

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis económico de una instalación de autoconsumo fotovoltaico

Autor: Darren García Bellingham

Tutores: Eduardo Navarro González, Manuel Bernal Martín

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis económico de una instalación de autoconsumo fotovoltaico

Autor:

Darren García Bellingham

Tutores:

Eduardo Navarro González

Profesor asociado

Manuel Bernal Martín

Profesor asociado

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Análisis económico de una instalación de autoconsumo fotovoltaico

Autor: Darren García Bellingham

Tutores: Eduardo Navarro González, Manuel Bernal Martín

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo Fin de Grado arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente/a:

Vocales:

Secretario/a:

Acuerda otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El/La Secretario/a del Tribunal

Resumen

Actualmente el autoconsumo está legislado por el Real Decreto-Ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019, las cuales recogen la definición de autoconsumo, las modalidades existentes, la facturación de la energía excedentaria o la tramitación necesaria.

Se cree que estas normas, junto al abaratamiento de los componentes, van a favorecer que el autoconsumo se expanda notablemente. Los sectores en los que se puede desarrollar son numerosos.

En este Trabajo Fin de Grado se ha estudiado los efectos que conlleva aceptar una modalidad concreta, la inclusión de baterías o la potencia instalada en la rentabilidad económica. Para ello se ha analizado un hotel situado en Cala Millor (Islas Baleares).

Se ha realizado un estudio energético, hora a hora, para observar cómo varían los flujos energéticos de los diferentes componentes de una instalación de autoconsumo: consumo, producción, almacenamiento, importación y exportación.

Una vez determinado el estudio energético, se ha procedido a realizar un estudio económico a partir de la instalación mencionada con el objetivo de obtener conclusiones que fuesen repercutibles a cualquier instalación. Por ello se han simulado consumos ficticios.

Estas conclusiones han podido ser confirmadas en el análisis económico realizado, de manera particular, para el hotel de Cala Millor. Este análisis utiliza consumos reales. A partir de un análisis económico de la situación inicial se han propuesto una serie de casos para observar la influencia de diversos parámetros.

Abstract

Currently, self-consumption is legislated by Royal Decree-Law 15/2018 and Royal Decree 244/2019, which include the definition of self-consumption, the existing modalities, surplus energy billing or the necessary processing.

It is believed that these laws, together with the lower cost of the components, will favor self-consumption to expand significantly. The sectors in which it can be developed are numerous. In this Trabajo Fin de Grado, the effects of accepting a specific modality, the inclusion of batteries or installed power on economic profitability have been studied. For this, a hotel located in Cala Millor (Balearic Islands) has been analyzed.

An energy study has been carried out, hour by hour, to observe how the energy flows of the different components of a self-consumption installation vary: consumption, production, storage, import and export. Once the energy study was determined, an economic study was carried out based on the aforementioned installation with the aim of obtaining conclusions that would be applicable to any installation. For this reason, fictitious consumption has been simulated.

These conclusions have been confirmed in the economic analysis carried out, in particular, for the hotel in Cala Millor. This analysis uses actual consumption. Based on an economic analysis of the initial situation, a series of cases have been proposed to observe the influence of various parameters.

Prefacio

El 7 de abril de 2019 entró en vigor el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

El autoconsumo es beneficioso para la sociedad en su conjunto, pues consigue avivar la actividad económica y el empleo local, reducir las emisiones de efecto invernadero, disminuir el precio de la energía y la demanda energética, así como moderar las pérdidas técnicas en las redes de transporte y distribución. Es además una vía de ahorro considerable para hogares y empresas.

Gracias a la nueva legislación, el autoconsumo consigue adaptarse a diferentes perfiles. La modalidad de autoconsumo acogida a compensación es óptima para el sector residencial por poseer unos trámites simples. Para grandes consumos la modalidad más idónea es la no acogida a compensación, pues permite instalar grandes potencias. Sin embargo, hay un gran rango de perfiles en los que la elección de modalidad no es fácil a priori. Ejemplo claro de ello son las instalaciones cercanas a los 100 kW, límite para poder constituirse bajo la modalidad acogida a compensación. Si los trámites necesarios para poder aceptar cualquier modalidad no impiden adoptar ninguna de ellas, es necesario un análisis económico para saber cuál es más beneficiosa.

Este Trabajo Fin de Grado pretende resolver, a través de una serie de estudios económicos, los efectos que conlleva aceptar una modalidad concreta, la inclusión de baterías o la potencia instalada en la rentabilidad económica. Con lo cual, no es objeto de este Trabajo Fin de Grado realizar el proyecto de una instalación de autoconsumo ni su optimización.

La elaboración de este documento no hubiera sido posible sin el asesoramiento de Eduardo Navarro González y de Manuel Bernal Martín, a los cuales el autor quiere mostrar su agradecimiento.

Índice general

Resumen	VII
Abstract	IX
Prefacio	XI
Índice general	XIII
Índice de tablas	XV
Índice de figuras	XVII
Índice de abreviaturas	XXIII
1 Legislación	1
1.1 <i>Concepto de autoconsumo</i>	1
1.2 <i>Modalidades de autoconsumo</i>	2
1.3 <i>Ingresos económicos por energía excedentaria</i>	3
1.4 <i>Combinación de instalaciones de autoconsumo</i>	4
1.5 <i>Tramitación del autoconsumo</i>	5
1.6 <i>La legislación como freno del autoconsumo: Real Decreto 900/2015</i>	8
2 Evolución y sectores de desarrollo	11
2.1 <i>Antecedentes</i>	11
2.2 <i>Situación actual</i>	16
2.3 <i>Perspectivas del autoconsumo</i>	16
2.4 <i>Sectores de desarrollo</i>	18
3 Planteamiento de estudios	21
3.1 <i>Objeto de los estudios</i>	21
3.2 <i>Instalación estudiada</i>	21
3.3 <i>Modalidades a estudiar</i>	22
4 Estudio energético	23
4.1 <i>Componentes del estudio</i>	23
4.2 <i>Algoritmos empleados</i>	30
4.3 <i>Estudio energético sin instalación de autoconsumo</i>	32
4.4 <i>Estudio energético sin almacenamiento</i>	32
4.5 <i>Estudio energético con almacenamiento</i>	35
5 Estudio económico	39
5.1 <i>Componentes del estudio</i>	39
5.2 <i>Indicadores de rentabilidad</i>	48
5.3 <i>Estudio económico sin instalación de autoconsumo</i>	49
5.4 <i>Estudio económico sin almacenamiento</i>	52
5.5 <i>Estudio económico con almacenamiento</i>	54
6 Análisis económico	59
6.1 <i>Caso base</i>	59

6.2	<i>Reducción del precio fotovoltaico</i>	66
6.3	<i>Reducción del precio de las baterías</i>	69
6.4	<i>Reducción del precio al que se valoran los excedentes en la modalidad acogida a compensación</i>	72
6.5	<i>Apertura del hotel durante todo el año</i>	73
6.6	<i>Gestión de las baterías</i>	77
7	Conclusiones	81
8	Anexo	83
8.1	<i>Caso 1: Energía excedentaria.</i>	83
8.2	<i>Caso 2: Variación del consumo.</i>	88
8.3	<i>Caso 3: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad acogida a compensación.</i>	90
8.4	<i>Caso 4: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad acogida a compensación.</i>	93
8.5	<i>Caso 5: Modalidad no acogida a compensación.</i>	96
8.6	<i>Caso 6: Limitación de compensación por excedentes</i>	98
8.7	<i>Caso 7: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad no acogida a compensación.</i>	101
8.8	<i>Caso 8: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad no acogida a compensación.</i>	102
	Referencias	105
	Índice	109

Índice de tablas

Tabla 1.1 Personas físicas o jurídicas que participan del autoconsumo [1]	2
Tabla 1.2 Procedimientos a seguir en instalaciones de autoconsumo sin excedentes [2].	5
Tabla 1.3 Procedimientos a seguir en instalaciones de autoconsumo con excedentes [2].	6
Tabla 2.1 Potencia instalada (kW) de autoconsumo según comunidad autónoma y tipo a 31 de diciembre de 2018 [5].	12
Tabla 2.2 Número de instalaciones de autoconsumo según comunidad autónoma y tipo a 31 de diciembre de 2018 [5].	13
Tabla 2.3 Ahorros obtenidos gracias al autoconsumo [5]	20
Tabla 4.1 Pérdidas promedio en una instalación fotovoltaica según <i>PVWatts Calculator</i> [20]	27
Tabla 5.1 Distribución horaria de los periodos de la tarifa 3.1, según artículo 8 del Real Decreto 1164/2001	42
Tabla 5.2 Ejemplos de casos posibles en el cálculo de la potencia facturada, según artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.	44
Tabla 5.3 <i>Tarifa Óptima</i> de Endesa [26].	45
Tabla 5.4 <i>Tarifa Óptima</i> de Endesa [26]	53
Tabla 8.1 <i>Tarifa Óptima</i> de Endesa [26]	86

Índice de figuras

Figura 1.1 Combinaciones posibles de autoconsumo	5
Figura 1.2 Países que han contado con legislación nacional de autoconsumo que impusiera cargos de transporte y distribución [4]	8
Figura 2.1 Potencia anual instalada (MW) en España desde el año 2000 hasta 2018 [7]	11
Figura 2.2 Porcentaje de autoconsumo en las nuevas instalaciones construidas por año desde el año 2000 hasta 2018 [7]	11
Figura 2.3 Potencia instalada (kW) de autoconsumo según comunidad autónoma a 31 de diciembre de 2018 [5].	13
Figura 2.4 Número de instalaciones de autoconsumo según comunidad autónoma a 31 de diciembre de 2018 [5].	14
Figura 2.5 Potencia acumulada (MW) de energía fotovoltaica en los países con mayor producción de la Unión Europea (2018) [8].	15
Figura 2.6 Porcentaje de demanda energética procedente de autoconsumo de instalaciones fotovoltaicas (2018) [9].	15
Figura 2.7 Previsiones de potencia instalada acumulada (MW) de energía fotovoltaica en España [12]	16
Figura 2.8 Previsión de potencia instalada acumulada (MW) de autoconsumo fotovoltaico en España [13].	17
Figura 2.9 Potencial (MW) de instalaciones fotovoltaicas en azoteas en España [16]	17
Figura 2.10 Principales sectores de desarrollo del autoconsumo [5].	18
Figura 3.1 Vistas de Cala Millor [18]	21
Figura 3.2 Casos estudiados	22
Figura 4.1 Componentes y flujos en una instalación de autoconsumo fotovoltaico.	23
Figura 4.2 Dependencia energética de componentes del autoconsumo	24
Figura 4.3 Consumo energético del hotel durante 2018	24
Figura 4.4 Promedio horario de consumo energético a lo largo de la semana	25
Figura 4.5 Promedio de consumo energético por hora a lo largo del año.	25
Figura 4.6 Pantalla de muestra de PVGIS [19]	26
Figura 4.7 Energía producida, desde 2012 hasta 2016, en una instalación de 1 kWp en Cala Millor el 21 de junio [19].	27

Figura 4.8 Horas de producción desglosadas por mes en un año promedio para una instalación de 1 kWp en Cala Millor [19].	28
Figura 4.9 Comparación de energía producida entre un día de verano y otro de invierno en un año promedio para una instalación de 1 kWp en Cala Millor [19].	28
Figura 4.10 Disminución de la energía producida en una instalación de 1 kWp en Cala Millor un 1 de julio durante un año promedio a lo largo del ciclo de vida [19], [21]	29
Figura 4.11 Disminución anual de la energía producida por una instalación de 1 kWp en Cala Millor a lo largo del ciclo de vida [19], [21]	29
Figura 4.12 Número de ciclos respecto al porcentaje de descarga para el modelo de baterías seleccionado [22]	30
Figura 4.13 Diagrama de flujo sin almacenamiento	30
Figura 4.14 Comportamiento energético de la instalación sin almacenamiento con 100 kWp de módulos fotovoltaicos el 15 de enero.	31
Figura 4.15 Diagrama de flujo con almacenamiento	31
Figura 4.16 Comportamiento energético de la instalación con almacenamiento, 100 kWp de módulos fotovoltaicos y una batería de 50 kWh el 15 de enero.	32
Figura 4.17 Variación de la fracción de importación, producción y exportación de energía en la instalación estudiada sin almacenamiento	32
Figura 4.18 Energía total de consumo y de producción en un año, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp	33
Figura 4.19 Energía de consumo y de producción el 15 de febrero, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp	34
Figura 4.20 Energía de consumo y de producción el 15 de julio, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp	34
Figura 4.21 Variación de la fracción de importación, producción, exportación y almacenamiento de energía en la instalación estudiada con almacenamiento	35
Figura 4.22 Reducción de la importación de energía al incorporar a la instalación una batería de 200 kWh con un porcentaje de descarga del 40%	36
Figura 4.23 Reducción de la exportación de energía al incorporar a la instalación una batería de 200 kWh y un porcentaje de descarga del 40%	36
Figura 4.24 Variación de la fracción de importación, producción, exportación y almacenamiento de energía en la instalación estudiada con almacenamiento de 200 kWh con un 80% de descarga	37
Figura 4.25 Comparación de la importación de energía sin almacenamiento respecto a la importación con batería de 200 kWh con distinto porcentaje de carga	37
Figura 4.26 Comparación de la exportación de energía sin almacenamiento respecto a la importación con batería de 200 kWh con distinto porcentaje de carga	38
Figura 5.1 Componentes y flujos en una instalación de autoconsumo fotovoltaico.	39
Figura 5.2 Dependencia económica de los factores a considerar en el autoconsumo	40
Figura 5.3 Costes directos, de obra e indirectos para 1 kWp de energía fotovoltaica en los diferentes países del G20 en 2018 [24]	41
Figura 5.4 Costes desglosados para 1 kWp de energía fotovoltaica en los diferentes países del G20 en 2018 [24]	41
Figura 5.5 Distribución geográfica de las zonas del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001.	42
Figura 5.6 Distribución de los periodos horarios en el horario de invierno para la zona 2 del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001	43

Figura 5.7 Distribución de los periodos horarios en el horario de verano para la zona 2 del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001	43
Figura 5.8 Diagrama de flujo del término de facturación de potencia de la tarifa 3.1 según artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.	44
Figura 5.9 Desglose del coste eléctrico al compensar energía excedentaria	46
Figura 5.10 Desglose del coste eléctrico al vender energía excedentaria	47
Figura 5.11 Cuantía económica del consumo de un hotel con tarifa 3.1 desglosada por mes sin aplicar el IEE	49
Figura 5.12 Porcentajes del FP y del FE en la cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1 sin aplicar el IEE	49
Figura 5.13 Cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1 desglosada por FE, FP e IEE	50
Figura 5.14 Porcentajes del FP, del FE y del IEE en la cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1	50
Figura 5.15 Variación del precio del término de energía y del término de potencia a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica	51
Figura 5.16 Variación del precio del FE, del FP y del IEE a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica	51
Figura 5.17 TIR con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes	52
Figura 5.18 Máximo de energía producida, cada hora, según potencia instalada a lo largo del año.	52
Figura 5.19 Comparación de las TIR entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh	53
Figura 5.20 Comparación de la compensación de excedentes con o sin limitación respecto al pago en concepto de energía	54
Figura 5.21 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería	55
Figura 5.22 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería desde 70 a 112 kWp	55
Figura 5.23 Comparación de la TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad acogida a compensación y en la modalidad no acogida a compensación desde los 70 hasta los 100 kWp.	56
Figura 5.24 TIR según el porcentaje de descarga de la batería	56
Figura 5.25 TIR para una batería con 80% de descarga respecto al número de baterías	57
Figura 5.26 Comparación de la TIR según porcentaje de descarga y modalidad desde los 70 a los 112 kWp.	57
Figura 6.1 Consumo energético del hotel durante 2018	59
Figura 6.2 Consumo mínimo horario del hotel en el mes de diciembre.	60
Figura 6.3 TIR de la modalidad acogida a compensación y la no acogida a compensación sin baterías	60
Figura 6.4 Variación de saldo económico por excedentes con limitación económica y sin limitación	61
Figura 6.5 Periodos de recuperación según la potencia instalada para la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación, ambas sin considerar baterías.	61
Figura 6.6 Periodo de recuperación comparado al incremento de excedentes en la modalidad no acogida a compensación.	62
Figura 6.7 Comparación entre las TIR para distintas capacidades de almacenamiento con porcentaje de descarga del 50% y la TIR sin almacenamiento.	62
Figura 6.8 Periodo de recuperación según la capacidad de almacenamiento.	63
Figura 6.9 TIR según los porcentajes de descarga para una batería de 150 kWh en la modalidad no acogida a	

compensación.	63
Figura 6.10 TIR según los porcentajes de descarga para una batería de 150 kWh en la modalidad no acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.	64
Figura 6.11 Comparación entre las TIR, para la modalidad no acogida a compensación, según la capacidad de almacenamiento de las baterías.	64
Figura 6.12 Periodo de recuperación según capacidad de batería en la modalidad no acogida a compensación.	65
Figura 6.13 Periodo de recuperación según capacidad de batería en la modalidad no acogida a compensación desde 400 hasta 500 kWp.	65
Figura 6.14 TIR según el porcentaje de descarga en la modalidad no acogida a compensación.	66
Figura 6.15 Comparación entre las TIR de la modalidad acogida a compensación sin baterías.	66
Figura 6.16 Comparación entre las TIR de la modalidad acogida a compensación con baterías.	67
Figura 6.17 Comparación entre las TIR de la modalidad no acogida a compensación sin baterías.	67
Figura 6.18 Comparación entre las TIR de la modalidad no acogida a compensación con baterías con una capacidad constante de 100 kWh.	67
Figura 6.19 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad acogida a compensación.	68
Figura 6.20 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 112 kWp.	68
Figura 6.21 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad no acogida a compensación.	69
Figura 6.22 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.	69
Figura 6.23 TIR según la modalidad acogida a compensación	70
Figura 6.24 TIR según la modalidad no acogida a compensación	70
Figura 6.25 TIR según la modalidad no acogida a compensación desde 200 hasta 500 kWp.	71
Figura 6.26 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad acogida a compensación.	71
Figura 6.27 Periodo de recuperación en la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 112 kWp.	71
Figura 6.28 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad no acogida a compensación.	72
Figura 6.29 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.	72
Figura 6.30 Comparación entre las TIR de las modalidades sin baterías al reducir el valor de la compensación de excedentes.	73
Figura 6.31 Consumo, según mes, del año ficticio considerado.	73
Figura 6.32 TIR para la modalidad acogida a compensación.	74
Figura 6.33 TIR para la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.	74
Figura 6.34 TIR para la modalidad acogida a compensación según los excedentes inyectados.	75
Figura 6.35 Periodo de recuperación para la modalidad acogida a compensación	75
Figura 6.36 Periodo de recuperación para la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.	76
Figura 6.37 TIR para la modalidad no acogida a compensación.	76

Figura 6.38 TIR para la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.	76
Figura 6.39 Periodo de recuperación para la modalidad no acogida a compensación.	77
Figura 6.40 Periodo de recuperación para la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 200 kWp.	77
Figura 6.41 Algoritmo empleado para la gestión de baterías	78
Figura 6.42 Decremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad acogida a compensación.	78
Figura 6.43 Decremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad no acogida a compensación.	79
Figura 6.44 Incremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad no acogida a compensación con 20% de descarga.	79
Figura 6.45 TIR con gestión en las baterías para la modalidad acogida y no acogida a compensación con 20% de descarga frente a la modalidad acogida y no acogida a compensación sin almacenamiento.	80
Figura 8.1 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh	83
Figura 8.2 VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh	83
Figura 8.3 Incremento, kWp a kWp, del VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh	84
Figura 8.4 TIR e incremento del VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh	84
Figura 8.5 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes	85
Figura 8.6 Incremento del VAN, kWp a kWp, de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes	85
Figura 8.7 Máximo de energía producida, cada hora, según potencia instalada a lo largo del año.	86
Figura 8.8 Ahorro, kWp a kWp, al disponer de una instalación de autoconsumo con modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento comparado con los excedentes	87
Figura 8.9 Comparación de costes asociados a la compra de energía y a los ingresos por compensación energética de una instalación de autoconsumo con modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo constante de 50 kWh.	87
Figura 8.10 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo variable sin almacenamiento respecto a los excedentes	88
Figura 8.11 Incremento del VAN, kWp a kWp, de la modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo variable sin almacenamiento respecto a los excedentes	88
Figura 8.12 Comparación de las TIR entre el caso con consumo constante y el caso con consumo variable, ambos con la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento	89
Figura 8.13 Comparación de los incrementos del VAN entre el caso con consumo constante y el caso con consumo variable, ambos pertenecientes a la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento	89
Figura 8.14 Incremento de excedentes kWp a kWp con consumo variable y modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento	90
Figura 8.15 Excedentes inyectados a la red, según la capacidad de almacenamiento de la batería, en la modalidad con excedentes acogida a compensación	90
Figura 8.16 Incremento del VAN, kWp a kWp, según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad con excedentes acogida a compensación.	91

Figura 8.17 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación	91
Figura 8.18 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación desde 70 a 112 kWp	92
Figura 8.19 VAN desde 70 a 100 kWp bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación	92
Figura 8.20 TIR según el porcentaje de descarga de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación	93
Figura 8.21 TIR según el porcentaje de descarga de la batería respecto a los excedentes bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación	94
Figura 8.22 TIR según el porcentaje de descarga de la batería desde 70 a 110 kWp.	94
Figura 8.23 Número de ciclos respecto al porcentaje de descarga para el modelo de baterías seleccionado [22]	95
Figura 8.24 TIR para una batería con 80% de descarga respecto al número de baterías	95
Figura 8.25 TIR de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh	96
Figura 8.26 TIR de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh respecto al incremento de excedentes.	96
Figura 8.27 VAN de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh respecto al incremento de excedentes.	97
Figura 8.28 Comparación de la TIR según la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación respecto a los excedentes	97
Figura 8.29 Comparación del incremento del VAN según la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación respecto a los excedentes	98
Figura 8.30 TIR de la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh	98
Figura 8.31 Incremento del VAN de la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh	99
Figura 8.32 Incremento del VAN de la modalidad acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh.	99
Figura 8.33 Comparación de las TIR entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh	100
Figura 8.34 Comparación de ingresos económicos según la modalidad de autoconsumo si el consumo es constante e igual a 10 kWh	100
Figura 8.35 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad no acogida a compensación.	101
Figura 8.36 Comparación de la TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad acogida a compensación y en la modalidad no acogida a compensación desde los 70 hasta los 112 kWp.	102
Figura 8.37 Comparación de la TIR según porcentaje de descarga y modalidad desde los 70 a los 112 kWp.	102

Índice de abreviaturas

ANPIER	Asociación Nacional de Productores de Energía fotovoltaica
CAU	Código de autoconsumo
CB	Caso Base
COVID-19	<i>CO</i> rona <i>V</i> irus <i>D</i> isease 2019
ECB	Banco Central Europeo
E_i	Energía consumida cada hora i (en kWh)
FC_t	Flujo de caja en el periodo t
FE	término de Facturación de Energía activa
FP	término de Facturación de Potencia
G20	Grupo de los 20
i	Coste de capital considerado
IBI	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	Agencia Internacional de la Energía
IEE	Impuesto Especial sobre la Electricidad
IGIC	Impuesto General Indirecto Canario
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
IVPEE	Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica
MITECO	MInisterio para la Transición ECOLógica y el reto demográfico
N	Número total de periodos

NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo español
P_{fi}	Potencia a facturar en el periodo tarifario correspondiente a la hora i (en kW)
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVPC	Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
PYME	Pequeñas y Medianas Empresas
RAIPRE	Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial
REE	Red Eléctrica de España
t	Periodo considerado
t_{ei}	Precio del término de energía del periodo tarifario a la que corresponde la hora i
TFG	Trabajo Fin de Grado
TIR	Tasa Interna de Retorno
t_{pi}	Precio del término de potencia del periodo tarifario correspondiente a la hora calculada i
UNE	Asociación Española de Normalización
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
UTC	Tiempo Universal Coordinado
VAN	Valor Actual Neto

1 LEGISLACIÓN

El autoconsumo está legislado en España por el Real Decreto-Ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019. Estas normativas recogen la definición de autoconsumo, las modalidades existentes, la facturación de la energía excedentaria y la tramitación necesaria, entre otros.

Estas normativas han supuesto un cambio radical en el autoconsumo, al derogar el principal freno existente hasta el día de hoy: el Real Decreto 900/2015.

1.1 Concepto de autoconsumo

El **autoconsumo eléctrico**, según el artículo 9 de la Ley 24/2013, es el consumo por parte de uno o de varios consumidores de energía eléctrica proveniente de una o de varias instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

La definición de autoconsumo eléctrico, por tanto, ahonda en el **número de consumidores** que pueden adoptarla y la **conexión** entre la instalación de autoconsumo y los consumidores.

1.1.1 Autoconsumo según el número de consumidores

Según el **número de consumidores**, el autoconsumo puede clasificarse en **individual** o **colectivo**, ambos tipos de autoconsumo definidos en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019.

En el **autoconsumo individual** un **único consumidor** se alimenta de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

En el **autoconsumo colectivo** un grupo de **varios consumidores** se alimentan, bajo un acuerdo que recoja el criterio de reparto, de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. El **criterio de reparto**, según el anexo I del Real Decreto 244/2019, se realiza en función de un coeficiente de energía. Este coeficiente, de manera predeterminada, se obtiene **en función de la potencia** a facturar de los consumidores, al dividir la máxima potencia contratada individual de cada consumidor frente a la suma de las máximas potencias contratadas de todos los consumidores. También puede ser generado considerando la cuantía económica individual aportada para la instalación de la generación o a través de cualquier variable elegida por los consumidores. La única condición es que el coeficiente de reparto ha de ser igual a la unidad y que los coeficientes individuales sean **constantes** en el tiempo.

1.1.2 Autoconsumo según la conexión

Por otra parte, la definición de autoconsumo recoge que la energía ha de provenir de una **instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a los mismos**, que, tal y como la define el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, es una instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores. Se diferencia, dentro de esta, entre una **instalación próxima de red interior** y una **instalación próxima a través de la red**, también definidas en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019.

Una **instalación próxima de red interior** es una instalación próxima y asociada que ha de estar conectada a la **red interior** de los consumidores asociados o ha de estar unida a los consumidores a través de **líneas directas**.

Una **instalación próxima a través de la red** es una instalación próxima y asociada que ha de cumplir alguna de las siguientes **condiciones**:

- La instalación ha de estar conectada a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del **mismo centro de transformación**.
- La instalación y los consumos han de estar conectados en baja tensión y a una distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta inferior a **quinientos metros**.

- La instalación y los consumos han de estar ubicados en la **misma referencia catastral** según sus primeros catorce dígitos, salvo en el País Vasco y Navarra. En estas comunidades autónomas rige la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014.

1.2 Modalidades de autoconsumo

Se distingue, según el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, entre dos modalidades de autoconsumo: modalidad de suministro con **autoconsumo con excedentes** y modalidad de suministro con **autoconsumo sin excedentes**. Se entiende como **energía excedentaria** aquella producida por la instalación de autoconsumo, pero no consumida.

En la modalidad de suministro con **autoconsumo con excedentes** las instalaciones **pueden inyectar energía** excedentaria en las redes de transporte y distribución, tal y como viene recogido en el artículo 9 de la Ley 24/2013.

A su vez, esta modalidad se puede dividir entre **modalidad con excedentes acogida a compensación** y **modalidad con excedentes no acogida a compensación**, tal y como afirma el artículo 4 del Real Decreto 244/2019.

La **modalidad con excedentes acogida a compensación** recoge un **mecanismo de compensación simplificada** de excedentes al que se pueden acoger voluntariamente consumidores y productores que cumplan una serie de condiciones.

La **modalidad con excedentes no acogida a compensación**, según el artículo 9 de la Ley 24/2013, recoge todos los casos en los que se opte **voluntariamente** por no adoptar el mecanismo de compensación simplificada de excedentes o **no se cumplan las condiciones** requeridas por dicho mecanismo. En esta modalidad los **excedentes** no son compensados, sino que son **vendidos al mercado**.

La segunda modalidad existente es la de suministro con **autoconsumo sin excedentes**, en la que, por el artículo 9 de la Ley 24/2013, existen dispositivos físicos instalados, denominados **mecanismos antivertido**, que **impiden la inyección de energía** excedentaria a la red de transporte o distribución.

En cualquiera de las modalidades **se permite la instalación de elementos de almacenamiento**, según el artículo 5 del Real Decreto 244/2019.

No se permite que un consumidor pueda estar asociado a más de una modalidad a la vez, tal y como se recoge en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019.

El artículo 5 del Real Decreto 244/2019 afirma que **el consumidor y el propietario de la instalación pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes**. En el caso de la modalidad con excedentes también existe la figura de productor.

Tabla 1.1 Personas físicas o jurídicas que participan del autoconsumo [1]

Modalidad	Consumidor	Productor	Titular de la instalación	Propietario
Sin excedentes	Titular del suministro	No existe	Consumidor	Puede ser diferente
Con excedentes, acogida a compensación	Titular del suministro	Titular de la instalación	El inscrito en el registro de autoconsumo	Puede ser diferente
Con excedentes, no acogida a compensación	Titular del suministro	Titular de la instalación	El inscrito en el registro de autoconsumo y en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE)	Puede ser diferente

1.3 Ingresos económicos por energía excedentaria

La energía excedentaria implica unas consecuencias económicas distintas si se decide adoptar el mecanismo de compensación simplificada, en cuyo caso los excedentes se compensan, o si se desestima esta opción, en cuyo caso los excedentes se venden al mercado.

1.3.1 Compensación de energía excedentaria

La energía excedentaria se compensa bajo el **mecanismo de compensación simplificada** que, según el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, consiste en un **saldo** en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación. El coste de la energía comprada a la red puede ser compensada con la energía excedentaria vertida a la red.

Para poder adoptar el mecanismo de compensación simplificada se ha de cumplir cinco **condiciones**, tal y como recoge el artículo 4 del Real Decreto 244/2019:

1. La **fuerza de energía** primaria ha de ser de origen **renovable**.
2. La **potencia total** de las instalaciones de producción asociadas **no ha de ser superior a 100 kW**. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia total se refiere a la **potencia máxima del inversor** o a la suma de las potencias máximas de los inversores, según lo afirmado en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019.
3. El consumidor ha de suscribir un **único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares** de producción con una empresa comercializadora. Los **consumos auxiliares** son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación según el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, como puede ser el caso del consumo neto de los inversores en instalaciones fotovoltaicas cuando la planta no esté produciendo. Para poder suscribir un único contrato, según el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, la instalación ha de ser próxima de red interior, la potencia de la instalación inferior a 100 kW y la energía consumida de los servicios auxiliares ha de suponer menos de un 1% de la energía neta generada por la instalación.
4. El consumidor y el productor asociado han de suscribir un **contrato de compensación de excedentes de autoconsumo**. En él se estipula el precio a pagar por la energía consumida a la red y el precio por el que se compensa la energía excedentaria, así como el establecimiento del saldo económico, tal y como se desarrolla en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
5. La instalación de producción **no ha de tener otorgada un régimen retributivo adicional o específico**, por lo que no ha de poder percibir primas.

Las modalidades que pueden acogerse a este mecanismo son la **modalidad con excedentes acogida a compensación** y la **modalidad sin excedentes con autoconsumo colectivo**. En esta última modalidad, los mecanismos antivertido son capaces de **reducir la producción** de la instalación de autoconsumo hasta niveles similares a la energía consumida. Por tanto, **en la modalidad sin excedentes individual no se produce energía excedentaria**. Sin embargo, **en la modalidad sin excedentes con autoconsumo colectivo puede generarse energía excedentaria** si el consumo individual no es proporcional al coeficiente de reparto de los excedentes. Esta anomalía se podría eliminar si dichos coeficientes fuesen dinámicos, lo cual está previsto, pero aún no desarrollado, en la disposición final quinta del Real Decreto 244/2019. La energía excedentaria no se inyecta a la red por la propia definición de la modalidad, sino que podrá ser almacenada por el mecanismo antivertido o tratarse bajo cualquier otro método, tal y como se afirma en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019. Al existir entonces energía excedentaria pero no poder inyectarse a la red, esta energía no puede ser vendida, pero sí puede acogerse al mecanismo de compensación simplificada. No haría falta un contrato de compensación de excedentes, al no existir la figura del productor.

El saldo determinado por el mecanismo de compensación simplificada depende de si el contrato de suministro está establecido con una comercializadora libre o si está establecido al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), tal y como se distingue en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

En el caso de que el contrato sea con una **comercializadora libre**, la energía horaria consumida de la red y la energía horaria excedentaria ha de ser valorada según un precio acordado entre las partes.

En el caso de que el contrato sea al **PVPC**, la energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de la energía del PVPC en cada hora. La energía horaria excedentaria será valorada al precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario menos el coste de los desvíos. Todos estos precios se definen en el Real Decreto 216/2014.

El valor económico de la energía horaria excedentaria nunca podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no puede ser superior a un mes, según el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

En el caso de acogerse al mecanismo de compensación simplificada, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.

Por el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, la energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico, por lo que está **exenta de pagar peajes de acceso** a las redes de transporte y distribución.

La energía autoconsumida de origen renovable está **exenta de los peajes de consumo** según el artículo 17 del Real Decreto 244/2019, **así como de cargos del sistema eléctrico** según el artículo 18 del Real Decreto 244/2019, debido a la eliminación del popularmente conocido como *impuesto al sol*.

Si el consumidor es suministrado por un comercializador de referencia, éste debe efectuar la facturación en los términos previstos en el Real Decreto 216/2014. Sobre las cantidades a facturar antes de impuestos debe descontarse el término de energía horaria excedentaria. Una vez obtenida la cuantía final se aplican los correspondientes impuestos.

1.3.2 Venta de energía excedentaria

La **energía excedentaria** es vendida en el caso de que **no se cumplan las condiciones para poder acogerse al mecanismo de compensación o por voluntad** del consumidor o consumidores.

La modalidad en la que se puede vender energía excedentaria es en **la modalidad con excedentes no acogida a compensación**.

En esta modalidad la energía horaria consumida de la red se ha de valorar según un acuerdo con una comercializadora libre. La energía horaria excedentaria se valora según precio de mercado (*pool*) o según régimen retributivo adicional o específico (si la instalación lo tuviese concedido) porque los excedentes se venden en el mercado eléctrico. En consecuencia, se debe firmar un contrato de representación en el mercado.

El valor económico de la energía horaria excedentaria puede ser superior al valor económico de la energía consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no puede ser superior a un mes, tal y como establece el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

En la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación **se debe satisfacer los peajes de acceso**, como establece el artículo 16 del Real Decreto 244/2019. Asimismo, **se debe afrontar el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)**.

El artículo 17 del Real Decreto 244/2019 afirma que la energía autoconsumida de origen renovable **está exenta de los peajes de consumo** y el artículo 18 del Real Decreto 244/2019 que está **exenta cargos del sistema eléctrico**.

1.4 Combinación de instalaciones de autoconsumo

Por todo lo descrito en este capítulo, la **variedad en las instalaciones de autoconsumo es notable**. Ejemplos de autoconsumo pueden ser una instalación fotovoltaica en la azotea de un comercio (como muestra de autoconsumo individual en red interior), una instalación fotovoltaica en un solar y que proporciona energía a una vivienda (siendo un caso de autoconsumo individual a través de red), una instalación fotovoltaica en la azotea de un bloque de viviendas (una demostración de autoconsumo colectivo en red interior) o un generador minieólico que suministre energía a un pequeño polígono industrial (ejemplo de autoconsumo colectivo a través de red).

En los casos en los que se utilice **red interior**, la modalidad sin excedentes puede optar a acogerse a

compensación si el número de consumidores es, como mínimo, de dos. También puede optar a acogerse la modalidad con excedentes, sin que exista número mínimo de consumidores.

En los casos en los que la energía de la instalación de autoconsumo provenga **a través de la red de transporte y distribución**, no existe la modalidad sin excedentes porque en ella no se puede inyectar energía a la red. Además, por no poder suscribir un único contrato de suministro, la modalidad con excedentes no puede acogerse al mecanismo de compensación simplificada.

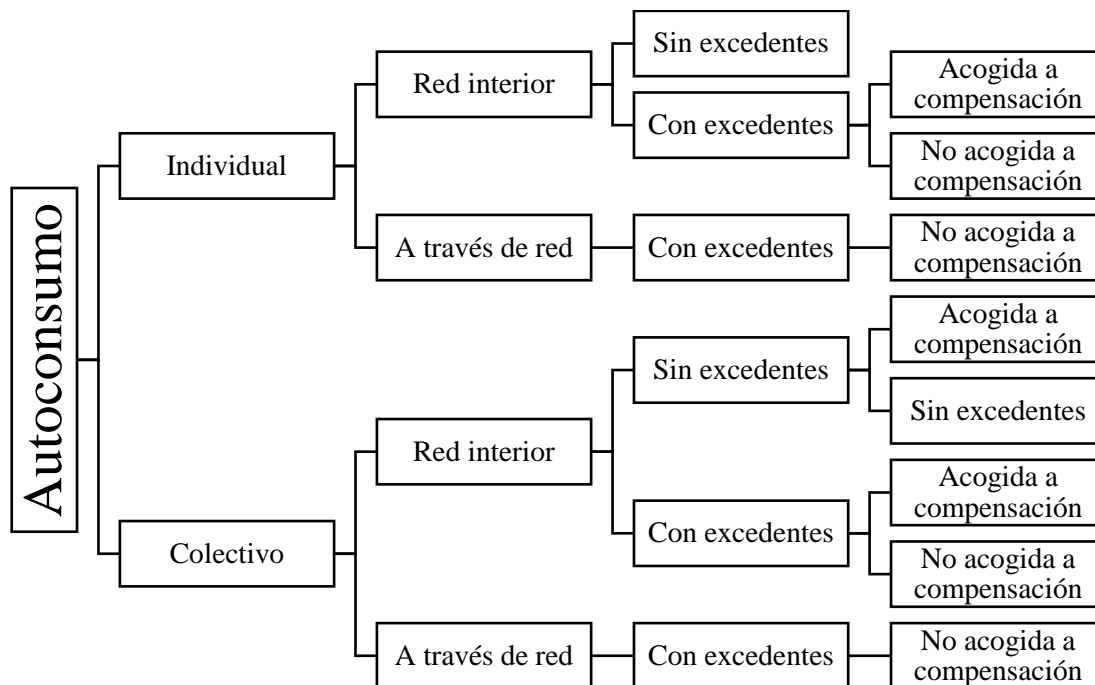


Figura 1.1 Combinaciones posibles de autoconsumo

1.5 Tramitación del autoconsumo

La tramitación del autoconsumo difiere según modalidad, según la potencia instalada y según la tensión. Además, incumbe a diferentes administraciones: Estado, comunidades autónomas y municipios. Se muestra a continuación una breve descripción de los pasos a seguir según la modalidad [2].

1.5.1 Instalaciones con modalidad sin excedentes.

Tabla 1.2 Procedimientos a seguir en instalaciones de autoconsumo sin excedentes [2].

Procedimiento	Requisitos para baja tensión	Requisitos para alta tensión
Diseño de la instalación	Con P≤10 kW, memoria técnica. Con P>10 kW, proyecto técnico.	Proyecto técnico.
Permisos de acceso y conexión.	Exentas del permiso. Necesario solicitar el Código de Autoconsumo (CAU)	
Avales o garantías.	No.	
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen.	No.	

Procedimiento	Requisitos para baja tensión	Requisitos para alta tensión
Autorizaciones ambientales y de utilidad pública		Según comunidad autónoma.
Licencia de obras		Según municipio.
Ejecución de la instalación		
Inspección inicial e inspecciones periódicas		Según comunidad autónoma.
Certificados de instalación y/o certificados fin de obra	Con $P \leq 10$ kW, certificado de instalación. Con $P > 10$ kW, certificado de instalación y fin de obra.	Documentación puesta en servicio de alta tensión según el reglamento de alta tensión.
Autorización de explotación	Con $P \leq 100$ kW, no es necesario trámite. Con $P > 100$ kW, según comunidad autónoma.	Según comunidad autónoma.
Contrato de acceso		Exentas
Contrato de suministro de energía de servicios auxiliares		Exentas
Licencia de actividad		Exentas
Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes		No aplica.
Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo	Con $P \leq 100$ kW, trámite de oficio (si existe). Con $P > 100$ kW, sí (si existe)	Sí (si existe)
Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica		Trámite de oficio.
Inscripción en el RAIPRE		No aplica
Contrato de representación en mercado		No aplica

1.5.2 Instalaciones de autoconsumo con excedentes

Tabla 1.3 Procedimientos a seguir en instalaciones de autoconsumo con excedentes [2].

Procedimiento	Requisitos para baja tensión	Requisitos para alta tensión
Diseño de la instalación	Con $P \leq 10$ kW, memoria técnica. Con $P > 10$ kW, proyecto técnico.	Proyecto técnico.

Procedimiento	Requisitos para baja tensión	Requisitos para alta tensión
Permisos de acceso y conexión.	Exentas con $P \leq 15$ kW y suelo urbano o $P \leq 10$ kW y otra tipología de suelo. Para el resto sí. Necesario solicitar el CAU	Sí. Necesario solicitar el CAU.
Avales o garantías.	Exentas con $P \leq 15$ kW y suelo urbano o $P \leq 10$ kW y otra tipología de suelo. Para el resto sí (40 €/kW)	Sí (40 €/kW)
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen.	Real Decreto 1699/2011.	Real Decreto 1955/2000 y Real Decreto 1699/2011.
Autorizaciones ambientales y de utilidad pública		Según comunidad autónoma
Autorización administrativa previa y de construcción	Exentas con $P \leq 100$ kW. Para el resto sí.	Sí
Licencia de obras		Según municipio.
Ejecución de la instalación		
Inspección inicial e inspecciones periódicas		Según comunidad autónoma.
Certificados de instalación y/o certificados fin de obra	Con $P \leq 10$ kW, certificado de instalación. Con $P > 10$ kW, certificado de instalación y fin de obra.	Documentación puesta en servicio de alta tensión según el reglamento de alta tensión.
Autorización de explotación	Con $P \leq 100$ kW, no es necesario trámite. Con $P > 100$ kW, según comunidad autónoma.	Según comunidad autónoma.
Contrato de acceso		Exentas
Contrato de suministro de energía de servicios auxiliares		Obligatorio, salvo donde los servicios auxiliares sean despreciables.
Licencia de actividad		En la modalidad acogida a compensación, exentas. En la modalidad no acogida a compensación, sí.
Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes		Con autoconsumo individual acogido a compensación, contrato de compensación de excedentes. Con autoconsumo colectivo acogido a compensación, acuerdo de reparto y contrato de compensación. Con autoconsumo colectivo, no acogida a compensación, acuerdo de reparto.
Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo	Con $P \leq 100$ kW, trámite de oficio (si existe). Con $P > 100$ kW, sí (si existe)	Sí (si existe)

Procedimiento	Requisitos para baja tensión	Requisitos para alta tensión
Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica		Trámite de oficio.
Inscripción en el RAIPRE		Para autoconsumo no acogido a compensación.
Contrato de representación en mercado		Para autoconsumo no acogido a compensación.

1.6 La legislación como freno del autoconsumo: Real Decreto 900/2015

La legislación actual que concierne al autoconsumo se recoge principalmente en el **Real Decreto-Ley 15/2018** y el **Real Decreto 244/2019**. Ambas normativas han supuesto un cambio radical en el autoconsumo, el cual estuvo legislado anteriormente por el **Real Decreto 900/2015**, que implicó condiciones anómalas respecto a las legislaciones de autoconsumo del resto de países.

Gracias a las nuevas normativas imperantes en España **se ha eliminado** el aspecto más polémico del Real Decreto 900/2015, el popularmente conocido como *impuesto al sol* [3]. Se trataba de una serie de cargos, diferenciándose entre cargos por la potencia instalada y cargos por la energía autoconsumida. Los **cargos por potencia instalada** se aplicaban en el caso de contar con **baterías**, pues permitían reducir la potencia contratada con la compañía eléctrica, y si el **consumo pico superaba la potencia contratada**. Los **cargos por la energía autoconsumida** estaban compuestos por los peajes de acceso menos las pérdidas en redes más los servicios de ajuste, entre los que se reunían los pagos por capacidad y servicios de ajuste, interrumpibilidad y retribuciones al operador de mercado y del sistema. El pago de los cargos por la energía autoconsumida **se eximía** en el caso de que la instalación fotovoltaica tuviese una **potencia inferior a 10 kW y estuviese acogido al tipo 1** (es decir, al autoconsumo enfocado al consumo propio), estuviese situado en Canarias, Ceuta o Melilla; o fuese de cogeneración. **Estos cargos reducían ostensiblemente el ahorro obtenido hasta un 30%** [3] y eran supuestamente concebidos para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto y financiar los costes y servicios del sistema eléctrico. **España era el único país del mundo con legislación nacional en el que el autoconsumo debía afrontar cargos de transporte y distribución** [4].

Cargos de transporte y distribución



Figura 1.2 Países que han contado con legislación nacional de autoconsumo que impusiera cargos de transporte y distribución [4]

Sin embargo, **el impuesto al sol no era**, a pesar de la concepción que ha calado en el conjunto de la sociedad y en los medios de comunicación, **el freno principal** del autoconsumo en el sector residencial. Los principales lastres para la adopción del autoconsumo en los hogares eran dos: el tratamiento económico de los excedentes y la prohibición del autoconsumo colectivo [3].

Para las instalaciones de tipo 1 **la energía excedentaria vertida a la red no tenía contraprestación económica**. La única vía para poder obtener beneficio de la energía excedentaria era cambiar al tipo 2 (enfocado a la producción de energía), lo que conllevaba darse de alta como productor de energía en el RAIPRE y por lo cual pagar el IVPEE, peaje de generación, el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), un aval por kW instalado y el pago de cargos por energía autoconsumida. Los excedentes eran pagados a precio de mercado. Todos estos pagos desincentivaban el interés en el autoconsumo [3].

El **autoconsumo colectivo no estaba recogido en la anterior legislación** [3]. El hecho de constituir una instalación de autoconsumo colectivo suponía una infracción considerada muy grave, debido a que esta figura no estaba recogida en ninguna modalidad, y podría afrontar **multas de hasta sesenta millones de euros** [3]. La prohibición en la práctica de este tipo de autoconsumo impedía el acceso de la mayoría de la población, pues impedía el autoconsumo a trece millones de viviendas frente a los seis millones de viviendas unifamiliares [5].

La nueva legislación ha permitido además el autoconsumo a través de la red frente a la anterior que limitaba el autoconsumo a las redes interiores. Ha conseguido que en un gran número de casos los servicios auxiliares no necesiten un contrato de acceso propio, lo que encarece la instalación. Ha reducido el número de contadores en la mayoría de los casos hasta uno, consiguiendo una reducción notable de costes. Además, la simplificación administrativa ha sido notable [6].

En conclusión: **la antigua normativa es considerada como el principal freno del autoconsumo en España**, a pesar de ser un país con condiciones óptimas de radiación y los costes menguantes de los componentes de las instalaciones de autoconsumo [7].

2 EVOLUCIÓN Y SECTORES DE DESARROLLO

La situación de la energía fotovoltaica en España ha estado prácticamente paralizada desde su auge en 2008, creciendo levemente en los últimos años gracias al autoconsumo, especialmente en Cataluña, Galicia y Andalucía. A pesar de ello, el porcentaje de autoconsumo en la demanda eléctrica es pírrico frente a otros países.

Esta situación varió notablemente a partir de 2019, debido a los cambios de legislación y el abaratamiento de los componentes, lo que va a permitir aprovechar las condiciones idóneas de radiación. Se esperan crecimientos anuales similares al 2008 para la fotovoltaica en general y que el autoconsumo evolucione de una situación anecdótica a un uso habitual y común.

Este crecimiento del autoconsumo va a poder implementarse en numerosos sectores, como el residencial, el de las Pequeñas y Medianas Empresas (PYME) o el público, entre otros.

2.1 Antecedentes

2.1.1 El autoconsumo en España

La energía fotovoltaica fue implementada en España principalmente en el año 2008, a partir del cual se estancó. El autoconsumo fue, desde que irrumpiese en 2014, el **propulsor del ínfimo crecimiento de instalaciones de energía fotovoltaica en España**, siendo el causante de más del 80% de la potencia instalada cada año hasta 2018 [7].

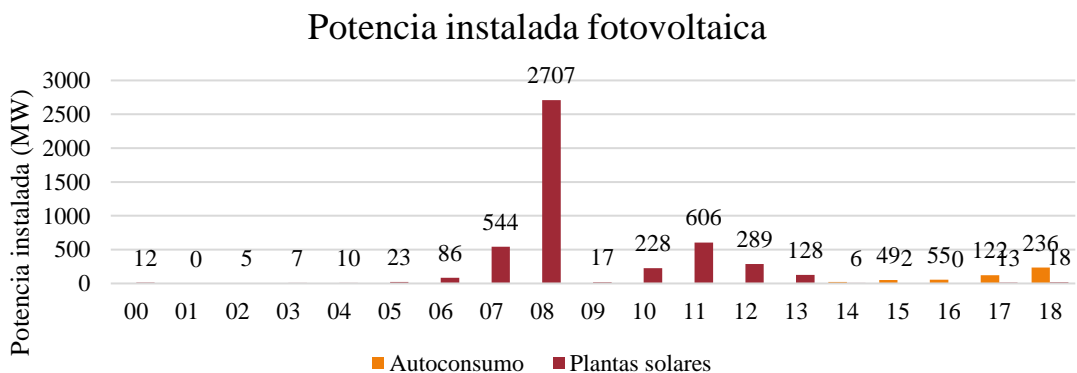


Figura 2.1 Potencia anual instalada (MW) en España desde el año 2000 hasta 2018 [7], [8]

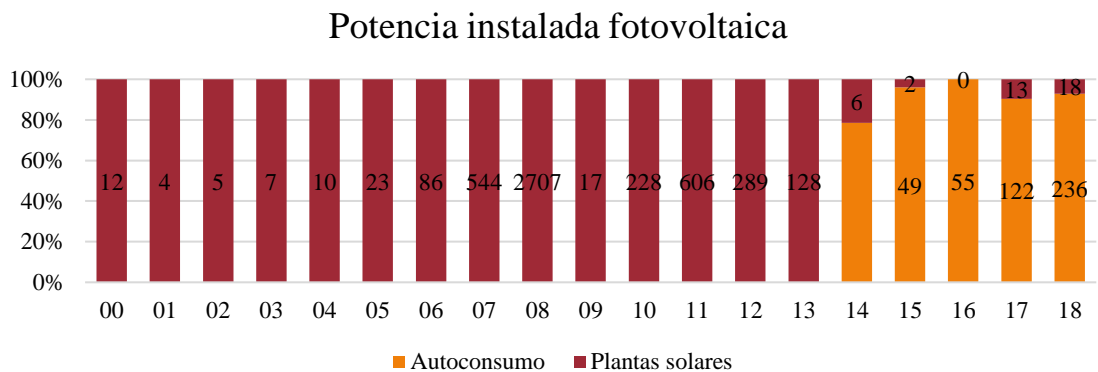


Figura 2.2 Porcentaje de autoconsumo en las nuevas instalaciones construidas por año desde el año 2000 hasta 2018 [7], [8]

Los últimos datos detallados disponibles antes de la publicación del Real Decreto 244/2019 son a **31 de diciembre de 2018**. Esto implica que dichos datos sigan dividiéndose según los tipos definidos en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015: **tipo 1**, destinada al **consumo propio**, y **tipo 2**, asociada a una instalación de **producción**.

2.1.1.1 Potencia instalada y número de instalaciones

El Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica desglosa la potencia instalada según tipo, potencia y comunidad autónoma [5].

Tabla 2.1 Potencia instalada (kW) de autoconsumo según comunidad autónoma y tipo a 31 de diciembre de 2018 [5].

Comunidad autónoma	Tipo 1, con potencia inferior a 10 kW	Tipo 1, con potencia superior a 10 kW	Tipo 2	Total
Andalucía	591	1966	2204	4761
Aragón	23	93	805	921
Asturias	19	23	100	142
Islas Baleares	86	279	1000	1365
Canarias	40	496	654	1190
Cantabria	1	3	12	16
Castilla-La Mancha	139	327	266	732
Castilla y León	26	391	728	1145
Cataluña	495	1093	4743	6331
Ceuta	0	24	0	24
Comunidad Valenciana	131	162	530	823
Extremadura	19	53	10	82
Galicia	37	1556	4294	5887
La Rioja	18	53	0	71
Madrid	141	463	632	1236
Melilla	0	0	0	0
Murcia	130	248	802	1180
Navarra	43	399	286	728
País Vasco	8	85	332	425
Total	1947	7714	17398	27059

Potencia acumulada de autoconsumo

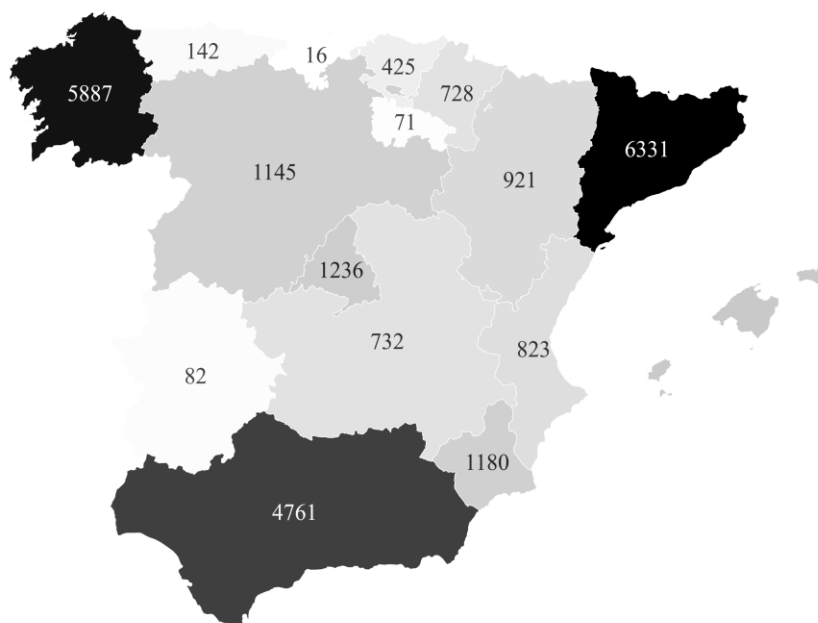


Figura 2.3 Potencia instalada (kW) de autoconsumo según comunidad autónoma a 31 de diciembre de 2018 [5].

El Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica también muestra el número de instalaciones según tipo, potencia y comunidad autónoma [5].

Tabla 2.2 Número de instalaciones de autoconsumo según comunidad autónoma y tipo a 31 de diciembre de 2018 [5].

Comunidad autónoma	Tipo 1, con potencia inferior a 10 kW	Tipo 1, con potencia superior a 10 kW	Tipo 2	Total
Andalucía	162	69	38	269
Aragón	6	3	10	19
Asturias	8	4	1	13
Islas Baleares	25	14	14	53
Canarias	10	19	11	40
Cantabria	1	1	1	3
Castilla-La Mancha	35	18	4	57
Castilla y León	6	16	12	34
Cataluña	150	77	72	299
Ceuta	0	1	0	1
Comunidad Valenciana	32	10	7	49
Extremadura	7	5	1	13

Comunidad autónoma	Tipo 1, con potencia inferior a 10 kW	Tipo 1, con potencia superior a 10 kW	Tipo 2	Total
Galicia	6	49	32	87
La Rioja	5	4	0	9
Madrid	46	21	17	84
Melilla	0	0	0	0
Murcia	43	18	11	72
Navarra	14	17	6	37
País Vasco	3	3	8	14
Total	559	349	245	1153

Número de instalaciones de autoconsumo

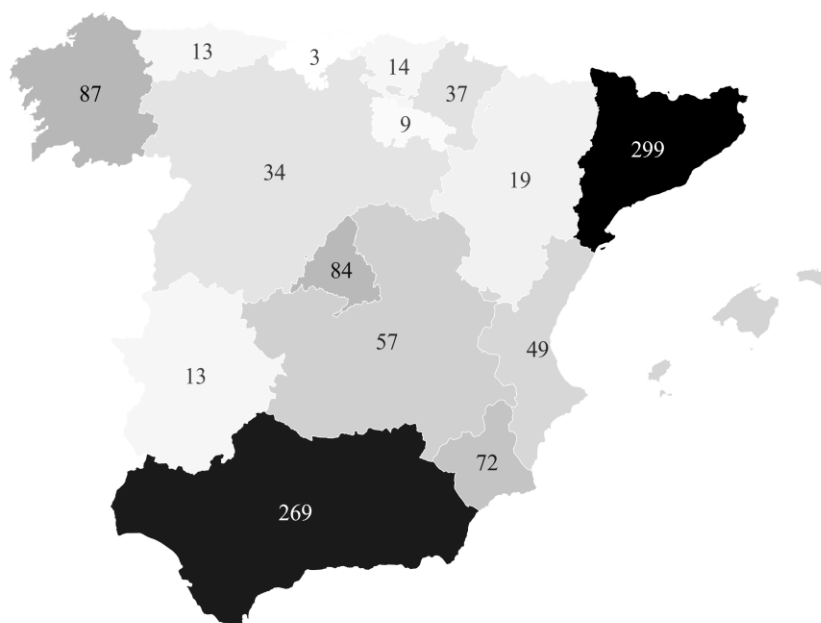


Figura 2.4 Número de instalaciones de autoconsumo según comunidad autónoma a 31 de diciembre de 2018 [5].

Los datos muestran la **preeminencia indiscutible** de tres comunidades autónomas: **Galicia, Cataluña y Andalucía**. Si se analizan dichos datos, se observa que **Cataluña y Andalucía** cuentan con un número alto de instalaciones de autoconsumo, así como de las mayores potencias instaladas del Estado, lo que sugiere que la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas tienen una potencia instalada baja, orientada principalmente al **sector residencial**. Por el contrario, **Galicia** presenta una gran potencia instalada, pero con un número de instalaciones notablemente inferior a Cataluña y Andalucía, lo que indica que, de media, sus instalaciones producen **mayores potencias**. Todo lo anterior se confirma al observar, en la Tabla 2.2, que el número de instalaciones de tipo 1 de menos de 10 kW es notablemente inferior a las de más de 10 kW en Galicia, mientras que en Cataluña y Andalucía las primeras suponen más del doble respecto de las segundas.

