



**industriales**  
etsii

**Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial**

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Industrial**

## **Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo.**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES (GITI)**

**Autor: Carmen Miranda Asuar.**  
**Director: Ana María Nieto Morote.**

Cartagena, 2 de septiembre de 2019.



**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**



## ÍNDICE.

Índice de tablas. ....	3
Índice de gráficos. ....	7
Índice de figuras. ....	8
1. INTRODUCCIÓN. ....	9
1.1. Cambio de nombre: Renovables y no renovables. ....	9
1.2. Evolución del sector eléctrico en la península española. ....	9
1.2.1. Potencia instalada. ....	9
1.2.2. Potencia instalada frente a la generación neta. ....	15
1.2.3. Precio mercado libre. ....	17
2. RÉGIMEN ECONÓMICO. ....	19
2.1. Introducción al régimen económico. ....	19
2.2. Instalaciones acogidas al RD 661/2007, de 25 de mayo. ....	20
2.2.1. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. ....	20
2.2.2. Orden ITC/3860/2007, de 29 de diciembre. ....	21
2.2.3. Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre. ....	22
2.2.4. Orden ITC/ 3519/2009, de 31 de diciembre. ....	22
2.2.5. Orden ITC /3353/2010, de 28 de diciembre. ....	23
2.2.6. Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre. ....	23
2.2.7. Orden IET/221/2013, de 14 de febrero. ....	23
2.3. Instalaciones acogidas al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre hasta 2013. ....	25
2.4. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. ....	28
2.4.1. Modificación del régimen económico de las instalaciones acogidas al real decreto 661/2007, de 25 de mayo. ....	29
2.4.2. Modificación del régimen económico para instalaciones acogidas al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. ....	34
2.5. Subastas renovables para el año 2017. ....	41
2.5.1. Parámetros a tener en cuenta para la participación en una subasta. ....	41
2.5.2. Primera subasta convocada. ....	41
2.5.3. Resolución de las subastas. ....	48
3. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO. ....	49
3.1. Objetivo del estudio de viabilidad. ....	49



3.2.	Parámetros que influyen en un estudio de viabilidad.-----	49
3.2.1.	Estimación de la inversión.-----	49
3.2.2.	Presupuesto de explotación.-----	50
3.3.	Definición de los distintos tipos de instalaciones.-----	55
3.4.	Presupuesto de inversión y Presupuesto de operación.-----	57
3.5.	Ingresos.-----	60
3.5.1.	Instalaciones acogidas al RD 661/2007.-----	60
3.5.2.	Instalaciones acogidas al RD 1578/2008.-----	64
3.5.3.	Instalaciones acogidas a subasta.-----	65
4.	ESTUDIO DEL ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA LAS DISTINTAS INSTALACIONES.-----	66
4.1.	Estudio de viabilidad de una instalación regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo. Puesta en marcha en 2007.-----	66
4.2.	Estudio de viabilidad de una instalación regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre. Puesta en marcha en 2008.-----	68
4.3.	Estudio de viabilidad de una instalación regida por la subasta. Puesta en marcha en 2017.-----	70
4.4.	Comparaciones de VAN y TIR.-----	72
5.	CONCLUSIONES.-----	75



## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Generación neta de cada instalación/ Potencia de la instalación (GWh/GW). -----	15
Tabla 2: Continuación de la tabla 1- Generación neta de la instalación/Potencia instalada (GWh/GW).-----	16
Tabla 3: Resumen de los precios anuales de la electricidad. -----	17
Tabla 5: Tabla de tarifas y primas correspondientes a parte de las instalaciones de la categoría b) del RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	21
Tabla 6: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/3860/2007, de 29 de diciembre.-----	22
Tabla 7: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre.-----	22
Tabla 8: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/ 3519/2009, de 31 de diciembre. -----	22
Tabla 9: Tarifas modificadas por la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre. -----	23
Tabla 10: Tarifas modificadas por la Orden ITC/3586/2011, de 30 de diciembre.-----	23
Tabla 11: Tarifas modificadas por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero.-----	24
Tabla 12: Resumen de las actualizaciones de las tarifas que modifican el RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	24
Tabla 13: Definición de las tarifas reguladas para las instalaciones fotovoltaicas de tipo I y II. --	26
Tabla 14: Resumen de las convocatorias de las tarifas y cupos de potencia que regulan el RD/1578/2008, de 26 de septiembre. -----	27
Tabla 15: Actualización de las tarifas por la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre. -----	27
Tabla 16: Actualización de las tarifas por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero. -----	28
Tabla 17: Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007 para la Orden IET/1045/2014.-----	30
Tabla 18: Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014 para la Orden IET/1045/2014.-----	30
Tabla 19: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013 para la Orden IET/1045/2014.-----	31
Tabla 20: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. -----	31
Tabla 21: Parámetros de retribución a la operación para el año 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. -----	32
Tabla 22: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019 para la Orden ETU/130/2014. -----	33
Tabla 23: Parámetros da la retribución a la operación para los años 2017, 2018 y 2019 para la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero.-----	33



Tabla 24: Retribución a la inversión y a la operación para los años 2013-2019. IT-00028.-----	34
Tabla 25: Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008 para la Orden IET/1045/2014.-----	35
Tabla 26: Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014 para la Orden IET/1045/2014.-----	35
Tabla 27. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013 para la Orden IET/1045/2014.-----	36
Tabla 28: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014,2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. -----	37
Tabla 29: Parámetros retributivos de la operación para el año 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014.-----	38
Tabla 30: Parámetros de retribución para el año 2017-2019 para la Orden ETU/130/2017. -----	39
Tabla 31: Parámetros de retribución a la operación para el año 2017-2019 para la Orden ETU/130/2017. -----	39
Tabla 32: Retribución a la inversión y a la operación para los años 2013-2019 para IT-00199. --	40
Tabla 33: Retribuciones a la inversión y a la operación para las instalaciones IT-00028 y IT-00199. -----	40
Tabla 34: Parámetros retributivos establecidos por el Anexo I de la Orden ETU/315/2017. -----	42
Tabla 35: Coeficientes $mTR_{j,a}$ . -----	42
Tabla 36: Limitación de los valores del porcentaje de reducción ofertado.-----	43
Tabla 37: Porcentajes de reducción que se van a establecer y potencia ofertada. -----	43
Tabla 38: Selección de los parámetros de retribución a la inversión definidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril. -----	43
Tabla 39: Selección del coeficiente $mTR_{j,a}$ . -----	44
Tabla 40: $RinvIT$ para tipo de tecnología fotovoltaica. -----	44
Tabla 41: $RinvIT$ para todo tipo de instalaciones. -----	44
Tabla 42: Parámetro del sobrecoste unitario para cada instalación. -----	45
Tabla 43: Sobrecoste unitario de cada instalación y el orden que reciben.-----	45
Tabla 44: Valor del SCU marginal final de cada instalación tipo.-----	46
Tabla 45: Retribución a la inversión de cada instalación tipo resultado de la subasta.-----	46
Tabla 46: El porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia.-----	47
Tabla 47: Valor estándar de la inversión definitivo para cada tipo de instalación. -----	47
Tabla 48: Valor estándar de la inversión para cada tipo de instalación según la Resolución del 19 de mayo de 2017.-----	48



Tabla 49: Valor estándar de la inversión para cada tipo de instalación según la Resolución del 27 de julio de 2017. -----	48
Tabla 54: Costes de depreciación. -----	52
Tabla 50: Principales características de los tipos de instalaciones. -----	57
Tabla 51: Presupuesto de inversión y operación para instalaciones residenciales. -----	58
Tabla 52: Presupuesto de inversión y operación para las instalaciones comerciales. -----	59
Tabla 53: Presupuesto de inversión y operación para instalaciones a gran escala. -----	60
Tabla 55: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalación comercial.-----	61
Tabla 56: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones comerciales.-----	62
Tabla 57: Parámetros de retribución a la inversión y a la operación para IT-00046. -----	62
Tabla 58: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones a gran escala. -----	63
Tabla 59: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones a gran escala. -----	64
Tabla 60: Parámetros de retribución a la inversión y a la operación para IT-00069. -----	64
Tabla 61: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	66
Tabla 62: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	67
Tabla 63: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijado a un eje. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	67
Tabla 64: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijado a red. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo. -----	68
Tabla 65: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.-----	68
Tabla 66: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.-----	69
Tabla 67: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre. -----	69
Tabla 68: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.-----	70
Tabla 69: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta. -----	70



Tabla 70: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta. -----	71
Tabla 71: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta. -----	71
Tabla 72: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta. -----	72



## ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico 1: Comparación de la potencia instalada en instalaciones renovables frente a las no renovables.-----	9
Gráfico 2: Comparación de la potencia instalada en instalaciones fotovoltaicas frente al conjunto de las renovables.-----	10
Gráfico 3: Comparación de la potencia instalada en renovables frente a la potencia total.-----	11
Gráfico 4: Evolución de la potencia instalada en las energías renovables como conjunto.-----	11
Gráfico 5: Comparación de la potencia instalada en fotovoltaicas frente a la potencia total.-----	12
Gráfico 6: Evolución de las energías no renovables frente al total en porcentaje.-----	13
Gráfico 7: Evolución de las energías renovables frente al total en porcentaje.-----	13
Gráfico 8: Evolución de las energías renovables y no renovables frente al total en porcentaje.-	14
Gráfico 9: Evolución de las energías fotovoltaicas frente al total en porcentaje.-----	14
Gráfico 10: Evolución del precio de mercado con el tiempo.-----	18
Gráfico 11: Clasificación de las instalaciones según su SCU.-----	45
Gráfico 12: Tamaño de potencia para una instalación residencial y comercial.-----	55
Gráfico 13: Eficiencia del módulo de potencia para los tres tipos de instalaciones.-----	56
Gráfico 14: Presupuesto de inversión para los distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas.---	57
Gráfico 15: Presupuesto de inversión para las instalaciones residenciales y comerciales (2007-2009).-----	58
Gráfico 16: Comparación de VAN para el año 2007.-----	72
Gráfico 17: Comparación de VAN para el año 2008.-----	73
Gráfico 18: Comparación de VAN para el año 2017.-----	73
Gráfico 19: Comparación del TIR.-----	74
Gráfico 20: Evolución de las energías renovables y no renovables en porcentaje.-----	75
Gráfico 21: Evolución de las energías renovables y fotovoltaicas frente al total en porcentaje.-	75





## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Introducción al Régimen económico. Normativa.-----	19
Figura 2: Evolución de la normativa con el paso de los años. -----	25
Figura 3: Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos.-----	34
Figura 4: Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos para IT-0019. -----	40
Figura 5: Costes de inversión. Capital fijo y circulante. -----	49
Figura 6: Parámetros que influyen en la rentabilidad de un proyecto.-----	53



## 1. INTRODUCCIÓN.

### 1.1. CAMBIO DE NOMBRE: RENOVABLES Y NO RENOVABLES.

Desde el año 2007 hasta el 2014 la clasificación de energías renovables y no renovables no era como lo es hoy actualmente. En este periodo temporal, se diferenciaban dos categorías: régimen ordinario (correspondiente a la actual no renovable) y régimen especial (correspondiente a la actual renovable).

La publicación de la Ley 24/2013 del 26 de diciembre del sector eléctrico, supuso la transición de la clasificación anterior de la energía a los actuales nombres: renovables y no renovables. En esta ley se expuso el abandono de los términos de régimen ordinario y especial.

Hay que tener en cuenta este punto, ya que posteriormente se va a estudiar el sector eléctrico en la península española y se van a generalizar los nombres como a renovables y no renovables por comodidad, no siendo así para el periodo temporal 2007-2014.

### 1.2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA PENÍNSULA ESPAÑOLA.

#### 1.2.1. POTENCIA INSTALADA.

A 31 de diciembre de cada año, en el gráfico 1, se refleja cómo ha ido evolucionando la potencia instalada tanto en los regímenes renovables y no renovables:

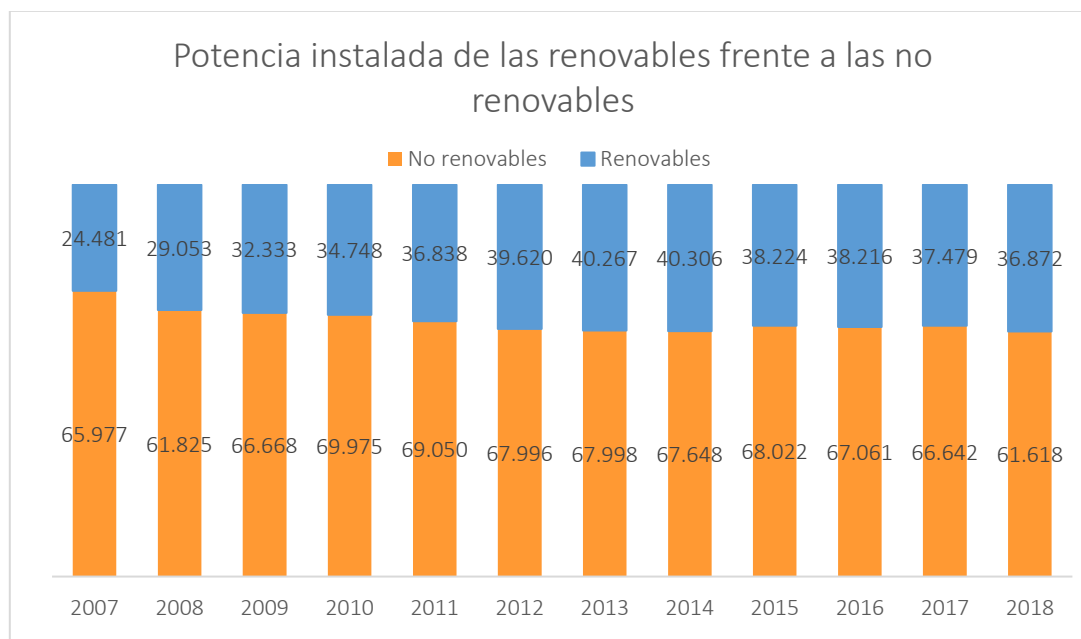


Gráfico 1: Comparación de la potencia instalada en instalaciones renovables frente a las no renovables.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).



Como se puede observar en el gráfico 1, las energías de origen no renovable son en todos los casos dominantes frente a las renovables. Los años donde las renovables alcanzaron su máximo se corresponden al 2013 y 2014.

En el gráfico 2, se muestra la energía de tipo solar fotovoltaica frente al conjunto de renovables, para observar cuánto del total de las renovables supone este tipo de energía que se está estudiando.

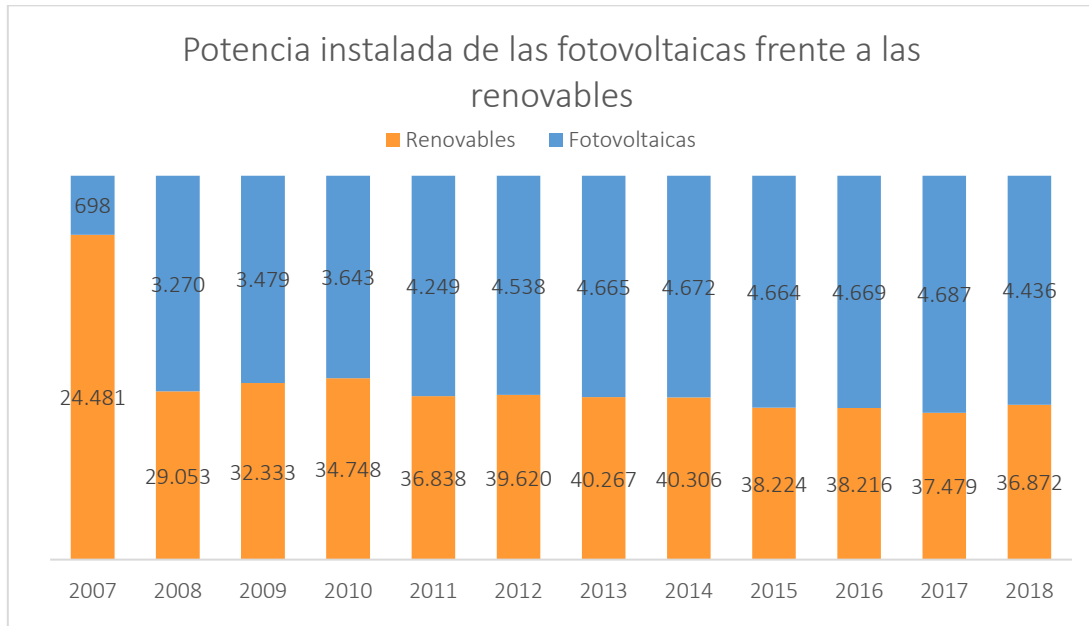


Gráfico 2: Comparación de la potencia instalada en instalaciones fotovoltaicas frente al conjunto de las renovables.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

En el gráfico 2 se puede observar, claramente, como en el año 2007 se encuentra el origen, por así decirlo, de la energía de tipo fotovoltaico, ya que supone una cantidad mínima en comparación con el siguiente año. Se produce un salto abismal, quintuplicando la potencia instalada, con respecto al año 2007. Esta potencia se mantendrá más o menos igual hasta el año 2012. A partir del año 2012, se produce un crecimiento para el año 2013 y 2014 y una posterior reducción de la potencia instalada para los siguientes años. Esta reducción es una reducción progresiva hasta el año 2018, donde alcanza un mínimo que no se obtenía desde el año 2011.

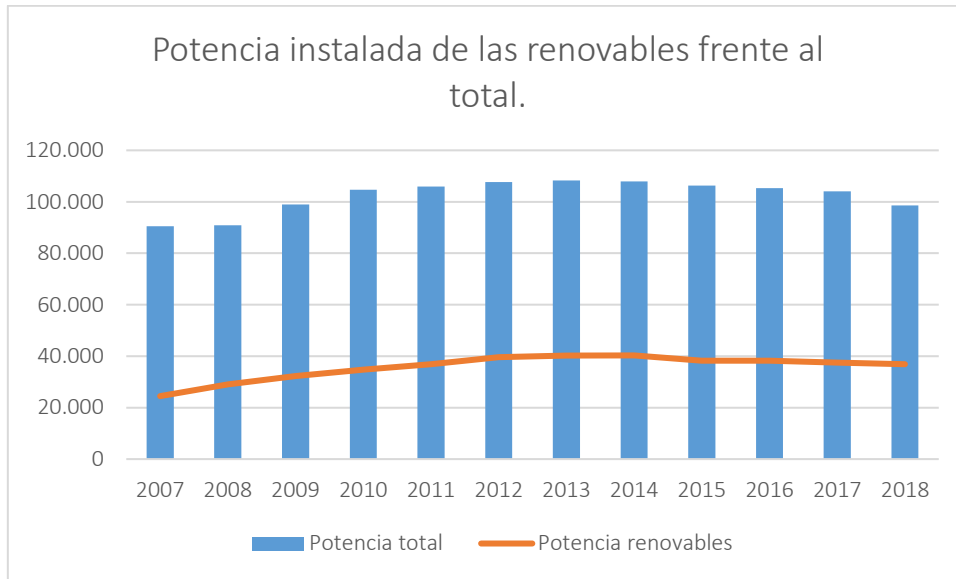


Gráfico 3: Comparación de la potencia instalada en renovables frente a la potencia total.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

Las energías renovables suponen una pequeña parte de la potencia total instalada, siendo superior la potencia instalada en instalaciones de energía no renovable. Desde el año 2007 al 2012, la potencia instalada va creciendo obteniendo sus máximos en los años 2013 y 2014. A partir de ese año, se produce un decrecimiento, destacando sobre todo el que ocurre en el año 2018, siendo el dato más bajo entre los anteriores.

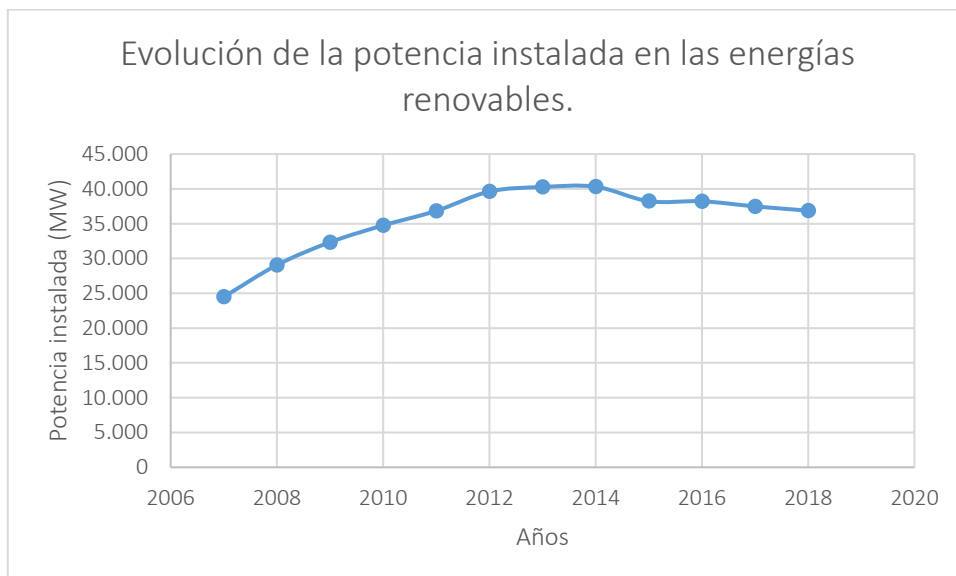


Gráfico 4: Evolución de la potencia instalada en las energías renovables como conjunto.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

Además, del gráfico 3, también hay que destacar que la potencia instalada total en el año 2018 es bastante baja, llegando a igualarse con la potencia que se instaló en el año 2009.



En cuanto a la potencia instalada de las energías de tipo fotovoltaico frente a la potencia total instalada, se encuentra el gráfico 5:

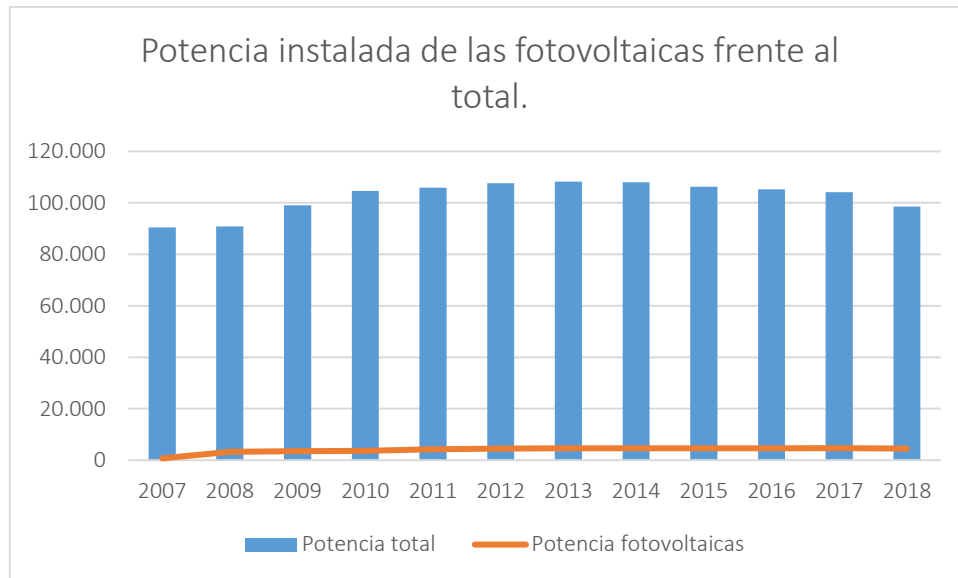


Gráfico 5: Comparación de la potencia instalada en fotovoltaicas frente a la potencia total.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

La potencia instalada de las fotovoltaicas supone un porcentaje pequeño del total de la potencia instalada, siendo su máxima intervención en algo más del 4% del total en un año. Hay que tener en cuenta que en pequeñas cantidades, se va aumentando la demanda de la potencia instalada para este tipo de instalaciones frente al total.

