



**Informe sobre el impacto del precio
del mercado eléctrico en el Régimen
Retributivo Específico para el
4ºsemiperiodo regulatorio (2023-2025)**

Enero 2022

INDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	1
2. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	1
3. HIPÓTESIS EMPLEADAS Y PROCEDIMIENTOS APLICADOS.....	4
4. RESULTADOS OBTENIDOS.	6
ANEXO. FUNCIONAMIENTO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO	8

1. Resumen ejecutivo

- El parámetro “Rinv” del Régimen Retributivo específico se calcula en base a parámetros pasados y futuros. Cada 3 años, **se produce un ajuste de este parámetro en función de la evolución real de los precios existentes en los 3 años anteriores.**
- El **ministerio preveía unos precios para el periodo 2020-2022 que se han alejado sustancialmente de la realidad del mercado** y de las perspectivas para el próximo 2022.

Diferencia Real Vs TED171/2020 (€/MWh)				
Año	2020	2021	2022	2023 en adelante*
TED171/2021	52,42	52,12	48,82	48,82
Real y previsión	33,94	99,00	224,50	48,82
Diferencia	(18,48)	46,88	175,68	-

*No relevante para el análisis

- Como consecuencia de todo lo anterior, **en 2023 se producirá un ajuste del Rinv para el periodo comprendido entre 2023-2025, ambos inclusive.** Este ajuste tiene como objeto que las instalaciones tipo mantengan durante este periodo regulatorio una rentabilidad razonable del 7,4%, tal y como establece la Orden TED171/2020
- Para mantener esta rentabilidad razonable, teniendo en cuenta el incremento de los ingresos derivados del mercado eléctrico, **la Rinv en el periodo 2023-2025 se disminuirá en el entorno del 6-8% respecto de la existente en la actualidad.**

2. Objeto y antecedentes.

El presente informe tiene como objetivo **estimar, para un número determinado de instalaciones tipo cual será, aproximadamente, el impacto que tendrá el precio actual del mercado eléctrico y su previsión para el próximo ejercicio 2022 en la revisión de los parámetros retributivos para el trienio comprendido entre los años 2023 y 2025, ambos inclusive.**

Con la aprobación RDL 9/2013 se dio inicio al nuevo marco normativo de las energías renovables y se puso fin al sistema de primas establecido en el RD661/2007 y, RD1578/2008. La instrumentación de la metodología de remuneración de las instalaciones quedó establecida en el RD413/2014. Este Real Decreto desarrolló la metodología de cálculo de los términos de unidad de potencia y unidad explotación a los cuales denominó “Retribución a la inversión” (en adelante, “Rinv”) y “Retribución a la operación” (en adelante, “Ro”),

respectivamente. En el anexo 1 de este informe se incluye un breve explicativo del funcionamiento del Régimen económico del RD413/2014.

Si bien la forma de estimar la “Ro” es sencilla, toda vez que se conocen los costes operativos asociados a la instalación tipo¹, no ocurre lo mismo con la “Rinv” porque tiene en cuenta ingresos pasados, futuros y, sobre todo, dicha tasa de rentabilidad razonable. Es decir, **para estimar la “Rinv” se debe tener presente no solo lo acaecido hasta la fecha, sino también la previsión de ingresos y gastos a futuro** al objeto de que la remuneración total de la instalación tipo obtenga la tasa de rentabilidad razonable prevista (7,398% para el periodo 2020-2025, ambos inclusive).

Para poder fijar ex ante la retribución específica que percibirá cada tipo de instalación durante cada año del periodo regulatorio, **es necesario realizar estimaciones a futuro de los precios del mercado eléctrico. Las estimaciones deben ser revisadas transcurridos tres años del periodo regulatorio para ajustarlas a los precios reales que haya tenido el mercado.** Esta revisión de precios afecta directamente a la retribución durante el trienio por la venta de energía producida al precio del mercado y, consecuentemente, al resto de parámetros retributivos. Para corregir esta incidencia, se estableció un mecanismo de ajuste a aplicar en cada uno de los semiperiodos regulatorios que tiene como objetivo, mediante la definición de unos límites superiores e inferiores a la estimación del precio de mercado, generar en cómputo anual un saldo positivo o negativo que se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación.