2.1.2 El autoconsumo en la Unión Europea

A pesar de las óptimas condiciones de radiación de las que se dispone en **España**, la potencia fotovoltaica

acumulada **distaba de manera considerable de varios países de la Unión Europea** [8]. Prácticamente, España solo fue destacable mundialmente en producción fotovoltaica en torno a 2008 por su adopción masiva para aquella época.

Potencia instalada fotovoltaica

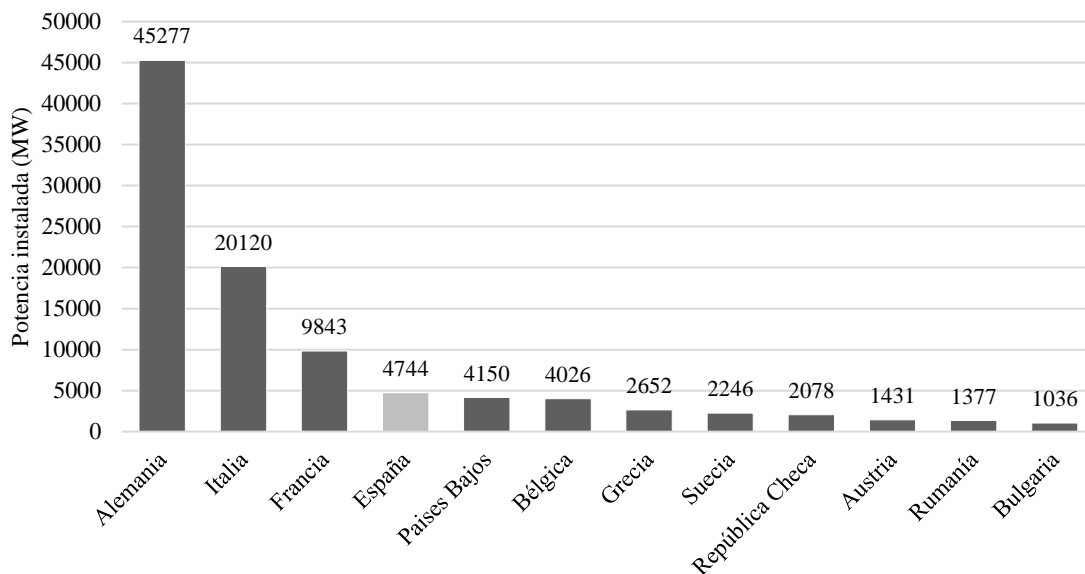


Figura 2.5 Potencia acumulada (MW) de energía fotovoltaica en los países con mayor producción de la Unión Europea (2018) [8].

Si sólo se destaca el **autoconsumo** eléctrico, **España** se veía relegada a **posiciones minoritarias** en este campo [9], por detrás de países con notables peores condiciones para producir energía a través de módulos fotovoltaicos.

Autoconsumo fotovoltaico

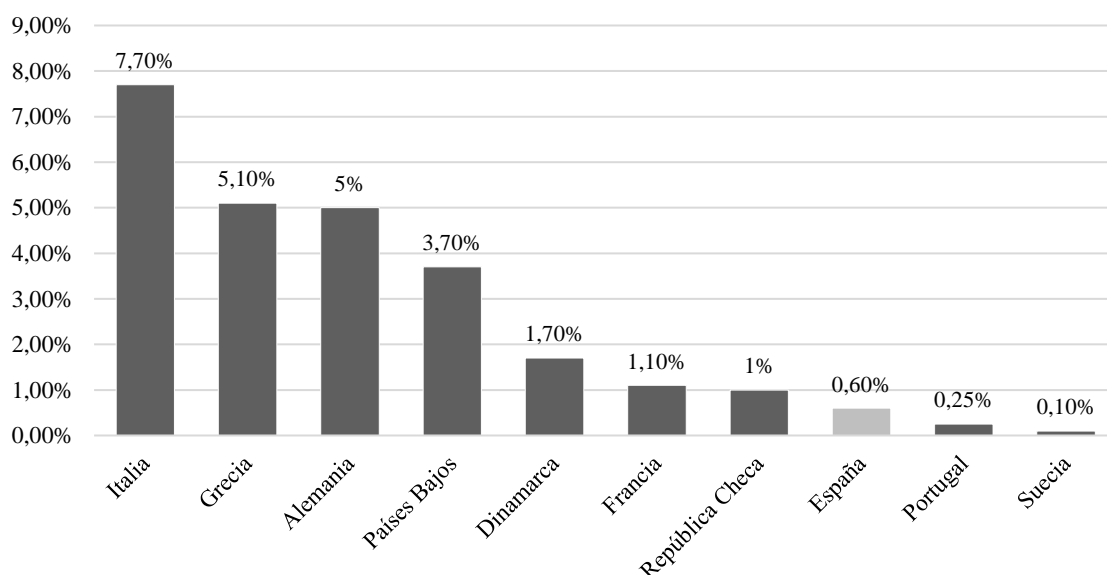


Figura 2.6 Porcentaje de demanda energética cubierta por autoconsumo de instalaciones fotovoltaicas (2018) [9].

2.2 Situación actual

El Real Decreto 244/2019 propone pasar del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica a uno nuevo telemático, gratuito y que recoja las nuevas modalidades existentes, el cual **no ha sido aún establecido**, lo que impide conocer con gran detalle la potencia instalada actualmente. Los últimos datos publicados afirman que en 2019 hubo un claro cambio de tendencia: en **2019** se instalaron en **España 459 MW** en instalaciones de autoconsumo. Dicha potencia supone un aumento del **195%** respecto a la potencia instalada en el año anterior [10]. En torno al 50% de dicha potencia se focalizó en el sector industrial, un 40% en el sector comercial y el restante 10% en el sector residencial [10]. Respecto a **Andalucía**, la Agencia Andaluza de la Energía afirma que, a finales de 2019, constaban **32 MW** en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, lo que supone que en dicho año el aumento de potencia haya sido de **un 672%** [11].

2.3 Perspectivas del autoconsumo

Se cree que, a partir de 2019, va a haber una **expansión firme del sector fotovoltaico** debido a las **últimas modificaciones de la legislación** en autoconsumo, junto al **descenso del precio** de los componentes y las **características favorables de la irradiación** en España [7].

En 2019 se estima que se instalaron al menos 3,9 GW en plantas solares [7]. La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) prevé que el **incremento anual durante la próxima década** será de **2,5 GW** [12].

Respecto al **autoconsumo**, se estima que la tendencia anterior por la cual dominaba las nuevas instalaciones terminó en 2019, pasando a suponer en torno al 15%, lo que implica que **cada año se instalarán en torno a 400 MW** según la UNEF [13]. El fabricante Solarwatt considera que hasta 2021 se implementará una cantidad superior: 500 MW anuales [14]. Los últimos datos obtenidos en 2019 confirman que las previsiones se están corroborando [10], [11].

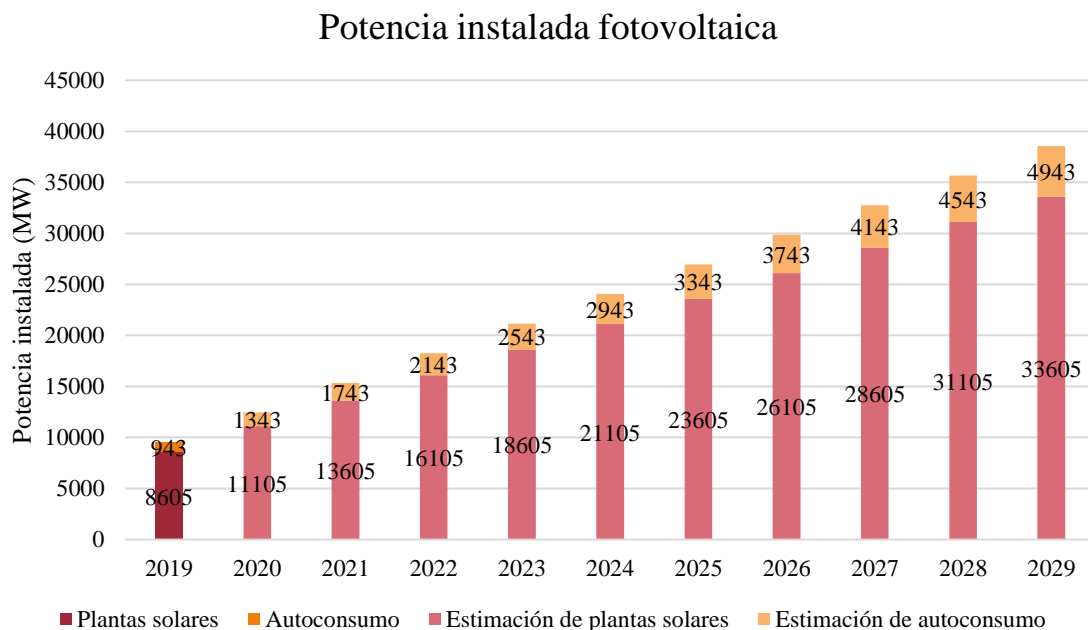


Figura 2.7 Previsiones de potencia instalada acumulada (MW) de energía fotovoltaica en España [12]

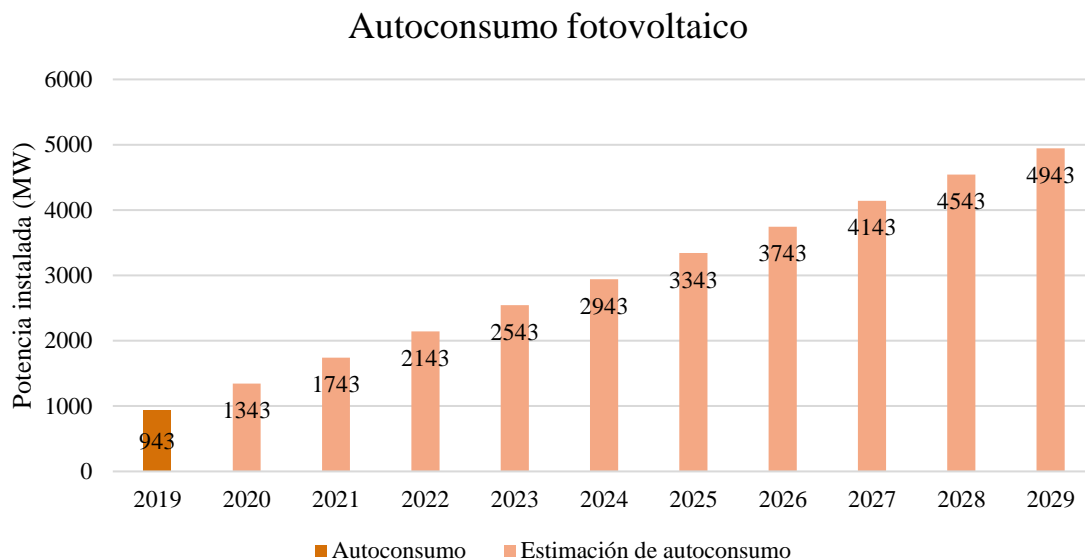


Figura 2.8 Previsión de potencia instalada acumulada (MW) de autoconsumo fotovoltaico en España [13].

Estas previsiones fueron realizadas antes de la irrupción de la COVID-19. Hasta su aparición, la UNEF estaba considerando que sus previsiones iban a ser superadas en 2020 y que la potencia instalada de autoconsumo finalmente fuese de 600 MW [15]. Sin embargo, la COVID-19 es la causante de **que muchos proyectos estén siendo retrasados e incluso cancelados**, debido a la situación económica que está asolando a las PYME, las cuales son las propulsoras del 70% de la potencia instalada. Como consecuencia, es posible que el tejido empresarial e industrial generado gracias al autoconsumo sea dañado. A fecha de la publicación de este TFG (Trabajo Fin de Grado) se desconoce el impacto real de la COVID-19 en el autoconsumo, pero se considera que se centre a corto plazo y se recupere el ritmo previsto a largo plazo [15].

España, debido a la gran cantidad de radiación que percibe y a la alta densidad de habitantes/km de la que dispone, es un país **óptimo para poder instalar módulos fotovoltaicos en las azoteas** de los edificios [16]. Sólo en Andalucía, el potencial fotovoltaico disponible para instalar es de más de **25000 MW**. Junto a Cataluña, son las comunidades cuyo potencial fotovoltaico en azoteas (y, por tanto, orientado a autoconsumo) es mayor en España, así como en la Unión Europea [16]. Por lo cual, la potencia que se prevé tener instalada en España podría ser ampliada en gran medida en el futuro.

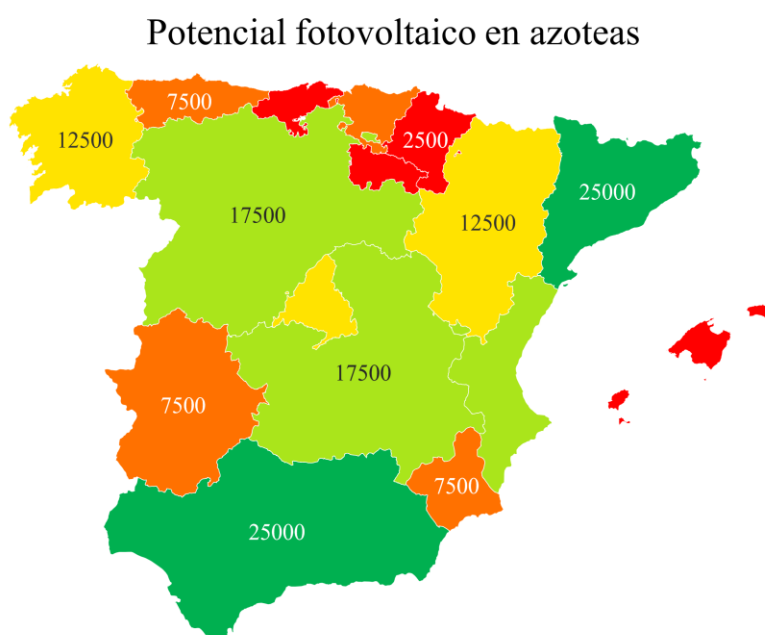


Figura 2.9 Potencial (MW) de instalaciones fotovoltaicas en azoteas en España [16]

2.4 Sectores de desarrollo

Los sectores en los cuales se puede desarrollar el autoconsumo son amplios. El **potencial** de cada uno de ellos **varía según el tipo de tarifa y a los hábitos de consumo** propios de cada sector [5].

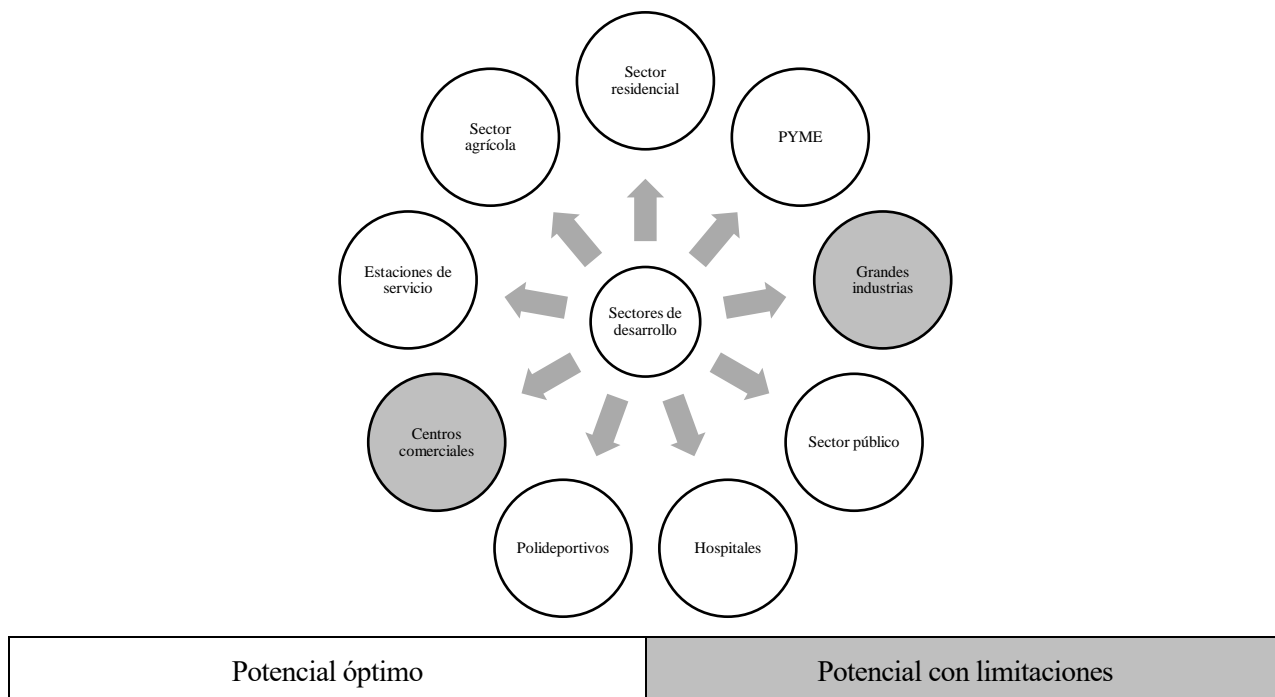


Figura 2.10 Principales sectores de desarrollo del autoconsumo [5].

2.4.1 Sector residencial

Las viviendas destinadas a la residencia diaria son las más **idóneas para el fomento del autoconsumo** [5], pues el consumo estacional de las viviendas de uso vacacional alarga el plazo de recuperación de la inversión inicial, llegando incluso a la imposibilidad de recuperarla. Este tipo de viviendas solo suponen el 25% del parque inmobiliario [5].

Gracias al Real Decreto 244/2019, las viviendas plurifamiliares pueden aprovecharse del autoconsumo colectivo, lo que ha ampliado el potencial a más de **diecinueve millones de viviendas**. Además, se consigue que los costes unitarios de cada kWp se abaraten notablemente [5].

A pesar de que los consumidores domésticos no puedan repercutir el IVA (o el Impuesto General Indirecto Canario, IGIC), que encarece la instalación, el autoconsumo permite el **ahorro** porque son los que **pagan mayores peajes de acceso** y los que **menos capacidad de negociación** tienen por la energía consumida [5].

2.4.2 PYME

Las tarifas típicas de las PYME, como la 3.0 o la 3.1, tienen unos costes notablemente mayores a los de las grandes industrias. Además, el coste del peaje del término de potencia está relacionado con el consumo cuarto horario, por lo que el autoconsumo es **realmente efectivo** en este sector [5].

El **consumo base** de las PYME suele ser **muy estable** a lo largo del año, lo que permite que la potencia instalada se acople de forma eficiente al consumo, consiguiendo reducir el vertido de excedentes a la red y poder **aumentar la rentabilidad** de la instalación [5].

En el sector de frío industrial el ahorro es considerable, ya que son grandes consumidores y estos consumos se centran en los periodos de mayor temperatura, que coinciden con los de mayor radiación. Además, la instalación de placas fotovoltaicas actúa como aislamiento térmico [5].

2.4.3 Grandes industrias

Las grandes industrias suelen estar acogidas a tarifas como la 6.0 o la 6.1, por lo que el coste eléctrico en **término de energía es muy ajustado y reduce el interés** por el autoconsumo. Además, el alto consumo que conllevan impide en muchos casos que la **superficie** de la que disponen pueda albergar la suficiente potencia necesaria. Todo ello provoca una reducción de la rentabilidad del autoconsumo, aun siendo este positivo [5].

2.4.4 Administraciones públicas y centros educativos

Los hábitos de consumo suelen centrarse en las **horas diurnas**, lo que **favorece el autoconsumo** con placas fotovoltaicas, especialmente si se consigue acoplar las curvas de generación y de demanda. En muchos de estos edificios, especialmente en centros educativos, se dispone de además de **amplias cubiertas sin uso** [5].

El autoconsumo en los edificios ya construidos, además de suponer un ahorro para tener en cuenta, puede ser una vía de promoción del autoconsumo. En los **edificios a construir a partir del 31 de diciembre de 2018**, por el Real Decreto 235/2013, se debe tener un **consumo de energía casi nulo**, por lo que el autoconsumo puede ser una vía para tener en cuenta para cumplir este objetivo [5].

2.4.5 Hospitales

Los hospitales son grandes centros de consumo que cuentan con **grandes superficies disponibles en las cubiertas**, lo que hace **augmentar el interés** de estos centros en el autoconsumo [5].

2.4.6 Polideportivos

Las instalaciones deportivas suelen tener **grandes superficies de cubierta** y unos consumos provenientes del alumbrado, climatización, deshumidificación y de **bombas de agua** si disponen de piscina. Este último consumo puede ser muy importante [5].

2.4.7 Centros comerciales

Los centros comerciales poseen grandes consumos de energía, debido a la climatización, la iluminación o los sistemas de frío industrial. Sin embargo, se observa que en muchos de ellos las **cubiertas** se encuentran **indisponibles** por recoger en ellas sistemas de aprovechamiento térmico del sol o sistemas de climatización que ocupan gran parte de la superficie y generan efectos de sombra, lo que **dificulta la instalación de sistemas de autoconsumo** [5].

2.4.8 Estaciones de servicio

A pesar de no contar con grandes consumos, el ahorro energético con autoconsumo puede ser considerable, al **no disponer de** edificios cercanos que proyecten **sombras** y una **curva de carga estable** a lo largo del año [5].

2.4.9 Sector agrícola

El autoconsumo está siendo fomentado en el sector agrícola por la transformación del **regadío** de gravedad al de presión, el aumento de los términos de potencia y de energía y de la desaparición de tarifas para riego [5].

Además del regadío, el autoconsumo también es positivo en otras actividades agrícolas como invernaderos, explotaciones ganaderas o bodegas [5].

2.4.10 Ejemplos de ahorros en los diferentes sectores

Los ahorros alcanzados gracias al autoconsumo difieren según el sector [5]. Algunos ejemplos se muestran a continuación.

Tabla 2.3 Ahorros obtenidos gracias al autoconsumo [5]

Instalación	Potencia instalada	Ahorro
Instalaciones de frío industrial		70% del consumo eléctrico.
Hospital Mateu Orfila (Islas Baleares)	395 kW	45000 €/año
Hospital de Inca (Islas Baleares)	117 kW	32000 €/año
Polideportivo de Sa Pobla (Islas Baleares)	40 kW	10000 €/año
Diversas estaciones de servicio (Galicia)	20 kW	50% del consumo eléctrico.
Instalaciones de regadío		60% del consumo eléctrico.
Bodegas Matarromera (Castilla y León)	1 MW	30% del consumo eléctrico.

3 PLANTEAMIENTO DE ESTUDIOS

En este capítulo se describe el objeto de los estudios planteados en este TFG. También se identifican los aspectos básicos de dichos estudios, como la instalación analizada o las modalidades consideradas.

3.1 Objeto de los estudios

El auge del autoconsumo en España en los próximos años es claro. La UNEF estima que en la próxima década el autoconsumo fotovoltaico se va a expandir 400 MW anuales [13]. El fabricante Solarwatt prevé que hasta 2021 la expansión sea aún mayor: 500 MW anuales [14].

Las nuevas instalaciones de autoconsumo deberán adoptar una de las modalidades detalladas en el Real Decreto 244/2019 según su perfil. Se puede opinar que, en el **sector residencial**, por la facilidad en los trámites que ofrece, la modalidad idónea es **la modalidad con excedentes acogida a compensación**. En **grandes consumos**, como los propios de una industria, es previsible que las instalaciones superen los 100 kW y por lo cual solo puedan optar a **la modalidad con excedentes no acogida a compensación**. Desde el punto de vista económico no se debe esperar un beneficio mayor en la modalidad sin excedentes, por lo que ha de ser planteada como la modalidad a acogerse en aquellos casos que no se cumplan las condiciones necesarias para poder adoptar otra modalidad.

Sin embargo, ciertos casos requieren de un **estudio previo**. Ejemplo de ello pueden ser **las instalaciones de un consumo intermedio** entre el sector residencial y el industrial, en donde no es obvio saber si la modalidad con excedentes acogida a compensación ofrece mayores ventajas que la no acogida a compensación.

Es por ello por lo que se han realizado una serie de estudios para **contemplar los efectos que provocan la adopción de una u otra modalidad, así como la potencia instalada y la inclusión de baterías, en una instalación concreta**. Estos estudios se han llevado a cabo **desde el punto de vista energético y económico**. En el **estudio energético** se analiza cómo **disminuye la dependencia de la red** gracias al autoconsumo eléctrico. En el **estudio económico**, el más interesante en la práctica, **se cuantifica el ahorro** que supone optar por una u otra modalidad en la factura eléctrica.

3.2 Instalación estudiada

La instalación estudiada es un **hotel** situado en **Cala Millor**, un núcleo de población situado entre los municipios de Sant Llorenç des Cardassar y Son Servera. Situado a unos sesenta kilómetros de Palma, es uno de los núcleos turísticos de la isla de Mallorca desde los años 50 [17].



Figura 3.1 Vistas de Cala Millor [18]

Además de la localización, se conoce el **consumo cuarto horario** del hotel, así como de la tarifa contratada:
3.1.

3.3 Modalidades a estudiar

Para realizar los estudios se ha considerado estudiar diferentes tipos de modalidades.

Se ha decidido que el consumidor y la instalación estén unidos a través de **red interior**. Se ha considerado un único consumidor, el hotel, por lo cual se ha analizado diferentes modalidades de **autoconsumo individual**.

Dentro del autoconsumo individual, se encuentra el autoconsumo sin excedentes, el autoconsumo con excedentes acogida a compensación y el autoconsumo con excedentes no acogida a compensación. Debido a que en el autoconsumo individual no existe la forma de compensar excedentes en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la rentabilidad de la modalidad sin excedentes es claramente inferior al resto de modalidades. Es por ello por lo que sólo se ha optado por estudiar las **modalidades con excedentes**. Según el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, el límite para poder adoptar la modalidad con **excedentes acogida a compensación** es una potencia instalada de 100 kW, relativos al inversor. En los estudios se ha supuesto que dicha potencia equivale a unos **112 kWp**. Respecto a la modalidad con excedentes **no acogida a compensación** no existe limitación en su potencia, pero debido a la naturaleza de la instalación, un hotel, se ha considerado suficiente el estudio hasta **500 kWp**.

Asimismo, se ha estudiado la inclusión, o no, de **sistemas de almacenamiento** para conocer si interesa su adopción.

Por lo cual son cuatro los casos estudiados, tal y como se recoge en la siguiente figura:

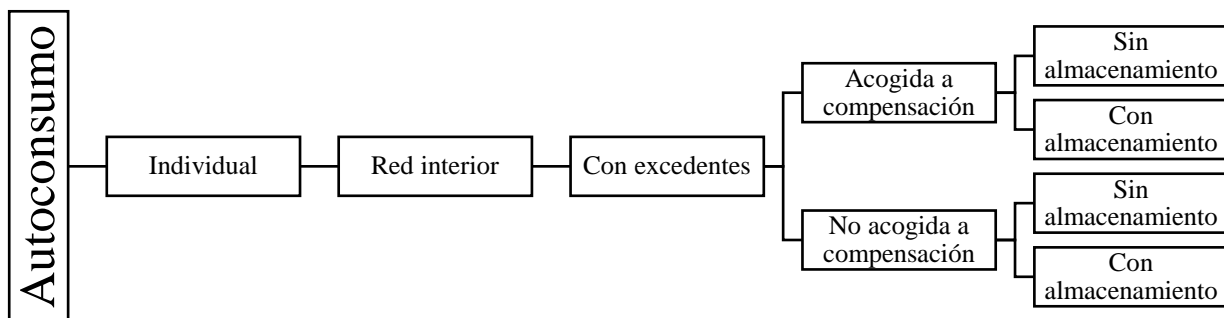


Figura 3.2 Casos estudiados

Para poder comprender los efectos que implica optar por uno u otro caso se ha de comparar con la instalación original, la cual no dispone de módulos fotovoltaicos ni de sistemas de almacenamiento.

4 ESTUDIO ENERGÉTICO

A partir de la instalación descrita en el capítulo anterior, se han estudiado los flujos horarios energéticos provenientes de los distintos componentes que forman la instalación de autoconsumo, sin y con sistema de almacenamiento.

4.1 Componentes del estudio

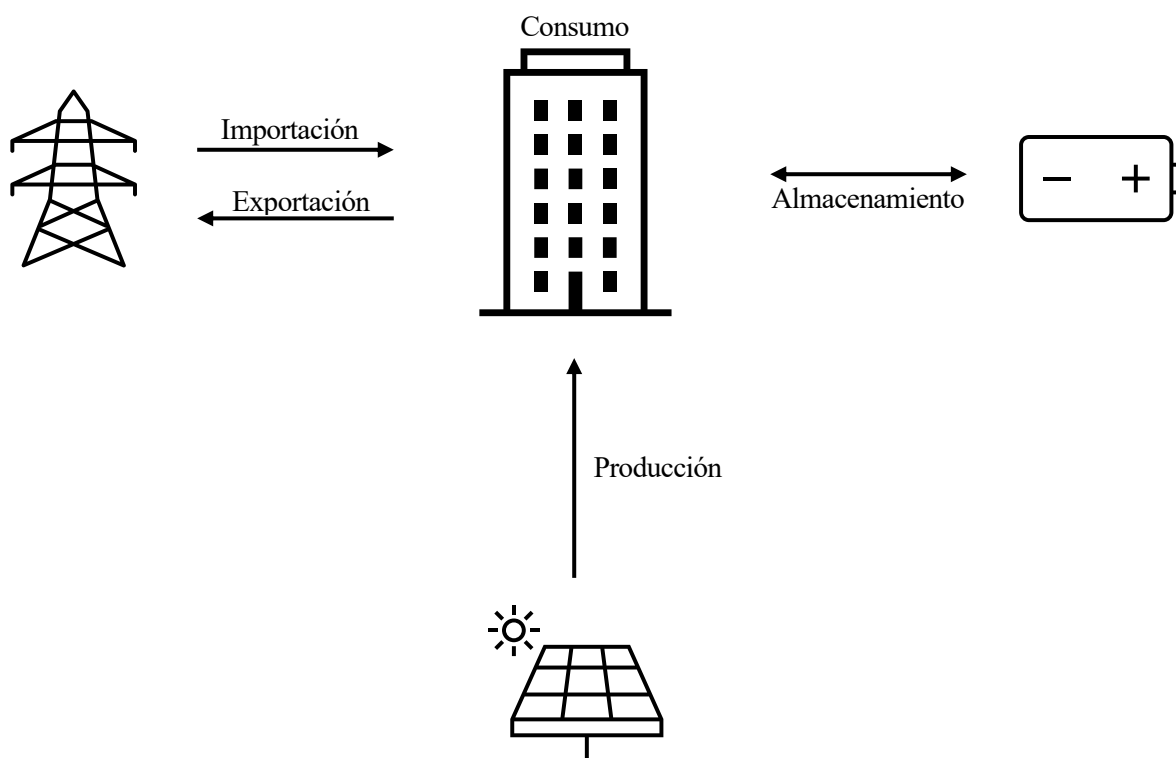


Figura 4.1 Componentes y flujos en una instalación de autoconsumo fotovoltaico.

El **objeto** del estudio energético es **cuantificar los flujos energéticos** asociados a los distintos componentes de una instalación de autoconsumo, los cuales provocan la **reducción de la dependencia de la red** de transporte y distribución. Este estudio es necesario como **paso previo** para poder llevar a cabo el estudio económico. Se han determinado los flujos energéticos para cada hora del año.

El **consumo** de la instalación de energía es constante en el estudio, pues depende de las necesidades energéticas que requiere el funcionamiento del hotel, entre las cuales se incluye la climatización o la iluminación. Por lo cual, el autoconsumo tiene como consecuencia la variación de la procedencia de la energía, la cual puede obtenerse a partir de los módulos fotovoltaicos, de los sistemas de almacenamiento y de la red.

La **energía producida** depende de la potencia instalada de módulos fotovoltaicos. La **energía de almacenamiento** depende de la capacidad de almacenamiento por la que se haya optado. La **importación de energía** se ve alterada por el consumo requerido, la producción y el almacenamiento. Estos dos últimos factores reducen la importación de energía por los algoritmos empleados en los estudios. El último factor, la **energía exportada**, también depende del consumo, de la producción y del almacenamiento. Si la producción es superior al consumo y el almacenamiento es incapaz de depositar energía en las baterías por estar llenas, la energía sobrante se ha de inyectar a la red.

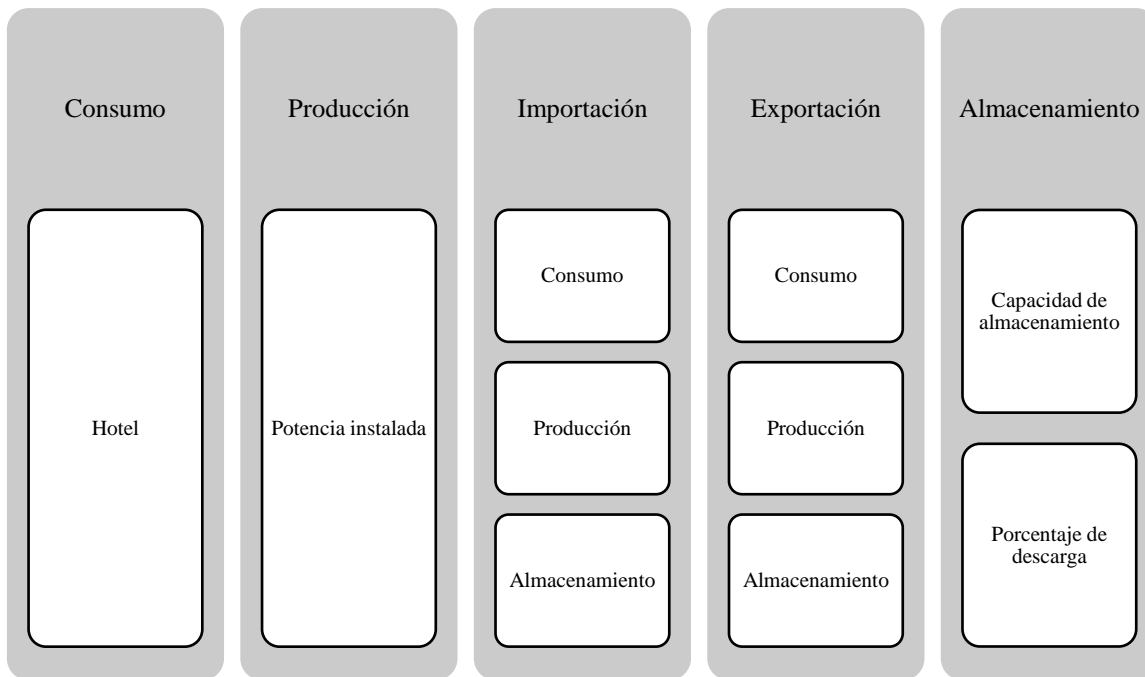


Figura 4.2 Dependencia energética de componentes del autoconsumo

Tal y como recoge el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, la diferencia entre adoptar el mecanismo de compensación simplificada o vender la energía excedentaria es principalmente de carácter económico. La única distinción energética es el límite en la potencia instalada si se quiere optar al mecanismo de compensación simplificada. Por debajo de los 100 kW, los flujos de importación y de exportación son los mismos en las dos modalidades estudiadas en este TFG. Para potencias instaladas superiores solo se puede optar por la modalidad no acogida a compensación. Por lo cual, **en el estudio energético no tiene sentido analizar diferencias entre modalidades.**

4.1.1 Consumo

Se conoce el consumo del hotel cada quince minutos durante el año 2018.

A pesar de no ser un dato conocido, observando el perfil de consumo se puede afirmar que **el hotel cierra durante los meses de enero y de diciembre**. Es notable que el consumo empieza a ser considerable desde el mes de febrero. Hay un leve descenso de consumo durante abril, mes a partir del cual el consumo crece hasta alcanzar su **máximo en agosto**. A partir de este mes el consumo decrece. Se podría sostener que en los meses cálidos el hotel aloja al grueso de sus huéspedes, típico en un **hotel de zona de sol y playa**.

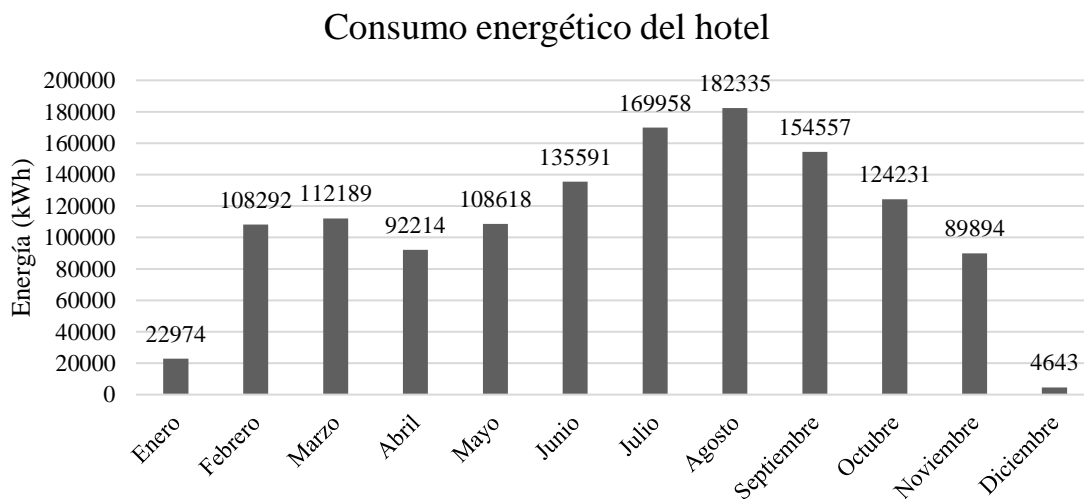


Figura 4.3 Consumo energético del hotel durante 2018

Si se desglosan los datos según el día de la semana se concluye que el día de la semana con menor consumo promedio horario es el lunes. El consumo crece hasta el miércoles, a partir del cual el consumo disminuye hasta el viernes. Es entonces cuando el consumo vuelve a crecer, alcanzando su máximo en domingo. A pesar de la variación de consumo, **la diferencia entre el día de mayor y menor consumo horario es nimia**, con apenas una diferencia de unos 5 kWh aproximadamente: el lunes se consume, de media, 146,34 kWh cada hora, mientras que el domingo el promedio de consumo en cada hora es de 151,02 kWh.

Consumo energético del hotel

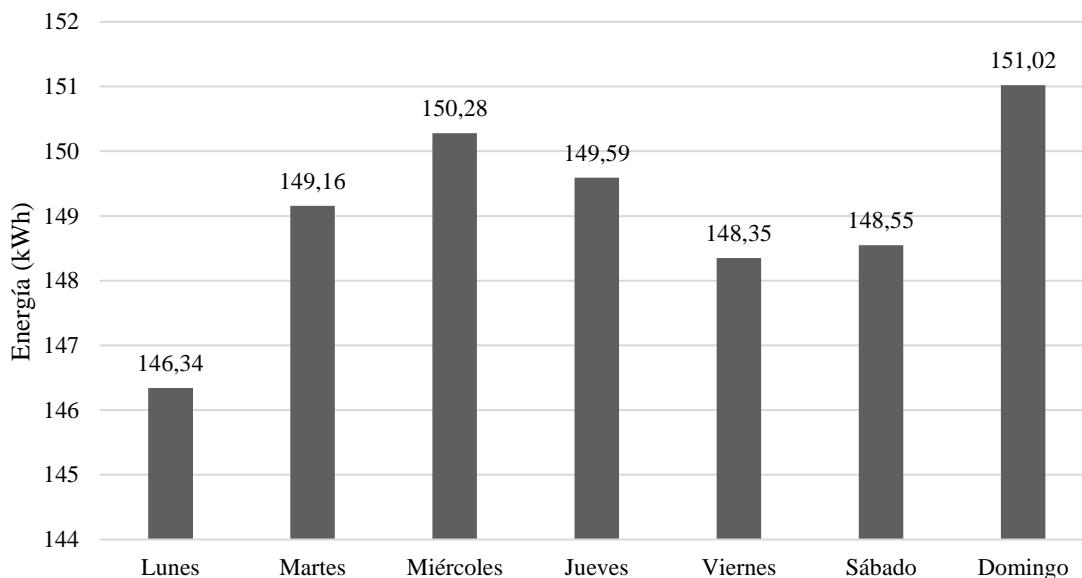


Figura 4.4 Promedio horario de consumo energético a lo largo de la semana

El consumo también se puede visualizar según la hora del día.

Consumo energético del hotel

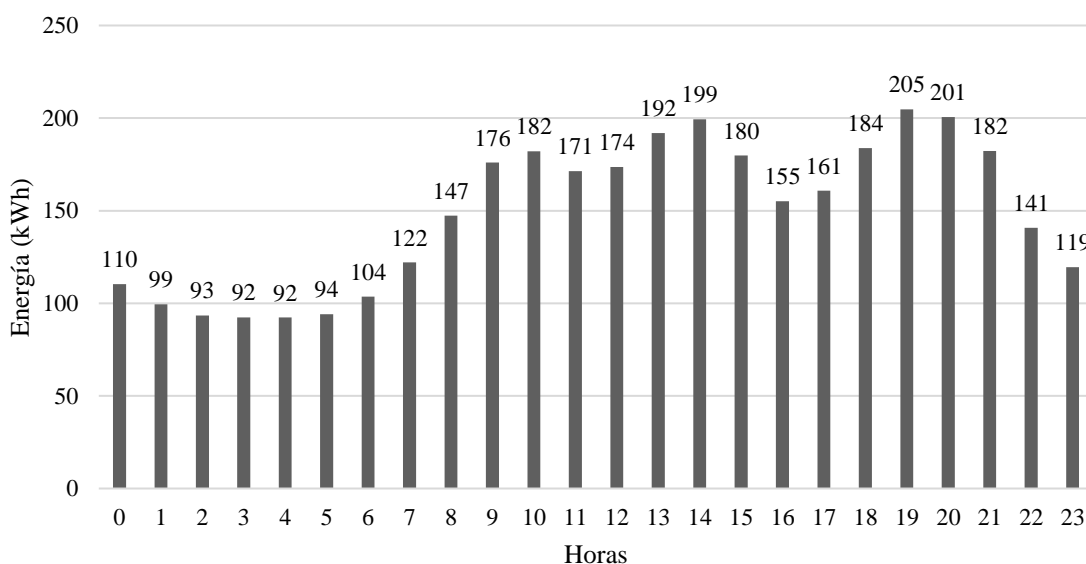


Figura 4.5 Promedio de consumo energético por hora a lo largo del año.

A lo largo de todo el año, durante las horas nocturnas el consumo es mínimo y crece de manera considerable a partir del amanecer. **Alcanza sus máximos a las 10:00, 14:00 y 19:00.**

Hubiera sido deseable conocer el perfil del consumo durante más años para poder obtener un promedio o conocer las previsiones de crecimiento del hotel. Al no disponer de dichos datos se ha supuesto que el

consumo del hotel es constante e idéntico al del año 2018 durante los 25 años de ciclo de vida de la instalación fotovoltaica. Esto implica que el consumo del hotel es de **1.305.496 kWh** cada año.

4.1.2 Producción

Para el cálculo de la producción de la instalación fotovoltaica se ha usado la herramienta *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) [19], creada por la Comisión Europea. Esta herramienta permite, entre otros fines, estimar la producción eléctrica generada por una instalación fotovoltaica en cualquier lugar de Europa (además de África y la mayoría de Asia y América) a lo largo de todo el año, para lo cual hay que acceder a https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html y seleccionar la pestaña *Datos horarios*.

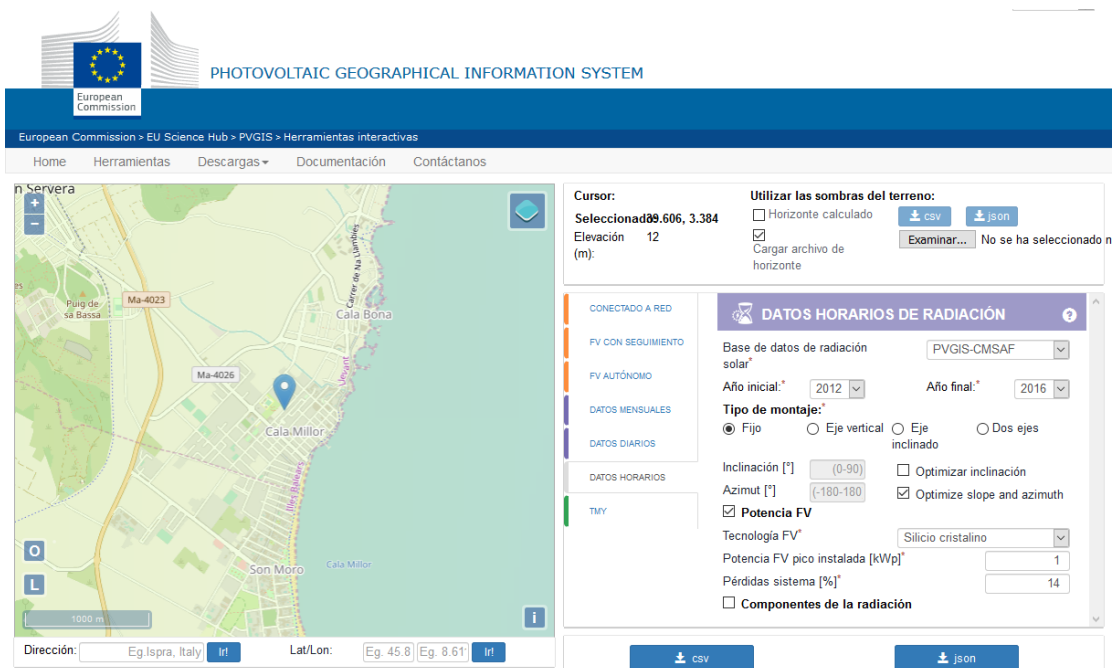


Figura 4.6 Pantalla de muestra de PVGIS [19]

Con el objetivo de averiguar la producción a lo largo de las 8760 horas que contiene un año, se debe insertar el nombre del emplazamiento (calle o ciudad) o las coordenadas de la localización en la que se pretende calcular la potencia producida. También se puede seleccionar manualmente el lugar en el mapa.

PVGIS es capaz de determinar el impacto que producen accidentes geográficos cercanos por sombreado como colinas o montañas en la radiación o en la producción fotovoltaica por defecto (*Horizonte calculado*). En el caso de que se conozcan otras estructuras que puedan sombrear la instalación (tales como edificios o árboles) pueden ser insertados manualmente (*Cargar archivo de horizonte*). Como se desconoce la localización exacta del hotel se opta por la opción predeterminada, *Horizonte calculado*.

La radiación solar se puede extraer de varias bases de datos. Estas difieren en las áreas que abarcan, los años de los que se dispone información y la resolución de los datos.

En el cálculo de la instalación planteada en este TFG se ha optado por la base PVGIS-CMSAF. Se han extraído los datos desde el año 2012 hasta el año 2016.

Se debe también indicar la existencia (o no) de seguidores solares. En el presente caso se ha desestimado esta opción y se ha considerado que **las placas solares permanecen fijas** (*Fijo*).

Se requiere asimismo de la inclinación de la superficie (*Slope*) y de la orientación de la superficie (*Azimuth*). Si **se pretende que la potencia obtenida sea máxima**, como ha sido calculada en este TFG, PVGIS es capaz de obtener la inclinación y orientación de superficie óptima a través de *Optimize slope and azimuth*.

Es necesario a su vez indicar el tipo de módulo fotovoltaico empleado. Según el módulo empleado varían las pérdidas debidas a la temperatura y los efectos de irradiancia. Se ha optado por suponer que los módulos son de **silicio cristalino**.

Como se persigue realizar un estudio que concluya los efectos de la potencia instalada en una instalación de autoconsumo, se han obtenido los perfiles de producción desde **1 a 500 kWp**. Para ello se han descargado los resultados para 1 kWp y el resto de ellos se han calculado al considerar que la producción varía de forma proporcional.

Por defecto, así como en los cálculos realizados, PVGIS impone unas **pérdidas en el sistema del 14%**. La *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), perteneciente al Departamento de Energía de los Estados Unidos, posee una herramienta similar a PVGIS denominada *PVWatts Calculator* [20]. En esta, también se propone unas pérdidas del 14%, las cuales están justificadas en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Pérdidas promedio en una instalación fotovoltaica según *PVWatts Calculator* [20]

Variable	Porcentaje de pérdidas
Pérdidas por suciedad	2%
Pérdidas por sombreado	3%
Pérdidas por diferencias de tensión	2%
Pérdidas a través de cableado	2%
Pérdidas por conexiones	0,5%
Pérdidas inducidas por luz	1,5%
Diferencia entre la potencia real y la mostrada en la placa del fabricante.	1%
Pérdidas por mantenimiento o interrupciones de red	3%

Una vez indicados todos los datos requeridos se pueden descargar las mediciones obtenidas de manera horaria a través de una hoja de cálculo. Además de la potencia fotovoltaica, que es la magnitud que interesa para el propósito del TFG, se muestran otras como la temperatura ambiente, la velocidad del viento o la irradiancia.

Es necesario advertir que los datos se refieren al Tiempo Universal Coordinado (UTC). Como la instalación se pretende diseñar en las Islas Baleares, es necesario sumar una hora más a las horas que pertenezcan al horario de invierno y dos horas más a las del horario de verano, debido al sistema de cambio de hora.

Con el objetivo de obtener un año típico se ha calculado el **promedio de los cinco años disponibles**. Los datos difieren según los años por los fenómenos meteorológicos sucedidos.

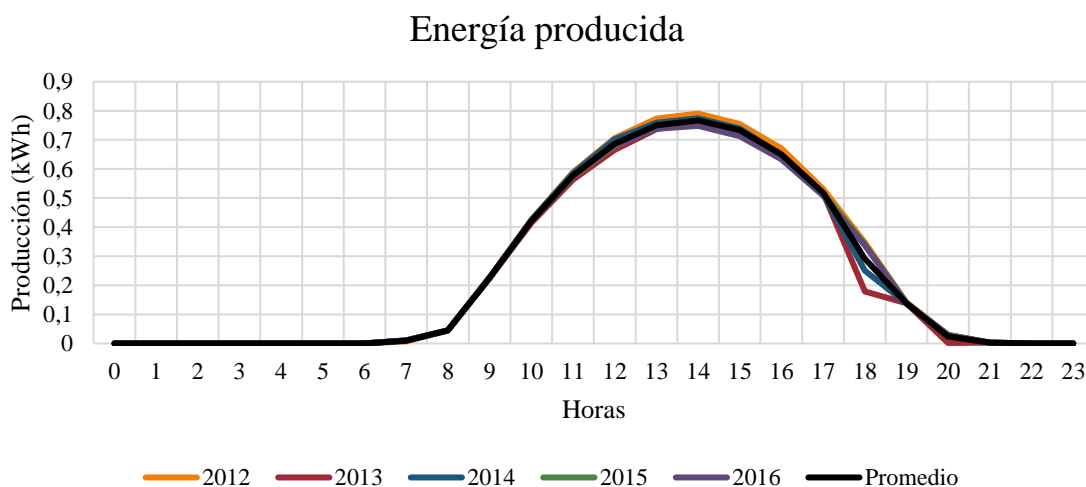


Figura 4.7 Energía producida, desde 2012 hasta 2016, en una instalación de 1 kWp en Cala Millor el 21 de junio [19].

Para este año promedio, **la producción se acentúa en los meses más cálidos**, ya que la irradiación es mayor.

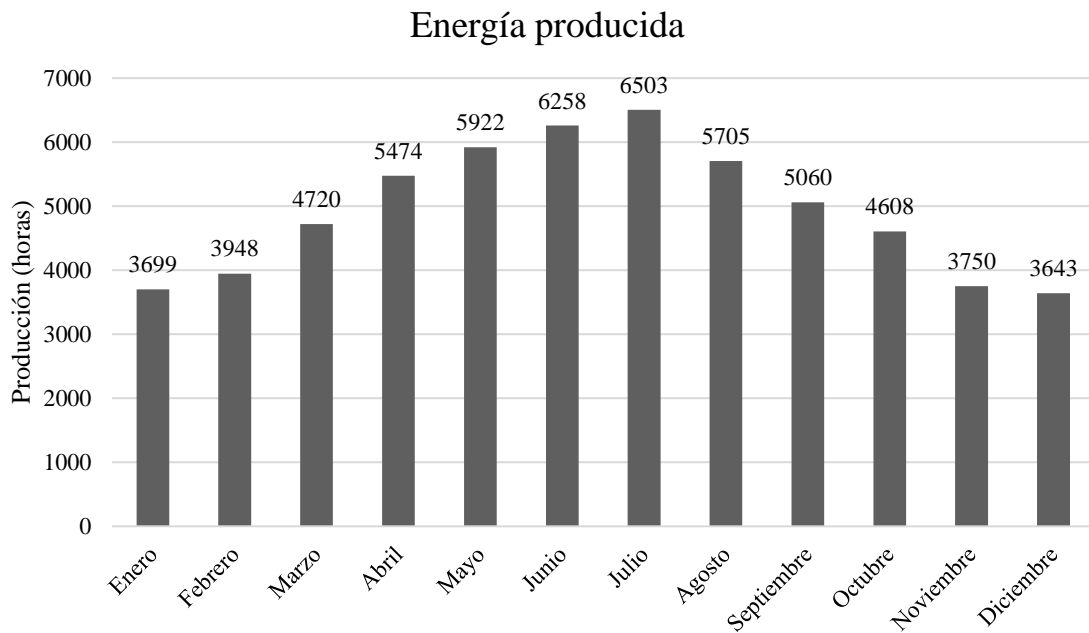


Figura 4.8 Horas de producción desglosadas por mes en un año promedio para una instalación de 1 kWp en Cala Millor [19].

El **perfil de horas** en el que se produce energía **varía a lo largo del año**. En los meses fríos, al ser los días más cortos, se produce energía durante menos horas que en los meses más cálidos. Además, durante los meses de invierno la producción es menor.

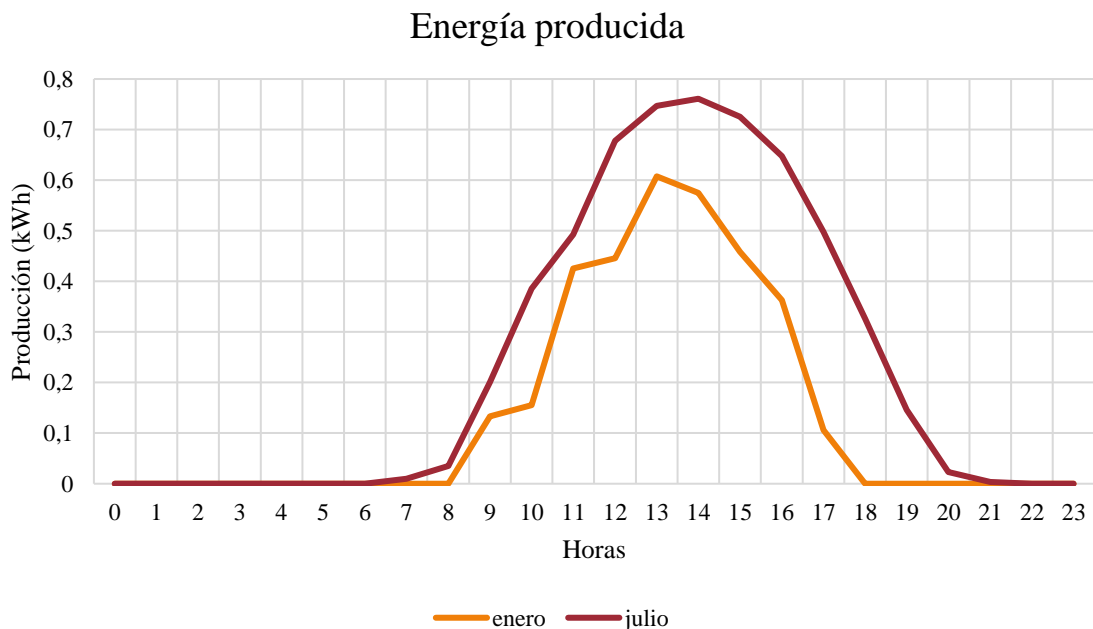


Figura 4.9 Comparación de energía producida entre un día de verano y otro de invierno en un año promedio para una instalación de 1 kWp en Cala Millor [19].

Una vez obtenida la potencia producida en el año promedio se debe tener en cuenta la degradación de las placas fotovoltaicas debido al transcurso del tiempo. Se ha supuesto que **en 25 años las placas fotovoltaicas producen el 80% de lo producido en el primer año de la instalación y que estas pérdidas varían linealmente a lo largo del tiempo** [21].