Una vez hecho este estudio, se van a presentar unos gráficos que demuestre en porcentaje la participación de las renovables, no renovables y las fotovoltaicas frente al total.

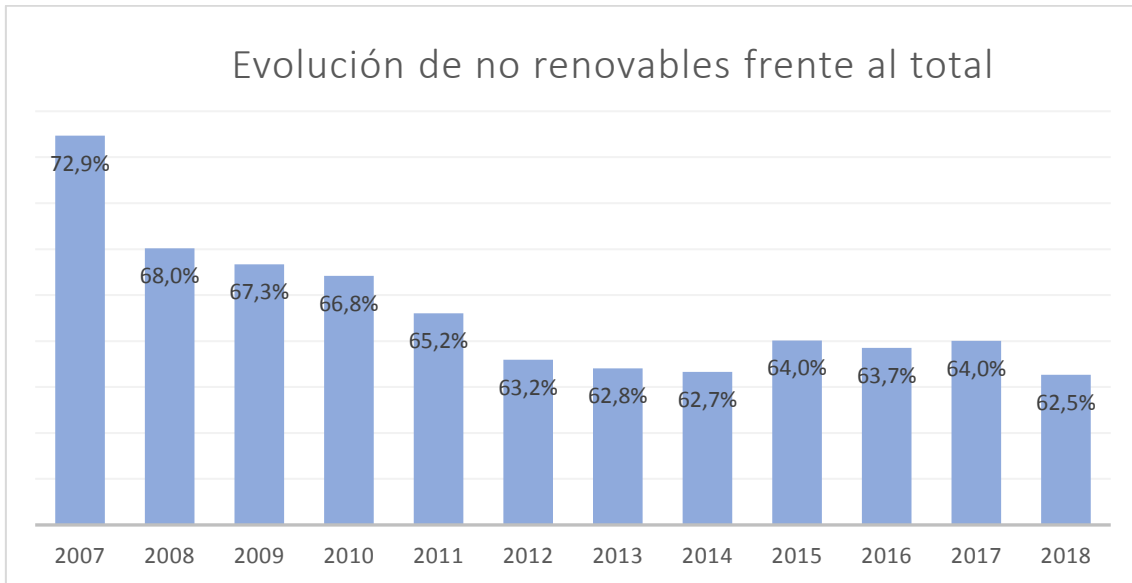


Gráfico 6: Evolución de las energías no renovables frente al total en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

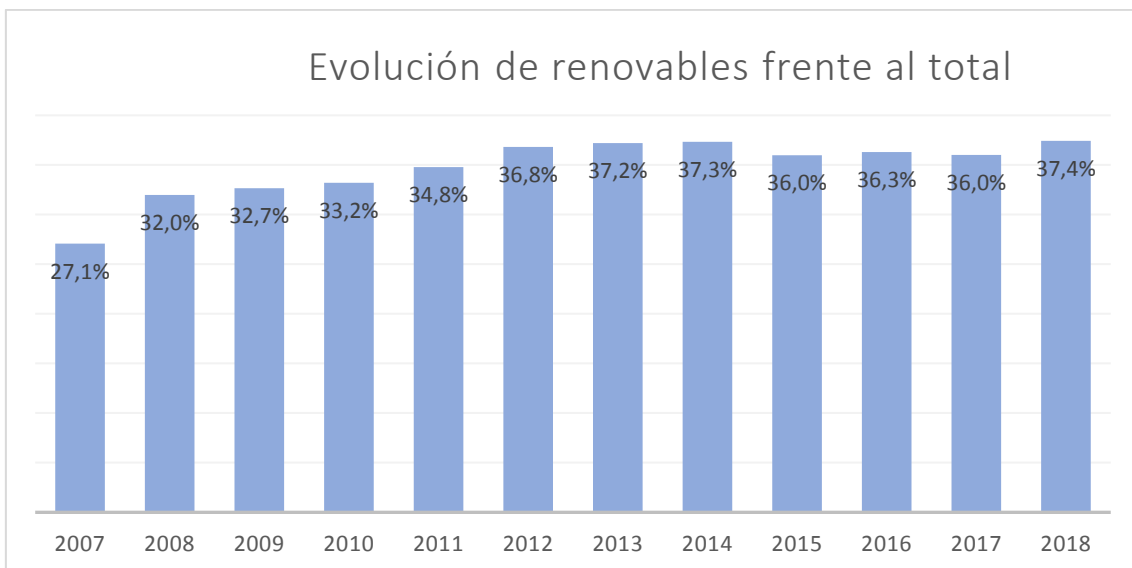


Gráfico 7: Evolución de las energías renovables frente al total en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

Mientras que en el gráfico 6 se observa una evolución decreciente de la energía no renovable con el paso de los años, en el gráfico 7 se puede observar que para el caso de las renovables ocurre lo contrario.

En el gráfico 8, se muestra la evolución de las renovables frente a las no renovables:

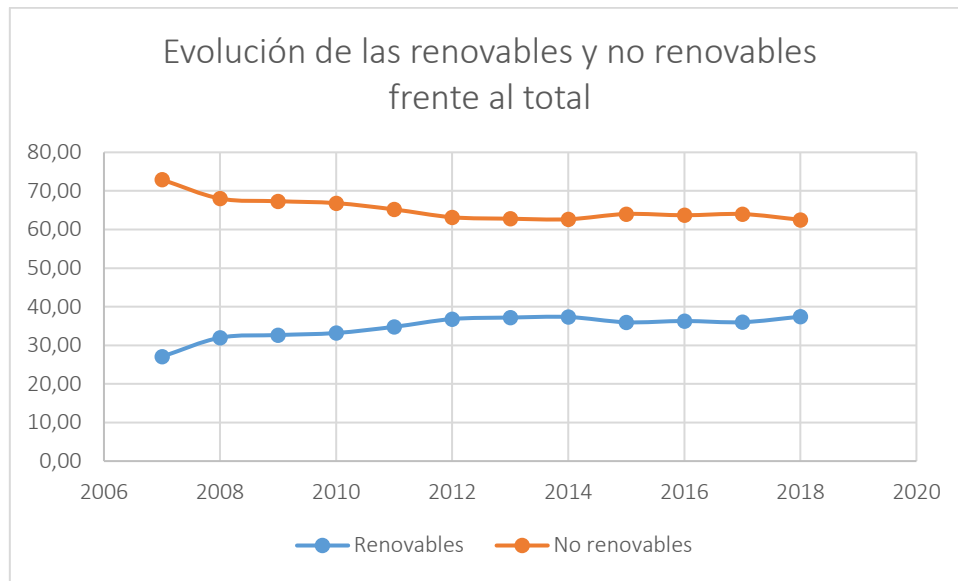


Gráfico 8: Evolución de las energías renovables y no renovables frente al total en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

Por último, se va a hacer el estudio de la evolución de la energía fotovoltaica frente al total.

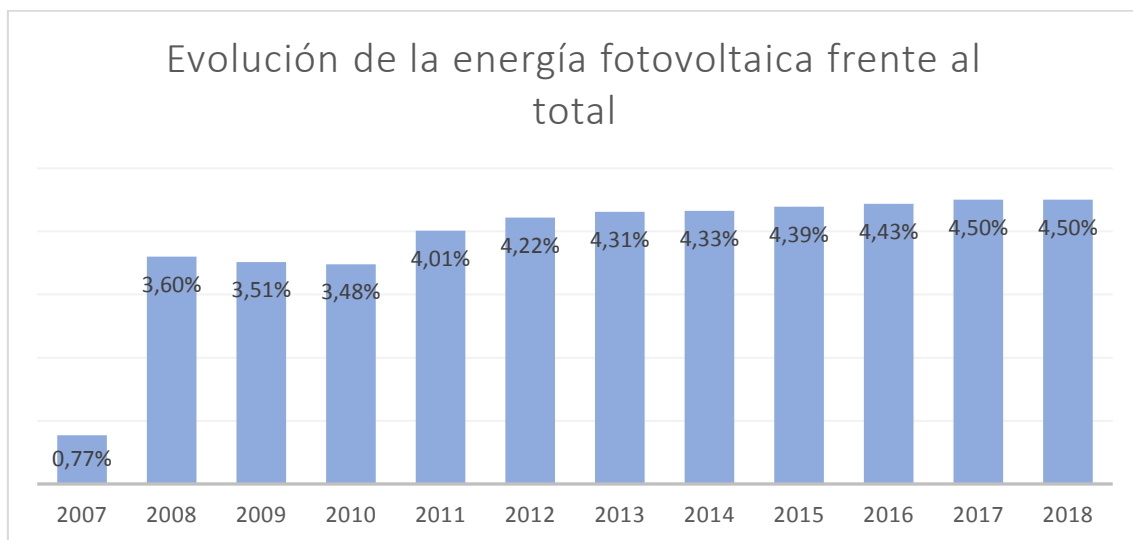


Gráfico 9: Evolución de las energías fotovoltaicas frente al total en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

En cuanto a la evolución de la energía fotovoltaica frente al total, se ve claramente un gran despliegue en el año 2008. Desde ese momento, ha supuesto un crecimiento lento hasta la actualidad, aumentando así la potencia instalada para estos años. El máximo se ha alcanzado en estos últimos años.



### 1.2.2. POTENCIA INSTALADA FRENTE A LA GENERACIÓN NETA.

La generación neta como la potencia instalada, son datos a tener en cuenta tanto en las instalaciones renovables y no renovables para obtener su eficiencia. Se va a calcular la generación de cada tipo de instalación, frente a la potencia instalada de cada uno de ellos (GWh/GW).

No hay que tener en cuenta los costes de inversión, ya que se están hablando de aspectos técnicos.

Gracias a esto, se puede obtener una clasificación que servirá para ordenar los distintos tipos de instalaciones en función de su eficiencia.

Tabla 1: Generación neta de cada instalación/ Potencia de la instalación (GWh/GW).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hidráulica	1.582	1.286	1.432	2.201	1.570	1.095	1.910	2.016
Nuclear	7.141	7.643	6.838	7.971	7.423	7.828	7.224	7.294
Carbón	6.322	4.371	3.144	2.143	3.810	4.904	3.642	4.048
Fuel/gas	1.419	2.420	1.729	1.669	1.709	2.199	2.002	2.014
Ciclo combinado	3.267	4.407	3.342	2.538	2.033	1.563	1.054	953
<b>Total no renovables</b>	<b>3.630</b>	<b>3.822</b>	<b>3.093</b>	<b>2.919</b>	<b>2.816</b>	<b>2.774</b>	<b>2.483</b>	<b>2.547</b>
Hidroeléctrica								83
Hidráulica	2.072	2.232	2.778	3.421	2.589	2.270	3.379	3.358
Eólica	1.938	2.002	1.961	2.163	1.985	2.133	2.378	2.218
Solar fotovoltaica				1.732	1.745	1.801	1.784	1.755
Solar termoeléctrica	3.270	1.879	2.564	1.015	1.738	1.722	1.931	2.156
Térmica renovable				4.555	4.453	4.949	5.177	4.645
Térmica no renovable	2.977	3.269	4.036	4.130	4.365	4.580	4.473	3.597
<b>Total renovables</b>	<b>2.329</b>	<b>2.311</b>	<b>2.534</b>	<b>2.644</b>	<b>2.519</b>	<b>2.604</b>	<b>2.779</b>	<b>2.527</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).





Tabla 2: Continuación de la tabla 1- Generación neta de la instalación/Potencia instalada (GWh/GW).

	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	1.514	1.924	1.078	1.962
Bombeo puro			676	605
Nuclear	7.230	7.437	7.814	7.973
Carbón	4.827	3.748	4.518	3.579
Fuel/gas	2.609	2.717	2.816	
Ciclo combinado	1.101	1.097	1.398	1.053
<b>Total no renovables</b>	<b>2.561</b>	<b>2.517</b>	<b>2.487</b>	<b>1.658</b>
Hidroeléctrica	818	1.636	1.818	
Eólica	2.090	2.072	2.071	2.088
Solar fotovoltaica	1.766	1.706	1.789	1.657
Solar térmica	2.211	2.200	2.321	1.901
Otras renovables	6.191	8.591	4.212	4.177
Cogeneración	3.732	3.845	4.834	4.965
Residuos	2.912	4.499	5.288	5.139
<b>Total renovables</b>	<b>2.443</b>	<b>2.522</b>	<b>2.586</b>	<b>2.564</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de los Informes de la Red Eléctrica Española (REE).

Cuanto más elevado sea el valor que aparezca para cada tipo de instalación, más eficiente es.

Si se observa la energía solar fotovoltaica frente a las demás instalaciones de tipo renovable, se destaca una alta eficiencia en su año de “lanzamiento” en el 2007. Después de este, se puede observar que los restantes años la eficiencia disminuye frente al resto de instalaciones.

Se podría considerar dentro de las energías de tipo renovable, desde el año 2007 hasta el 2014, la solar térmica como la más eficiente. A partir del año 2014, se podría decir que la de cogeneración es la más eficiente.

También se ha realizado la eficiencia de la renovable y la no renovable con la siguiente fórmula:

$$\frac{\sum GWh \text{ de las instalaciones}}{\text{Potencia instalada total renovable o no renovable (GW)}}$$

Pudiéndose observar, que prácticamente hasta el año 2014, las no renovables resultaban más eficientes que las renovables. Los datos que aparecen permiten afirmar que las energías no renovables hasta el 2014, tenían una eficiencia mayor que las renovables. Desde ese momento, las energías renovables han mantenido unos datos similares a las no renovables, hasta que en el 2018 se observa que claramente, las renovables son más eficientes.



### 1.2.3. PRECIO MERCADO LIBRE.

El precio por el que se compra la energía, se constituye haciendo la media entre el precio medio diario y precio medio intradiario.

La evolución del precio de mercado que aparece en los últimos años se muestra en la tabla 3, datos que se han publicado en la OMIE:

Tabla 3: Resumen de los precios anuales de la electricidad.

Año	Precio medio diario (€/MWh)	Precio medio intradiario (€/MWh)	Media (€/MWh)
2007	39,35	-	39,35
2008	65,89	-	65,89
2009	38,06	36,9	37,48
2010	37,01	37,06	37,035
2011	49,93	49,64	49,785
2012	47,23	47,56	47,395
2013	44,26	44,97	44,615
2014	42,13	43,2	42,665
2015	50,43	51,4	50,915
2016	39,44	40,6	40,02
2017	52,48	53,12	52,8
2018	57,45	58,03	57,74

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en la OMIE.

En cuanto a los años 2007 y 2008, en la página de OMIE no aparecen los precios medios intradiarios. Por tanto, el precio medio o precio al que se compra la electricidad se asumirá como el precio medio diario.

El precio mayor al que se compró la electricidad fue máximo en el año 2008, luego se ve una tendencia lineal que se muestra en el gráfico 10.

La evolución que se muestra en los precios de mercado con el paso del tiempo, podría corresponderse con la gráfica 10:

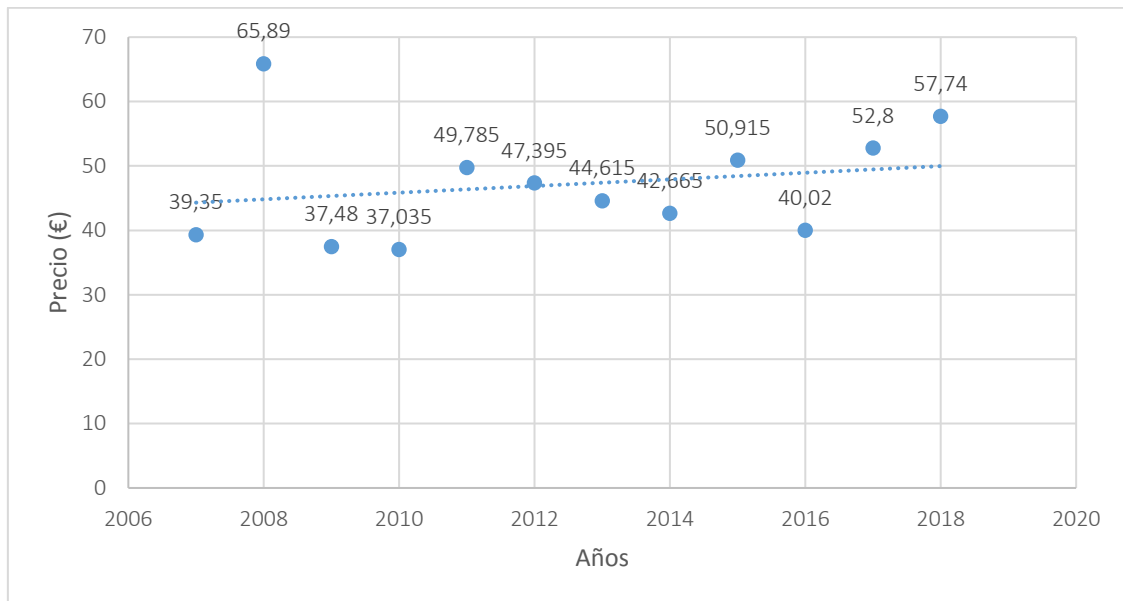


Gráfico 10: Evolución del precio de mercado con el tiempo.

Fuente: Elaboración propia.

Exceptuando ese dato atípico del año 2008, sigue una tendencia prácticamente lineal creciente. Los datos reales estimados para los años siguientes al 2018, seguirán esta tendencia.



## 2. RÉGIMEN ECONÓMICO.

### 2.1. INTRODUCCIÓN AL RÉGIMEN ECONÓMICO.

Las energías de tipo renovable se empezaron a nombrar desde el año 1997 con la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, que establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento impulsando también el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. (*Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*).

Pero se empezó a hablar de las energías fotovoltaicas a partir del año 1998 con el Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, estableciendo un nuevo marco de funcionamiento para este tipo de fuentes energéticas, entre las que se encuentra la energía solar fotovoltaica. (*Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*).

A pesar de que se empezara a hablar de este tipo de energías renovables y en especial de la solar fotovoltaica desde el año 1998, se va a centrar este capítulo del régimen económico desde el año 2007. La entrada en vigor del RD 661/2007, de 25 de mayo, supone la potenciación de las instalaciones renovables y en concreto de las instalaciones solar fotovoltaicas, debido al favorable régimen económico que las regulaba.

A modo de resumen, se presenta el esquema de la figura 2 que aclara la situación:

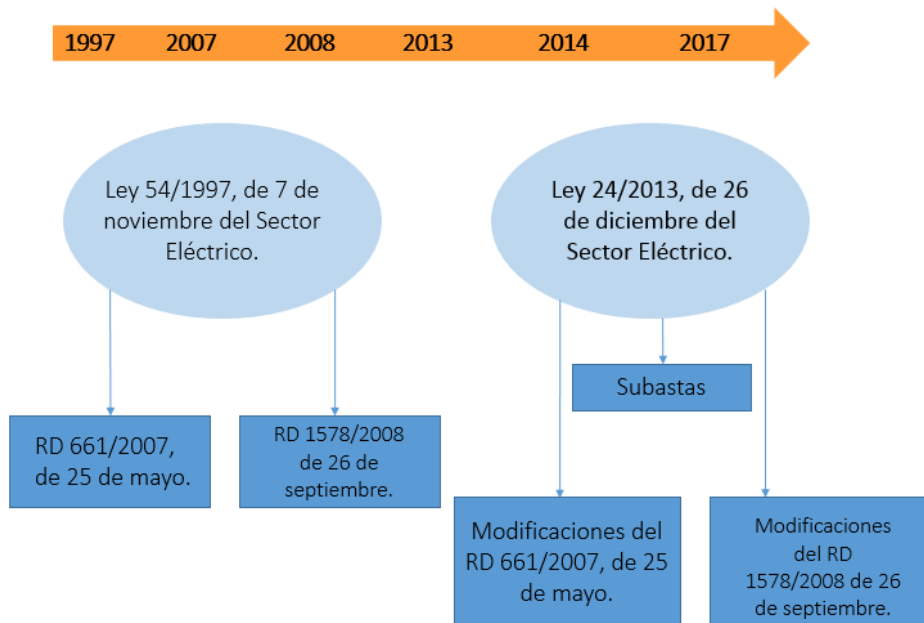


Figura 1: Introducción al Régimen económico. Normativa.



A partir de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 se promulgan diferentes Reales Decretos que regulan el régimen económico de las renovables. Los primeros que se publicaron fueron los Reales Decretos 2818/1998 y el 436/2004, pero no es hasta el RD 661/2007 cuando se da el inicio de un régimen especial (renovables).

## **2.2. INSTALACIONES ACOGIDAS AL RD 661/2007, DE 25 DE MAYO.**

A parte de hablar del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se van a tratar las actualizaciones de las tarifas de este Real Decreto mediante las distintas Órdenes Ministeriales.

### **2.2.1. REAL DECRETO 661/2007, DE 25 DE MAYO.**

#### **a) Disposiciones generales.**

En el Artículo 2 de este Real Decreto, se establece una clasificación en distintas categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

En este caso, la categoría que es de interés es la que pertenece a la categoría b) clasificándose a su vez en ocho grupos. El grupo que trata de la energía solar, y por tanto el de interés para este trabajo es el b.1.

Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

- a) Subgrupo b.1.1: Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- b) Subgrupo b.1.2: Instalaciones que utilicen procesos térmicos únicamente para la transformación de energía solar, como energía primaria, en electricidad.

Por tanto, se va a estudiar las que pertenezcan al grupo b.1.1.

Según el Artículo 24, el titular de este tipo de instalación podrá ceder su energía al sistema a través de la red de transporte. El titular recibirá una tarifa regulada, esto es una cantidad fija de dinero que dependerá de unos factores, como el tipo de instalación, la antigüedad y la potencia instalada, entre otros.

También establece que puede vender su energía al mercado libre. Si se decide esta opción, el titular ganará la posibilidad de ser primado. En este caso, como se podrá observar más abajo en la tabla 4, la energía fotovoltaica presenta prima 0. Por tanto, se podrá vender la energía a precio de mercado y prima 0.

En el Artículo 31 establece que la participación del mercado eléctrico las energías renovables, independientemente de la naturaleza que sea, tienen prioridad frente al resto.



b) Primas y tarifas.

El Artículo 36 dicta unas tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).

Tabla 4: Tabla de tarifas y primas correspondientes a parte de las instalaciones de la categoría b) del RD 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P ≤ 100 kW	primeros 30 años	44,0381	}		
		100 kW < P ≤ 10 MW	primeros 30 años	41,7500			
		10 < P ≤ 50 MW	primeros 30 años	22,9764			
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	0		
			a partir de entonces	21,5498	0		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	0		
			a partir de entonces	6,1200	0		
b.3			primeros 20 años	6,8900	0		
			a partir de entonces	6,5100	0		
b.4			primeros 25 años	7,8000	0		
			a partir de entonces	7,0200	0		

Fuente: Real Decreto 661/2007 artículo 36, página 22862.

El Artículo 36 establece cómo se va a remunerar a los propietarios en función de la potencia instalada.

Como se puede observar, sólo existe tarifa regulada para las energías solares fotovoltaicas, como ya se ha comentado anteriormente y no una prima de referencia. En este Real Decreto, se establece un objetivo de potencia (Artículo 37) de 371 MW de origen fotovoltaico, por tanto, se toman esas medidas para incentivarlo con tarifas reguladas.

Esta liquidación de las tarifas es responsabilidad de la Comisión Nacional de Energía (Artículo 30).

Según el Artículo 45, para las instalaciones con potencia superior a 50 MW y hasta 100 MW, sólo pueden optar a la modalidad de venta del excedente. Estas, tendrán derecho a percibir una prima aplicada a todo ese excedente a 50 MW, que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$0,8 - \left[ \frac{(Pot - 50)}{50} \cdot 0,6 \right]$$

Cuando se superan los 100 MW, se aplica directamente un coeficiente de 0,2.