En este sentido, la *Orden TED/171/2020* estableció, para el 2º periodo regulatorio (2020-2025) los siguientes precios del mercado eléctrico:

Previsión precios Según TED171/2020				
Año	2020	2021	2022	2023 en adelante
€/MWh	52,42	52,12	48,82	48,82

Ahora bien, como se ha comentado, estos precios se establecieron ex ante, de esta forma el funcionamiento del mercado ha diferido sustancialmente de las previsiones establecidas por el ministerio. En este sentido, **durante 2020** y como consecuencia de la situación extraordinaria del COVID19, **el precio del mercado**

¹ No es objeto de este informe valorar la conveniencia de los costes considerados por el gobierno para el cálculo del RRE

se situó en 33,94€/MWh. Es decir, aproximadamente, 18€/MWh por debajo de la previsión inicial.

En 2021, el impacto respecto de las previsiones iniciales ha sido aún más significativo. Como es bien conocido, el precio del mercado mayorista de la electricidad ha experimentado notables subidas durante el presente ejercicio (**99€/MWh de media anual hasta la fecha² frente a los 52,12€/MWh previstos inicialmente**) y las previsiones futuras prevén precios elevados del mercado en los próximos años. La perspectiva futura, tal y como se está observando, no parece que vaya a mejorar por los siguientes motivos:

- Precios de emisión de derechos de CO₂. El mercado de derechos de CO₂ está en precios históricos. Actualmente, la cotización media anual de la tonelada de CO₂ se está cotizando a 52,18€/Ton, frente a los 24,5€/Ton de 2020 o los 15,9€/ton de 2018.
- Elevados precios del Gas. Al respecto del gas concluyen varias circunstancias de carácter geopolítico: (i) por un lado está el conflicto entre Argelia y Marruecos que ha derivado en un problema de suministro ibérico al “bloquear” Marruecos el gasoducto que vehicula gas desde Argelia hasta España. (ii) Por el otro lado, como se ha comentado, China está teniendo problemas de suministro para abastecer su consumo interno. Para paliar esta situación China está cerrando acuerdos con Rusia para garantizar su consumo. Esto puede implicar un problema a nivel europeo que depende del gas ruso.
- Finalmente, el precio del mercado eléctrico de cada país está directamente vinculado a los precios que se cotizan en Europa. En efecto, el precio de casación individual de cada mercado se calcula en base a un algoritmo denominado Eureka. Es decir, subidas en los precios domésticos europeos redundan en todos los mercados.

Con todo, **los mercados de futuros del sistema eléctrico cotizan en 224,5€/MWh³ para el próximo 2022.**

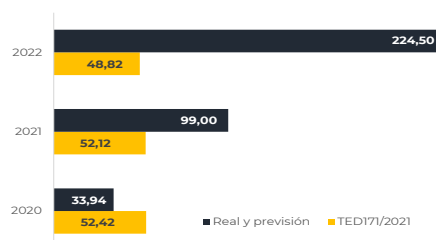
De esta forma, se puede observar una notable diferencia entre el precio previsto por el Ministerio y los reales hasta la fecha y los que previsiblemente serán de aplicación durante el próximo ejercicio 2022

² Fuente: [OMIE](#). Obtenido como media ponderada del precio medio aritmético del sistema eléctrico español entre los meses de enero y noviembre de 2021, ambos inclusive.

³ Fuente [OMIP](#). Cotización media del precio futuro del mercado eléctrico para 2022 a día 19 de diciembre de 2021

Diferencia Real Vs TED171/2020 (€/MWh)				
Año	2020	2021	2022	2023 en adelante*
TED171/2021	52,42	52,12	48,82	48,82
Real y previsión	33,94	99,00	224,50	48,82
Diferencia	(18,48)	46,88	175,68	-

*No relevante para el análisis



En resumen, si bien los productores fotovoltaicos cobraron menos en 2020 como consecuencia del menor precio del mercado eléctrico, su retribución se ha notablemente incrementada durante el presente ejercicio y, previsiblemente, se incrementará de forma exponencial en 2022. Esta circunstancia podría llevar a confusión a estos propietarios, por cuanto considerasen este sobreprecio del mercado eléctrico como un ingreso extra respecto de sus previsiones iniciales.

Sin embargo, tal y como se ha comentado en un principio, el Régimen retributivo específico se ajusta cada 3 años al objeto de que las instalaciones tipo perciban una retribución equivalente a lo esperado en función de su tasa de rentabilidad razonable. De esta forma, si los ingresos totales obtenidos por esta instalación tipo exceden de los previstos inicialmente, el sistema hará un ajuste a la baja del Rinv durante el 2º semiperiodo regulatorio y a la inversa, si los ingresos son inferiores a los previstos, el sistema incrementará el Rinv para que la totalidad de los ingresos percibidos se ajusten a la tasa prevista.

