

$$Y_i^t = Q_i^t \times FEM^t \times P_{CO_2}^t \times \alpha$$

donde:

Y_i^t es la cuantía de la minoración, en euros, correspondiente a la instalación i -ésima en el mes t considerado.

Q_i^t es la cantidad total de energía eléctrica producida por la instalación i -ésima durante el mes t , en MWh. A los efectos del cálculo, se computará la energía medida en barras de central. En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo, del período t . Si dicha producción neta resultara negativa el valor de Q_i^t será cero.

FEM^t es el factor de emisión medio del mercado diario en el MIBEL en el mes t , medido en toneladas equivalentes de CO₂ por MWh. Para el cálculo de FEM^t se tomarán los porcentajes de horas en que han marcado el precio marginal cada una de las tecnologías emisoras en ese mes, ponderados por la energía casada en cada hora, multiplicados por los factores específicos de cada una de ellas, que serán los que se establecen en el anexo.

En las horas en las que el precio marginal haya sido marcado por la tecnología hidráulica o, en general, una unidad de oferta de una tecnología no emisora, se asumirá que la oferta ha internalizado el coste de emisión de las centrales térmicas que mayoritariamente hayan ofertado en el entorno ($\pm 10\%$) de dicha oferta.

$P_{CO_2}^t$ es el precio medio de la tonelada equivalente de CO₂ en el mes t , medido en euros por tonelada equivalente de CO₂. Se calculará como la media del precio al contado de cada uno de los días del período correspondiente de la tonelada equivalente de CO₂ en el mercado de European Union Allowance (EUA). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

α es un parámetro de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor de 0,90.

En el caso de cambio de titularidad de una instalación durante los periodos de aplicación de la minoración, las cuantías, en euros, devengadas por la instalación se calcularán para cada titular considerando el número de días en que cada parte ha ostentado la titularidad de la instalación.

Artículo 5. Procedimiento para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones.

1. Para cada mes desde la entrada en vigor de esta ley, el órgano encargado de las liquidaciones calculará la minoración de la retribución de las instalaciones definidas en el artículo 2, de acuerdo con la metodología del artículo 4.
2. La liquidación y el pago de las minoraciones se realizará trimestralmente. Para ello, antes del día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, el órgano encargado de las liquidaciones notificará a las empresas titulares de las instalaciones a las que se refiere el artículo 2 las cuantías resultantes de la minoración correspondientes al trimestre anterior, detallando los cálculos realizados.
3. Desde la recepción de la notificación, los titulares de las instalaciones dispondrán de un plazo de dos meses para la realización de dichos ingresos en las cuentas que a estos efectos les haya notificado el órgano encargado de las liquidaciones conforme a lo previsto en la disposición adicional primera.
4. Los pagos trimestrales a que se refiere apartado anterior tendrán la consideración de pagos a cuenta de la liquidación definitiva que, anualmente, el órgano encargado de las liquidaciones realizará para cada instalación una vez se conozcan los datos definitivos de las medidas de la producción en barras de central del ejercicio.

Artículo 6. Naturaleza y destino de los ingresos

1. Los pagos a que se refiere el artículo 5 tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables y a cubrir, en su caso, los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.
2. No obstante lo indicado en el párrafo anterior, el 10% de los ingresos obtenidos por la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica objeto de la presente Ley será destinado a cofinanciar, en la parte correspondiente a las Administraciones Públicas, el coste del suministro de los consumidores a que hace referencia el párrafo j) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013.

A estos efectos, el organismo encargado de las liquidaciones depositará en una cuenta específica dicha cantidad, que será distribuida y transferida a las Administraciones Públicas en función de su porcentaje de consumidores vulnerables severos respecto al total nacional, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

Disposición adicional primera. Obligaciones de información

1. Se habilita al órgano encargado de las liquidaciones a solicitar la información necesaria al Operador del Mercado y al Operador del Sistema para dar cumplimiento a las obligaciones impuestas por la presente ley.

2. Antes de que transcurra un mes desde la entrada en vigor de esta ley, el órgano encargado de las liquidaciones identificará a los titulares de las instalaciones, los dará de alta como sujetos del sistema de liquidaciones del sistema eléctrico y les notificará la cuenta en régimen de depósito donde se harán efectivos los pagos correspondientes a las minoraciones.
3. Mensualmente, el órgano encargado de las liquidaciones remitirá a la Secretaría de Estado de Energía información detallada de las minoraciones calculadas por instalación y titular, así como de los pagos recibidos.

Disposición adicional segunda. Revisión de los precios de los cargos del sistema eléctrico

En el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente ley, por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico y previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, se revisarán los precios de los cargos del sistema eléctrico para adecuarlos a los ingresos liquidables adicionales procedentes del mecanismo de minoración regulado en esta ley.

Disposición transitoria única. Minoración correspondiente al primer trimestre

La liquidación de la minoración de la retribución correspondiente periodo transcurrido entre la entrada en vigor de la presente ley y el inicio del primer trimestre completo según lo previsto en el artículo 5 se incluirá en la liquidación de dicho trimestre.

Disposición final primera. Títulos competenciales.

Esta ley se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. Desarrollo reglamentario y habilitación normativa.

Se habilita al Gobierno para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en esta ley.

En particular, se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a modificar los valores recogidos en el anexo para adecuarlos a las condiciones de funcionamiento y evolución de las distintas tecnologías.

Anualmente, el Gobierno podrá revisar el valor del parámetro α para adaptarlo a la estructura del mercado al contado y a plazo, la evolución de los precios de los derechos de emisión, la intensidad de la señal de descarbonización de la generación eléctrica y la participación de las distintas tecnologías en la fijación de precios en el mercado mayorista.

Disposición final tercera. Entrada en vigor.

Esta ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Anexo. Factores de emisión específicos de las tecnologías de generación

Tecnología	Emisiones CO2-eq [tCO2-eq/MWh]
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (gas natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24