## 2.2.2. ORDEN ITC/3860/2007, DE 29 DE DICIEMBRE.

En el anexo V de esta orden, se publica actualización de la tarifa regulada del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Estas tarifas se pondrán en marcha a partir del 1 de enero de 2008.

A continuación se presentan las tarifas reguladas en la tabla 6:



Tabla 5: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/3860/2007, de 29 de diciembre.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	45,5134
			a partir de entonces	36,4107
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	43,1486
			a partir de entonces	34,5189
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	23,7461
			a partir de entonces	18,9969
b.1.2		primeros 25 años	27,8399	
		a partir de entonces	22,2717	

Fuente: Orden ITC/3860/2007, de 29 de diciembre, anexo V, página 53801.

### 2.2.3. ORDEN ITC/3801/2008, DE 26 DE DICIEMBRE.

En el anexo IV de esta orden, se publica una actualización de las tarifas reguladas para el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Esta actualización de las tarifas se llevará a cabo a partir del 1 de enero de 2009.

Tabla 6: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	47,0181
			a partir de entonces	37,6144
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	44,5751
			a partir de entonces	35,6601
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	24,5311
			a partir de entonces	19,6249

Fuente: Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, anexo IV, página 52682.

### 2.2.4. ORDEN ITC/ 3519/2009, DE 31 DE DICIEMBRE.

En el anexo III de esta orden, se establecen las tarifas para las instalaciones del subgrupo b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Estas actualizaciones, se llevarán a cabo a partir del 1 de enero de 2010.

Tabla 7: Actualización de las tarifas para la Orden ITC/ 3519/2009, de 31 de diciembre.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	46,5897
			a partir de entonces	37,2718
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	44,1690
			a partir de entonces	35,3352
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	24,3077
			a partir de entonces	19,4462



Fuente: Orden ITC/3519/2009, de 31 de diciembre, anexo III, página 112156.

### 2.2.5. ORDEN ITC /3353/2010, DE 28 DE DICIEMBRE.

En esta Orden, en el anexo III, aparece una actualización de las tarifas para el grupo b.1.1. definido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

La modificación de estas tarifas, serán aplicadas a partir del 1 de enero de 2011.

Esta modificación se encuentra en la tabla 9:

Tabla 8: Tarifas modificadas por la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138
	b.1.2		primeros 25 años	29,0916
			a partir de entonces	23,2731

Fuente: Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, anexo III, página 108105.

### 2.2.6. ORDEN IET/3586/2011, DE 30 DE DICIEMBRE.

En esta orden también se actualizan las tarifas reguladas para el grupo b.1.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Se actualizan las tarifas para su aplicación a partir del 1 de enero de 2012. Esta modificación se observa en la tabla 10:

Tabla 9: Tarifas modificadas por la Orden ITC/3586/2011, de 30 de diciembre.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997
	b.1.2		primeros 25 años	29,8957
			a partir de entonces	23,9164

Fuente: Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, anexo IV, página 146709.

### 2.2.7. ORDEN IET/221/2013, DE 14 DE FEBRERO.

En el Anexo III de esta orden se publica una actualización de las tarifas reguladas correspondiendo a la siguiente tabla que se muestra:





Tabla 10: Tarifas modificadas por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8606
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3218
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4926
	b.1.2		primeros 25 años	29,8873
			a partir de entonces	23,9097

Fuente: Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, anexo III, página 13490.

Se van a presentar todas estas actualizaciones de las tarifas en la tabla 12, para que se pueda ver de manera más clara.

Tabla 11: Resumen de las actualizaciones de las tarifas que modifican el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Normativa	Año actualización	Potencia	Plazos	Tarifa regulada €/kWh
RD 661/2007	2007	P ≤ 100 kW	Primeros 30 años	0,440381
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeros 30 años	0,417500
		10 < P ≤ 50 MW	Primeros 30 años	0,229764
Orden ITC/3860/07	2008	P ≤ 100 kW	Primeros 25 años	0,455134
			A partir de entonces	0,364107
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeros 25 años	0,431486
			A partir de entonces	0,345189
		10 < P ≤ 50 MW	Primeros 25 años	0,237461
			A partir de entonces	0,189969
Orden ITC/3801/08	2009	P ≤ 100 kW	Primeros 25 años	0,470181
			A partir de entonces	0,376144
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeros 25 años	0,445751
			A partir de entonces	0,356601
		10 < P ≤ 50 MW	Primeros 25 años	0,245311
			A partir de entonces	0,196249
Orden ITC/3519/09	2010	P ≤ 100 kW	Primeros 25 años	0,465897
			A partir de entonces	0,372718
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeros 25 años	0,44169
			A partir de entonces	0,353352
		10 < P ≤ 50 MW	Primeros 25 años	0,243077



			A partir de entonces	0,194462
Orden ITC/3353/10	2011	$P \leq 100 \text{ kW}$	Primeros 28 años	0,475597
		$100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$	Primeros 28 años	0,450886
		$10 < P \leq 50 \text{ MW}$	Primeros 28 años	0,248138
Orden IET/3586/11	2012	$P \leq 100 \text{ kW}$	Primeros 30 años	0,488743
		$100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$	Primeros 30 años	0,463348
		$10 < P \leq 50 \text{ MW}$	Primeros 30 años	0,254997
Orden IET/221/13	2013	$P \leq 100 \text{ kW}$	Primeros 30 años	0,488606
		$100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$	Primeros 30 años	0,463218
		$10 < P \leq 50 \text{ MW}$	Primeros 30 años	0,254926

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en las Órdenes Ministeriales.

### 2.3. INSTALACIONES ACOGIDAS AL REAL DECRETO 1578/2008, DE 26 DE SEPTIEMBRE HASTA 2013.

A partir del año 2014 la normativa cambia y la Ley del Sector Eléctrico del 2013 establece un nuevo marco regulatorio que se analizará en el punto 2.4.

Se podría decir que ambos Reales Decretos, tanto como el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre como el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, convivieron en el tiempo. Para entender mejor esta “convivencia” se va a realizar el siguiente esquema:

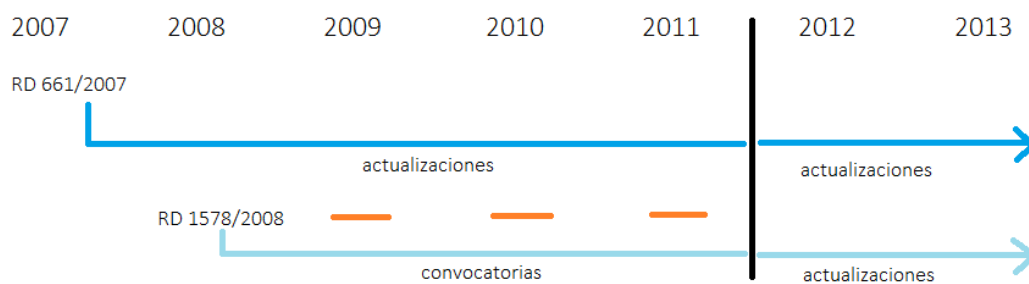


Figura 2: Evolución de la normativa con el paso de los años.

Como se puede observar, con la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a partir del año 2007, las instalaciones de tipo fotovoltaico, se rigen bajo este Real Decreto.

Por otro lado, en el año 2008, con la entrada en vigor del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se establece que sólo se pueden acoger a este Real Decreto aquellas con un cupo de potencia establecido. A diferencia de lo que ocurrió con el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regulaba a todo tipo de instalaciones. Por cada año, aparece una convocatoria, dividida en



cuatro trimestres para los años 2009, 2010 y 2011. En esas convocatorias, se modifican las tarifas y el cupo de potencia para cada uno de los tipos de instalación, definidas en el Artículo 3 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. A partir de ese año 2011, para el 2012 y 2013 hubo unas actualizaciones de las tarifas.

Por tanto, estarían conviviendo las que se regulan en el 2007 con el RD 661/2007, de 25 de mayo y las que se regulan en 2008 con el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Para el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre se dispone lo siguiente:

**a) Disposiciones generales.**

La diferencia existente entre el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre es que en el 2007, todas las instalaciones, independientemente de su potencia, podían acogerse a ese Real Decreto suponiendo un crecimiento desmedido de la potencia fotovoltaica instalada. La entrada en vigor del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, limita la entrada de la fotovoltaica a ese régimen retributivo.

Las potencias cupo para las convocatorias del primer año son:

- a) Tipo I: 267/m MW con el reparto: 10% para el subtipo I.1 y 90% para el subtipo I.2.
- b) Tipo II: 133/m MW.

Siendo m, el número de convocatorias por año.

El Artículo 3 de este Real Decreto, supone una clasificación de esta energía en los siguientes tipos:

- a) Tipo I: Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas, de construcciones fijas dedicadas a uso residencial, comercial o industrial. Dentro de este tipo se encuentran dos subtipos:
  - Tipo I.1: Potencia menor o igual a 20 kW.
  - Tipo I.2: Potencia >20 kW.
- b) Tipo II: Resto de instalaciones no incluidas en las del tipo I.

**b) Tarifas reguladas.**

Los valores de la tarifa regulada en función del tipo de instalación fotovoltaica se reúnen en esta tabla (Artículo 11):

**Tabla 12: Definición de las tarifas reguladas para las instalaciones fotovoltaicas de tipo I y II.**

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00



Fuente: Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, capítulo III, página 39120.

Periódicamente se van a ir publicando una serie de convocatorias, dichas convocatorias aparecerán con unos cupos de potencia por tipo y subtipo. (Artículo 5).

Como la normativa indica, año a año se publican Órdenes Ministeriales, donde se publican las convocatorias correspondientes a cada tipo de instalación.

Tabla 13: Resumen de las convocatorias de las tarifas y cupos de potencia que regulan el RD/1578/2008, de 26 de septiembre.

Número de convocatoria	Cupo potencia MW.			Tarifa €/kWh.		
	I.1	I.2	II	I.1	I.2	II
4ta 2011	7,182	68,014	35,213	0,273817	0,19317	0,12497
3ra 2011	7,203	67,979	44,924	0,281271	0,198353	0,130324
2da 2011	7,163	67,846	40,45	0,2888821	0,203726	0,134585
1ra 2011	7,09	67,185	40,869	0,273817	0,278887	0,251714
4ta 2010	6,537	60,401	52,288	0,321967	0,286844	0,25862
3ra 2010	6,67	61,64	52,105	0,330597	0,2952	0,265509
2da 2010	6,653	61,439	51,339	0,334652	0,303099	0,23178
1ra 2010	6,016	62,522	50,894	0,34	0,31665	0,281045
4ta 2009	6,675	60,075	85,615	0,34	0,32	0,290857
3ra 2009	6,675	60,075	89,512	0,34	0,32	0,2991125
2da 2009	6,675	60,075	94,552	0,34	0,32	0,3071893
1ra 2009	6,675	60,075	90,552	0,34	0,32	0,3071893

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de las Órdenes Ministeriales.

En cuanto al año 2012 y 2013, se publicaron unas actualizaciones de las tarifas. Para el año 2012, con la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, se actualizaron las tarifas a lo siguiente:

Tabla 14: Actualización de las tarifas por la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1 <sup>er</sup> trimestre 2009	Convocatoria 2 <sup>o</sup> trimestre 2009	Convocatoria 3 <sup>er</sup> trimestre 2009	Convocatoria 4 <sup>o</sup> trimestre 2009
Tipo I.1	35,6672	35,6672	35,6672	35,6672
Tipo I.2	33,5691	33,5691	33,5691	33,5691
Tipo II	33,5691	32,2252	31,3780	30,5119

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1 <sup>er</sup> trimestre 2010	Convocatoria 2 <sup>o</sup> trimestre 2010	Convocatoria 3 <sup>er</sup> trimestre 2010	Convocatoria 4 <sup>o</sup> trimestre 2010
Tipo I.1	34,9398	34,3902	33,9735	33,0866
Tipo I.2	32,0279	31,1477	30,3359	29,4772
Tipo II	28,8813	28,0729	27,2848	26,575

Fuente: Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, anexo IV, página 146710.



En cuanto al año 2013, la actualización de las tarifas vendrá dado por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero:

Tabla 15: Actualización de las tarifas por la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero.

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1.º trimestre 2009	Convocatoria 2.º trimestre 2009	Convocatoria 3.º trimestre 2009	Convocatoria 4.º trimestre 2009
Tipo I.1 .....	35,6572	35,6572	35,6572	35,6572
Tipo I.2 .....	33,5597	33,5597	33,5597	33,5597
Tipo II .....	33,5597	32,2162	31,3692	30,5034

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1.º trimestre 2010	Convocatoria 2.º trimestre 2010	Convocatoria 3.º trimestre 2010	Convocatoria 4.º trimestre 2010
Tipo I.1 .....	34,9300	34,3806	33,964	33,0773
Tipo I.2 .....	32,0189	31,139	30,3274	29,4689
Tipo II .....	28,8732	28,065	27,2772	26,5676

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1.º trimestre 2011	Convocatoria 2.º trimestre 2011	Convocatoria 3.º trimestre 2011	Convocatoria 4.º trimestre 2011
Tipo I.1 .....	31,3454	28,874	28,1192	27,374
Tipo I.2 .....	27,8809	20,3669	19,8297	19,3116
Tipo II .....	25,1644	13,4547	13,0288	12,4935

Fuente: Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, anexo III, página 13492.

## 2.4. REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO.

### Disposiciones generales.

Supone un cambio del régimen retributivo, se eliminan las tarifas y primas con la entrada en vigor de este Real Decreto, que surge de la Ley del Sector Eléctrico del 2013. A partir de este momento, todo se va a vender obligatoriamente a precio de mercado.

Las instalaciones que se acogieron al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, tendrán derecho a percibir unos parámetros retributivos que dependerán de los costes de inversión y operación.

El Artículo 11 de este Real Decreto establece un control del régimen retributivo específico para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energías renovables. Este régimen retributivo se compone de:

- a) Rinv: Un término retributivo por unidad de potencia instalada, que se denominará retribución a la inversión (€/MWh).
- b) Ro: Un término retributivo a la operación, que se denominará retribución a la operación expresándose en €/MWh.



Según el Artículo 13, se produce una clasificación de instalaciones tipo basándose en la tecnología, la potencia instalada, la antigüedad, el sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

Para cada instalación, se establece un conjunto de parámetros retributivos. Los más relevantes son los siguientes:

- a) Retribución a la inversión (Rinv).
- b) Retribución a la operación (Ro).
- c) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (Iinv).
- d) Vida útil regulatoria.
- e) Número de horas de funcionamiento mínimo.
- f) Umbral de funcionamiento.
- g) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.
- h) Límites anuales superiores e inferiores del precio de mercado.
- i) Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Para poder calcular todos los parámetros anteriores, se necesita:

- a) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- b) Estimación del precio de mercado diario e intradiario.
- c) Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- d) Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción.
- e) Otros ingresos de explotación.
- f) Estimación del coste futuro de explotación.
- g) Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- h) Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- i) Valor neto del activo.

---

#### **2.4.1. MODIFICACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE LAS INSTALACIONES ACOGIDAS AL REAL DECRETO 661/2007, DE 25 DE MAYO.**

Acogidas al RD 413/2014, de 6 de junio, se va a realizar un ejemplo de cómo se obtendrían los parámetros de la retribución a la inversión y retribución a la operación para una instalación fotovoltaica regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

##### **a) Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.**

En esta orden se realiza una clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014, basándose en la clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007.

Se va a escoger dentro del grupo b.1.1, perteneciente al grupo que usa instalaciones de energía solar fotovoltaica, un tipo de instalación para un rango de potencia entre:  $5 \text{ kW} < P \leq 100 \text{ kW}$ .

Dentro del subtipo de tecnología va a seleccionarse una de subtipo fijo.



Dentro del Real Decreto 661/2007, el tipo de instalación que se va a seleccionar, corresponde con una tarifa de las siguientes características que se pueden ver en la tabla 17:

Tabla 16: Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007 para la Orden IET/1045/2014.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007			
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 26 de junio, página 46473.

Este, corresponde para la clasificación de las instalaciones según el Real Decreto 413/2014 con la tabla 18:

Tabla 17: Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014 para la Orden IET/1045/2014.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2003	IT-00025
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2004	IT-00026
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2005	IT-00027
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2006	IT-00028
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2007	IT-00029
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2008	IT-00030
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	≤2004	IT-00031
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2005	IT-00032
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2006	IT-00033

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46473.

Para las características que se han seleccionado, el código instalación tipo corresponde al siguiente: IT – 00028.

En esta Orden Ministerial, se va a buscar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013:



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla 18: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013 para la Orden IET/1045/2014.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**)(h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (**)(h)
IT-00001	30	387.523	20,266	772	198	115
IT-00002	30	365.427	18,112	772	198	115
IT-00003	30	329.238	14,853	772	198	115
IT-00004	30	322.555	14,193	772	198	115
IT-00005	30	297.581	11,867	772	198	115
IT-00006	30	296.685	11,792	772	198	115
IT-00026	30	286.801	10,683	772	198	115
IT-00027	30	283.228	10,334	772	198	115
IT-00028	30	275.560	9,673	772	198	115
IT-00029	30	271.782	9,375	772	198	115
IT-00030	30	269.874	9,275	772	198	115
IT-00031	30	366.827	10,136	985	252	147
IT-00032	30	329.988	7,685	985	252	147

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46515.

Del año 2014 al 2016, se establecen unos parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016.

Tabla 19: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C <sub>1,a</sub>	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00021	30	1,0000	662.645	11,068	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00022	30	1,0000	714.641	12,911	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00023	30	1,0000	771.125	14,912	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00024	30	1,0000	699.640	19,722	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00025	30	1,0000	625.337	16,329	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00026	30	1,0000	612.178	15,728	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00027	30	1,0000	604.551	15,379	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00028	30	1,0000	588.183	14,632	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00029	30	1,0000	580.119	14,263	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00030	30	1,0000	576.047	14,077	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00031	30	1,0000	782.992	15,630	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00032	30	1,0000	704.360	12,814	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00033	30	1,0000	643.578	10,638	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00034	30	1,0000	649.908	10,864	2.102	1.261	736	10%	20%	30%

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46558.

En cuanto a la Retribución a la operación aplicable en el 2015 y 2016, para la instalación que se ha escogido correspondería con la tabla 21:





Tabla 20: Parámetros de retribución a la operación para el año 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Código de identificación	Retribución a la Operación Ro	Retribución a la Operación Ro
	(€/MWh)	(€/MWh)
	2015	2016
IT-00001	24,666	25,144
IT-00002	22,501	22,968
IT-00003	18,956	19,405
IT-00004	18,301	18,747
IT-00005	15,854	16,287
IT-00006	15,766	16,199
IT-00007	15,926	16,360
IT-00008	8,169	8,562
IT-00009	9,526	9,926
IT-00010	9,341	9,740
IT-00011	12,577	12,992
IT-00012	10,972	11,379
IT-00013	11,185	11,593
IT-00014	15,322	15,751
IT-00015	12,809	13,225
IT-00016	13,117	13,535
IT-00017	8,361	8,755
IT-00018	9,735	10,136
IT-00019	9,549	9,949
IT-00020	9,273	9,671
IT-00021	10,113	10,516
IT-00022	11,965	12,377
IT-00023	13,977	14,399
IT-00024	18,812	19,261
IT-00025	15,402	15,833
IT-00026	14,798	15,226
IT-00027	14,448	14,874
IT-00028	13,696	14,119
IT-00029	13,326	13,747
IT-00030	13,139	13,559
IT-00031	14,698	15,124
IT-00032	11,868	12,280

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46636.

b) Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero.

Para los años restantes, según la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero en el Anexo II, se encuentran los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento, umbral de funcionamiento y otros parámetros retributivos.



Tabla 21: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019 para la Orden ETU/130/2014.

Código de Identificación <sup>1</sup>	Vida Útil Regulatoria (años) <sup>1</sup>	Coeficiente de ajuste C <sub>1,a</sub>	Retribución a la Inversión 2017-2019 Rinv (€/MW)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2017-2019 Nh (h). <sup>1</sup>	Umbral de funcionamiento anual 2017-2019 Uf (h). <sup>1</sup>	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses(%)		
						3 meses <sup>1</sup>	6 meses <sup>1</sup>	9 meses <sup>1</sup>
IT-00014	30	1,0000	801.647	1.243	725	10%	20%	30%
IT-00015	30	1,0000	731.803	1.243	725	10%	20%	30%
IT-00016	30	1,0000	748.579	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00017	30	1,0000	614.971	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00018	30	1,0000	653.515	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00019	30	1,0000	648.254	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00020	30	1,0000	640.445	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00021	30	1,0000	664.010	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00022	30	1,0000	715.977	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00023	30	1,0000	772.436	1.255	732	10%	20%	30%
IT-00024	30	1,0000	700.823	974	568	10%	20%	30%
IT-00025	30	1,0000	626.483	974	568	10%	20%	30%
IT-00026	30	1,0000	613.291	974	568	10%	20%	30%
IT-00027	30	1,0000	605.636	974	568	10%	20%	30%
IT-00028	30	1,0000	589.242	974	568	10%	20%	30%
IT-00029	30	1,0000	581.156	974	568	10%	20%	30%

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11682.

De acuerdo a la retribución a la operación, en el Anexo III, aparece la tabla correspondiente según el código de identificación. Por tanto, la retribución a la operación y número de horas de funcionamiento máximo para la percepción de la retribución a la operación aplicables a los años 2017, 2018 y 2019, se observa en la tabla 23:

Tabla 22: Parámetros de la retribución a la operación para los años 2017, 2018 y 2019 para la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero.

Código de Identificación <sup>2</sup>	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2017	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2018	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2019	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de la retribución a la operación Anual (h) <sup>2</sup>
IT-00024	25,826	27,891	28,254	1.623
IT-00025	22,380	24,427	24,773	1.623
IT-00026	21,768	23,813	24,155	1.623
IT-00027	21,413	23,456	23,797	1.623
IT-00028	20,653	22,692	23,029	1.623
IT-00029	20,278	22,315	22,650	1.623
IT-00030	20,088	22,124	22,458	1.623
IT-00031	21,664	23,706	24,046	2.071
IT-00032	18,804	20,832	21,157	2.071
IT-00033	16,593	18,610	18,924	2.071
IT-00034	16,822	18,840	19,156	2.071
IT-00035	19,296	21,326	21,654	2.071
IT-00036	24,284	26,339	26,692	2.092
IT-00037	20,186	22,221	22,553	2.092

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11781.

Por último, en esta Orden, en el anexo VI, se establecen los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.



## Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Código de identificación: **IT-00028**

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

VNA 2014 (€/MW): **6.410.688**  
 VNA 2017 (€/MW): **6.053.908**  
 Vida Útil Regulatoria (años): **30**

Vadj (€/MW):

	2014	2015	2016
Vadj (€/MW):	1.772	0	8.843

Año	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento	Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
	€/t	€/MWhE	€/MWhE		h netas	
2017	-	65,61	44,96	-	1.623	-
2018	-	66,29	43,60	-	1.615	-
2019	-	66,97	43,94	-	1.607	-
2020	-	67,66	54,57	-	1.599	-

Figura 3: Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos.

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11877.

Los parámetros de la retribución a la inversión y a la operación para la instalación seleccionada, IT-00028 son los siguientes:

Tabla 23: Retribución a la inversión y a la operación para los años 2013-2019. IT-00028.

Año	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)
2013	275.560	9,673
2014	588.183	14,632
2015	588.183	13,696
2016	588.183	14,119
2017	589.242	20,653
2018	589.242	22,692
2019	589.242	23,029

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en las Órdenes Ministeriales.

### 2.4.2. MODIFICACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO PARA INSTALACIONES ACOGIDAS AL REAL DECRETO 1578/2008, DE 26 DE SEPTIEMBRE.