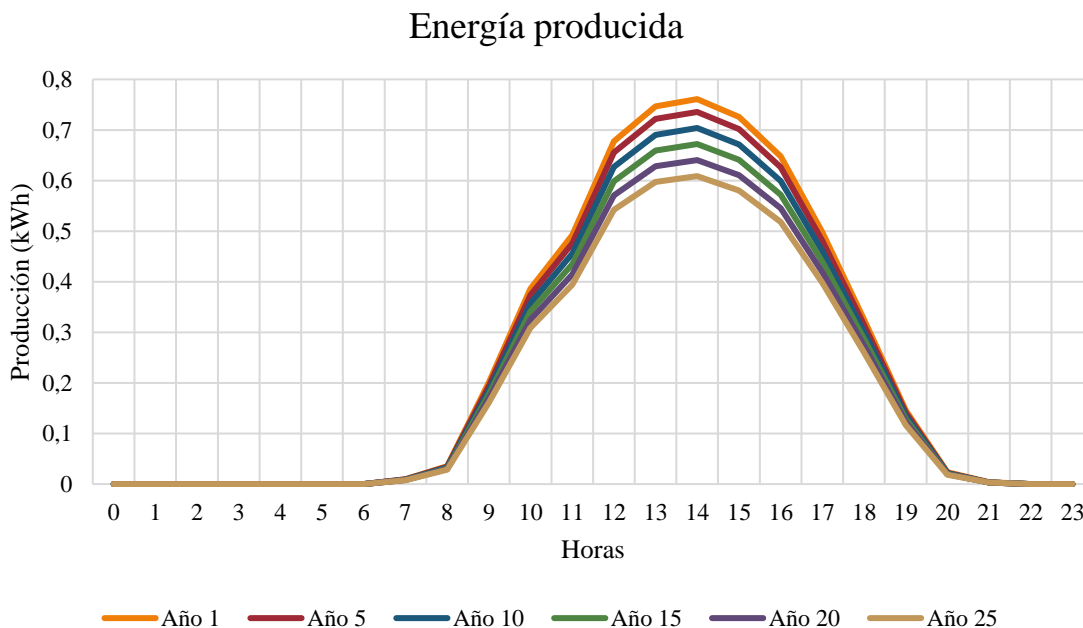


Figura 4.10 Disminución de la energía producida en una instalación de 1 kWp en Cala Millor un 1 de julio durante un año promedio a lo largo del ciclo de vida [19], [21]

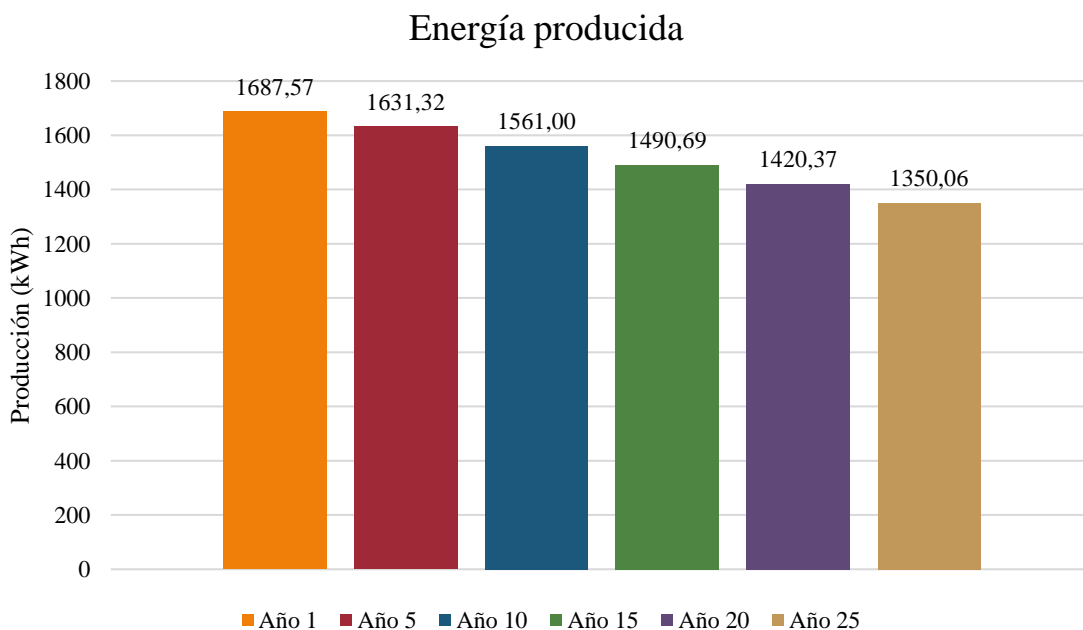


Figura 4.11 Disminución anual de la energía producida por una instalación de 1 kWp en Cala Millor a lo largo del ciclo de vida [19], [21]

4.1.3 Almacenamiento

Debido a la gran amalgama de tecnologías de batería existentes en el mercado, en este TFG se ha optado por seleccionar un solo producto para poder facilitar el análisis. Este modelo de baterías, denominado *SunDepot* y fabricado por *BAE Batterien*, se caracteriza por una vida útil muy larga y un mantenimiento reducido. Además, es posible considerar un amplio rango de almacenamiento.

Para el cálculo del número de baterías necesarias se ha tenido en cuenta el número de ciclos que se soporta por batería según el grado de descarga.

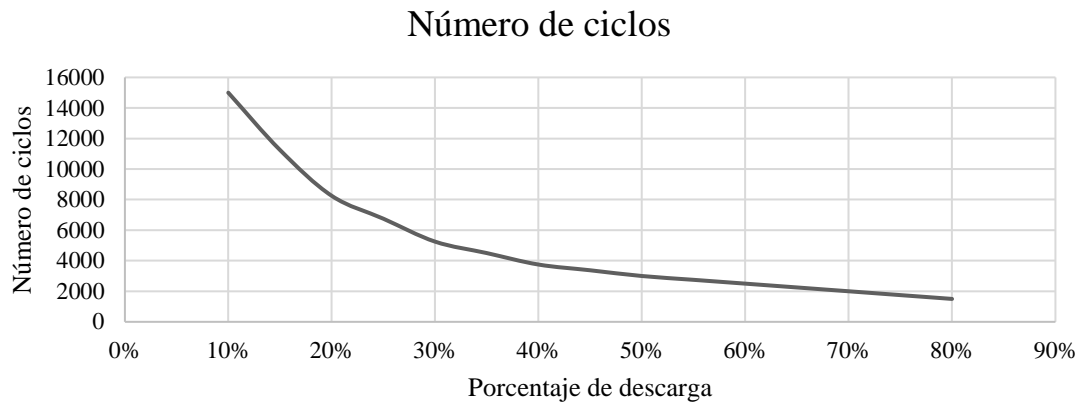


Figura 4.12 Número de ciclos respecto al porcentaje de descarga para el modelo de baterías seleccionado [22]

Este porcentaje de descarga ha sido limitado **entre un mínimo del 10% hasta un máximo del 80% del almacenamiento disponible.**

4.1.4 Importación y exportación

La importación y la exportación dependen, como ya se ha comentado, de la **producción** de energía de la instalación de autoconsumo, del **almacenamiento** y del **consumo**.

4.2 Algoritmos empleados

En el estudio energético se han empleado algoritmos que relacionan todos los componentes mencionados según se disponga de almacenamiento o no. En estos algoritmos la energía requerida para el consumo prioriza la producida por los módulos fotovoltaicos, posteriormente la proveniente de baterías y finalmente la importada de la red. Estos **algoritmos** permiten **conocer el flujo energético de la instalación en cada una de las horas** del año.

4.2.1 Sin almacenamiento

En el caso de que no haya almacenamiento, si el consumo es mayor que la producción, no se puede suplir toda la energía necesaria a través de la producción y es necesario importar energía de la red. En el caso contrario, se produce energía excedentaria, la cual se inyecta a la red.

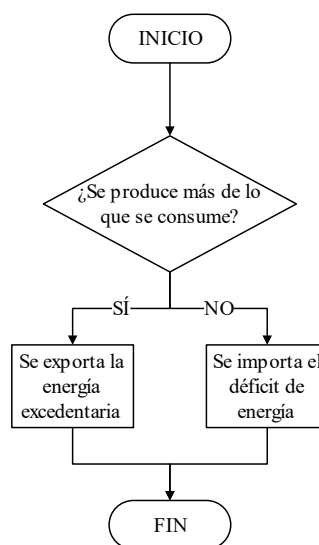


Figura 4.13 Diagrama de flujo sin almacenamiento

Energía en la instalación

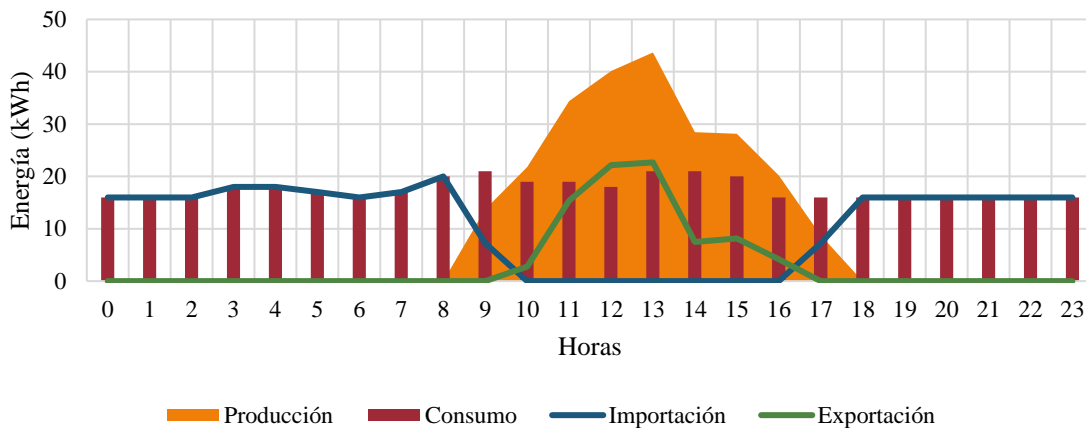


Figura 4.14 Comportamiento energético de la instalación sin almacenamiento con 100 kWp de módulos fotovoltaicos el 15 de enero.

4.2.2 Con almacenamiento

Si se considera almacenamiento y la producción es mayor que el consumo, se debe tener en cuenta si la batería es capaz de almacenar en su totalidad la diferencia energética entre producción y consumo. Es decir, si la suma de la energía disponible en la batería y la diferencia entre producción y consumo sea inferior o igual al almacenamiento máximo de la batería. En el caso de que así sea, la diferencia se almacena en su totalidad en la batería. Si no es posible, primero se almacena la energía en la batería hasta alcanzar su máximo (y, por tanto, en el caso de que ya esté en este no se puede almacenar energía en la batería) y posteriormente se exporta el resto de energía a la red de transporte y distribución.

Si la producción es inferior al consumo, se analiza si la batería es capaz de suministrar toda la diferencia entre consumo y producción. Si es posible, se descarga la batería en esa proporción. En el caso de que no sea posible, se descarga la batería hasta su mínimo (por lo que si la batería está en dicho punto no se hace uso de esta) y el resto de energía necesaria se importa de la red.

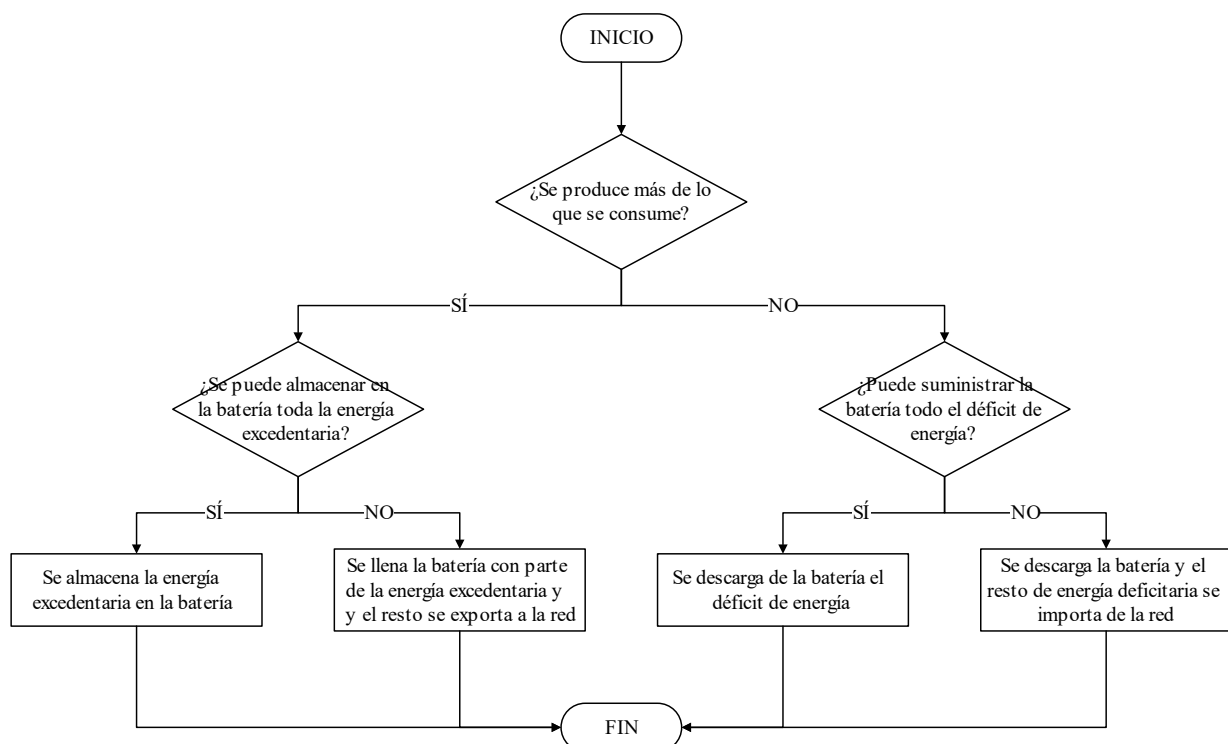


Figura 4.15 Diagrama de flujo con almacenamiento

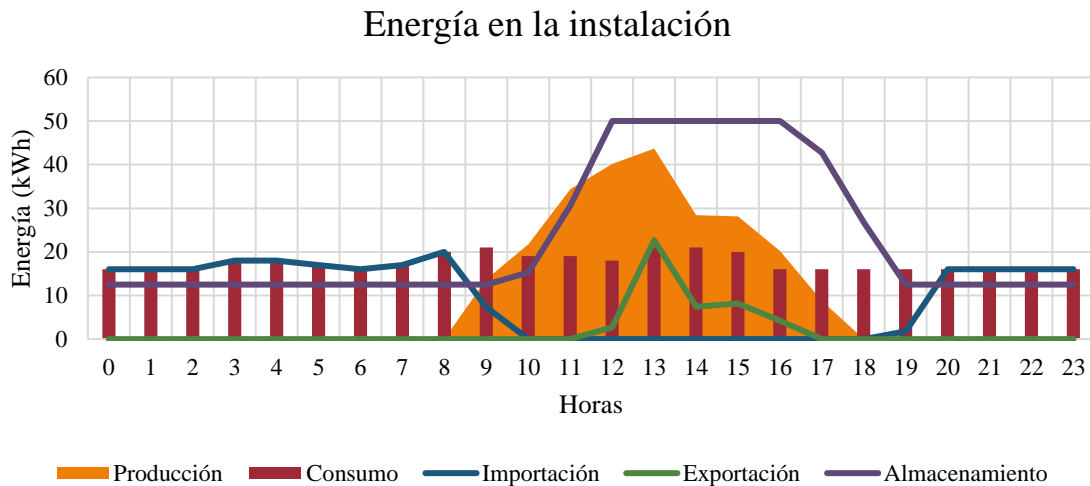


Figura 4.16 Comportamiento energético de la instalación con almacenamiento, 100 kWp de módulos fotovoltaicos y una batería de 50 kWh el 15 de enero.

4.3 Estudio energético sin instalación de autoconsumo

Sin la instalación de autoconsumo la producción es nula, por lo que tampoco se puede exportar energía. Al no disponer de ningún tipo de sistema de almacenamiento, la carga y descarga también lo son. Por tanto, el consumo es provisto a partir de la red y la dependencia de ésta es total.

4.4 Estudio energético sin almacenamiento

Al no disponer de sistemas de almacenamiento, el consumo solo puede ser suministrado por los módulos fotovoltaicos o a través de la red. En los casos en los que la producción sea mayor que el consumo se exporta energía a la red. En caso contrario, se importa la energía que no sea capaz de suministrar las placas fotovoltaicas.

La dependencia de la red depende por tanto de la producción, que varía según el número de kWp instalados.

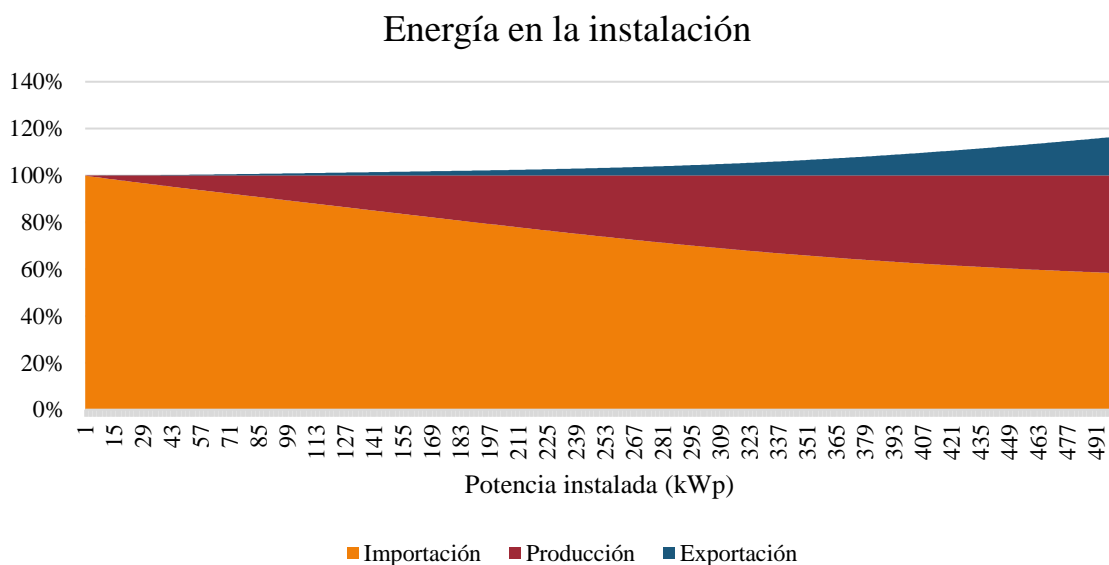


Figura 4.17 Variación de la fracción de importación, producción y exportación de energía en la instalación estudiada sin almacenamiento

Como la producción se va mermando cada año, el estudio se ha realizado con los valores promedio de los 25 años del ciclo de vida de la instalación de autoconsumo. También ha de tenerse en cuenta que tanto la energía de producción como la de exportación provienen de los módulos fotovoltaicos.

En la figura anterior se compara la fracción de energía proveniente de importación y la proveniente de producción, las cuales suplen las necesidades energéticas del consumo. Por ello, la suma de estas fracciones siempre es del 100%. Se observa que a partir del primer kWp instalado se reduce la importación de energía, lo que se traduce en una disminución de la dependencia de la red eléctrica. A partir de los 6 kWp se inicia la exportación de energía. A pesar de que, a medida que la potencia instalada aumenta se reduzca la importación de energía, nunca se consigue que sea nula, alcanzando un mínimo del 58% cuando se tiene una planta de 500 kWp. La justificación a este efecto se puede obtener a partir de la comparación entre el perfil de consumo y de producción: hay un **consumo considerable en las horas nocturnas**, que deberá estar garantizado a través de la red.

En un día promedio, el consumo alcanza sus máximos a las 10:00, a las 14:00 y a las 19:00. Como la producción a lo largo del año se inicia a las 7:00 y termina a las 21:00, con un máximo de producción a las 13:00, la energía consumida en los máximos de las 10:00 y de las 19:00 tienen una fuerte dependencia de la red o de algún sistema de almacenamiento, si este se incorporase a la instalación de autoconsumo, porque en dichas horas la producción fotovoltaica es inferior al de la media. Sin embargo, **los consumos cercanos al máximo de las 14:00 pueden verse en gran medida soportados de manera autónoma** por la instalación de autoconsumo.

Comparación entre producción y consumo

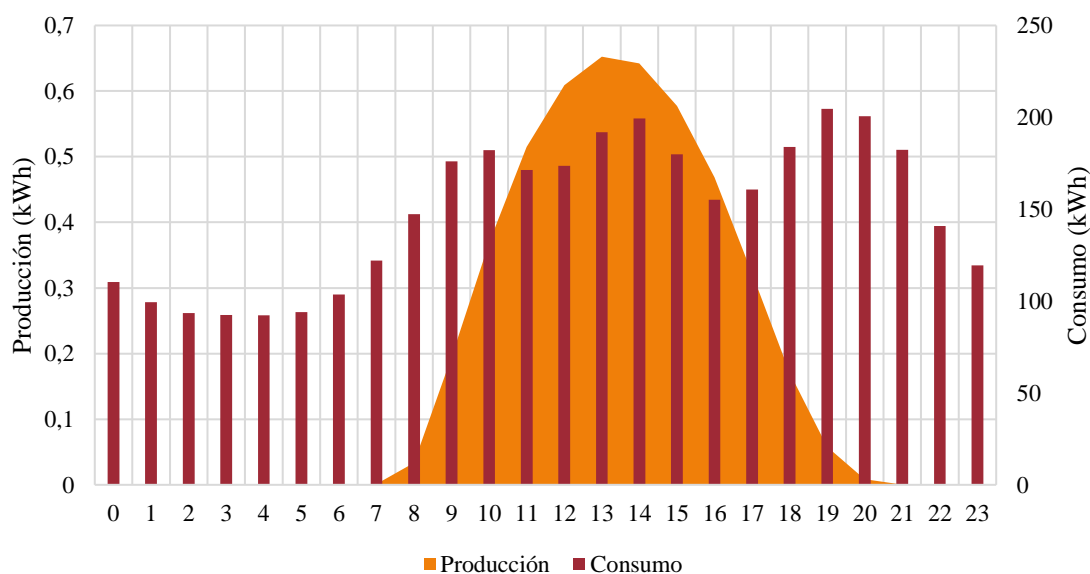


Figura 4.18 Energía total de consumo y de producción en un año, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp

Si sólo se tiene en cuenta un día típico de invierno, como podría ser el 15 de febrero, se observa que los máximos de energía consumida se establecen en torno a las 9:00 y a las 19:00, horas en las cuales no se produce energía (o en bajas proporciones), por lo que sigue existiendo la fuerte dependencia en estas horas de la red eléctrica. Otro máximo percibido en el consumo es a las 13:00. A las 14:00 se consigue el máximo de energía producida, por lo que la energía consumida en estas horas centrales de día tiene su origen mayoritariamente en la energía producida por el sistema fotovoltaico.

Comparación entre producción y consumo

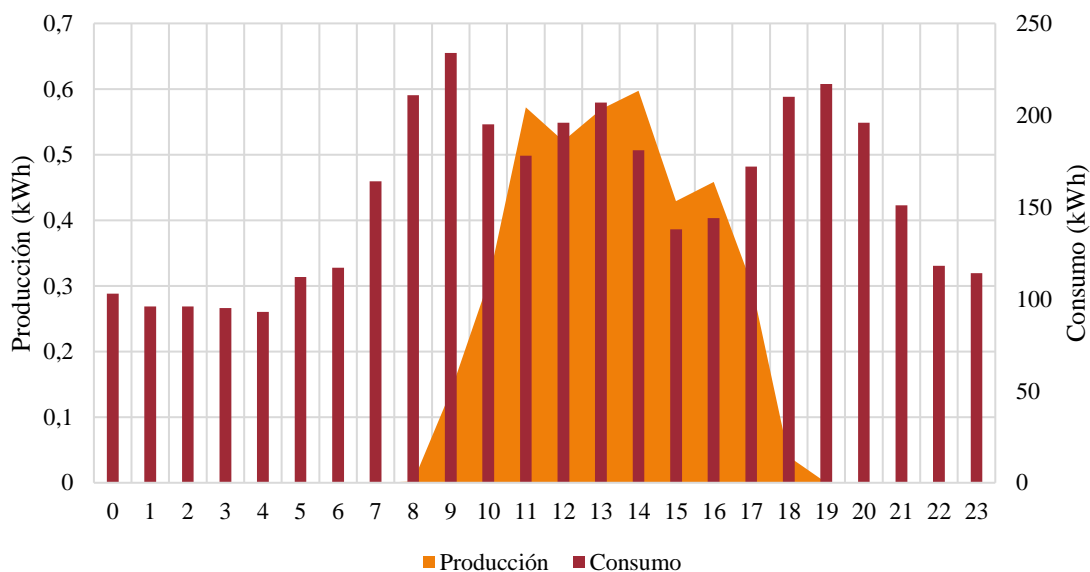


Figura 4.19 Energía de consumo y de producción el 15 de febrero, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp

En un día típico de verano, como el 15 de julio, el consumo aumenta respecto al invierno, pero también lo hace la producción. El consumo es notable desde las 9:00 hasta las 21:00. La producción alcanza su máximo a las 14:00. Esto quiere decir que a medida que se vaya alcanzando el mediodía, el consumo puede irse suministrándose, cada vez en mayor medida, a través del sistema de autoconsumo. Una vez que se alcance el máximo de producción a las 14:00, la energía que se va a tener que importar de la red crece.

Comparación entre producción y consumo

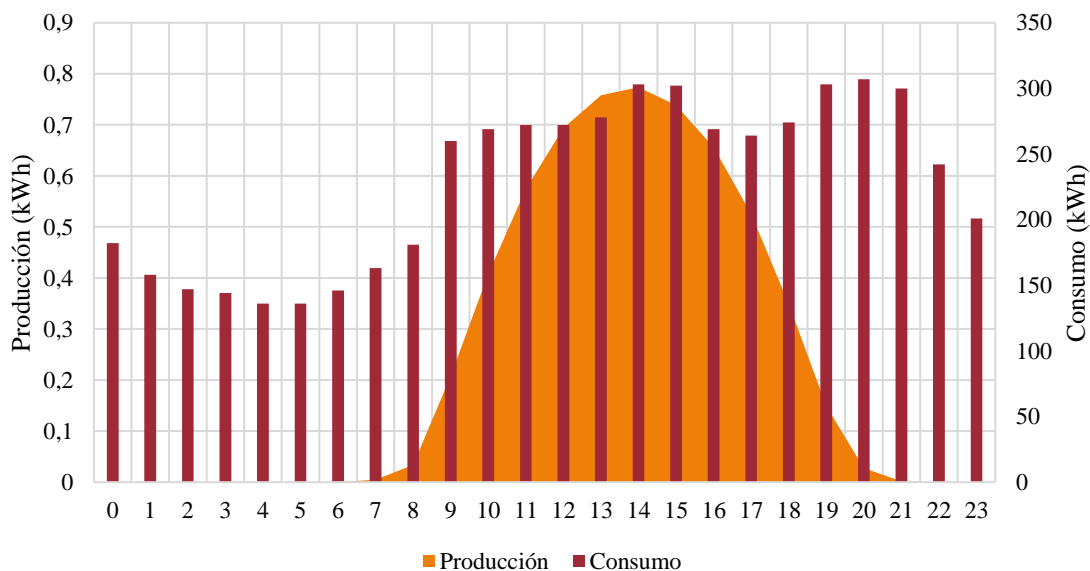


Figura 4.20 Energía de consumo y de producción el 15 de julio, según horas, en un hotel de Cala Millor que dispone de una instalación fotovoltaica de 1 kWp

En conclusión: a pesar de que el rango de potencia instalada es amplio, **el alto consumo en horas en los que no se produce energía implica depender de la red**. La exportación de energía se produce a las horas en los que se pueda producir energía a partir de los módulos fotovoltaicos y ésta no sea consumida por el hotel.

4.5 Estudio energético con almacenamiento

Hasta ahora se ha considerado que, en aquellas horas en las que no se pueda producir energía a partir de las placas fotovoltaicas, el consumo ha de ser garantizado a partir de la red. Sin embargo, también es posible incluir **sistemas de almacenamiento**. En este apartado se ha estudiado cómo afecta la inclusión de estas últimas en la dependencia de la red de la instalación.

La energía de consumo va a ser provista, en primer lugar, de la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos. En el caso de que aún se requiera más energía, la energía se toma descargando los sistemas de almacenamiento. Si el consumo no ha sido aún satisfecho, se importa energía de la red. En el caso de que la producción exceda al consumo, se prioriza la carga de los sistemas de almacenamiento para poder recurrir a ella en caso de déficit energético. Si la batería alcanza su máximo de almacenamiento, la energía sobrante será exportada a la red de transporte y distribución.

En este estudio la disminución de la importación depende de la potencia instalada, de la capacidad de almacenamiento y del porcentaje de descarga. Por lo cual se ha analizado la inclusión de una batería de 200 kWh con un porcentaje de descarga del 40% (para poder observar la influencia de ésta respecto al estudio del apartado anterior) y también se ha estudiado una batería de 200 kWh con un porcentaje de descarga del 80% (para poder observar el efecto del porcentaje de descarga).

Si se incluye una batería de 200 kWh con un porcentaje de descarga del 40%, las fracciones de energía evolucionan como se muestra en la siguiente figura.

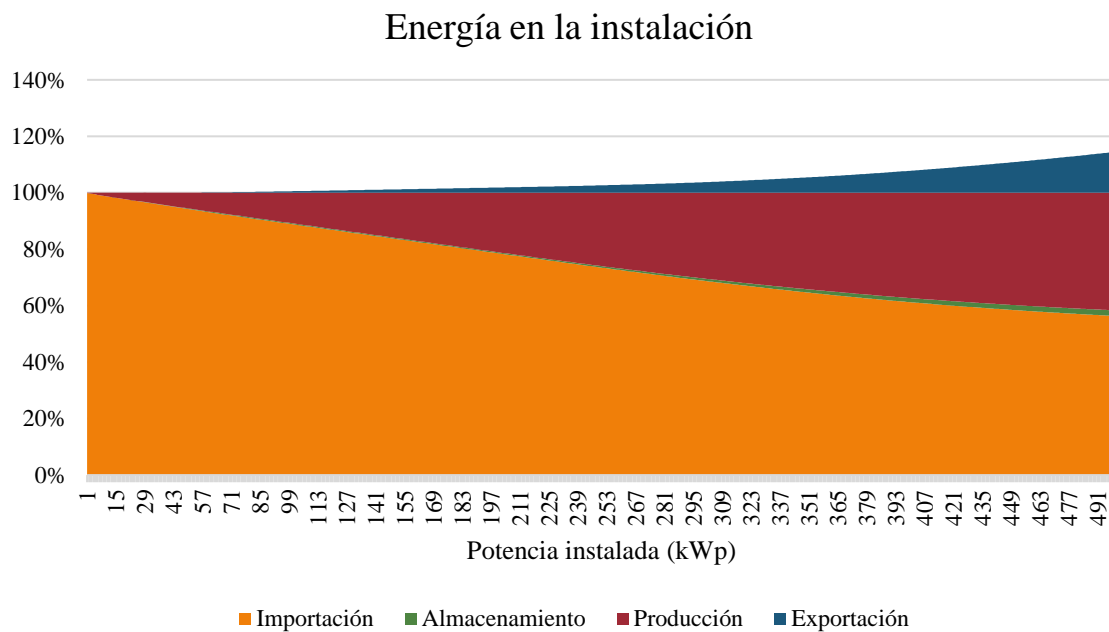


Figura 4.21 Variación de la fracción de importación, producción, exportación y almacenamiento de energía en la instalación estudiada con almacenamiento

La fracción que corresponde al almacenamiento es prácticamente ínfima, pues solo se considera una batería de 200 kWh, la cual se va sustituyendo a medida que alcanza los ciclos máximos para los que está diseñada por una batería nueva de mismo almacenamiento. Aun así, se puede confirmar que el almacenamiento ayuda a reducir la dependencia de la red, como se puede dilucidar en la siguiente figura, así como a minimizar la exportación de energía, lo cual es observable en la Figura 4.23.

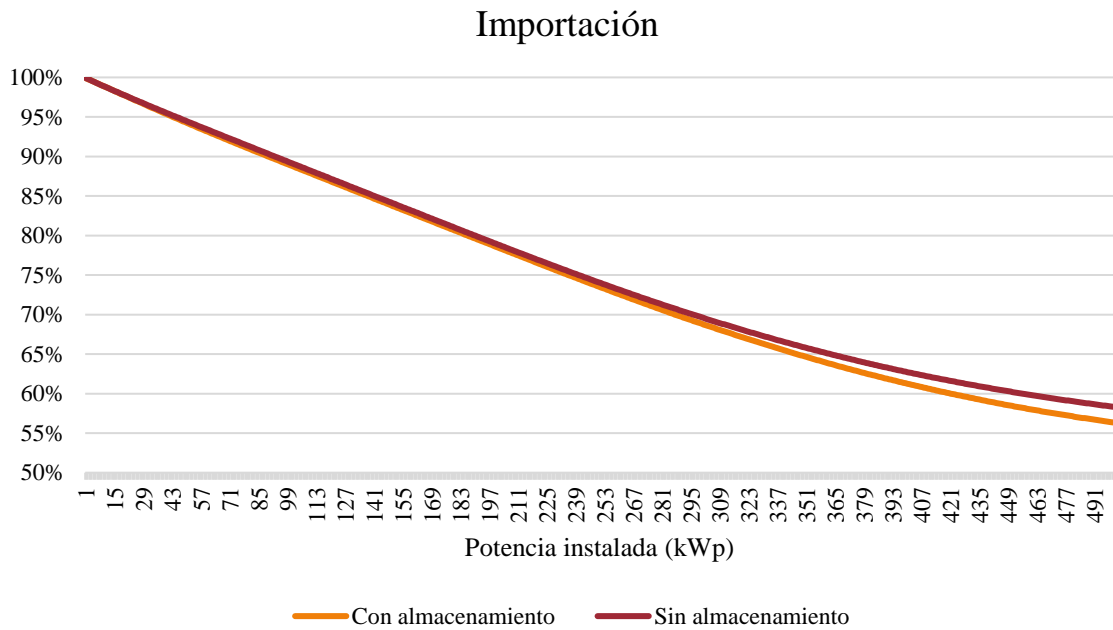


Figura 4.22 Reducción de la importación de energía al incorporar a la instalación una batería de 200 kWh con un porcentaje de descarga del 40%

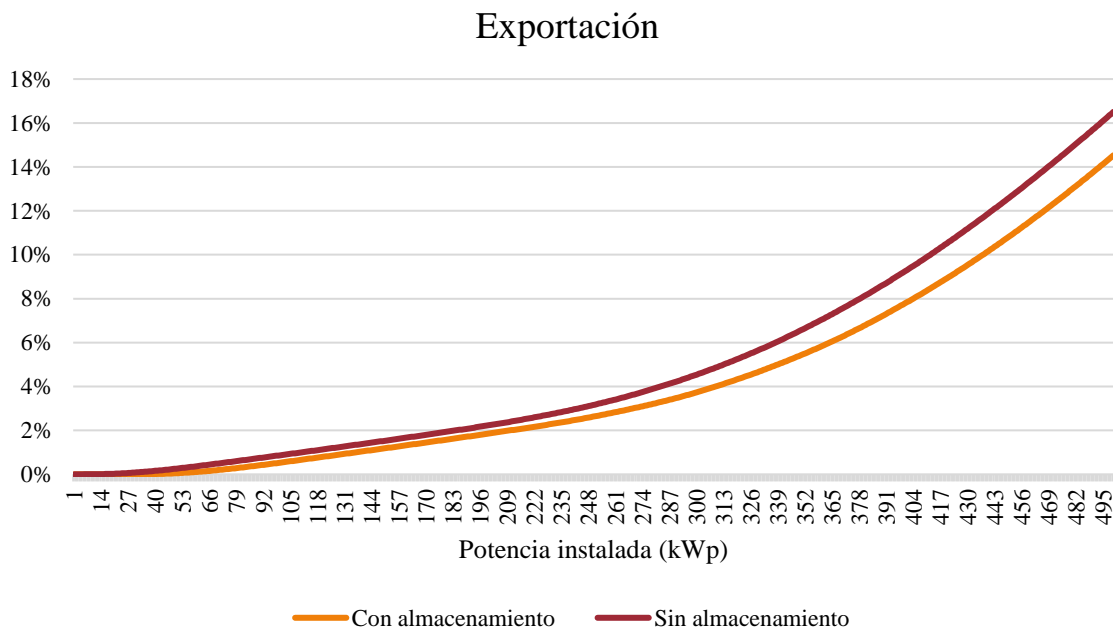


Figura 4.23 Reducción de la exportación de energía al incorporar a la instalación una batería de 200 kWh y un porcentaje de descarga del 40%

Otro factor para tener en cuenta si se incorpora una batería es el porcentaje de descarga que se le asigna a la batería. Por ello se ha repetido el estudio con una batería de la misma capacidad, 200 kWh, pero con un porcentaje de descarga del doble, 80%.

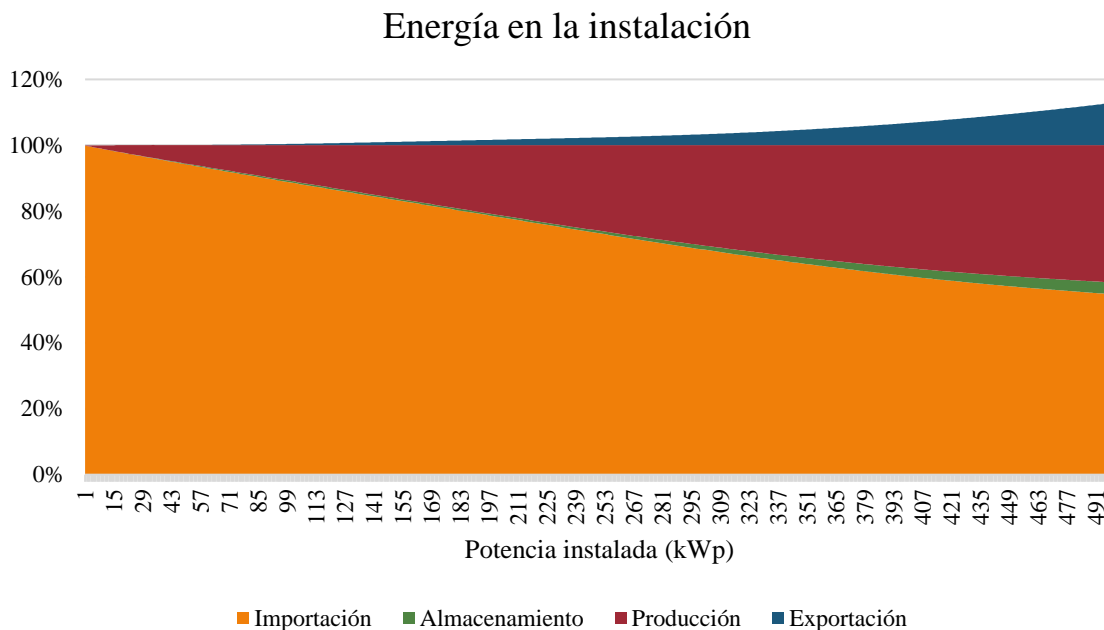


Figura 4.24 Variación de la fracción de importación, producción, exportación y almacenamiento de energía en la instalación estudiada con almacenamiento de 200 kWh con un 80% de descarga

La importación de energía se reduce al aumentar el porcentaje de descarga, aunque el almacenamiento sigue siendo una fracción muy reducida en la instalación. Del mismo modo ocurre con la exportación de energía.

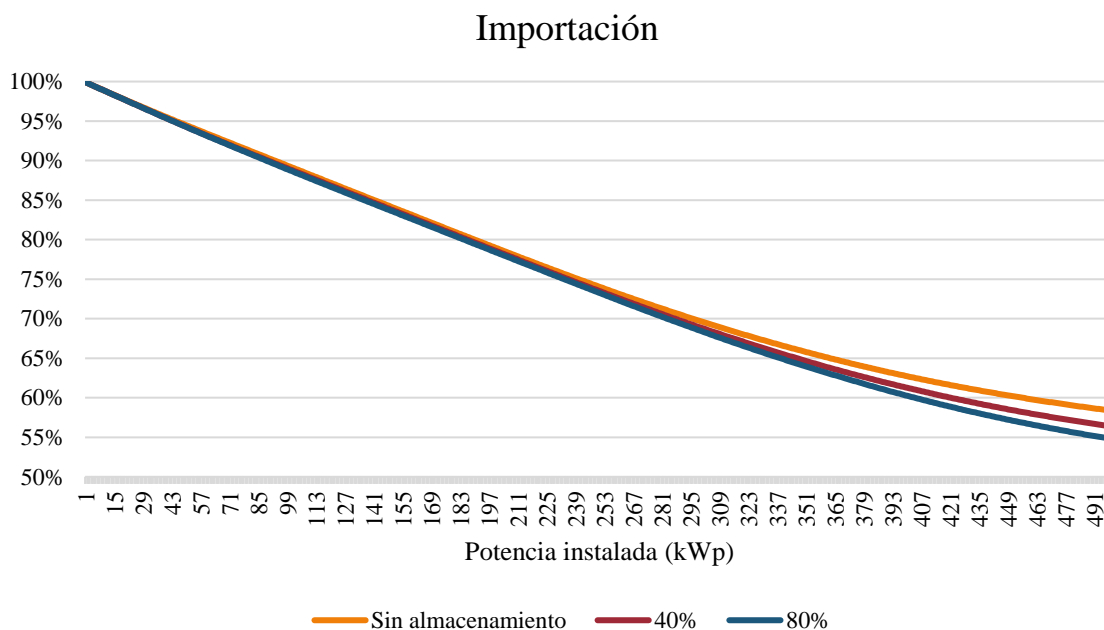


Figura 4.25 Comparación de la importación de energía sin almacenamiento respecto a la importación con batería de 200 kWh con distinto porcentaje de carga

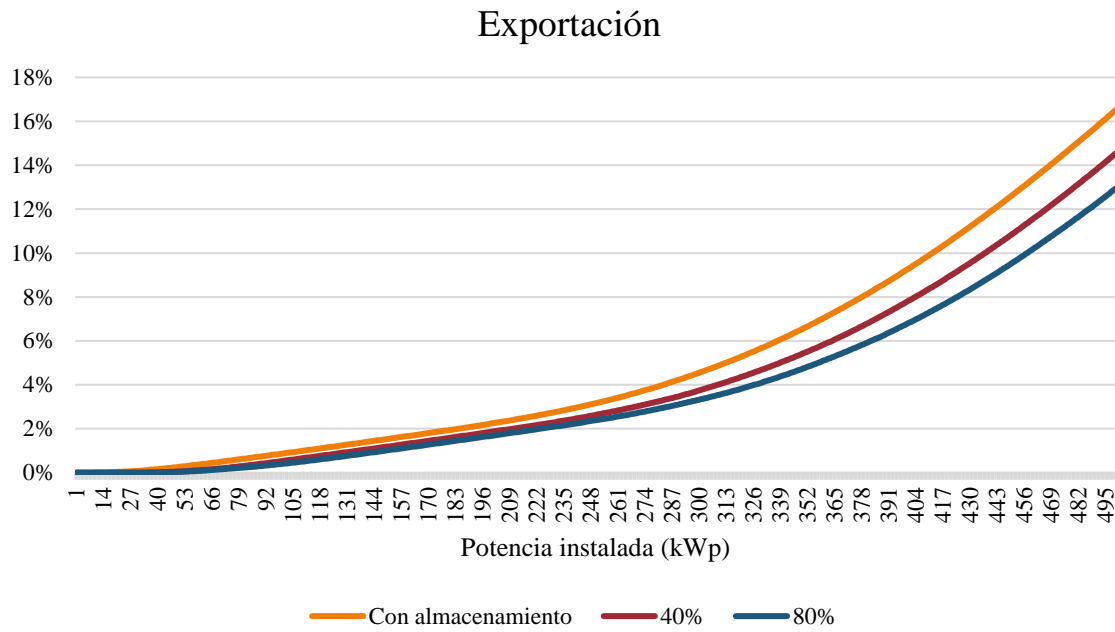


Figura 4.26 Comparación de la exportación de energía sin almacenamiento respecto a la importación con batería de 200 kWh con distinto porcentaje de carga

Por todo lo anterior, se puede concluir que **la inclusión de baterías consigue reducir la importación y exportación de energía**, permitiendo una mayor independencia de la red. Para que esta sea total, el número de baterías que se ha de considerar es considerable.

5 ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo se revelan los efectos en la rentabilidad que provoca la elección de la modalidad de autoconsumo, la inclusión de sistemas de almacenamiento y la potencia de la instalación de autoconsumo.

Para ello, una vez determinado cómo varían los flujos energéticos, se han cuantificado los costes económicos de los componentes de la instalación y se ha realizado el estudio con consumos ficticios, con los que se facilita la deducción de conclusiones. Para obtener más información acerca de éstas, consúltese el anexo.

Las variables con las que se ha estudiado la rentabilidad, tanto en este capítulo como en el siguiente, han sido el periodo de recuperación descontado, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

5.1 Componentes del estudio

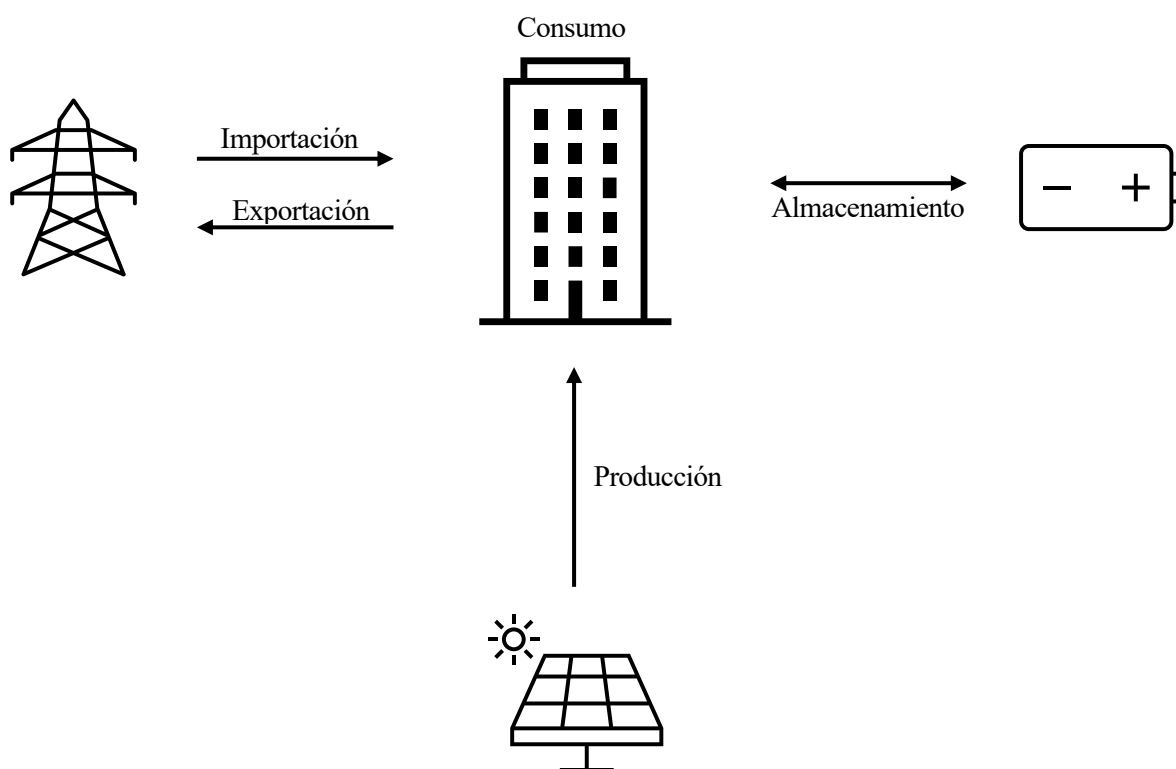


Figura 5.1 Componentes y flujos en una instalación de autoconsumo fotovoltaico.

El **objetivo** del estudio económico es analizar el **impacto de la elección de la modalidad de autoconsumo, la potencia de la planta fotovoltaica y la inclusión de almacenamiento en el ahorro** en la factura eléctrica.

El coste económico del **consumo** de la instalación varía según la procedencia de la energía, la cual puede provenir de los módulos fotovoltaicos, de los sistemas de almacenamiento y de la red. Por ello es necesario realizar un estudio energético, el cual fue realizado en el capítulo anterior. La **energía producida** es proporcional a la potencia de los módulos fotovoltaicos. A medida que la instalación aumente, se requiere de una mayor inversión inicial, pero se consigue disminuir la importación de energía. La **energía de almacenamiento** depende de las baterías empleadas. Su coste es proporcional a la capacidad de almacenamiento y al porcentaje de descarga. Con mayores capacidades de almacenamiento se requiere mayor inversión inicial. Asimismo, con mayores porcentajes de descarga se ha de tener en cuenta que la renovación de las baterías es mayor. El almacenamiento también consigue reducir la **importación** de energía. Ésta tiene asociada ciertos costes según la tarifa contratada, que en este caso es la tarifa 3.1. El último factor, la **energía exportada**, se ha de cuantificar económicamente según la modalidad por la que se opte.

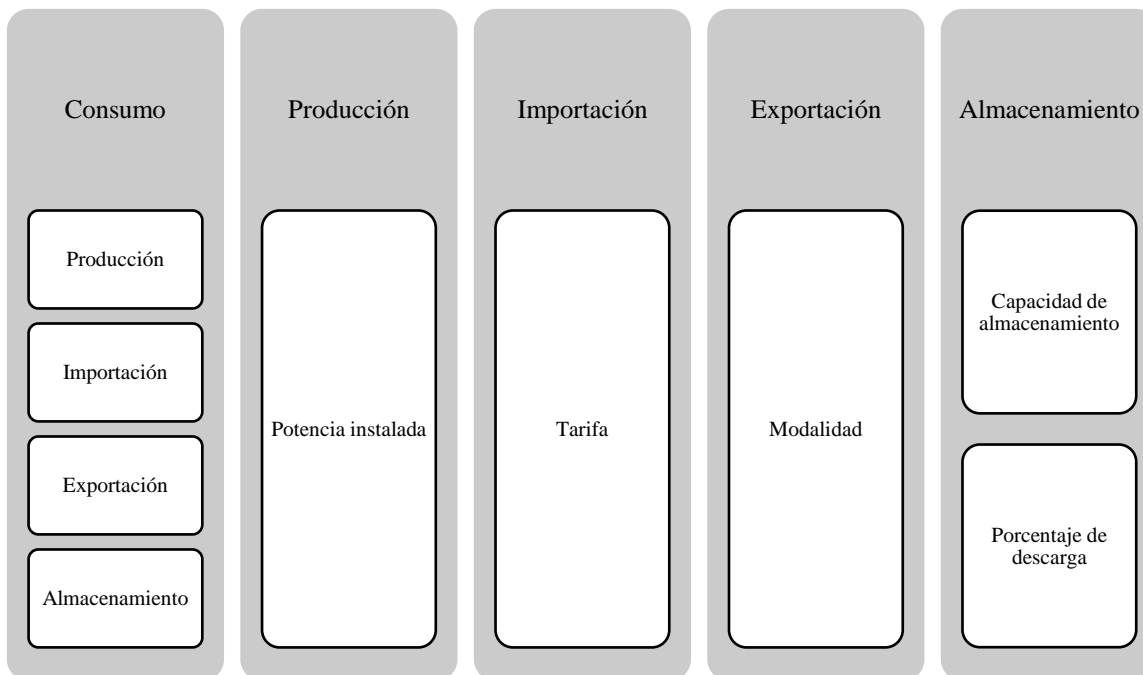


Figura 5.2 Dependencia económica de los factores a considerar en el autoconsumo

5.1.1 Producción

Al tener como objetivo el análisis de una hipotética instalación y no su diseño, **no se puede obtener un presupuesto cerrado** y justificado, sino que se ha tenido en cuenta los costes promedios del mercado.

Para la implementación de una instalación fotovoltaica se requiere considerar múltiples costes, que se pueden agrupar en costes directos, indirectos y aquellos generados durante la obra necesaria.

Respecto a los **costes directos**, estos agrupan el coste de los módulos fotovoltaicos, los inversores, el montaje, la conexión a la red eléctrica, cableado, costes de seguridad y costes de supervisión y control.

Dentro de los **costes indirectos** se encuentran el margen de beneficio de la empresa instaladora, gastos de financiación, costes derivados del diseño del sistema, costes de permiso, la aplicación de incentivos o el coste de adquisición de nuevos clientes. Todos estos costes son generados por la empresa instaladora y repercutidos a sus clientes.

Los **costes generados** durante la obra son los costes de la instalación mecánica, de la instalación eléctrica y de inspecciones.

Se ha consultado a diversos profesionales acerca del coste actual del mercado fotovoltaico y se ha concluido que hoy en día ronda en España desde los 1300 a 1400 €/kWp, por lo que en este TFG se ha considerado que **por cada kWp añadido a la instalación su coste aumenta 1400 €, despreciando conceptos de economía de escala.**

Estos costes entran dentro del rango actual en el que se encuentra el mercado fotovoltaico en los países del G20. Si se tiene en cuenta que durante 2018, un dólar estadounidense equivalía a 0,8476 € de promedio [23], los costes varían desde los 671,74 €/kWp en India hasta los 2056,804 €/kWp en Canadá [24].

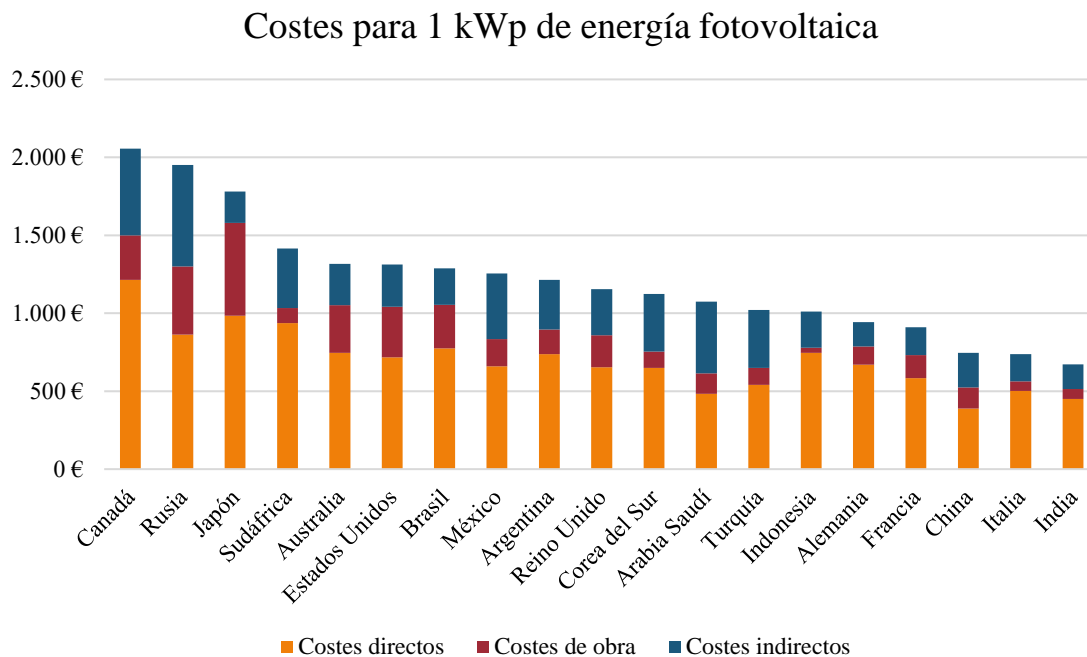


Figura 5.3 Costes directos, de obra e indirectos para 1 kWp de energía fotovoltaica en los diferentes países del G20 en 2018 [24]

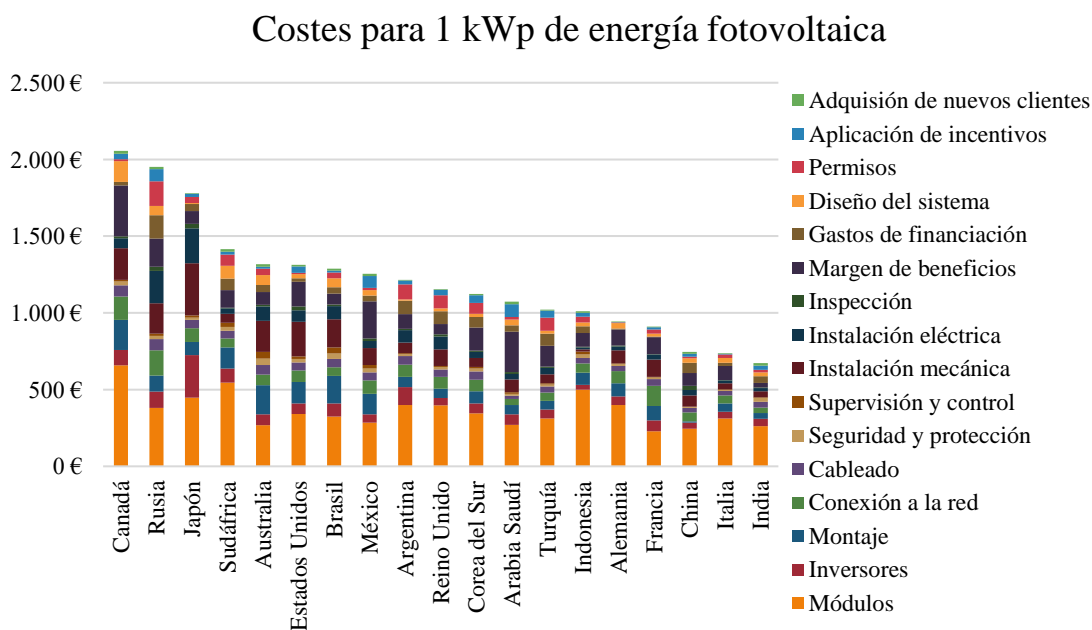


Figura 5.4 Costes desglosados para 1 kWp de energía fotovoltaica en los diferentes países del G20 en 2018 [24]

Estos costes no consideran la posible anexión al sistema de algún tipo de batería con la que poder almacenar la energía cuando no sea posible la producción o en aquellas horas pertenecientes a los periodos tarifarios más económicos.

5.1.2 Almacenamiento

Según precios consultados [22], se ha optado por establecer el **precio de la inversión inicial de almacenamiento en 146 €/kWh**.

5.1.3 Importación

Los costes de importación dependen de la tarifa por la que se opte. El hotel tiene contratada una tarifa 3.1. Esta tarifa de acceso está indicada para tensiones comprendidas entre 1 a 36 kV, por lo que se corresponde con una tarifa de alta tensión. En ella se establecen **tres periodos**, a los que les corresponde tres potencias contratadas (una para cada periodo), las cuales **no pueden superar los 450 kW**. Además, según el artículo 7 del Real Decreto 1164/2001, **la potencia contratada de un periodo ha de ser superior, o como mínimo igual, a la del periodo anterior**.

Los tres periodos citados se denominan punta (o periodo 1), llano (o periodo 2) y valle (o periodo 3). Está establecida la duración por horas/día de cada uno de ellos por el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001.

Tabla 5.1 Distribución horaria de los periodos de la tarifa 3.1, según artículo 8 del Real Decreto 1164/2001

Periodo horario	Horas/día
Punta (Periodo 1)	4
Llano (Periodo 2)	12
Valle (Periodo 3)	8

La distribución de los periodos a lo largo del día depende de la zona a considerar. El mercado eléctrico nacional está dividido en cuatro zonas: la zona 1 abarca todas las comunidades autónomas de la península. **La zona 2 incluye a las Islas Baleares**. La zona 3 comprende Canarias. La zona 4 contiene a las dos ciudades autónomas, Ceuta y Melilla. Estas zonas las define el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001.

