



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Mecánica

Estudio de las posibilidades de uso de energías renovables en una quesería ecológica

Autor:

Pinilla Giménez, Juan

Tutor:

Mediavilla Pascual, Margarita

**Departamento: Ingeniería de
Sistemas y Automática**

RESUMEN

En este trabajo se estudia la viabilidad de un sistema de producción energética eléctrica fotovoltaica a largo plazo. Se toma como ejemplo una microquesería ecológica y su granja asociada, y se estudian las posibilidades que esta empresa tiene de satisfacer sus necesidades energéticas mediante esta tecnología.

Se utiliza la Dinámica de Sistemas para construir un modelo de simulación matemática que permita calcular los balances energético y económico de la instalación, teniendo en cuenta el análisis de ciclo de vida, la tasa de retorno energético de la misma y el marco regulatorio actual.

Palabras clave: Balance, Energía fotovoltaica, Largo plazo, Rentabilidad, Retorno energético.

ÍNDICE

RESUMEN.....	3
GLOSARIO DE TÉRMINOS	7
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 2: CASOS DE ESTUDIO.....	17
2.1-INTRODUCCIÓN E HIPÓTESIS.....	19
2.2-CASO 1: PROPUESTA REALIZADA POR ENERGÉTICA	19
2.3-CASO 2: MAXIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	21
CAPÍTULO 3: EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y DE LOS PRECIOS.	
ESCENARIOS PLANTEADOS.....	23
3.1 - INTRODUCCIÓN.....	25
3.2-PRECIO DE LOS COMPONENTES	25
3.3-SUBVENCIONES E IMPUESTOS	26
3.4-PEAJES DE ACCESO	28
3.5-CUADRO RESUMEN	29
CAPÍTULO 4: MODELOS DE SIMULACIÓN	31
4.1-INTRODUCCIÓN.....	33
4.2-SOFTWARE DE SIMULACIÓN VENSIM.....	33
4.2.1-Vensim	33
4.2.2-Tipos de elementos	33
4.3-HIPÓTESIS PARA LA CREACIÓN DE LOS MODELOS.....	34
4.4- MODELO DEL PROYECTO DE ENERGÉTICA.....	36
4.4.1-Balance económico	36
4.4.2-Balance energético	51
4.5 – MODELO DE MAXIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	56
4.5.1-Balance energético	57
4.5.2-Balance económico	58

CAPÍTULO 5: SIMULACIÓN DE LOS MODELOS. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	67
5.1-INTRODUCCIÓN.....	69
5.2-ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN TIPO 1	69
5.2.1-Balance energético	69
5.2.2 – Balance económico	72
5.3-ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN TIPO 2	80
5.3.1-Balance energético	80
5.3.2-Balance económico	84
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES	93
6.1 – BALANCES ENERGÉTICOS. CONCLUSIONES	95
6.2 – BALANCES ECONÓMICOS. CONCLUSIONES.....	95
6.3 – CONCLUSIONES GENERALES	95
6.4 – LÍNEAS FUTURAS	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97
ANEXOS.....	101
ANEXO I – RESUMEN DEL REAL DECRETO 900/2015.....	103

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Balance of system components (BOS): es el concepto que comprende todos los componentes de una instalación fotovoltaica exceptuando los paneles y los inversores, es decir, cableado, sistema de montaje, interruptores, etc.

Cuota autárquica o cuota de autarquía: es la magnitud con la que medimos la independencia de nuestro sistema eléctrico respecto de las redes eléctricas generales. Se define como el cociente entre la energía autoconsumida y la energía total demandada.

Horas solares pico (HSP): es una unidad de irradiación solar. Es el tiempo en horas de una supuesta irradiación solar constante de 1.000 W/m^2 .

Irradiancia: es la magnitud usada para describir la potencia de una radiación electromagnética que incide por unidad de superficie. Se mide en W/m^2 .

Masa de aire (AM): es la longitud del camino tomado por la luz solar a través de la atmósfera terrestre, normalizado a la ruta más corta posible, es decir, cuando el sol está en la vertical. Cuantifica la reducción de la potencia de la luz a medida que atraviesa la atmósfera.

Tasa de retorno energético: cociente entre la cantidad de energía total que es capaz de producir una fuente de energía, y la cantidad de energía que es necesaria emplear para explotarla.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Este proyecto pretende describir la realización de una herramienta matemática para estudiar la rentabilidad y la tasa de retorno energético de la energía fotovoltaica en distintos escenarios, con o sin restricciones legislativas y subvenciones.

Esta herramienta se basa en la Dinámica de Sistemas, metodología usada para modelar y analizar el comportamiento temporal de sistemas de estudio complejos. Se ha desarrollado empleando el software de simulación *Vensim*, que permite crear y analizar modelos de estudio cuyos elementos están relacionados por ecuaciones matemáticas [1].

La **motivación** que ha llevado a desarrollar esta herramienta ha sido que, cuando una empresa, una comunidad de vecinos, o un usuario individual se plantea invertir en una instalación de energía fotovoltaica, piensa sólo a corto o medio plazo. Es decir, únicamente estudian el periodo de retorno de la inversión y los beneficios posteriores hasta el final de la vida útil de los equipos, que actualmente se estima en 25-30 años. Pero, una vez ésta acaba, existen dos opciones: volver al sistema convencional comprando toda la energía necesaria a las compañías eléctricas, o reinvertir en nuevos equipos.

En este trabajo se estudiará la viabilidad de esta segunda opción, con un horizonte temporal de 50 años o dos ciclos de vida, teniendo en cuenta la evolución de la tecnología y los precios, y planteando distintos escenarios con diferentes hipótesis optimistas y pesimistas.

Para estudiar esta evolución a largo plazo es preciso tener en cuenta el comportamiento, también a largo plazo, de los precios de la energía fotovoltaica, ya que son bastante imprecisos. Esto es debido a la gran incertidumbre que existe en cuanto al desarrollo impredecible de la tecnología fotovoltaica. Este desarrollo depende de la inversión que se realice, tanto por parte de los gobiernos como de las empresas, de forma que cuanto mayor sea el número de instalaciones solares que se construyan, menores serán los precios gracias al crecimiento del mercado.

Para que el estudio sea visual y práctico, se va a **analizar un proyecto real** de construcción de una instalación fotovoltaica realizado

por la Sociedad Cooperativa Energética para una empresa local: la Sociedad Cooperativa Crica en Megeces en la provincia de Valladolid, España (Figuras 1 y 2).

La **Sociedad Cooperativa Energética**, diseñadora del proyecto, es una cooperativa de consumidores sin ánimo de lucro que pretenden tener una energía 100% renovable, sin depender de las grandes compañías eléctricas. Se encargan de comercializar energía de origen renovable, preocupándose del ahorro energético y de la eficiencia energética [2]. Actualmente, también pretenden ampliar su negocio a la producción energética con proyectos como el estudiado.

La **Sociedad Cooperativa Crica** es una granja que produce leche de vaca ecológica certificada por el Consejo de Agricultura Ecológica de Castilla y León. Se encargan de cultivar ellos mismos todo el alimento necesario de sus animales, de ordeñar a las vacas y de elaborar productos lácteos (leche fresca, quesos, yogures, nata, cuajada y mantequilla) en una quesería anexa. Además, también se encargan de comercializar y distribuir sus propios productos [3].



Figura 1 – Localización de Megeces en España [4].

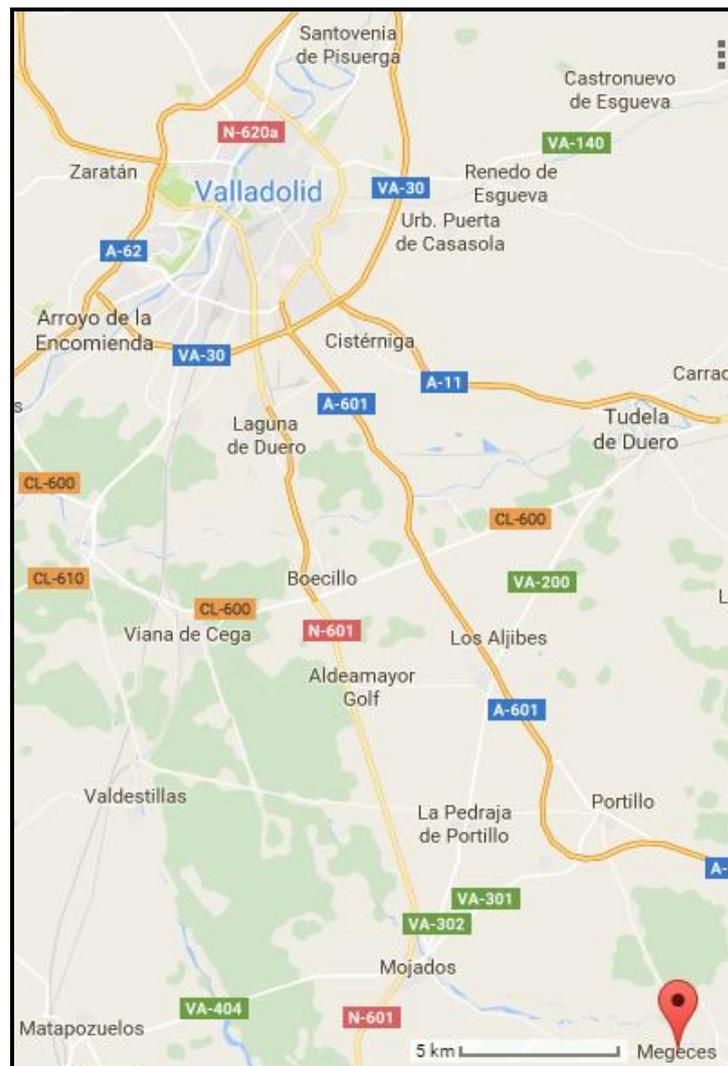


Figura 2 – Localización de Megeces en la provincia de Valladolid [4].

A mayores de este proyecto, se va a estudiar la rentabilidad de una segunda instalación, suponiendo que se maximizara el área de paneles solares instalados, para verter la energía no consumida a la red general y sacar un beneficio directo por ella.

Estos **dos supuestos** a analizar se han escogido con el fin de ver las grandes **diferencias legislativas** actuales entre los distintos tipos de autoconsumo descritos en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. A grandes rasgos podemos diferenciar entre:

1. Instalaciones de autoconsumo tipo 1: destinada al consumo propio de hasta 100 kW de potencia. Este tipo de instalación no tiene retribución económica por la energía vertida a la red general [5].

2. Instalaciones de autoconsumo tipo 2: cuando exista un consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro de instalaciones de producción que esté conectada en el interior de su red o a la que esté conectado a través de una línea directa. En este caso, sí hay retribución económica por los vertidos de energía [5].

Un breve resumen con los detalles más importantes de este Real Decreto se encuentra en el Anexo I.

Para analizar la **evolución de ambos casos** de estudio se va utilizar una herramienta característica de la Dinámica de Sistemas, el Diagrama de Flujos también denominado **Diagrama de Forrester**. Estos diagramas son diagramas causales que recogen los distintos elementos del sistema de estudio y las relaciones entre ellos, como son las ecuaciones matemáticas. Posteriormente, estos diagramas son procesados por el programa *Vensim*, mencionado anteriormente, para proporcionar los resultados buscados [1].

Por lo tanto, el **objetivo principal** del presente trabajo es la creación de un modelo de Dinámica de Sistemas que nos permita **analizar la rentabilidad económica** de una instalación fotovoltaica a **largo plazo**, exactamente, un plazo de 50 años.

También analizaremos **la tasa de retorno energético**, definida como el cociente entre la cantidad de energía total que es capaz de producir, y la cantidad de energía que es necesaria emplear para explotar esa fuente de energía.

Para ello se seguirán los siguientes **pasos**:

1. Crear dos modelos con el software *Vensim* correspondientes a una instalación fotovoltaica de tipo 1 y otra de tipo 2. Éstos relacionarán las distintas variables que afectan a la rentabilidad, tanto energética como económica, para poder realizar distintas simulaciones para cada escenario.
2. Plantear cinco escenarios o situaciones diferentes, variando distintos factores que afectan a la rentabilidad económica a largo plazo de las instalaciones fotovoltaicas.

3. Investigar e introducir, en los modelos creados, los datos de los distintos escenarios.
4. Analizar los resultados obtenidos de las simulaciones. Se pretende observar qué plazos de retornos energético y económico máximos y mínimos podemos esperar de estas instalaciones.

CAPÍTULO 2: CASOS DE ESTUDIO

2.1-INTRODUCCIÓN E HIPÓTESIS

En este capítulo se van a explicar brevemente **los dos casos de estudio** mencionados en el capítulo anterior, dejando para los próximos la explicación de los escenarios y la creación de sus respectivos modelos en *Vensim*.

Para ambos se tienen en cuenta unas **hipótesis comunes**:

- No se contemplan ampliaciones de la empresa, de forma que la demanda energética no aumentará, ni tampoco el área disponible para la instalación de los equipos.
- El tamaño de los paneles será siempre el mismo, e igual al elegido inicialmente por Energética para su proyecto.

2.2-CASO 1: PROPUESTA REALIZADA POR ENERGÉTICA

El **estado inicial** de la granja que se va a utilizar como caso de estudio, en cuanto a consumo eléctrico se refiere, es el siguiente [6]:

- Ubicación de la empresa: Megeces (Valladolid).
- Consumo anual aproximado: 18.915 kWh/año.
- Tarifa actual: 3.0 A. Esta tarifa tiene 3 periodos de discriminación.
- Potencia actual contratada (P1, P2, P3): 15, 21, 25 kW.
- Las condiciones normativas del RD 900/2015 descritas en el Anexo I.

A partir de estos datos, **Energética ha propuesto** a Crica la instalación de una planta fotovoltaica en sus tejados que permita cubrir parte de sus necesidades energéticas.

En concreto, aconseja una instalación de **autoconsumo tipo 1** con conexión a red, inyección a la red de la energía sobrante y sin acumulación. Este tipo de autoconsumo es **instantáneo** y depende de las dimensiones de la instalación fotovoltaica y del perfil de la demanda energética [6].