Por todo ello se realiza este informe que tiene como objetivo estimar, en base a unas hipótesis descritas, cuál será el impacto en la Rinv del periodo 2023-2025 de un número estimado de instalaciones.

3. Hipótesis empleadas y procedimientos aplicados.

En la realización del trabajo se han realizado los siguientes procedimientos e hipótesis de cálculo:

- Los cálculos se han realizado de acuerdo con la metodología establecida en el RD413/2014. Asimismo, para la estimación de los resultados se ha partido de las hipótesis y variables previstas en la Orden TED171/2020.
- Respecto del precio real del mercado se apunta lo siguiente:
 - El precio real del mercado eléctrico para el ejercicio 2020 se ha obtenido del informe INF/DE/012/21 de la CNMC por el que se publica el precio medio anual del mercado eléctrico para el 2020.

- El precio estimado del mercado eléctrico para el ejercicio 2021 se ha obtenido como media ponderada del precio medio mensual de sistema eléctrico entre los meses de enero y noviembre de 2021.
 - El precio estimado del mercado eléctrico para el ejercicio 2022 se ha obtenido de la cotización del mercado de futuros publicada el 19 de diciembre de 2021 en la página OMIP.
- Respecto de los costes estimados para las instalaciones tipo se debe apuntar lo siguiente:
 - A los efectos del cálculo no se ha tenido en cuenta la supresión del impuesto del 7% durante el 3er y 4er trimestre de 2021 y el 1er trimestre de 2022.
 - A los efectos del cálculo no se ha tenido en cuenta el sobrecoste que asumirán las instalaciones tipo por el impuesto del 7% como consecuencia de la subida del precio del mercado eléctrico en 2022

En todo caso se estima que el impacto de este sobrecoste es residual y como máximo disminuiría el impacto que se refleja en el apartado “resultados” en 50 puntos básicos.

- El análisis se ha realizado sobre las instalaciones tipo IT-00001 a IT-00091 (instalaciones del RD661/2007)