Zonas del mercado eléctrico nacional



Figura 5.5 Distribución geográfica de las zonas del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001.

La **distribución** también se ve influida **según sea horario de verano o de invierno**, los cuales cambian en la fecha oficial de cambio de hora. En 2018, el horario de verano comenzó el domingo 25 de marzo por el artículo 1 de la Orden PRA/157/2017 y terminó el domingo 28 de octubre por el artículo 2 de la Orden PRA/157/2017. El resto de los días corresponden al horario de invierno.

Por lo cual se concluye que hay ocho distribuciones diferentes de periodos tarifarios para todo el Estado. En la zona 2, correspondiente a las Islas Baleares, las variaciones están plasmadas en las siguientes figuras.

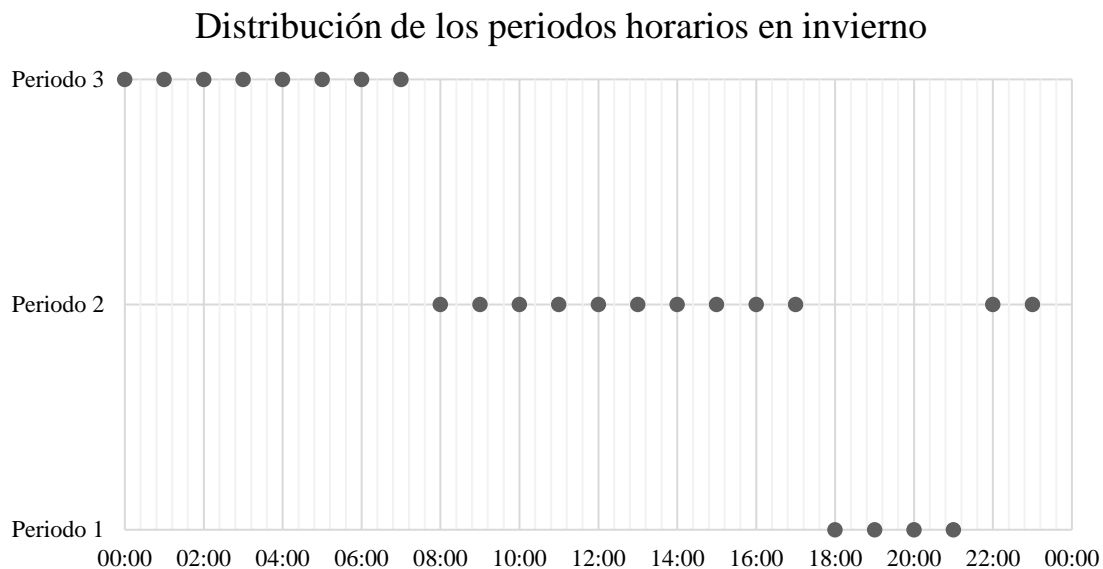


Figura 5.6 Distribución de los periodos horarios en el horario de invierno para la zona 2 del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001

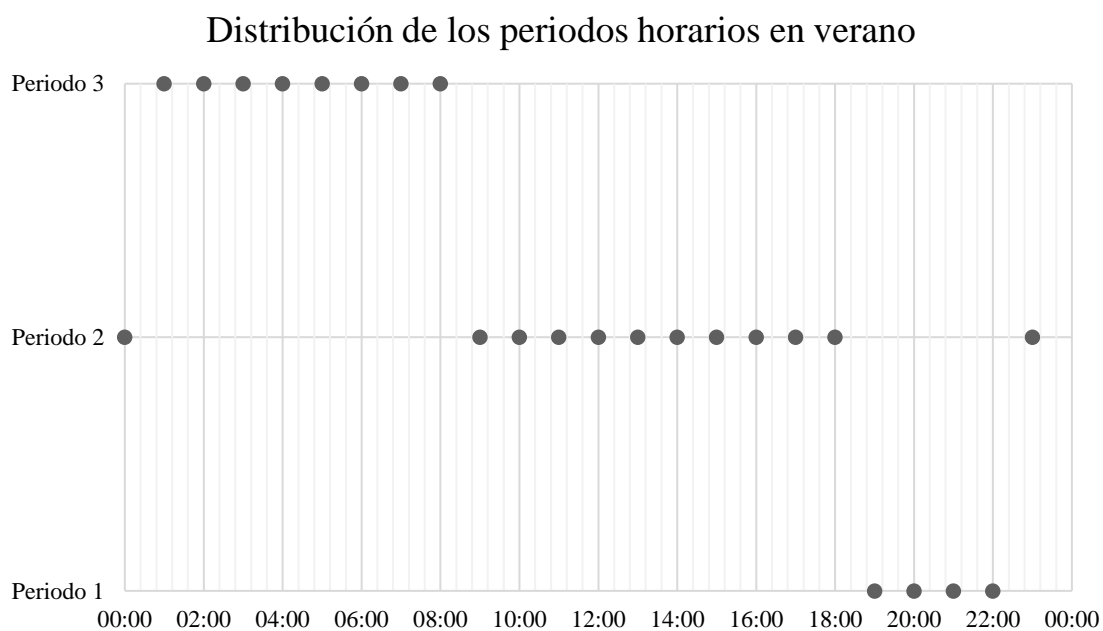


Figura 5.7 Distribución de los periodos horarios en el horario de verano para la zona 2 del mercado eléctrico nacional según el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001

El coste energético de la importación depende además del término de Facturación de Potencia (FP), el término de Facturación de Energía activa (FE) y el término de facturación de energía reactiva, tal y como establece el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.

El FP, según el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, se obtiene al multiplicar la potencia a facturar en cada hora por el término de potencia correspondiente.

$$FP = \sum_{i=1}^{8760} t_{pi} P_{fi} \quad (1)$$

En la anterior fórmula t_{pi} es el precio del término de potencia del periodo tarifario correspondiente a la hora calculada i y P_{fi} es la potencia a facturar en el periodo tarifario correspondiente a la hora i (en kW).

La potencia que se ha de facturar, P_{fi} , depende de la potencia consumida y la contratada en cada periodo. Si la máxima potencia demandada en el periodo de facturación es inferior al 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar es el 85% de la potencia contratada. Si la máxima potencia demandada en el periodo de facturación se sitúa entre el 85% y el 105% de la potencia contratada se factura la potencia demandada. En el caso de que la máxima potencia demandada en el periodo de facturación supere el 105% de la potencia contratada, se factura la potencia consumida más el doble de la diferencia entre la potencia consumida y el 105% de la potencia contratada. Todo ello está establecido por el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.

Valga la siguiente tabla como ejemplo de los posibles casos detallados en el algoritmo:

Tabla 5.2 Ejemplos de casos posibles en el cálculo de la potencia facturada, según artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.

Potencia demandada (kW)	Potencia contratada (kW)	Potencia facturada (kW)
70	100	85
90	100	90
110	100	$110+2(110-105)$

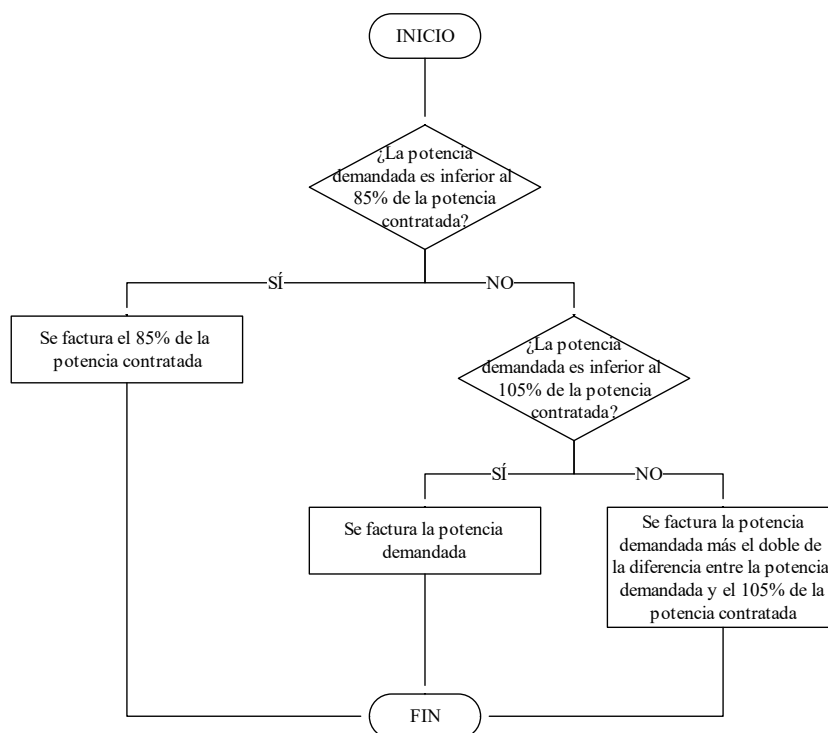


Figura 5.8 Diagrama de flujo del término de facturación de potencia de la tarifa 3.1 según artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.

Es vital elegir de manera correcta las tres potencias contratadas para que el FP sea lo más económico posible. Para ello se puede optar por herramientas de optimización de evolución diferencial. En este caso, por su facilidad y fiabilidad, se ha usado un complemento de *Microsoft Excel*, *Solver*. Este complemento es capaz de encontrar una solución óptima a un problema según restricciones [25].

En este caso se ha considerado un periodo de facturación de un mes. Como consecuencia, las potencias contratadas que minimizan el FP son **327 kW** en **punta** (o periodo 1), **330 kW** en **llano** (o periodo 2) y **338 kW** **valle** (o periodo 3).

Respecto al **FE**, el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001 afirma que se ha de calcular como el sumatorio que

se obtiene al multiplicar la energía consumida en cada hora por el precio término de energía correspondiente.

$$FE = \sum_{i=1}^{8760} t_{ei} E_i \quad (2)$$

En la fórmula anterior t_{ei} se refiere al precio del término de energía del periodo tarifario a la que corresponde la hora i y E_i a la energía consumida cada hora i (en kWh).

El término de facturación de energía reactiva se aplica sobre todos los periodos tarifarios, excepto en el periodo 3, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía de activa durante el periodo de facturación considerado, según el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001. Como se desconoce la energía reactiva presente **se ha despreciado en el cálculo económico** del consumo este término.

Los valores de t_{pi} y de t_{pe} han sido seleccionados de la *Tarifa Óptima* de Endesa [26].

Tabla 5.3 *Tarifa Óptima* de Endesa [26].

Periodo	Término de potencia	Término de energía
Punta (Periodo 1)	0,00675 €/kW·hora	0,10794 €/kWh
Valle (Periodo 2)	0,00417 €/kW·hora	0,10137 €/kWh
Llano (Periodo 3)	0,00096 €/kW·hora	0,07670 €/kWh

El término de potencia corresponde al peaje de acceso a alta tensión, mientras que el término de energía tiene un incremento respecto del peaje de acceso [27].

5.1.4 Exportación

El ingreso económico por exportar energía se cuantifica según se compense o se vendan los excedentes.

5.1.4.1 Compensación de excedentes

El término de energía puede verse reducido en la factura en el caso de inyectar energía excedentaria a la red. El precio de la energía excedentaria varía hora a hora con un contrato al PVPC. En abril de 2019 el promedio del precio de energía excedentaria fue de unos 0,04815 €/kWh. Este precio siempre es inferior al coste de la energía. Si el contrato es con una comercializadora libre el precio al que se valoran los excedentes ha de ser acordado. En este estudio económico se ha supuesto que la energía excedentaria se valora a precio de mercado, por lo que varía a lo largo del año. En ningún caso, según el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, el término de energía puede tener coste negativo.

5.1.4.2 Venta de excedentes

El término de energía se puede ver reducido por la venta de excedentes. El valor de los excedentes en el mercado varía hora a hora. En abril de 2019 fue, como promedio, de 50,40686111 €/MWh [28].

Se debe tener en cuenta en el cómputo del coste eléctrico el coste que supone el **peaje de acceso a las redes de transporte y distribución**, al ser considerada la instalación fotovoltaica como productora de energía eléctrica. Este peaje supone unos 0,50 €/MWh inyectados, tal y como viene recogido en la disposición transitoria única del Real Decreto 1544/2011.

También es necesario el pago del **IVPEE**. Este impuesto, según el artículo 1 de la Ley 15/2012, es un tributo de carácter directo que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica. El gravamen de este impuesto es del 7%, tal y como afirma el artículo 8 de la Ley 15/2012, de las ganancias generadas por inyectar energía a la red.

Al vender energía al mercado se requiere de un contrato de representación en el mercado, que se puede valorar a 0,0006 €/kWh inyectado [29].

5.1.5 Consumo

A pesar de que, como se ha detallado en el capítulo anterior, el consumo de energía siempre se mantiene constante, la implementación de autoconsumo debe conseguir **reducciones económicas** en la tarifa eléctrica, ya que se consigue menor dependencia de la red de transporte y distribución. Debe afrontarse una considerable inversión inicial, que compensa si se consigue que la diferencia entre el coste inicial, asociado a la factura eléctrica del hotel sin la instalación del autoconsumo, y el coste tras implementar la instalación de autoconsumo durante los 25 años del ciclo de vida superan dicha inversión. Esa diferencia depende de la cuantía económica que se asocia a la producción, a la importación, al almacenamiento y a la exportación. El ingreso económico de ésta última depende de la modalidad seleccionada.

5.1.5.1 Modalidad acogida a compensación

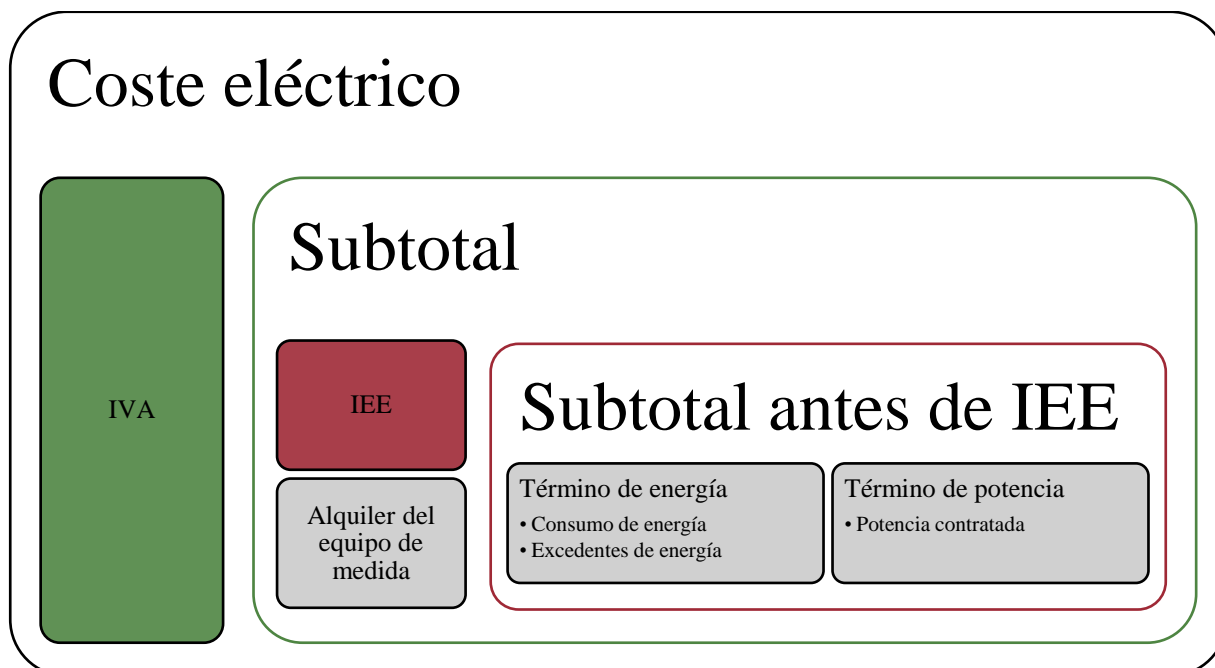


Figura 5.9 Desglose del coste eléctrico al compensar energía excedentaria

Para el cálculo del coste eléctrico se ha de tener en cuenta el **término de potencia**, el **término de energía**, el **Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE)**, el **alquiler del equipo de medida** y el **IVA**.

En el **término de potencia** se engloba el **peaje de acceso en función de la potencia** y el **margen de comercialización**. Ambos componentes son constantes. En abril de 2019, el peaje de acceso fue de 3,1702855 €/kW·mes y el margen de comercialización de 0,25942 €/kW·mes [27]

En el **término de energía** se recoge el **peaje de acceso en función de la energía** y el **coste de la energía**. El peaje de acceso es constante, siendo su precio en abril de 2019 de 0,044027 €/kWh·mes [27]. El coste de la energía, en el caso de que el contrato sea al PVPC, varía de manera horaria a lo largo de todo el año. En abril de 2019 el coste de la energía valió, de promedio, unos 0,066853 €/kWh [30]. Si el contrato es con una comercializadora libre el precio ha de ser acordado entre esta y el consumidor. En este TFG los precios seleccionados son los mostrados en la Tabla 5.3. Este término puede verse reducido, tal y como se detalla en el apartado 5.1.4.1.

El **IEE** es definido en el artículo 88 de la Ley 38/1992 como un impuesto indirecto que grava el suministro de energía eléctrica para consumo, y cuyo tipo impositivo es del 5,11269632%, como establece el artículo 99 de la Ley 38/1992. En el caso de la factura eléctrica, el impuesto especial sobre la electricidad grava el término de potencia y el término de energía.

El precio del **alquiler del equipo de medida** está establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica. Por un contador monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos se paga 0,81 €/mes [27].

El **IVA**, según el artículo 1 de la Ley 37/1992, es un tributo de naturaleza indirecta que recae sobre el consumo y grava, entre otros conceptos, las prestaciones de servicio. El tipo impositivo para la electricidad es del 21%, tal y como está establecido en el artículo 99 de la Ley 37/1992.

En el caso de la factura eléctrica, el IVA grava todos los componentes: término de potencia, término de energía, el impuesto sobre la electricidad y el alquiler del equipo de medida [31]. **Este impuesto no se ha incluido** al tratarse de una instalación perteneciente a una sociedad, por lo que se ha supuesto que la cuantía que implica la imposición del IVA se puede deducir.

Como conclusión: la compensación de excedentes implica una **disminución en el término de energía**, lo que provoca **una reducción del IEE y del IVA**, pero **no altera el coste del término de potencia ni del alquiler del equipo de medida**.

5.1.5.2 Modalidad no acogida a compensación

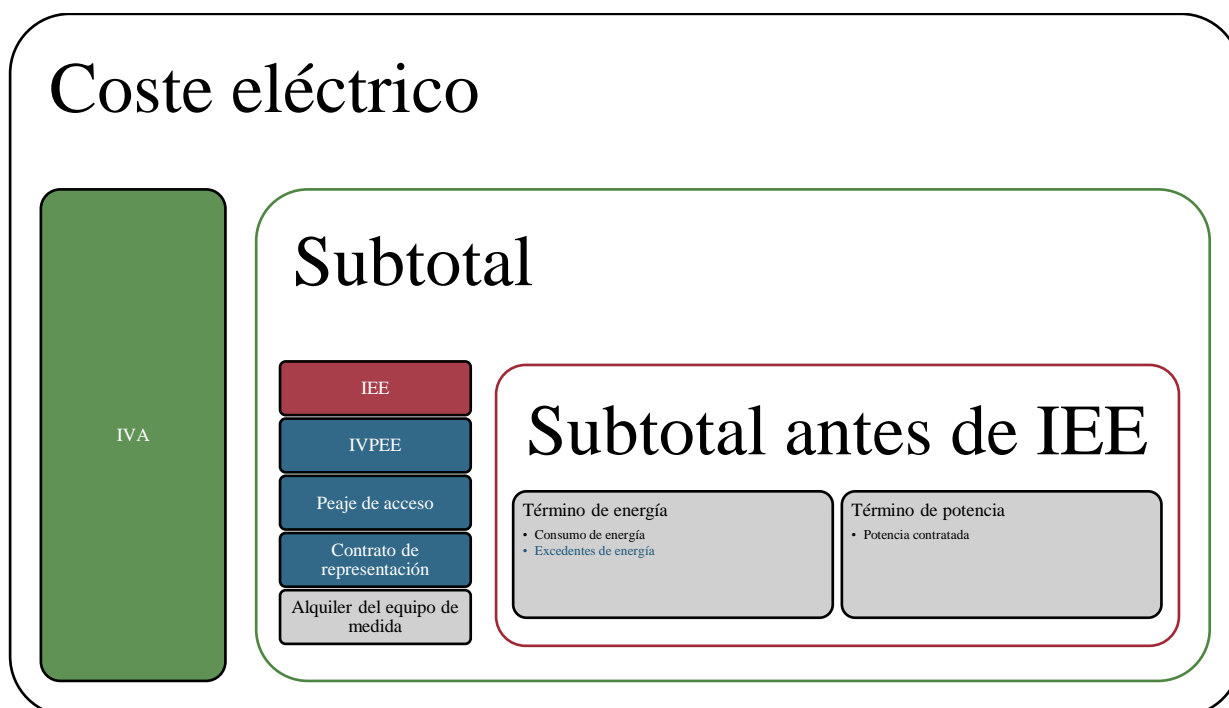


Figura 5.10 Desglose del coste eléctrico al vender energía excedentaria

El coste eléctrico se ve influenciado por el **término de potencia**, el **término de energía**, el **IEE**, el **alquiler del equipo de medida**, los **peajes de generación**, el **IVPEE**, el **contrato de representación** en el mercado y el **IVA** [31].

En el **término de energía** se engloba el **peaje de acceso en función de la energía** y el **coste de la energía**. El peaje de acceso no varía, siendo su precio en abril de 2019 de 0,044027 €/kWh·mes [27]. El coste de la energía, en el caso de que el contrato sea al PVPC, varía de manera horaria a lo largo de todo el año. En abril de 2019 este coste se valoró, de promedio, en unos 0,066853 €/kWh [30]. Si el contrato es con una comercializadora libre el precio ha de ser acordado entre esta y el consumidor. En este TFG los precios seleccionados son los mostrados en la Tabla 5.3. Este término puede verse reducido, tal y como se detalla en el apartado 5.1.4.2.

Es necesario incluir en el coste eléctrico el **IEE**. Se considera, por el artículo 88 de la Ley 38/1992, como un impuesto indirecto cuyo objetivo es gravar el suministro de energía eléctrica para consumo, por lo que en este ejemplo grava el término de potencia y el término de energía. Su tipo impositivo es, según el artículo 99 de la Ley 38/1992, del 5,11269632%.

El **alquiler del equipo de medida** está establecido por el Ministerio para la Transición Ecológica. Si se considera un contador monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos se paga 0,81 €/mes [27].

El **IVA** viene definido en el artículo 1 de la Ley 37/1992 como un tributo de naturaleza indirecta que recae

sobre el consumo y grava, entre otros conceptos, las prestaciones de servicio. El tipo impositivo para la electricidad es, por el artículo 90 de la Ley 37/1992, del 21%. El IVA incrementa todos los términos anteriores: término de energía, término de potencia, alquiler del equipo de medida, peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, IVPEE y contrato de representación en el mercado. **Este impuesto no se ha incluido** al tratarse de una instalación perteneciente a una sociedad, por lo que se ha supuesto que la cuantía que implica la imposición del IVA se puede deducir.

Nótese que, como consecuencia de la **venta de excedentes**, el **término de energía puede reducirse e incluso puede ser negativo**, lo que implica una **reducción del IEE**, así como del **IVA**. Sin embargo, se debe afrontar el pago del IVPEE, del peaje de acceso y del contrato de representación. El **término de potencia** es indiferente a la venta de excedentes, por lo que **se mantiene constante**.

5.2 Indicadores de rentabilidad

Para el análisis económico se tendrá en cuenta varios cuantificadores de rentabilidad de la actividad económica: el **periodo de recuperación descontado**, el **VAN** y la **TIR** [32]

5.2.1 Periodo de recuperación descontado

El **periodo de recuperación descontado** [32] es el **tiempo que se tarda en amortizar la inversión inicial a través de flujos de caja descontados**. También se puede definir como el tiempo que se tarda hasta que los flujos de caja descontados acumulados se hacen positivos.

Estos flujos de caja tienen en cuenta el coste de capital. A medida que este crezca, aumenta el riesgo del proyecto.

Este cuantificador debe usarse como un análisis rápido y burdo de la inversión, pero es positivo tenerlo en cuenta porque a medida que el tiempo pasa, los flujos de caja se hacen más inciertos. Por dicho motivo una inversión es más interesante a medida que esta ratio sea menor [32].

5.2.2 VAN

El **VAN** indica el **valor presente de todos los flujos de caja**, tanto positivos como negativos [32].

El VAN se puede calcular como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

En esta ecuación, t se refiere al periodo considerado, N al número total de periodos, FC_t al flujo de caja en el periodo t , i al coste de capital considerado e I_0 a la inversión inicial [32].

Un VAN **positivo** significa que los flujos de caja generan **ganancias**, lo que induce a aceptar el proyecto. Un VAN **negativo** implica **pérdidas**, por lo que habría que rechazar el proyecto. Un VAN nulo no genera ganancias ni pérdidas, por lo que su aceptación o no es indiferente [32].

El VAN tiene una fuerte dependencia del coste de capital. Dependiendo del coste de capital considerado, un proyecto puede pasar de tener un VAN superior a otro proyecto a uno inferior [32].

5.2.3 TIR

La **TIR** es la **tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo** [32].

Su ecuación es, por tanto:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (4)$$

En esta ecuación, t es el periodo considerado, N el número total de periodos, FC_t el flujo de caja en el periodo e I_0 la inversión inicial [32].

Para analizar la rentabilidad de un proyecto con la TIR ha de compararse con una tasa de descuento. En el caso de que la **TIR sea superior a esa tasa de descuento**, se ha de **aceptar** el proyecto. Por el contrario, si es **inferior**, hay que **rechazar** el proyecto por generar pérdidas. En el caso de que sean iguales, es indiferente acometer o no el proyecto. Esta regla se debe a que la TIR busca que el retorno a través de los flujos de caja sea mayor que una tasa de descuento, como puede ser el coste de oportunidad o el coste de capital [32].

5.3 Estudio económico sin instalación de autoconsumo

Los costes del hotel previos a la instalación provienen exclusivamente de importación, cuantificados según la **tarifa 3.1**. Este coste es previsible que crezca a lo largo de los años, por lo que **se ha estimado un coste inicial y se ha figurado los costes de los años posteriores**.

5.3.1 Año inicial

Si se desglosa la cuantía económica antes de aplicar el IEE por mes, se observa que **el FP, en términos económicos, es menos significativo que el FE**. Por lo cual, la cuantía económica del consumo depende en su gran mayoría de las necesidades y decisiones energéticas del hotel.

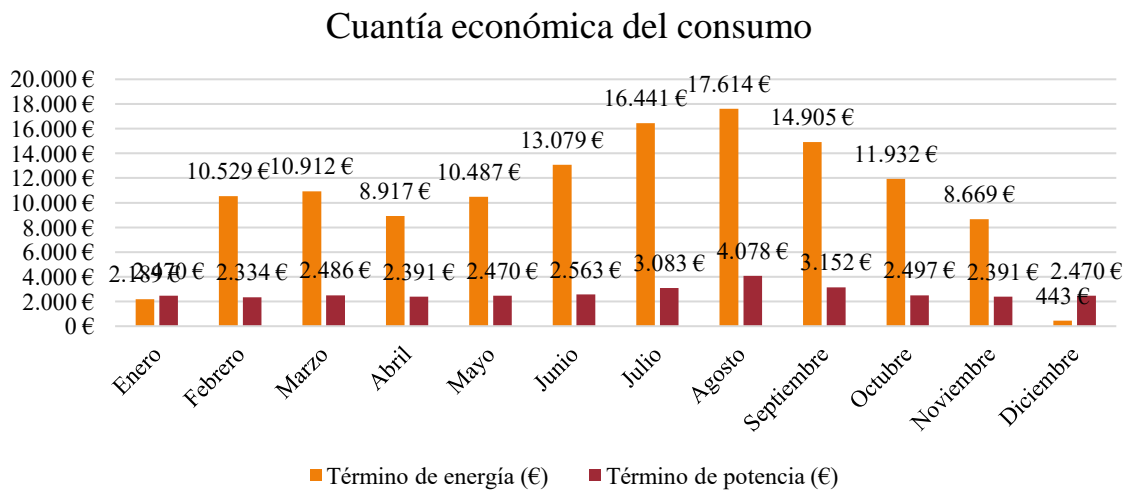


Figura 5.11 Cuantía económica del consumo de un hotel con tarifa 3.1 desglosada por mes sin aplicar el IEE

Cuantía económica del consumo

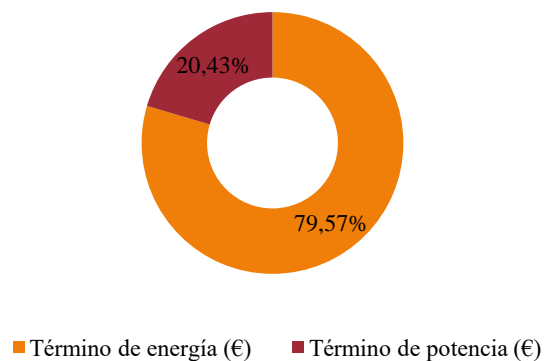


Figura 5.12 Porcentajes del FP y del FE en la cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1 sin aplicar el IEE

El coste anual del consumo, antes de aplicar el IEE, es de 158.501,95 €. Tras aplicar este impuesto, el coste eléctrico es de 166.605,67 €. Por lo que el término de energía sigue siendo predominante en el coste eléctrico.

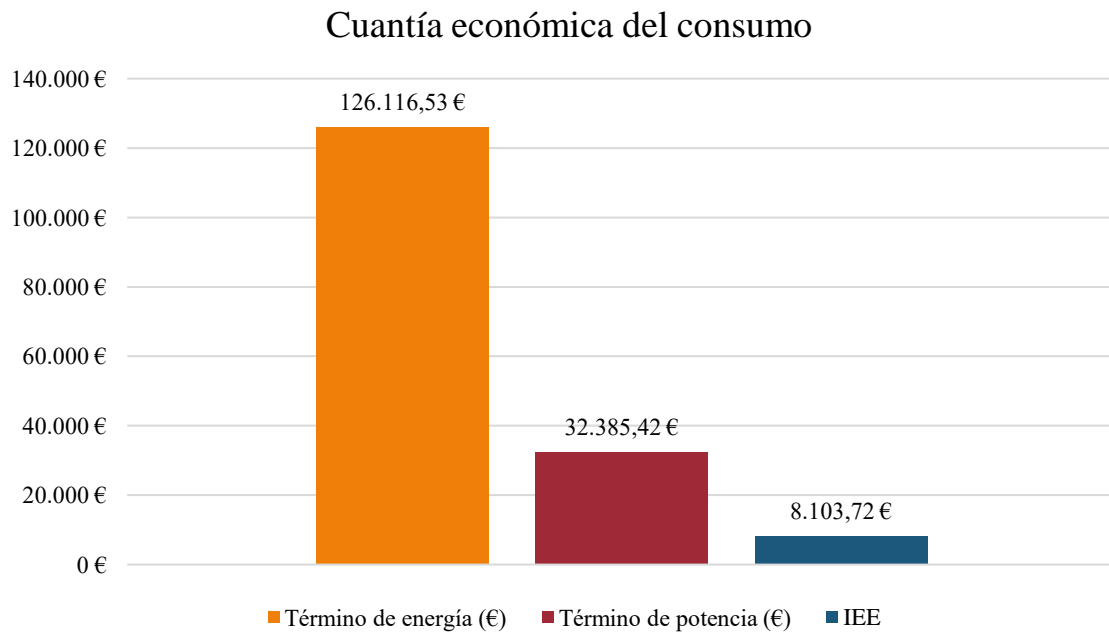


Figura 5.13 Cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1 desglosada por FE, FP e IEE

Cuantía económica del consumo

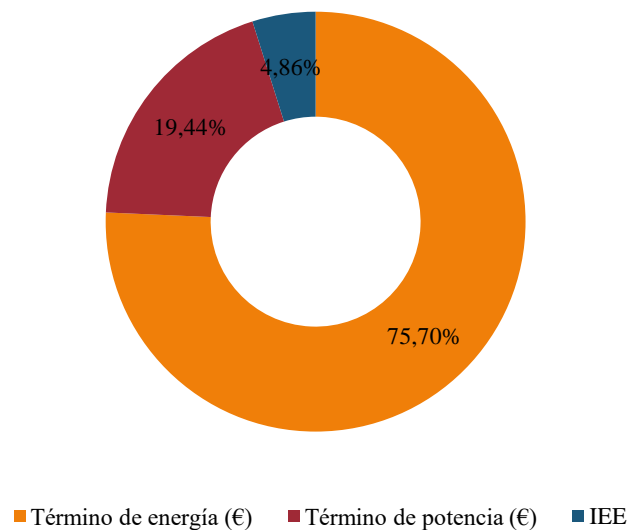


Figura 5.14 Porcentajes del FP, del FE y del IEE en la cuantía económica anual del consumo de un hotel con tarifa 3.1

5.3.2 Evolución a lo largo de los años

El coste de los bienes en general crece paulatinamente en una economía saneada, por lo cual se ha supuesto que **el coste del t_{ei} crece de manera lineal un 2% cada año**. Otro coste que también se ha supuesto que **crece de manera lineal un 2% cada año** es el **precio de mercado**, aunque éste no repercute en el coste inicial. Es difícil poder cuantificar la evolución del precio de la electricidad durante todos los años del ciclo de vida de la instalación, pues se ha de suponer numerosos factores que determinan su precio, por lo que se ha optado por

este porcentaje por ser uno de los más comunes tras observar varios análisis económicos de tecnología fotovoltaica. Por el contrario, se ha supuesto que el t_{pi} se mantiene constante.

Variación del precio del término de energía y del término de potencia

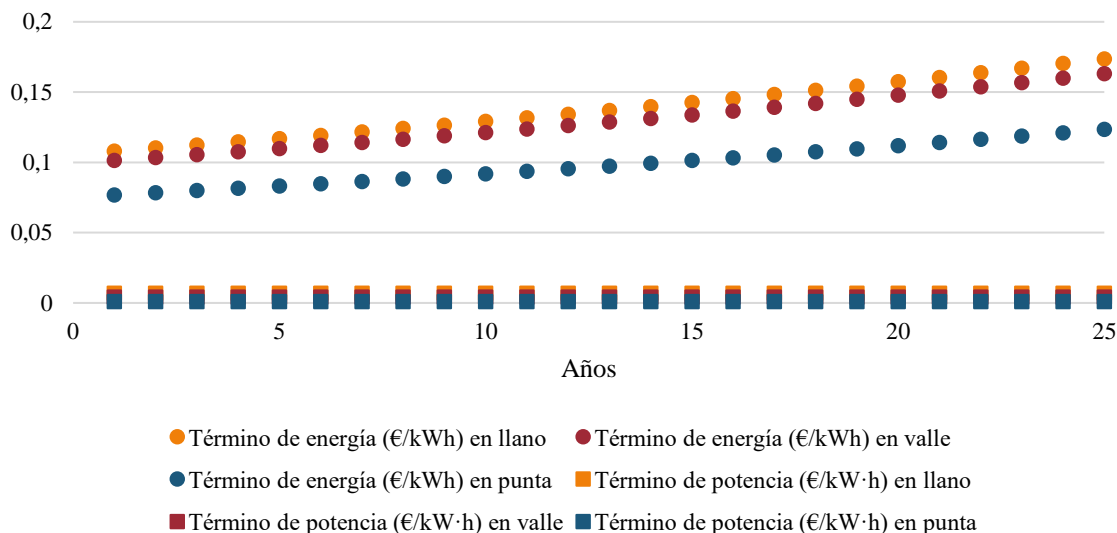


Figura 5.15 Variación del precio del término de energía y del término de potencia a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica

Se ha considerado además que las potencias contratadas no van a variar durante el ciclo de vida, por lo cual el FP se mantiene constante mientras que el FE cada año se hace más predominante.

Cuantía económica del consumo

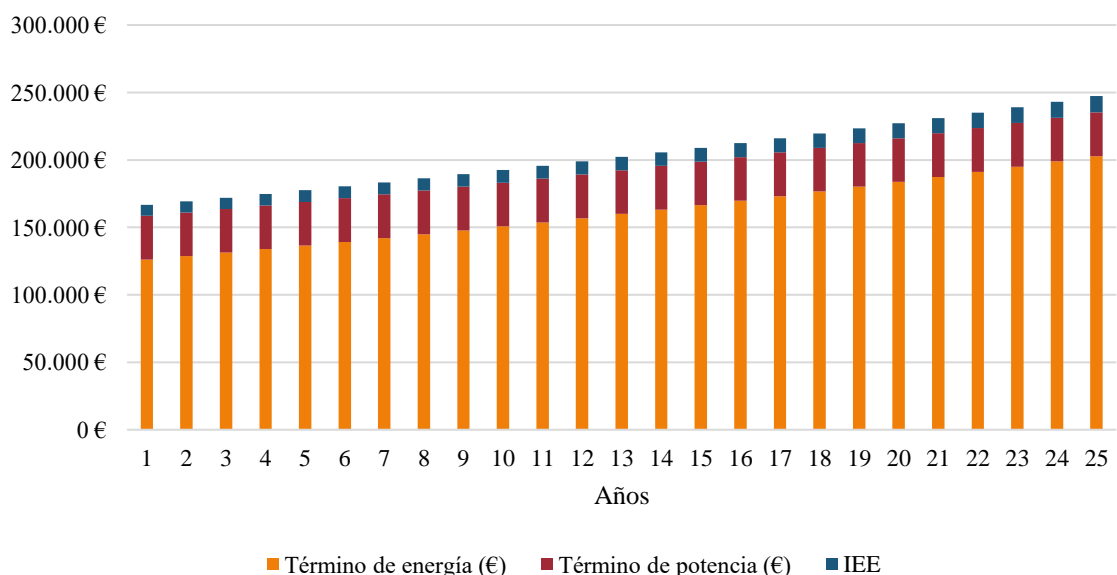


Figura 5.16 Variación del precio del FE, del FP y del IEE a lo largo del ciclo de vida de la instalación fotovoltaica

En consecuencia, el coste económico del consumo durante el ciclo de vida de la instalación es de **5.097.109,88 €**, causado en su mayoría por el FE.

5.4 Estudio económico sin almacenamiento

La primera característica para reseñar es la alteración que supone, en cualquiera de las dos modalidades estudiadas, la exportación de energía excedentaria a la red de transporte y distribución.

Una instalación con energía excedentaria reduce su rentabilidad económica. Valga como ejemplo el hotel estudiado en este TFG si se le supone un consumo constante de 50 kWh. Los excedentes aparecen a partir de una potencia instalada de 57 kWp (y no a partir de 51 kWp) debido a las pérdidas en la transformación de energía.

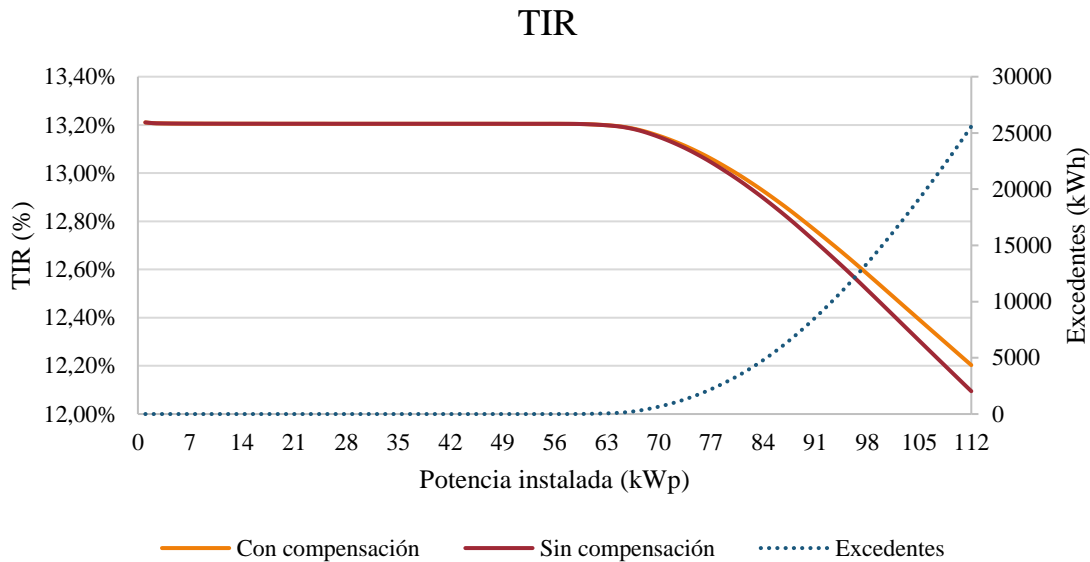


Figura 5.17 TIR con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes

Aunque, gracias a exportar energía, se consiga reducir el precio de la factura eléctrica, **la rentabilidad** de la instalación **se ve mermado** debido a la **inversión** necesaria y los **precios** a los que se valoran los excedentes.

La producción fotovoltaica obtiene su máximo en el mediodía solar. Si el consumo es constante durante todo el día la energía excedentaria ha de exportarse en las horas centrales. A medida que aumente la potencia de la instalación de autoconsumo el rango de horas en la que se exporta aumentará.

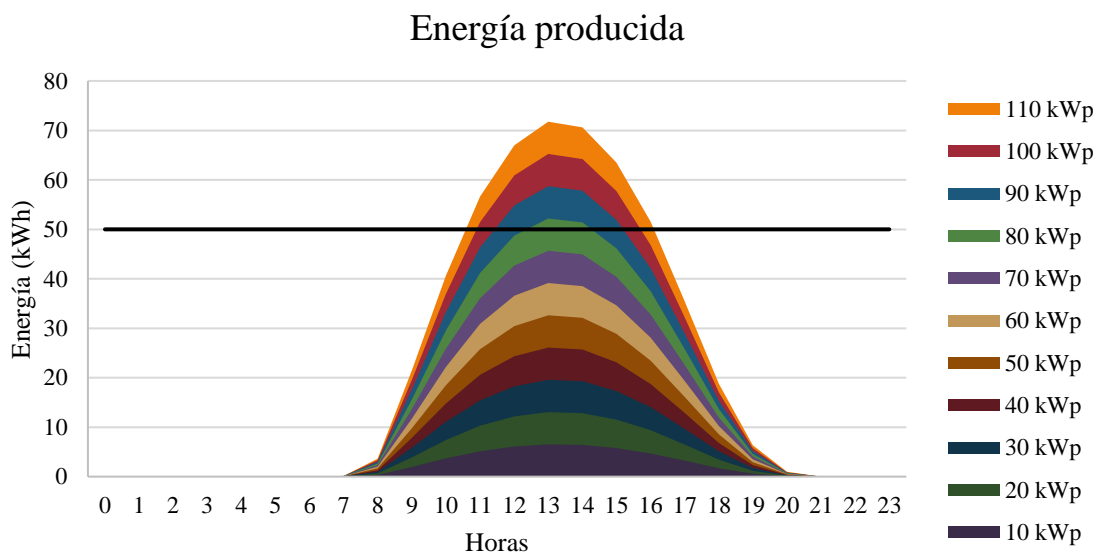


Figura 5.18 Máximo de energía producida, cada hora, según potencia instalada a lo largo del año.

Como es posible observar, el aumento de la potencia ofrece un incremento de la producción

considerablemente bajo en las horas anteriores y posteriores al mediodía. En el mediodía, sin embargo, el aumento de la producción es bastante destacable. Por ello, extender en potencia la instalación implica que, de manera incremental, se pondere más la cuantía económica percibida por la energía excedentaria en vez del ahorro que supone el autoconsumo frente a la importación de energía.

El hotel tiene contratado una tarifa 3.1, cuyos precios se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.4 Tarifa Óptima de Endesa [26]

Periodo	Término de potencia	Término de energía
Punta (Periodo 1)	0,00675 €/kW·hora	0,10794 €/kWh
Valle (Periodo 2)	0,00417 €/kW·hora	0,10137 €/kWh
Llano (Periodo 3)	0,00096 €/kW·hora	0,07670 €/kWh

La valoración de los excedentes varía según la modalidad. Se ha supuesto que la modalidad acogida a compensación valora los excedentes a precio de mercado. Al no tener que afrontar el IVPEE, peajes de acceso o costes relativos al contrato de presentación esta modalidad es la que consigue unos precios más atractivos para los excedentes de la instalación. En 2018, de promedio, el precio fue de 0,0588 €/kWh [28].

Añadir un kW de potencia a la instalación implica aumentar su coste en 1400 € al no suponer economía de escala.

Por todo lo anterior se puede concluir que un incremento de potencia en la instalación implica un aumento constante de inversión inicial, la cual debe afrontar una merma en el ahorro debido a que los excedentes, que se hacen predominantes, se valoran a unos precios notablemente inferiores a cualquiera de los que se pagan por importar energía. Esto implica un descenso en la rentabilidad de la instalación.

Otra característica a destacar es la **elección entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación**. Como se ha comentado previamente, se ha considerado que los excedentes se valoran a precio de mercado en la modalidad acogida a compensación, por lo que esta modalidad debería ser siempre más interesante al no tener que afrontar el IVPEE, peajes de acceso o costes relacionados con el contrato de presentación. Sin embargo, presenta una **restricción económica**.

Supóngase ahora que el consumo del hotel es constante, pero se reduce el consumo a 10 kWh.

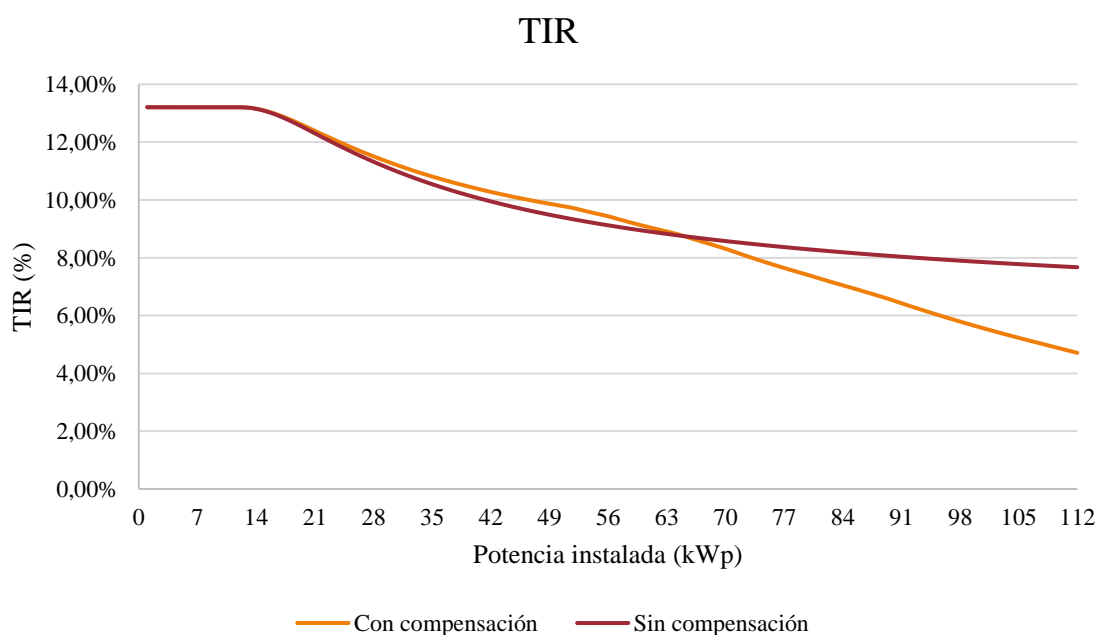


Figura 5.19 Comparación de las TIR entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh

Se puede advertir que la modalidad no acogida a compensación, a partir de una potencia de 66 kWp, ofrece una rentabilidad mayor. Esto se debe a que, **en la modalidad acogida a compensación, la cuantía económica que se percibe por la inyección de excedentes a la red nunca supera el pago por energía en el periodo de facturación**, tal y como recoge el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

El bajo consumo conlleva una inyección excesiva de excedentes a la red. Debido a la limitación descrita en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, a partir de cierta potencia instalada el saldo económico por los excedentes siempre iguala al pago en función de la energía en la modalidad acogida a compensación. Por lo que se ha de afrontar un coste incremental de 1400 € por cada kWp instalado, pero con un incremento en el ahorro nulo, por lo que la rentabilidad se ve abocada a disminuir. El efecto aquí descrito no ocurre en la modalidad no acogida a compensación al no existir límite de ingresos económicos debido a los excedentes.

Ingresos por excedentes

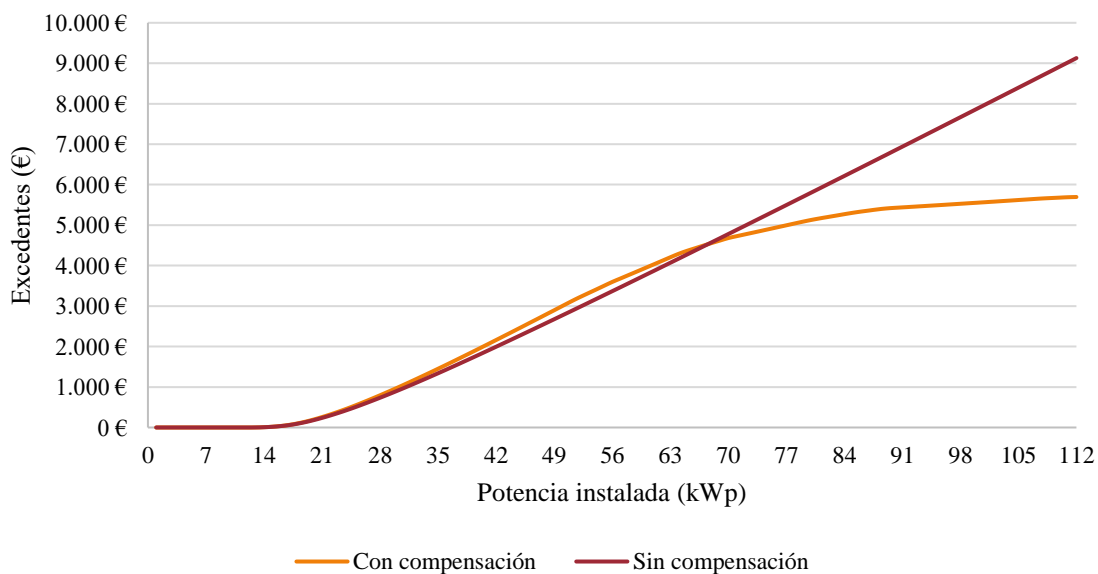


Figura 5.20 Comparación de la compensación de excedentes con o sin limitación respecto al pago en concepto de energía

En este estudio se puede concluir, por tanto, que **los excedentes penalizan sobremanera la rentabilidad** de una instalación de autoconsumo y que **la modalidad más idónea es la acogida a compensación** con los precios valorados en este TFG, **salvo** en los casos en los que se exporte una alta cantidad de excedentes.

5.5 Estudio económico con almacenamiento

Al haber concluido que los excedentes son perjudiciales para la rentabilidad de la instalación de autoconsumo, es interesante estudiar si la inclusión de baterías que almacenen dichos excedentes en la medida de sus posibilidades consigue aumentar la rentabilidad en la instalación.

Para analizar las baterías ha de tenerse en cuenta su capacidad de almacenamiento y el porcentaje de descarga. Para poder estudiar el primer factor, se ha observado la rentabilidad si se consume de manera constante 50 kWh durante todo el año y se consideran **distintas capacidades de almacenamiento**, las cuales se fijan en un porcentaje de descarga del 45%, bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

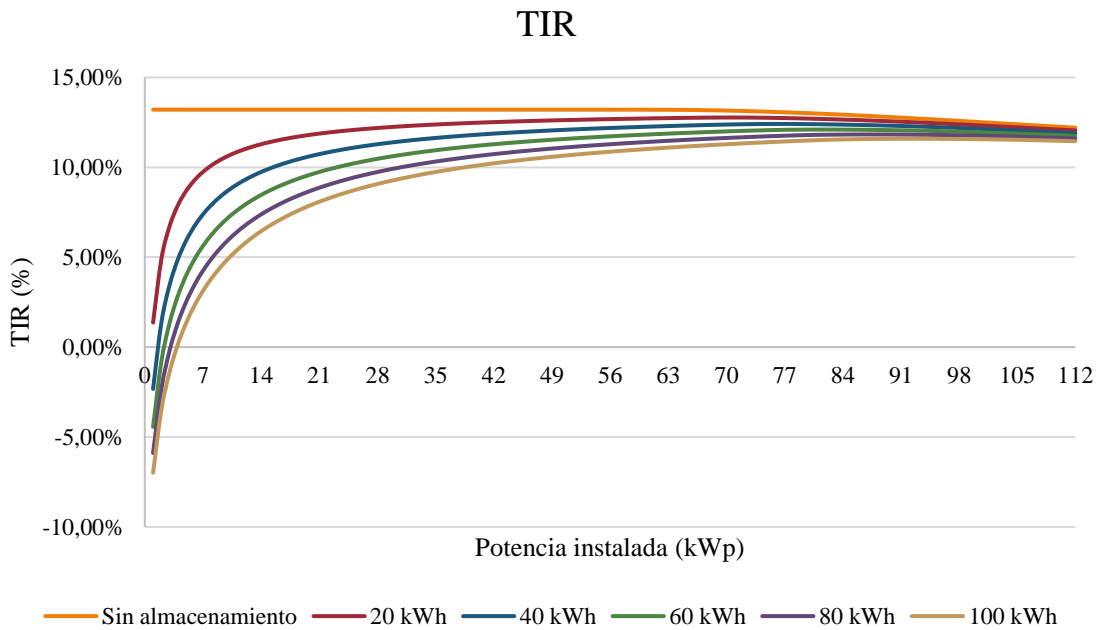


Figura 5.21 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería

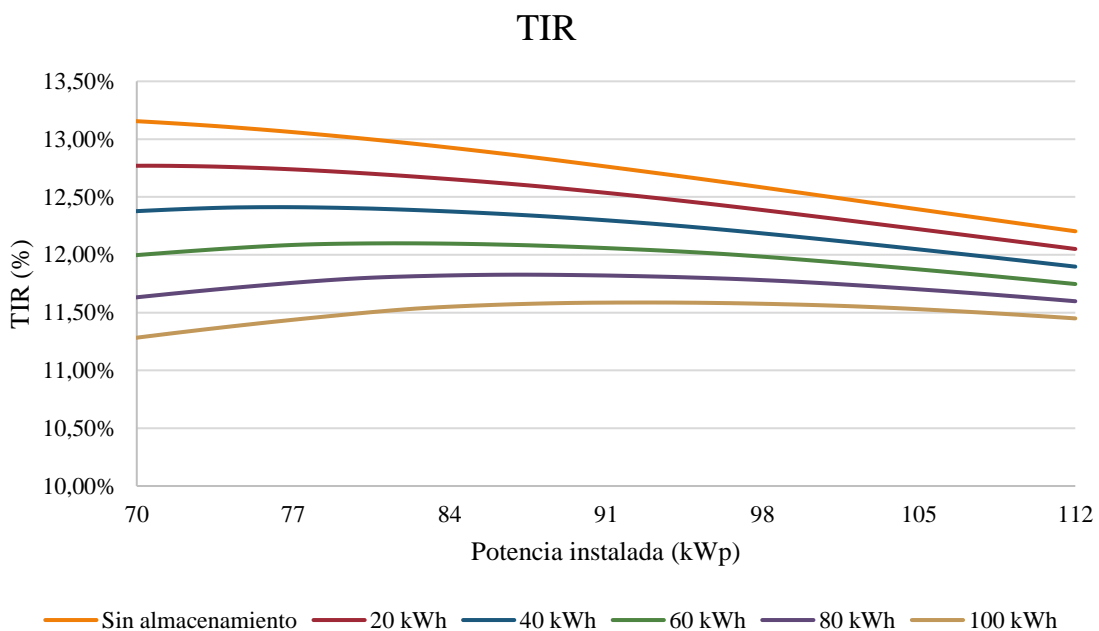


Figura 5.22 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería desde 70 a 112 kWp

Para potencias instaladas que **consuman toda la energía producida** y no tengan que inyectar energía a la red, la **inclusión de baterías** provoca una **vasta reducción** porque conlleva aumentar el coste de inversión sin que sean aprovechadas. Este decremento en la rentabilidad puede ser tan notable que provoque que el proyecto asuma pérdidas económicas. A medida que la potencia instalada crece, se puede mitigar dicho decremento gracias a las ganancias incrementales que se consiguen por el ahorro generado. A partir de la potencia en la cual se inyectan excedentes a la red en una instalación sin almacenamiento, las baterías, al paliar dicha inyección, deberían conseguir un aumento en la rentabilidad. Sin embargo, **el precio actual de las baterías no consigue rentabilizar dicho efecto, por lo que la adopción de un sistema de almacenamiento nunca ofrece mejores rentabilidades**. A partir de la inyección de excedentes la rentabilidad decae.

En el caso de considerar la modalidad no acogida a compensación se solapan las conclusiones obtenidas en el presente y en el anterior apartado, lo que conlleva a una rentabilidad inferior a la modalidad con excedentes acogida a compensación con y sin sistema de almacenamiento, así como a la modalidad con excedentes no

acogida a compensación sin sistema de almacenamiento.