Los principales **equipos de la instalación** que han planteado son [6]:

- 34 módulos fotovoltaicos de 250 Wp de 1,65 m² (1665x991 mm) [7]. Como resultado de la multiplicación de ambos valores, la instalación tiene 8,5 kWp.
- 1 inversor de 8 kW.

Nótese que la suma total de la potencia de los paneles es 8,5 kW y en cambio el inversor es de 8 kW. La primera es la llamada potencia pico y la segunda la potencia nominal. La potencia nominal marca el máximo que se puede producir, debido a que el inversor no puede convertir más energía.

Sin embargo, en las instalaciones fotovoltaicas siempre se instala una potencia pico superior a la nominal para intentar cubrir el 100% de la capacidad del inversor el mayor tiempo posible que sea económicamente rentable [8]. En la Figura 3 se ve la comparación entre instalar 8,5 kW o 8 kW como potencia pico.

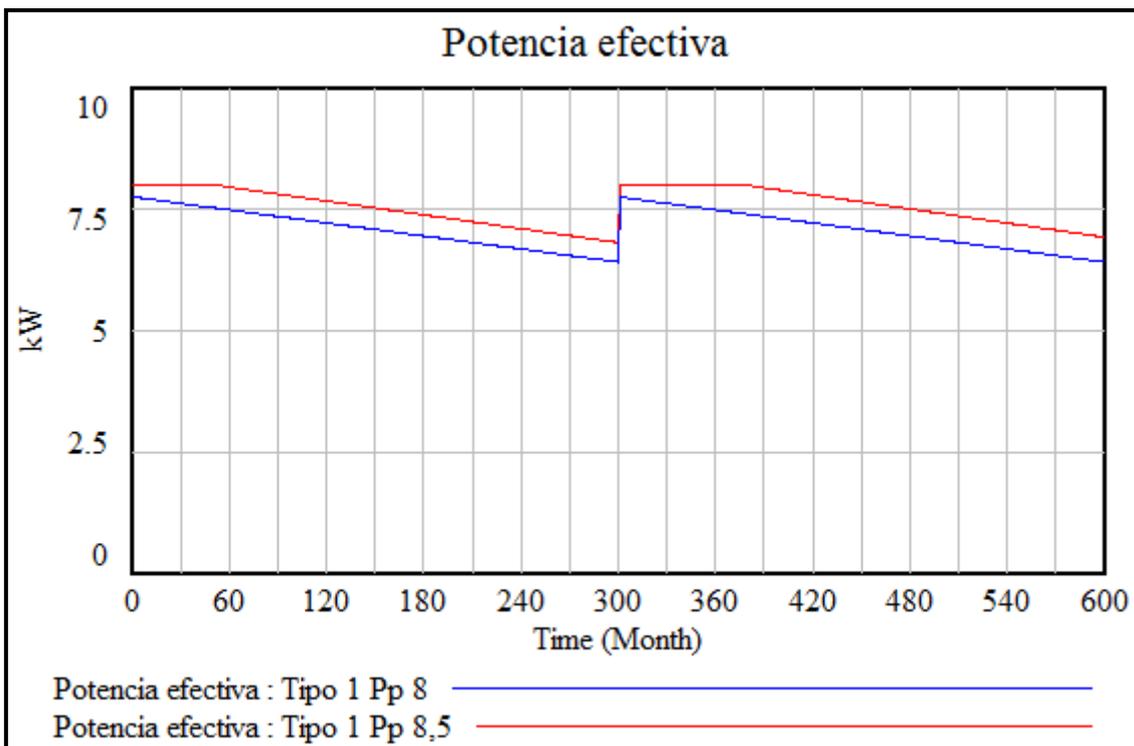


Figura 3 – Comparativa realizada con *Vensim*, de la potencia efectiva al instalar una potencia pico de 8 kW o instalar 8,5 kW.

El descenso de la potencia que se observa en los dos casos se debe a la **degradación** de los equipos con el tiempo, tema que se tratará más profundamente en el Capítulo 4.

Lo que podemos ver claramente en esta figura es que el área entre las curvas azul y roja son los kWh de más que podemos conseguir al instalar una potencia pico superior.

2.3-CASO 2: MAXIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En este caso se desea **producir la máxima cantidad de energía** posible para venderla a la red eléctrica general. Para poder cobrar estos vertidos a la red, la modalidad de **autoconsumo** debe ser de **tipo 2** como se comentó en el capítulo anterior y en el Anexo I.

El tejado en el que se instalan los paneles tiene unas dimensiones de 40x15 metros. De este tejado se aprovechará toda el área posible para maximizar la superficie ocupada por los paneles.

De la energía producida, una pequeña parte se destinará al autoconsumo y el restante será inyectado en la red general.

CAPÍTULO 3: EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y DE LOS PRECIOS. ESCENARIOS PLANTEADOS

3.1 - INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es plantear **distintos escenarios** para poder observar aproximadamente que máximos y mínimos podemos esperar de la rentabilidad económica a largo plazo de las plantas fotovoltaicas. Tendremos distintos escenarios **según las hipótesis más o menos optimistas** que se van a realizar sobre distintos conceptos.

3.2-PRECIO DE LOS COMPONENTES

Una de las variables que más **incertidumbre** tiene es el precio de los componentes de las instalaciones. Estos precios se dividen en dos conceptos: paneles e inversores y, por otro lado, el resto de material necesario o BOS (*Balance of system*), que incluye la estructura para montar los paneles, cableado, conexión a la red, planificación y documentación, transformador, etc.

Los datos de este apartado están basados en el estudio “Current and Future Cost of Photovoltaics” realizado por Agora Energiewende, una institución alemana formada por un grupo de expertos fundada por European Climate Foundation. En él se explica de forma muy detallada la evolución de estos precios y los posibles futuros escenarios en los que se puede encontrar la energía fotovoltaica [9].

Actualmente, por cada kilovatio pico instalado se requiere aproximadamente una inversión de 1000€: 660€ para el inversor y los paneles y el resto, 340€, son los costes del BOS [9].

A medio-largo plazo los precios descenderán en mayor o menor medida dependiendo de muchos factores, como por ejemplo, cuánto dinero se invierta en esta energía renovable. Por lo tanto, se pueden definir dos evoluciones límite, combinando todas las suposiciones que llevan a la situación más optimista y, viceversa, combinar las que llevan a la situación más pesimista. Se estima que en el año 2050 los precios estén entre los valores indicados en la Figura 4. La evolución de estos precios no es lineal, y se alcanzará la mitad de la reducción total, en cualquiera de los dos casos, en el año 2025 [9].

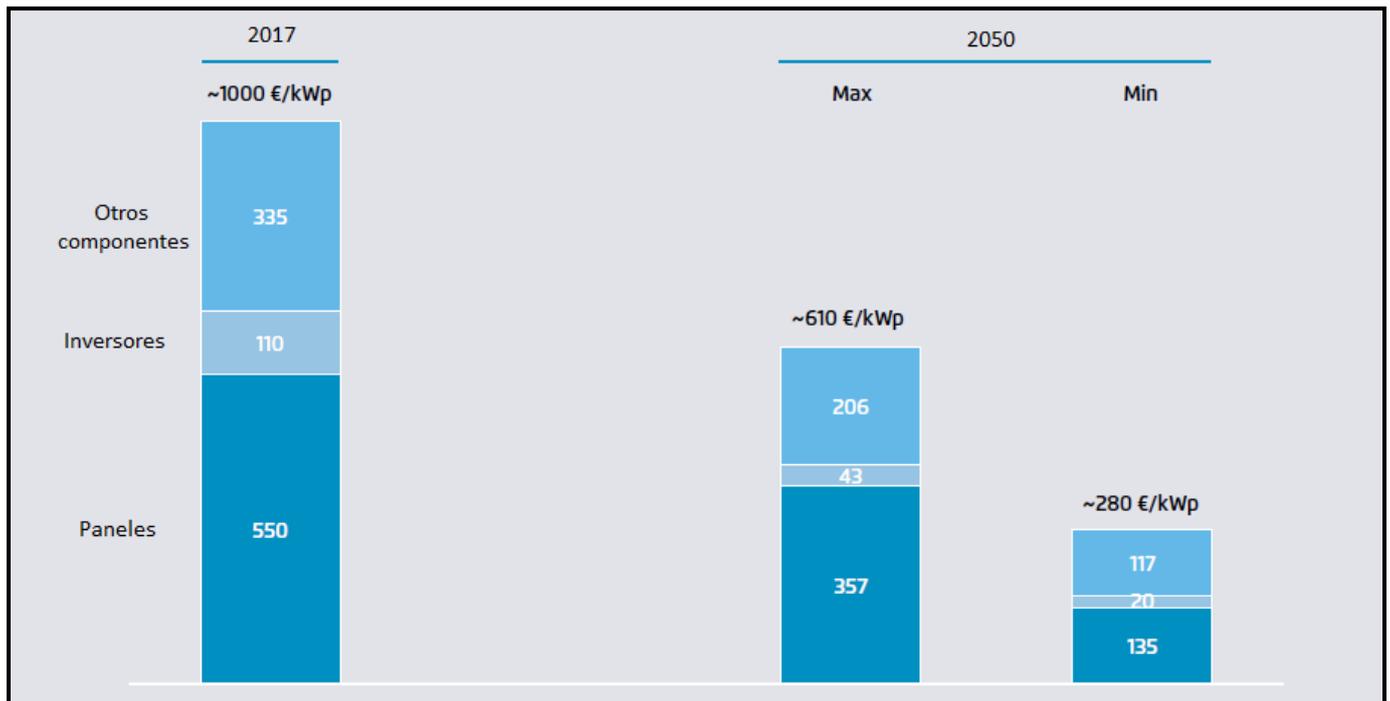


Figura 4 – Estimaciones mínima y máxima de los precios de los componentes principales en el año 2050 [9].

Con esta información se crean dos gráficos (Figuras 5 y 6) que describen la evolución de los precios de los distintos componentes. Introduciendo en el modelo la curva de precios correspondiente al caso que se analice en cada momento (optimista o pesimista), se podrá realizar la simulación suponiendo la vida útil de los equipos que queramos. Únicamente tendremos que indicar en qué momento se realiza la inversión y el sistema tomará el precio en función del tiempo.

3.3-SUBVENCIONES E IMPUESTOS

En los escenarios que se plantean también tenemos que tener en cuenta la **situación político-financiera** del momento, de forma que los impuestos y subvenciones pueden variar drásticamente. Si los gobiernos apuestan por este tipo de energía es comprensible imaginar que subvencionarían esta clase de instalaciones para ayudar a que los hogares y las empresas se decanten por esta energía. En el caso opuesto, los gobiernos no ofrecerían subvenciones ni ningún tipo de ayuda, si consideraran que es otra energía por la que se debe apostar.

Observando distintas convocatorias de **subvenciones**, se ha visto que, por ejemplo, la Junta de Castilla y León da ayudas económicas de hasta el 30% del total para energía fotovoltaica, con un máximo de 10.500€ para instalaciones de hasta 10 kWp conectadas a la red de baja tensión y sin baterías, que concuerda con el proyecto realizado por Energética [10].

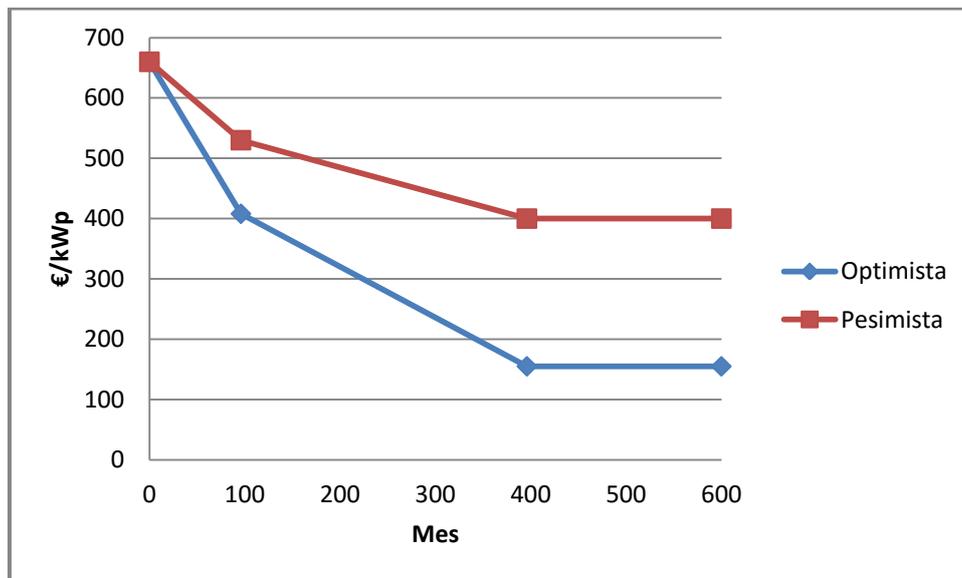


Figura 5 – Evolución temporal del precio del conjunto de inversores y paneles.

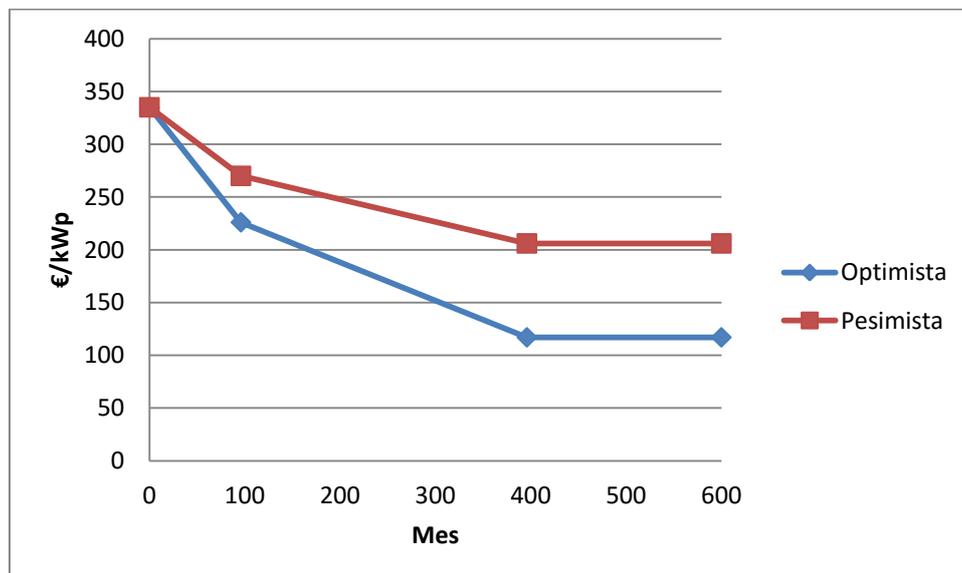


Figura 6 - Evolución temporal del precio del resto de componentes (BOS).