4. Resultados obtenidos.

Datos de la instalación tipo				Rinv (€/MW/año)		Variación	
IT	Tec	Año	Potencia	2020-2022	2023-2025*	€/MW/año	%
IT-00001	FIJ	≤2002	P≤5kW	823.918	777.934	(45.984)	-6%
IT-00002	FIJ	2003	P≤5kW	776.909	733.839	(43.070)	-6%
IT-00003	FIJ	2004	P≤5kW	699.794	658.830	(40.964)	-6%
IT-00004	FIJ	2005	P≤5kW	685.642	646.566	(39.076)	-6%
IT-00005	FIJ	2006	P≤5kW	632.434	595.216	(37.218)	-6%
IT-00006	FIJ	2007	P≤5kW	630.607	594.789	(35.818)	-6%
IT-00007	FIJ	2008	P≤5kW	634.158	599.534	(34.624)	-5%
IT-00008	S1E	≤2001	P≤5kW	597.186	533.649	(63.537)	-11%
IT-00009	S1E	2002	P≤5kW	635.148	576.368	(58.780)	-9%
IT-00010	S1E	2003	P≤5kW	630.179	575.012	(55.167)	-9%
IT-00011	S1E	2004	P≤5kW	720.267	667.985	(52.282)	-7%
IT-00012	S1E	2005	P≤5kW	675.815	626.135	(49.680)	-7%
IT-00013	S1E	2006	P≤5kW	681.870	634.284	(47.586)	-7%
IT-00014	S1E	2007	P≤5kW	796.920	751.125	(45.795)	-6%
IT-00015	S1E	2008	P≤5kW	727.198	683.033	(44.165)	-6%
IT-00016	S2E	≤2001	P≤5kW	742.575	678.529	(64.046)	-9%
IT-00017	S2E	2002	P≤5kW	609.257	549.844	(59.413)	-10%
IT-00018	S2E	2003	P≤5kW	648.048	592.201	(55.847)	-9%
IT-00019	S2E	2004	P≤5kW	642.998	590.123	(52.875)	-8%
IT-00020	S2E	2005	P≤5kW	635.371	585.125	(50.246)	-8%
IT-00021	S2E	2006	P≤5kW	659.095	611.135	(47.960)	-7%
IT-00022	S2E	2007	P≤5kW	711.201	664.972	(46.229)	-7%
IT-00023	S2E	2008	P≤5kW	767.783	723.261	(44.522)	-6%
IT-00024	FIJ	≤2002	5kW< P≤100kW	696.390	649.858	(46.532)	-7%
IT-00025	FIJ	2003	5kW< P≤100kW	622.241	578.602	(43.639)	-7%
IT-00026	FIJ	2004	5kW< P≤100kW	609.213	567.988	(41.225)	-7%
IT-00027	FIJ	2005	5kW< P≤100kW	601.700	562.503	(39.197)	-7%
IT-00028	FIJ	2006	5kW< P≤100kW	585.429	548.214	(37.215)	-6%
IT-00029	FIJ	2007	5kW< P≤100kW	577.450	541.584	(35.866)	-6%
IT-00030	FIJ	2008	5kW< P≤100kW	573.453	539.007	(34.446)	-6%
IT-00031	S1E	" 2004	5kW< P≤100kW	779.211	726.928	(52.283)	-7%
IT-00032	S1E	2005	5kW< P≤100kW	700.723	650.978	(49.745)	-7%
IT-00033	S1E	2006	5kW< P≤100kW	640.065	592.524	(47.541)	-7%
IT-00034	S1E	2007	5kW< P≤100kW	646.504	600.857	(45.647)	-7%
IT-00035	S1E	2008	5kW< P≤100kW	714.677	670.427	(44.250)	-6%
IT-00036	S2E	≤2001	5kW< P≤100kW	859.645	795.154	(64.491)	-8%
IT-00037	S2E	2003	5kW< P≤100kW	746.277	690.579	(55.698)	-7%
IT-00038	S2E	2004	5kW< P≤100kW	681.509	628.790	(52.719)	-8%
IT-00039	S2E	2005	5kW< P≤100kW	651.244	601.036	(50.208)	-8%
IT-00040	S2E	2006	5kW< P≤100kW	653.445	605.489	(47.956)	-7%
IT-00041	S2E	2007	5kW< P≤100kW	667.062	620.845	(46.217)	-7%
IT-00042	S2E	2008	5kW< P≤100kW	680.939	636.535	(44.404)	-7%
IT-00043	FIJ	≤2003	100kW<P≤2MW	592.410	548.955	(43.455)	-7%
IT-00044	FIJ	2004	100kW<P≤2MW	584.588	543.526	(41.062)	-7%
IT-00045	FIJ	2005	100kW<P≤2MW	581.981	542.920	(39.061)	-7%
IT-00046	FIJ	2006	100kW<P≤2MW	538.143	500.945	(37.198)	-7%
IT-00047	FIJ	2007	100kW<P≤2MW	551.748	515.850	(35.898)	-7%
IT-00048	FIJ	2008	100kW<P≤2MW	566.105	531.421	(34.684)	-6%
IT-00049	S1E	≤2004	100kW<P≤2MW	620.780	568.589	(52.191)	-8%
IT-00050	S1E	2005	100kW<P≤2MW	556.893	507.197	(49.696)	-9%
IT-00051	S1E	2006	100kW<P≤2MW	535.321	487.680	(47.641)	-9%
IT-00052	S1E	2007	100kW<P≤2MW	634.031	588.254	(45.777)	-7%
IT-00053	S1E	2008	100kW<P≤2MW	670.038	625.881	(44.157)	-7%
IT-00054	S2E	≤2004	100kW<P≤2MW	627.956	575.143	(52.813)	-8%