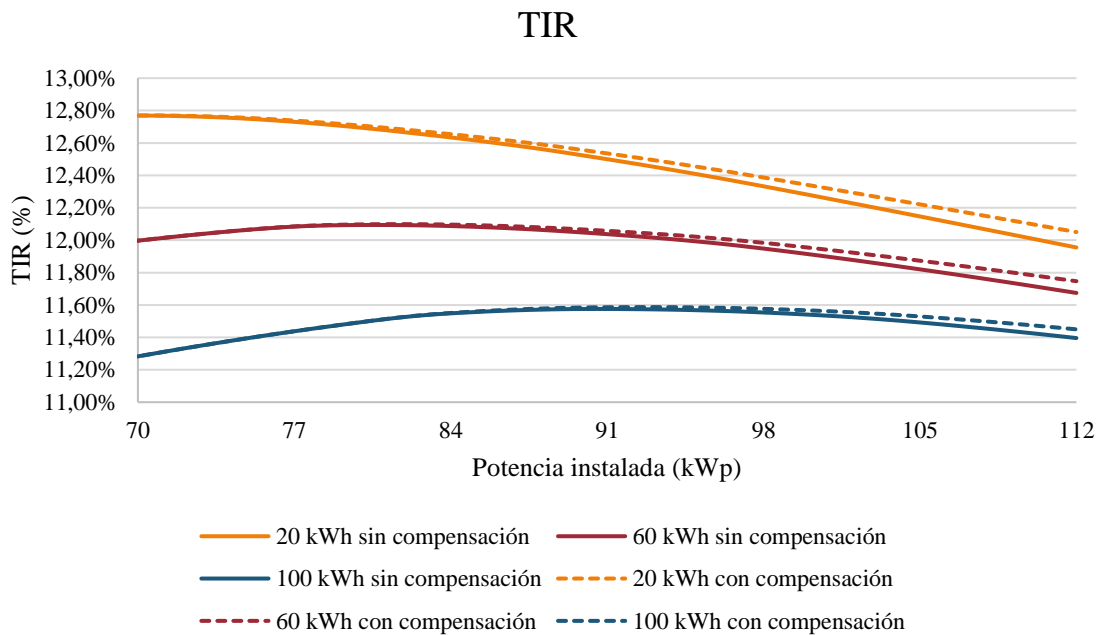


Figura 5.23 Comparación de la TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad acogida a compensación y en la modalidad no acogida a compensación desde los 70 hasta los 100 kWp.

Otra característica a tener en cuenta es el **porcentaje de descarga** de las baterías. Para poder analizar dicha propiedad se ha estudiado la rentabilidad bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, con un consumo constante por parte de la instalación de 50 kWh y una serie de baterías de 50 kWh, pero con distinto porcentaje de carga.

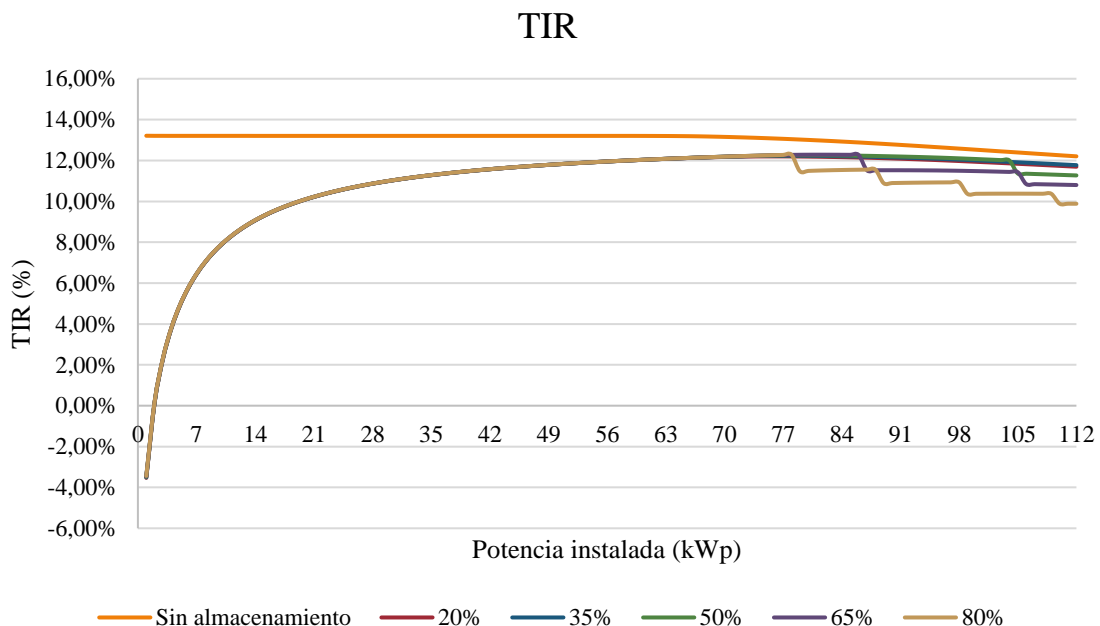


Figura 5.24 TIR según el porcentaje de descarga de la batería

Esta figura comparte características con otra de las figuras ya comentadas, la Figura 5.21. La rentabilidad se ve mermada por la inclusión de baterías debido a su precio, por lo que su adición imposibilita que ésta sea mayor que en los casos en los que no se considere ningún sistema de almacenamiento. Además, también es observable que la rentabilidad crece de manera considerable para bajas potencias debido a que las ganancias incrementales mitigan la inversión inicial realizada por la inclusión de baterías. A partir de que se cedan

excedentes la rentabilidad decrece.

Si se comparan los diferentes porcentajes de descarga es fácil concluir que, **cuando se consume toda la energía** que se produce, **no hay diferencia en la rentabilidad** según el porcentaje de descarga porque no se hace uso de las baterías. A partir de que se inyecte a la red excedentes las baterías que dispongan **mayor porcentaje de descarga se ven favorecidas** frente al resto porque consiguen almacenar más energía, minimizando los efectos perjudiciales que supone exportar energía para la rentabilidad. Asimismo, son las que minimizan la importación de energía y, por tanto, el pago a la comercializadora. Sin embargo, también se pueden observar decrecimientos súbitos en la rentabilidad, las cuales afectan, en orden, a las baterías con mayor almacenamiento. Se debe a que dichas baterías agotan con mayor rapidez los ciclos de los que disponen, lo que conlleva a tener que realizar una **mayor inversión inicial al tener que adquirir un mayor número de baterías**. Esta relación se puede comprobar de manera nítida en la Figura 5.25, donde se visualiza la TIR para una batería con un porcentaje de descarga del 80% y el número de baterías necesarias según la potencia instalada.

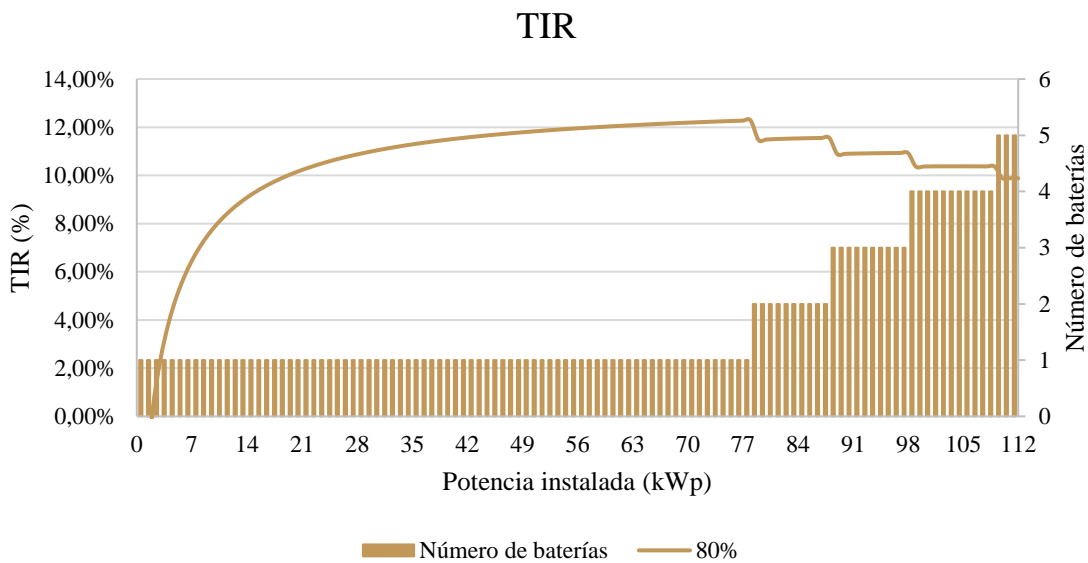


Figura 5.25 TIR para una batería con 80% de descarga respecto al número de baterías

Para distintos porcentajes de descarga tampoco se observa que la modalidad de excedentes no acogida a compensación suponga mejoras frente a la modalidad de excedentes acogida a compensación.

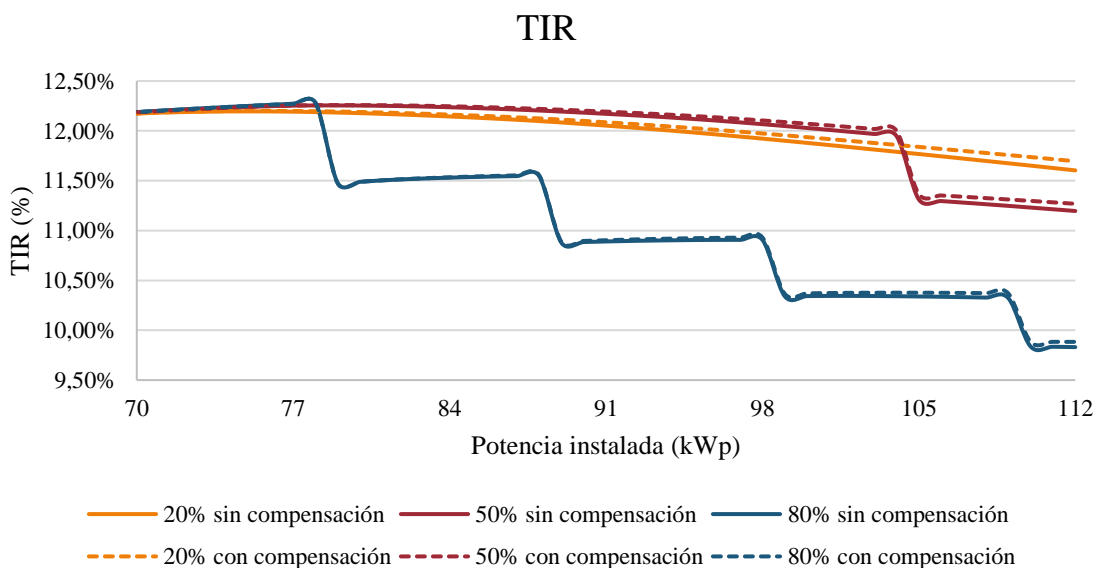


Figura 5.26 Comparación de la TIR según porcentaje de descarga y modalidad desde los 70 a los 112 kWp.

En conclusión, **la inclusión de baterías es perjudicial para la rentabilidad de la instalación de autoconsumo debido a los precios disponibles** a día de hoy en el mercado. Ello conlleva a que, dentro de las distintas capacidades de almacenamiento, las que ofrezcan **menor capacidad** sean las que **reduzcan menos la rentabilidad**. Para fijar el **porcentaje de descarga** ha de considerarse el **máximo posible que minimice el número de baterías necesarias**.

6 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se ha analizado la rentabilidad según la potencia instalada, la modalidad y la consideración (o no) de baterías de una instalación de autoconsumo en un hotel localizado en Cala Millor. A diferencia del capítulo anterior, en este se ha considerado el consumo real del hotel. Se ha calculado un Caso Base (CB), a partir del cual se han propuesto variaciones de precio y de gestión.

Para poder justificar la rentabilidad se ha tenido en cuenta el periodo de recuperación descontado, el VAN y la TIR.

6.1 Caso base

Se debe tener en cuenta que en la modalidad no acogida a autoconsumo no existe limitación de potencia instalada. Asimismo, en cualquiera de las modalidades estudiadas no se limita la capacidad de almacenamiento si se incluyen baterías, ni tampoco el porcentaje de descarga. Esto implica que se puedan proponer infinitos modelos a analizar, por lo que se ha tenido que **acotar el estudio**. Al tener en cuenta que el análisis se realiza en un hotel, la modalidad no acogida a compensación se ha analizado **hasta 500 kWp**. En cuanto a las baterías, el rango de almacenamiento se ha fijado según el consumo del hotel, **desde los 100 kWh hasta los 200 kWh**. El rango de porcentajes considerado varía **desde el 20% al 80%**. Para el caso base, la rentabilidad según la capacidad de almacenamiento se ha analizado con un porcentaje de descarga del 50%, mientras que la rentabilidad según el porcentaje de descarga ha tenido en cuenta la inclusión a la instalación de una batería de 150 kWh.

6.1.1 Modalidad acogida a compensación y modalidad no acogida a compensación, sin almacenamiento.

En las modalidades que no disponen de baterías **se empieza a inyectar energía a la red a partir de 6 kWp**. Esto se debe al bajo consumo observado en enero y, especialmente, en diciembre.

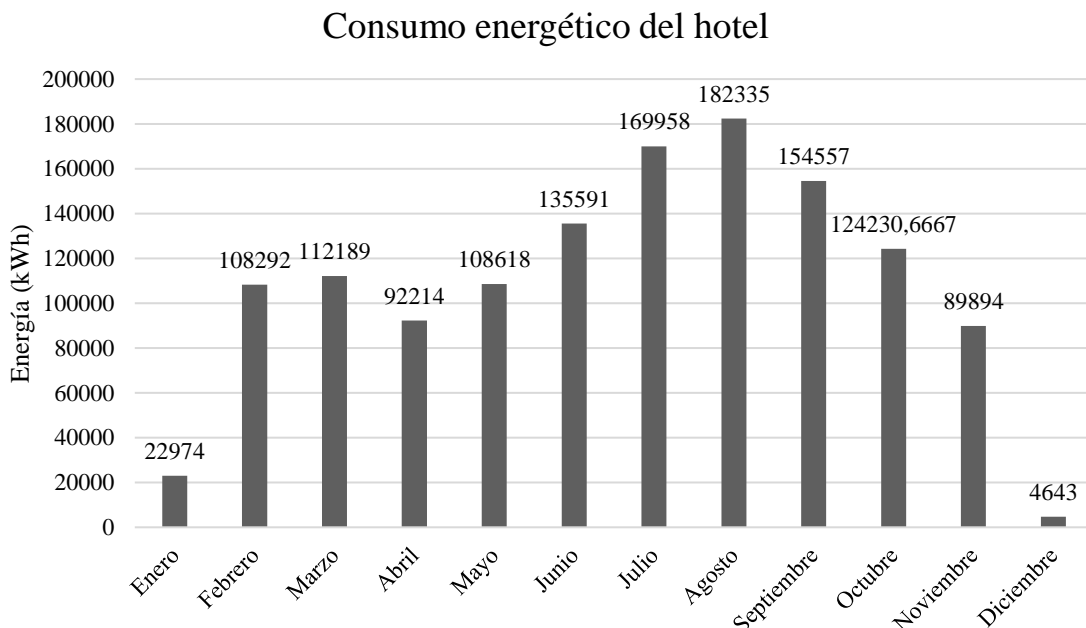


Figura 6.1 Consumo energético del hotel durante 2018

Si se desglosa el consumo mínimo horario de las 288 horas del mes de diciembre se observa que este es de 4 kWh en la gran mayoría de horas.

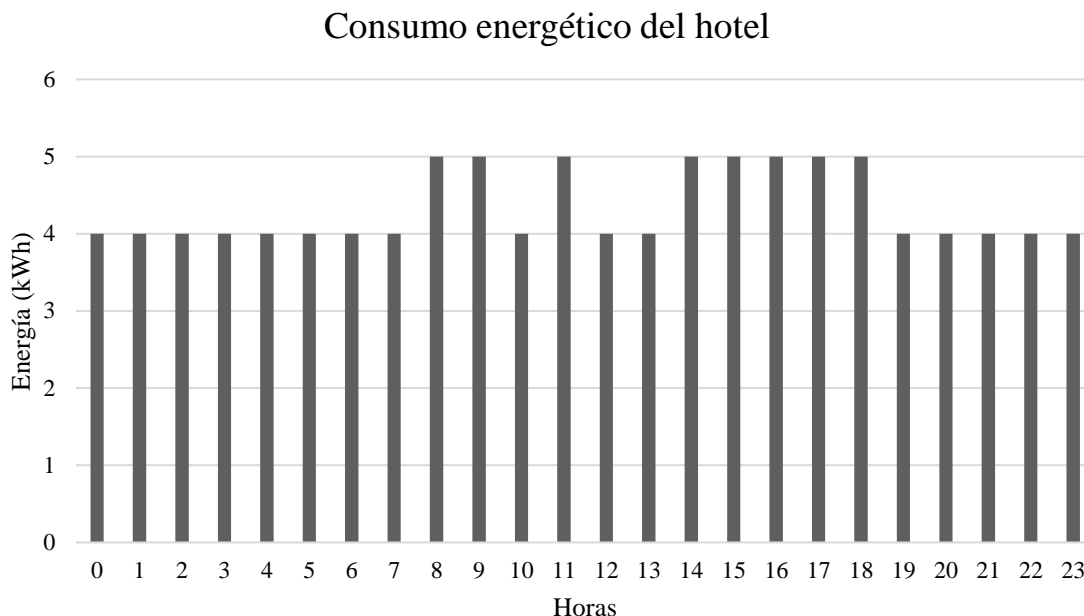


Figura 6.2 Consumo mínimo horario del hotel en el mes de diciembre.

A pesar de que el bajo consumo solo sea en enero y en diciembre, presumiblemente debido al cierre del hotel, **la rentabilidad** de la instalación de autoconsumo **empieza a decaer considerablemente a partir de 6 kWp** instalados en los sistemas sin batería.

Si se compara la **TIR** entre la modalidad acogida a compensación y la no acogida a compensación (ambas sin baterías) se observa que es **igual** en ambos casos **hasta la inyección de excedentes**. Para **bajas potencias**, la **rentabilidad de la modalidad acogida a compensación es mayor** que la modalidad no acogida a compensación. Sin embargo, la TIR de la modalidad acogida a compensación cambia su tendencia a partir de 55 kWp, lo que provoca que **a partir de 61 kWp la rentabilidad de la modalidad no acogida a compensación sea mayor**. Esto se debe a la limitación impuesta en el saldo económico por el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

Por todo lo anterior, quedan comprobadas que las deducciones del apartado 5.4 son ciertas.

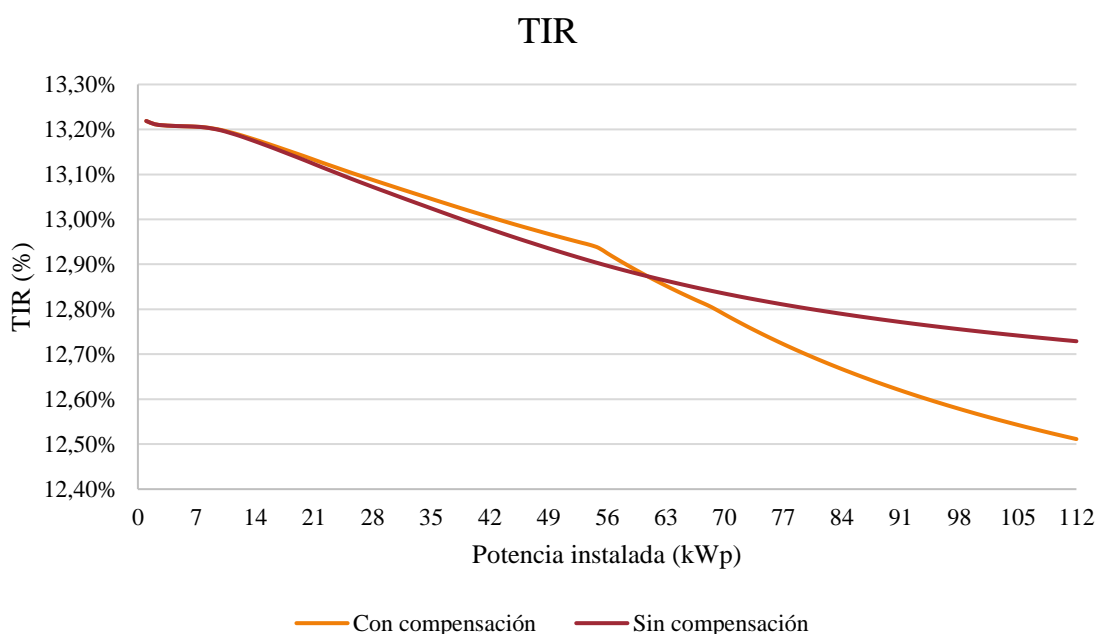


Figura 6.3 TIR de la modalidad acogida a compensación y la no acogida a compensación sin baterías

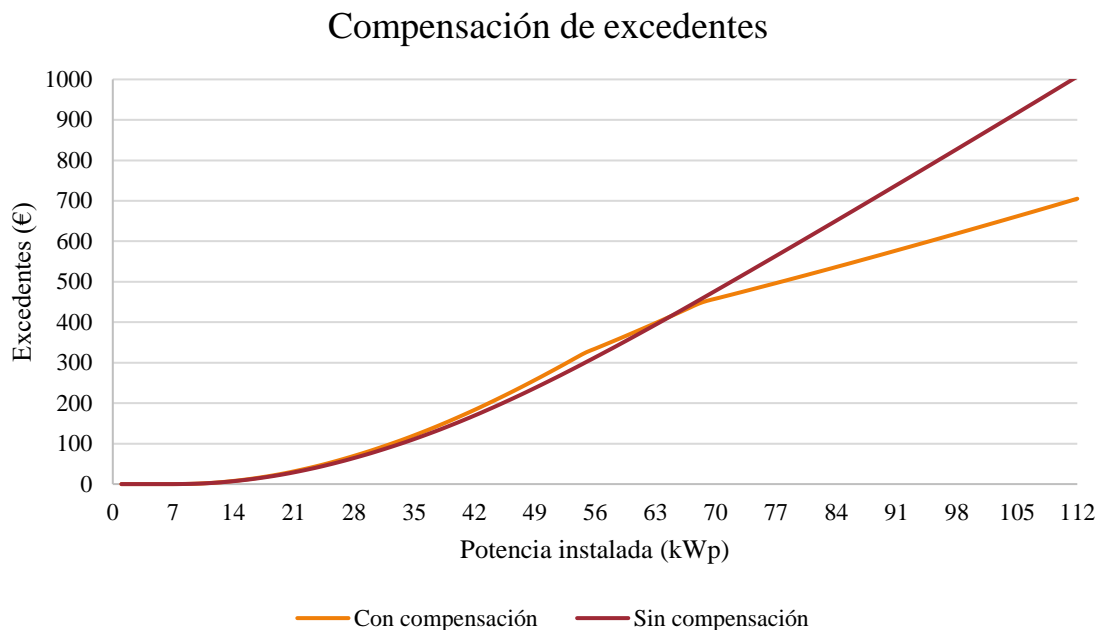


Figura 6.4 Variación de saldo económico por excedentes con limitación económica y sin limitación

El periodo de recuperación difiere según la rentabilidad. Hasta los 61 kWp este es menor para la modalidad acogida a compensación. Desde dicha potencia hasta 112 kWp, valor límite para la comparación, el periodo de recuperación es inferior para la modalidad no acogida a compensación, debido a su mayor rentabilidad. **En ambos casos el periodo varía entre los 7,5 y 8,8 años.** Si se tiene en cuenta que se considera que la instalación de autoconsumo tiene un ciclo de vida de 25 años, la mayor parte del tiempo la instalación proporciona beneficios al hotel.

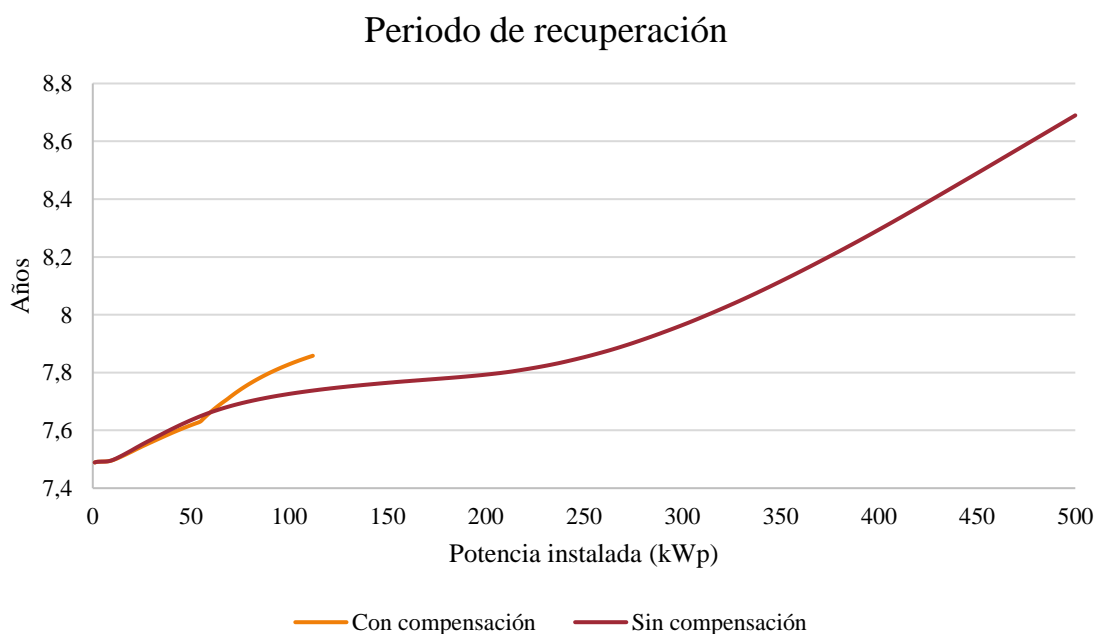


Figura 6.5 Periodos de recuperación según la potencia instalada para la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación, ambas sin considerar baterías.

Puede llamar la atención que el periodo de recuperación crezca de manera superior a partir de unos 200 kW, aproximadamente. Esto se debe a que el incremento de excedentes crece con mayor proporción debido a que en todos los meses se inyecta energía excedentaria a la red.

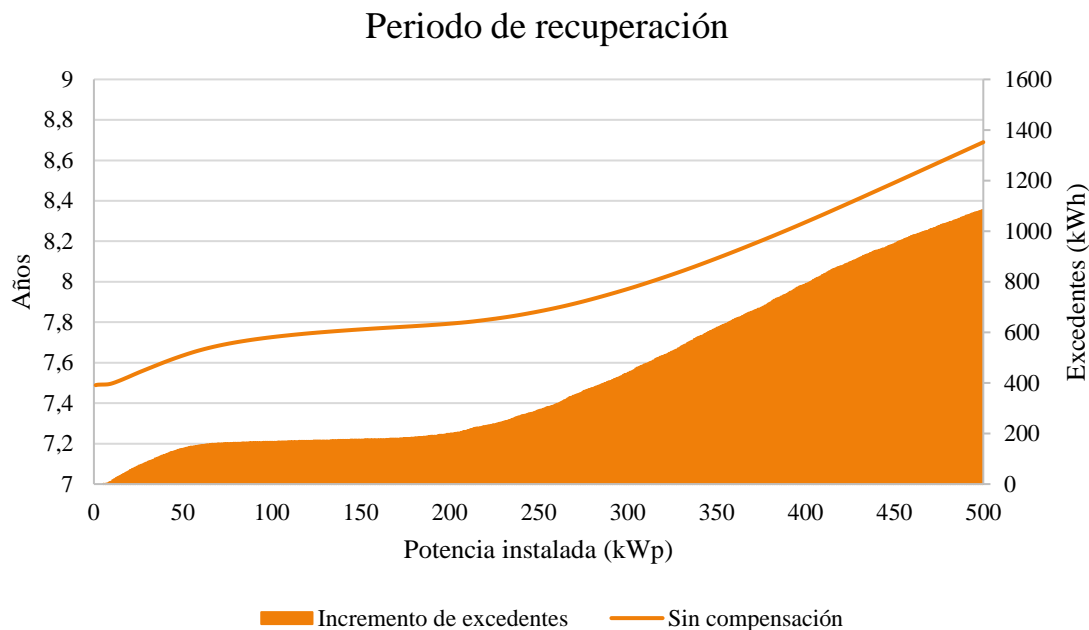


Figura 6.6 Periodo de recuperación comparado al incremento de excedentes en la modalidad no acogida a compensación.

6.1.2 Modalidad acogida a compensación, con baterías

El precio considerado de las baterías (146 €/kWh de almacenamiento) imposibilita que la rentabilidad supere en ninguna potencia instalada a las obtenidas en la modalidad acogida a compensación sin baterías.

Si se fija un **porcentaje de descarga del 50%**, ninguna capacidad de almacenamiento considerada proporciona más rentabilidad que en el caso sin baterías.

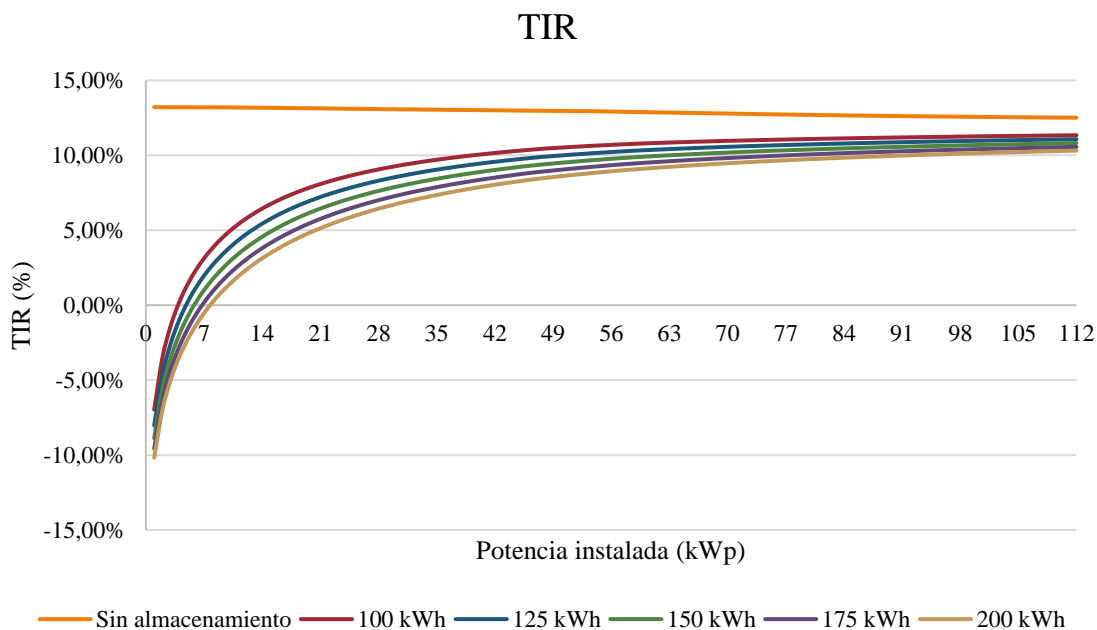


Figura 6.7 Comparación entre las TIR para distintas capacidades de almacenamiento con porcentaje de descarga del 50% y la TIR sin almacenamiento.

Los efectos observados son los mismos que se han analizado en el apartado 5.5.

Periodo de recuperación

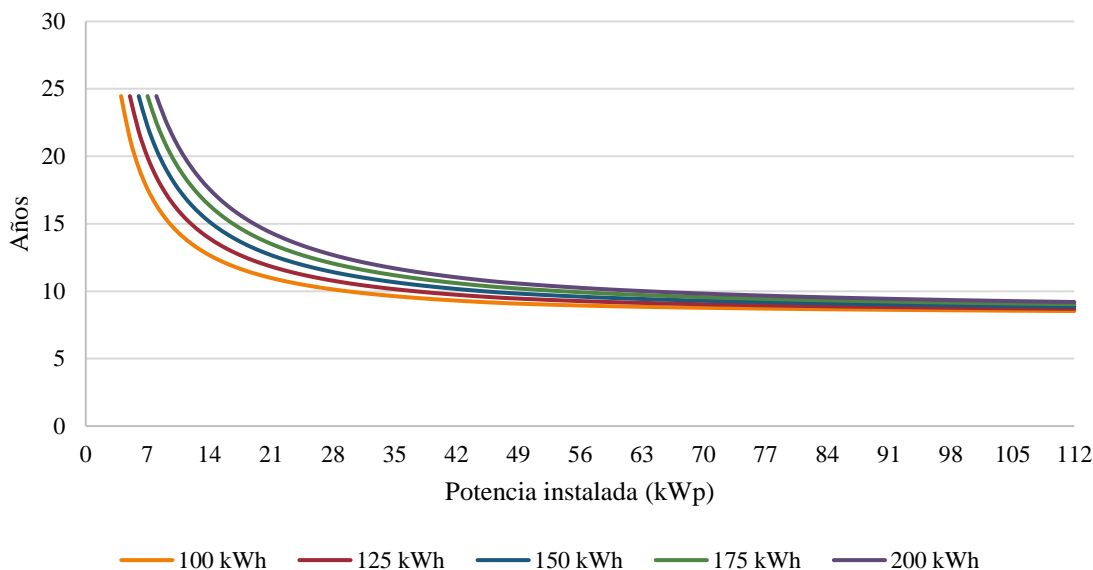


Figura 6.8 Periodo de recuperación según la capacidad de almacenamiento.

A menor capacidad de almacenamiento, menor periodo de recuperación, pues puede afrontar de forma más prematura la inversión que supone adquirir la batería. **Desde 0 hasta 3 kWp** ninguna capacidad de las consideradas implica beneficios. Una TIR negativa implica pérdidas económicas, por lo que **no** se puede hablar en estos casos de **periodo de recuperación**, pues es inexistente. Asimismo, **para bajas potencias, el periodo de recuperación es excesivo** para el ciclo de vida. Como la rentabilidad en ningún caso es superior a la rentabilidad de la modalidad acogida a compensación sin batería, **los periodos de recuperación incluyendo baterías son superiores**.

La rentabilidad, vista desde la TIR, según el porcentaje de descarga para una batería de 150 kWh, se muestra en la siguiente figura:

TIR

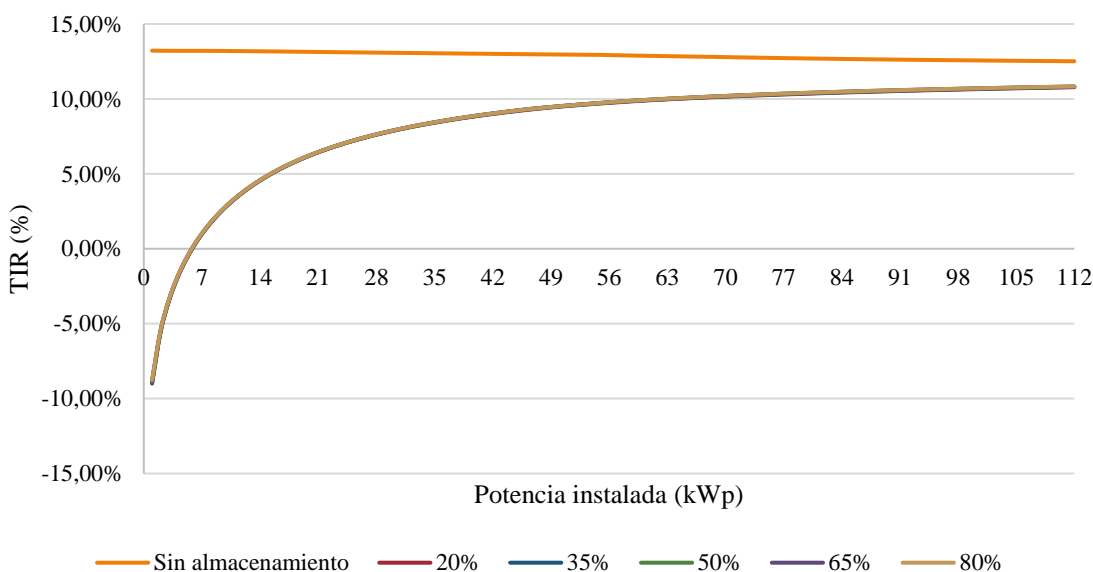


Figura 6.9 TIR según los porcentajes de descarga para una batería de 150 kWh en la modalidad no acogida a compensación.

Solo se requiere la adquisición de una batería durante los 25 años del ciclo de vida, independientemente del

porcentaje de descarga. Esto implica, como se ha estudiado en el apartado 5.5, que la rentabilidad crece según aumente el porcentaje de descarga.

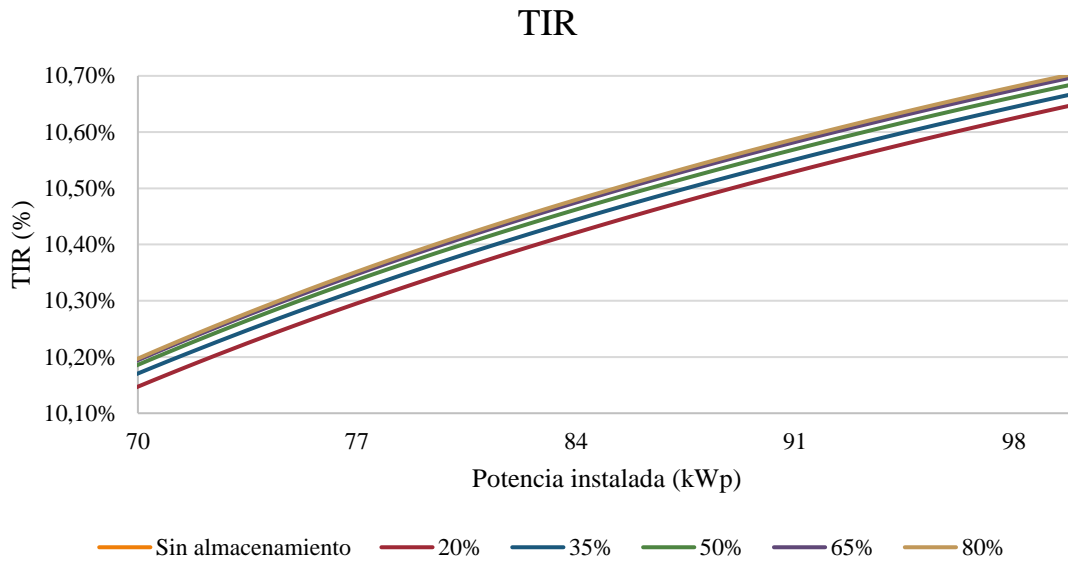


Figura 6.10 TIR según los porcentajes de descarga para una batería de 150 kWh en la modalidad no acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.

Según los porcentajes de descarga y capacidades elegidas se puede concluir que el que proporciona mayor rentabilidad es una batería de 100 kWp con porcentaje de descarga del 80%. Es por ello por lo que **en el resto de los casos se va a analizar únicamente esta combinación.**

6.1.3 Modalidad no acogida a compensación, sin baterías

Tampoco se obtiene mayores rentabilidades, según la TIR, al adquirir baterías en la modalidad no acogida a compensación, debido al precio al que se han valorado en este TFG las baterías.

Si se considera un **porcentaje fijo de descarga del 50%** y se varía la capacidad de almacenamiento, la TIR evoluciona como se puede observar en la siguiente figura.

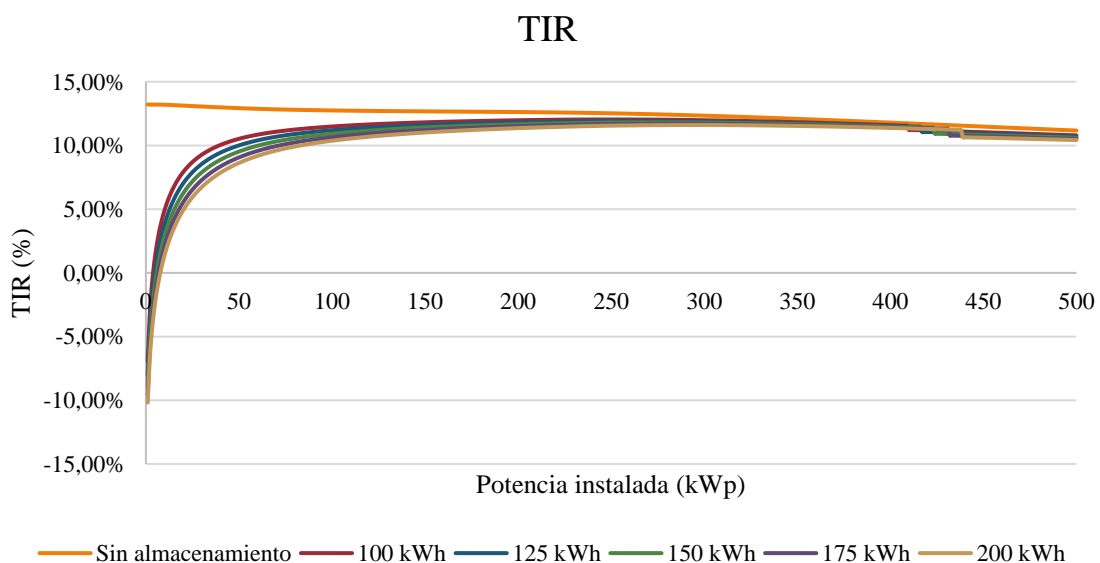


Figura 6.11 Comparación entre las TIR, para la modalidad no acogida a compensación, según la capacidad de almacenamiento de las baterías.

El periodo de recuperación es inexistente para pequeñas potencias instaladas, debido a que la TIR es

negativa. A partir de que ésta se haga positiva, los periodos de recuperación parten de unos valores excesivos para el ciclo de vida considerado hasta estabilizarse en torno a los **9 años**. Sin embargo, para grandes potencias instaladas según el rango estudiado, el periodo de recuperación **vuelve a aumentar**. Esto es debido a que se requiere de la compra de **mayor número de baterías**, lo que reduce su rentabilidad.

Periodo de recuperación

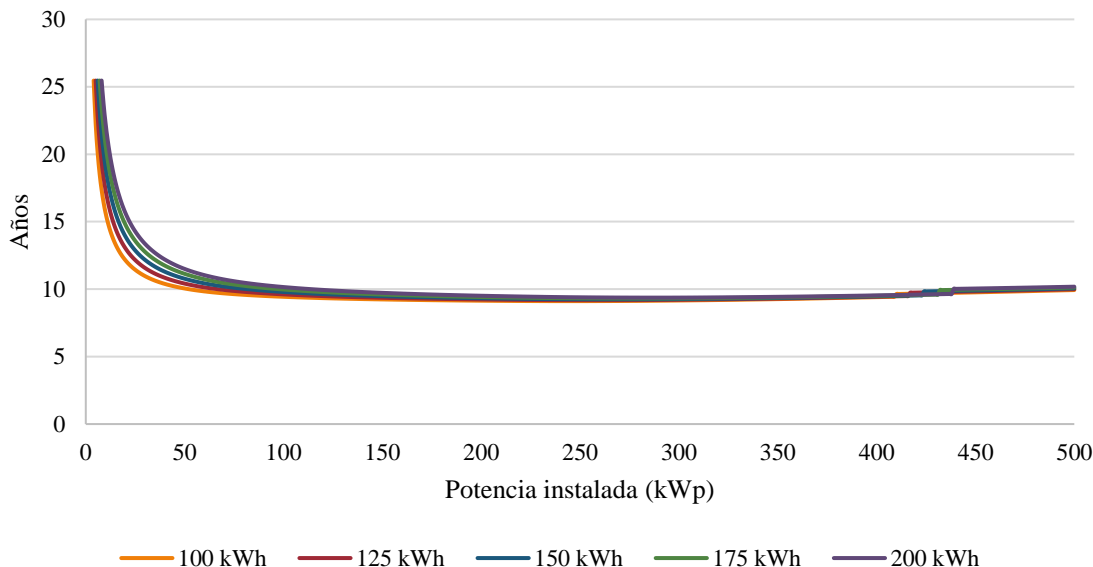


Figura 6.12 Periodo de recuperación según capacidad de batería en la modalidad no acogida a compensación.

Periodo de recuperación

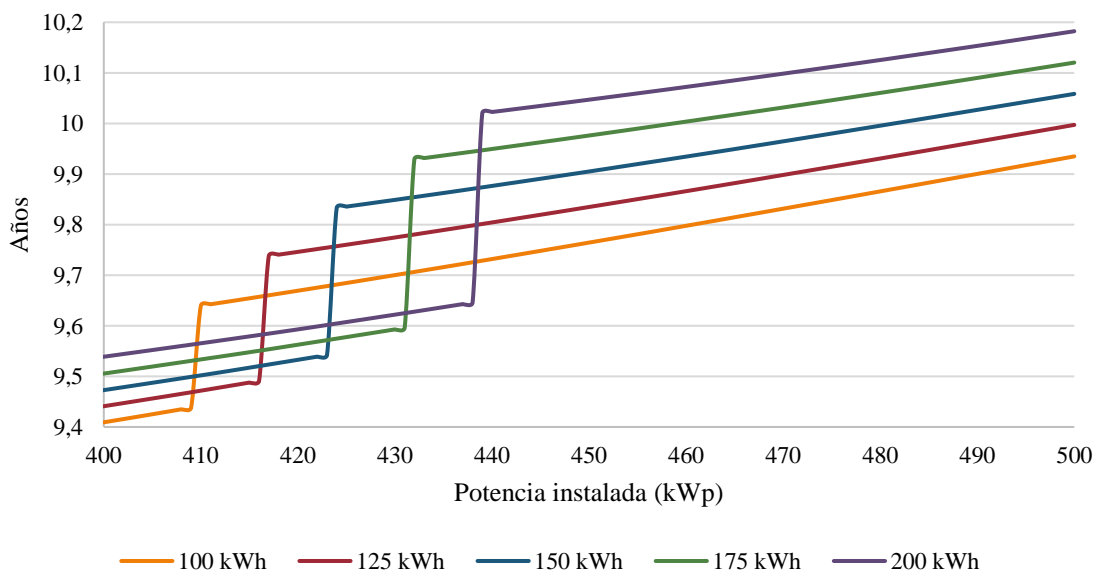


Figura 6.13 Periodo de recuperación según capacidad de batería en la modalidad no acogida a compensación desde 400 hasta 500 kWp.

Que varíe el número de baterías induce a pensar que, para la modalidad no acogida a compensación, la rentabilidad no es siempre máxima para el mayor porcentaje de descarga.

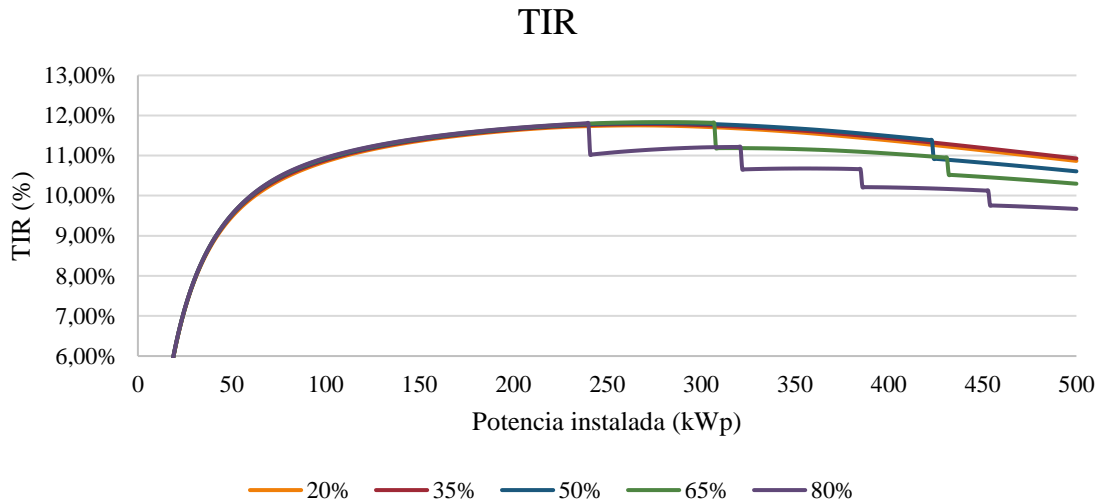


Figura 6.14 TIR según el porcentaje de descarga en la modalidad no acogida a compensación.

A medida que la potencia instalada crece el porcentaje de descarga idóneo se ve reducido debido a la necesidad de compra de baterías que provocan los porcentajes de descarga altos, tal y como se ha justificado en el apartado 5.5.

Por tanto, se puede concluir que, menos en el periodo que abarca desde 411 kWp hasta 439 kWp, la capacidad de almacenamiento que ofrece mayor rentabilidad es la de 100 kWh. A medida que crece la producción instalada, el porcentaje de descarga que maximiza la rentabilidad va decayendo. Por tanto, **para el resto de los casos, se va a considerar una batería de 100 kWh con varios porcentajes de descarga.**

6.2 Reducción del precio fotovoltaico

El precio fotovoltaico considerado es superior al existente en la mayoría de los países del G20 [24]. Además, este precio se reduce año a año [24]. Este apartado pretende tener en cuenta el **impacto que supone la reducción del precio fotovoltaico**. Para ello se ha considerado un precio inferior a los 1400 €/kWp considerados hasta ahora, reduciéndose en un 10% hasta los **1260 €/kWp**.

A partir de este apartado, y en los siguientes, se ha analizado una **batería de 100 kWp y 80% de descarga para la modalidad acogida a compensación** y otra **batería de igual capacidad, pero con distintos porcentajes de descarga en la modalidad no acogida a compensación**.

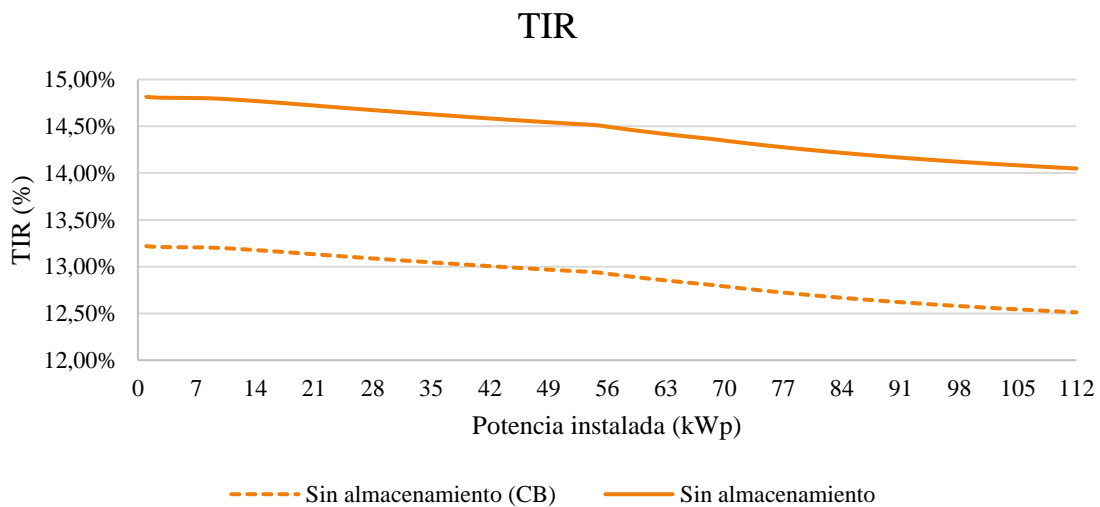


Figura 6.15 Comparación entre las TIR de la modalidad acogida a compensación sin baterías.

La reducción del precio fotovoltaico afecta por igual a todos los casos considerados y es notablemente positivo.

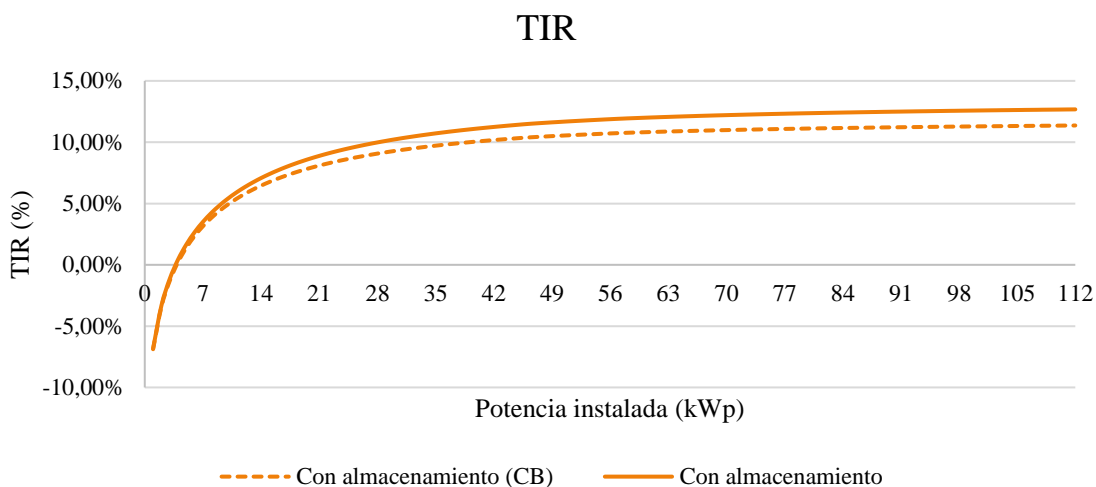


Figura 6.16 Comparación entre las TIR de la modalidad acogida a compensación con baterías.

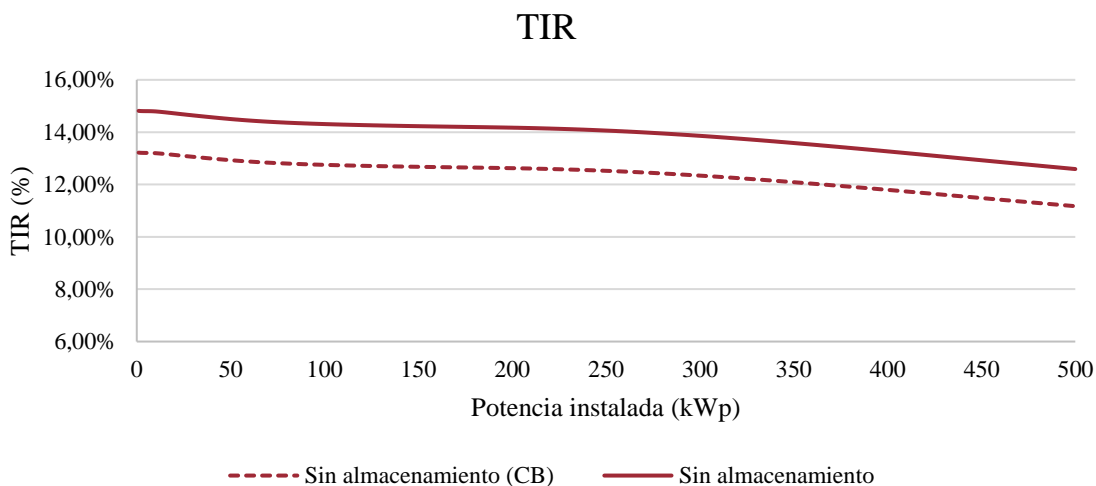


Figura 6.17 Comparación entre las TIR de la modalidad no acogida a compensación sin baterías.

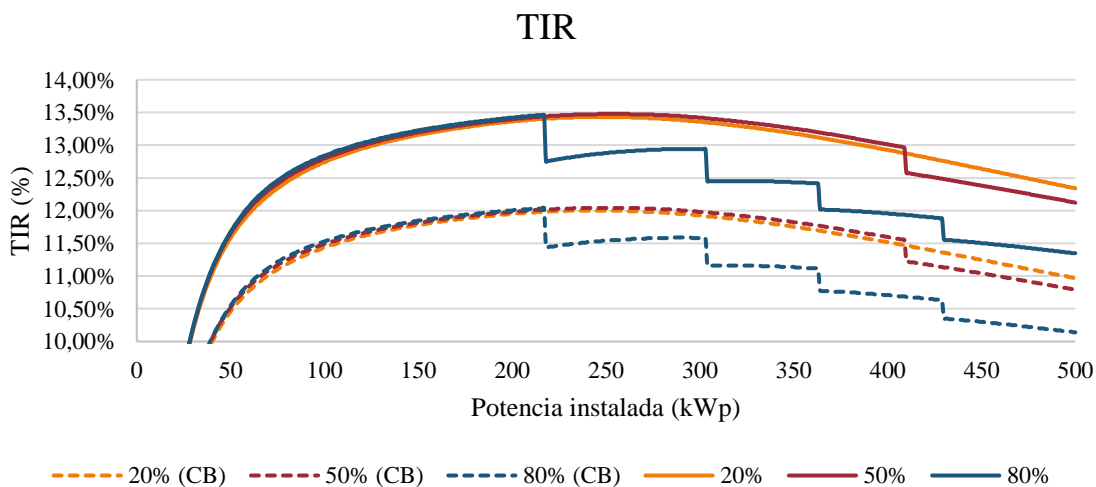


Figura 6.18 Comparación entre las TIR de la modalidad no acogida a compensación con baterías con una capacidad constante de 100 kWh.

Todos los sistemas analizados se ven favorecidos, por lo que la rentabilidad es mayor para todos los sistemas considerados respecto al caso base, y la evolución de la rentabilidad se debe a las mismas causas que en el caso mencionado.

Por todo lo anterior el periodo de recuperación también se reduce.

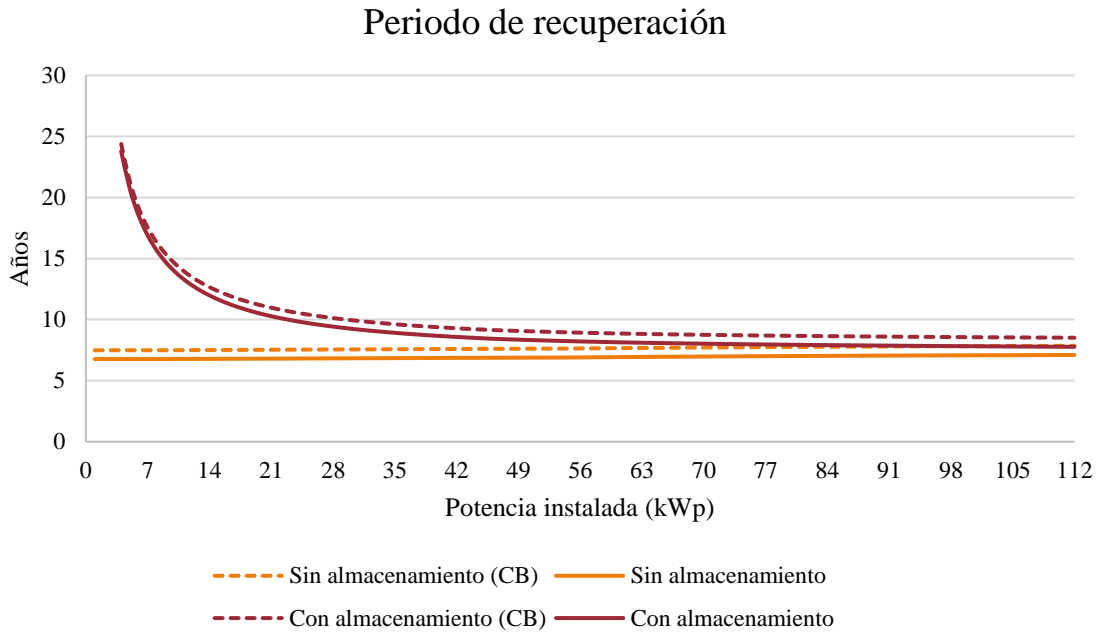


Figura 6.19 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad acogida a compensación.