Aunque muchas de las convocatorias que se pueden encontrar no son para empresas ni organismos con ánimo de lucro, ésta es una buena cuantía que se puede tener en cuenta en un escenario optimista, en el que también las empresas pudieran acceder a estas ayudas. Aún así, no se van a incluir en los escenarios para el caso de maximización de la producción, ya que no son muy comunes para estos tipos de instalación en las que se busca un beneficio económico, y no únicamente producir energía para satisfacer la demanda.

Igualmente, podemos suponer que los **impuestos** derivados de esta actividad se vean reducidos para incentivar aún más la energía solar fotovoltaica.

Las dos tasas que se van a alterar en los escenarios son: el **Impuesto eléctrico** (IE), que grava tanto el término de potencia como el término de energía de las facturas de luz, y el **IVA**, que grava los dos mismos términos y también al propio IE. A fecha de hoy el IE vale el 5,113% [11] y el IVA el 21% [12]. De forma optimista se puede suponer que, para abaratar el coste de la energía, el Estado redujese el IVA hasta un 15% por ejemplo, y derogase o modificase la ley que introduce el IE en nuestras facturas.

3.4-PEAJES DE ACCESO

Todos los factores descritos hasta este momento afectan a ambos casos de estudio. Ahora se va a explicar otra variable que únicamente se presenta en la instalación de tipo 2: el peaje de acceso a la red. Las instalaciones tipo 1 están exentas de este cargo y, por ello, en la propuesta realizada por Energética no es aplicable [5].

Este cargo variable grava el autoconsumo por un factor dependiente del periodo tarifario en el que se produce, ya que nuestro consumo es instantáneo al no estar la instalación provista de sistemas de acumulación. En el escenario pesimista se va a mantener este cargo, mientras que en el optimista se va a suponer derogado.

3.5-CUADRO RESUMEN

Combinando todas las variables introducidas, se van a crear **5 escenarios**. Concretamente, dos para cada caso de estudio, uno el más optimista posible y otro el más pesimista. Además, para la instalación de tipo 1, se va a añadir un tercer escenario optimista, pero sin las subvenciones, para poder observar mejor las diferencias con el caso pesimista.

Para el caso del proyecto de Energética tenemos los escenarios de la Tabla 1, y para el caso en el que se pretende maximizar la producción, la Tabla 2.

PROYECTO DE ENERGÉTICA			
Variable	Escenario Optimista	E. Optimista sin subvención	Escenario Pesimista
Precio de los componentes	Ver Figuras 5 y 6	Ver Figuras 5 y 6	Ver Figuras 5 y 6
Subvenciones	Hasta el 30% Máximo 10.500 €	Sin subvenciones	Sin subvenciones
IVA	15%	15%	21%
IE	0%	0%	5,113%

Tabla 1 – Tabla resumen de las variables de los escenarios para el caso de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

MAXIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN		
Variable	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
Precio de los componentes	Ver Figuras 5 y 6	Ver Figuras 5 y 6
IVA	15%	21%
IE	0%	5,113%
Peajes de acceso a la red	Inexistentes	Valor actual

Tabla 2 – Tabla resumen de las variables de los escenarios para el caso de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

CAPÍTULO 4: MODELOS DE SIMULACIÓN

4.1-INTRODUCCIÓN

En este capítulo se va a describir el software *Vensim*, utilizado para la creación de los modelos, y se explicará paso a paso cómo han sido diseñados.

En primer lugar debemos entender **qué es un modelo**. Un modelo es un esquema de un sistema, generalmente en forma matemática, en el que se representan alguna de sus características, para facilitar su comprensión y el posterior estudio de su comportamiento [13][14].

4.2-SOFTWARE DE SIMULACIÓN VENSIM

4.2.1-Vensim

El software *Vensim* nos permite crear de forma interactiva Diagramas de Forrester, explicados en el Capítulo 1, introduciendo todas las variables que conforman el sistema de estudio y las ecuaciones que relacionan éstas. Gracias a ello se puede **validar el modelo**, observar la evolución temporal de las variables y realizar un **análisis del sistema**.

4.2.2-Tipos de elementos

En general, al realizar el modelo de cualquier sistema, nos vamos a encontrar con variables que deben comportarse de diferentes formas. Por ello, debemos diferenciar entre Niveles, Flujos y Variables auxiliares.

Los **Niveles** o **Stocks** son las variables que muestran en todo momento la evolución y situación del modelo. Se caracterizan porque presentan una acumulación, y varían en función de otros elementos denominados Flujos. En el modelo se representan con rectángulos.

Los **Flujos** son elementos que se definen como funciones temporales que determinan la variación de los Niveles.

Las **Variables auxiliares** son los elementos que nos permiten visualizar los aspectos que condicionan el comportamiento de los flujos.

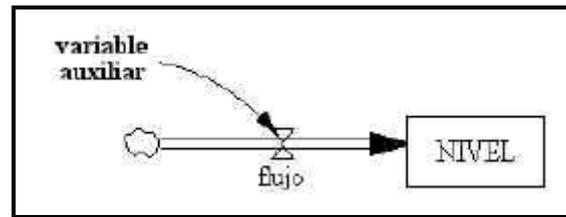


Figura 7 – Representación de un Nivel, un Flujo y una Variable auxiliar en un Diagrama de Forrester.

En resumen, las variables auxiliares establecen cómo son las funciones temporales de los flujos y a la vez estos modifican a los Niveles que sufren una acumulación en función de ellos. Además, es importante indicar que los Niveles necesitan de un valor inicial con el que comienzan la simulación. Así, tanto los Flujos como las variables auxiliares se definen normalmente con una ecuación que podría ser incluso una constante, mientras que los Niveles necesitan una ecuación y un valor inicial.

A parte, las variables auxiliares no solo se pueden definir con una ecuación. Si conocemos su evolución temporal, se puede crear un gráfico que simule esa evolución. Esta herramienta se utilizará a la hora de introducir la evolución de los precios de las Figuras 5 y 6, y el rendimiento de los paneles.

4.3-HIPÓTESIS PARA LA CREACIÓN DE LOS MODELOS

Mediante el software *Vensim* se van a crear dos modelos, para las instalaciones de tipo 1 y de tipo 2, con dos diagramas cada uno: **balance energético y balance económico**.

En cada uno de ellos se van a introducir los *inputs* y *outputs* correspondientes (energéticos o económicos), de forma que al simularlos se vean las evoluciones de estos balances en los escenarios descritos en el capítulo anterior, para posteriormente analizar los resultados del comportamiento de éstas.

Las **premisas iniciales** que simplificarán notablemente los cálculos para ambos modelos son las siguientes:

- La unidad de tiempo utilizada es el mes.

- El consumo a lo largo del año es muy uniforme (desviación típica = 48 kWh) y se va a suponer que es idéntico todos los meses, e igual a 1576 kWh/mes [6].

No se tiene en cuenta la posible mejora de eficiencia energética de los equipos de la fábrica por su renovación, la cual disminuiría el consumo eléctrico.

- No podemos suponer que la empresa realizará una gestión ideal del consumo, haciendo que éste sea mayor cuando la producción fotovoltaica también lo es, consiguiendo así que las curvas de consumo y producción se acoplasen.

Sí podrían adaptarse un poco más, pero nunca completamente. Además, siempre existen variables que no podemos controlar, tanto en la producción energética (el clima) como en el consumo (variaciones inesperadas de la producción de la granja por motivos externos).

Por ello, se va a suponer que la curva de la demanda es constante a lo largo de las 24 horas de cada día y por lo tanto, sumado a la hipótesis anterior, constante a lo largo de toda la simulación. Este consumo quedaría representado por una recta horizontal como se puede ver en la Figura 8.

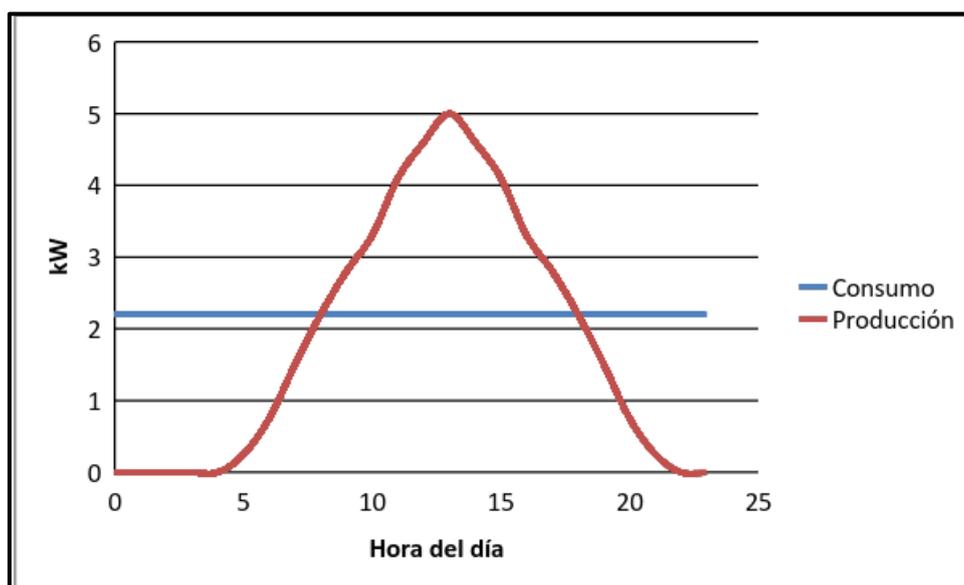


Figura 8 – Consumo y producción en un día por defecto.

- Igualmente, se va a suponer que las horas solares pico o HSP son constantes a lo largo de cada día y mes. En la provincia de Valladolid, y en un panel con una inclinación de 25° [6], se tiene una radiación equivalente a 1816 HSP anuales [15].
- Las horas solares diarias de media a lo largo de un año en la provincia de Valladolid son 12,2 horas [16]. Vamos a suponer que, estas poco más de doce horas de sol, se dan entre las 6 horas de la mañana y las 18 horas de la tarde para realizar los distintos cálculos del precio de la energía en los diferentes periodos de tarificación.
- Las características del rendimiento de los paneles se consideran iguales tras la renovación de equipos.

4.4- MODELO DEL PROYECTO DE ENERGÉTICA

Los modelos creados para ambos casos sirven para **calcular** sus **balances energéticos y económicos** en los distintos escenarios explicados en el Capítulo 3.

La instalación de una planta fotovoltaica supone una inversión económica importante, así como de otros costes que se explicarán en los siguientes apartados. Pero, en definitiva, acaba siendo un desembolso de dinero. Lo que nos interesará **evaluar**, por lo tanto, es el **ahorro** que conseguimos al invertir en esta energía. Por ello, se creará tanto un balance, suponiendo que la granja tiene la instalación fotovoltaica, como otro en el que no la tenga. Finalmente, se realizará una **comparación** entre ellos y se analizarán sus resultados.

Esto no será necesario hacerlo con los balances energéticos, ya que en éstos sólo nos importará comprobar la tasa de retorno energético.

4.4.1-Balance económico

En primer lugar, vamos a ver una imagen del modelo completo (Figura 9) y explicar sus elementos clave.

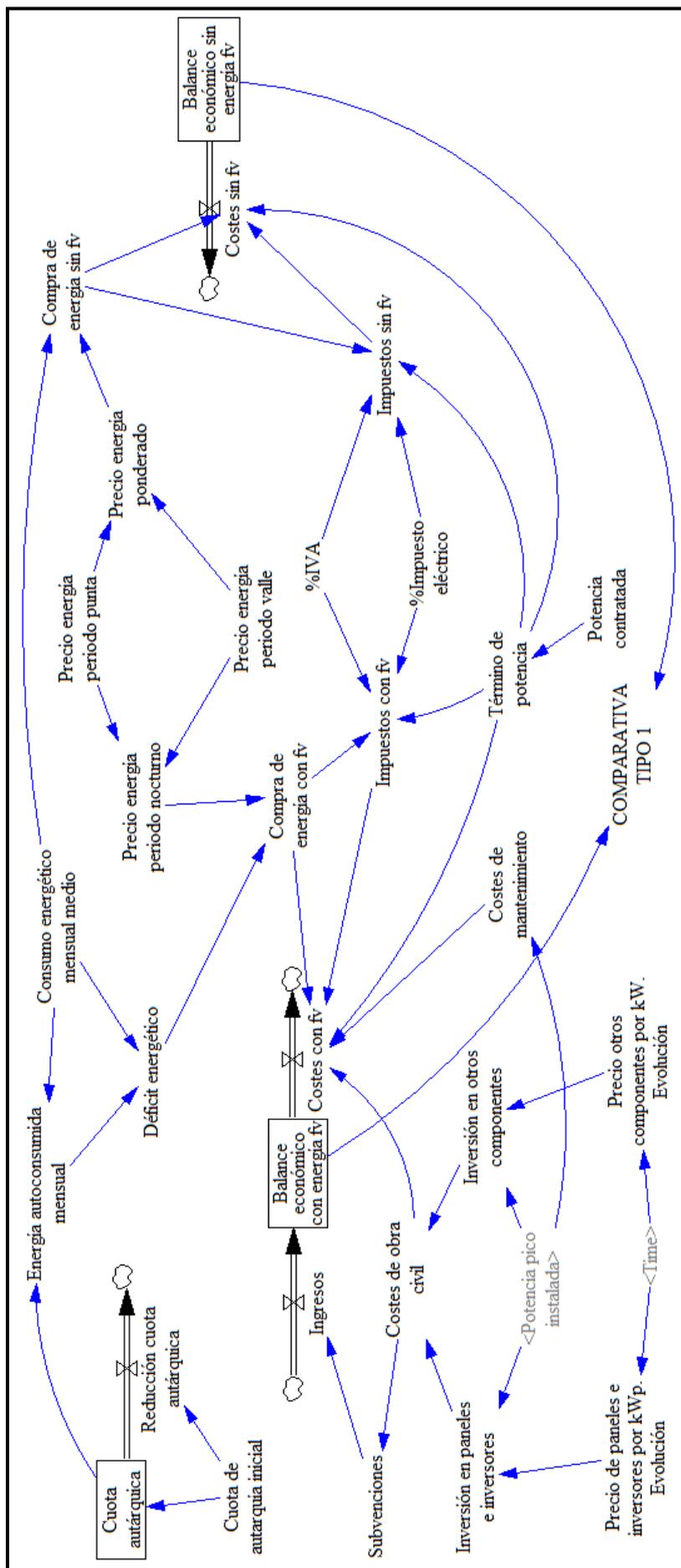


Figura 9 – Esquema completo del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

Los Stocks que vemos presentes son:

- Cuota autárquica: se considera el **dato con más relevancia** en las instalaciones de autoconsumo, al dar un valor cuantitativo de la independencia adquirida respecto a las compañías eléctricas. Ésta se define como el cociente entre la energía autoconsumida y la demanda energética total. Se irá reduciendo debido a la degradación de los paneles, lo que supone la existencia del flujo saliente que se observa en el esquema.
- Balance económico con energía fv: se podrá comprobar su evolución mes a mes. El flujo entrante serán los ingresos y el flujo saliente los costes.
- Balance económico sin energía fv: gracias a él, como se ha comentado en el apartado anterior, se podrá comprobar si se obtiene o no algún ahorro al instalar la planta fotovoltaica. Esta comprobación se podrá ver en la Variable auxiliar “*COMPARATIVA TIPO 1*”.