A continuación, se va a realizar lo mismo que se ha llevado a cabo en el apartado anterior pero para el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

#### a) Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Una de las características a destacar para escoger en este tipo de instalaciones, a diferencia con el Real Decreto 661/2007 es la zona climática.

Para saber qué tipo de instalación escoger, se ha consultado el Documento de Apoyo al Documento Básico DB-HE Ahorro de energía: Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual. Para la provincia de Murcia, en concreto la zona de Cartagena, tiene una zona climática IV.



Tabla 24: Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008 para la Orden IET/1045/2014.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008			
Grupo	Subgrupo	Tipo	Convocatoria
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1
b.1	b.1.1	I.1	2C 2011 I1

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 26 de junio, página 46473.

Para el Real Decreto 413/2014 corresponde al siguiente tipo de instalación:

Tabla 25: Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014 para la Orden IET/1045/2014.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Zona Climática	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	-	Z1	≤2011	IT-00193
b.1	b.1.1	-	-	Z1	2012	IT-00194
b.1	b.1.1	-	-	Z2	≤2011	IT-00195
b.1	b.1.1	-	-	Z2	2012	IT-00196
b.1	b.1.1	-	-	Z3	≤2011	IT-00197
b.1	b.1.1	-	-	Z3	2012	IT-00198
b.1	b.1.1	-	-	Z4	≤2011	IT-00199
b.1	b.1.1	-	-	Z4	2012	IT-00200
b.1	b.1.1	-	-	Z5	≤2011	IT-00201
b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	IT-00202
b.1	b.1.1	-	-	Z1	≤2011	IT-00203
b.1	b.1.1	-	-	Z1	2012	IT-00204

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 26 de junio, página 46473.

Por tanto, para las características que se han seleccionado tales como la zona climática, subgrupo y año de autorización de explotación definitiva, el código de instalación tipo corresponde con el siguiente: IT – 00199.

Los parámetros retributivos para el año 2013 corresponden con la tabla 27:



Tabla 26. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013 para la Orden IET/1045/2014.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (***) (h)
IT-00185	30	174.212	0,000	772	198	115
IT-00186	30	172.259	0,000	772	198	115
IT-00187	30	169.832	0,000	772	198	115
IT-00188	30	171.944	0,000	772	198	115
IT-00189	30	168.792	0,000	772	198	115
IT-00190	30	172.271	0,000	772	198	115
IT-00191	30	166.120	0,000	772	198	115
IT-00192	30	170.770	0,000	772	198	115
IT-00193	30	163.731	0,000	772	198	115
IT-00194	30	161.335	0,000	772	198	115
IT-00195	30	159.091	0,000	772	198	115
IT-00196	30	159.284	0,000	772	198	115
IT-00197	30	158.055	0,000	772	198	115
IT-00198	30	158.391	0,000	772	198	115
IT-00199	30	156.464	0,000	772	198	115
IT-00200	30	158.452	0,000	772	198	115
IT-00201	30	154.846	0,000	772	198	115
IT-00202	30	157.767	0,000	772	198	115
IT-00203	30	162.364	0,000	772	198	115

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46520.

Correspondiendo desde el año 2014 al 2016, se establecen unos parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016.

Estos parámetros se encuentran en la tabla 28:



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla 27: Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014,2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C <sub>1,a</sub>	Retribución a la Inversión Rin v 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00177	30	1,0000	372.429	4,778	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00178	30	1,0000	367.760	4,564	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00179	30	1,0000	375.740	4,929	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00180	30	1,0000	356.967	4,071	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00181	30	1,0000	360.882	4,250	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00182	30	1,0000	376.008	4,941	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00183	30	1,0000	377.676	5,017	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00184	30	1,0000	373.354	4,820	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00185	30	1,0000	371.856	4,751	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00186	30	1,0000	367.688	4,561	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00187	30	1,0000	362.508	4,324	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00188	30	1,0000	367.015	4,530	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00189	30	1,0000	360.286	4,223	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00190	30	1,0000	367.712	4,562	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00191	30	1,0000	354.583	3,962	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00192	30	1,0000	364.508	4,416	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00193	30	1,0000	349.485	3,730	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00194	30	1,0000	344.370	3,496	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00195	30	1,0000	339.580	3,277	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00196	30	1,0000	339.992	3,296	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00197	30	1,0000	337.368	3,176	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00198	30	1,0000	338.086	3,209	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00199	30	1,0000	333.973	3,021	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00200	30	1,0000	338.216	3,215	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00201	30	1,0000	330.520	2,863	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00202	30	1,0000	336.753	3,148	1.648	989	577	10%	20%	30%

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46565.

Para el año 2015 y 2016 los parámetros retributivos de operación corresponden con los siguientes, que se pueden observar en la tabla 29:



Tabla 28: Parámetros retributivos de la operación para el año 2015 y 2016 para la Orden IET/1045/2014.

Código de identificación	Retribución a la Operación Ro	
	(€/MWh)	(€/MWh)
	2015	2016
IT-00164	4,422	4,798
IT-00165	3,906	4,279
IT-00166	3,639	4,011
IT-00167	3,728	4,100
IT-00168	4,602	4,979
IT-00169	4,570	4,947
IT-00170	4,023	4,397
IT-00171	4,570	4,947
IT-00172	3,966	4,340
IT-00173	4,108	4,483
IT-00174	3,592	3,964
IT-00175	3,657	4,029
IT-00176	3,975	4,349
IT-00177	3,793	4,166
IT-00178	3,578	3,950
IT-00179	3,945	4,318
IT-00180	3,083	3,452
IT-00181	3,263	3,633
IT-00182	3,957	4,331
IT-00183	4,034	4,408
IT-00184	3,835	4,208
IT-00185	3,766	4,139
IT-00186	3,575	3,947
IT-00187	3,337	3,708
IT-00188	3,544	3,916
IT-00189	3,235	3,605
IT-00190	3,576	3,948
IT-00191	2,974	3,342
IT-00192	3,429	3,800
IT-00193	2,739	3,107
IT-00194	2,505	2,871
IT-00195	2,285	2,650
IT-00196	2,304	2,669
IT-00197	2,183	2,548
IT-00198	2,216	2,581
IT-00199	2,027	2,391
IT-00200	2,222	2,587
IT-00201	1,869	2,232
IT-00202	2,155	2,520
IT-00203	2,606	2,972

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46640.

b) Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero.

Para los datos comprendidos entre el año 2017 y 2019 hay que revisar esta orden, de acuerdo con lo establecido para el RD 661/2007. Por tanto, se puede observar:



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla 29: Parámetros de retribución para el año 2017-2019 para la Orden ETU/130/2017.

Código de Identificación <sup>1</sup>	Vida Útil Regulatoria (años) <sup>1</sup>	Coeficiente de ajuste C <sub>1,a</sub>	Retribución a la Inversión 2017-2019 Rinv (€/MW)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2017-2019 Nh (h). <sup>1</sup>	Umbral de funcionamiento anual 2017-2019 Uf (h). <sup>1</sup>	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses(%)		
						3 meses <sup>1</sup>	6 meses <sup>1</sup>	9 meses <sup>1</sup>
IT-00190	30	1,0000	368.667	974	568	10%	20%	30%
IT-00191	30	1,0000	355.551	974	568	10%	20%	30%
IT-00192	30	1,0000	365.463	974	568	10%	20%	30%
IT-00193	30	1,0000	350.453	974	568	10%	20%	30%
IT-00194	30	1,0000	345.324	974	568	10%	20%	30%
IT-00195	30	1,0000	340.548	974	568	10%	20%	30%
IT-00196	30	1,0000	340.947	974	568	10%	20%	30%
IT-00197	30	1,0000	338.336	974	568	10%	20%	30%
IT-00198	30	1,0000	339.041	974	568	10%	20%	30%
IT-00199	30	1,0000	334.941	974	568	10%	20%	30%
IT-00200	30	1,0000	339.170	974	568	10%	20%	30%
IT-00201	30	1,0000	331.488	974	568	10%	20%	30%
IT-00202	30	1,0000	337.708	974	568	10%	20%	30%
IT-00203	30	1,0000	347.535	974	568	10%	20%	30%

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11690.

En cuanto a los parámetros de la retribución a la operación, se encuentran en tabla 31:

Tabla 30: Parámetros de retribución a la operación para el año 2017-2019 para la Orden ETU/130/2017.

Código de Identificación <sup>2</sup>	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2017	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2018	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2019	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de la retribución a la operación Anual (h) <sup>2</sup>
IT-00178	10,429	12,416	12,702	1.623
IT-00179	10,798	12,788	13,075	1.623
IT-00180	9,929	11,914	12,197	1.623
IT-00181	10,110	12,096	12,379	1.623
IT-00182	10,811	12,800	13,087	1.623
IT-00183	10,889	12,879	13,166	1.623
IT-00184	10,688	12,676	12,963	1.623
IT-00185	10,619	12,607	12,893	1.623
IT-00186	10,425	12,412	12,698	1.623
IT-00187	10,185	12,172	12,456	1.623
IT-00188	10,394	12,381	12,666	1.623
IT-00189	10,082	12,068	12,352	1.623
IT-00190	10,426	12,414	12,699	1.623
IT-00191	9,818	11,802	12,085	1.623
IT-00192	10,278	12,264	12,549	1.623
IT-00193	9,582	11,565	11,846	1.623
IT-00194	9,344	11,326	11,606	1.623
IT-00195	9,122	11,103	11,382	1.623
IT-00196	9,141	11,122	11,401	1.623
IT-00197	9,020	11,000	11,278	1.623
IT-00198	9,053	11,033	11,311	1.623
IT-00199	8,862	10,842	11,119	1.623

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11788.

Para terminar, en esta orden aparece en el anexo VI, los parámetros para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.





Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Código de identificación: IT-00199

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

VNA 2014 (€/MW): 3.902.432  
 VNA 2017 (€/MW): 3.767.211  
 Vida Útil Regulatoria (años): 30

Vadj (€/MW): 2014: 1.772, 2015: 0, 2016: 8.843

Año	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento	Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
	€/t	€/MWhE	€/MWhE		h netas	
2017	-	53,82	44,96	-	1.623	-
2018	-	54,44	43,60	-	1.615	-
2019	-	55,06	43,94	-	1.607	-
2020	-	55,69	54,57	-	1.599	-

Figura 4: Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos para IT-0019.

Fuente: Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, página 11934.

Para que se pueda observar de forma más explícita, se va a realizar un cuadro recogiendo todos los datos de Rinv y Ro para estos años en este tipo de instalación IT-00199.

Tabla 31: Retribución a la inversión y a la operación para los años 2013-2019 para IT-00199.

Año	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)
2013	156.464	0
2014	333.973	3,021
2015	333.973	2,027
2016	333.973	2,391
2017	333.941	8,862
2018	333.941	10,842
2019	333.941	11,119

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de las Órdenes Ministeriales.

Aquí se presenta, en la tabla 33, los distintos parámetros de retribución a la inversión y a la operación para las dos instalaciones que se han seleccionado:

Tabla 32: Retribuciones a la inversión y a la operación para las instalaciones IT-00028 y IT-00199.

Año	IT-00028	IT-00199	IT-00028	IT-00199
	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)
2013	275.560	156.464	9,673	0
2014	588.183	333.973	14,632	3,021
2015	588.183	333.973	14,632	2,027
2016	588.183	333.973	14,632	2,391
2017	589.242	333.941	20,653	8,862
2018	589.242	333.941	22,692	10,842
2019	589.242	333.941	23,029	11,119



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de las Órdenes Ministeriales.

Como se puede observar, para la instalación IT-00199, basándose en el RD 661/2007, de 25 de mayo, tanto los parámetros retributivos a la operación y a la inversión son mucho inferiores que para la instalación IT-00028, basándose en el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

## 2.5. SUBASTAS RENOVABLES PARA EL AÑO 2017.

### 2.5.1. PARÁMETROS A TENER EN CUENTA PARA LA PARTICIPACIÓN EN UNA SUBASTA.

Una subasta estará dividida en las siguientes fases:

1. Precalificación.
2. Calificación.
3. Subasta.
4. Procesos post-subasta.

Para poder formar parte de una subasta, la empresa que vaya a participar necesita la condición de participante precalificado y calificado. Este primer paso es imprescindible ya que de esa manera, se establece que se cumple con los requisitos que se están exigiendo para esta participación.

Entre uno de los requisitos que se exigen, es que el participante que desee clasificarse, el volumen de potencia instalada deberá ser superior o igual a 100kW.

Una vez que el participante se haya calificado, podrá participar en la subasta.

### 2.5.2. PRIMERA SUBASTA CONVOCADA.

La primera subasta se convoca con la Resolución de 19 de mayo de 2017. Para la otra subasta, que tuvo su documento de Resolución el 27 de julio de 2017, el procedimiento es análogo.

“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, establece en el artículo 12 que el otorgamiento de régimen retributivo específico se realizará mediante un procedimiento de concurrencia competitiva.” (*Resolución de 16 de mayo de 2017*).

“La convocatoria de dicha subasta y el establecimiento del procedimiento y las reglas de la misma, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.” (*Resolución de 16 de mayo de 2017*).

La Orden ETU/315/2017, de 6 de abril regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía



eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.

Los parámetros retributivos que aparecen en esta primera subasta, son los que se muestran en el Anexo I de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Tabla 33: Parámetros retributivos establecidos por el Anexo I de la Orden ETU/315/2017.

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (Nh <sub>mín</sub> ) (h)	Umbral de funcionamiento anual (Uf) (h)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) $m_{TR,j,a}$	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia <sup>1</sup>
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	3.000	0	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	3.000	0	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	3.000	0	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	2.367	0	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	2.367	0	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	2.367	0	36.908	15,59
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	5.000	0	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	5.000	0	145.636	29,13

Fuente: Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, anexo I, página 28543.

Los coeficientes  $m_{TR,j,a}$  de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en los años 2017,2018 y 2019 son los siguientes:

Tabla 34: Coeficientes  $m_{TR,j,a}$ .

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Grupo/subgrupo (art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de autorización de explotación definitiva «a»	Código de identificación de la instalación tipo	$m_{TR,j,a}$
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04013	115.786
			2018	IT-04014	115.786
			2019	IT-04015	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04016	115.786
			2018	IT-04017	115.786
			2019	IT-04018	115.786
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	b.1.2, b.3, b.4.1, b.4.2, b.5.1, b.5.2, b.6, b.7.1, b.7.2, b.8.	2017	IT-04019	192.977
			2018	IT-04020	192.977
			2019	IT-04021	192.977

Fuente: Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, anexo 1, página 28545.

En cuanto al porcentaje de reducción ofertado, existirán unos límites superiores e inferiores a los que se tendrán que acoger. Esta limitación viene dada por la siguiente tabla:



Tabla 35: Limitación de los valores del porcentaje de reducción ofertado.

Tecnología	Instalación tipo de referencia (ITR)	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado
Eólica.	ITR-0103	0,00 %	63,43 %
Fotovoltaica.	ITR-0104	0,00 %	51,22 %
Resto de tecnologías.	ITR-0105	0,00 %	99,99 %

Fuente: Resolución de 10 de abril de 2017, página 29594.

Por tanto, teniendo en cuenta a las estas limitaciones para cada tipo de instalación, se van a tomar unos porcentajes de reducción que sean apropiados para cada caso.

Tomando unos datos de partida como los que se muestran en la tabla 37:

Tabla 36: Porcentajes de reducción que se van a establecer y potencia ofertada.

Oferta	Tecnología	Potencia ofertada	% de reducción ofertado ( $Red_{ITR}$ )
1	Eólica	60	30
2	Fotovoltaica	50	28
3	Otros	90	5

Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, lo que se debe hacer es calcular la retribución a la inversión que corresponde a cada una de las ofertas, correspondiendo con la siguiente fórmula:

$$Rinv_{IT} = Rinv_{ITR} - (m_{ITR} \cdot Red_{ITR})$$

Se van a escoger una serie de características, de la tecnología tipo fotovoltaica y año de autorización de explotación definitiva 2019:

Tabla 37: Selección de los parámetros de retribución a la inversión definidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (Nhmin) (h)	Umbral de funcionamiento anual (Uf) (h)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) $Rinv_{ITR,IA}$	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia <sup>1</sup>
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	3.000	0	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	3.000	0	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	3.000	0	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	2.367	0	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	2.367	0	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	2.367	0	36.908	15,59
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	5.000	0	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	5.000	0	145.636	29,13



Fuente: Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, anexo I, página 28543.

Tabla 38: Selección del coeficiente  $m_{ITR,j,a}$ .

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Grupo/subgrupo (art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de autorización de explotación definitiva «a»	Código de identificación de la instalación tipo	$m_{ITR,j,a}$
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04013	115.786
			2018	IT-04014	115.786
			2019	IT-04015	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04016	115.786
			2018	IT-04017	115.786
			2019	IT-04018	115.786
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	b.1.2, b.3, b.4.1, b.4.2, b.5.1, b.5.2, b.6, b.7.1, b.7.2, b.8.	2017	IT-04019	192.977
			2018	IT-04020	192.977
			2019	IT-04021	192.977

Fuente: Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, anexo I, página 28545.

Si se supone una subasta de 100 MW de potencia instalada, con un porcentaje de reducción distinto para cada tipo de instalación, como se puede observar en la tabla 34, en la energía de tipo fotovoltaico, la retribución a la inversión sería la siguiente:

Tabla 39:  $Rinv_{IT}$  para tipo de tecnología fotovoltaica.

Tecnología	$Rinv_{ITR}$ (€/MW)	$m_{TR}$ (€/MW)	$Red_{ITR}$ (%)	$Rinv_{IT}$ (€/MW)
Fotovoltaica	36.908	115.786	28	4.487,92

Fuente: Elaboración propia.

Para los demás tipos de tecnología se va a realizar de la misma manera, por tanto el cuadro quedaría reflejado así:

Tabla 40:  $Rinv_{IT}$  para todo tipo de instalaciones.

Tecnología	$Rinv_{ITR}$ (€/MW)	$m_{TR}$ (€/MW)	$Red_{ITR}$ (%)	$Rinv_{IT}$ (€/MW)
Eólica	45.056	115.786	30	10.319,3
Fotovoltaica	36.908	115.786	28	4.487,92
Resto	145.636	192.977	5	135.987,15

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se va a calcular para cada tramo el sobrecoste unitario para el sistema calculado con la siguiente fórmula:

$$SCU = \frac{Rinv_{IT}}{N^{\circ} \text{ horas}}$$

Por tanto, el sobrecoste unitario para cada oferta será el siguiente:



Tabla 41: Parámetro del sobrecoste unitario para cada instalación.

Tecnología	Rinv <sub>IT</sub> (€/MW)	Nº horas (horas)	SCU (€/MW)
Eólica	10.319,3	3.000	3,439
Fotovoltaica	4.487,92	2.367	1,896
Resto	135.987,15	5.000	27,197

Fuente: Elaboración propia.

Las ofertas se ordenarán, con independencia de la tecnología, de menor a mayor del SCU calculado para cada caso. Resultarán adjudicatarias las ofertas con menor valor hasta alcanzar por defecto la potencia a adjudicar

Suponiendo una subasta de 100 MW, el orden que se establece, en función de la potencia ofertada, es el siguiente:

Tabla 42: Sobrecoste unitario de cada instalación y el orden que reciben.

Tecnología	Rinv <sub>IT</sub> (€/MW)	Nº horas (horas)	SCU (€/MW)	Orden	Potencia ofertada (MW)
Eólica	10.319,3	3.000	3,439	2	60
Fotovoltaica	4.487,92	2.367	1,896	1	50
Resto	135.987,15	5.000	27,197	3	90

Fuente: Elaboración propia.

Para entender de manera más gráfica cómo se ordenan las tecnologías en función del sobrecoste unitario, se puede observar la gráfica 11:

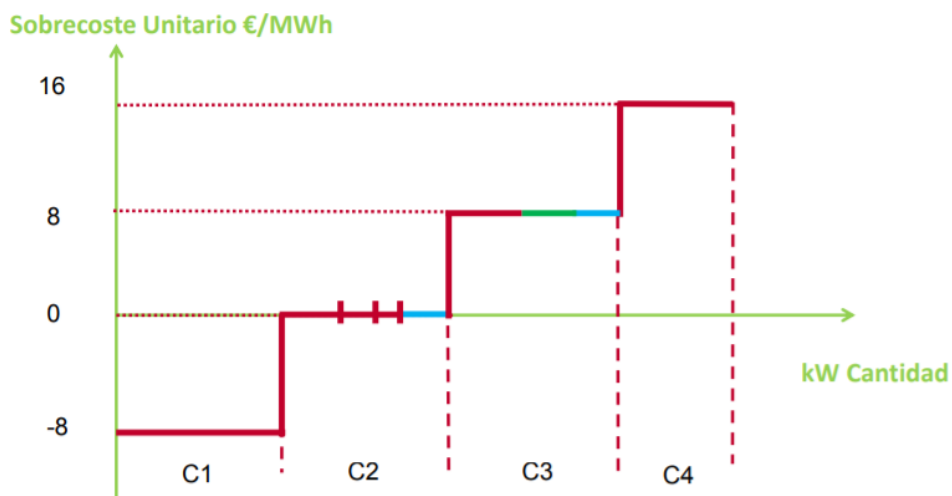


Gráfico 11: Clasificación de las instalaciones según su SCU.



Fuente: Subastas Renovables – OMIE.

Si hay dos ofertas que coinciden en el Sobrecoste Unitario, se ordenarán en función de las horas equivalentes de funcionamiento, de menor a mayor. Si en caso de que coincidieran las horas equivalentes, se ordenarían por tamaño del tramo.

Debido a que la potencia subastada es 100 MW, la oferta eólica, es la última oferta que entra dentro de la potencia a adjudicar, y es la que determina el valor del sobrecoste unitario marginal resultado de la subasta, es decir, 3,439 €/MWh.

Una vez que se ha obtenido el sobrecoste unitario marginal resultado de la subasta, se seguirán los siguientes pasos con el fin de calcular el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia:

1. Se calcula el sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia como el mínimo entre los dos valores siguientes:
  - Valor del sobrecoste unitario marginal resultado de la casación.
  - Valor del sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia correspondiente al año 2019.

Considerando lo anterior, el importe del sobrecoste unitario por cada instalación tipo es el siguiente:

Tabla 43: Valor del SCU marginal final de cada instalación tipo.

Tecnología	SCU de la instalación tipo de referencia en 2019 (€/ MW)	SCU marginal resultado de la subasta (€/MW)	SCU marginal final de la instalación tipo (€/MW)
Fotovoltaica	15,59	3,439	3,439
Eólica	15,02		3,439
Resto	29,13		No adjudicatario

Fuente: Elaboración propia.

2. Se calcula la retribución a la inversión de cada instalación tipo resultado de la subasta, multiplicando el sobrecoste unitario marginal de cada instalación tipo de referencia, por el número de horas equivalentes de funcionamiento:

Tabla 44: Retribución a la inversión de cada instalación tipo resultado de la subasta.

Tecnología	SCU marginal resultado de la subasta (€/MW)	Nºhoras (horas)	Rinv <sub>IT</sub> (€/MW)
Fotovoltaica	3,439	2.367	8.140,11
Eólica	3,439	3.000	10.317
Resto	No adjudicatario		



Fuente: Elaboración propia.

3. El porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Red_{ITR} = \frac{Rinv_{ITR} - Rinv_{IT}}{m_{ITR}}$$

Tabla 45: El porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia.

Tecnología	Rinv <sub>ITR</sub> (€/MW)	Rinv <sub>IT</sub> (€/MW)	m <sub>ITR</sub> (€/MW)	Red <sub>ITR</sub> (%)
Fotovoltaica	36.908	8.140,11	115.786	24,85
Eólica	45.056	10.317	115.786	30,00
Resto	No adjudicatario			

Fuente: Elaboración propia.