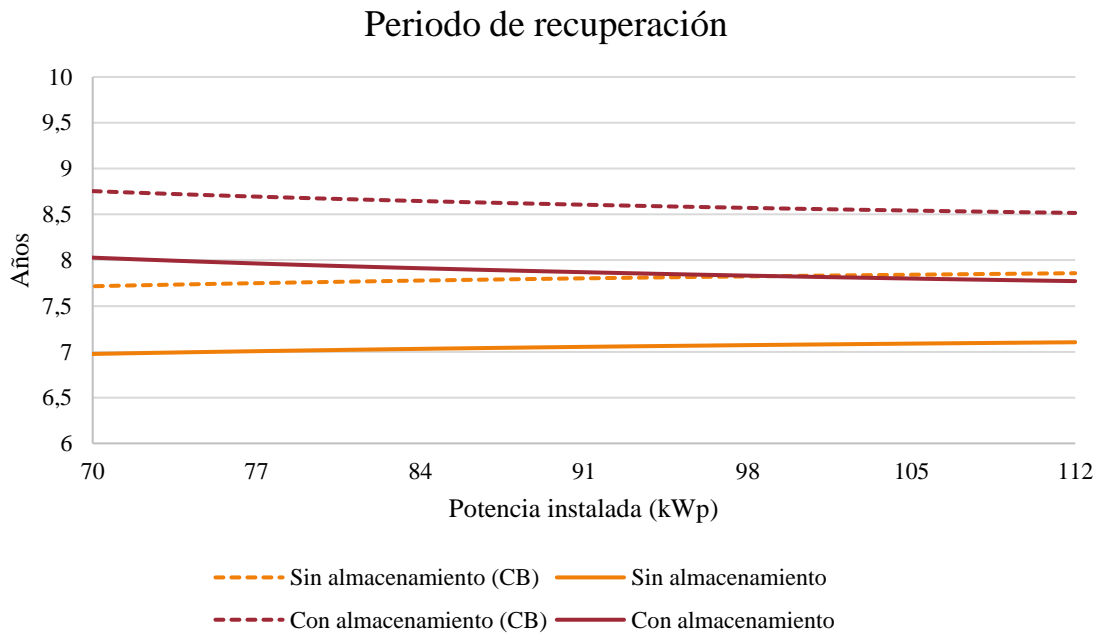


Figura 6.20 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 112 kWp.

Periodo de recuperación

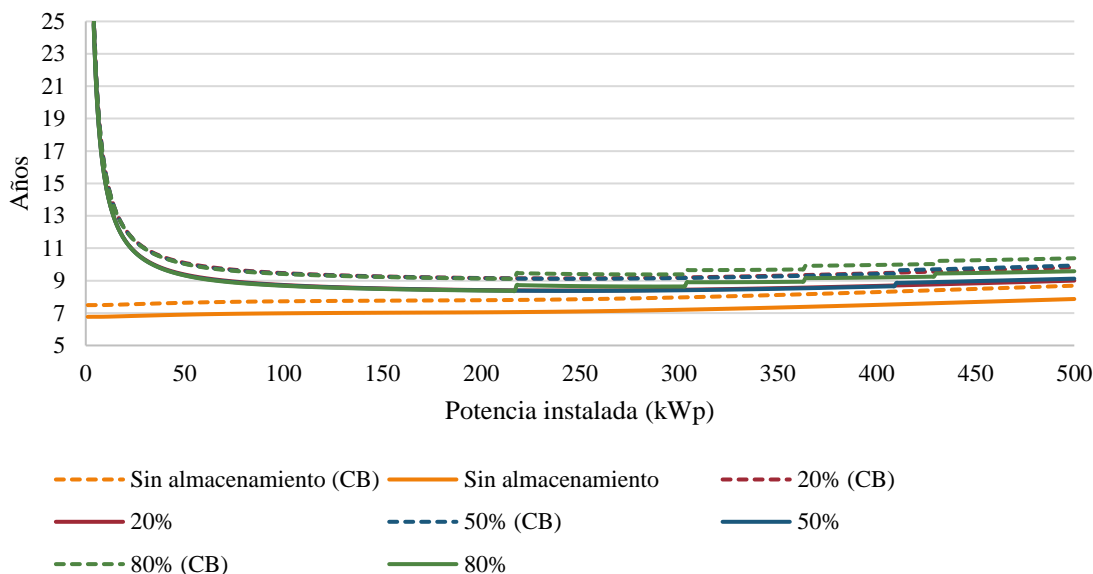


Figura 6.21 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad no acogida a compensación.

Periodo de recuperación

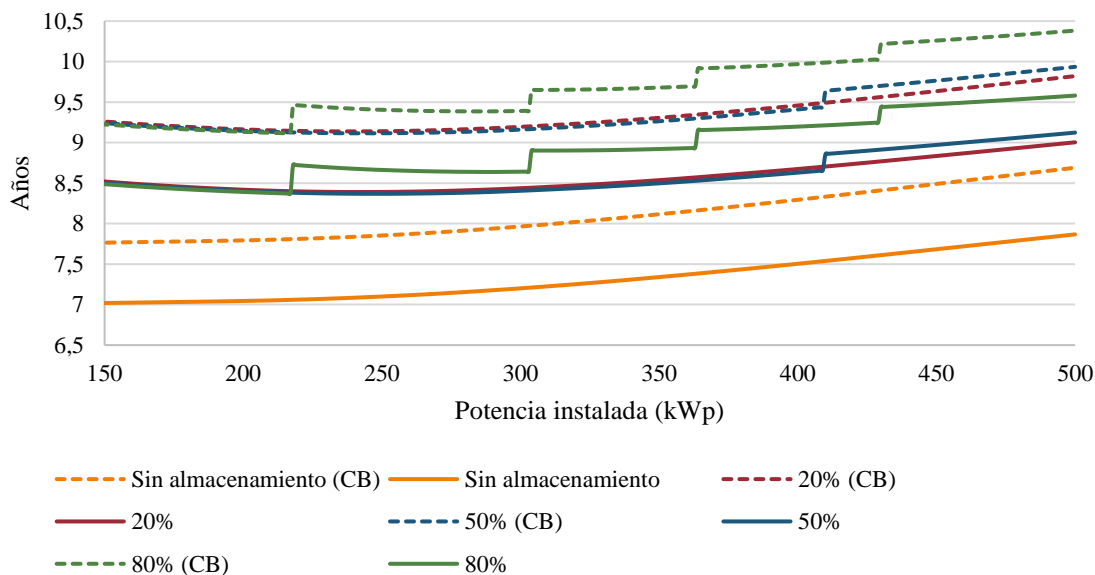


Figura 6.22 Periodo de recuperación al reducir el precio fotovoltaico en la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.

6.3 Reducción del precio de las baterías

Tal y como se ha analizado en el apartado 5.5, el precio considerado de 146 €/kWh almacenado impide que la rentabilidad aumente gracias a la inclusión de baterías. En este apartado se ha analizado cómo impacta en ella una **disminución del 10% en el precio**, el cual pasaría a ser de **131,40 €/kWh**.

Es obvio que aquellos sistemas que no dispongan de baterías mantienen su rentabilidad intacta.

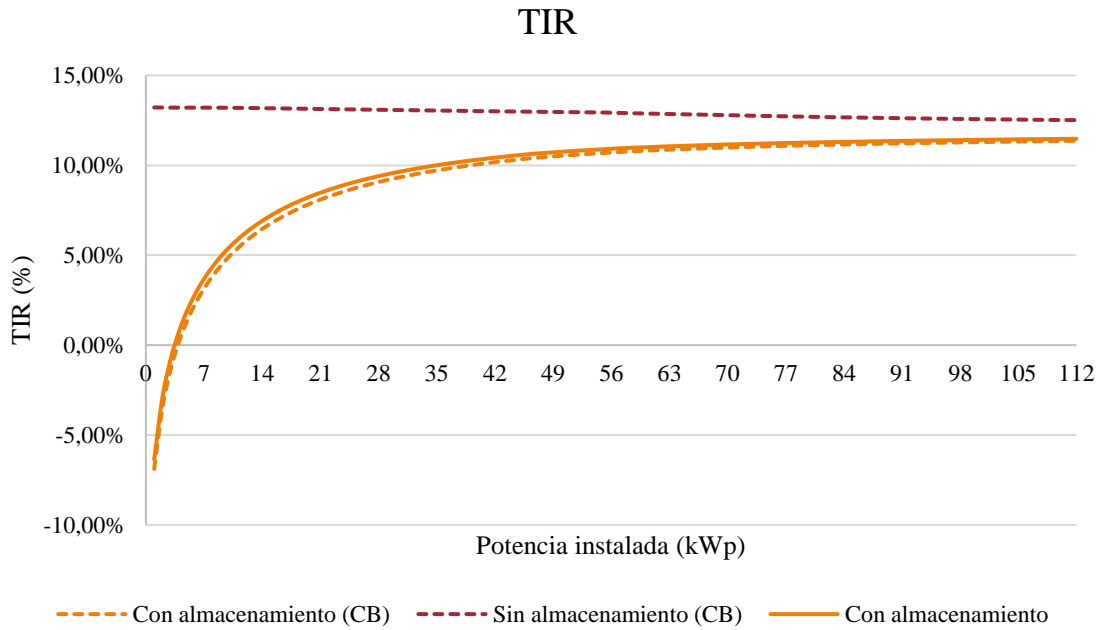


Figura 6.23 TIR según la modalidad acogida a compensación

Se observa que, en la modalidad acogida a compensación, **la disminución del precio afecta positivamente a la rentabilidad del sistema con batería, pero no lo suficiente para superar la rentabilidad del sistema sin baterías.**

En la modalidad no acogida a compensación ocurre lo mismo: **la rentabilidad de los sistemas con baterías crece, pero no lo suficiente para poder desbancar a aquellos que no dispongan de almacenamiento.**

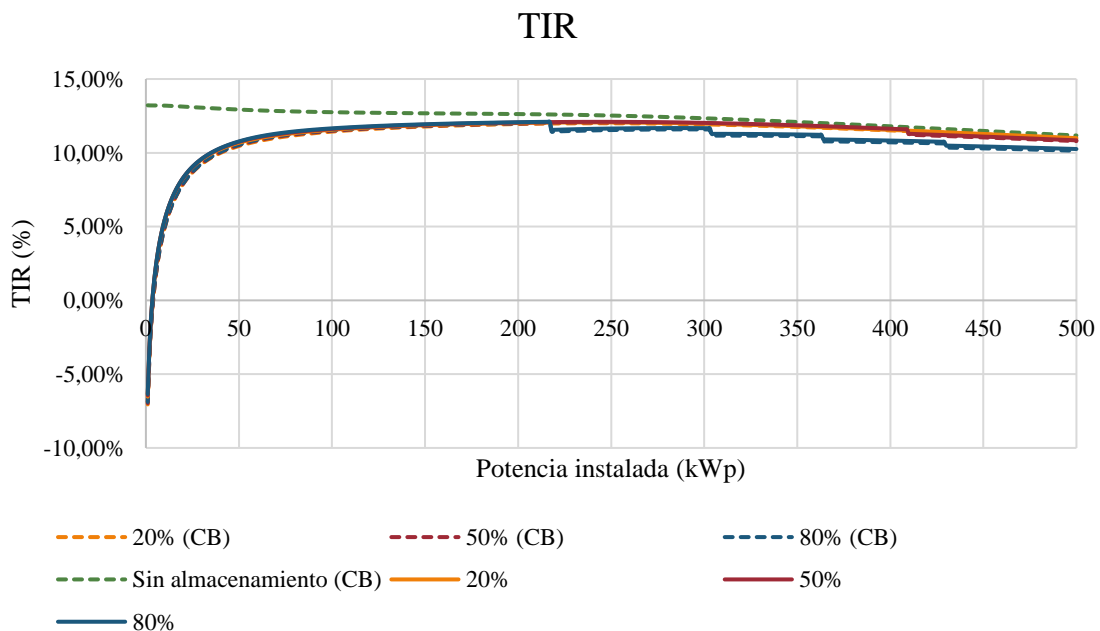


Figura 6.24 TIR según la modalidad no acogida a compensación

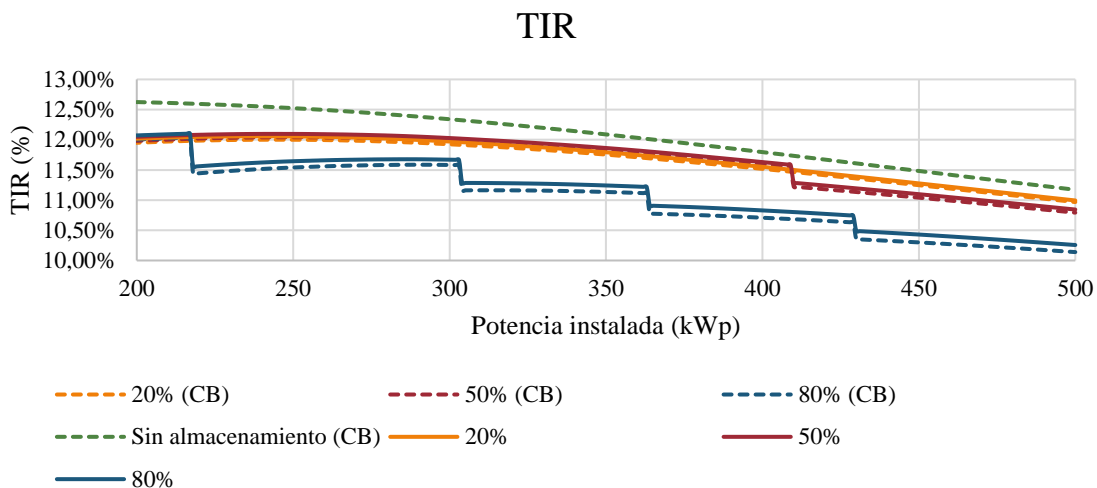


Figura 6.25 TIR según la modalidad no acogida a compensación desde 200 hasta 500 kWp.

Tal y como ocurre en el resto de los casos analizados un aumento de rentabilidad está relacionado con una **disminución del periodo de recuperación**.

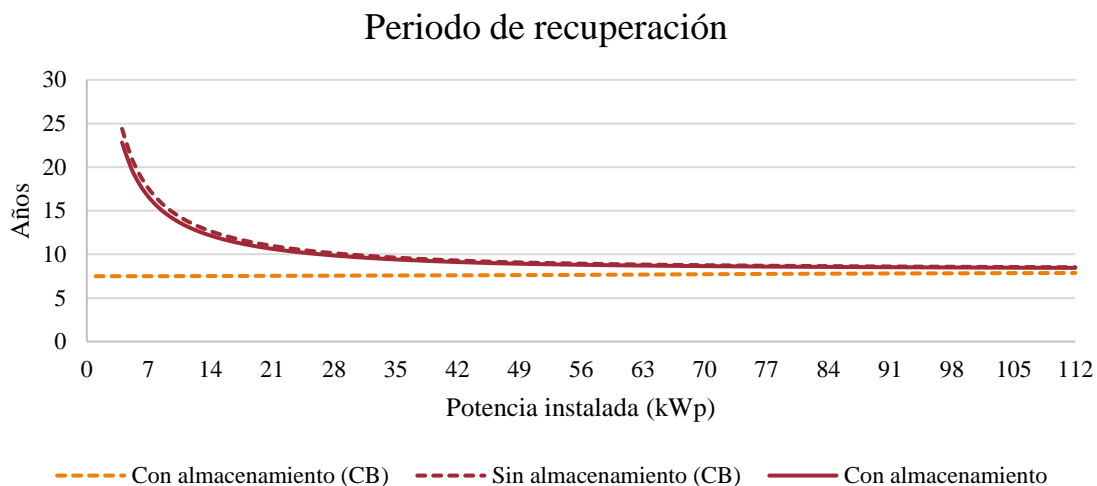


Figura 6.26 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad acogida a compensación.

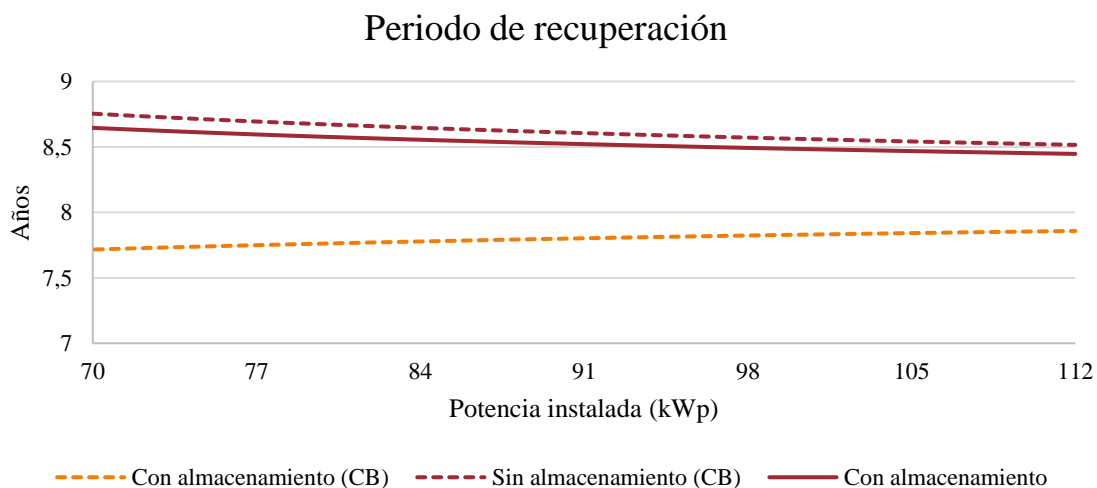


Figura 6.27 Periodo de recuperación en la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 112 kWp.

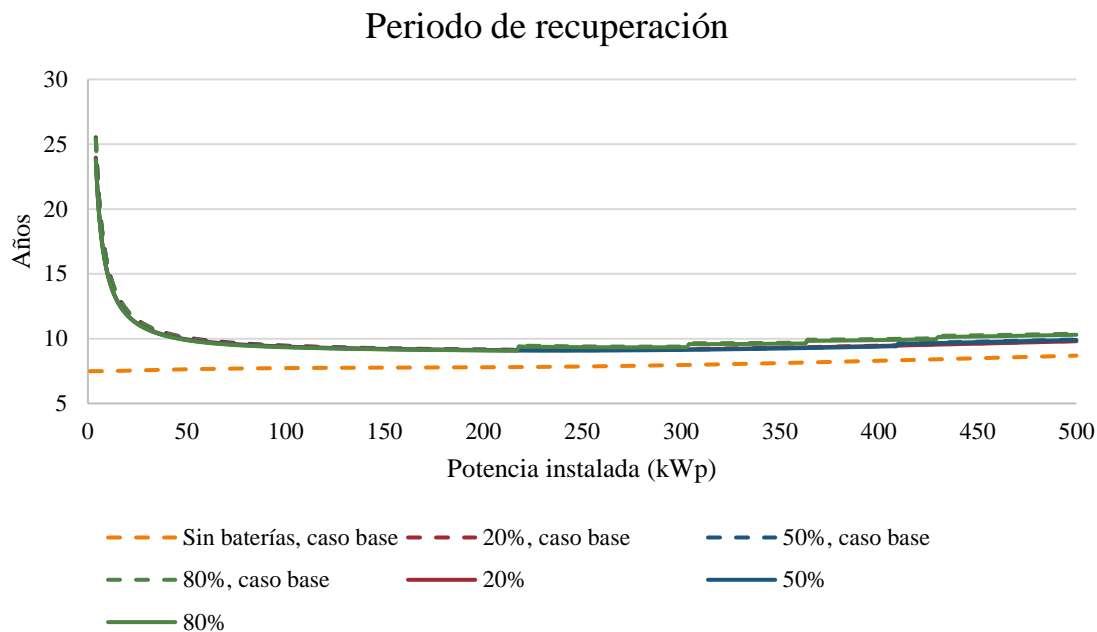


Figura 6.28 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad no acogida a compensación.

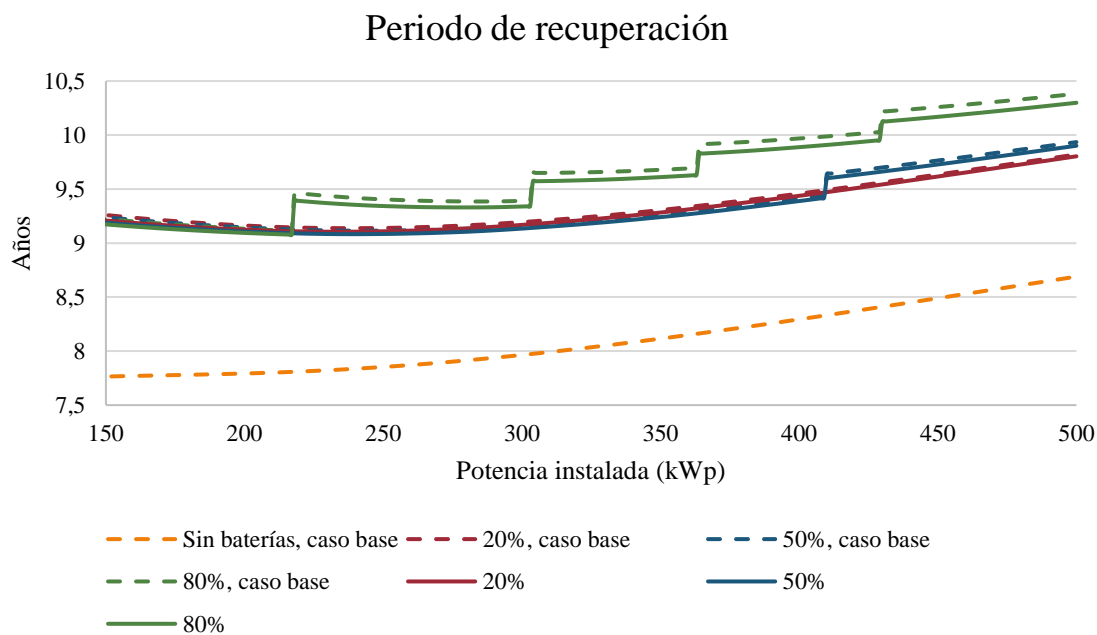


Figura 6.29 Periodo de recuperación al reducir el precio de las baterías en la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.

6.4 Reducción del precio al que se valoran los excedentes en la modalidad acogida a compensación

En este TFG se ha considerado que, para la modalidad acogida a compensación, los excedentes se valoran a precio de mercado, ya que, según el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, la energía horaria excedentaria ha de ser valorada según un precio acordado entre la comercializadora y el consumidor si la comercializadora es de tipo libre.

El precio negociado es clave para conseguir que la modalidad acogida a compensación sea más competitiva

que la modalidad no acogida a compensación. En este apartado se ha estudiado el impacto que supone para la rentabilidad que **los excedentes se valoren al 90% del valor del precio de mercado**.

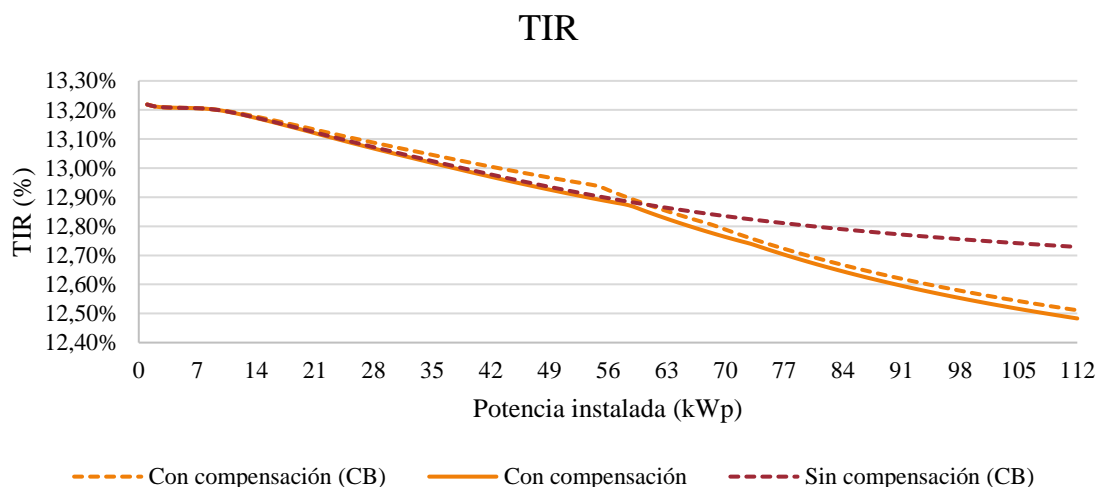


Figura 6.30 Comparación entre las TIR de las modalidades sin baterías al reducir el valor de la compensación de excedentes.

En este caso la modalidad acogida a compensación nunca presenta una mayor rentabilidad que la modalidad no acogida a compensación. Esto se debe a que el decremento impuesto del 10% supone una **pérdida mayor que el importe debido al IVPEE y al peaje de generación**. Tal y como se observa en la Tabla 1.3, la modalidad acogida a compensación requiere de condiciones administrativas más laxas que la modalidad no acogida a compensación. Si se quiere facilitar los trámites es necesario, por tanto, que **el precio acordado no sea inferior al obtenido tras reducirle al precio de mercado el IVPEE y el peaje de generación**.

6.5 Apertura del hotel durante todo el año

Es posible que los dueños del hotel puedan considerar la **apertura del hotel durante los meses de enero y de diciembre**. Este apartado pretende dilucidar cómo variaría la rentabilidad de la instalación de autoconsumo en esa circunstancia.

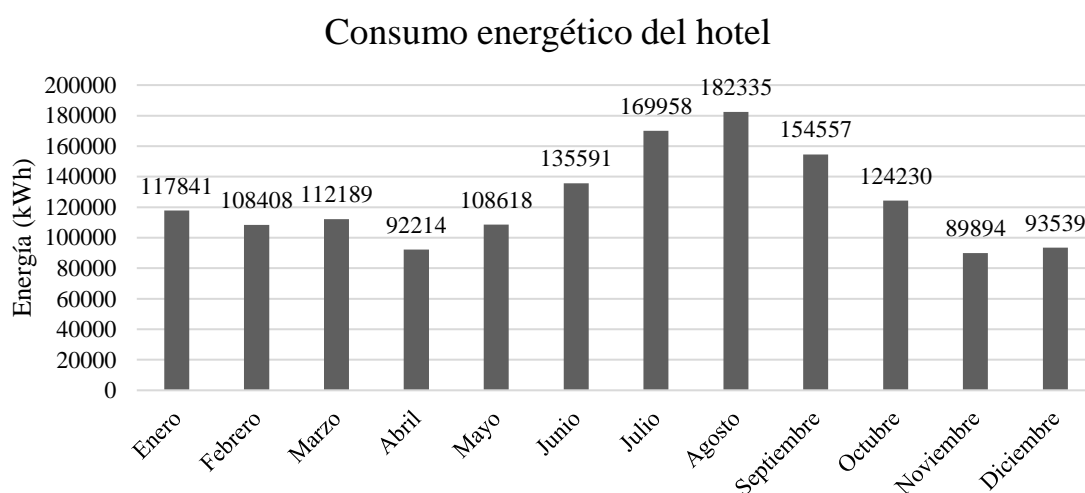


Figura 6.31 Consumo, según mes, del año ficticio considerado.

Como se desconoce cuánta energía se consumiría si el hotel abriese el primer y último mes del año, se va a suponer que **el consumo de enero es igual al consumo de febrero**, y que **el consumo de diciembre es igual que el consumo de noviembre**. Debido a la diferencia de días entre enero y febrero (tres) y entre diciembre y noviembre (uno), se supone que los últimos días repiten el comportamiento del primer día, en el caso de

diciembre, y de los tres primeros, en el caso de enero.

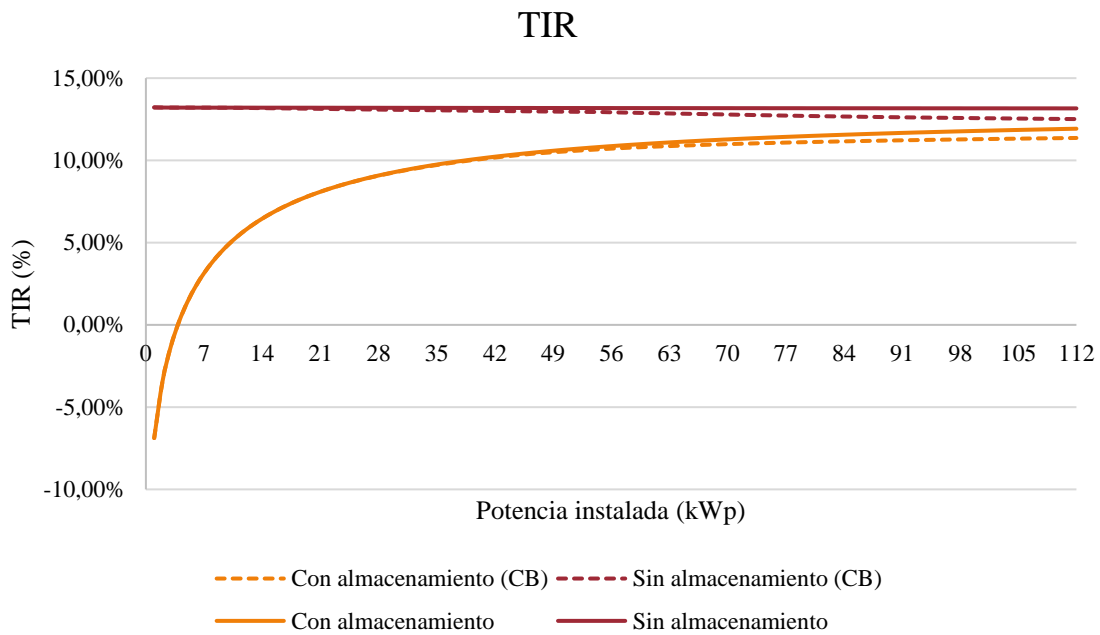


Figura 6.32 TIR para la modalidad acogida a compensación.

Para las distintas combinaciones posibles en la modalidad acogida a compensación se observa que la rentabilidad aumenta en gran medida.

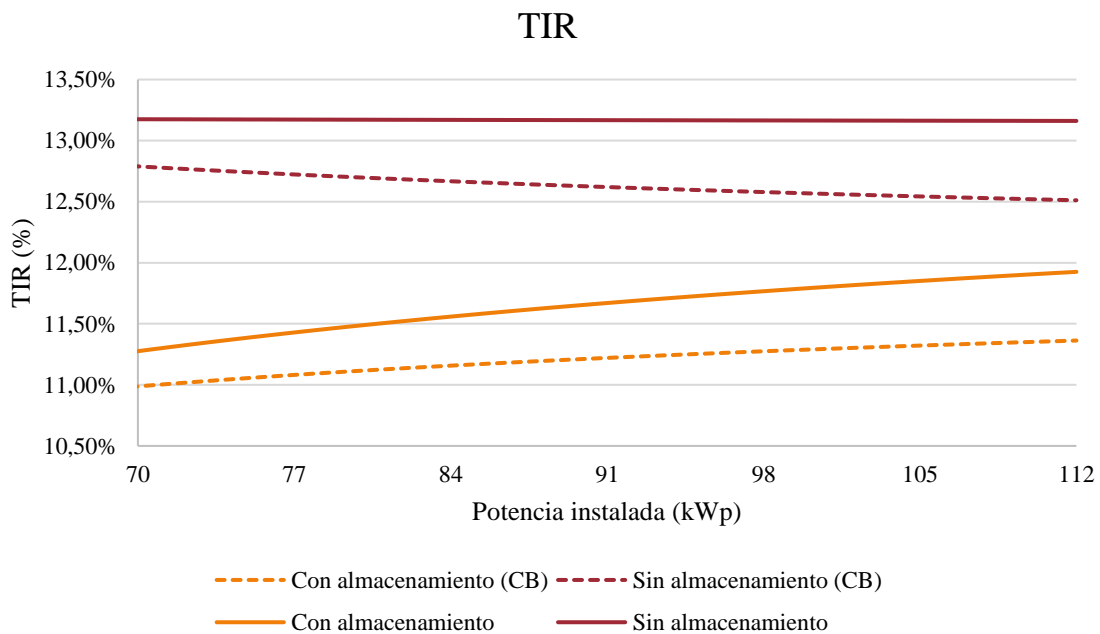


Figura 6.33 TIR para la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.

Esto se debe a que el consumo mínimo horario aumenta, por lo que la inyección de excedentes se posterga a potencias instaladas mayores.

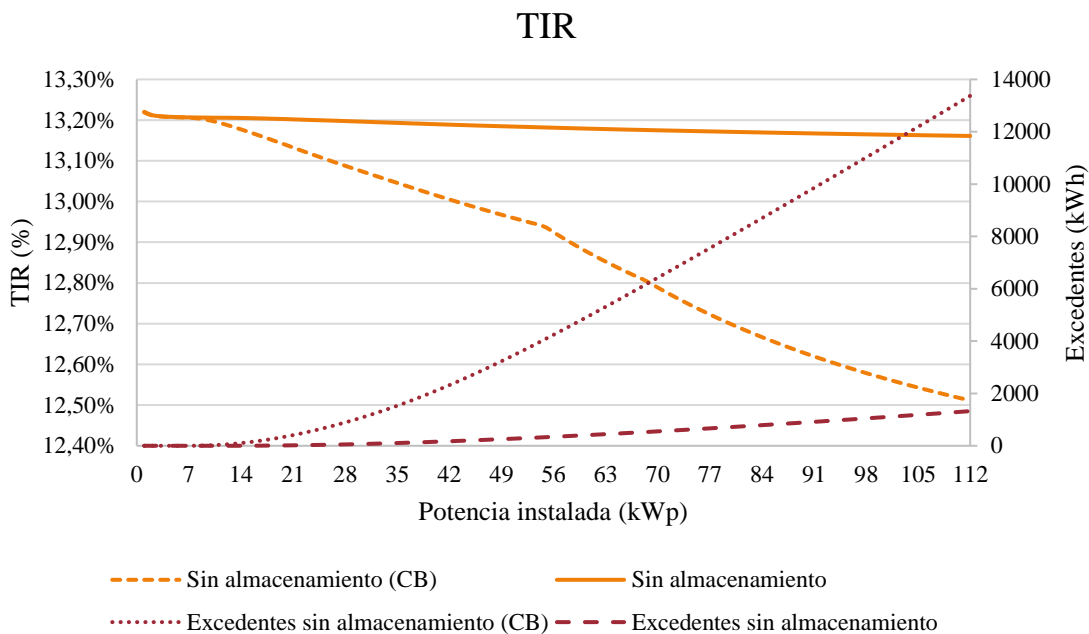


Figura 6.34 TIR para la modalidad acogida a compensación según los excedentes inyectados. Los excedentes se reducen considerablemente lo que consigue que la rentabilidad crezca. Se reduce, por tanto, el periodo de recuperación.

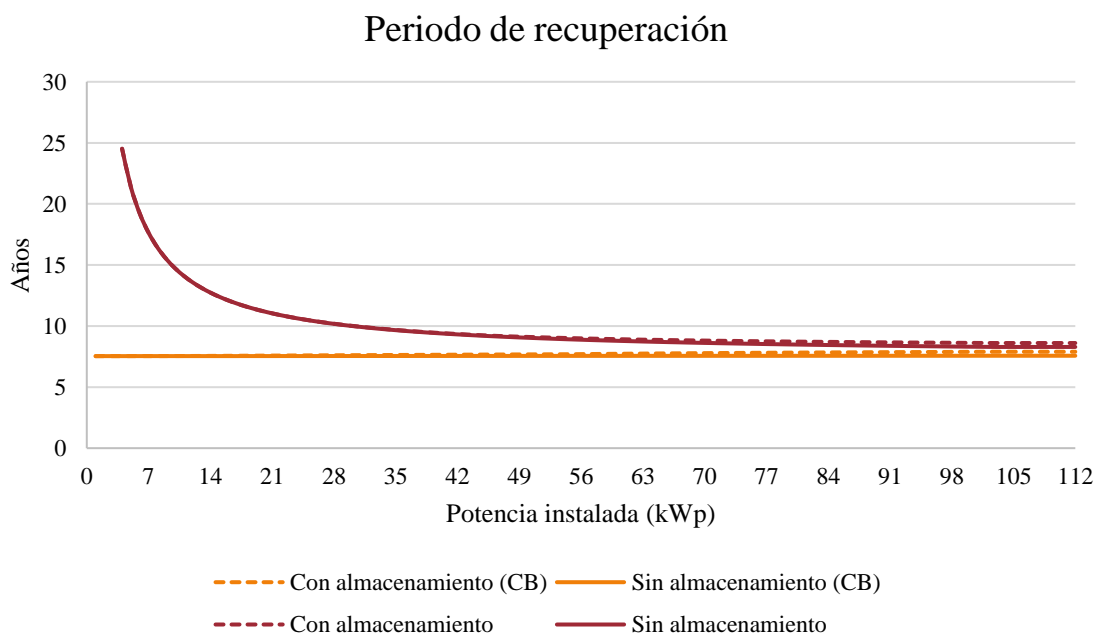


Figura 6.35 Periodo de recuperación para la modalidad acogida a compensación

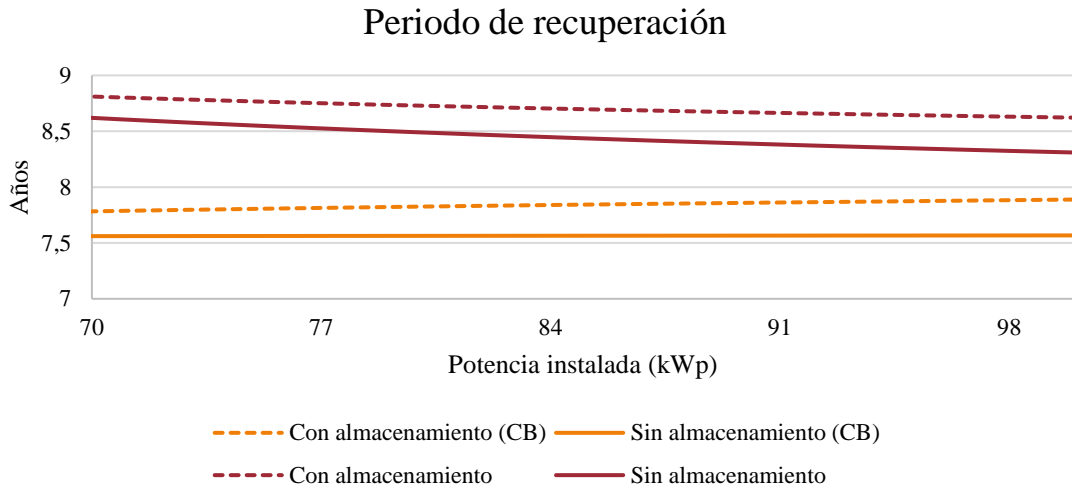


Figura 6.36 Periodo de recuperación para la modalidad acogida a compensación desde 70 hasta 100 kWp.

La apertura del hotel también beneficia a las combinaciones con modalidad no acogida a compensación, ya que aumenta su rentabilidad y disminuye su periodo de retorno.

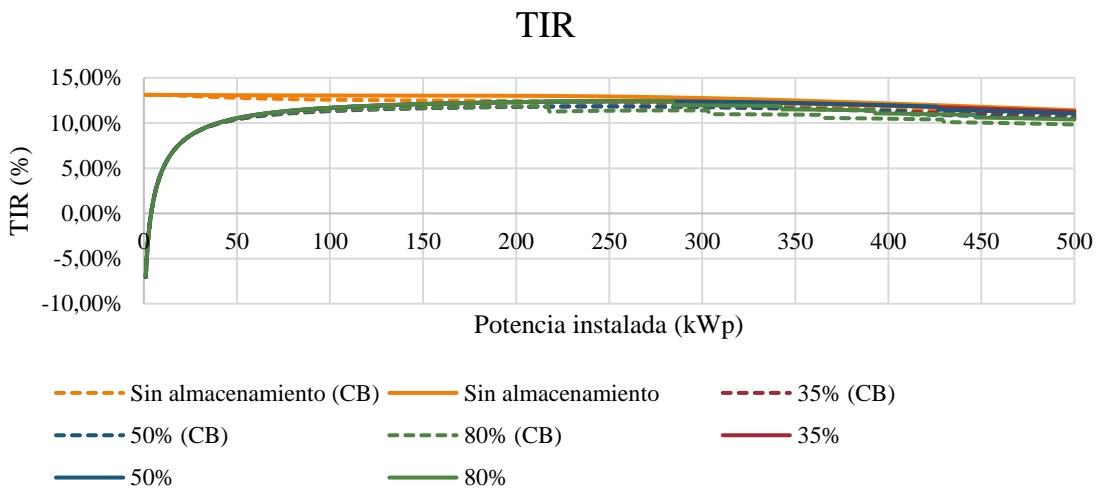


Figura 6.37 TIR para la modalidad no acogida a compensación.

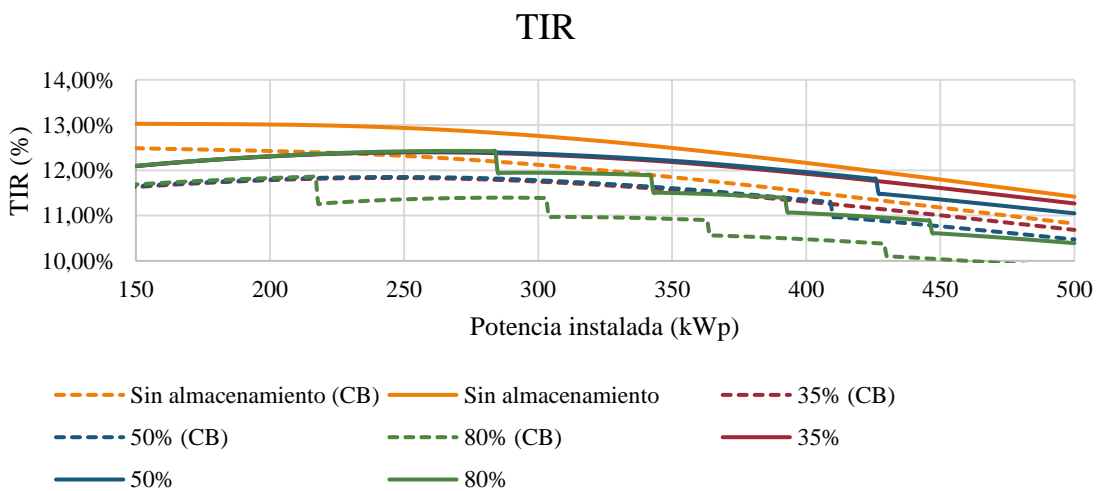


Figura 6.38 TIR para la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 500 kWp.

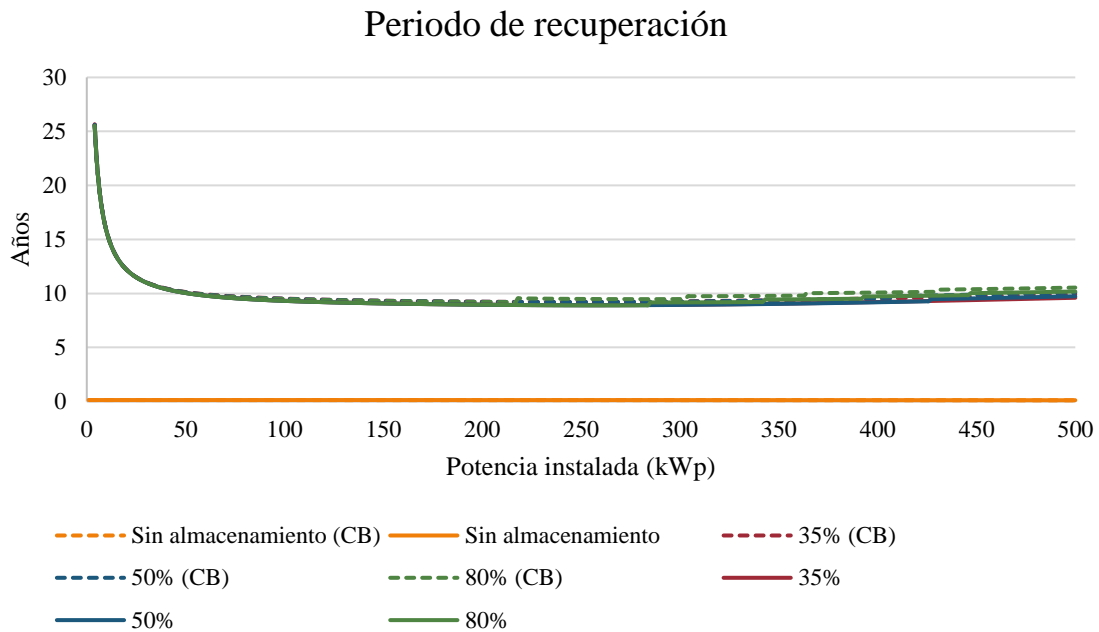


Figura 6.39 Periodo de recuperación para la modalidad no acogida a compensación.

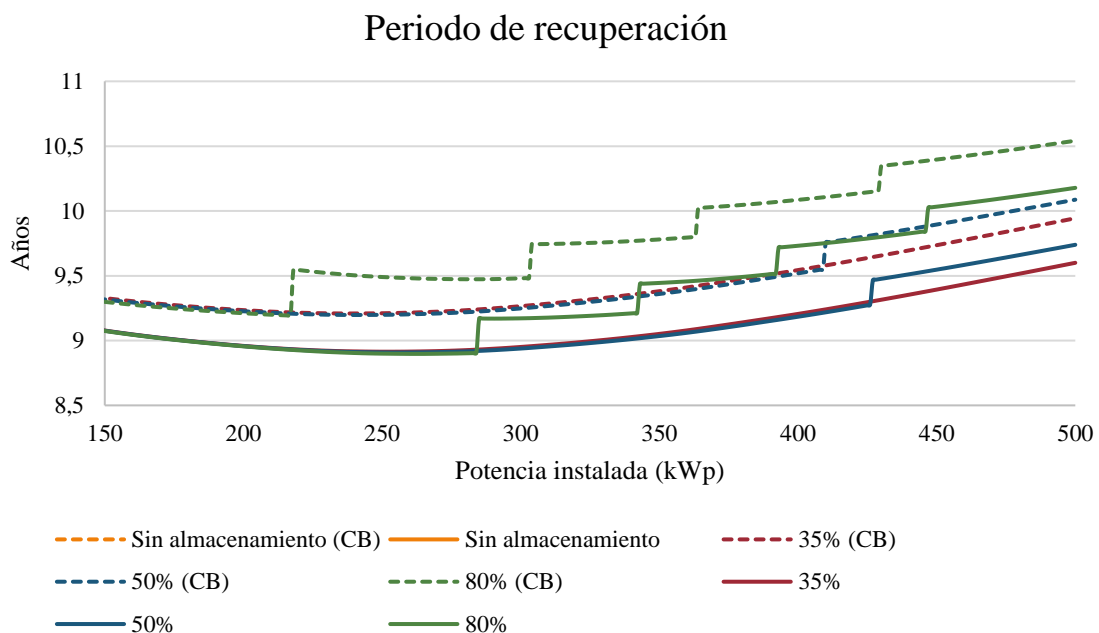


Figura 6.40 Periodo de recuperación para la modalidad no acogida a compensación desde 150 hasta 200 kWp.

6.6 Gestión de las baterías

Hasta este apartado, las baterías se han limitado a almacenar energía si se produce más energía de la que se consume y descargarla cuando el consumo sea mayor que la producción. Sin embargo, puede parecer oportuno variar la gestión de estas para que **almacenen energía en los periodos tarifarios más baratos y se descarguen en los más caros**.

En este apartado se considera que las baterías se llenan hasta su máxima capacidad a las 3:00, comprando la energía que se requiera a la comercializadora. Las baterías solo se descargarán en el periodo tarifario más caro, el periodo 1, si el consumo es mayor a la producción. En el periodo 2 nunca se descargará la batería.

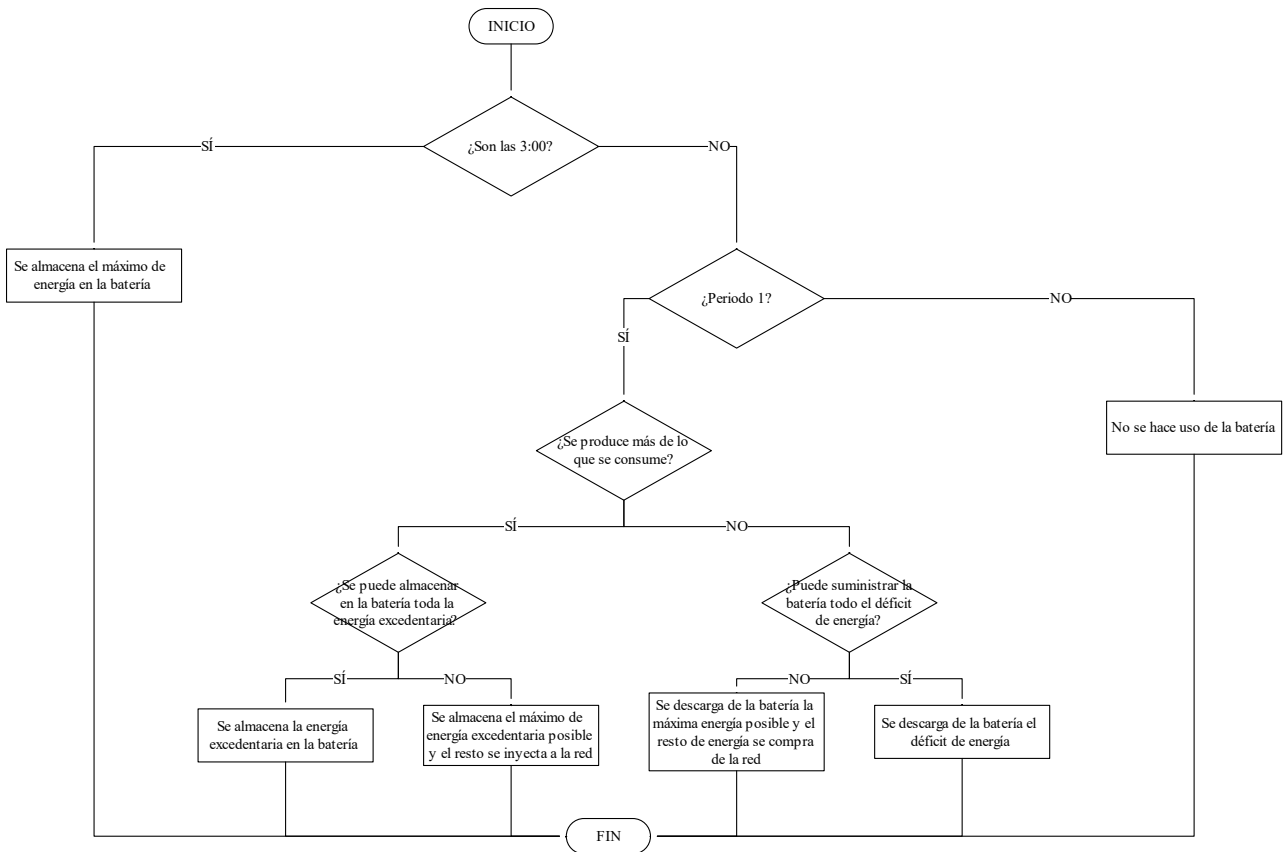


Figura 6.41 Algoritmo empleado para la gestión de baterías

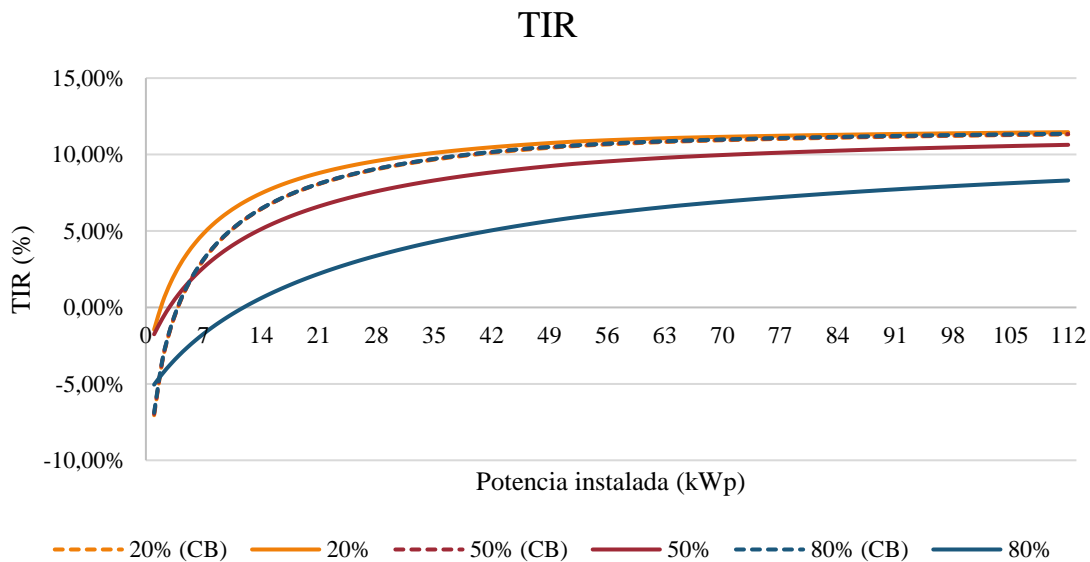


Figura 6.42 Decremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad acogida a compensación.

La **rentabilidad disminuye** para porcentajes de carga altos notoriamente porque, debido al mayor uso de baterías, se requiere adquirir mayor número de ellas. Si en el caso base solo hace falta una batería, con gestión de almacenamiento se necesita comprar hasta cinco baterías, lo que impide que la rentabilidad sea superior. Sin embargo, al no tener que adquirir baterías adicionales cuando el porcentaje es del 20%, **se consigue aumentar la rentabilidad, especialmente con potencias bajas** debido a que en ellas, hasta ahora, no se hacía uso de la batería.

De igual manera, la rentabilidad disminuye en la mayoría de las combinaciones con modalidad no acogida a compensación.

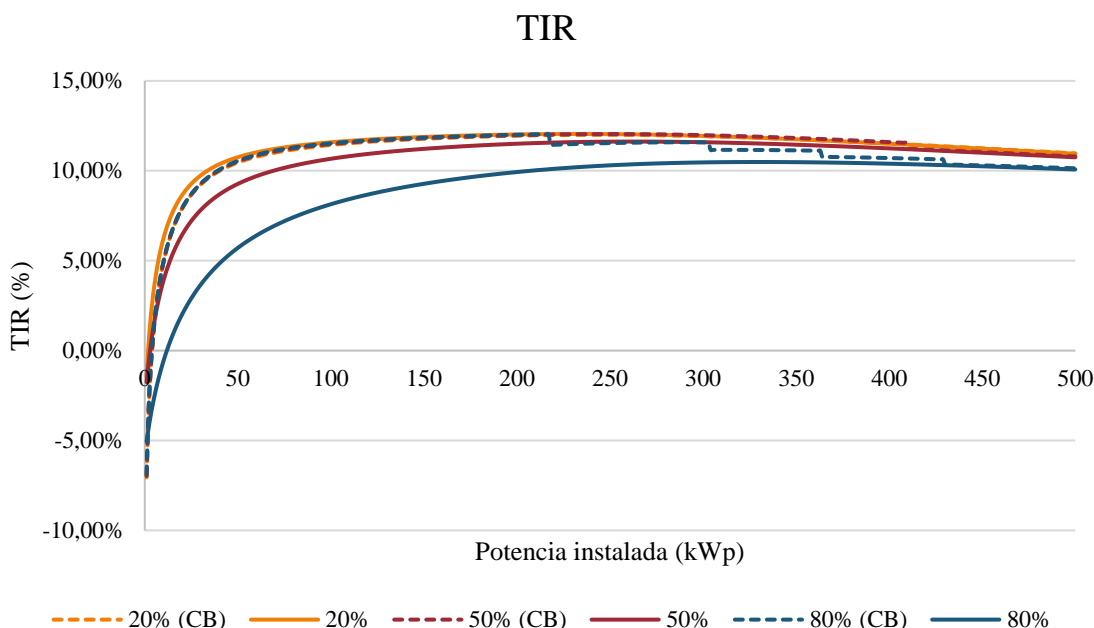


Figura 6.43 Decremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad no acogida a compensación.

La única excepción es la batería cuyo porcentaje de descarga es del 20%. **Al disponer de menos porcentaje de descarga posee mayor número de ciclos, lo que frena la necesidad de adquirir baterías.** Superado dicho obstáculo, la rentabilidad si consigue superar a la obtenida en el caso base.