Ahora pasamos a explicar, paso a paso y partiendo el modelo en distintas partes, **cómo ha sido creado**.

Como ya se ha dicho, el dato más importante en este tipo de instalaciones es la cuota autárquica y, por lo tanto, ha sido el punto por el que se ha comenzado a crear el modelo (Ver Figura 10).

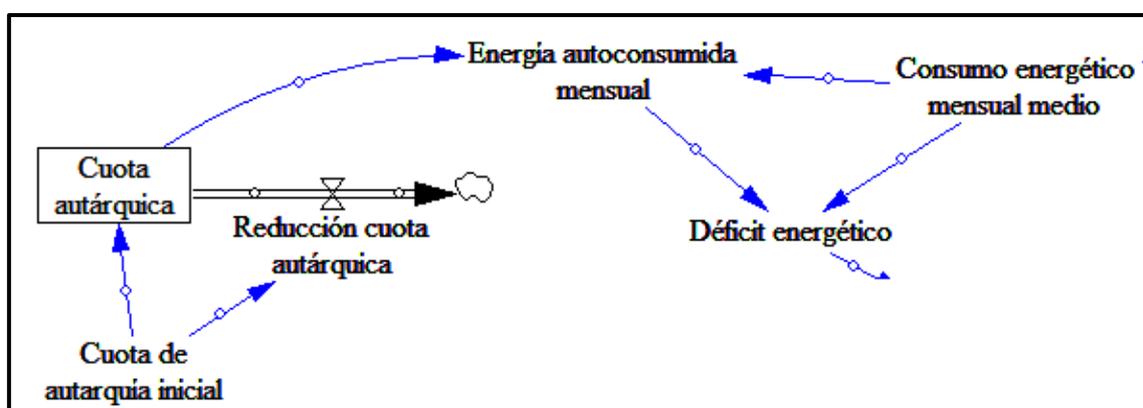


Figura 10 – Primera parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

Los datos previstos por EnergÉtica para el primer año de explotación están expuestos en la Tabla 3. Lo que se pretende ahora, es simular una evolución realista de la **“Cuota autárquica”**.

Mes	Consumo (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Cuota de autarquía (%)
1	1.601	471	29
2	1.446	596	41
3	1.601	781	49
4	1.549	825	53
5	1.613	866	54
6	1.562	928	59
7	1.617	957	59
8	1.613	915	57
9	1.562	813	52
10	1.601	692	43
11	1.549	506	33
12	1.601	435	27
TOTALES	18.915	8.785	46,44

Tabla 3 – Previsiones del primer año de explotación de la instalación de tipo 1 [6].

Este modelo se ha hecho partiendo del valor de la cuota autárquica media del primer año, y se la ha ido reduciendo de forma que simule de la mejor forma posible la degradación de los paneles. La información relativa a esta degradación es proporcionada por el fabricante del panel, y se observa en la Figura 11.

La empresa garantiza un rendimiento inicial del 97% y una degradación máxima anual del 0,7%, consiguiendo un rendimiento mínimo garantizado del 80,2% en el vigésimo quinto año [17].

Con los datos de la Tabla 4, la cuota media del primer año, resultante de dividir la energía autoconsumida anual con el consumo total anual, tiene un valor de 46,44%. Este valor es, por tanto, el que se toma como el **inicial** para la cuota autárquica.

$$\text{Cuota de autarquía inicial}=46,44 \quad (1)$$

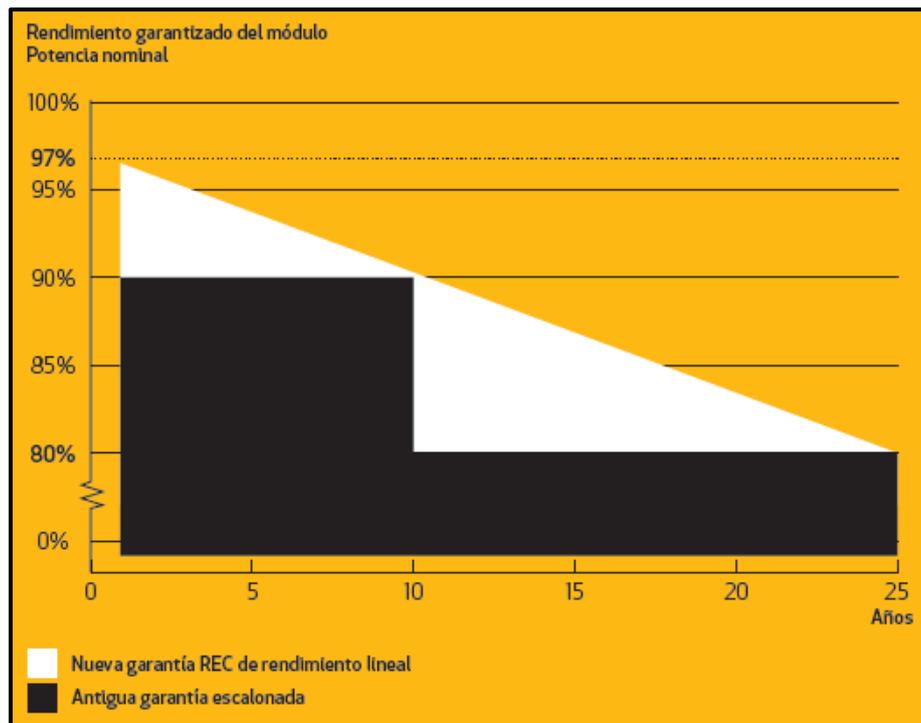


Figura 11 – Rendimiento garantizado del módulo fotovoltaico en función de los años de vida útil [17].

Para calcular qué porcentaje o valor debe disminuirse la cuota autárquica cada mes, se ha realizado el siguiente análisis:

El perfil de producción energética de un día por defecto del año “t” tiene la forma que se observa en la Figura 12.

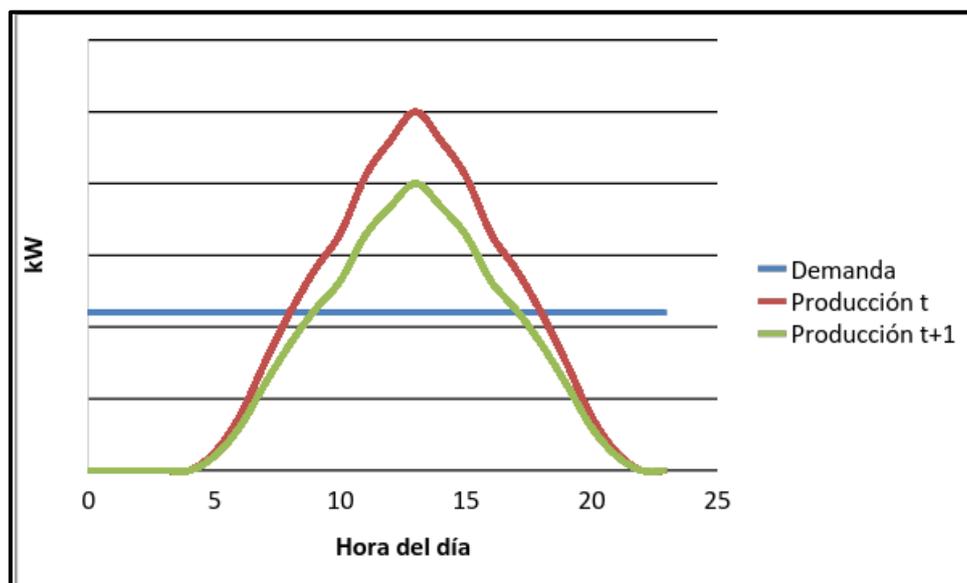


Figura 12 – Perfiles de demanda, de producción en un año cualquiera “t” y de producción del año “t+1” de un día por defecto.

La energía producida por una instalación fotovoltaica se calcula, de forma aproximada, mediante la siguiente ecuación:

$$E = P_p \cdot HSP \cdot \eta_p \quad [\text{kWh}] \quad (2)$$

donde

E es la energía producida

P_p es la potencia pico instalada

HSP son las horas solares pico

η_p es el rendimiento de los paneles

Teniendo en cuenta la ecuación (2), el perfil de producción del mismo día después de un año sólo se verá afectado por la reducción del rendimiento, ya que la potencia pico y las HSP se mantienen constantes. Por lo tanto, todos los puntos de la curva habrán descendido un 0,7%, correspondiente a la reducción del rendimiento de los paneles tras ese año. Es decir, el área de la segunda curva es el 99,3% de la primera. Esta curva también se puede ver en la Figura 12.

En esta figura se pueden diferenciar distintas áreas, que corresponden a diferentes conceptos que se van utilizar en este análisis:

- El área por debajo de la curva azul es la energía demandada o demanda.
- El área intersección entre la curva azul y la curva roja es el autoconsumo en el año "t".
- El área intersección entre las curvas azul y verde es el autoconsumo en el año "t+1". Esta área la vamos a aproximar al 99,7% (100%-0,3%) del autoconsumo del año t en vez de al 99,3% correspondiente a la reducción del 0,7% del rendimiento, ya que la curva de la demanda no desciende sino que se mantiene constante.

Aplicando la definición de cuota autárquica y las consideraciones hechas sobre la Figura 12, ésta queda para ambos años como se indica en las

ecuaciones (3) y (4).

$$C.A_t = \text{Autoconsumo}_t / \text{Demanda} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} C.A_{t+1} &= \text{Autoconsumo}_{t+1} / \text{Demanda} = \\ &= (\text{Autoconsumo}_t \cdot 0,997) / \text{Demanda} = C.A_t \cdot (1 - 0,003) \end{aligned} \quad (4)$$

Si consideramos uniforme este descenso de la autarquía a lo largo del año, al igual que el rendimiento, se concluye que ésta disminuye un 0,025% mensualmente.

$$\text{Reducción cuota autárquica} = \text{Cuota de autarquía inicial} \cdot 0,00025 \quad (5)$$

La variable “Cuota autárquica” tendrá, por tanto, asociada la ecuación (6).

$$\begin{aligned} \text{Cuota autárquica} &= -\text{Reducción cuota autárquica} + \\ &+ 3,4824 \cdot \text{PULSE}(299,0) \end{aligned} \quad (6)$$

Su valor inicial es el que se le ha dado a la variable “Cuota de autarquía inicial”, y se reduce cada mes lo establecido en “Reducción cuota autárquica”. Además, se ha introducido otro término con el que se consigue que tras los 25 años de vida útil, es decir, 300 meses, cuando se instalan los nuevos paneles y su rendimiento vuelve a ser el inicial (97%)(Figura 11), la autarquía también vuelve a tener el mismo valor que en el primer mes de la simulación (46,44%). Esto se realiza con una función PULSE que añade un impulso de duración nula en el mes 299 de magnitud 3,4824, que es lo que necesita para volver al valor inicial. Así, la gráfica final de la “Cuota autárquica” es la que se observa en la Figura 13.