4. Tal y como se establece en la propuesta de esta Orden, el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, se calculará aplicando el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia resultado de la subasta, al valor estándar de la inversión inicial correspondiente a la instalación tipo de referencia de ese año.

*Valor estándar definitivo*

$$= Valor\ estándar\ inicial - Red_{ITR} \cdot Valor\ estándar\ inicial$$

En este ejemplo que se está llevando a cabo, los resultados serían los siguientes:

Tabla 46: Valor estándar de la inversión definitivo para cada tipo de instalación.

Tecnología	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Red <sub>ITR</sub> (%)	Valor estándar de la inversión definitivo (€/MW)
Fotovoltaica	1.200.000	24,85	901.800
Eólica	1.200.000	30,00	840.000
Resto	No adjudicatario		

Fuente: Elaboración propia.





### 2.5.3. RESOLUCIÓN DE LAS SUBASTAS.

Hay que tener en cuenta que los datos de partida para cada una de las subastas son distintos, por tanto los porcentajes máximos y mínimos de reducción ofertados serán distintos, así como todo lo demás cambiará. De esta manera, se obtiene un valor estándar de la inversión distinto para cada tipo de tecnología en las dos subastas que se han llevado a cabo.

Una vez definido el procedimiento que se va a llevar a cabo a la hora de realizar una subasta, siendo el mismo para todos los casos, el valor estándar a la inversión que se obtuvo en la primera subasta cuya resolución se obtuvo el 19 de mayo, fue el siguiente:

Tabla 47: Valor estándar de la inversión para cada tipo de instalación según la Resolución del 19 de mayo de 2017.

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Código de Identificación de la Instalación Tipo	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Retribución a la Inversión Rin v (€/MW) 2017-2019
Eólica.	ITR-0103	IT-04013	2017	438.840	0
		IT-04014	2018	438.840	0
		IT-04015	2019	438.840	0
Fotovoltaica.	ITR-0104	IT-04016	2017	585.360	0
		IT-04017	2018	585.360	0
		IT-04018	2019	585.360	0
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica.	ITR-0105	IT-04019	2017	400	0
		IT-04020	2018	400	0
		IT-04021	2019	400	0

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2017, anexo II, página 42788.

Por tanto, para la segunda subasta que se llevó a cabo, el procedimiento fue el mismo, pero se obtuvieron otros valores recogidos en la Resolución de 27 de julio de 2017:

Tabla 48: Valor estándar de la inversión para cada tipo de instalación según la Resolución del 27 de julio de 2017.

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Código de identificación de la instalación tipo	Año de autorización de explotación definitiva	Valor estándar de la inversión inicial – €/MW	Retribución a la inversión rin v 2017-2019 – €/MW
Eólica	ITR-0103	IT-04022	2017	155.040	0
		IT-04023	2018	155.040	0
		IT-04024	2019	155.040	0
Fotovoltaica	ITR-0104	IT-04025	2017	361.440	0
		IT-04026	2018	361.440	0
		IT-04027	2019	361.440	0

Fuente: Resolución de 27 de julio de 2017, anexo II, página 70289.

Como se ha comentado antes, los valores de la inversión han cambiado al partir de datos diferentes para cada una de las subastas, estos datos son confidenciales y no se pueden acceder a ellos.



### 3. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO.

#### 3.1.OBJETIVO DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD.

El objetivo de un estudio de viabilidad es el comprobar si un proyecto industrial concreto, en este caso el de instalaciones de tipo fotovoltaico existen soluciones que cumplan con los objetivos que previamente se han definido. Se ha de determinar si este proyecto es viable física, social, legal económica y financieramente.

Por tanto, se podrían resumir estos objetivos en tres puntos:

- a) Conocer el proyecto en su conjunto.
- b) Obtener posibles soluciones.
- c) Estudiar la viabilidad de las distintas soluciones.

Para poder alcanzar este objetivo y comprobar si efectivamente el proyecto industrial que se está tratando es viable, se deberá analizar la rentabilidad de este proyecto.

Para poder estudiar esta rentabilidad, se necesitarán una serie de parámetros que se definen a continuación.

#### 3.2.PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN UN ESTUDIO DE VIABILIDAD.

##### 3.2.1. ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN.

Para conocer los costes de inversión, hará falta el capital fijo y el capital circulante.

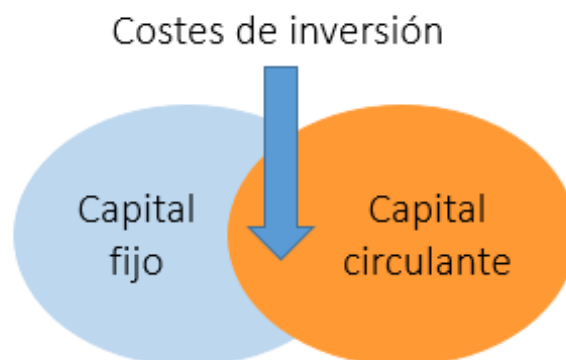


Figura 5: Costes de inversión. Capital fijo y circulante.

##### a) Capital fijo.

Este capital está comprendido por una serie de bienes que se adquieren una única vez durante la ejecución del proyecto, utilizándose a lo largo de la vida útil de los mismos. Está dividido en:

- Inversiones fijas.



Dentro del cual se encuentra la preparación a los terrenos y emplazamientos, edificios y obras de ingeniería civil, maquinaria y equipo de planta (incluyendo el equipo auxiliar) y ciertos fijos incorporados tales como derechos de propiedad industrial.

- Costes de capital previos a la producción.

En este grupo se encuentran los gastos por concepto de estudios preparatorios (gastos de estudios de preinversión, gastos de planificación, entre otros). Los gastos previos a la producción también se encuentran dentro de este grupo junto a los gastos de ensayo de funcionamiento y puesta en marcha.

#### **b) Capital circulante.**

Este capital se refiere a los medios financieros requeridos para las distintas operaciones del proyecto, en virtud de su programa de producción. Sería el capital necesario para el funcionamiento normal de las instalaciones, es decir, el capital de trabajo.

$$\text{Capital circulante} = \text{Activos corrientes} - \text{Pasivos corrientes}$$

Los activos corrientes son aquellos que comprenden las cuentas a cobrar, mientras que los pasivos corrientes consisten principalmente en las cuentas a pagar.

Se define por tanto como:

- + Stock materias primas.
- + Stock productos intermedios y en curso.
- + Stock productos terminados.
- + Cuentas pendientes de cobro.
- + Existencias en caja.
- + Gastos del periodo inicial.
- Cuentas pendientes de pago.

---

### **3.2.2. PRESUPUESTO DE EXPLOTACIÓN.**

Es imprescindible pronosticar de forma realista los costes de producción totales para el proyecto que se trate, a fin de determinar la viabilidad futura del mismo.

Para poder hacer frente a un proyecto y que además este sea viable, se necesitan unos resultados positivos a lo largo de la vida del proyecto. Un proyecto genera una serie de ingresos y gastos, generando así un beneficio bruto, que deduciendo los impuestos correspondientes, se convertirá en un beneficio neto. Por tanto:

#### **a) Beneficio Bruto:**



$$B_B = I - C$$

Donde:

$B_B$ = Beneficio bruto.

$I$ = Ingresos.

$C$ = Costes.

**b) Beneficio Neto:**

$$B_N = B_B - I_M$$

Donde:

$B_N$ = Beneficio neto.

$B_B$ = Beneficio bruto.

$I_M$ = Impuestos.

Los gastos vienen dados principalmente por los costes de producción, financieros y de depreciación o amortización.

**a) Costes de producción:**

Vienen dados por las materias primas, servicios auxiliares, mano de obra tanto directa como indirecta, patentes y royalties, mantenimiento, gastos generales (seguros, alquileres, etc.) y los costes de ventas.

**b) Financiación.**

Para poder hacer frente a los costes de inversión se necesita una financiación del proyecto.

La financiación de un proyecto consigue en atribuir dinero y crédito a una empresa, organización, individuo con el fin de comenzar o concretar un proyecto industrial. La manera más común de financiar un proyecto es a través de préstamos o de créditos.

Lo compone la amortización a la inversión, es decir los intereses del préstamo.

**c) Costes de depreciación o amortización de la nave y la maquinaria.**

El coeficiente lineal máximo y el periodo de años máximo a amortizar, se obtiene de la Ley 27/2014 del Impuesto sobre Sociedades:



Tabla 49: Costes de depreciación.

Tipo de elemento	Coefficiente lineal máximo	Periodo de años máximo
Obra civil		
Obra civil general	2%	100
Pavimentos	6%	34
Infraestructuras y obras mineras	7%	30
Centrales		
Centrales hidráulicas	2%	100
Centrales nucleares	3%	60
Centrales de carbón	4%	50
Centrales renovables	7%	30
Otras centrales	5%	40

Fuente: Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades, capítulo II, artículo 12, página 20.

El coeficiente lineal máximo para una central renovable será del 7%, teniendo un periodo de años de amortización máximo de 30 años.

Sólo se va a poder amortizar lo que serían equipos, maquinarias y obra civil, despreciando así todo lo que tenga que ver con terrenos, ingenierías y tasas. Para visualizarlo, sería retirar la parte de “Soft Costs- Others” de la gráfica 14.

Por último, se va a definir el Cash-Flow de un proyecto como la diferencia existente entre los ingresos que se han generado cada año y las inversiones que se han realizado durante el mismo año del proyecto y a lo largo de su vida.

d) Cash-Flow:

$$CF_N = B_N + A - PP$$

Donde:

$CF_N$ = Cash-Flow neto.

$B_N$ = Beneficio neto.

A= Amortización.

PP= Pago a principal.

Una vez ya se hayan definido estos parámetros, necesarios para poder determinar el Cash-Flow del proyecto a estudiar, se van a emplear una serie de técnicas para analizar su rentabilidad.

Las técnicas que se van a estudiar para evaluar la rentabilidad son las siguientes:

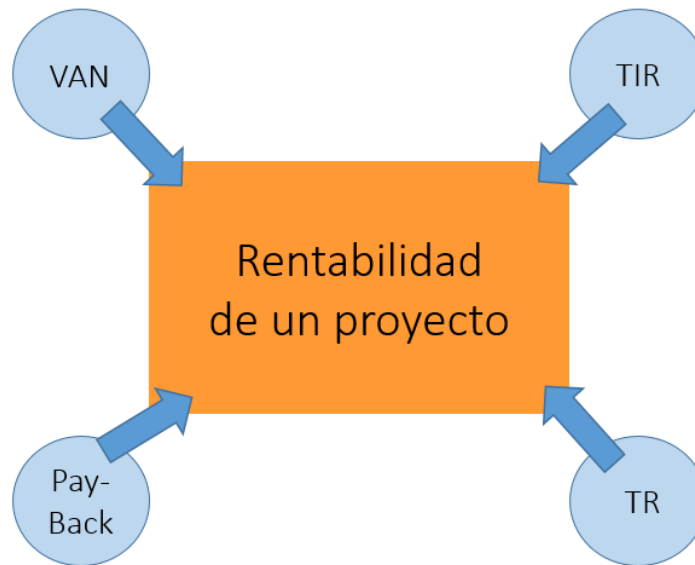


Figura 6: Parámetros que influyen en la rentabilidad de un proyecto.

a) Tasa de rentabilidad.

Se trata del cociente entre el beneficio neto actual y la inversión que se necesita.

$$TR = \frac{\text{Beneficio neto actual}}{\text{Inversión media}}$$

Donde la inversión media se calcula como:

$$\text{Inversión media} = \frac{\text{Valor inicial de la inversión} + \text{valor residual}}{2}$$

b) Periodo de retorno de la inversión o Pay-Back.

Se trata del número de años en que se recuperará la inversión ya sea por vía facturación, cobros o utilidades. Se ha de considerar el término inversión como la suma de los activos del proyecto.

La fórmula que se va a emplear para evaluar este parámetro es la siguiente:

$$\sum_{t=0}^{PB} \frac{CF_t^*}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

$CF_t^*$  = Cash Flow parcial del año correspondiente "t".

t= Número de años.



$I_t$ = Inversiones correspondientes al año "t"

n= Número de años en los que se invierte.

i= Tasa de actualización. Viene dada por la siguiente ecuación:

$$i = e + k \cdot (1 + e) + r$$

De donde se sabe que:

e= Interés del capital.

k= Inflación anual.

r= Prima de riesgo.

### c) Valor actualizado neto (VAN).

El valor actualizado neto es la diferencia entre el valor actual de los cobros menos el valor actualizado de los pagos.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+i)^n}$$

Donde:

$I_0$ = Valor de la inversión propia.

CF= Cash Flow.

i= Tasa de actualización.

t= Número de años.

Un valor actual neto positivo indica que la inversión en el proyecto produce excedentes superiores en la cuantía del valor actual neto, a los que podrían obtenerse invirtiendo la misma cantidad de dinero, precisamente con un interés i. Por tanto, será mejor un proyecto cuanto mayor sea su VAN.

### d) Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR).

Es la tasa de actualización a la cual el valor actual de los ingresos de efectivo es igual al valor actual de las salidas de efectivo. Es decir, es el interés para el cual el valor actual es cero (r).

$$TIR = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+r)^n} = 0$$

Donde:



$I_0$ = Valor de la inversión propia.

CF= Cash-Flow.

$i$ = Tasa de actualización.

$t$ = Número de años.

### 3.3.DEFINICIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE INSTALACIONES.

Basándose en el documento *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*, se clasifican las instalaciones en función de tres tipos principalmente.

#### a) Instalaciones fotovoltaicas de tipo Residencial.

Este tipo de instalaciones se caracterizan por una baja potencia del tamaño del sistema. En este caso, se va a modelar con una potencia promedio de 6,2 kW. El tamaño promedio de las instalaciones de tipo residencial, no ha sufrido grandes cambios que sean significativos durante los últimos años, como se puede observar en la siguiente gráfica:

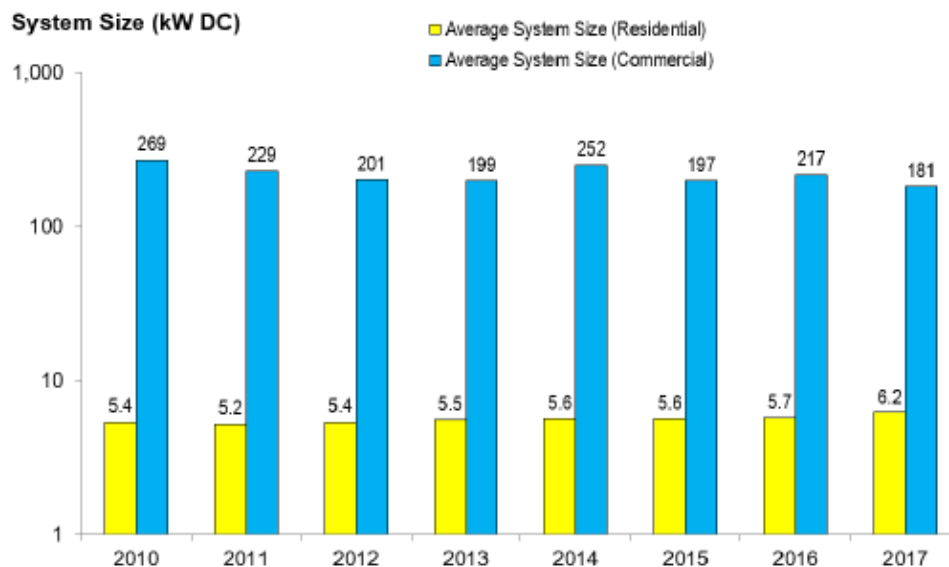


Figure 4. PV system size trends from the California NEM database (Go Solar CA 2018), 2010–2017

Gráfico 12: Tamaño de potencia para una instalación residencial y comercial.

Fuente: Fu, R. Feldman, D. Margolis, R. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, página 6.

Como se puede observar en el gráfico 12, los valores son prácticamente idénticos por lo que se va a utilizar el valor de 2017 para modelar este sistema. En cuanto a la eficiencia del módulo de potencia, para el caso residencial sería de un 17,2%.



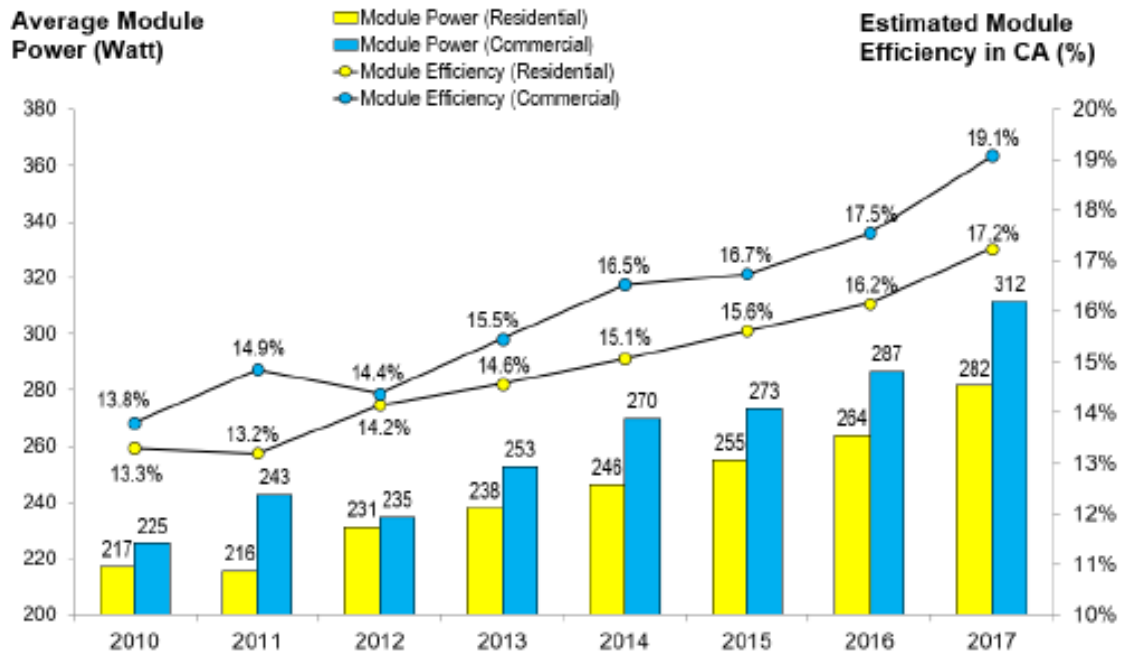


Figure 3. Module power and efficiency trends from the California NEM database (Go Solar CA 2018), 2010–2017

Gráfico 13: Eficiencia del módulo de potencia para los tres tipos de instalaciones.

Fuente: Fu, R. Feldman, D. Margolis, R. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, página 5.

#### b) Instalaciones fotovoltaicas de tipo comercial.

En el caso de instalaciones de tipo comercial, lo que ocurre es lo contrario. Los tamaños de los sistemas comerciales han cambiado con mayor frecuencia, lo que probablemente refleja el amplio alcance de los “clientes comerciales”, [Gráfico 12]. Se va a utilizar 200 kW como el caso de referencia en este modelo comercial.

En cuanto a la eficiencia de los módulos de potencia, se va a utilizar un valor del 19,1%, como se observa en el gráfico 13.

#### c) Instalaciones fotovoltaicas de utilidad a gran escala.

Dentro de este grupo, cabe destacar dos subgrupos, aquellas que están conectadas a un eje o de red fijas. Estas, abastecen a grandes superficies, por tanto se va a modelar con un tamaño de potencia de 100 MW.

La eficiencia de los módulos de potencia, coincide con el valor obtenido para las instalaciones comerciales, siendo del 19,1%.

A modo de resumen, se va a realizar un cuadro que recoja las principales características de cada una de las instalaciones:



Tabla 50: Principales características de los tipos de instalaciones.

Instalación	Potencia	Eficiencia del módulo
Residencial	6,2 kW	17,20%
Comercial	200 kW	19,10%
Gran escala	100 MW	19,10%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.

### 3.4. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN Y PRESUPUESTO DE OPERACIÓN.

En cuanto al presupuesto de inversión para los años comprendidos entre el 2010 y 2018, se va a obtener del gráfico 14. Este presupuesto es distinto para cada tipo de instalación.

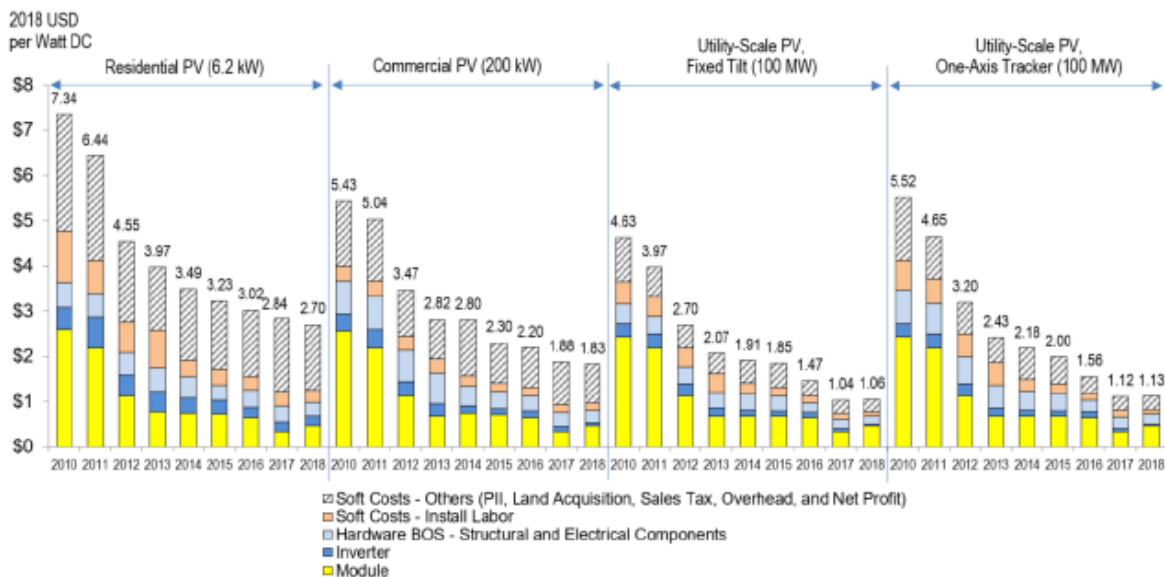


Gráfico 14: Presupuesto de inversión para los distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Fuente: Fu, R. Feldman, D. Margolis, R. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018, página VIII.

Como se puede observar en el gráfico 14, cuanto mayor sea la escala de las instalaciones, menor será el presupuesto de inversión.

Para los años 2007, 2008 y 2009, los datos del presupuesto de inversión para las instalaciones residenciales y comerciales, se van a recoger en la siguiente gráfica:

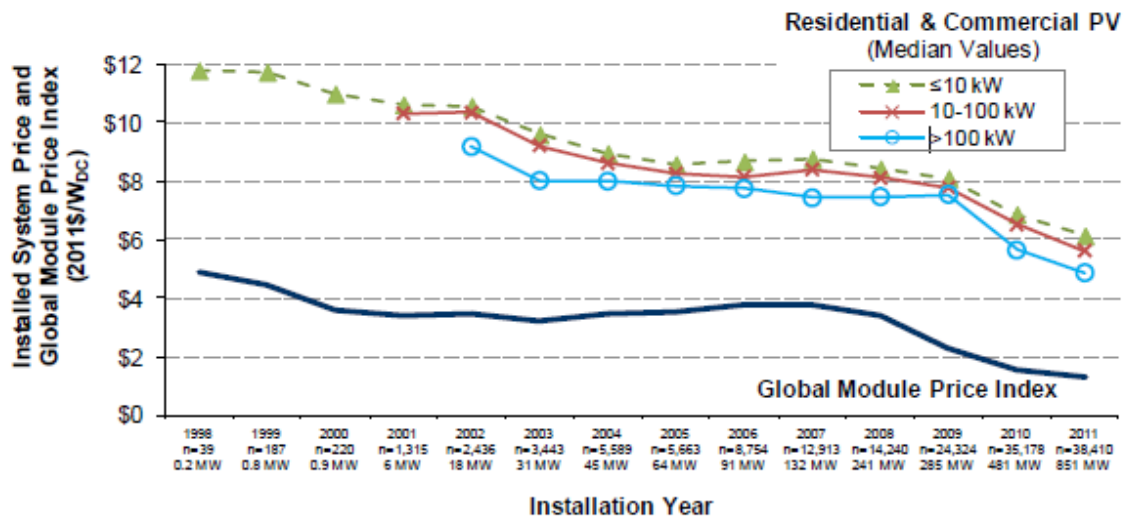


Gráfico 15: Presupuesto de inversión para las instalaciones residenciales y comerciales (2007-2009).