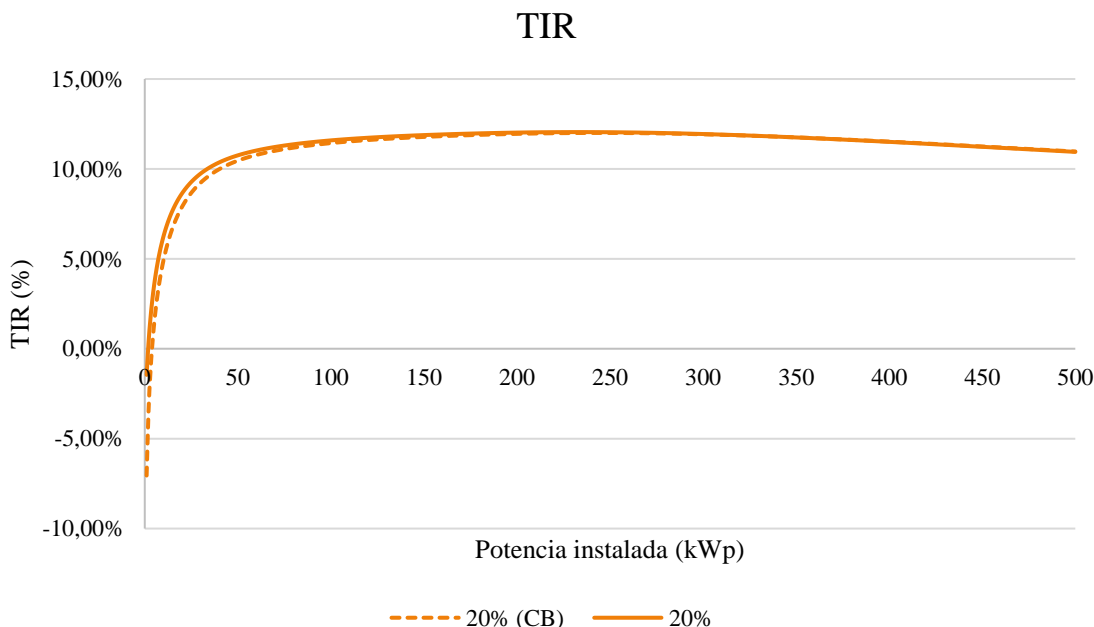


Figura 6.44 Incremento de la TIR con gestión en las baterías para la modalidad no acogida a compensación con 20% de descarga.

A pesar de que se consiga que la rentabilidad aumente si las baterías tienen un bajo porcentaje de descarga, **no** alcanzan en ningún caso la rentabilidad que ofrece la instalación de autoconsumo si se prescinde de éstas.

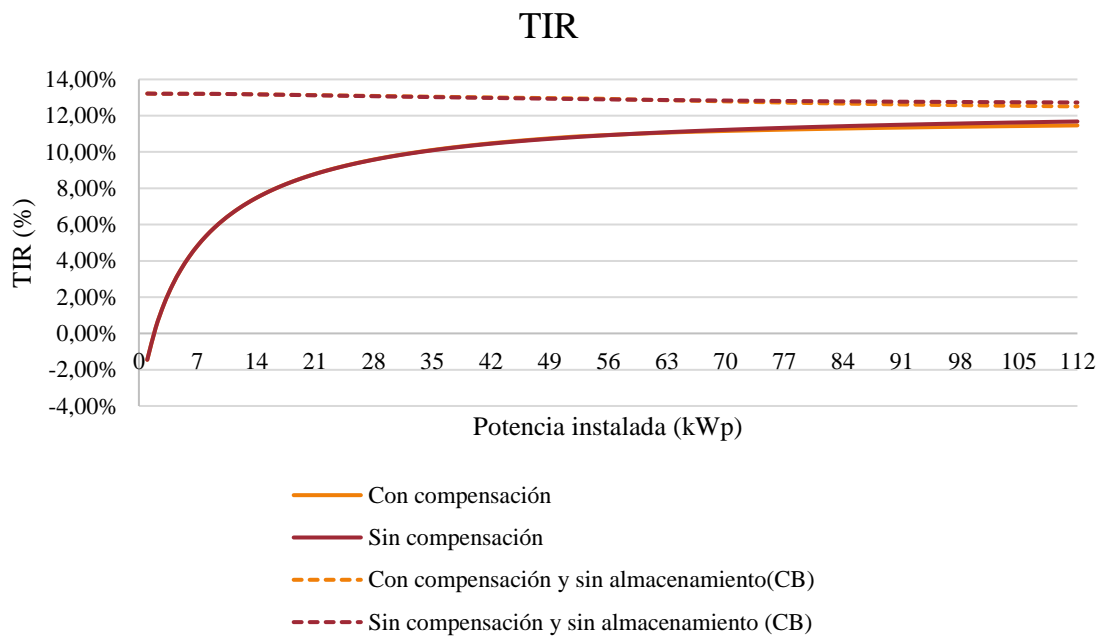


Figura 6.45 TIR con gestión en las baterías para la modalidad acogida y no acogida a compensación con 20% de descarga frente a la modalidad acogida y no acogida a compensación sin almacenamiento.

7 CONCLUSIONES

El autoconsumo, tras la publicación del Real Decreto 244/2019, consigue ser rentable sin necesidad de subvenciones y tiene un futuro prometedor. La disminución del coste de la energía fotovoltaica, observable año a año, va a permitir que la rentabilidad vaya creciendo.

En pos de la máxima rentabilidad, se debe asemejar la curva de producción y la de consumo. Para ello, es necesario evitar un sobredimensionamiento de la potencia instalada, pues así se consigue minimizar la inversión inicial, así como la inyección de excedentes. La exportación de energía influye en gran medida en la disminución de la rentabilidad, pues sus aportaciones económicas no igualan al ahorro que supone reducir la importación de energía a través del autoconsumo. Asimismo, para aumentar la rentabilidad, sería beneficioso centrar el consumo, en la medida de lo posible, en las horas de producción. En cualquiera de las modalidades la rentabilidad es máxima y constante hasta la aparición de los excedentes si se desprecia economía de escala.

La modalidad que ofrece mayor rentabilidad, en la mayoría de los casos, es la modalidad acogida a compensación, siempre y cuando se valoren los excedentes a un precio superior al obtenido tras la imposición del IVPEE y del peaje de generación. Estos son los causantes de la pérdida de rentabilidad en la modalidad no acogida a compensación. Esta última modalidad ofrece mayores rentabilidades cuando la exportación de energía sea excesiva, como puede ocurrir en negocios de temporada o en segundas residencias, pues la modalidad acogida a compensación tiene una limitación en el saldo económico. Además, la modalidad no acogida a compensación es la única que puede ofrecer potencias instaladas mayores a 100 kW.

A día de hoy, el precio de las baterías desaconseja su incorporación a las instalaciones de autoconsumo, pues merma la rentabilidad en cualquiera de las modalidades. Esta tendencia seguirá en un futuro próximo. Cuando se consigan precios competitivos los sistemas de almacenamiento conseguirán reducir la inyección de excedentes a la red, lo que provocará un aumento en la rentabilidad. En el caso de que sea necesario o se desee adquirir baterías, se aconseja perseguir la combinación de tres aspectos: mínimo número de baterías posible, gestión inteligente de las baterías para aprovechar la diferencia de precios en el mercado y máximo porcentaje de descarga, dando prioridad al primero de ellos.

Por todo lo anterior, la modalidad no acogida a compensación con baterías ofrece menor rentabilidad que la modalidad acogida a compensación con baterías en la mayoría de los casos.

8 ANEXO

Este anexo está contemplado como una extensión del capítulo 5. Se revelan los efectos en la rentabilidad que provoca la elección de la modalidad de autoconsumo, la inclusión de sistemas de almacenamiento y la potencia de la instalación de autoconsumo con mayor detalle que en el capítulo mencionado. Para ello, se plantea una serie de casos, los cuales se han calculado para un hotel situado en Cala Millor y, si no se indicase lo contrario, con un consumo ficticio constante de 50 kWh durante todo el año.

8.1 Caso 1: Energía excedentaria.

En este primer caso se analiza la **modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación** sin considerar almacenamiento.

Se observa que la TIR es prácticamente constante hasta que, en cierta potencia instalada, cae bruscamente.

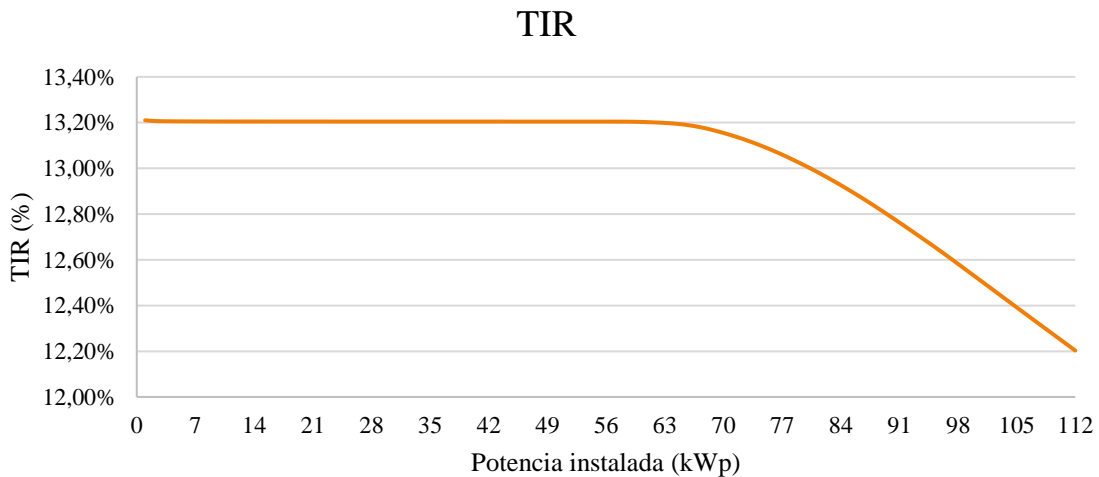


Figura 8.1 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh

Aparentemente, el VAN crece de manera continua sin notar alteración ninguna en su evolución.

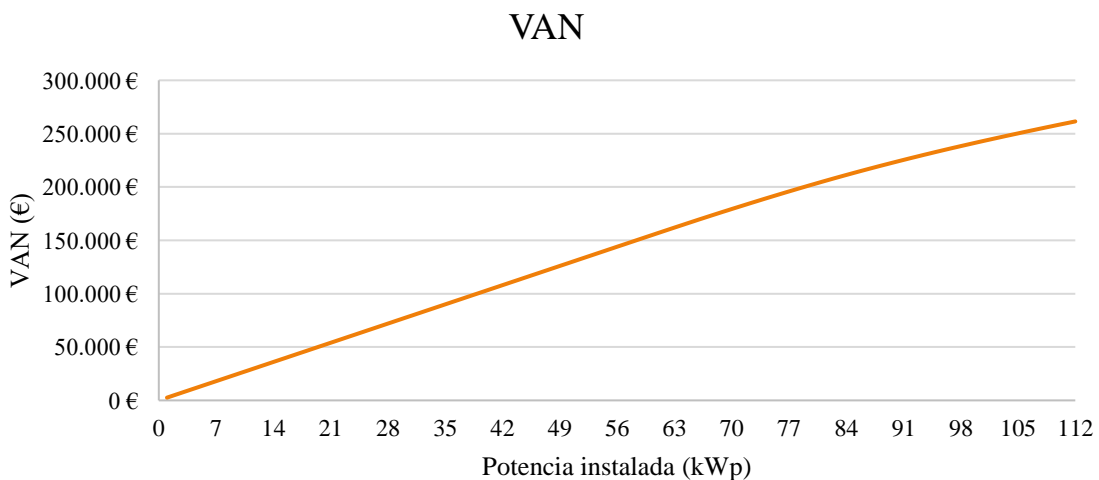


Figura 8.2 VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh

Si se analiza el incremento en el VAN que supone ir aumentando la instalación kWp a kWp se observa que para potencias instaladas bajas no hay alteración, pero a partir de cierta potencia instalada empieza a decaer. En ese punto la rentabilidad de la instalación disminuye su atractivo.

Incremento del VAN

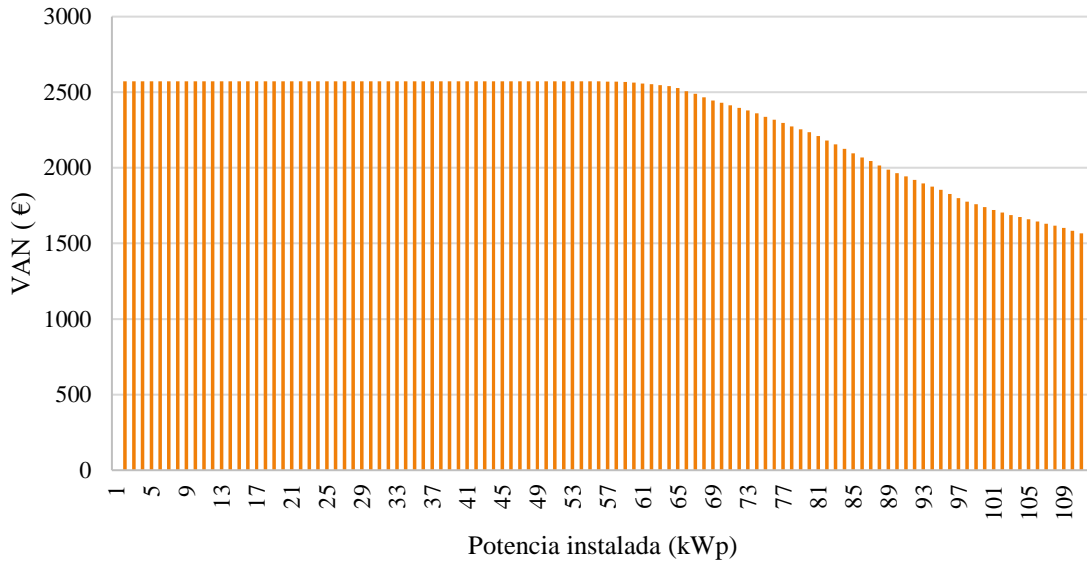


Figura 8.3 Incremento, kWp a kWp, del VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh

Estas alteraciones en el VAN y en la TIR empiezan a partir de la misma potencia instalada.

Ratios económicas

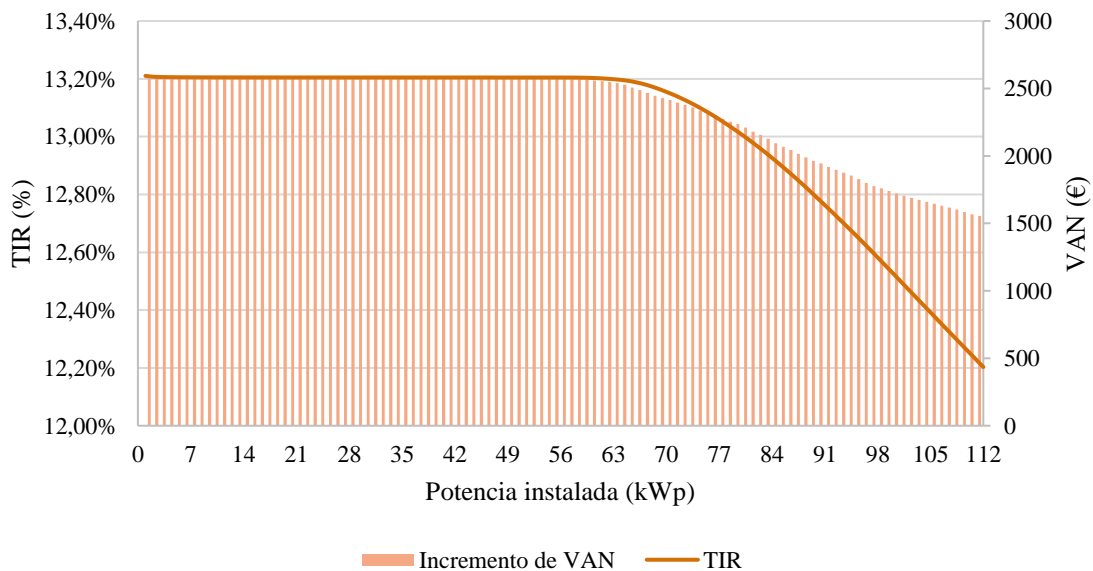


Figura 8.4 TIR e incremento del VAN de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh

Es previsible, por tanto, que exista algún fenómeno que reduzca el interés en la instalación. En este caso es la **inyección de energía a la red a partir de energía excedentaria**.

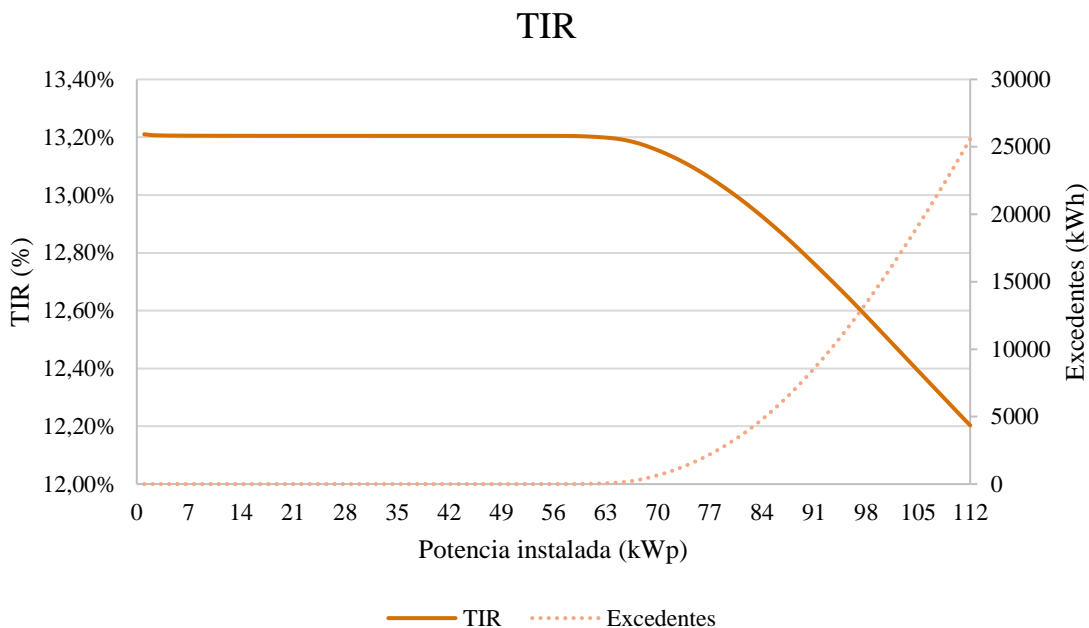


Figura 8.5 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes

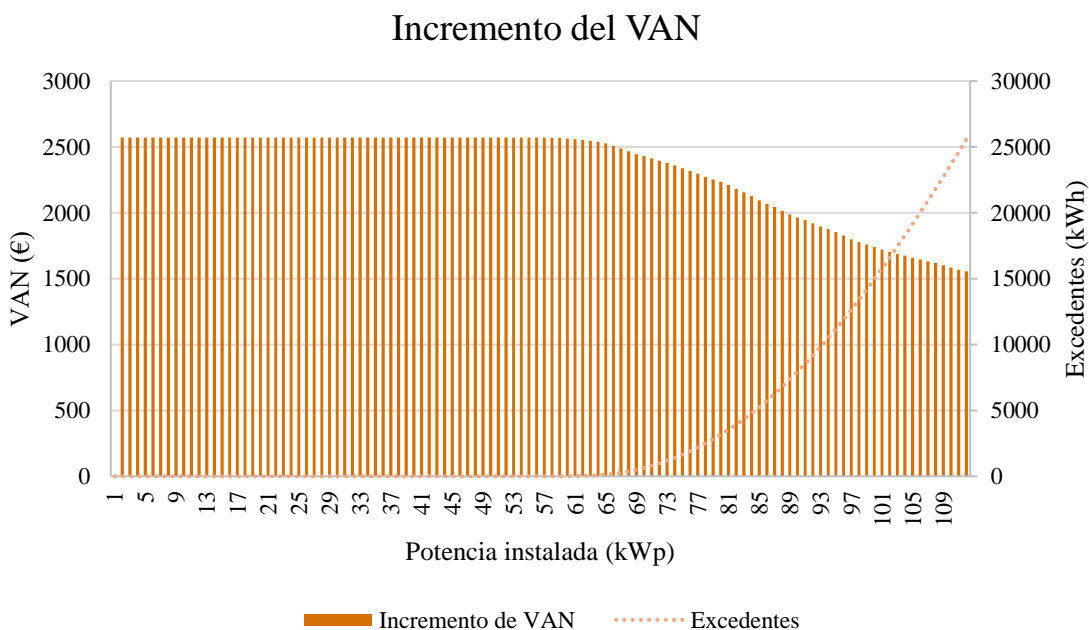


Figura 8.6 Incremento del VAN, kWp a kWp, de la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento con consumo constante de 50 kWh respecto a los excedentes

A primera vista, puede parecer contradictorio que la energía excedentaria reduzca la rentabilidad de la instalación de autoconsumo, pues conlleva una compensación en forma de saldo económico. Sin embargo, se ha de tener en cuenta tres conceptos clave si el consumo es constante: **la inversión necesaria, los precios a los que se valoran los excedentes y la hora a la que se inyecta la energía excedentaria.**

Al no suponer economía de escala, hacer crecer la instalación en un kWp implica incrementar su coste en 1400 €.

El hotel tiene contratada una tarifa 3.1, cuyos precios se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 8.1 Tarifa Óptima de Endesa [26]

Periodo	Término de potencia	Término de energía
Punta (Periodo 1)	0,00675 €/kW·hora	0,10794 €/kWh
Valle (Periodo 2)	0,00417 €/kW·hora	0,10137 €/kWh
Llano (Periodo 3)	0,00096 €/kW·hora	0,07670 €/kWh

Los excedentes se valoran a precio de mercado. En 2018, de promedio, el precio fue de 0,0588 €/kWh [28].

La producción fotovoltaica es mayor al mediodía solar. Por lo cual la primera potencia instalada que necesite inyectar energía a la red, si el consumo es constante, lo hará al mediodía solar. En este caso, se inyecta energía solar con un tamaño de planta de 57 kWp. Hay que tener en cuenta una serie de pérdidas que provocan que sea dicha potencia la primera que consiga producir más que el consumo considerado de 50 kWh. A medida que aumente la instalación, el número de excedentes inyectados aumentan y, por tanto, el tramo horario al que se proporciona a la red dichos excedentes, pero siempre se tiene como cúspide el mediodía solar.

Todos estos hechos provocan que la energía excedentaria sea culpable de la reducción de rentabilidad analizada. Al inyectarse la energía excedentaria al mediodía solar, la gran parte de la energía producida gracias al incremento de potencia se debe introducir en las redes eléctricas. **El incremento de kWp produce el mismo efecto porcentual en cualquier hora del día, pero no así en cantidad.** Aumentar la instalación en un kWp provoca un aumento del 1% de la producción, pero ese porcentaje en grandes potencias se traduce en un incremento irrisorio en horas de baja producción y que este incremento se note principalmente en las horas de mayor producción, donde un 1% de incremento es bastante destacable.

Energía producida

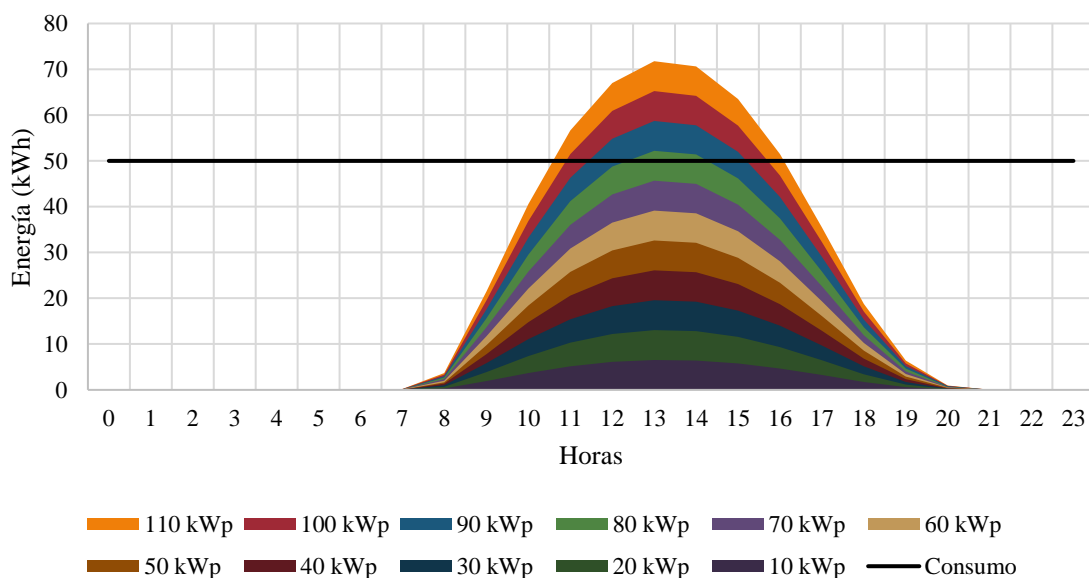


Figura 8.7 Máximo de energía producida, cada hora, según potencia instalada a lo largo del año.

La Figura 8.7 puede considerarse como una demostración gráfica de lo narrado previamente. El ahorro sería el área cubierta bajo el consumo constante de 50 kWh. Se observa que a medida que crece la instalación, esta área va creciendo cada vez en menor cuantía.

Añadir 1 kWp cuando se consume toda la energía producida supone un ahorro de 169,97 € anuales. Sin embargo, a partir de que se inyecte energía excedentaria, aumentar la instalación un kWp más implica menos ahorro.

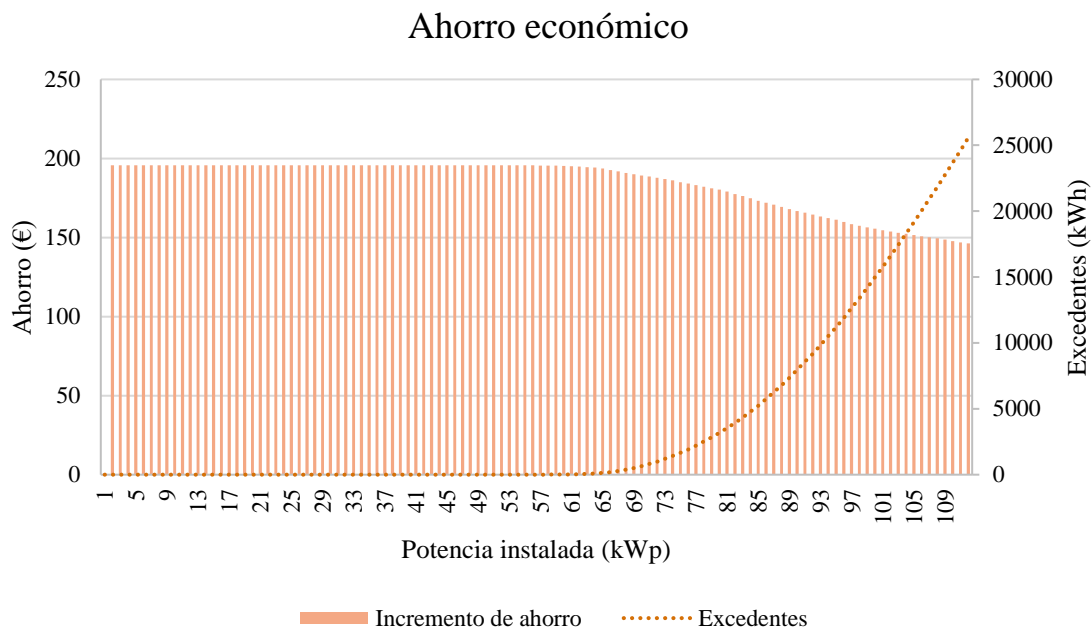


Figura 8.8 Ahorro, kWp a kWp, al disponer de una instalación de autoconsumo con modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento comparado con los excedentes

Se puede pensar que esta disminución incremental del ahorro se puede contrarrestar gracias al mecanismo de compensación simplificada de excedentes, pero es ahí donde interviene los precios considerados: **al valorarse los excedentes a un precio hasta un 50% menor a los considerados en la tarifa 3.1**, el saldo económico que se percibe por inyectar energía no consigue mantener los 194,34 € de ahorro incremental. Además, al no considerar economía de escala, no se consigue una disminución del coste fotovoltaico por kWp.

Costes e ingresos económicos

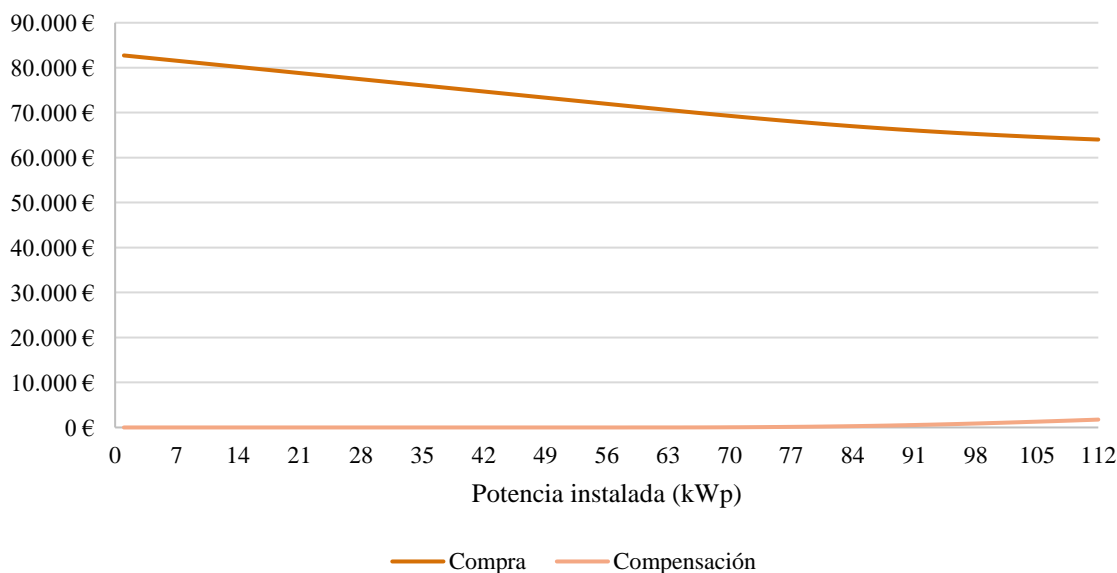


Figura 8.9 Comparación de costes asociados a la compra de energía y a los ingresos por compensación energética de una instalación de autoconsumo con modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo constante de 50 kWh.

Este caso demuestra, por tanto, que **la rentabilidad de una instalación de autoconsumo depende del porcentaje de energía destinada a excedentes**. Una instalación que consiga autoconsumir toda la energía que produzca tendrá la máxima rentabilidad posible.

8.2 Caso 2: Variación del consumo.

La diferencia de este caso frente al caso 1 es la **disminución del consumo en los meses más fríos**. En los meses de enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre se altera el consumo reduciéndolo a 25 kWh. En el resto de los meses no se altera el consumo, por lo que permanece constante en 50 kWh.

Tal y como ocurre en el caso anterior, se observa en la siguiente figura que la inyección de excedentes produce una disminución clara en la TIR. Este efecto también es percibido en el VAN incremental, como es percibible en la Figura 8.11

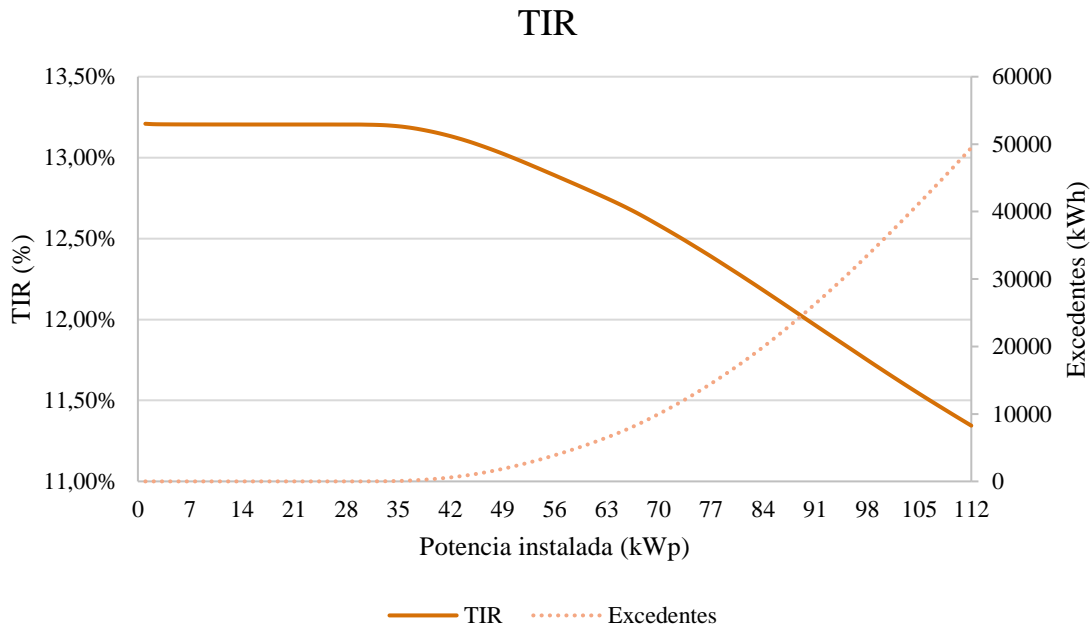


Figura 8.10 TIR de la modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo variable sin almacenamiento respecto a los excedentes

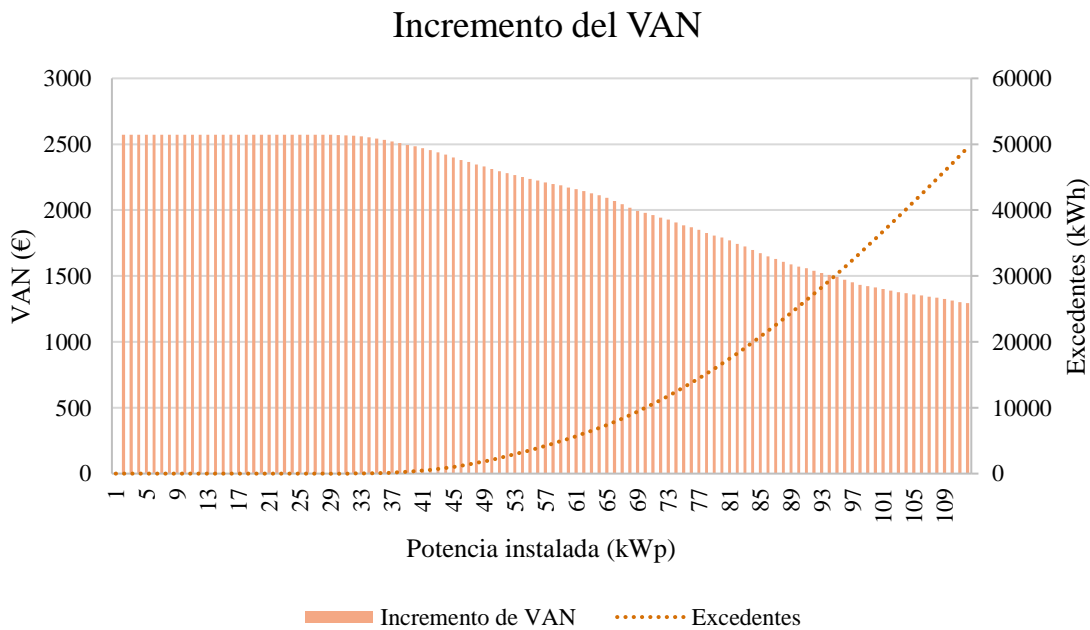


Figura 8.11 Incremento del VAN, kWp a kWp, de la modalidad con excedentes acogida a compensación con consumo variable sin almacenamiento respecto a los excedentes

En el presente caso la inyección de energía excedentaria se origina a partir de los 29 kWp, debido a que en seis

meses el consumo es de 25 kWp. Esto implica que la rentabilidad empiece a decaer en una potencia instalada menor frente al caso 1.

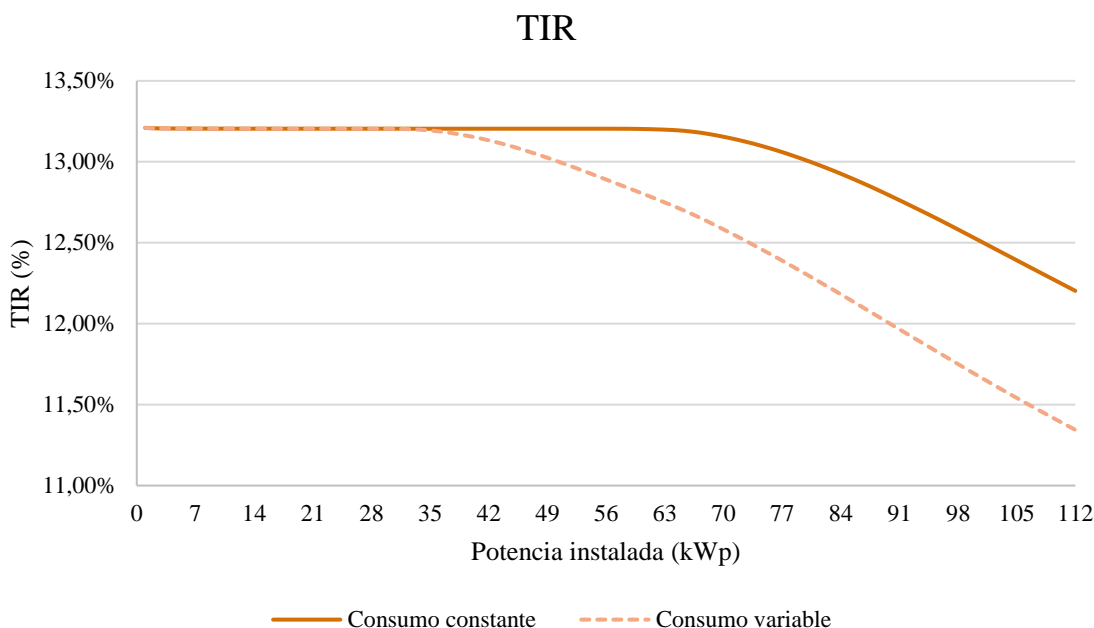


Figura 8.12 Comparación de las TIR entre el caso con consumo constante y el caso con consumo variable, ambos con la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento

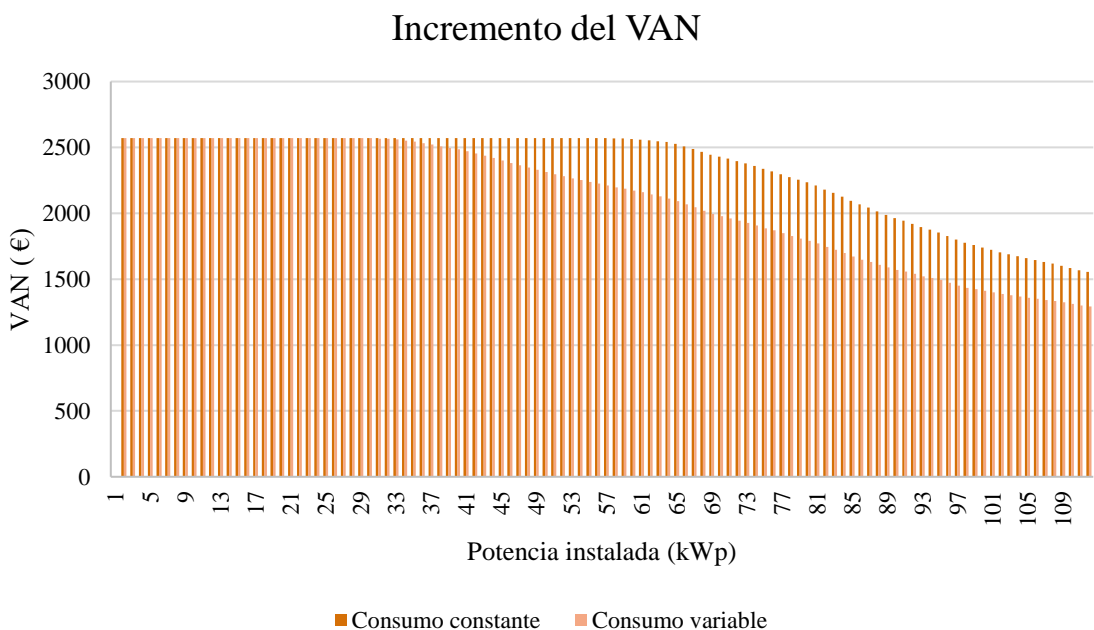


Figura 8.13 Comparación de los incrementos del VAN entre el caso con consumo constante y el caso con consumo variable, ambos pertenecientes a la modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento

Se determina, a partir de las figuras previas, que **la rentabilidad desciende a partir de la potencia instalada que no sea capaz de consumir la energía producida**, independientemente de que el incremento de excedentes se haga mayor a medida que aumente la potencia instalada.

Incremento de excedentes

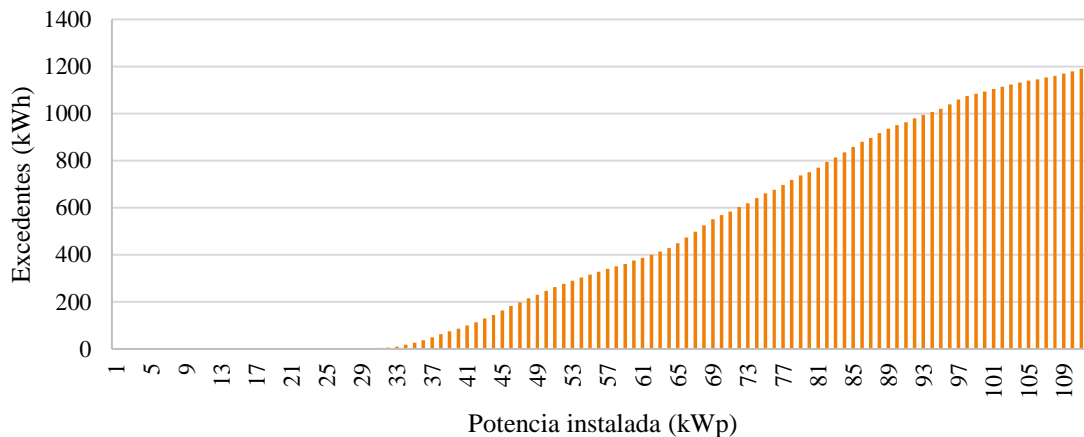


Figura 8.14 Incremento de excedentes kWp a kWp con consumo variable y modalidad con excedentes acogida a compensación sin almacenamiento

Este caso obtiene la misma conclusión que el anterior: la inyección de excedentes provoca una clara merma en la rentabilidad del consumo. Es por ello por lo que es recomendable que se intente asimilar la curva de consumo a la de producción, así como un consumo constante a lo largo del año. Los meses en los que el consumo desciende drásticamente suponen una merma en la rentabilidad, a pesar de ser minoritarios.

8.3 Caso 3: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad acogida a compensación.

En este caso se realiza la comparación de la rentabilidad entre la modalidad con excedentes acogida a compensación sin baterías, analizada en el caso 1, con aquella en la que **sí existe almacenamiento**. Para ello se ha tomado un rango de distintos almacenamientos, cuyo **porcentaje de descarga es igual entre ellos (45%)**.

Gracias a las baterías se inyecta menos excedentes a la red, lo que debería ser beneficioso según lo comentado en el caso 1. Además, la potencia instalada a la que se inyecta excedentes es mayor que en el caso sin baterías, lo que debería alargar el periodo en la que la rentabilidad es máxima.

Excedentes

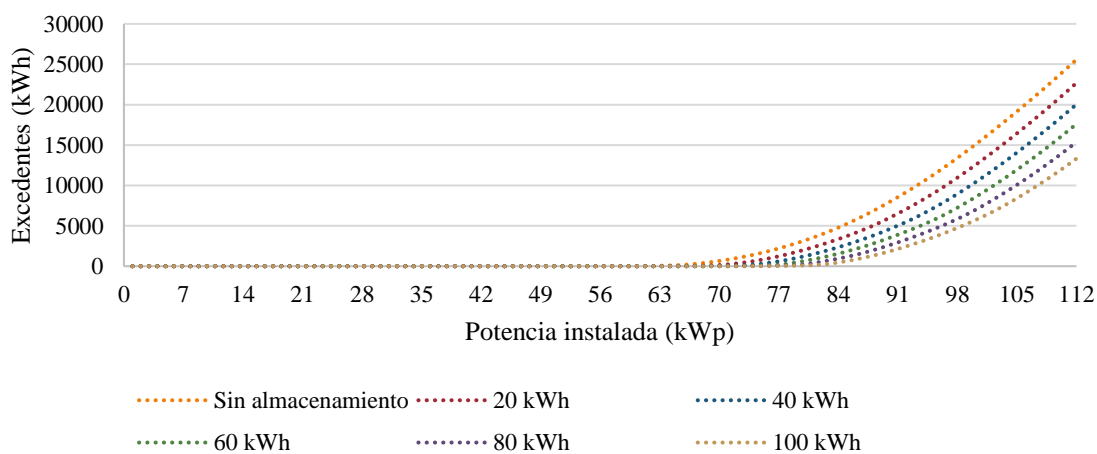


Figura 8.15 Excedentes inyectados a la red, según la capacidad de almacenamiento de la batería, en la modalidad con excedentes acogida a compensación

Esta idea se puede confirmar al calcular el incremento del VAN por potencia instalada.

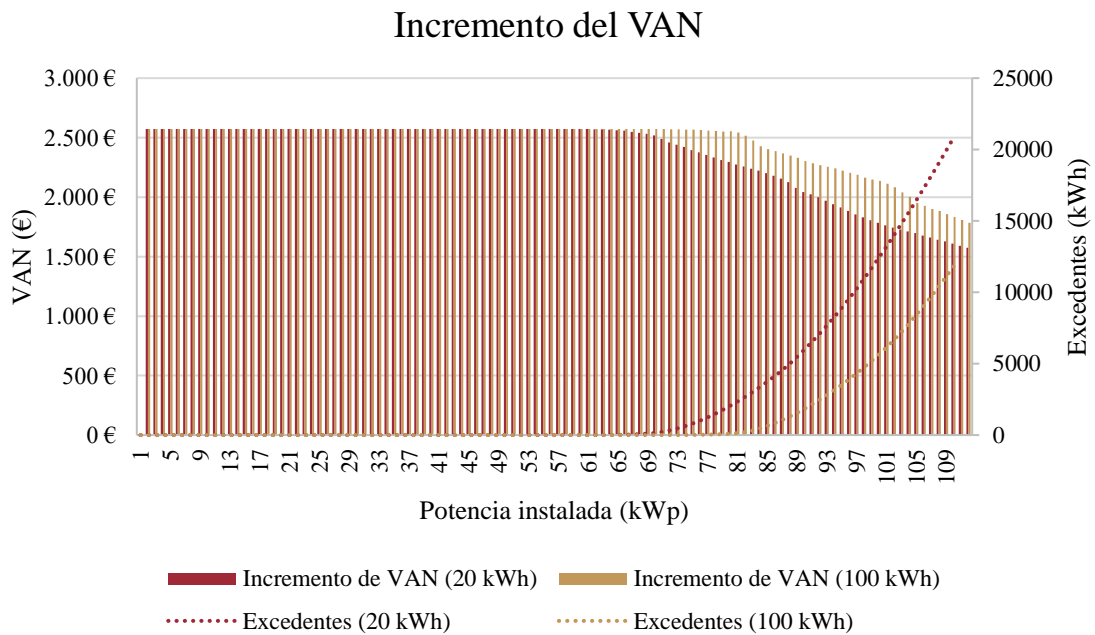


Figura 8.16 Incremento del VAN, kWp a kWp, según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad con excedentes acogida a compensación.

El incremento del VAN es estable hasta que se empieza a ceder energía a la red, tal y como se ha concluido en el caso 1.

Sin embargo, la TIR en todos los casos es menor al instalar baterías que en el caso 1. Es más, las baterías analizadas con más capacidad provocan pérdidas económicas para potencias instaladas bajas.

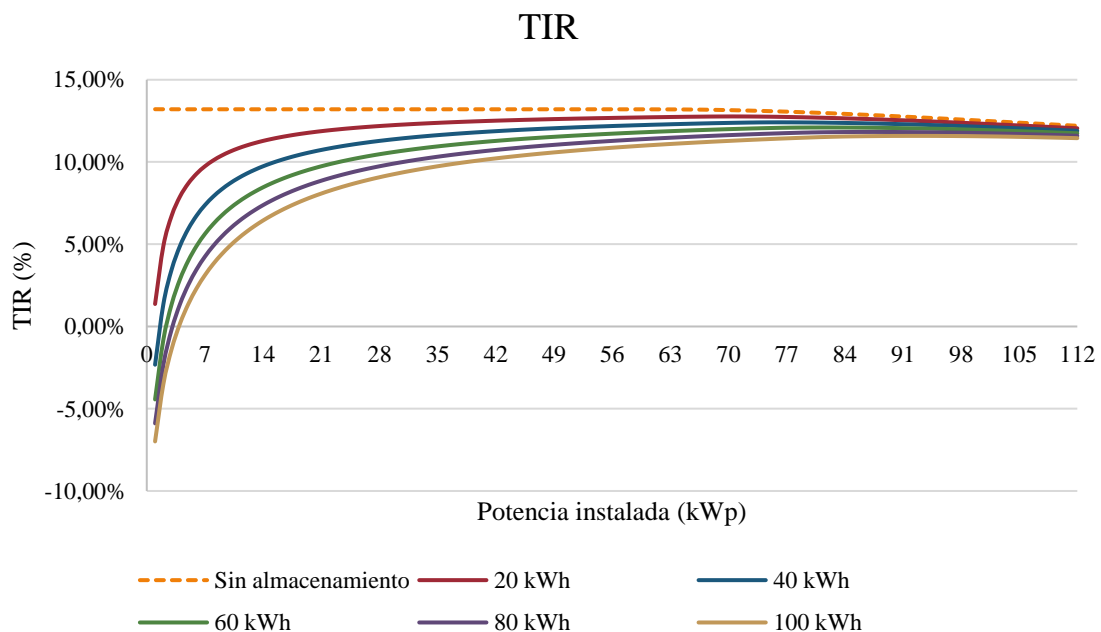


Figura 8.17 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación

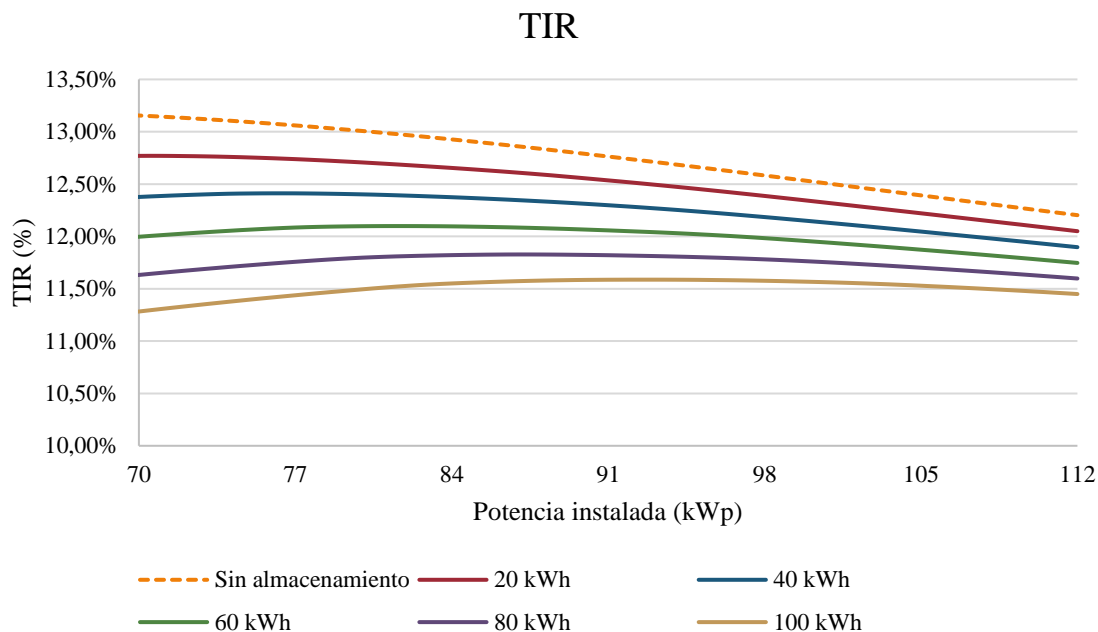


Figura 8.18 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación desde 70 a 112 kWp

Si se analiza el VAN y no su incremento esta tendencia también es visible.

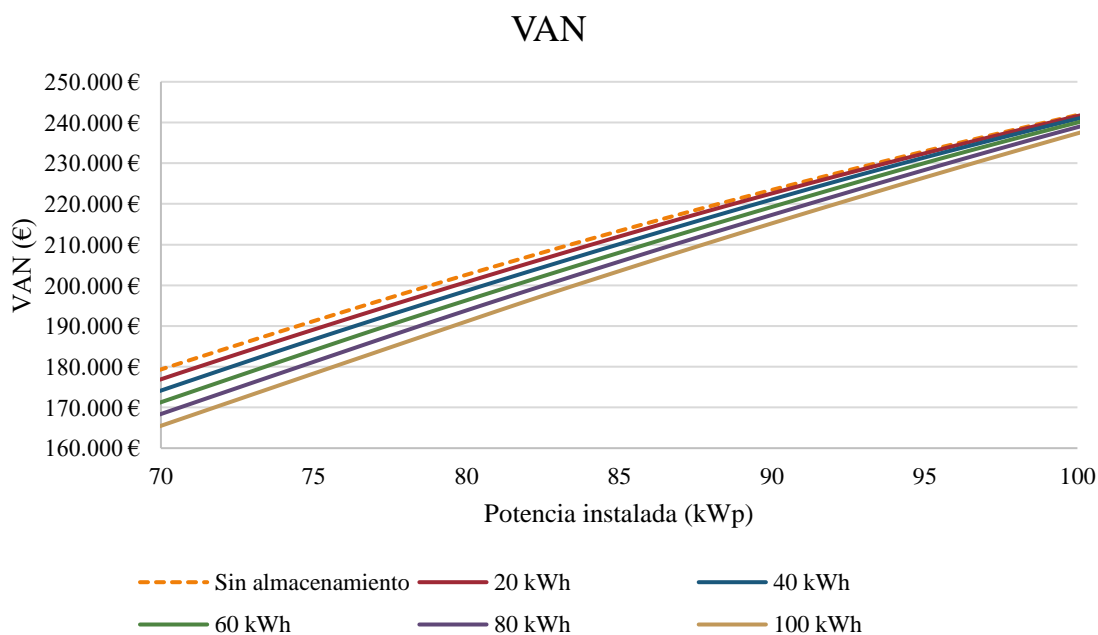


Figura 8.19 VAN desde 70 a 100 kWp bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación

Puede parecer que las figuras se contradicen, ya que en la Figura 8.16 la inclusión del almacenamiento es positivo, mientras que en las siguientes es negativo. Esto se debe a que no se ha comentado aún el factor que provoca que las modalidades con almacenamiento sean, de manera general, menos interesantes: **su coste de inversión.**

Es simple concluir que, **para aquellas potencias instaladas que consuman toda la energía producida, la inclusión de baterías afecta negativamente en su rentabilidad:** suponen un coste no aprovechado. **A medida que la potencia instalada crece la rentabilidad aumenta porque el coste de las baterías se puede mitigar parcialmente gracias a las ganancias incrementales que supone prolongar la potencia de la instalación fotovoltaica.** Esto se puede observar en la Figura 8.17. **La rentabilidad con un sistema de**

almacenamiento solo puede ser superior a uno sin almacenamiento a partir de que este último deba inyectar excedentes, como se puede deducir de la Figura 8.16. En el momento que la instalación con baterías ceda excedentes su rentabilidad se verá mermada por el precio al que se valoran éstos últimos.

Por lo cual, sin tener en cuenta el coste de inversión, incluir baterías alarga el conjunto de potencias instaladas en el que la rentabilidad es máxima porque evita inyectar excedentes. A medida que se aumente la capacidad de almacenamiento, la potencia instalada a partir de la cual se inyectan excedentes se hace mayor. Sin embargo, **solo por debajo de un cierto precio se puede conseguir los efectos beneficiosos de la batería**. Un precio superior a este impide que se rentabilice la inversión en baterías. Por ello, si el precio es elevado, se observa el efecto contrario: a medida que la capacidad de la batería disminuye la rentabilidad aumenta, porque consigue paliar las pérdidas económicas.

8.4 Caso 4: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad acogida a compensación.

Este caso tiene como objetivo el estudio del impacto en la rentabilidad del **porcentaje de descarga que se imponga a la batería**. Para poder realizar el análisis se ha optado por la inclusión en el sistema fotovoltaico de una batería de **50 kWh** con diferentes porcentajes de descarga.

Tal y como ocurre en el caso anterior, la rentabilidad se ve mermada por la inclusión de baterías y nunca es superior al caso en el que no se dispone de ellas, **debido al precio** al que se han valorado las baterías.

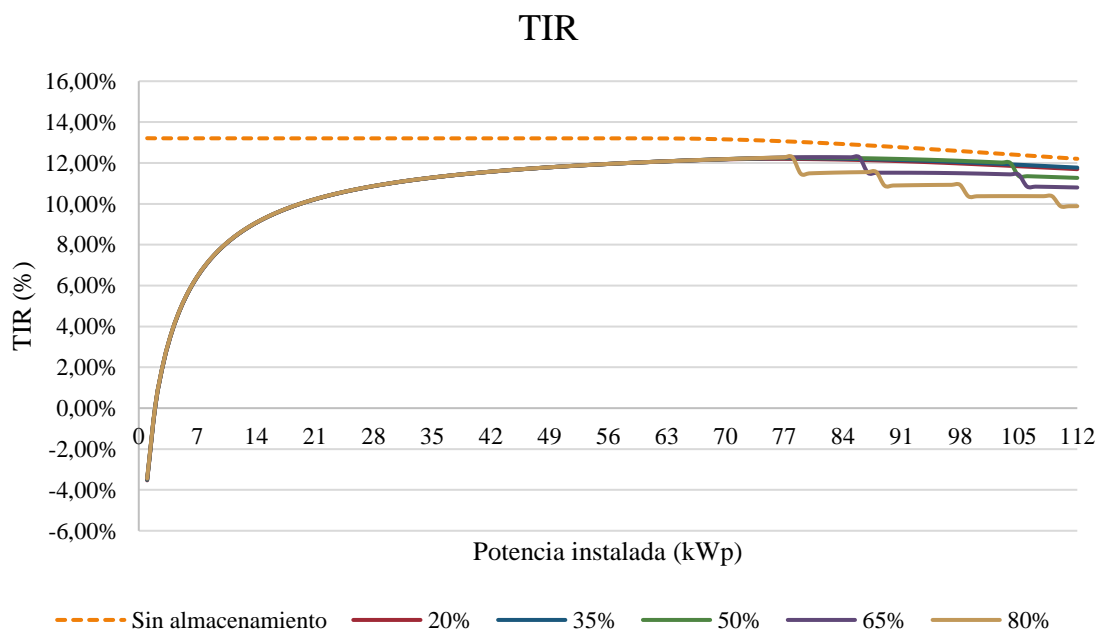


Figura 8.20 TIR según el porcentaje de descarga de la batería bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación

Tal y como se ha analizado en el caso previo, la rentabilidad crece de manera notable en potencias bajas porque la ganancia que supone incrementar la instalación permite mitigar la inversión que supone las baterías. La rentabilidad según la TIR solo decae a partir de la cesión a la red de energía excedentaria. Como la inyección de excedentes en los sistemas con batería se consigue que se inicie a potencias instaladas mayores que en las instalaciones sin batería, se podría conseguir que la rentabilidad de los primeros sea mayor que la de los segundos, pero el precio considerado de las baterías imposibilita este hecho.