Una vez que tenemos la “Cuota autárquica” y el “Consumo energético mensual medio” (explicado en la segunda hipótesis del apartado 4.3), podemos obtener directamente la “Energía autoconsumida mensual” en cualquier mes durante la vida útil de la instalación, y con ésta última se calcula también el “Déficit energético” o energía que se tendrá que comprar a la red eléctrica para poder abastecer toda la demanda. Se pueden ver sus evoluciones en las Figuras 14 y 15.

$$\begin{aligned} \text{Energía autoconsumida mensual} &= \text{Consumo energético mensual medio} \cdot \\ &\cdot \text{Cuota autárquica} / 100 \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (7)$$

$$\text{Déficit energético} = \text{Consumo energético mensual medio} - \text{Energía autoconsumida mensual} \quad [\text{kWh}] \quad (8)$$

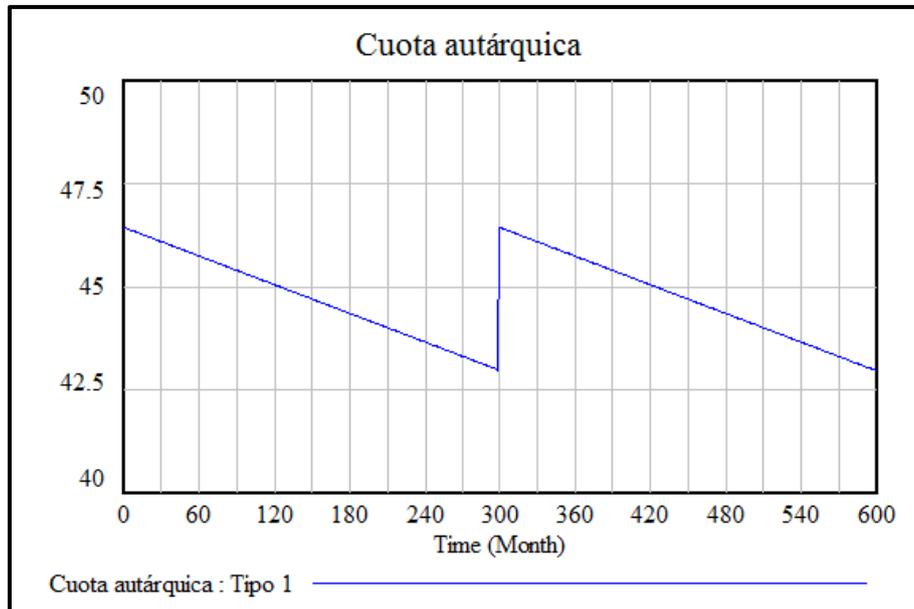


Figura 13 – Evolución temporal de la *Cuota autárquica* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

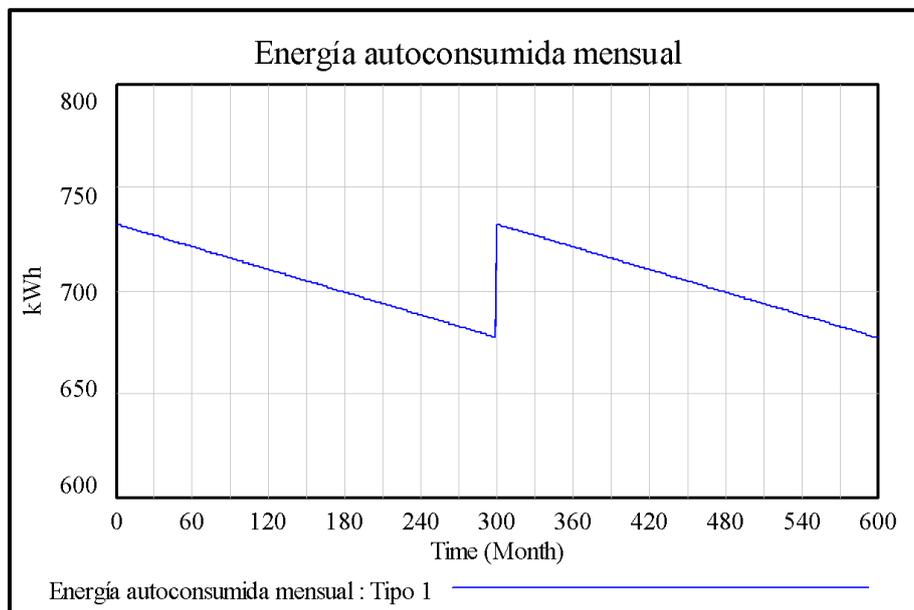


Figura 14 – Evolución temporal de la *Energía autoconsumida mensual* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

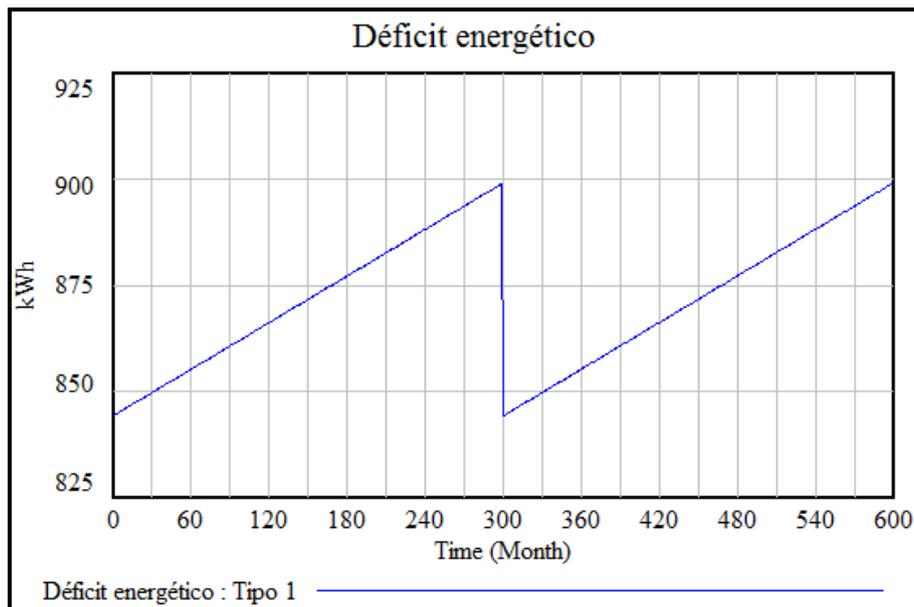


Figura 15 – Evolución temporal del *Déficit energético* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

Las variables vistas hasta este momento quedan, por lo tanto, relacionadas como se indica en las ecuaciones (1), (5), (6), (7) y (8) y en la Figura 10.

La **energía autoconsumida** será, obviamente utilizada durante las horas solares, debido a la naturaleza de la fuente de energía utilizada, el sol. La restante energía, que es **comprada**, es la consumida por las noches. El cálculo del **gasto mensual** realizado en la compra de energía se efectúa como se va a detallar a continuación. La Figura 16 muestra el esquema de este paso en la creación del modelo.

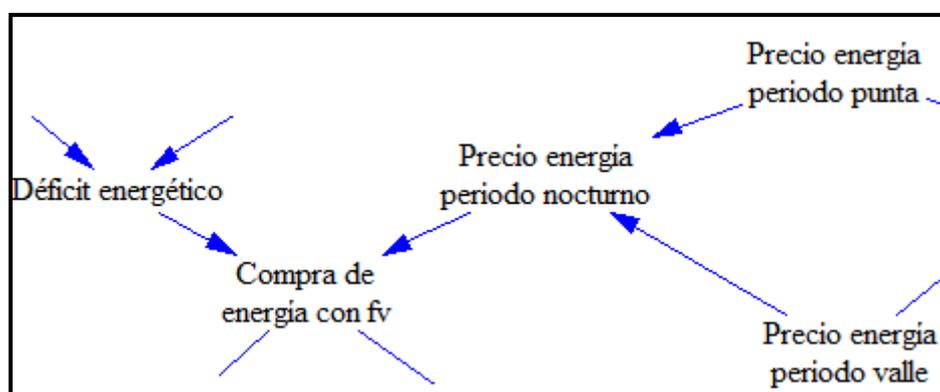


Figura 16 – Segunda parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

Ya que es durante el periodo nocturno cuando se va a comprar la mayoría de la energía del “*Déficit energético*”, será conveniente que la tarifa contratada sea una con discriminación horaria de dos periodos, en este caso, la tarifa 2.0 DHA.

Aún así, el ahorro en el término de potencia al cambiar de tarifa (recordamos que inicialmente se dispone de una 3.0A) no se va a tener en cuenta como ingreso o beneficio, ya que éste no es el resultado de instalar la planta fotovoltaica, sino a un mejor estudio de los perfiles de consumo.

Los periodos de esta tarifa, llamados punta y valle, tienen los horarios indicados en la Tabla 4.

	Verano	Invierno
Punta	13:00-23:00	12:00-22:00
Valle	23:00-13:00	22:00-12:00

Tabla 4 – Horarios de los periodos de la tarifa 2.0DHA [18].

Se comprueba que estos horarios no corresponden con los periodos nocturno y diurno, definidos entre las 6 y las 18 horas (hipótesis segunda del apartado 4.1). Por ello, el “*Precio energía periodo nocturno*” de media, al cual se comprará la energía necesaria, se obtiene como indica la ecuación (11). En ésta, se calculan los precios medios en invierno y en verano entre las 18 y las 6 horas, teniendo en cuenta cuántas de estas horas son correspondientes al periodo punta, y cuántas al valle, para después sumar estos dos precios y de nuevo hacer su media.

Los **precios** que se han tomado para las tarifas con las que se trabaja en este proyecto han sido las de una compañía elegida al azar, Endesa. Para el caso de la tarifa 2.0DHA tenemos los precios de la Tabla 5.

2.0DHA	Punta	Valle
Término de potencia	38,04342 €/kW y año	
Término de energía	0,147675 €/kWh	0,067255 €/kWh

Tabla 5 – Precios de la tarifa 2.0DHA [18].

$$\text{Precio energía periodo valle}=0,067255 \text{ [€/kWh]} \quad (9)$$

$$\text{Precio energía periodo punta}=0,147675 \text{ [€/kWh]} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \text{Precio energía periodo nocturno} = & (((7 \cdot \text{Precio energía periodo valle} + \\ & + 5 \cdot \text{Precio energía periodo punta}) / 12) + ((6 \cdot \text{Precio energía periodo valle} + \\ & + 6 \cdot \text{Precio energía periodo punta}) / 12)) / 2 \text{ [€/kWh]} \end{aligned} \quad (11)$$

Con este precio y el “Déficit energético” se calcula el coste de la “**Compra de energía con fv**” con la ecuación (12).

$$\begin{aligned} \text{Compra de energía con fv} = \\ = \text{Déficit energético} \cdot \text{Precio energía periodo nocturno} \text{ [€]} \end{aligned} \quad (12)$$

En el cómputo total de costes, en el balance con energía fotovoltaica, también hay que incluir **otros costes** detallados a continuación. Su esquema realizado con el software *Vensim* se puede observar en las Figura 17 y 18.

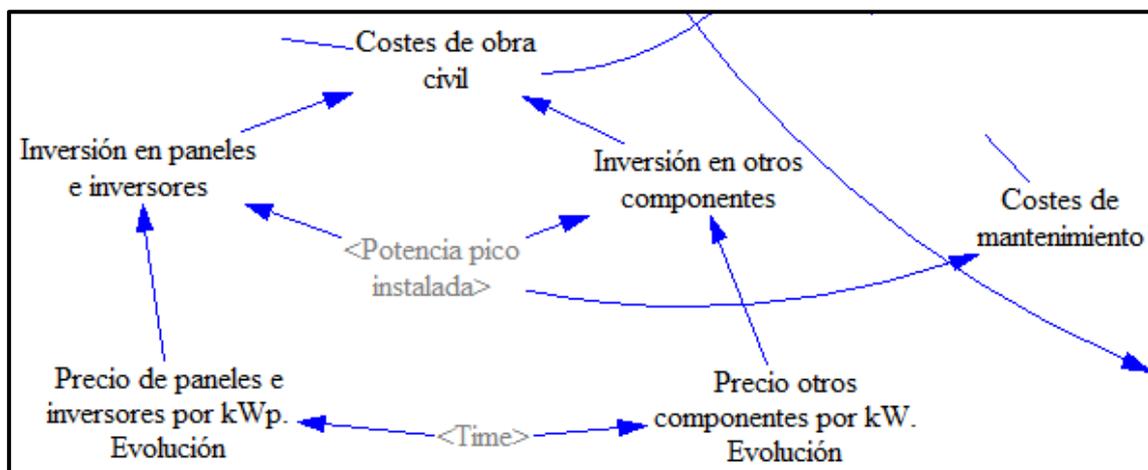


Figura 17 – Tercera parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

- Los “*Costes de mantenimiento*” de equipos que pueden aproximarse a 20€ por kilovatio pico y año [19].

$$\text{Costes de mantenimiento} = 20/12 \cdot \text{Potencia pico instalada} \text{ [€]} \quad (13)$$

- “*Término de potencia*”. De los distintos tramos existentes de potencia que es posible contratar en España para instalaciones monofásicas (Tabla 6), tendremos que instalar 9,2 kW, ya que la

potencia contratada debe ser igual o superior a la potencia de la instalación fotovoltaica [5]. Este valor se multiplicará por el precio anual por kW de la tarifa 2.0DHA y lo dividiremos entre 12 para repartir el coste en mensualidades.

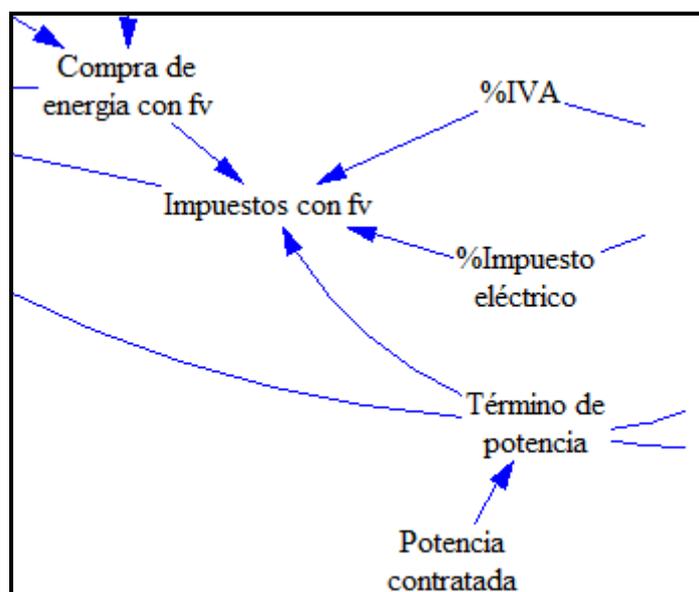


Figura 18 – Cuarta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

Intensidad(A)	Potencia (kW)	Intensidad(A)	Potencia (kW)
1,5	0,345	25	5,750
3	0,690	30	6,900
3,5	0,805	35	8,050
5	1,150	40	9,200
7,5	1,725	45	10,350
10	2,300	50	11,500
15	3,450	63	14,490
20	4,600		

Tabla 6 – Posibles potencias de contratación en monofásico [20].