Datos de la instalación tipo				Rinv (€/MW/año)		Variación	
IT	Tec	Año	Potencia	2020-2022	2023-2025*	€/MW/año	%
IT-00055	S2E	2005	100kW<P≤2MW	680.254	630.152	(50.102)	-7%
IT-00056	S2E	2006	100kW<P≤2MW	670.377	622.245	(48.132)	-7%
IT-00057	S2E	2007	100kW<P≤2MW	678.281	632.044	(46.237)	-7%
IT-00058	S2E	2008	100kW<P≤2MW	676.029	631.444	(44.585)	-7%
IT-00059	FIJ	≤2005	2MW< P≤10MW	566.717	527.820	(38.897)	-7%
IT-00060	FIJ	2006	2MW< P≤10MW	486.907	449.573	(37.334)	-8%
IT-00061	FIJ	2007	2MW< P≤10MW	498.720	462.907	(35.813)	-7%
IT-00062	FIJ	2008	2MW< P≤10MW	510.145	475.591	(34.554)	-7%
IT-00063	S1E	≤2006	2MW< P≤10MW	505.919	458.469	(47.450)	-9%
IT-00064	S1E	2007	2MW< P≤10MW	561.997	516.232	(45.765)	-8%
IT-00065	S1E	2008	2MW< P≤10MW	585.822	541.657	(44.165)	-8%
IT-00066	S2E	≤2006	2MW< P≤10MW	592.678	544.712	(47.966)	-8%
IT-00067	S2E	2007	2MW< P≤10MW	624.455	578.276	(46.179)	-7%
IT-00068	S2E	2008	2MW< P≤10MW	614.183	569.588	(44.595)	-7%
IT-00069	FIJ	≤2007	P > 10MW	454.628	418.772	(35.856)	-8%
IT-00070	FIJ	2008	P > 10MW	425.114	390.579	(34.535)	-8%
IT-00071	S1E	≤2007	P > 10MW	460.152	414.482	(45.670)	-10%
IT-00072	S1E	2008	P > 10MW	488.195	444.043	(44.152)	-9%
IT-00073	S2E	≤2008	P > 10MW	503.600	458.956	(44.644)	-9%
IT-00074	FIJ	≤2002	2MW< P≤10MW	861.838	815.561	(46.277)	-5%
IT-00075	FIJ	2004	2MW< P≤10MW	722.678	681.648	(41.030)	-6%
IT-00076	FIJ	2005	2MW< P≤10MW	669.801	630.763	(39.038)	-6%
IT-00077	FIJ	2007	2MW< P≤10MW	604.632	568.734	(35.898)	-6%
IT-00078	FIJ	2008	2MW< P≤10MW	594.240	559.613	(34.627)	-6%
IT-00079	S1E	≤2006	2MW< P≤10MW	730.277	682.966	(47.311)	-6%
IT-00080	S1E	2008	2MW< P≤10MW	719.556	675.341	(44.215)	-6%
IT-00081	S2E	≤2006	2MW< P≤10MW	709.200	661.137	(48.063)	-7%
IT-00082	S2E	2007	2MW< P≤10MW	725.562	679.403	(46.159)	-6%
IT-00083	S2E	2008	2MW< P≤10MW	726.193	681.645	(44.548)	-6%
IT-00084	FIJ	≤2007	2MW< P≤10MW	570.025	534.290	(35.735)	-6%
IT-00085	FIJ	2008	2MW< P≤10MW	548.825	514.161	(34.664)	-6%
IT-00086	S1E	≤2003	2MW< P≤10MW	798.360	743.254	(55.106)	-7%
IT-00087	S1E	2008	2MW< P≤10MW	627.520	583.416	(44.104)	-7%
IT-00088	S2E	≤2007	2MW< P≤10MW	568.012	521.818	(46.194)	-8%
IT-00089	S2E	2008	2MW< P≤10MW	718.264	673.742	(44.522)	-6%
IT-00090	FIJ	≤2008	P > 10MW	459.647	425.058	(34.589)	-8%
IT-00091	S2E	≤2008	P > 10MW	548.605	504.020	(44.585)	-8%

*estimación

De forma global, se puede observar que, como consecuencia de la subida del precio del pool en los ejercicios 2021 y 2022 (previsiblemente), la Rinv en el próximo trienio sufrirá un ajuste a la baja que se situará en el entorno del 6-8% respecto del actual. Esta variación dependerá de la IT objeto de análisis.

Este informe tiene naturaleza consultiva y de alcance limitado. Nos reservamos el derecho a efectuar las correcciones, adiciones o eliminaciones que consideremos oportunas. De igual forma, la información contenida en este documento sobre las cuestiones planteadas no tiene ningún valor normativo, siendo únicamente válidos los textos legales publicados en el Boletín Oficial del Estado.

Anexo. Funcionamiento del Régimen Retributivo Específico

El *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico* (en adelante “RDL 9/2013”) marcó el inicio de una reforma regulatoria orientada a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

En el ámbito de las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, el citado Real Decreto-ley derogaba los marcos retributivos vigentes hasta la fecha (Real Decreto 661/2007 y Real Decreto 1578/2008) y habilitaba al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico aplicable a dichas instalaciones.