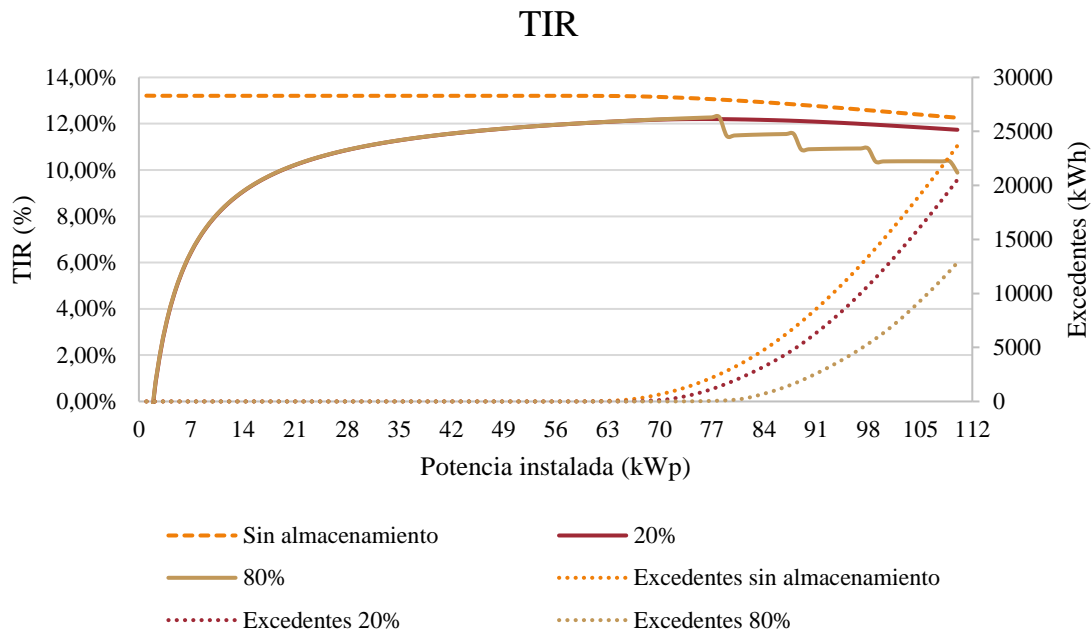


Figura 8.21 TIR según el porcentaje de descarga de la batería respecto a los excedentes bajo la modalidad con excedentes acogida a compensación

Con bajas potencias es fácil concluir que, al consumirse toda la energía producida, **la diferencia de porcentajes de descarga no influye** porque no se hace uso de baterías. A partir de la potencia instalada en la que se inyecte energía a la red en una instalación sin baterías entra a influir el porcentaje de descarga. A mayor porcentaje de descarga, más energía es posible almacenar. Es decir, menos energía ha de cederse a la red y menos energía ha de ser comprada a la comercializadora. Por lo cual, **inicialmente, a mayor porcentaje de descarga, mayor rentabilidad.**

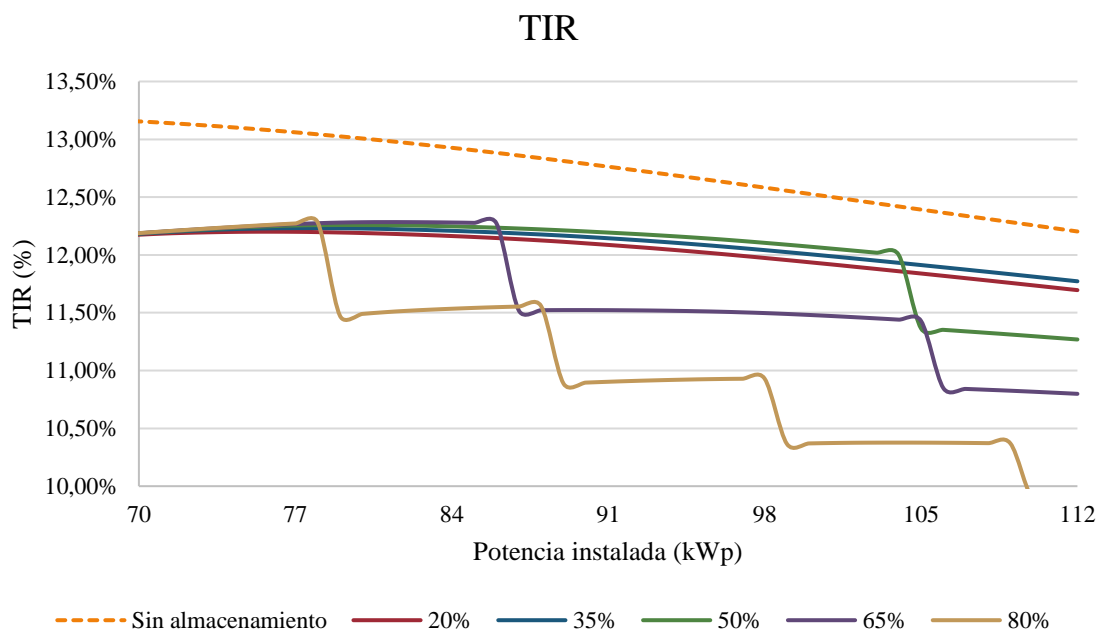


Figura 8.22 TIR según el porcentaje de descarga de la batería desde 70 a 110 kWp.

En la Figura 8.22 se percibe que a medida que la potencia instalada aumenta, la rentabilidad decae bruscamente a ciertas potencias según el porcentaje de descarga considerado. Este efecto perjudica a las baterías con mayores porcentajes, lo que provoca que **la rentabilidad se maximice con porcentajes de descarga menores a medida que aumente la potencia de la instalación.**

Debe tenerse en cuenta que las baterías disponen de un número de ciclos según el porcentaje de descarga elegido.

A mayor porcentaje de descarga, más uso de la batería y, por tanto, menos ciclos.

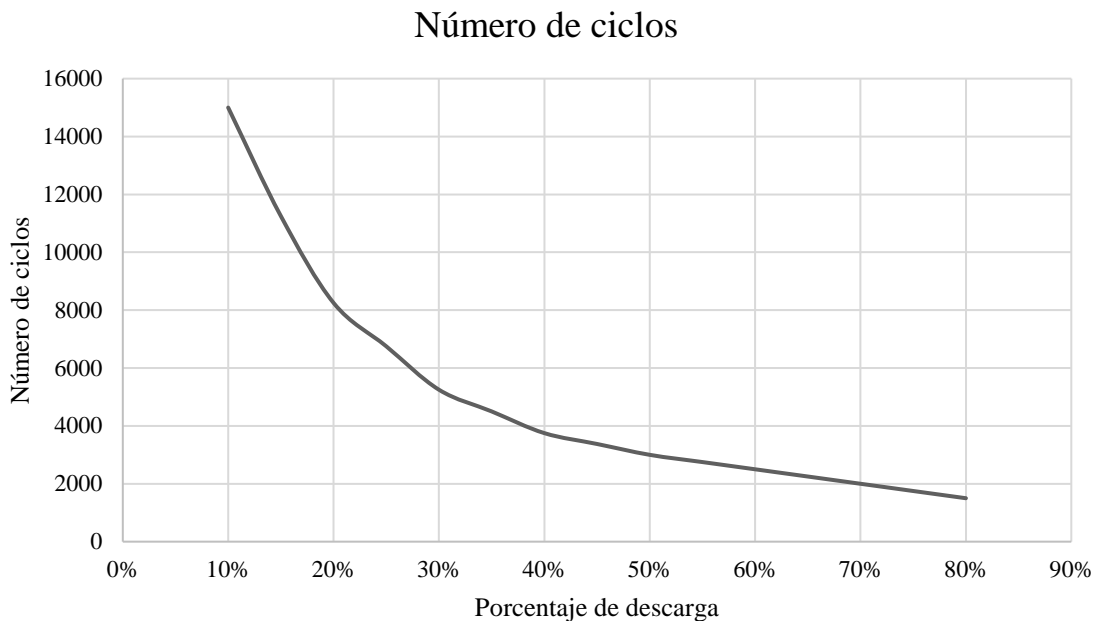


Figura 8.23 Número de ciclos respecto al porcentaje de descarga para el modelo de baterías seleccionado [22]

Esto conlleva que, a medida que el porcentaje de descarga aumente, también lo haga el número de baterías necesarias durante el ciclo de vida de la instalación, lo que conlleva un aumento de la inversión inicial en concepto de baterías. Por tanto, el precio de las baterías también influye en este caso, ya que, si el precio de las baterías fuese menor, el descenso en la rentabilidad que supone la adquisición de más baterías también lo sería.

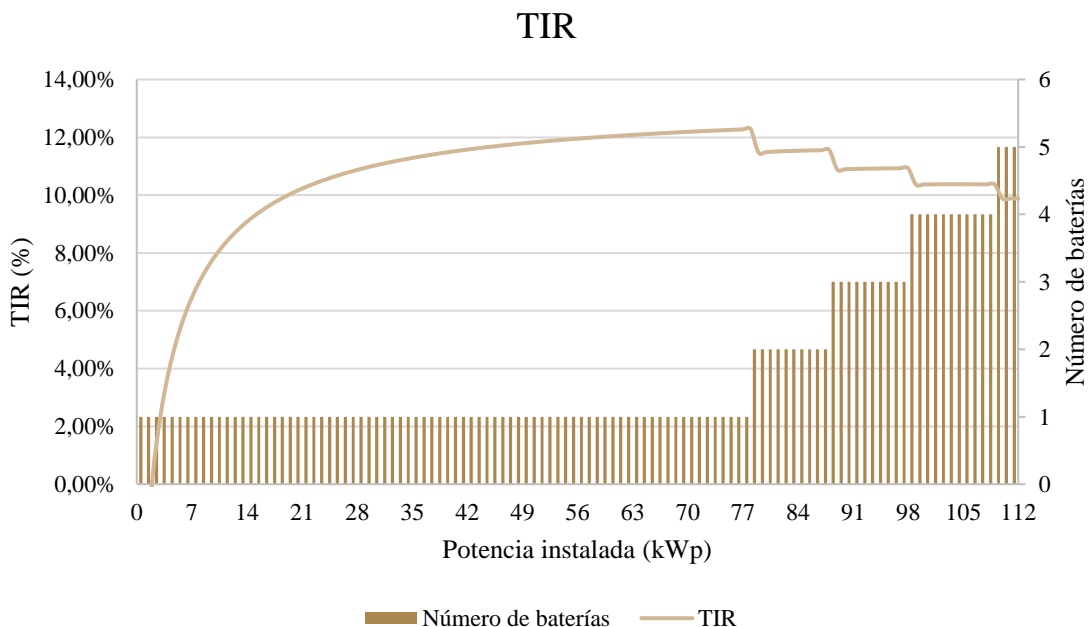


Figura 8.24 TIR para una batería con 80% de descarga respecto al número de baterías

Es vital por tanto la selección óptima del porcentaje de descarga según la potencia instalada y el consumo. A pesar de las ventajas que ofrece un alto porcentaje de descarga, en ciertas potencias implica aumentar el coste de inversión en ellas. Por lo cual, es recomendable seleccionar el **máximo porcentaje de descarga posible que consiga minimizar el número de baterías** necesarias en el ciclo de vida.

8.5 Caso 5: Modalidad no acogida a compensación.

A continuación se va a comparar la rentabilidad que ofrece la modalidad con excedentes acogida a compensación, analizada en el caso 1, frente a la **modalidad con excedentes no acogida a compensación**. En este caso, como en el caso 1, **no se va a considerar** la existencia de algún sistema de **almacenamiento**. Esta modalidad no tiene límite de potencia, por lo que se ha analizado **hasta 500 kW**.

Al analizar la TIR se observa el mismo patrón obtenido en el caso 1.

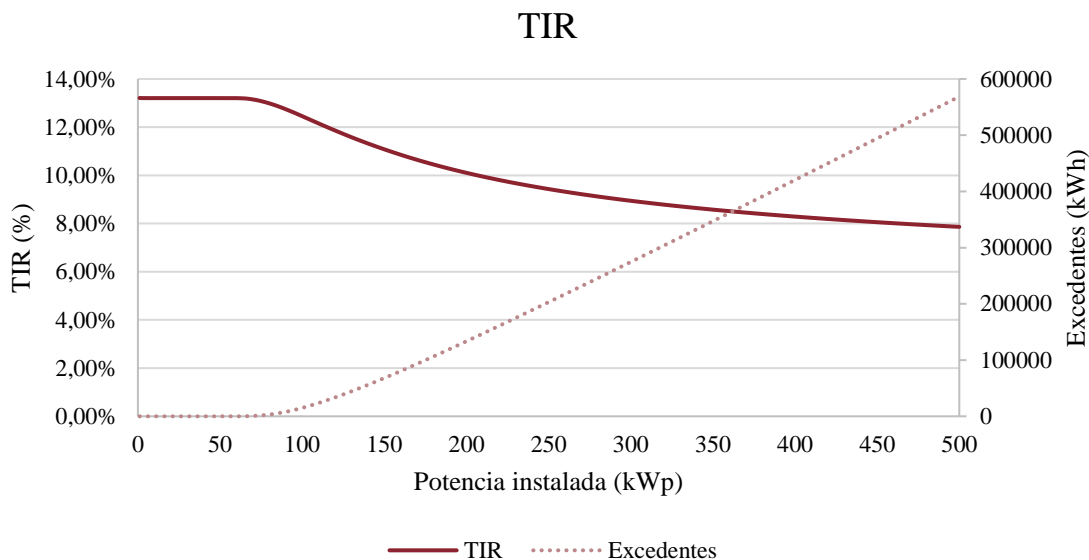


Figura 8.25 TIR de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh

Tal y como se ha analizado en el resto de los casos, los excedentes provocan un gran impacto en la rentabilidad de la instalación. Como novedad, se puede visualizar una cierta estabilización de la TIR. Esto se debe a que a medida que crezca la potencia instalada, **el incremento** de excedentes debido al aumento kWp a kWp de la instalación **se estanca**.

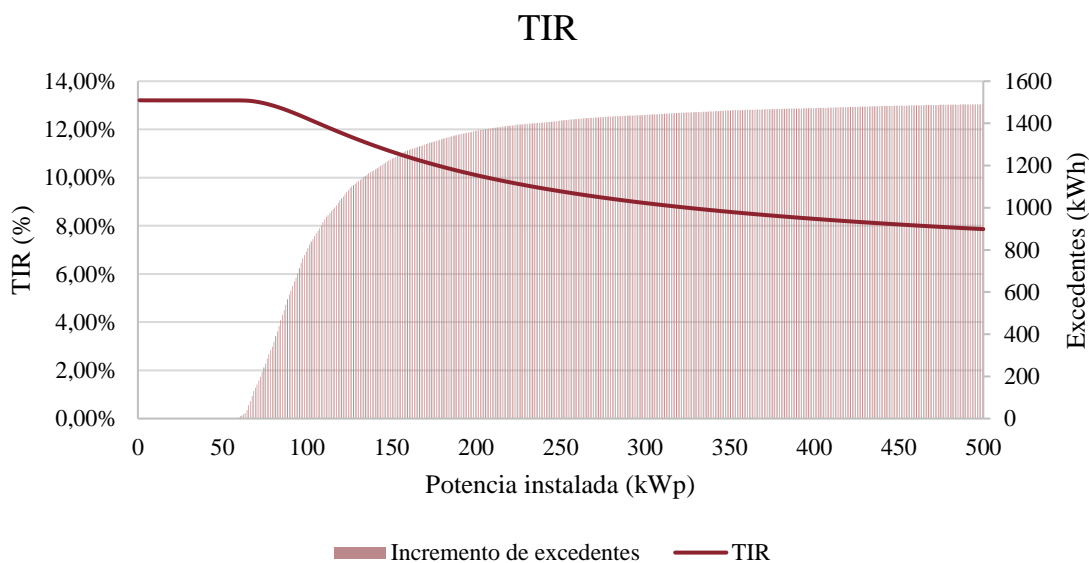


Figura 8.26 TIR de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh respecto al incremento de excedentes.

El incremento del VAN, kWp a kWp, también se estabiliza al crecer la potencia instalada.

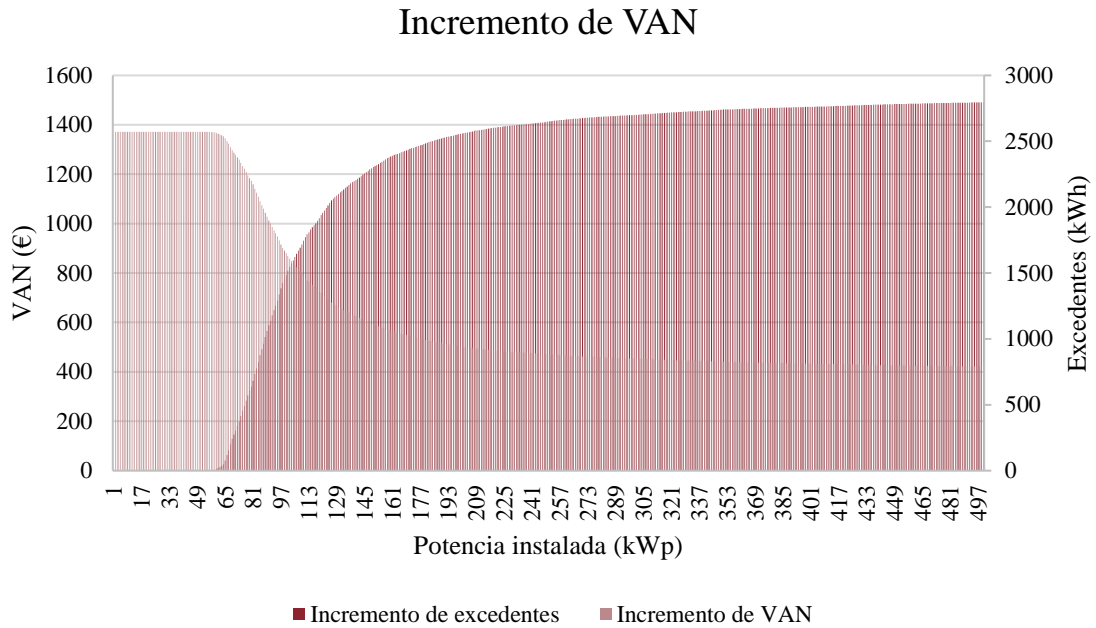


Figura 8.27 VAN de la modalidad con excedentes no acogida a compensación según la potencia instalada con consumo constante de 50 kWh respecto al incremento de excedentes.

Si se compara la TIR de este caso con el primer caso estudiado se observa que es menor a partir de la inyección de excedentes en la red.

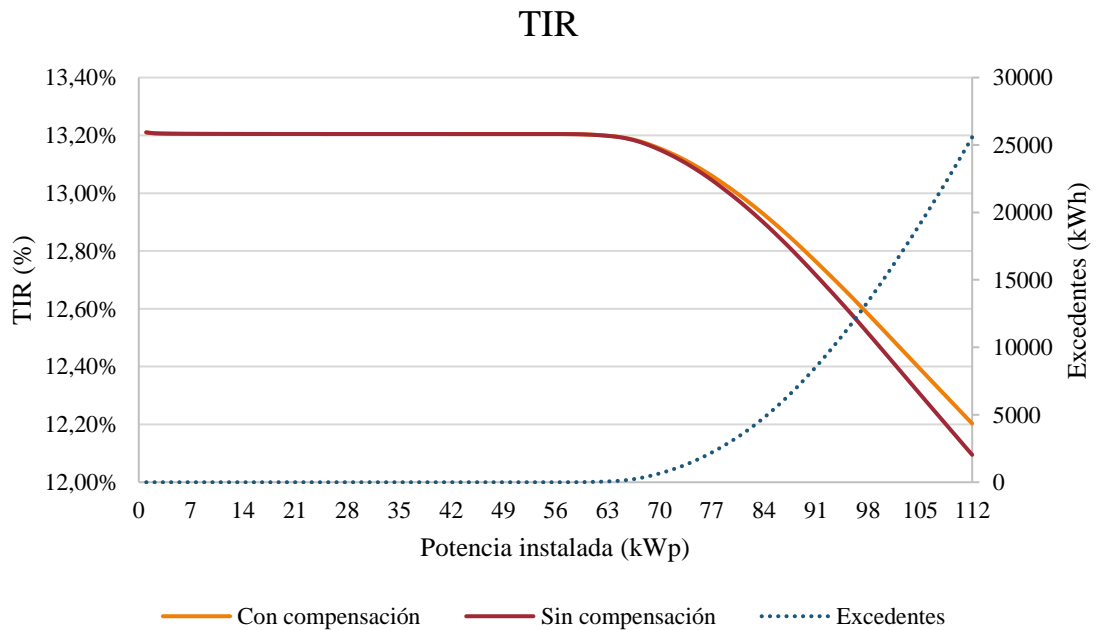


Figura 8.28 Comparación de la TIR según la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación respecto a los excedentes

El VAN también es inferior en la modalidad no acogida a compensación.

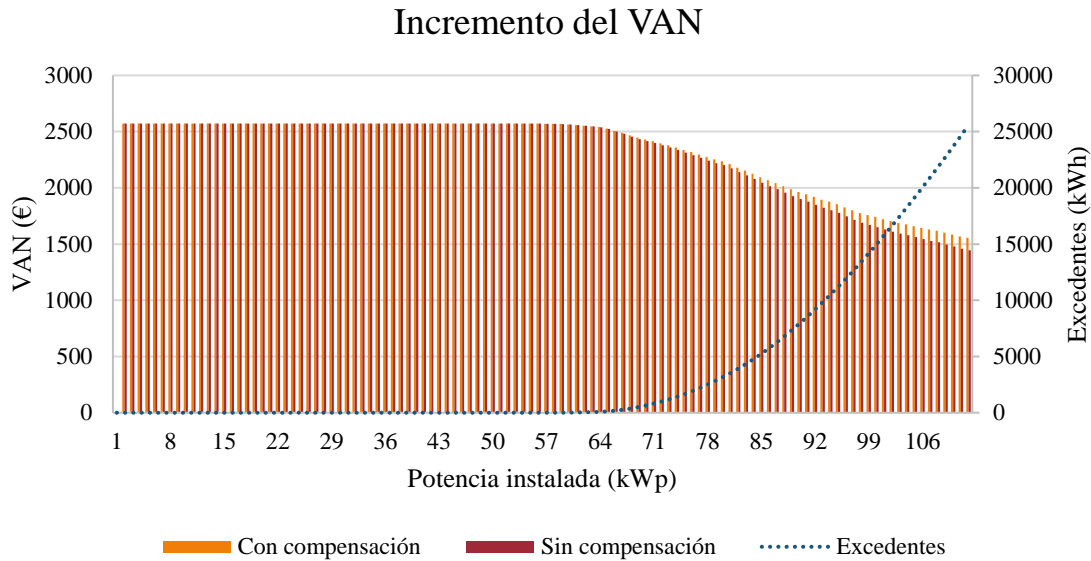


Figura 8.29 Comparación del incremento del VAN según la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación respecto a los excedentes

Al valorarse en ambas modalidades el precio de los excedentes al precio de mercado, **la rentabilidad es menor en la modalidad no acogida a compensación** pues debe afrontar el IVPEE, así como peajes de generación, lo que imposibilita que la rentabilidad sea superior a la modalidad acogida a compensación. Por lo cual, si se valoran los excedentes al mismo precio, la modalidad no acogida a compensación **sólo es recomendable en el caso que se requiera potencias instaladas mayores a 112 kWp. Existe una excepción**, la cual será comentada en el siguiente caso.

8.6 Caso 6: Limitación de compensación por excedentes

En este caso también se procede a la comparación entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación, pero con un **consumo constante de 10 kWh**.

La modalidad no acogida a compensación tiene el mismo comportamiento que en el caso anterior: a partir de que se inyecte a la red energía excedentaria su rentabilidad empieza a decaer bruscamente.

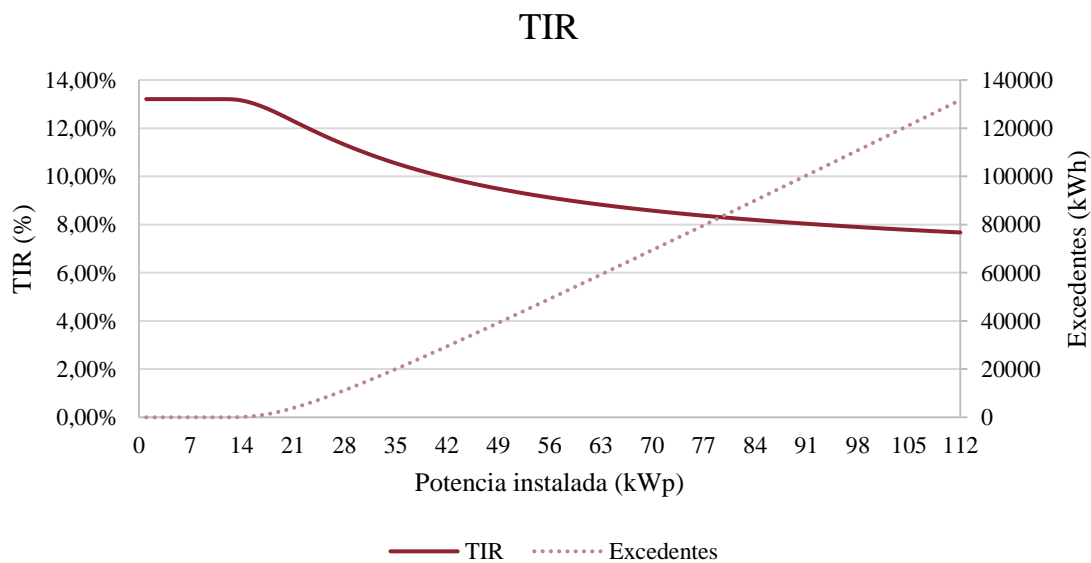


Figura 8.30 TIR de la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh

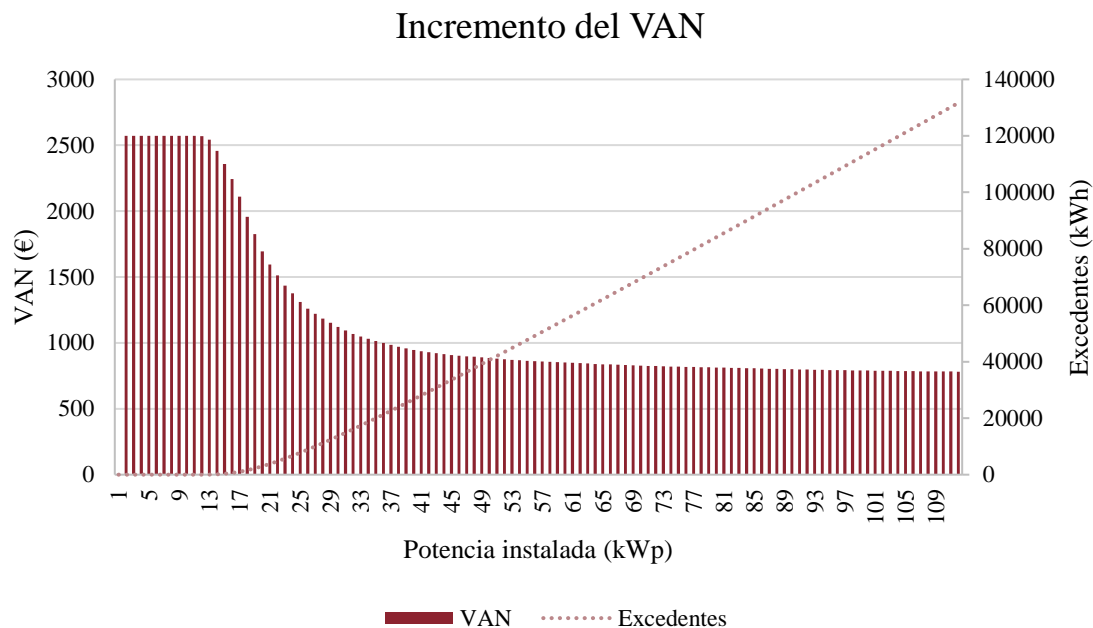


Figura 8.31 Incremento del VAN de la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh

Sin embargo, para este caso, la modalidad acogida a compensación tiene un comportamiento diferente al de todos los casos estudiados previamente. Este cambio es perceptible a través del incremento del VAN.

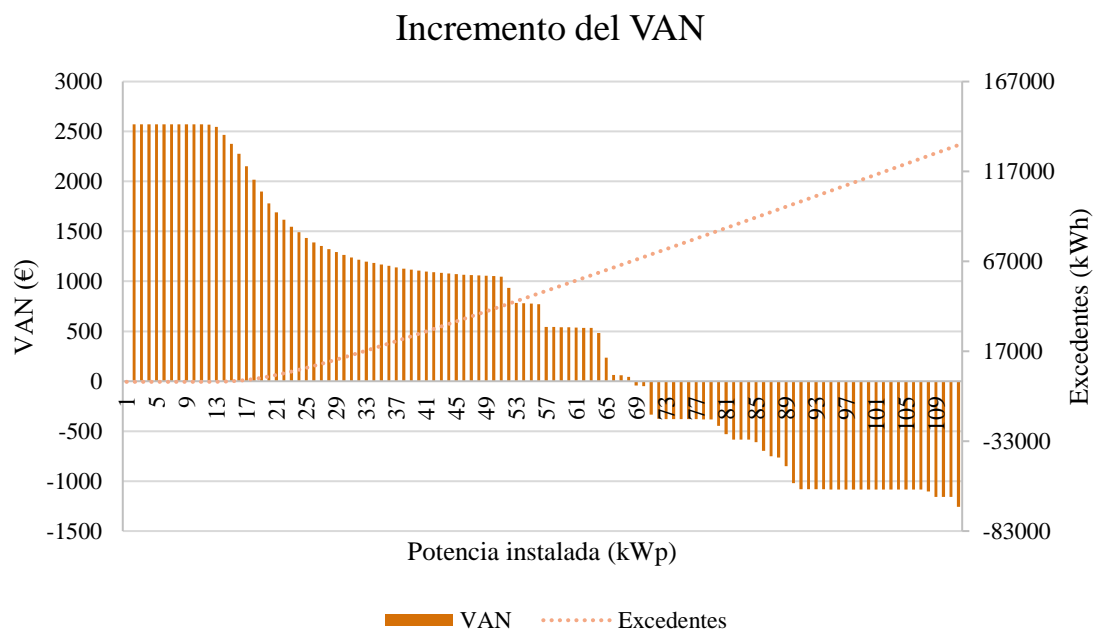


Figura 8.32 Incremento del VAN de la modalidad acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh.

Como en la modalidad no acogida a compensación, la rentabilidad decae cuando no se consume toda la energía producida. Sin embargo, esto no justifica la obtención de incrementos del VAN negativos, que provocan incluso que la rentabilidad de esta modalidad sea inferior al de la modalidad no acogida a compensación.

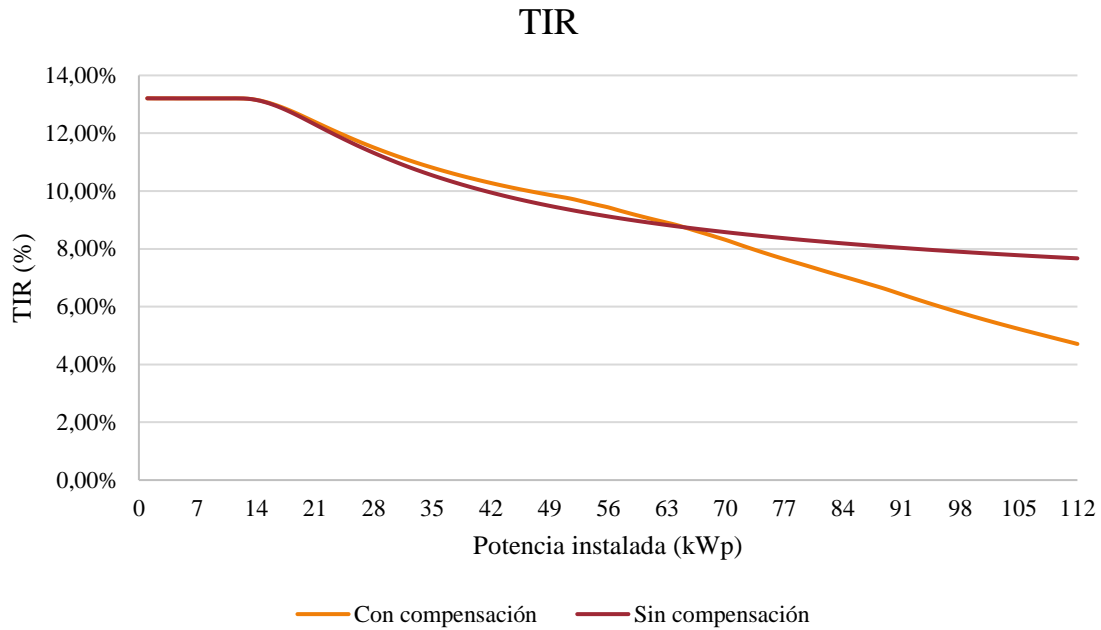


Figura 8.33 Comparación de las TIR entre la modalidad acogida a compensación y la modalidad no acogida a compensación con un consumo constante de 10 kWh

La explicación proviene de una de las limitaciones impuestas a la modalidad acogida a compensación: **la cuantía económica por la que se compensan los excedentes nunca supera el pago por energía en el periodo de facturación, el cual es, como máximo, de un mes.** Es una forma de conseguir que la compensación sea una forma de ahorro y no de lucro.

En este caso, el bajo consumo provoca una cesión excesiva de excedentes a la red. A partir de que el saldo económico por los excedentes iguale al pago en función de la energía (que en este caso ocurre a partir de 52 kWp instalados), un incremento de potencia instalada implica mayor inversión inicial sin aumentar el ahorro, lo que provoca irremediamente que la rentabilidad se vea alterada. Este efecto no puede obtenerse en la modalidad no acogida a compensación, pues no se limita el ingreso económico debido a los excedentes.

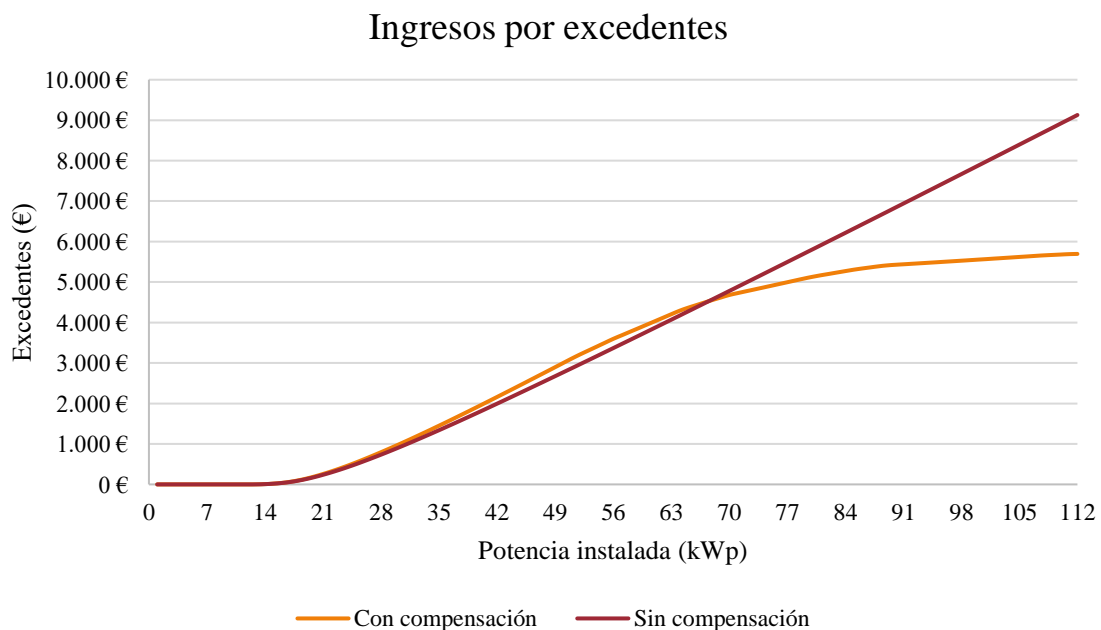


Figura 8.34 Comparación de ingresos económicos según la modalidad de autoconsumo si el consumo es constante e igual a 10 kWh

Por lo tanto, es cierto que, si se valoran los excedentes a precio de mercado en la modalidad acogida a compensación, esta modalidad ofrece mayores rentabilidades que la no acogida a compensación, siempre y cuando se consiga que el saldo percibido por los excedentes sea inferior al coste de la energía. Es decir, **la cesión excesiva de excedentes provoca que la modalidad no acogida a compensación sea más interesante que la acogida a compensación** en un rango considerable de potencias.

8.7 Caso 7: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad no acogida a compensación.

Se comete en este caso el mismo estudio que en el caso 3 variando la modalidad: en este caso se opta por la **modalidad no acogida a compensación**. Se toma, como en el caso mencionado, un rango de distintos almacenamientos, pero con mismo **porcentaje de descarga (45%)**.

Los cambios observados frente al caso 3 están justificados por lo comentado a lo largo del presente anexo. Debido al precio de las baterías la inclusión de baterías desploma la rentabilidad respecto al caso 1. A medida que aumenta la potencia instalada la rentabilidad aumenta porque se consigue paliar la inversión inicial de las baterías a través de las ganancias incrementales. Alcanzada la potencia en la que la instalación sin baterías inyecta energía a la red las baterías podrían conseguir aumentar la rentabilidad de la instalación, pero no se alcanza en la práctica debido al precio actual de las baterías. Una vez que no se es capaz de consumir toda la energía producida en los sistemas con baterías, la rentabilidad disminuye por el precio al que se valoran los excedentes.

A medida que la instalación aumente su potencia la TIR va estabilizándose porque el incremento de excedentes (kWp a kWp) también lo hace.

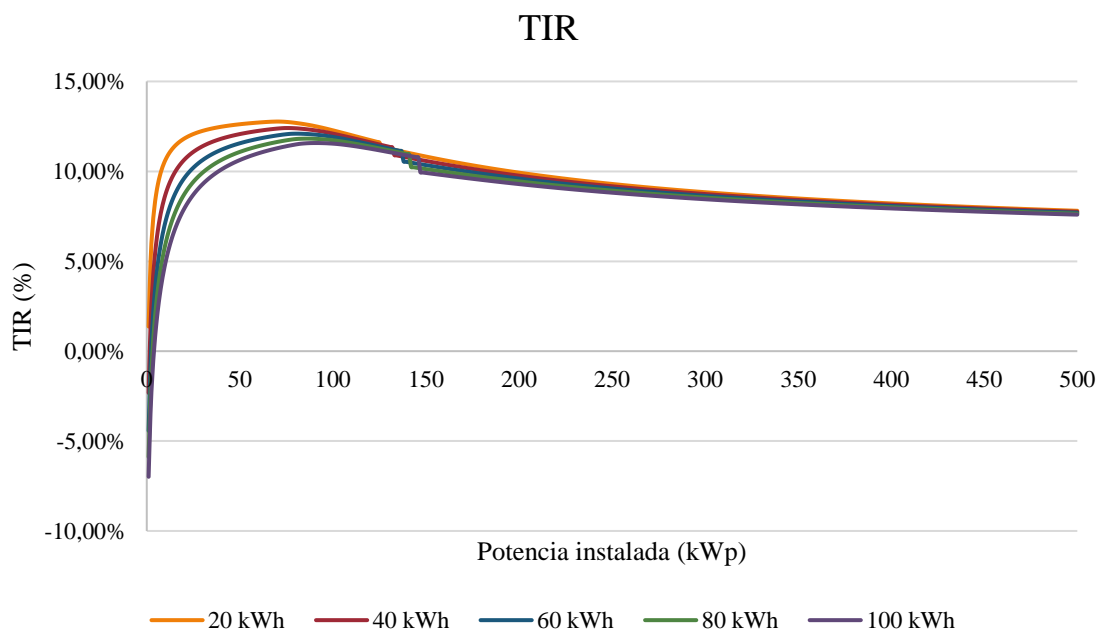


Figura 8.35 TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad no acogida a compensación.

Si se compara frente a la modalidad acogida a compensación con baterías, la rentabilidad es peor porque en este caso se debe afrontar peajes de generación y el IVPEE.

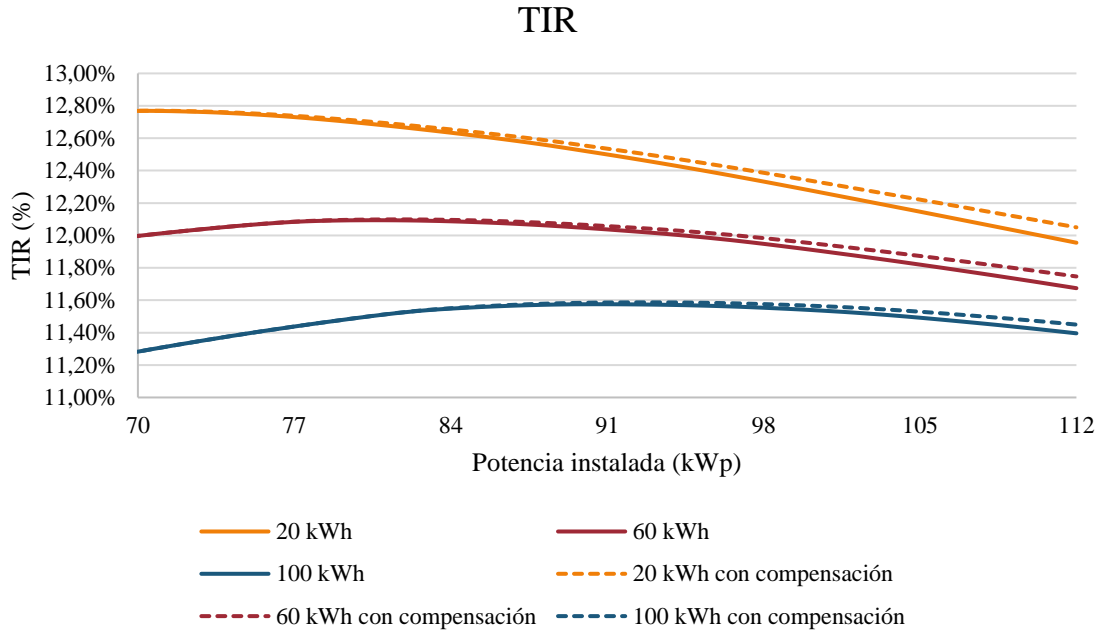


Figura 8.36 Comparación de la TIR según la capacidad de almacenamiento de la batería en la modalidad acogida a compensación y en la modalidad no acogida a compensación desde los 70 hasta los 112 kWp.

Este caso, por tanto, ofrece menores rentabilidades que los demás casos analizados porque combina los efectos perjudiciales de la modalidad no acogida a compensación y de las baterías.

8.8 Caso 8: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad no acogida a compensación.

El último caso analiza la rentabilidad para aquellas instalaciones no acogidas a compensación que posean baterías **según diferentes porcentajes de descarga**. Para ello, se ha analizado una batería de **50 kWh**.

En este caso se reflejan las conclusiones alcanzadas en el caso 4 y en el caso 5.

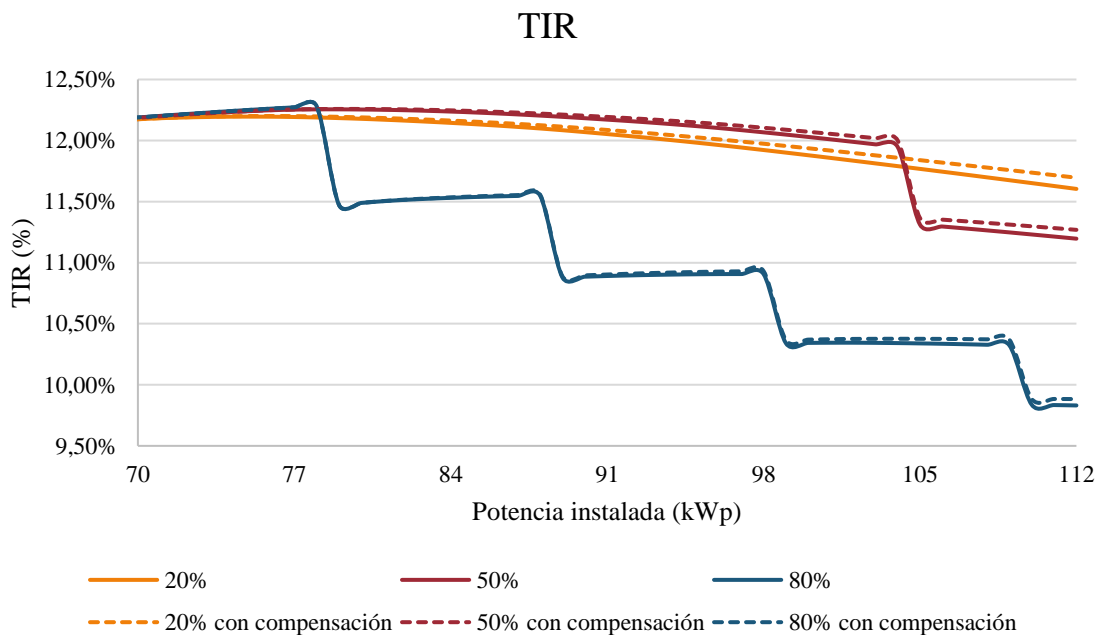


Figura 8.37 Comparación de la TIR según porcentaje de descarga y modalidad desde los 70 a los 112 kWp.

Por una parte, a mayor porcentaje de descarga, mayor energía puede ser almacenada, lo que contribuye a disminuir la cesión de excedentes a la red, y mayor energía puede ser descargada, lo que reduce la compra de energía a la comercializadora. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que el número de ciclos es menor, tal y como se ha comentado en el caso 4, para mayores porcentajes de descarga, y, por tanto, es probable que un sistema que fije un porcentaje de descarga elevado necesite adquirir mayor número de baterías, lo que reduce la rentabilidad. Por lo cual, el **primer criterio** para fijar el porcentaje de descarga es el **número de baterías necesarias**. Para aquellos casos en los que el número sea el mismo se ha de optar por el **máximo porcentaje de descarga**.

Además, como se ha determinado en el caso 5, la modalidad no acogida a compensación suele ofrecer menores rentabilidades que la modalidad acogida a compensación por tener que efectuar el pago del IVPEE y al peaje por generación.

Referencias

- [1] IDAE, «Introducción,» de *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*, 2019, pp. 7-13.
- [2] IDAE, «Tramitación administrativa,» de *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*, 2019, pp. 19-55.
- [3] E. C. Fernández, «Autoconsumo de energía solar fotovoltaica - Análisis del Real Decreto 900/2015,» 16 Noviembre 2015. [En línea]. Available: <https://canal.uned.es/video/5a6f824fb1111f5e418b457a>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [4] IEA, «A methodology for the Analysis of PV Self-Consumption Policies,» 16 Agosto 2016. [En línea]. Available: www.iea-pvps.org/index.php?id=382&eID=dam_frontend_push&docID=3102. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [5] ANPIER, «Análisis de la situación del sector a nivel estatal,» de *Anuario Fotovoltaico 2019*, 2019, pp. 122-148.
- [6] IDAE, «El Gobierno aprueba el Real Decreto por el que se regulan las condiciones del autoconsumo,» 5 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/noticias/el-gobierno-aprueba-el-real-decreto-por-el-que-se-regulan-las-condiciones-del-autoconsumo>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [7] IEA, «Spain,» de *PVPS Annual Report 2018*, 2018, pp. 103-105.
- [8] IRENA, «Solar fotovoltaica,» de *Estadísticas de energía renovable 2019*, 2019, pp. 48-55.
- [9] C. S. Vegas, «Lessons learned from different approaches across Europe in facilitating self-consumption of electricity,» de *National strategies for renewables: energy efficiency, building renovation and self-consumption*, 2018.
- [10] UNEF, «La nueva regulación permite el despliegue del autoconsumo en España,» 5 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://unef.es/2020/02/la-nueva-regulacion-permite-el-despliegue-del-autoconsumo-en-espana/>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [11] Agencia Andaluza de la Energía, «El número de instalaciones de autoconsumo se multiplica por siete en Andalucía y ya superan las 2.700 al cierre de 2019,» 17 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/actualidad/el-numero-de-instalaciones-de-autoconsumo-se-multiplica-por-siete-en-andalucia-y-ya-superan-las-2700-al-cierre-de-2019>. [Último acceso: 1 Julio 2020].

- [12] UNEF, «Evolución del mercado fotovoltaico en España. Situación actual y perspectivas.» 15 Marzo 2019. [En línea]. Available: https://www.iter.es/wp-content/uploads/2019/03/04-UNEF_-Jose-Donoso.pdf. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [13] UNEF, «El RD de Autoconsumo sitúa al ciudadano en el centro del modelo energético al garantizar el libre acceso a la energía.» 5 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://unef.es/2019/04/el-rd-situa-al-ciudadano-en-el-centro-del-modelo-energetico-al-garantizar-el-libre-acceso-a-la-energia/>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [14] Solarwatt España, «Observatorio español del autoconsumo fotovoltaico,» Febrero 2019. [En línea]. Available: https://www.solarwatt.es/wp-content/uploads/2019/04/Observatorio-esp%C3%B1ol-del-autoconsumo-fotovoltaico_.pdf. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [15] UNEF, «Aportación del sector fotovoltaico a la reactivación económica tras la crisis del COVID-19,» 4 Abril 2020. [En línea]. Available: <https://unef.es/2020/04/unef-elabora-un-plan-de-reactivacion-del-sector-fotovoltaico-para-contribuir-a-la-recuperacion-economica-de-espana/>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [16] A. Jäger-Waldau, «Rooftop PV and self consumption of electricity in Europe. Benefits for the climate and local economies.» *European Energy Innovation*, nº Autumn 2018, pp. 16-22, 2018.
- [17] Ajuntament de Son Servera, «Cala Millor,» [En línea]. Available: http://www.sonservera.es/portal/p_18_final_Contenedor1.jsp?seccion=s_fdes_d4_v1.jsp&contenido=11&tipo=6&nivel=1400&layout=p_18_final_Contenedor1.jsp&codResi=1&codMenu=32&codMenuPN=8&language=es. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [18] Agència estratègia turística Illes Balears, «Playa de Cala Millor,» [En línea]. Available: <https://media.illesbalears.travel/rrtt-mallorca-playa-cala-millor-img2.jpg>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [19] European Commission, «PVGIS,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/es/manual.html. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [20] NREL, «PVWatts Calculator,» [En línea]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [21] P. Mir-Artigues y P. del Río, «Photovoltaic Technologies,» de *The Economics and Policy of Solar Photovoltaic Generation*, Springer, 2016, p. 20.
- [22] AutoSolar, «Baterías Estacionarias OPzS 48V,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/baterias-estacionarias-opzs-48v>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [23] ECB, «ECB euro reference exchange rate: US dollar (USD),» [En línea]. Available: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [24] IRENA, «Solar photovoltaics,» de *Renewable Power Generation Costs in 2018*, 2019, p. 46.
- [25] Microsoft, «Definir y resolver un problema con Solver,» [En línea]. Available: <https://support.office.com/es-es/article/Definir-y-resolver-un-problema-con-Solver-5D1A388F-079D-43AC-A7EB-F63E45925040>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [26] Endesa, «Tarifa Óptima,» [En línea]. Available: <https://www.endesaclientes.com/empresas/tarifa->

- optima.html. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [27] IDAE, «Informe de precios energéticos regulados,» Abril 2019. [En línea]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_abril_2019.pdf. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [28] OMIE, [En línea]. Available: <http://www.datosdelmercado.omie.es/es/datos-mercado>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [29] IDAE, «Ejemplos,» de *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*, 2019, pp. 117-126.
- [30] REE, «Término de facturación de energía activa del PVPC,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [31] MITECO, «Conceptos por los que pago en mi factura de electricidad,» [En línea]. Available: www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/Paginas/conceptos-factura.aspx. [Último acceso: 1 Julio 2020].
- [32] F. J. Fabozzi y P. P. Drake, «Capital Budgeting,» de *The Basics of Finance: An Introduction to Financial Markets, Business Finance, and Portfolio Management*, John Wiley & Sons Ltd, 2010, pp. 295-348.

Índice

Resumen.....	VII
Abstract.....	IX
Prefacio.....	XI
Índice general.....	XIII
Índice de tablas	XV
Índice de figuras	XVII
Índice de abreviaturas	XXIII
1 Legislación	1
1.1 <i>Concepto de autoconsumo</i>	1
1.1.1 Autoconsumo según el número de consumidores	1
1.1.2 Autoconsumo según la conexión.....	1
1.2 <i>Modalidades de autoconsumo</i>	2
1.3 <i>Ingresos económicos por energía excedentaria</i>	3
1.3.1 Compensación de energía excedentaria	3
1.3.2 Venta de energía excedentaria	4
1.4 <i>Combinación de instalaciones de autoconsumo</i>	4
1.5 <i>Tramitación del autoconsumo</i>	5
1.5.1 Instalaciones con modalidad sin excedentes.....	5
1.5.2 Instalaciones de autoconsumo con excedentes.....	6
1.6 <i>La legislación como freno del autoconsumo: Real Decreto 900/2015</i>	8
2 Evolución y sectores de desarrollo.....	11
2.1 <i>Antecedentes</i>	11
2.1.1 El autoconsumo en España	11
2.1.1.1 Potencia instalada y número de instalaciones	12
2.1.2 El autoconsumo en la Unión Europea	14
2.2 <i>Situación actual</i>	16
2.3 <i>Perspectivas del autoconsumo</i>	16
2.4 <i>Sectores de desarrollo</i>	18
2.4.1 Sector residencial.....	18
2.4.2 PYME.....	18
2.4.3 Grandes industrias	19
2.4.4 Administraciones públicas y centros educativos	19
2.4.5 Hospitales.....	19
2.4.6 Polideportivos	19
2.4.7 Centros comerciales.....	19
2.4.8 Estaciones de servicio.....	19
2.4.9 Sector agrícola	19

2.4.10	Ejemplos de ahorros en los diferentes sectores	19
3	Planteamiento de estudios.....	21
3.1	<i>Objeto de los estudios</i>	21
3.2	<i>Instalación estudiada</i>	21
3.3	<i>Modalidades a estudiar</i>	22
4	Estudio energético.....	23
4.1	<i>Componentes del estudio</i>	23
4.1.1	Consumo	24
4.1.2	Producción	26
4.1.3	Almacenamiento.....	29
4.1.4	Importación y exportación.....	30
4.2	<i>Algoritmos empleados</i>	30
4.2.1	Sin almacenamiento	30
4.2.2	Con almacenamiento.....	31
4.3	<i>Estudio energético sin instalación de autoconsumo</i>	32
4.4	<i>Estudio energético sin almacenamiento</i>	32
4.5	<i>Estudio energético con almacenamiento</i>	35
5	Estudio económico	39
5.1	<i>Componentes del estudio</i>	39
5.1.1	Producción	40
5.1.2	Almacenamiento.....	41
5.1.3	Importación.....	42
5.1.4	Exportación.....	45
5.1.4.1	Compensación de excedentes	45
5.1.4.2	Venta de excedentes	45
5.1.5	Consumo	46
5.1.5.1	Modalidad acogida a compensación	46
5.1.5.2	Modalidad no acogida a compensación	47
5.2	<i>Indicadores de rentabilidad</i>	48
5.2.1	Periodo de recuperación descontado	48
5.2.2	VAN.....	48
5.2.3	TIR	48
5.3	<i>Estudio económico sin instalación de autoconsumo</i>	49
5.3.1	Año inicial.....	49
5.3.2	Evolución a lo largo de los años.....	50
5.4	<i>Estudio económico sin almacenamiento</i>	52
5.5	<i>Estudio económico con almacenamiento</i>	54
6	Análisis económico	59
6.1	<i>Caso base</i>	59
6.1.1	Modalidad acogida a compensación y modalidad no acogida a compensación, sin almacenamiento.....	59
6.1.2	Modalidad acogida a compensación, con baterías	62
6.1.3	Modalidad no acogida a compensación, sin baterías	64
6.2	<i>Reducción del precio fotovoltaico</i>	66
6.3	<i>Reducción del precio de las baterías</i>	69
6.4	<i>Reducción del precio al que se valoran los excedentes en la modalidad acogida a compensación</i> ...	72
6.5	<i>Apertura del hotel durante todo el año</i>	73
6.6	<i>Gestión de las baterías</i>	77
7	Conclusiones.....	81
8	Anexo.....	83
8.1	<i>Caso 1: Energía excedentaria</i>	83
8.2	<i>Caso 2: Variación del consumo</i>	88

8.3	<i>Caso 3: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad acogida a compensación.....</i>	<i>90</i>
8.4	<i>Caso 4: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad acogida a compensación.</i>	<i>93</i>
8.5	<i>Caso 5: Modalidad no acogida a compensación.</i>	<i>96</i>
8.6	<i>Caso 6: Limitación de compensación por excedentes</i>	<i>98</i>
8.7	<i>Caso 7: Capacidad de almacenamiento de baterías en la modalidad no acogida a compensación.</i>	<i>101</i>
8.8	<i>Caso 8: Porcentaje de descarga de baterías en la modalidad no acogida a compensación.</i>	<i>102</i>
Referencias		105
Índice		109