- Los impuestos incluidos en cualquier factura de la luz: “%Impuesto eléctrico” e “%IVA”.

$$\text{Impuestos con fv} = (\text{Compra de energía con fv} + \text{Término de potencia}) \cdot \left(\frac{\%IVA}{100} + \frac{\%Impuesto\ eléctrico}{100} \cdot (1 + \frac{\%IVA}{100}) \right) \quad [€] \quad (14)$$

- Los “Costes de obra civil” incluyen la compra de paneles e inversores por un lado, y del resto de componentes por otro. Este

gasto se realiza únicamente en el mes inicial de la simulación y, posteriormente, cuando finalice la vida útil de los equipos que estén en funcionamiento para su renovación. Para simular este comportamiento, se ha vuelto a utilizar la función PULSE, de forma que nos tome solo el coste de la inversión correspondiente al precio de los equipos en ese instante.

$$\begin{aligned} \text{Coste Obra civil} &= \text{Inversión en otros componentes} + \\ &+ \text{Inversión en paneles e inversores} \quad [€] \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \text{Inversión en paneles e inversores} &= (\text{Potencia pico instalada} \cdot \\ &\cdot \text{"Precio de paneles e inversores por kWp. Evolución"}) \cdot \\ &\cdot (\text{PULSE}(0,0) + \text{PULSE}(300,0)) \quad [€] \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \text{Inversión en otros componentes} &= (\text{Potencia pico instalada} \cdot \\ &\cdot \text{"Precio otros componentes por kW. Evolución"}) \cdot \\ &\cdot (\text{PULSE}(0,0) + \text{PULSE}(300, 0)) \quad [€] \end{aligned} \quad (17)$$

Sumando todos estos costes se obtienen los **“Costes con fv”**.

$$\begin{aligned} \text{Costes con fv} &= \text{Compra de energía con fv} + \text{Coste Mantenimiento} + \\ &+ \text{Coste Obra civil} + \text{Impuestos con fv} + \text{Término de potencia} \quad [€] \end{aligned} \quad (18)$$

Los únicos **ingresos** que podemos encontrarnos son los debidos a **“Subvenciones”**, que es una variable que depende de los escenarios pesimistas u optimistas planteados en el Capítulo 3.

$$\text{Ingresos} = \text{Subvenciones} \quad [€] \quad (19)$$

Finalmente, el **“Balance económico con energía fv”** se obtiene con la ecuación (20), dando un valor inicial de cero a esta variable. El esquema final es el que se observa en la Figura 19.

$$\text{Balance económico con energía fv} = \text{Ingresos} - \text{Costes con fv} \quad [€] \quad (20)$$

Ahora pasamos a analizar cómo es el **balance sin la existencia de la planta fotovoltaica**. El modelo de este balance se puede ver en la Figura 20.

En este caso no existe **ningún ingreso** posible. Los **costes** se dividen en:

- “*Término de potencia*”. No varía respecto al balance con la instalación.

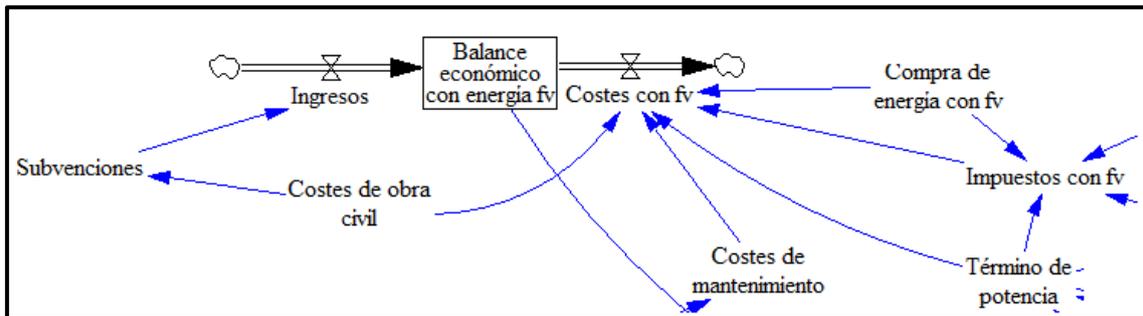


Figura 19 – Quinta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

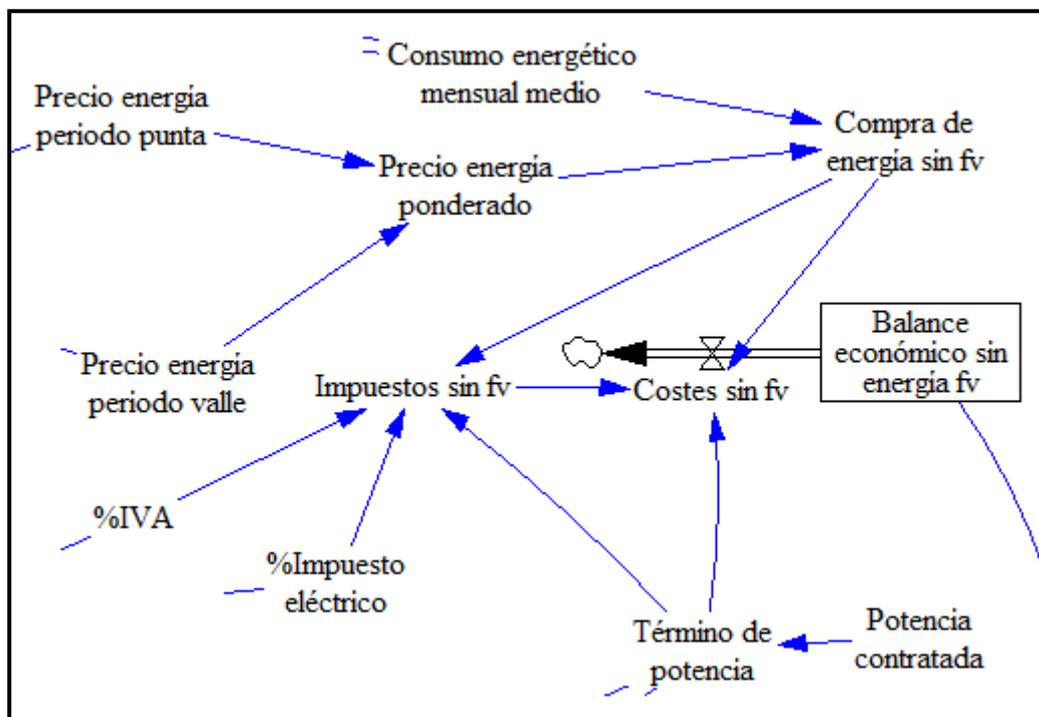


Figura 20 – Sexta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

- “*Compra de energía sin fv*”: como no se dispone de ninguna instalación de producción energética, se tiene que comprar toda la energía demandada. Se mantiene el cambio a la tarifa 2.0 DHA porque sigue resultando beneficioso económicamente. Esto se debe a que un alto porcentaje de la demanda energética se produce en las horas del periodo valle, en el que el precio de la energía cae considerablemente. Como estamos considerando un consumo

uniforme a lo largo del día, se ha ponderado el precio del kWh teniendo en cuenta que el periodo valle dura 14 horas y el periodo punta 10.

$$\text{Precio ponderado} = (10 \cdot \text{Precio energía periodo punta} + 14 \cdot \text{Precio energía periodo valle}) / 24 \quad [\text{€/kWh}] \quad (21)$$

$$\text{Compra de energía sin fv} = \text{Consumo energético mensual medio} \cdot \text{Precio ponderado} \quad [€] \quad (22)$$

- Impuestos: tampoco varía la forma de calcularlos. El valor final sí será distinto ya que el coste de la energía consumida es mayor.

$$\text{Impuestos sin fv} = (\text{Compra de energía sin fv} + \text{Término de potencia}) \cdot (("%\text{Impuesto eléctrico}"/100 + "%\text{IVA}"/100) \cdot (1 + "%\text{Impuesto eléctrico}"/100)) \quad [€] \quad (23)$$

Los **costes totales** son:

$$\text{Costes sin fv} = \text{Compra de energía sin fv} + \text{Impuestos sin fv} + \text{Término de potencia} \quad [€] \quad (24)$$

Este balance queda, por lo tanto, como se indica en la ecuación (25). Este Stock únicamente tiene acumulación negativa y, de nuevo, el valor inicial es cero.

$$\text{Balance económico sin energía fv} = - \text{Costes sin fv} \quad [€] \quad (25)$$

Para finalizar, se realiza una **comparación entre ambos balances** según la ecuación (26).

$$\text{COMPARATIVA TIPO 1} = \text{Balance económico con energía fv} - \text{Balance económico sin energía fv} \quad [€] \quad (26)$$

Si los valores resultantes son positivos significará que la instalación fotovoltaica produce a la larga un ahorro económico.

En el siguiente capítulo se analizará esta posibilidad en los distintos escenarios planteados.

$$\begin{aligned} \text{Energía producida media mes} &= \\ &= \text{HSP media mes} \cdot \text{Potencia efectiva} \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (27)$$

$$\text{HSP media mes} = 1816/12 \quad [\text{HSP}] \quad (28)$$

$$\begin{aligned} \text{Potencia efectiva} &= \\ &= \text{MIN}(\text{Potencia pico instalada} \cdot \text{Rendimiento}, 8) \quad [\text{kW}] \end{aligned} \quad (29)$$

La variable “Rendimiento”, en vez de ser descrita con una ecuación, se ha definido con 4 puntos en un gráfico, como se ve en la Figura 22, para que su evolución temporal concuerde con la dada por el fabricante en la Figura 11.

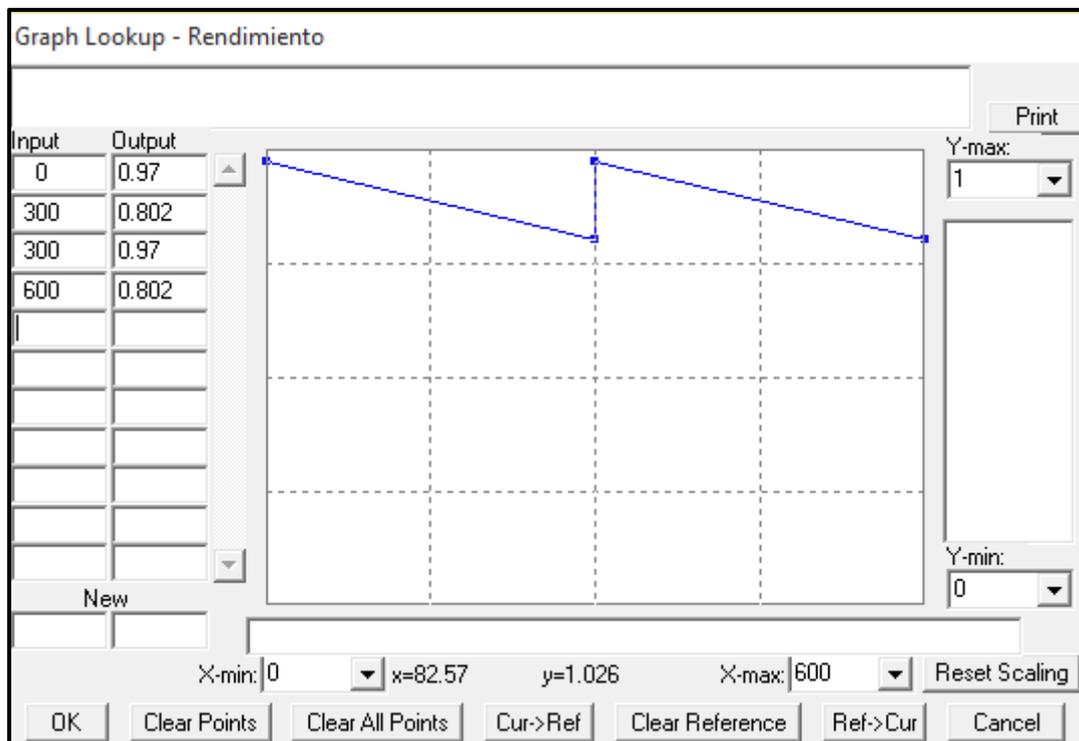


Figura 22 – Definición de la variable *Rendimiento* mediante 4 puntos.

La “Potencia pico instalada”, que se introduce en la ecuación (30), se calcula multiplicando el “Número de paneles” por la “Potencia pico del panel. Evolución”.

$$\begin{aligned} \text{Potencia pico instalada} &= \\ &= \text{Número de paneles} \cdot \text{Potencia pico del panel. Evolución} \quad [\text{kW}] \end{aligned} \quad (30)$$

La evolución de la potencia pico de los paneles se ha calculado partiendo de la evolución de la eficiencia de los mismos. Esta evolución está basada

en las previsiones de mejora de la tecnología fotovoltaica a largo plazo [9] indicadas en la Tabla 7.

Año	Eficiencia (%)	Potencia (W)
2017	15,2	250
2050	24	395
2100	25	411

Tabla 7 – Evolución de la eficiencia [9] y de la potencia del panel fotovoltaico.

La potencia pico y demás características del panel, entre las que se encuentra la eficiencia, se observan en la Figura 23. Estos datos, que proporciona el fabricante, son valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM1,5, irradiancia 1.000 W/m², temperatura de la célula 25°C).

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC	REC245PE BLK2	REC250PE BLK2	REC255PE BLK2	REC260PE BLK2
Potencia nominal- P _{MPP} (Wp)	245	250	255	260
Clasificación de la clase de potencia- (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión nominal- V _{MPP} (V)	30,5	30,6	30,7	30,8
Corriente nominal- I _{MPP} (A)	8,04	8,18	8,32	8,47
Tensión a circuito abierto- V _{oc} (V)	37,3	37,5	37,7	37,9
Corriente corto circuito- I _{sc} (A)	8,70	8,76	8,83	8,88
Eficiencia del módulo (%)	14,8	15,2	15,5	15,8

Valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM1,5, irradiancia 1000 W/m², temperatura de la célula 25°C).
En bajas radiaciones de 200W/m² y condiciones STC (1,5 AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 95,5% de la eficiencia.

Figura 23 – Características del panel fotovoltaico [7].

La **eficiencia del panel** se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = P_p / (I \cdot A_{ef}) \quad (31)$$

donde

ε es la eficiencia

P_p es la potencia pico

I es la irradiancia

A_{ef} es el área efectiva, que es diferente al área total del panel.