A tal fin se publicó el *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* (en adelante “RD 413/2014”). Este Real Decreto articula un nuevo esquema retributivo basado en la percepción de unos ingresos derivados de la participación en el mercado y de una retribución adicional. En concreto, establece que:

- Las instalaciones renovables cobrarán por la venta de energía al precio del mercado de producción (en adelante “pool”).
- De forma complementaria, estas instalaciones podrán percibir un régimen retributivo específico (en adelante “RRE” o “retribución específica”) formado por los siguientes términos:
 - i. **Retribución a la inversión por unidad de potencia (Rinv).** Este término permite retribuir el valor neto del activo (VNA) asociado al coste de inversión inicial que aún no haya sido recuperado y que no podrá ser recuperado mediante los ingresos de explotación que percibirá la instalación hasta alcanzar el final de su vida útil regulatoria. El valor del Rinv varía cada tres años (cada semiperíodo regulatorio) con arreglo a la siguiente fórmula⁴:

⁴ (i) Rinv: Retribución a la inversión anual por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo con autorización de explotación definitiva, expresada en €/MW. (ii) c: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo expresado en tanto por uno, (iii) VNA: Valor neto del activo por unidad de potencia expresada en €/MW. El valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia será función del valor neto del activo al inicio del semiperíodo regulatorio anterior, de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperíodo anterior y del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperíodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente, (iv) t: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperíodo regulatorio, expresada en tanto por uno y (v) VR: Vida residual de la instalación tipo,

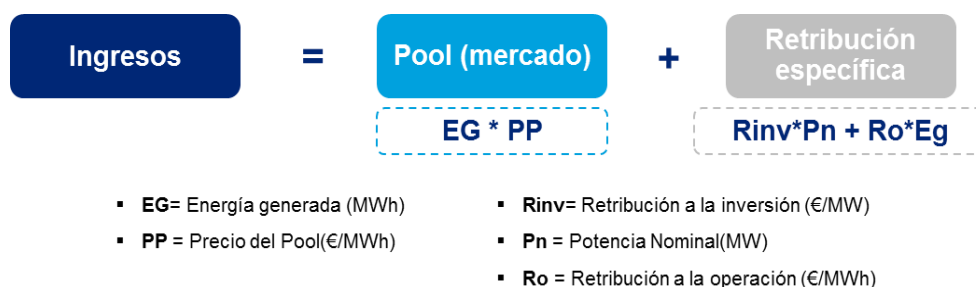
$$Rinv = c * VNA * \frac{t * (1 + t)^{VR}}{(1 + t)^{VR} - 1}$$

A su vez, el VNA de los distintos semiperiodos regulatorios se calculará con arreglo a la siguiente fórmula⁵:

$$VNA_{j,a} = \left[VNA_{j-1,a} (1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}) (1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

- ii. **Retribución a la operación por unidad de energía generada (Ro).**
Tiene por objeto cubrir los costes de explotación por unidad de energía generada que no son recuperados a través de la venta de energía al precio del “pool”. El valor máximo de este término retributivo está limitado a un número máximo de horas equivalentes de funcionamiento⁶.

En resumen, el esquema retributivo queda de la siguiente manera:



Complementariamente, es necesario tener en consideración los siguientes aspectos aplicables al nuevo esquema retributivo:

entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperiodo regulatorio la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria

⁵ (i) VNA_{j-1,a}: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio “j-1”, para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año “a”, expresada en €/MW. (ii) a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo. (iii) p: Primer año del semiperiodo regulatorio “j”, (iv) sm:3, (v) t_{j-1}: Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior “j-1”(vi) Ing_{i,j-1}: Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo “j-1” para el año “i”, por unidad de potencia, expresado en €/MW, (vii) Cexp_{i,j-1}: Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo “j-1” para el año “i”, por unidad de potencia, expresado en €/MW, (viii) Vajdm_{i,j-1}: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año “i” del semiperiodo regulatorio “j-1” expresado en €/MW.

⁶ Se define horas equivalentes de funcionamiento como el cociente entre producción y potencia nominal de la instalación

- **El RRE se define para una instalación “tipo”** que será la que se asigna a cada instalación real en función de sus características (antigüedad, régimen económico anterior, etc.).
- **La percepción íntegra del RRE está condicionada al cumplimiento mínimo de una producción determinada (horas de funcionamiento equivalente mínimo).** Asimismo, se exige el cumplimiento de una producción mínima (umbral de funcionamiento) para poder tener derecho a régimen retributivo específico.