Fuente: David, F. Galen, B. Robert, M. Ryan, W. Naïm, D. Alan, G. Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent and Near-Term Projections, página 3.

Para el resto de datos comprendidos entre el periodo 2007-2009, al haber un poco variación de precios, se considera el precio haciendo una estimación con el del 2010.

a) Instalaciones de tipo residencial.

En el intervalo de tiempo 2007-2009, habrá que fijarse en el gráfico 4 en la línea verde, ya que en este caso la instalación es de 6,2 kW, en el caso del presupuesto de inversión. Para los costes de operación, se va a realizar una estimación de estos años, aplicando un coste por €/W del año 2010.

En cuanto al presupuesto de inversión y el presupuesto de operación y mantenimiento, se va a recoger en la siguiente tabla la evolución de estos con el paso del tiempo:

Tabla 51: Presupuesto de inversión y operación para instalaciones residenciales.

Año	Presupuesto de inversión (€/W)	Presupuesto de operación y mantenim. (€/kW)
2007	7,216	47,52
2008	7,128	47,52
2009	7,040	47,52
2010	6,459	47,52
2011	5,667	42,24
2012	4,004	36,08
2013	3,494	31,68
2014	3,071	26,40



2015	2,842	22,00
2016	2,658	22,00
2017	2,499	21,12
2018	2,376	19,36

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.

**b) Instalaciones de tipo comercial.**

Para el intervalo temporal 2007-2009, el presupuesto de inversión se va a tomar del gráfico 14, fijándose en la línea roja, ya que esta instalación se ha modelado para 200 kW. En cuanto a los presupuestos de operación y mantenimiento, se va a realizar una estimación como en el caso anterior.

En cuanto a las instalaciones comerciales, los presupuestos de inversión y operación se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 52: Presupuesto de inversión y operación para las instalaciones comerciales.

Año	Presupuesto de inversión (€/W)	Presupuesto de operación y mantenim. (€/kW)
2007	7,216	29,04
2008	7,128	29,04
2009	7,040	29,04
2010	4,778	29,04
2011	4,435	26,40
2012	3,054	24,64
2013	2,482	22,00
2014	2,464	19,36
2015	2,024	16,72
2016	1,936	16,72
2017	1,654	15,84
2018	1,610	15,84

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.

**c) Instalaciones de tipo a gran escala.**

En este tipo de instalaciones, al no tener disponibilidad de los datos para el intervalo temporal 2007-2009, se va a realizar una aproximación de los datos, tomando los del 2010. Esto ocurre tanto para los presupuestos de inversión como para los costes de operación y mantenimiento.

En este caso, se ha de tener en cuenta los dos subtipos existentes en estas instalaciones a gran escala, con sus correspondientes presupuestos de inversión y operación.



Tabla 53: Presupuesto de inversión y operación para instalaciones a gran escala.

Año	Fijados a un eje		Fijados a red	
	Presupuesto de inversión (€/W)	Presupuesto de operación y mantenim. (€/kW)	Presupuesto de inversión (€/W)	Presupuesto de operación y mantenim. (€/kW)
2007	4,858	24,64	4,074	24,64
2008	4,858	24,64	4,074	24,64
2009	4,858	24,64	4,074	24,64
2010	4,858	24,64	4,074	24,64
2011	4,092	23,76	3,497	22,88
2012	2,816	22,00	2,376	21,12
2013	2,138	21,12	1,822	19,36
2014	1,918	20,24	1,681	17,6
2015	1,760	19,36	1,628	15,84
2016	1,373	18,48	1,294	15,84
2017	0,986	17,60	0,915	14,96
2018	0,994	12,32	0,933	11,44

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.

### 3.5. INGRESOS.

#### 3.5.1. INSTALACIONES ACOGIDAS AL RD 661/2007.

##### a) Periodo 2007-2013.

En este periodo de tiempo, los tres tipos de instalaciones se verán condicionadas por unas tarifas. En el caso de las residenciales, cuya potencia es de 6,2 kW, le corresponderá la tarifa que se encuentre entre este intervalo de potencia ( $P \leq 100$  kW). En cuanto a la comercial, cuya potencia es de 200 kW, la tarifa es la que se encuentre dentro de este intervalo de potencia ( $100$  kW <  $P \leq 10$  MW). En el caso de las instalaciones a gran escala, cuya potencia en este caso se ha modelado a 100 MW, no estará sometido a tarifas, ya que el cupo de potencia sobrepasa lo definido por este Real Decreto, siendo lo máximo 50 MW. En este último caso, estará condicionada a precio de mercado libre.

##### b) Periodo 2014-2018.

En este intervalo temporal, para el tipo de instalación residencial, se recogerán las características de la instalación IT-00028, ya definida previamente, ya que esta instalación seleccionada se encuentra entre este cupo de potencia ( $5$  kW <  $P \leq 100$  kW).





Tabla 55: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones comerciales.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2003	IT-00025
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2004	IT-00026
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2005	IT-00027
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2006	IT-00028
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2007	IT-00029
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2008	IT-00030
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	≤2004	IT-00031
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2005	IT-00032
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2006	IT-00033
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2007	IT-00034
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2008	IT-00035
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	≤2001	IT-00036
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2003	IT-00037
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2004	IT-00038
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2005	IT-00039
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2006	IT-00040
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2007	IT-00041
b,1	b,1,1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2008	IT-00042
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	≤2003	IT-00043
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2004	IT-00044
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2005	IT-00045
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2006	IT-00046
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2007	IT-00047
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2008	IT-00048
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	≤2004	IT-00049
b,1	b,1,1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2005	IT-00050

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46473.

Para esta instalación IT-00046, la retribución a la inversión y a la operación de los años 2013-2019, se van a recoger en la siguiente tabla:

Tabla 56: Parámetros de retribución a la inversión y a la operación para IT-00046.

Año	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)
2013	253.407	19,561
2014	540.897	24,348
2015	540.897	23,592
2016	540.897	24,197
2017	541.957	30,916
2018	541.957	33,143
2019	541.957	33,671

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de las Órdenes Ministeriales.

En el caso de las instalaciones a gran escala, se ha seleccionado una nueva instalación, correspondiendo con la IT-00069, ya que esta, está determinada para una potencia de > 10 MW. Las características de esta nueva instalación son las que se observan en la tabla 58:



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla 57: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones a gran escala.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2006	IT-00051
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2007	IT-00052
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S1E	2008	IT-00053
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	≤2004	IT-00054
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2005	IT-00055
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2006	IT-00056
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2007	IT-00057
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	S2E	2008	IT-00058
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	≤2005	IT-00059
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2006	IT-00060
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2007	IT-00061
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	FIJ	2008	IT-00062
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	≤2006	IT-00063
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	2007	IT-00064
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	2008	IT-00065
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	≤2006	IT-00066
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	2007	IT-00067
b,1	b,1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S2E	2008	IT-00068
b,1	b,1.1	-	P > 10MW	FIJ	≤2007	IT-00069
b,1	b,1.1	-	P > 10MW	FIJ	2008	IT-00070
b,1	b,1.1	-	P > 10MW	S1E	≤2007	IT-00071
b,1	b,1.1	-	P > 10MW	S1E	2008	IT-00072
b,1	b,1.1	-	P > 10MW	S2E	2008	IT-00073
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	≤2002	IT-00074
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2004	IT-00075
b,1	b,1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2005	IT-00076

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46474.





Tabla 58: Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014 para la Orden IET/1045/2014. Instalaciones a gran escala.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007			
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	≤ 100 kW
b,1	b,1,1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b,1	b,1,1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b,1	b,1,1	-	100 kW < P ≤ 10 MW

Fuente: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, página 46474.

En cuanto a los parámetros de la retribución a la inversión y a la operación para esta instalación IT- 00069, se corresponderán con los siguientes:

Tabla 59: Parámetros de retribución a la inversión y a la operación para IT-00069.

Año	Retribución a la inversión (Rinv) (€/MW)	Retribución a la operación (Ro) (€/MW)
2013	214.240	14,938
2014	457.296	19,770
2015	457.296	18,987
2016	457.296	19,565
2017	458.333	26,256
2018	458.333	28,456
2019	458.333	28,956

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos en las Órdenes Ministeriales.

### 3.5.2. INSTALACIONES ACOGIDAS AL RD 1578/2008.

a) Periodo 2007-2013.



En este caso, las instalaciones tanto la residencial, comercial como la de gran escala, van a estar tener otros cupos de potencia. En cuanto a las residenciales, se acogerían con el subtipo I.1, recogiendo de ahí las tarifas, la comercial con el I.2 hasta el año 2011 donde se celebraron 4 convocatorias por año, y las de gran escala al tener una potencia muy superior a lo establecido, participarían a precio de mercado libre.

En el año 2012 y 2013 se publicaron unas actualizaciones de las tarifas gracias a las órdenes IET/3586/2011, de 30 de diciembre y la IET/221/2013, de 14 de febrero.

**b) Periodo 2014-2018.**

Para estos tres tipos de instalaciones, se van a recoger las características de la IT-00199, ya definida previamente, ya que en la Orden IET/1045/2014, las instalaciones que se han acogido al RD 1045/2008, se clasifican por zona climática, no por intervalos de potencia.

---

### **3.5.3. INSTALACIONES ACOGIDAS A SUBASTA.**

En el año 2017 se convocaron dos subastas. Para los tres tipos de instalaciones, los ingresos vendrán dados de multiplicar el precio de mercado libre por un coeficiente de apuntamiento definido como 1,04.



#### 4. ESTUDIO DEL ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA LAS DISTINTAS INSTALACIONES.

Evidentemente los datos de los que se disponen son hasta el año 2018, a partir de ahí se va a realizar una estimación hasta el año 2031, con una estimación que establece que el precio de la energía aumenta un 7% anualmente. Por tanto, se podrá analizar la rentabilidad y la viabilidad de los proyectos hasta esa fecha.

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento que acontecen en las fechas de 2007 y 2008, para las instalaciones regidas por el RD 661/2007, de 25 de mayo y RD 1578/2008, de 26 de septiembre respectivamente, se van a tomar como el 1% del presupuesto de inversión. Esto se debe a que cuando se tuvo que analizar los presupuestos de inversión y operación, para este intervalo temporal no hubo apenas información y se acogió a una estimación.

##### 4.1. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN REGIDA POR EL RD 661/2007, DE 25 DE MAYO. PUESTA EN MARCHA EN 2007.

###### a) Residencial.

Para una instalación con una potencia instalada de 6.2 kW, regida bajo el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se va a estudiar la rentabilidad de esta.

Los resultados que se han obtenido para una puesta en marcha en 2007 son los siguientes:

Tabla 60: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= 9.309,84	
TIR= 5,84%	

###### b) Comercial.

Instalación con una potencia instalada de 200 kW, regida bajo el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Los resultados que se han mostrado en este caso, con una puesta en marcha en el año 2007 son los siguientes:



Tabla 61: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= 152.697,07	
TIR= 4,81%	

c) Gran escala.

Se trata de una instalación con una potencia instalada de 100 MW, regida como las anteriores, bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo. Dentro de este tipo hay dos subtipos: conectadas a red y conectadas a un eje.

- Gran escala fijados a un eje.

En este caso, para una instalación puesta en marcha en 2007, los resultados serían los siguientes:

Tabla 62: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijado a un eje. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -63.031.122,26	
TIR= 0,00%	

- Gran escala fijados a red.

Los resultados para este otro caso, en una instalación puesta en marcha en 2007, serán estos:



Tabla 63: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijado a red. Puesta en marcha en 2007. Regida bajo el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= 45.537.272,29	
TIR= 4,43%	

#### 4.2. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN REGIDA POR EL RD 1578/2008, DE 26 DE SEPTIEMBRE. PUESTA EN MARCHA EN 2008.

##### a) Residencial.

En este caso se va a tratar una instalación residencial con 6,2 kW de potencia instalada, regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre. Con los datos que se han ido estudiando, se va a obtener un análisis de viabilidad hasta el 2031.

Los resultados que se han obtenido son los siguientes, para una puesta en marcha en el año 2008:

Tabla 64: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -16.225,01	
TIR= 0,00%	

##### b) Comercial.



Ahora, se va a analizar una instalación de tipo comercial con una potencia instalada de 200 kW, regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Los resultados que se han obtenido, para una puesta en marcha en el año 2008, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 65: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.**

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
<b>VAN=</b>	<b>-562.391,06</b>
<b>TIR=</b>	<b>0,00%</b>

c) **Gran escala.**

Se va a estudiar la instalación de gran escala fijada tanto a un eje como a la red, con una potencia instalada en ambos casos de 100 MW, regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

- **Gran escala fijada a un eje.**

Los resultados que se han obtenido son los siguientes, para una instalación fijada a un eje y una puesta en marcha en el año 2008:

**Tabla 66: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.**

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
<b>VAN=</b>	<b>-172.829.910,5</b>
<b>TIR=</b>	<b>0,00%</b>

- **Gran escala fijada a red.**



En cuanto a los resultados que se han obtenido en una instalación fijada a una red, se observa para una puesta en marcha en 2008:

Tabla 67: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha en 2008. Regida bajo el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -62.396.216,98	
TIR= 0,00%	

#### 4.3. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN REGIDA POR LA SUBASTA. PUESTA EN MARCHA EN 2017.

##### a) Residencial.

En cuanto a la residencial, se va a estudiar una instalación puesta en marcha en el año 2017, con una potencia instalada de 6,2 kW. Los datos que se han tomado con respecto a los años 2017 y 2018, son los precios de mercado reales, a partir de ese momento se va a realizar una estimación en el que se estima que los precios van a tener una subida del 7% anual.

Por tanto, para este tipo de instalación, los resultados serán los siguientes:

Tabla 68: VAN y TIR para una instalación residencial. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -12.638,80	
TIR= 0,00%	



b) Comercial.

Se va a estudiar una instalación de potencia instalada 200 kW, puesta en marcha en el año 2017, sometida a subasta. Los resultados que se han obtenido son los siguientes:

Tabla 69: VAN y TIR para una instalación comercial. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -175.795,57	
TIR= 0,00%	

c) Gran escala.

Se va a analizar una instalación de potencia instalada 100 MW, tanto en el caso de fijada a red como en el caso de fijada a un eje, puesta en marcha como en los casos anteriores, en el año 2017.

- Gran escala fijada a un eje.

Los resultados que se han obtenido son los siguientes:

Tabla 70: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= -5.945.598,37	
TIR= 0,00%	

- Gran escala fijada a red.





Los resultados que se han obtenido en este caso, son los que se observan en la tabla 72:

Tabla 71: VAN y TIR para una instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha en 2017. Regida a subasta.

Cálculo de los parámetros de rentabilidad.	
Tasa de actualización	3,72%
VAN= 6.321.177,14	
TIR= 5,02%	

Una vez hecho estos estudios para cada caso, se va a hacer unas comparativas para ver qué instalación sería la más rentable.

#### 4.4. COMPARACIONES DE VAN Y TIR.

a) RD 661/2007, de 25 de mayo.

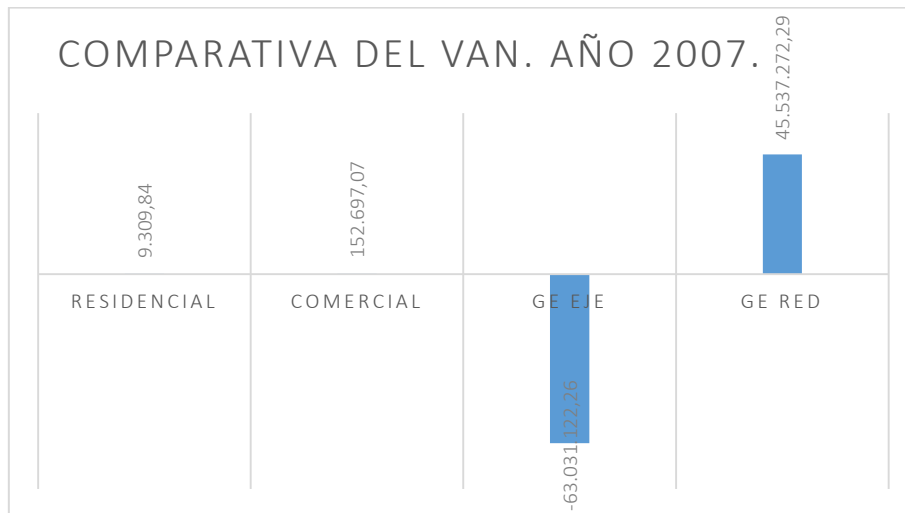


Gráfico 16: Comparación de VAN para el año 2007.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, la instalación más rentable que se puso en marcha ese año 2007, fue la instalación a gran escala fijada a red, ya que sale con un VAN muy superior a los anteriores. En cuanto a la menos rentable, sería la instalación a gran escala fijada a un eje, ya que sale con un



VAN negativo. En cuanto a la residencial y comercial, también serán rentables, pero menos que la instalación a gran escala fijada a red.

b) RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

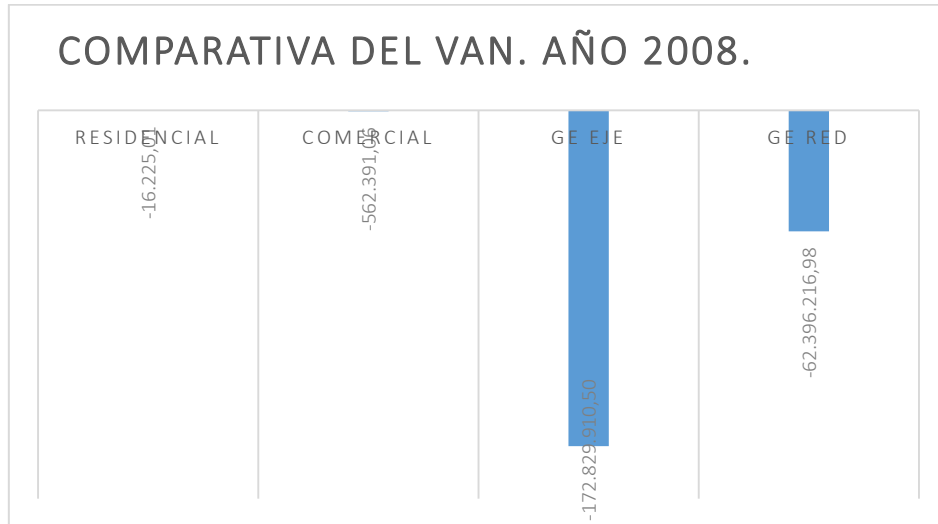


Gráfico 17: Comparación de VAN para el año 2008.

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, todas las instalaciones que se han estudiado no son rentables, ya que en todos los casos los VAN salen negativos. La menos rentable de todas, será la instalación de gran escala fijada a un eje.

c) Subasta en 2017.

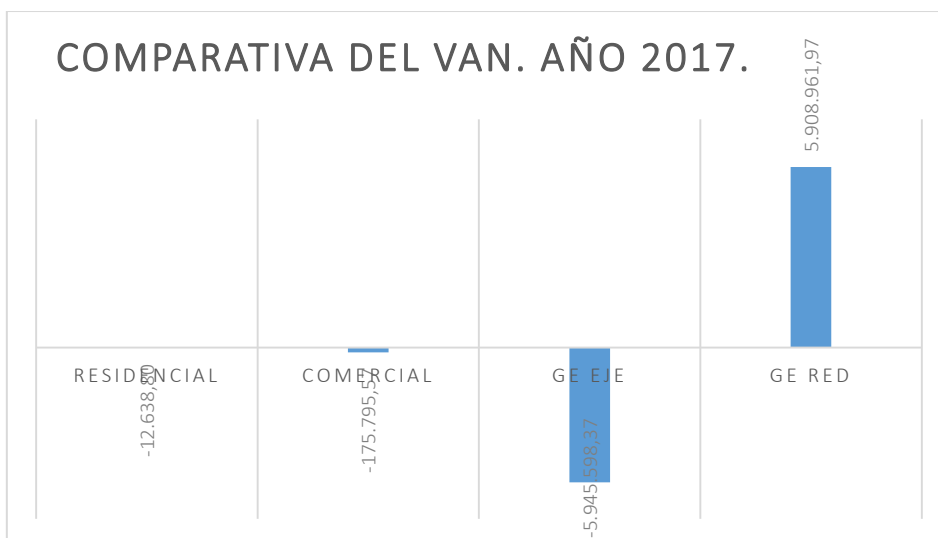


Gráfico 18: Comparación de VAN para el año 2017.



Fuente: Elaboración propia.

En este último caso, la instalación única que será rentable será la instalación a gran escala fijada a red, ya que es la única que presenta un VAN positivo. La instalación menos rentable de todas es la de gran escala fijada a un eje.

Por tanto, de todos los estudios que se han sacado anteriormente, sólo se va a obtener un TIR de aquellos que el VAN sea positivo, en el caso de que el VAN sea negativo, no tendría ningún sentido calcular el TIR.

A la hora de calcular y comparar el TIR, sólo se van a recoger los datos que se han obtenido del RD 661/2007, de 25 de mayo y el TIR obtenido en subasta para una instalación a gran escala fijada a red.

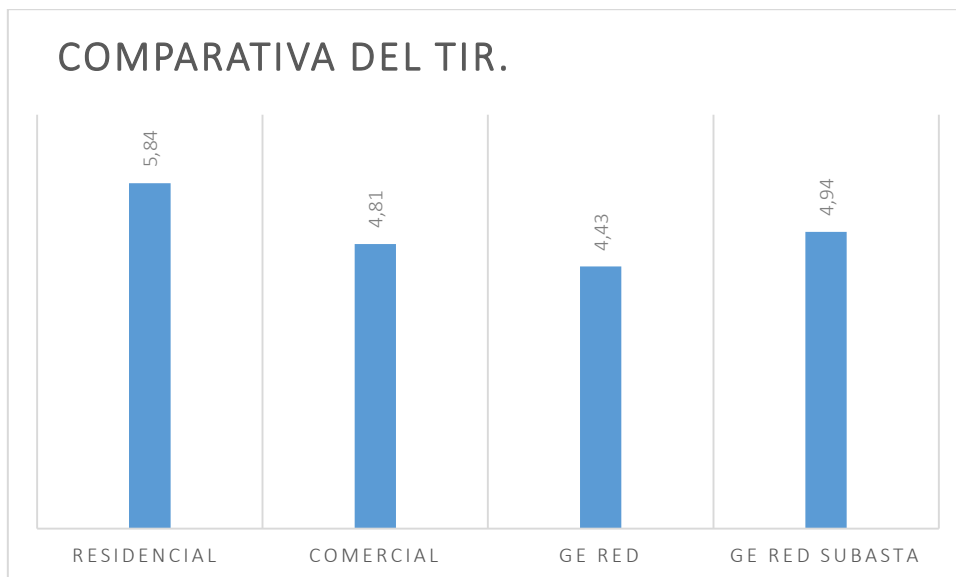


Gráfico 19: Comparación del TIR.