Como se ha indicado en la página anterior, la irradiancia para estos cálculos tiene un valor de 1.000 W/m^2 . Con este valor, la potencia del panel igual a 250 W , y la eficiencia igual a $15,2\%$, se obtiene el **área efectiva** del mismo despejando la ecuación (31).

$$A_{ef} = P_p / (I \cdot \varepsilon) = 250 \text{ W} / (1000 \text{ W/m}^2 \cdot 0,152) = 1,645 \text{ [m}^2\text{]} \quad (32)$$

Por último, despejando de nuevo la ecuación (31), y con el valor obtenido del área efectiva, se puede calcular cuál será la **potencia pico del panel** en los distintos años en los que conocemos la eficiencia. Estos resultados se muestran en la Tabla 7. Si, además, se supone una evolución lineal, ésta seguirá la curva mostrada en la Figura 24.

$$P_p = \varepsilon \cdot I \cdot A_{ef} \quad [\text{W}] \quad (33)$$

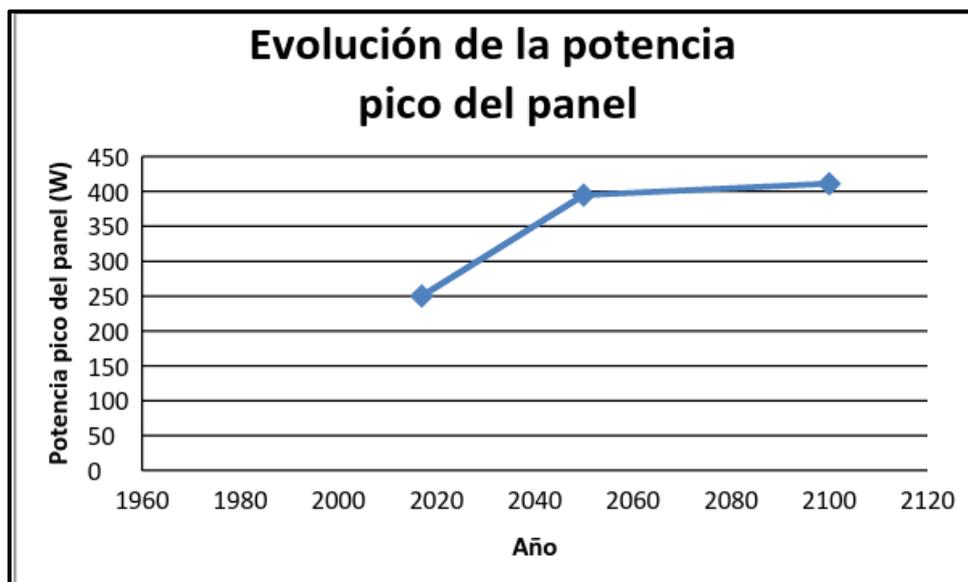


Figura 24 – Evolución temporal de la potencia del panel fotovoltaico.

Interpolando en la curva de la Figura 24, para el año 2042, correspondiente al año en el que se renuevan los equipos por primera vez, tenemos un valor de la potencia igual a 360 W .

Como resultado, la variable “Potencia pico del panel. Evolución” de los paneles que van a ser instalados, sigue la curva a lo largo del tiempo mostrada en la Figura 25.

Por otro lado, en el proyecto de Energética está indicado el número de paneles que deben instalarse inicialmente, pero nosotros debemos

conseguir que el modelo nos proporcione el valor correcto para la renovación de equipos tras el primer periodo de vida útil, en función de la potencia pico del panel. Lógicamente, el número de paneles necesarios va a ser el resultado de dividir la potencia pico total demandada (constante e igual a 8,5 kWp) entre la potencia pico de un solo panel. Hay que tener en cuenta que si el resultado no es un valor entero, se tiene que redondear a la unidad superior. Como el software utilizado no dispone de una función de este tipo, se ha utilizado una función IF THEN ELSE en la que se evalúa si la parte decimal del resultado es igual a 0. En caso de que así sea, el número de paneles a instalar será el valor resultante, y en caso contrario, será la parte entera del resultado más uno. Para esto también se ha utilizado la función INTEGER que proporciona la parte entera de un número. La ecuación completa es la siguiente:

$$\text{Número de paneles} = \text{IF THEN ELSE}((\text{Potencia pico demandada}/\text{Potencia pico del panel. Evolución}) - \text{INTEGER}(\text{Potencia pico demandada}/\text{Potencia pico del panel. Evolución})) = 0, \text{Potencia pico demandada}/\text{Potencia pico del panel. Evolución}, \text{INTEGER}(\text{Potencia pico demandada}/\text{Potencia pico del panel. Evolución}) + 1) \quad (34)$$

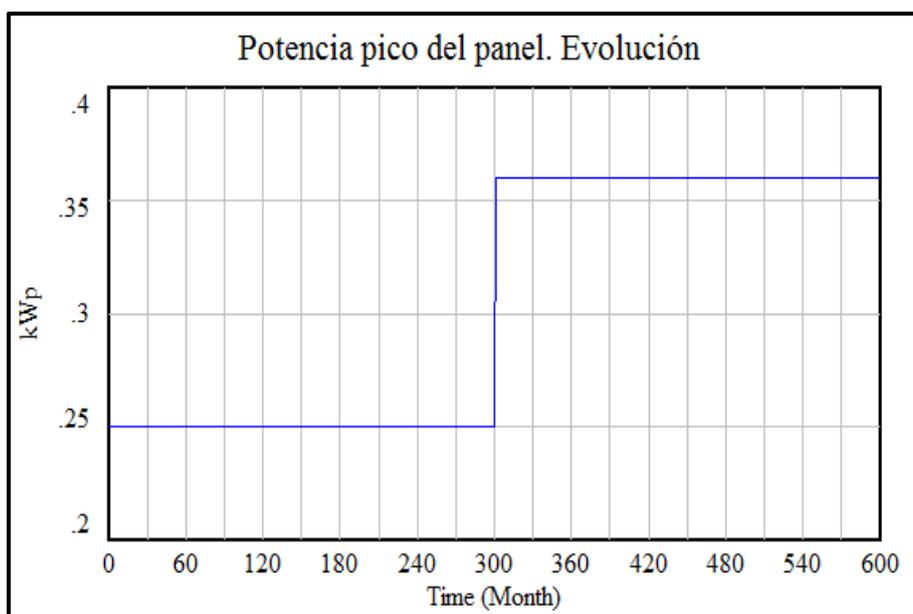


Figura 25 – Evolución temporal de la potencia de los paneles instalados.

Al realizar la multiplicación descrita en la ecuación (27) se tiene la energía producida cada mes. Esta energía es toda la **“Producción energética”** existente en este balance.

$$\text{Producción energética} = \text{Energía producida media mes} \quad [\text{kWh}] \quad (35)$$

Los “**Costes energéticos**” están englobados en un único concepto que incluye tanto la obtención de materias primas, como la fabricación y el proceso de separación y reciclaje de los equipos. Aunque estos costes se miden en kWh por metro cuadrado de placa fotovoltaica, también están contabilizados los costes por el resto de equipos.

$$\text{Costes energéticos} = \text{Energía de producción y reciclaje total} \quad [\text{kWh}] \quad (36)$$

$$\begin{aligned} \text{Energía de producción y reciclaje por metro cuadrado} = \\ = 850 [21] \quad [\text{kWh/m}^2] \end{aligned} \quad (37)$$

Con este valor, el número de paneles y el tamaño de cada panel (valor 1,65 de la ecuación (38)), se calcula la energía total necesaria en la producción y la fabricación de todos los equipos. Se utilizan de nuevo las funciones PULSE para que estos costes energéticos sólo aparezcan cuando compramos los equipos, es decir, al inicio de la vida útil. Nótese que los costes del reciclaje están siendo contabilizados al inicio del ciclo de vida útil en vez de al final como les correspondería.

$$\begin{aligned} \text{Energía de producción y reciclaje total} = \\ = \text{Energía de producción y reciclaje por metro cuadrado} \cdot \\ \cdot \text{Número de paneles} \cdot 1,65 \cdot (\text{PULSE}(0,0) + \text{PULSE}(301,0)) \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (38)$$

Se finaliza el **balance** con la ecuación (39).

$$\begin{aligned} \text{Balance energético} = \text{Producción energética} - \\ - \text{Costes energéticos} \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (39)$$

4.5 – MODELO DE MAXIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La **diferencia** básica al plantear este modelo es el **punto de partida**. Esta vez, el dato que nos importa es la superficie que tenemos para instalar los paneles: el tejado de 40x15 metros.

Al revés que en el modelo del caso anterior, esta vez se va a empezar por el balance energético.

4.5.1-Balance energético

Este balance cambia ligeramente con respecto al del caso anterior, tal y como se observa en la Figura 26.

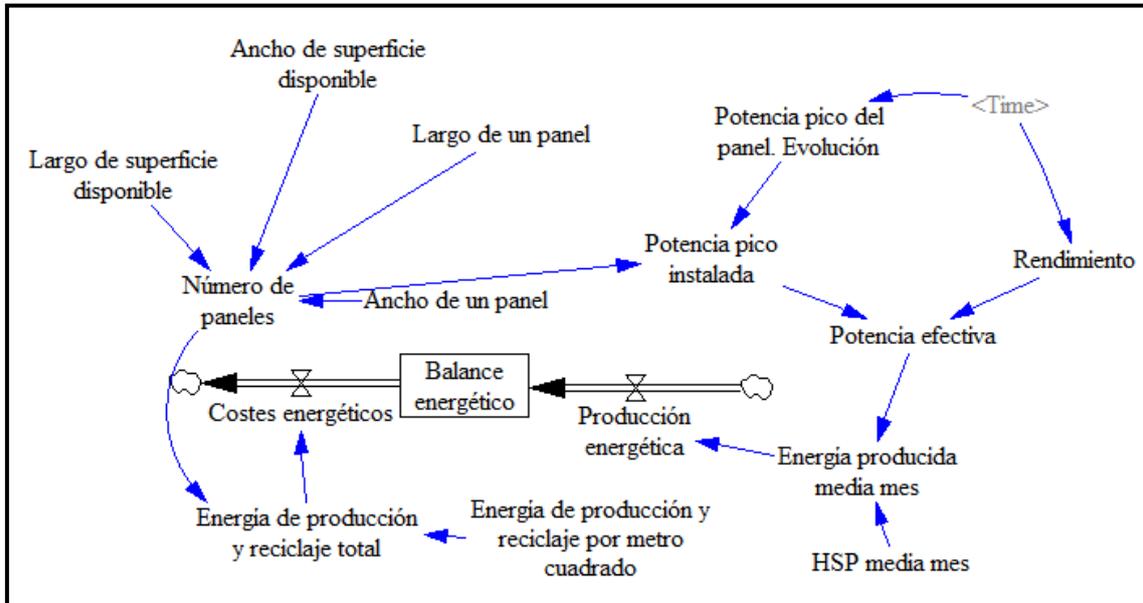


Figura 26 – Esquema completo del balance energético de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Se debe **maximizar el número de paneles instalados**, recordando que se mantienen fijas las dimensiones de éstos, pudiéndolos poner en dos disposiciones diferentes: verticales u horizontales. A partir de las dimensiones de los paneles y del tejado, el modelo nos calculará, con la siguiente ecuación, cuántos pueden ponerse en cada situación, y se quedará con el mayor valor.

$$\text{Número de paneles} = \text{MAX}((\text{INTEGER}(\text{Ancho de superficie disponible}/\text{Ancho de un panel}) \cdot \text{INTEGER}(\text{Largo de superficie disponible}/\text{Largo de un panel})), (\text{INTEGER}(\text{Ancho de superficie disponible}/\text{Largo de un panel}) \cdot \text{INTEGER}(\text{Largo de superficie disponible}/\text{Ancho de un panel}))) \quad (40)$$

MAX es una función que devuelve el valor máximo de dos valores e INTEGER trunca un número de forma que deja sólo la parte entera del mismo, como se vio también en la ecuación (34).

Tras este cálculo, el resto del balance energético se hace igual que en la instalación tipo 1.

$$\begin{aligned} & \text{Potencia pico instalada} = \\ & = \text{Número de paneles} \cdot \text{"Potencia pico del panel. Evolución"} \quad [\text{kW}] \quad (41) \end{aligned}$$

$$\text{Potencia efectiva} = \text{Rendimiento} \cdot \text{Potencia pico instalada} \quad [\text{kW}] \quad (42)$$

$$\begin{aligned} & \text{Energía producida media mes} \\ & = \text{HSP media mes} \cdot \text{Potencia efectiva} \quad [\text{kWh}] \quad (43) \end{aligned}$$

$$\text{Producción energética} = \text{Energía producida media mes} \quad [\text{kWh}] \quad (44)$$

$$\begin{aligned} & \text{Energía de producción y reciclaje total} = \text{Número de paneles} \cdot 1,65 \cdot \\ & \cdot \text{Energía de producción y reciclaje por metro cuadrado} \quad [\text{kWh}] \quad (45) \end{aligned}$$

$$\text{Costes energéticos} = \text{Energía de producción y reciclaje total} \quad [\text{kWh}] \quad (46)$$

$$\begin{aligned} & \text{Balance energético} = \text{Producción energética} - \\ & - \text{Costes energéticos} \quad [\text{kWh}] \quad (47) \end{aligned}$$

4.5.2-Balance económico

Al igual que en el caso del proyecto realizado por Energética, en este supuesto, también se ha realizado un balance con instalación fotovoltaica, y otro sin ella, para al final compararlos.

En la Figura 27 se puede ver el modelo completo del balance energético. Los Stocks que tenemos en este modelo son solo los balances con y sin planta fotovoltaica. De nuevo, estos balances se compararán al final con la variable "COMPARATIVA TIPO 2".

Para abordar el balance con la instalación, hay que recordar que la **utilización de la energía** eléctrica producida es **instantánea**, es decir, al no disponer de almacenamiento, la energía sólo puede utilizarse en el instante de la producción. En caso de producirse más de la demandada en cada momento, la restante se vierte a la red. Como estamos en este caso analizando una instalación de autoconsumo tipo 2, esta energía vertida nos supondrá una retribución económica [5].