Si el número total de horas equivalentes de funcionamiento se sitúa entre el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento equivalente mínimo, el importe a cobrar será una proporción de los ingresos asociados a la retribución específica.

- **El RRE de la instalación tipo se calculará en base a una serie de parámetros retributivos,** siendo los más relevantes los siguientes: (i) valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, (ii) estimación del precio de mercado diario e intradiario, (iii) número de horas de funcionamiento para la instalación tipo, (iv) estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción, (v) estimación del coste futuro de explotación, (vi) tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, (vii) coeficiente de ajuste de la instalación tipo y (viii) valor neto del activo.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

- **El RRE se devengará durante toda la vida útil de las instalaciones,** si bien, a los efectos de cuantificación del RRE, se establecen **periodos y semiperiodos regulatorios.** Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años.

Al finalizar cada periodo regulatorio **se podrán modificar todos los valores que permiten cuantificar los parámetros retributivos** (con excepción de la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial).

Asimismo, al finalizar cada semiperiodo regulatorio **se podrán revisar las estimaciones de ingresos estándar** de las instalaciones tipo por la venta

de la energía valorada al precio del mercado y los parámetros retributivos directamente relacionados con esta.

- Se introduce el concepto de **rentabilidad razonable** que sirve para retribuir a los productores. En concreto, el RRE será tal que permita a las instalaciones obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

El valor sobre el que gira la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo durante el primer periodo regulatorio se calcula como el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 10 años anteriores al 14 de julio de 2014.

No obstante, **cada 6 años se revisará el valor sobre el que gira la rentabilidad razonable**, y será calculado como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

El importe del RRE está directamente vinculado al concepto de rentabilidad razonable de forma que cualquier **modificación de esta afectará a los ingresos futuros de las instalaciones**. El RD 413/2014 establece que *"las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo"*. De esta forma, si en un futuro se modifica esta tasa de rentabilidad razonable, los ingresos que se generaron hasta dicha modificación (es decir, desde la puesta en marcha) no se verían afectados por la revisión de la tasa de rentabilidad razonable.

Adicionalmente, la Orden IET 1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, define las instalaciones "tipo" de las distintas tecnologías renovables y establece los parámetros retributivos que se aplicarán a estas instalaciones bajo el RD 413/2014. En particular:

- Fija la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, estableciendo para cada uno de estos las instalaciones "tipo" y sus correspondientes códigos a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable. En concreto, a cada instalación "tipo" se le asigna un **código único que permita caracterizar la instalación** (en adelante "código IT").

- Establece la **vida útil regulatoria** de las instalaciones renovables. En el caso de la fotovoltaica, esta se sitúa en **30 años**.
- Establece la **rentabilidad razonable del primer periodo regulatorio en el 7,398%**.

Como continuación de dicha Orden, en febrero de 2017 se aprobó *la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017*. Dicha Orden fijaba los valores de los parámetros retributivos “Rinv” y “Ro” de aplicación para los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

Asimismo, el pasado 23 de noviembre de 2019 se publicó el *Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación*.

Este Real Decreto-ley establece, en su disposición final tercera bis, que la tasa de rentabilidad razonable se mantendrá en el 7,398% hasta el 31 de diciembre de 2031 para determinadas instalaciones renovables, tal y como se cita a continuación:

«Disposición final tercera bis. Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

*1. Excepcionalmente, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, **el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio, no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020.***

[...]»

Finalmente, el pasado 28 de febrero de 2020 se publicó en el BOE *“Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020”* (en adelante, “la Orden de parámetros” o “la Orden”) que daba cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto-Ley 17/2019.

Las principales características de esta orden son las siguientes:

- Se mantiene el 7,398% de rentabilidad para las instalaciones con puesta en marcha con anterioridad a la aprobación del RDL9/2012 para el próximo periodo regulatorio. No obstante, si se renuncia a establecer un procedimiento judicial contra el nuevo régimen retributivo específico, esta tasa de rentabilidad razonable será de aplicación durante 2 periodos regulatorios.
- Se establece el siguiente precio de mercado para los próximos 3 años: 2020 (54,42€/MWh), 2021 (52,12€/MWh) y 2022 (48,82€/MWh).
- Se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre 2020 y 2022, ambos inclusive.



www.hazenergia.es

info@hazenergia.es
914 10 96 55