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, el que tenga un TIR mayor será la instalación más rentable de todas. En este caso, sería la instalación de tipo residencial acogida a la normativa del RD 661/2007, de 25 de mayo.

Habría que tener en cuenta que las tres primeras instalaciones tienen un horizonte temporal desde el año 2007-2031., es decir, 25 años. En cambio la instalación acogida a subasta de tipo gran escala, tiene un horizonte temporal de 2017-2031, no teniendo en cuenta los últimos 10 años.



## 5. CONCLUSIONES.

En la primera parte de este trabajo, se ha analizado la evolución de las renovables como conjunto, y en especial de la energía solar fotovoltaica frente al total.

Se ha podido observar que mientras las instalaciones de origen no renovable están decreciendo, las de origen renovable van poco a poco adquiriendo carácter y están evolucionando a pasos agigantados frente al total de la potencia instalada.

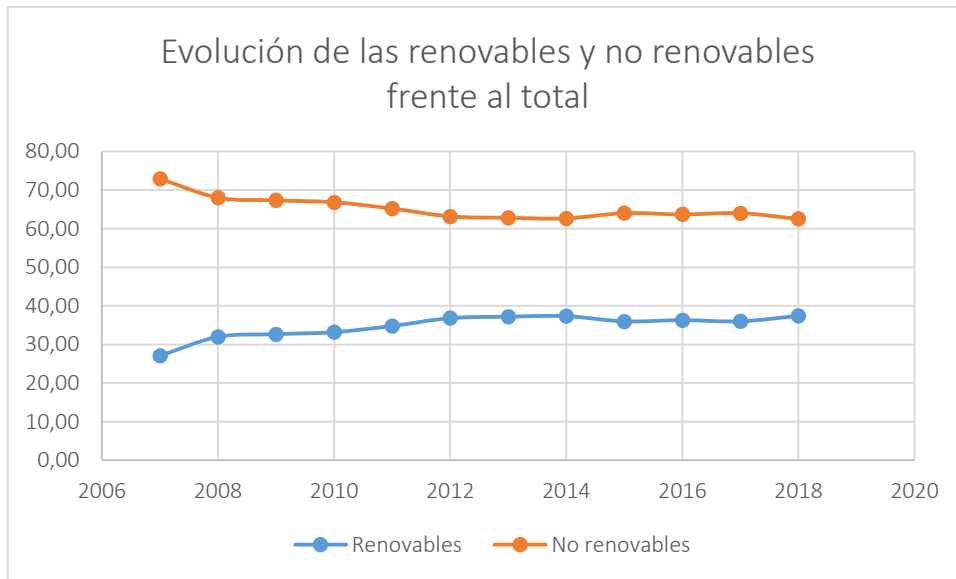


Gráfico 20: Evolución de las energías renovables y no renovables en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia.

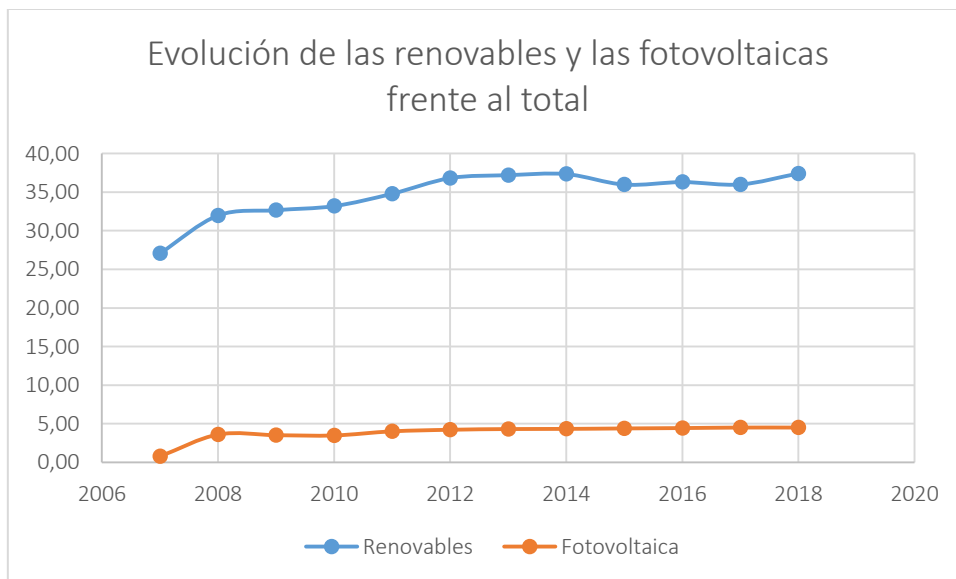


Gráfico 21: Evolución de las energías renovables y fotovoltaicas frente al total en porcentaje.

Fuente: Elaboración propia.



## *Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo*

Como se puede observar, las energías renovables están creciendo cada vez más con el paso del tiempo frente al total y con ellas supone el crecimiento de la energía solar fotovoltaica.

Por tanto, a la vista está que las instalaciones de tipo fotovoltaico cada vez adquieren más importancia en la actualidad y es un tipo de energía renovable que hay que tener en consideración.

En cuanto a la eficiencia de las instalaciones, se ha podido observar que anteriormente lo más eficiente eran las instalaciones de tipo no renovable, ahora se está revertiendo, siendo las renovables cada vez más eficientes.

En cuanto a la evolución que ha llevado la normativa que rigen estas instalaciones fotovoltaicas, estudiadas en el capítulo del régimen económico, se han producido bastantes variaciones desde el año 2007. Estas variaciones en la normativa permiten llevar a cabo el objetivo de este trabajo que es analizar la rentabilidad de distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas. En este trabajo se va a centrar el estudio en tres tipos, residencial, comercial y a gran escala fijado a un eje y a red.

Con la evolución que ha tenido la normativa, se van a acoger instalaciones tanto al RD 661/2007, de 25 de mayo como al RD 1578/2008, de 26 de septiembre como a la subasta celebrada en el año 2017.

Por todo esto, con los estudios de viabilidad que se han realizado para estos tres casos, se puede observar que las instalaciones que están acogidas a la normativa del RD 661/2007, de 25 de mayo, tienen una mayor rentabilidad que las que están sometidas al RD 1578/2008, de 26 de septiembre y a las subastas celebradas en el año 2017.

Hay que tener en cuenta que todas las instalaciones recogidas en el RD 1578/2008, de 26 de septiembre salen no rentables, a diferencia de lo que ocurre con el RD 661/2007, de 25 de mayo. Esto puede ser debido a que los ingresos disminuyen bastante para el año 2008, con la normativa que le caracteriza, teniendo una inversión que prácticamente se mantiene constante desde el año 2007 al 2008.

Para la subasta, se ha podido observar que también salen todas las instalaciones no rentables, exceptuando la instalación a gran escala fijada a red. Esto puede ser debido a lo que se ha comentado antes. En este caso, las instalaciones presentan unos ingresos bastante bajos, mucho menos que los dos anteriores. También hay que tener en cuenta que la inversión es inferior. De todas maneras al tener unos ingresos tan bajos, será el motivo para el que la rentabilidad de estas instalaciones sea negativa.

De todas las instalaciones cuya rentabilidad es positiva, la más rentable de todas será la instalación de tipo residencial basada en el RD 661/2007, de 25 de mayo, como ya se ha podido observar. Esto es debido a que las tarifas que se ofertan para estas instalaciones, cuya potencia es  $P \leq 100$  kW será superior a las que se toman para las instalaciones comerciales, cuya potencia se encuentra en este intervalo  $100 \text{ kW} < P \leq 10$  MW. Además, para las instalaciones de gran escala, en este RD 661/2007, de 25 de mayo, no estarán tarifadas porque la potencia supera los rangos establecidos, siendo vendida a precio de mercado y prima 0. Por todos estos motivos, se podría decir que la residencial para el RD 661/2007, de 25 de mayo, será la más rentable de todas las instalaciones.



Anexo 1: Tablas acogidas por el RD 661/2007, de 25 de mayo.



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 1: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Años		0	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión		44.739,2									
Inversión propia		11.185									
Préstamo (Financiación)		33554,4									
Ingresos			4.377,39	4.524,03	4.673,60	4.631,02	4.727,43	4.858,11	4.856,74	4.070,92	4.152,92
Costes											
Costes de funcionamiento			447,39	451,87	456,38	460,95	465,56	470,21	474,92	479,66	484,46
Costes financieros (intereses préstamo)			2.236,96	2.059,11	1.872,37	1.676,29	1.470,41	1.254,23	1.027,25	788,92	538,66
Costes de depreciación			3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74
Beneficio bruto			-1.438,71	-1.118,69	-786,90	-637,97	-340,28	1,91	222,83	-329,41	-1,96
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	55,71	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%		306,42	316,68	327,15	324,17	330,92	340,07	339,97	284,96	290,70
Peaje de acceso	0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto			-1.745,13	-1.118,69	-786,90	-637,97	-340,28	1,44	167,13	-329,41	-1,96
Pago a principal (amortización préstamo)			3.556,97	3.734,82	3.921,56	4.117,64	4.323,52	4.539,70	4.766,68	5.005,02	5.255,27
Cash-Flow		-11.184,80	-2.170,35	-1.721,77	-1.576,72	-1.623,86	-1.532,05	-1.406,52	-1.467,81	-2.202,68	-2.125,48



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 2: Continuidad tabla anexo 1- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
4.044,62	4.178,26	4.227,38	4.500,68	4.791,65	5.101,43	5.431,24	5.782,36	6.156,19	6.554,19	6.977,92	7.429,04	7.909,33	8.420,67	8.965,07	9.544,66
489,31	494,20	499,14	504,13	509,17	514,27	519,41	524,60	529,85	535,15	540,50	545,90	551,36	556,88	562,44	568,07
275,90															
3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	3.131,74	894,78										
147,67	552,32	596,49	864,80	1.150,73	2.307,16	4.911,83	5.257,76	5.626,35	6.019,05	6.437,42	6.883,14	7.357,97	7.863,79	8.402,62	8.976,59
22,15	82,85	149,12	216,20	287,68	576,79	1.227,96	1.314,44	1.406,59	1.504,76	1.609,36	1.720,79	1.839,49	1.965,95	2.100,66	2.244,15
283,12	292,48	295,92	315,05	335,42	357,10	380,19	404,77	430,93	458,79	488,45	520,03	553,65	589,45	627,55	668,13
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
125,52	469,47	447,37	648,60	863,05	1.730,37	3.683,87	3.943,32	4.219,76	4.514,28	4.828,07	5.162,36	5.518,48	5.897,84	6.301,97	6.732,44
5.518,03															
-2.260,77	3.601,21	3.579,11	3.780,35	3.994,79	4.010,37	3.683,87	3.943,32	4.219,76	4.514,28	4.828,07	5.162,36	5.518,48	5.897,84	6.301,97	6.732,44





Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 3: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Comercial. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo

Años	0	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Inversión</b>	<b>1.443.200,00</b>									
Inversión propia	360.800,00									
Préstamo (Financiación)	1.082.400,00									
<b>Ingresos</b>		133.804,58	138.286,95	142.858,74	141.557,23	144.504,45	148.498,40	148.456,74	121.857,98	124.501,87
<b>Costes</b>										
Costes de funcionamiento		14.432,00	14.576,32	14.722,08	14.869,30	15.018,00	15.168,18	15.319,86	15.473,06	15.627,79
Costes financieros (intereses préstamo)		72.160,00	66.422,95	60.399,05	54.073,95	47.432,60	40.459,18	33.137,09	25.448,89	17.376,28
Costes de depreciación		101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00
<b>Beneficio bruto</b>		-53.811,43	-43.736,32	-33.286,39	-28.410,03	-18.970,14	-8.152,95	-1.024,21	-20.087,97	-9.526,20
Impuesto sociedades	15% 25,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%	9.366,32	9.680,09	10.000,11	9.909,01	10.115,31	10.394,89	10.391,97	8.530,06	8.715,13
Peaje de acceso	0,00 €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Beneficio neto</b>		-63.177,75	-43.736,32	-33.286,39	-28.410,03	-18.970,14	-8.152,95	-1.024,21	-20.087,97	-9.526,20
<b>Pago a principal (amortización préstamo)</b>		114.741,00	120.478,05	126.501,96	132.827,05	139.468,41	146.441,83	153.763,92	161.452,11	169.524,72
<b>Cash-Flow</b>	<b>-360.800,00</b>	-76.894,75	-63.190,37	-58.764,35	-60.213,08	-57.414,55	-53.570,78	-53.764,12	-80.516,08	-78.026,92



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 4: Continuidad tabla anexo 3- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Comercial. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
121.010,24	125.319,45	126.903,12	135.107,41	143.842,10	153.141,49	163.042,09	173.582,76	184.804,89	196.752,52	209.472,57	223.014,98	237.432,90	252.782,93	269.125,35	286.524,30
15.784,07	15.941,91	16.101,33	16.262,34	16.424,96	16.589,21	16.755,10	16.922,66	17.091,88	17.262,80	17.435,43	17.609,78	17.785,88	17.963,74	18.143,38	18.324,81
8.900,05															
101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	101.024,00	28.864,00										
-4.697,86	8.353,55	9.777,80	17.821,07	26.393,14	134.272,28	146.286,99	156.660,11	167.713,01	179.489,72	192.037,15	205.405,19	219.647,01	234.819,19	250.981,97	268.199,49
0,00	1.253,03	2.444,45	4.455,27	6.598,28	33.568,07	36.571,75	39.165,03	41.928,25	44.872,43	48.009,29	51.351,30	54.911,75	58.704,80	62.745,49	67.049,87
8.470,72	8.772,36	8.883,22	9.457,52	10.068,95	10.719,90	11.412,95	12.150,79	12.936,34	13.772,68	14.663,08	15.611,05	16.620,30	17.694,81	18.838,77	20.056,70
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-4.697,86	7.100,52	7.333,35	13.365,80	19.794,85	100.704,21	109.715,24	117.495,08	125.784,75	134.617,29	144.027,86	154.053,90	164.735,26	176.114,39	188.236,48	201.149,62
178.000,95															
-81.674,82	108.124,52	108.357,35	114.389,80	120.818,85	102.984,21	109.715,24	117.495,08	125.784,75	134.617,29	144.027,86	154.053,90	164.735,26	176.114,39	188.236,48	201.149,62



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 5: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Años		0	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Inversión		485.800.000,0										
Inversión propia		121.450.000,0										
Préstamo (Financiación)		364.350.000,0										
Ingresos			6.376.399,9	10.558.424,4	6.073.379,1	5.934.606,9	7.977.707,7	7.594.726,5	7.149.250,4	52.568.353,1	53.890.281,2	52.144.489,4
Costes												
Costes de funcionamiento			4.858.000,0	4.906.580,0	4.955.645,8	5.005.202,3	5.055.254,3	5.105.806,8	5.156.864,9	5.208.433,5	5.260.517,9	5.313.123,1
Costes financieros (intereses préstamo)			24.290.000,0	22.358.833,9	20.331.109,4	18.201.998,8	15.966.432,6	13.619.088,1	11.154.376,4	8.566.429,1	5.849.084,4	2.995.872,5
Costes de depreciación			34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0
Beneficio bruto			-	-	-	-	-	-	-	4.787.490,5	8.774.678,9	9.829.493,8
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.196.872,6	2.193.669,7	1.474.424,1
Impuesto a la electricidad	7,00%		446.348,0	739.089,7	425.136,5	415.422,5	558.439,5	531.630,9	500.447,5	3.679.784,7	3.772.319,7	3.650.114,3
Peaje de acceso	0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beneficio neto			-	-	-	-	-	-	-	3.590.617,9	6.581.009,2	8.355.069,7
Pago a principal (amortización préstamo)			57.223.948,1	50.712.989,4	53.219.376,1	51.278.594,1	47.049.979,2	45.136.168,5	43.167.990,9	54.346.893,4	57.064.238,1	59.917.450,0
Cash-Flow			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		121.450.000,0	61.841.270,6	57.261.478,1	61.795.589,2	61.983.917,9	59.990.869,1	60.424.402,9	60.920.937,0	16.750.275,6	16.477.228,9	17.556.380,3



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 6: Continuidad tabla anexo 5- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
54.296.766,6	55.088.588,0	58.650.065,2	62.441.791,9	66.478.653,7	70.776.498,7	75.352.199,3	80.223.719,0	85.410.182,5	90.931.950,8	96.810.701,4	103.069.513,2	109.732.957,3	116.827.192,9	124.380.071,0
5.366.254,3	5.419.916,8	5.474.116,0	5.528.857,2	5.584.145,7	5.639.987,2	5.696.387,1	5.753.350,9	5.810.884,4	5.868.993,3	5.927.683,2	5.986.960,0	6.046.829,6	6.107.297,9	6.168.370,9
34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	9.716.000,0										
14.924.512,3	15.662.671,1	19.169.949,2	22.906.934,7	51.178.508,0	65.136.511,5	69.655.812,3	74.470.368,1	79.599.298,0	85.062.957,5	90.883.018,2	97.082.553,2	103.686.127,6	110.719.895,0	118.211.700,0
2.238.676,8	3.915.667,8	4.792.487,3	5.726.733,7	12.794.627,0	16.284.127,9	17.413.953,1	18.617.592,0	19.899.824,5	21.265.739,4	22.720.754,5	24.270.638,3	25.921.531,9	27.679.973,8	29.552.925,0
3.800.773,7	3.856.201,2	4.105.504,6	4.370.925,4	4.653.505,8	4.954.354,9	5.274.654,0	5.615.660,3	5.978.712,8	6.365.236,6	6.776.749,1	7.214.865,9	7.681.307,0	8.177.903,5	8.706.605,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12.685.835,4	11.747.003,4	14.377.461,9	17.180.201,1	38.383.881,0	48.852.383,6	52.241.859,2	55.852.776,1	59.699.473,5	63.797.218,1	68.162.263,6	72.811.914,9	77.764.595,7	83.039.921,3	88.658.775,0
46.691.835,4	45.753.003,4	48.383.461,9	51.186.201,1	48.099.881,0	48.852.383,6	52.241.859,2	55.852.776,1	59.699.473,5	63.797.218,1	68.162.263,6	72.811.914,9	77.764.595,7	83.039.921,3	88.658.775,0



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 7: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a la red. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Años	0	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Inversión</b>	<b>407.400.000,0</b>										
Inversión propia	101.850.000,0										
Préstamo (Financiación)	305.550.000,0										
<b>Ingresos</b>		6.376.399,9	10.558.424,4	6.073.379,1	5.934.606,9	7.977.707,7	7.594.726,5	7.149.250,4	52.568.353,1	53.890.281,2	52.144.489,4
<b>Costes</b>											
Costes de funcionamiento		4.074.000,0	4.114.740,0	4.155.887,4	4.197.446,3	4.239.420,7	4.281.814,9	4.324.633,1	4.367.879,4	4.411.558,2	4.455.673,8
Costes financieros (intereses préstamo)		20.370.000,0	18.750.491,8	17.050.008,2	15.264.500,4	13.389.717,3	11.421.194,9	9.354.246,5	7.183.950,6	4.905.139,9	2.512.388,8
Costes de depreciación		28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0
<b>Beneficio bruto</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		46.585.600,1	40.824.807,4	43.650.516,5	42.045.339,8	38.169.430,3	36.626.283,4	35.047.629,2	12.498.523,1	16.055.583,1	16.658.426,8
<b>Impuesto sociedades</b> 15%   25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.124.630,8	4.013.895,8	2.498.764,0
<b>Impuesto a la electricidad</b> 7,00%		446.348,0	739.089,7	425.136,5	415.422,5	558.439,5	531.630,9	500.447,5	3.679.784,7	3.772.319,7	3.650.114,3
<b>Peaje de acceso</b> 0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Beneficio neto</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		47.031.948,1	40.824.807,4	43.650.516,5	42.045.339,8	38.169.430,3	36.626.283,4	35.047.629,2	9.373.892,3	12.041.687,3	14.159.662,8
<b>Pago a principal (amortización préstamo)</b>		32.390.163,8	34.009.672,0	35.710.155,6	37.495.663,4	39.370.446,6	41.338.968,9	43.405.917,4	45.576.213,2	47.855.023,9	50.247.775,1
<b>Cash-Flow</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		101.850.000,0	50.904.111,9	46.316.479,4	50.842.672,1	51.023.003,2	49.021.876,9	49.447.252,3	49.935.546,6	-7.684.320,9	-7.295.336,6



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 8: Continuidad tabla anexo 7- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a la red. Puesta en marcha en 2007. Regida por el RD 661/2007, de 25 de mayo.

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
54.296.766,6	55.088.588,0	58.650.065,2	62.441.791,9	66.478.653,7	70.776.498,7	75.352.199,3	80.223.719,0	85.410.182,5	90.931.950,8	96.810.701,4	103.069.513,2	109.732.957,3	116.827.192,9	124.380.071,0
4.500.230,5	4.545.232,8	4.590.685,2	4.636.592,0	4.682.957,9	4.729.787,5	4.777.085,4	4.824.856,3	4.873.104,8	4.921.835,9	4.971.054,2	5.020.764,8	5.070.972,4	5.121.682,1	5.172.899,0
28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	8.148.000,0										
21.278.536,0	22.025.355,1	25.541.380,0	29.287.199,9	53.647.695,8	66.046.711,2	70.575.113,9	75.398.862,8	80.537.077,7	86.010.114,9	91.839.647,2	98.048.748,5	104.661.984,8	111.705.510,8	119.207.172,0
3.191.780,4	5.506.338,8	6.385.345,0	7.321.800,0	13.411.923,9	16.511.677,8	17.643.778,5	18.849.715,7	20.134.269,4	21.502.528,7	22.959.911,8	24.512.187,1	26.165.496,2	27.926.377,7	29.801.793,0
3.800.773,7	3.856.201,2	4.105.504,6	4.370.925,4	4.653.505,8	4.954.354,9	5.274.654,0	5.615.660,3	5.978.712,8	6.365.236,6	6.776.749,1	7.214.865,9	7.681.307,0	8.177.903,5	8.706.605,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.086.755,6	16.519.016,3	19.156.035,0	21.965.399,9	40.235.771,8	49.535.033,4	52.931.335,5	56.549.147,1	60.402.808,2	64.507.586,2	68.879.735,4	73.536.561,3	78.496.488,6	83.779.133,1	89.405.379,0
46.604.755,6	45.037.016,3	47.674.035,0	50.483.399,9	48.383.771,8	49.535.033,4	52.931.335,5	56.549.147,1	60.402.808,2	64.507.586,2	68.879.735,4	73.536.561,3	78.496.488,6	83.779.133,1	89.405.379,0



Anexo 2: Tablas acogidas por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 9: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Años		0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Inversión</b>		<b>44.193,60</b>								
Inversión propia		11.048,40								
Préstamo (Financiación)		33145,20								
<b>Ingresos</b>			3.379,60	3.379,600	3.379,60	2.721,741	3.545,32	3.544,33	2.494,439	2.576,74
<b>Costes</b>										
Costes de funcionamiento			441,94	446,36	450,82	455,33	459,88	464,48	469,12	473,82
Costes financieros (intereses préstamo)			2.209,68	2.034,00	1.849,54	1.655,85	1.452,48	1.238,94	1.014,72	779,29
Costes de depreciación			3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55
<b>Beneficio bruto</b>			-2.365,57	-2.194,31	-2.014,31	-2.482,99	-1.460,59	-1.252,64	-2.082,96	-1.769,92
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%		236,57	236,57	236,57	190,52	248,17	248,10	174,61	180,37
Peaje de acceso	0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Beneficio neto</b>			-2.602,14	-2.194,31	-2.014,31	-2.482,99	-1.460,59	-1.252,64	-2.082,96	-1.769,92
<b>Pago a principal (amortización préstamo)</b>			3.513,59	3.689,27	3.873,74	4.067,42	4.270,79	4.484,33	4.708,55	4.943,98
<b>Cash-Flow</b>		<b>-11.048,40</b>	-3.022,18	-2.790,03	-2.794,49	-3.456,86	-2.637,83	-2.643,43	-3.697,96	-3.620,35





Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 10: Continuidad tabla anexo 9- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
2.468,45	2.595,32	2.644,437	2.815,40	2.997,42	3.191,20	3.397,51	3.617,16	3.851,01	4.099,98	4.365,04	4.647,24	4.947,68	5.267,55	5.608,10	5.970,66
478,55	483,34	488,17	493,05	497,98	502,96	507,99	513,07	518,20	523,39	528,62	533,91	539,25	544,64	550,08	555,59
532,10	272,54														
3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	3.093,55	883,87									
-1.635,75	-1.254,11	-937,29	-771,21	-594,12	-405,32	609,52	3.104,08	3.332,80	3.576,59	3.836,42	4.113,33	4.408,44	4.722,91	5.058,01	5.415,08
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	152,38	776,02	833,20	894,15	959,10	1.028,33	1.102,11	1.180,73	1.264,50	1.353,77
172,79	181,67	185,11	197,08	209,82	223,38	237,83	253,20	269,57	287,00	305,55	325,31	346,34	368,73	392,57	417,95
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-1.635,75	-1.254,11	-937,29	-771,21	-594,12	-405,32	457,14	2.328,06	2.499,60	2.682,44	2.877,31	3.085,00	3.306,33	3.542,18	3.793,51	4.061,31
5.191,18	5.450,74														
-3.733,38	-3.611,29	2.156,26	2.322,35	2.499,43	2.688,23	2.737,14	2.328,06	2.499,60	2.682,44	2.877,31	3.085,00	3.306,33	3.542,18	3.793,51	4.061,31



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 11: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación comercial. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Años	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Inversión</b>	<b>1.425.600</b>								
Inversión propia	356.400								
Préstamo (Financiación)	1069200								
<b>Ingresos</b>		102.556,80	102.556,80	101.483,16	89.380,50	107.585,61	107.555,48	80.468,90	83.112,75
<b>Costes</b>									
Costes de funcionamiento		14.256,00	14.398,56	14.542,55	14.687,97	14.834,85	14.983,20	15.133,03	15.284,36
Costes financieros (intereses préstamo)		71.280,00	65.612,91	59.662,47	53.414,51	46.854,15	39.965,77	32.732,97	25.138,54
Costes de depreciación		99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00
<b>Beneficio bruto</b>		-82.771,20	-77.246,67	-72.513,86	-78.513,99	-53.895,39	-47.185,49	-67.189,10	-57.102,14
Impuesto sociedades	15% 25,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%	7.178,98	7.178,98	7.103,82	6.256,63	7.530,99	7.528,88	5.632,82	5.817,89
Peaje de acceso	0,00 €	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Beneficio neto</b>		-89.950,18	-77.246,67	-72.513,86	-78.513,99	-53.895,39	-47.185,49	-67.189,10	-57.102,14
Pago a principal (amortización préstamo)		113.341,72	119.008,81	124.959,25	131.207,21	137.767,57	144.655,95	151.888,75	159.483,19
<b>Cash-Flow</b>	<b>-356.400,00</b>	-103.499,90	-96.463,48	-97.681,11	-109.929,20	-91.870,96	-92.049,44	-119.285,85	-116.793,33



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 12: Continuidad tabla anexo 11- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación comercial. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
79.621,09	68.411,84	85.295,46	90.809,81	96.680,67	102.931,07	109.585,57	116.670,27	124.213,01	132.243,38	140.792,91	149.895,17	159.585,90	169.903,12	180.887,36	192.581,73
15.437,21	15.591,58	15.747,49	15.904,97	16.064,02	16.224,66	16.386,90	16.550,77	16.716,28	16.883,44	17.052,28	17.222,80	17.395,03	17.568,98	17.744,67	17.922,12
17.164,38	8.791,51														
99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	99.792,00	28.512,00									
-52.772,49	-55.763,24	-30.244,03	-	-	-13.085,59	90.918,66	100.119,50	107.496,72	115.359,93	123.740,63	132.672,37	142.190,87	152.334,14	163.142,69	174.659,61
0,00	0,00	0,00	24.887,16	19.175,35	0,00	22.729,67	25.029,87	26.874,18	28.839,98	30.935,16	33.168,09	35.547,72	38.083,54	40.785,67	43.664,90
5.573,48	4.788,83	5.970,68	6.356,69	6.767,65	7.205,18	7.670,99	8.166,92	8.694,91	9.257,04	9.855,50	10.492,66	11.171,01	11.893,22	12.662,12	13.480,72
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-52.772,49	-55.763,24	-30.244,03	-	-	-13.085,59	68.189,00	75.089,62	80.622,54	86.519,95	92.805,47	99.504,28	106.643,15	114.250,61	122.357,02	130.994,71
167.457,34	175.830,21		24.887,16	19.175,35											
-120.437,84	-	69.547,97	74.904,84	80.616,65	86.706,41	70.469,00	75.089,62	80.622,54	86.519,95	92.805,47	99.504,28	106.643,15	114.250,61	122.357,02	130.994,71
	131.801,45														



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 13: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Años	0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Inversión</b>	<b>485.800.000,0</b>									
Inversión propia	121.450.000,0									
Préstamo (Financiación)	364.350.000,0									
<b>Ingresos</b>		10.558.424,4	6.005.915,1	5.934.606,9	7.977.707,7	7.594.726,5	7.149.250,4	40.234.378,2	41.556.285,2	39.810.472,0
<b>Costes</b>										
Costes de funcionamiento		4.858.000,0	4.906.580,0	4.955.645,8	5.005.202,3	5.055.254,3	5.105.806,8	5.156.864,9	5.208.433,5	5.260.517,9
Costes financieros (intereses préstamo)		24.290.000,0	22.358.833,9	20.331.109,4	18.201.998,8	15.966.432,6	13.619.088,1	11.154.376,4	8.566.429,1	5.849.084,4
Costes de depreciación		34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0
<b>Beneficio bruto</b>		-52.595.575,6	-55.265.498,7	-53.358.148,3	-49.235.493,3	-47.432.960,4	-45.581.644,6	-10.082.863,0	-6.224.577,4	-5.305.130,3
Impuesto sociedades 15% 25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impuesto a la electricidad 7,00%		739.089,7	420.414,1	415.422,5	558.439,5	531.630,9	500.447,5	2.816.406,5	2.908.940,0	2.786.733,0
Peaje de acceso 0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Beneficio neto</b>		-53.334.665,3	-55.265.498,7	-53.358.148,3	-49.235.493,3	-47.432.960,4	-45.581.644,6	-10.082.863,0	-6.224.577,4	-5.305.130,3
<b>Pago a principal (amortización préstamo)</b>		38.623.322,5	40.554.488,6	42.582.213,1	44.711.323,7	46.946.889,9	49.294.234,4	51.758.946,1	54.346.893,4	57.064.238,1
<b>Cash-Flow</b>	<b>121.450.000,0</b>	-57.951.987,8	-61.813.987,4	-61.934.361,4	-59.940.817,1	-60.373.850,3	-60.869.879,0	-27.835.809,2	-26.565.470,8	-28.363.368,4



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 14: Continuidad tabla anexo 13- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
41.855.827,2	42.647.626,6	45.404.795,6	48.340.215,7	51.465.410,6	54.792.649,4	58.334.994,2	62.106.351,6	66.121.527,2	70.396.283,9	74.947.403,7	79.792.753,3	84.951.354,8	90.443.459,9	96.290.629,6
5.313.123,1	5.366.254,3	5.419.916,8	5.474.116,0	5.528.857,2	5.584.145,7	5.639.987,2	5.696.387,1	5.753.350,9	5.810.884,4	5.868.993,3	5.927.683,2	5.986.960,0	6.046.829,6	6.107.297,9
2.995.872,5														
34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	34.006.000,0	9.716.000,0									
-459.168,4	3.275.372,3	5.978.878,8	8.860.099,7	11.930.553,4	39.492.503,7	52.695.007,0	56.409.964,5	60.368.176,3	64.585.399,5	69.078.410,4	73.865.070,1	78.964.394,8	84.396.630,3	90.183.331,7
0,0	491.305,8	1.494.719,7	2.215.024,9	2.982.638,4	9.873.125,9	13.173.751,7	14.102.491,1	15.092.044,1	16.146.349,9	17.269.602,6	18.466.267,5	19.741.098,7	21.099.157,6	22.545.832,9
2.929.907,9	2.985.333,9	3.178.335,7	3.383.815,1	3.602.578,7	3.835.485,5	4.083.449,6	4.347.444,6	4.628.506,9	4.927.739,9	5.246.318,3	5.585.492,7	5.946.594,8	6.331.042,2	6.740.344,1
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-459.168,4	2.784.066,4	4.484.159,1	6.645.074,7	8.947.915,1	29.619.377,8	39.521.255,2	42.307.473,4	45.276.132,2	48.439.049,6	51.808.807,8	55.398.802,6	59.223.296,1	63.297.472,7	67.637.498,7
59.917.450,0														
-	36.790.066,4	38.490.159,1	40.651.074,7	42.953.915,1	39.335.377,8	39.521.255,2	42.307.473,4	45.276.132,2	48.439.049,6	51.808.807,8	55.398.802,6	59.223.296,1	63.297.472,7	67.637.498,7



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 15: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

Años		0	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Inversión		407.400.000,0									
Inversión propia		101.850.000,0									
Préstamo (Financiación)		305.550.000,0									
Ingresos			10.558.424,4	6.005.915,1	5.934.606,9	7.977.707,7	7.594.726,5	7.149.250,4	40.234.378,2	41.556.285,2	39.810.472,0
Costes											
Costes de funcionamiento			4.074.000,0	4.114.740,0	4.155.887,4	4.197.446,3	4.239.420,7	4.281.814,9	4.324.633,1	4.367.879,4	4.411.558,2
Costes financieros (intereses préstamo)			20.370.000,0	18.750.491,8	17.050.008,2	15.264.500,4	13.389.717,3	11.421.194,9	9.354.246,5	7.183.950,6	4.905.139,9
Costes de depreciación			28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0
Beneficio bruto			-42.403.575,6	-45.377.316,7	-43.789.288,7	-40.002.239,0	-38.552.411,5	-37.071.759,5	-1.962.501,3	1.486.455,2	1.975.773,8
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	371.613,8	493.943,4
Impuesto a la electricidad	7,00%		739.089,7	420.414,1	415.422,5	558.439,5	531.630,9	500.447,5	2.816.406,5	2.908.940,0	2.786.733,0
Peaje de acceso	0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beneficio neto			-43.142.665,3	-45.377.316,7	-43.789.288,7	-40.002.239,0	-38.552.411,5	-37.071.759,5	-1.962.501,3	1.114.841,4	1.481.830,3
Pago a principal (amortización préstamo)			32.390.163,8	34.009.672,0	35.710.155,6	37.495.663,4	39.370.446,6	41.338.968,9	43.405.917,4	45.576.213,2	47.855.023,9
Cash-Flow		-101.850.000,0	-47.014.829,1	-50.868.988,7	-50.981.444,3	-48.979.902,4	-49.404.858,1	-49.892.728,4	-16.850.418,7	-15.943.371,8	-17.855.193,5



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 16: Continuidad tabla anexo 15- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha 2008. Regida por el RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
41.855.827,2	42.647.626,6	45.404.795,6	48.340.215,7	51.465.410,6	54.792.649,4	58.334.994,2	62.106.351,6	66.121.527,2	70.396.283,9	74.947.403,7	79.792.753,3	84.951.354,8	90.443.459,9	96.290.629,6
4.455.673,8	4.500.230,5	4.545.232,8	4.590.685,2	4.636.592,0	4.682.957,9	4.729.787,5	4.777.085,4	4.824.856,3	4.873.104,8	4.921.835,9	4.971.054,2	5.020.764,8	5.070.972,4	5.121.682,1
2.512.388,8														
28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	28.518.000,0	8.148.000,0									
6.369.764,6	9.629.396,0	12.341.562,8	15.231.530,5	18.310.818,6	41.961.691,5	53.605.206,7	57.329.266,2	61.296.670,9	65.523.179,1	70.025.567,8	74.821.699,1	79.930.590,1	85.372.487,5	91.168.947,5
955.464,7	1.444.409,4	3.085.390,7	3.807.882,6	4.577.704,6	10.490.422,9	13.401.301,7	14.332.316,5	15.324.167,7	16.380.794,8	17.506.392,0	18.705.424,8	19.982.647,5	21.343.121,9	22.792.236,9
2.929.907,9	2.985.333,9	3.178.335,7	3.383.815,1	3.602.578,7	3.835.485,5	4.083.449,6	4.347.444,6	4.628.506,9	4.927.739,9	5.246.318,3	5.585.492,7	5.946.594,8	6.331.042,2	6.740.344,1
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.414.299,9	8.184.986,6	9.256.172,1	11.423.647,9	13.733.113,9	31.471.268,6	40.203.905,0	42.996.949,6	45.972.503,2	49.142.384,3	52.519.175,9	56.116.274,3	59.947.942,5	64.029.365,6	68.376.710,6
50.247.775,1														
-	36.702.986,6	37.774.172,1	39.941.647,9	42.251.113,9	39.619.268,6	40.203.905,0	42.996.949,6	45.972.503,2	49.142.384,3	52.519.175,9	56.116.274,3	59.947.942,5	64.029.365,6	68.376.710,6



## Anexo 3: Tablas acogidas a subasta.





Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 17: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

Años		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión		15.493,80							
Inversión propia		3.873,45							
Préstamo (Financiación)		11.620,35							
Ingresos			545,83	596,89	635,48	676,57	720,31	766,87	816,45
Costes									
Costes de funcionamiento			130,94	132,25	133,58	134,91	136,26	137,62	139,00
Costes financieros (intereses préstamo)			774,69	713,10	648,43	580,52	509,22	434,36	355,75
Costes de depreciación			572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88
Beneficio bruto			-932,69	-821,34	-719,40	-611,75	-498,06	-377,99	-251,18
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%		38,21	41,78	44,48	47,36	50,42	53,68	57,15
Peaje de acceso	0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto			-970,90	-821,34	-719,40	-611,75	-498,06	-377,99	-251,18
Pago a principal (amortización préstamo)			1.231,83	1.293,42	1.358,09	1.425,99	1.497,29	1.572,16	1.650,77
Cash-Flow		-3.873,45	-1.629,84	-1.541,88	-1.504,61	-1.464,86	-1.422,47	-1.377,27	-1.329,07



*Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo*

Tabla Anexo 18: Continuidad de la tabla anexo 17- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Residencial. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
869,24	925,43	985,26	1.048,96	1.116,77	1.188,97	1.265,84	1.347,68
140,39	141,79	143,21	144,64	146,09	147,55	149,03	150,52
273,21	186,55	95,55					
572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	572,88	163,68
-117,25	24,21	173,62	331,43	397,80	468,54	543,93	1.033,48
0,00	6,05	26,04	49,72	99,45	117,14	135,98	258,37
60,85	64,78	68,97	73,43	78,17	83,23	88,61	94,34
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-117,25	18,16	147,58	281,72	298,35	351,41	407,95	775,11
1.733,31	1.819,97	1.910,97					
-1.277,67	-1.228,93	-1.190,51	854,60	871,23	924,29	980,83	938,79



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 19: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Comercial. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

Años		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión		<b>330.800,00</b>							
Inversión propia		82.700,00							
Préstamo (Financiación)		248.100,00							
Ingresos			17.598,75	19.245,30	20.489,50	21.814,15	23.224,44	24.725,90	26.324,43
Costes									
Costes de funcionamiento			3.168,00	3.199,68	3.231,68	3.263,99	3.296,63	3.329,60	3.362,90
Costes financieros (intereses préstamo)			16.540,00	15.224,99	13.844,24	12.394,44	10.872,16	9.273,76	7.595,45
Costes de depreciación			17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00
Beneficio bruto			-19.357,25	-16.427,38	-13.834,41	-11.092,29	-8.192,36	-5.125,47	-1.881,92
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	7,00%		1.231,91	1.347,17	1.434,27	1.526,99	1.625,71	1.730,81	1.842,71
Peaje de acceso	0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto			-20.589,17	-16.427,38	-13.834,41	-11.092,29	-8.192,36	-5.125,47	-1.881,92
Pago a principal (amortización préstamo)			26.300,11	27.615,12	28.995,88	30.445,67	31.967,95	33.566,35	35.244,67
Cash-Flow		<b>-82.700,00</b>	-29.641,28	-26.794,50	-25.582,29	-24.289,96	-22.912,31	-21.443,82	-19.878,58



*Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo*

Tabla Anexo 3: Continuidad tabla anexo 18- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación Comercial. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
28.026,30	29.838,20	31.767,24	33.820,99	36.007,52	38.335,40	40.813,79	43.452,40
3.396,52	3.430,49	3.464,79	3.499,44	3.534,44	3.569,78	3.605,48	3.641,53
5.833,21	3.982,87	2.040,01					
17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	17.248,00	4.928,00
1.548,56	5.176,84	9.014,44	13.073,55	15.225,08	17.517,62	19.960,31	34.882,86
387,14	1.294,21	1.352,17	1.961,03	3.806,27	4.379,41	4.990,08	8.720,72
1.961,84	2.088,67	2.223,71	2.367,47	2.520,53	2.683,48	2.856,97	3.041,67
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.161,42	3.882,63	7.662,27	11.112,52	11.418,81	13.138,22	14.970,23	26.162,15
37.006,90	38.857,25	40.800,11					
-18.597,48	-17.726,61	-15.889,84	28.360,52	28.666,81	30.386,22	32.218,23	31.090,15



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 4: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

Años		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión		<b>98.600.000,0</b>							
Inversión propia		24.650.000,0							
Préstamo (Financiación)		73.950.000,0							
Ingresos			8.799.274,6	9.622.540,1	10.244.637,3	10.906.953,1	11.612.087,6	12.362.809,1	13.162.064,7
Costes									
Costes de funcionamiento			1.760.000,0	1.777.600,0	1.795.376,0	1.813.329,8	1.831.463,1	1.849.777,7	1.868.275,5
Costes financieros (intereses préstamo)			4.930.000,0	4.538.042,4	4.126.487,0	3.694.353,8	3.240.613,9	2.764.187,1	2.263.938,9
Costes de depreciación			6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0
Beneficio bruto			-4.050.725,4	-2.853.102,4	-1.837.225,7	-760.730,5	380.010,6	1.588.844,3	2.869.850,3
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	95.002,6	397.211,1	717.462,6
Impuesto a la electricidad	7,00%		615.949,2	673.577,8	717.124,6	763.486,7	812.846,1	865.396,6	921.344,5
Peaje de acceso	0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beneficio neto			-4.666.674,6	-2.853.102,4	-1.837.225,7	-760.730,5	285.007,9	1.191.633,2	2.152.387,7
Pago a principal (amortización préstamo)			7.839.151,1	8.231.108,6	8.642.664,1	9.074.797,3	9.528.537,1	10.004.964,0	10.505.212,2
Cash-Flow		<b>-24.650.000,0</b>	-6.345.825,7	-4.924.211,0	-4.319.889,8	-3.675.527,8	-3.083.529,2	-2.653.330,8	-2.192.824,5



*Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo*

Tabla Anexo 5: Continuidad tabla anexo 19- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a un eje. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
14.012.992,1	14.918.932,1	15.883.441,0	16.910.305,5	18.003.556,8	19.167.486,7	20.406.664,7	21.725.955,6
1.886.958,2	1.905.827,8	1.924.886,1	1.944.134,9	1.963.576,3	1.983.212,1	2.003.044,2	2.023.074,6
1.738.678,3	1.187.154,6	608.054,8					
6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	1.760.000,0
4.227.355,6	5.665.949,6	7.190.500,2	8.806.170,6	9.879.980,5	11.024.274,7	12.243.620,5	17.942.881,0
1.056.838,9	1.416.487,4	1.078.575,0	1.320.925,6	2.469.995,1	2.756.068,7	3.060.905,1	4.485.720,2
980.909,5	1.044.325,2	1.111.840,9	1.183.721,4	1.260.249,0	1.341.724,1	1.428.466,5	1.520.816,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.170.516,7	4.249.462,2	6.111.925,1	7.485.245,0	7.409.985,4	8.268.206,0	9.182.715,4	13.457.160,7
11.030.472,8	11.581.996,5	12.161.096,3					
-1.699.956,1	-1.172.534,2	110.828,9	13.645.245,0	13.569.985,4	14.428.206,0	15.342.715,4	15.217.160,7



Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo

Tabla Anexo 6: Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

Años		0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión		91.500.000,0							
Inversión propia		22.875.000,0							
Préstamo (Financiación)		68.625.000,0							
Ingresos			8.799.274,6	9.622.540,1	10.244.637,3	10.906.953,1	11.612.087,6	12.362.809,1	13.162.064,7
Costes									
Costes de funcionamiento			1.496.000,0	1.510.960,0	1.526.069,6	1.541.330,3	1.556.743,6	1.572.311,0	1.588.034,1
Costes financieros (intereses préstamo)			4.575.000,0	4.211.266,6	3.829.346,5	3.428.330,4	3.007.263,4	2.565.143,2	2.100.916,9
Costes de depreciación			6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0
Beneficio bruto			-3.431.725,4	-2.259.686,5	-1.270.778,8	-222.707,6	888.080,5	2.065.354,8	3.313.113,6
Impuesto sociedades	15% 25,00%		0,0	0,0	0,0	0,0	222.020,1	516.338,7	828.278,4
Impuesto a la electricidad	7,00%		615.949,2	673.577,8	717.124,6	763.486,7	812.846,1	865.396,6	921.344,5
Peaje de acceso	0,00 €		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beneficio neto			-4.047.674,6	-2.259.686,5	-1.270.778,8	-222.707,6	666.060,4	1.549.016,1	2.484.835,2
Pago a principal (amortización préstamo)			7.274.668,6	7.638.402,0	8.020.322,1	8.421.338,2	8.842.405,2	9.284.525,4	9.748.751,7
Cash-Flow		-22.875.000,0	-5.162.343,2	-3.738.088,5	-3.131.100,9	-2.484.045,8	-2.016.344,8	-1.575.509,3	-1.103.916,5



*Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas: desarrollo del marco normativo*

Tabla Anexo 7: Continuidad tabla anexo 22- Estudio de viabilidad. Cálculo del Cash-Flow. Instalación a gran escala fijada a red. Puesta en marcha 2017. Regida por subasta.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
14.012.992,1	14.918.932,1	15.883.441,0	16.910.305,5	18.003.556,8	19.167.486,7	20.406.664,7	21.725.955,6
1.603.914,5	1.619.953,6	1.636.153,2	1.652.514,7	1.669.039,8	1.685.730,2	1.702.587,5	1.719.613,4
1.613.479,3	1.101.669,9	564.269,9					
6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	6.160.000,0	1.760.000,0
4.635.598,3	6.037.308,6	7.523.017,9	9.097.790,8	10.174.516,9	11.321.756,5	12.544.077,2	18.246.342,2
1.158.899,6	1.509.327,1	1.128.452,7	1.364.668,6	2.543.629,2	2.830.439,1	3.136.019,3	4.561.585,5
980.909,5	1.044.325,2	1.111.840,9	1.183.721,4	1.260.249,0	1.341.724,1	1.428.466,5	1.520.816,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.476.698,7	4.527.981,4	6.394.565,3	7.733.122,2	7.630.887,7	8.491.317,3	9.408.057,9	13.684.756,6
10.236.189,3	10.747.998,7	11.285.398,7					
-599.490,5	-60.017,3	1.269.166,6	13.893.122,2	13.790.887,7	14.651.317,3	15.568.057,9	15.444.756,6