Además de la “Energía producida media al mes”, vamos a partir de la “Energía autoconsumida mensual”. Para ello, realizamos la siguiente **aproximación**:

Como una de las suposiciones que se ha realizado es que el perfil de demanda es constante, y la producción energética es varios órdenes de magnitud superior al consumo, los perfiles de un día por defecto tienen la forma que se indica en la Figura 28.

Las horas solares diarias, de media a lo largo de un año en la provincia de Valladolid, son 12,2 horas [16]. Por lo tanto se puede suponer que, gracias al autoconsumo, se satisface la demanda durante esas horas diurnas, que es un 51% del tiempo, y que, debido a la gran diferencia de magnitud entre ambas curvas, esta tasa de autarquía se va a mantener constante, incluso teniendo en cuenta la degradación de los paneles.



Figura 28 – Demanda y producción de energía en un día por defecto en la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Como **resultado**, vamos a tener las siguientes ecuaciones:

$$\text{Energía autoconsumida mensual} = 1576 \cdot 0,51 \quad [\text{kWh}] \quad (48)$$

$$\text{Déficit energético} = \text{Consumo energético mensual medio} - \text{Energía autoconsumida mensual} \quad [\text{kWh}] \quad (49)$$

$$\text{Superávit energético} = \text{Energía producida media mes} - \text{Energía autoconsumida mensual} \quad [\text{kWh}] \quad (50)$$

En *Vensim* quedan estas relaciones, como se ve en la Figura 29.

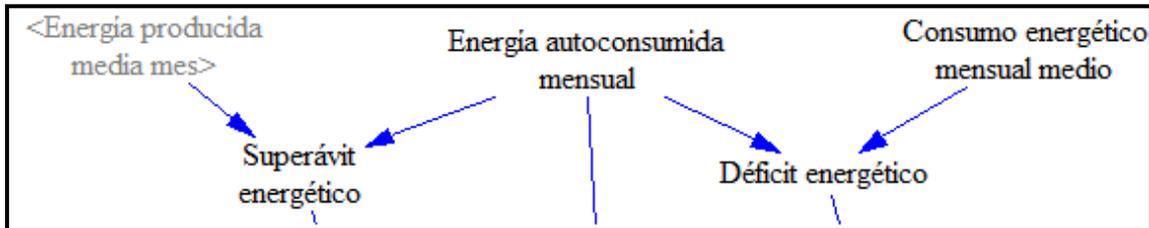


Figura 29 – Primera parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

El “*Superávit energético*” disminuirá debido a la degradación y, en cambio, la energía que se necesitará comprar cada mes, el “*Déficit energético*”, será constante. El salto que se observa en el superávit es debido a que, cuando se renuevan los módulos fotovoltaicos, vamos a tener el mismo número de ellos pero con una mejor tecnología. Se pueden ver sus evoluciones temporales en las Figuras 30 y 31.

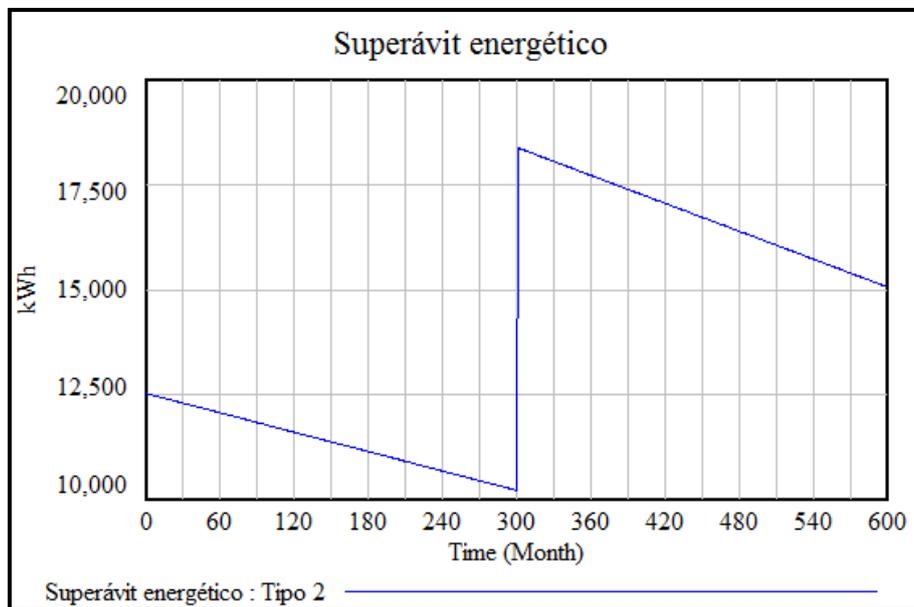


Figura 30 – Evolución temporal del *Superávit energético* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Para **analizar los costes**, antes es preciso explicar que, al tener todo el tejado con paneles fotovoltaicos, la “*Potencia pico instalada*”, en este caso, va a ser muy alta y superará los 14,49 kW, que es la máxima que se

puede contratar con las tarifas de tipo 2.0 ó 2.1. Por ello, para este caso, se considera que se mantiene la tarifa 3.0A que tiene la empresa. Ésta tiene 3 franjas, cuyos horarios se indican en la Tabla 8.

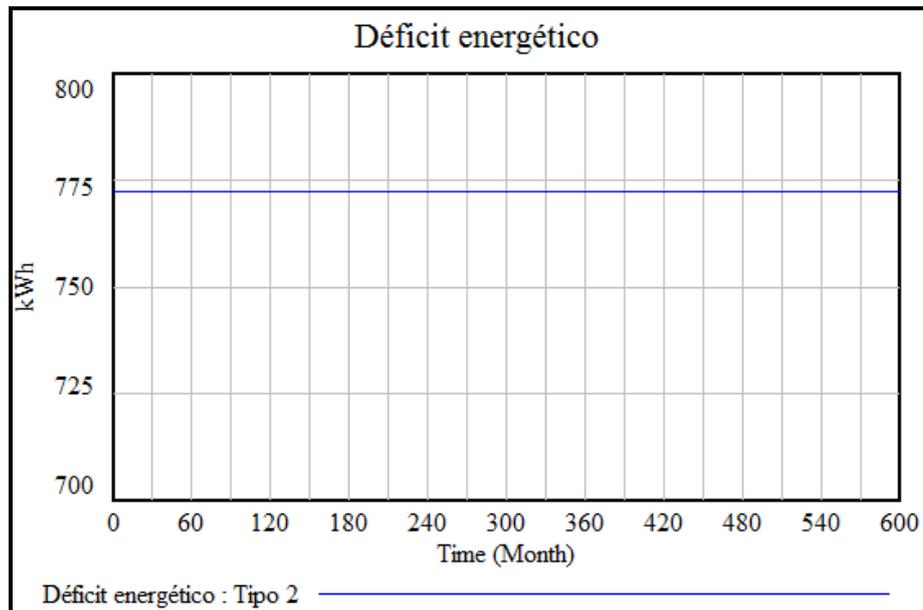


Figura 31 – Evolución temporal del *Déficit energético* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

	Verano	Invierno
Punta	11:00-15:00	18:00-22:00
Llano	15:00-00:00 y 08:00-11:00	22:00-24:00 y 08:00-18:00
Valle	00:00-08:00	00:00-08:00

Tabla 8 – Horarios de los periodos de la tarifa 3.0A [18].

Al igual que en la instalación de tipo 1, en los costes también se incluyen:

- Compra de energía:

Compra de energía con fv=

$$= \text{Déficit energético} \cdot \text{Precio energía periodo nocturno} \quad [€] \quad (51)$$

El “*Precio energía periodo nocturno*” se calcula igual que se hizo para la tarifa 2.0DHA, con la diferencia de que, ahora, tenemos 3 periodos tarifarios (Figura 32).

Los precios de la tarifa 3.0A, obtenidos de de la compañía Endesa, son los indicados en la Tabla 9.

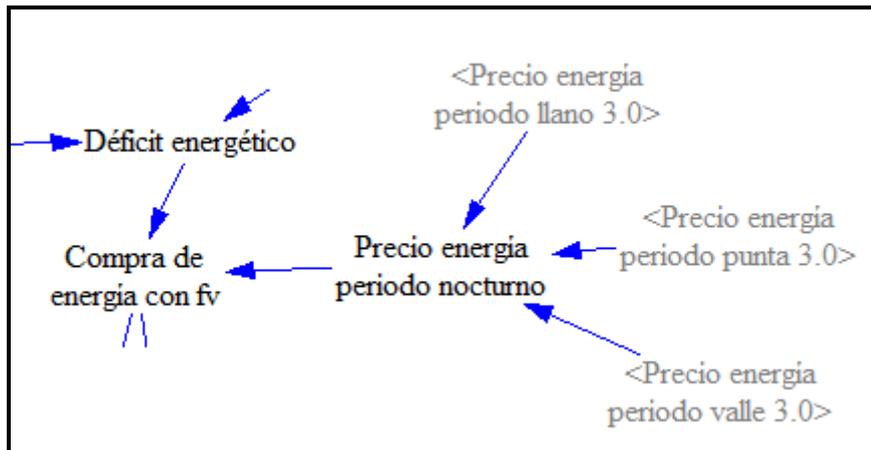


Figura 32 – Segunda parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

3.0A	Punta	Llano	Valle
Término de potencia	41,950752 €/kW y año	25,170444 €/kW y año	16,780296 €/kW y año
Término de energía	0,1081318 €/kWh	0,086427 €/kWh	0,0607728 €/kWh

Tabla 9 – Precios de la tarifa 3.0A [18].

$$\begin{aligned}
 \text{Precio energía periodo nocturno} = & \left(\left(4 \cdot \text{Precio energía periodo punta 3.0} + \right. \right. \\
 & \left. \left. + 2 \cdot \text{Precio energía periodo llano 3.0} + 6 \cdot \text{Precio energía periodo valle 3.0} \right) / 12 \right) + \\
 & \left(\left(6 \cdot \text{Precio energía periodo llano 3.0} + \right. \right. \\
 & \left. \left. + 6 \cdot \text{Precio energía periodo valle 3.0} \right) / 12 \right) / 2 \quad [€/kWh] \quad (52)
 \end{aligned}$$

- Los costes de mantenimiento de equipos:

$$\text{Coste Mantenimiento} = \text{Potencia pico instalada} \cdot 20 / 12 \quad [€] \quad (53)$$

- Los costes de obra civil. Se calculan de idéntica forma que en el primer caso.

$$\begin{aligned}
 \text{Coste Obra civil} = & \text{Inversión en otros componentes} + \\
 & \text{Inversión en paneles e inversores} \quad [€] \quad (54)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Inversión en paneles e inversores} = & (\text{Potencia pico instalada} \cdot \\
 & \text{Precio de paneles e inversores por kWp. Evolución}) \cdot \\
 & (\text{PULSE}(0,0) + \text{PULSE}(300,0)) \quad [€] \quad (55)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Inversión en otros componentes} = \\
 & = (\text{Potencia pico instalada} \cdot \text{Precio otros componentes por kW. Evolución}) \cdot \\
 & \cdot (\text{PULSE}(0,0) + \text{PULSE}(300, 0)) \quad [\text{€}] \quad (56)
 \end{aligned}$$

En la Figura 33 se puede ver cómo quedan los dos costes anteriores en el modelo.

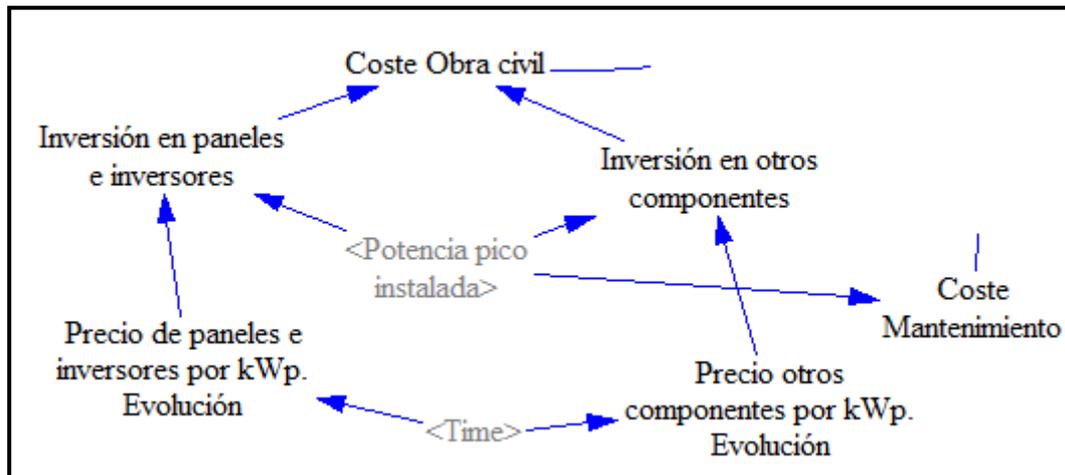


Figura 33 – Tercera parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

- Término de potencia correspondiente a la tarifa instalada. Se multiplica la “Potencia pico instalada” por el precio por kilovatio de la tarifa contratada (3.0A).
- Impuestos: calculados como en la instalación tipo 1, a los cuales se les añade un nuevo concepto, que sólo es aplicable a las instalaciones de tipo 2, los peajes de acceso a la red establecidos en el RD 900/2015.

$$\begin{aligned}
 \text{Impuestos con fv} = & (\text{Compra de energía con fv} + \text{Peaje de acceso a la red} + \\
 & + \text{Término de potencia con energía fv}) \cdot (\% \text{Impuesto eléctrico} / 100 + \\
 & + \% \text{IVA} / 100 \cdot (1 + \% \text{Impuesto eléctrico} / 100)) \quad [\text{€}] \quad (57)
 \end{aligned}$$

- Peaje de acceso a la red: se debe pagar una cuota diferente, dependiendo del periodo (valle, llano o punta), por cada kWh autoconsumido. Para obtener un único valor se ha ponderado, al igual que en los precios de la energía, obteniéndose un valor final de 0,012887 €/kWh.

En la Figura 34 se observa cómo están representados los dos costes anteriores en *Vensim*.

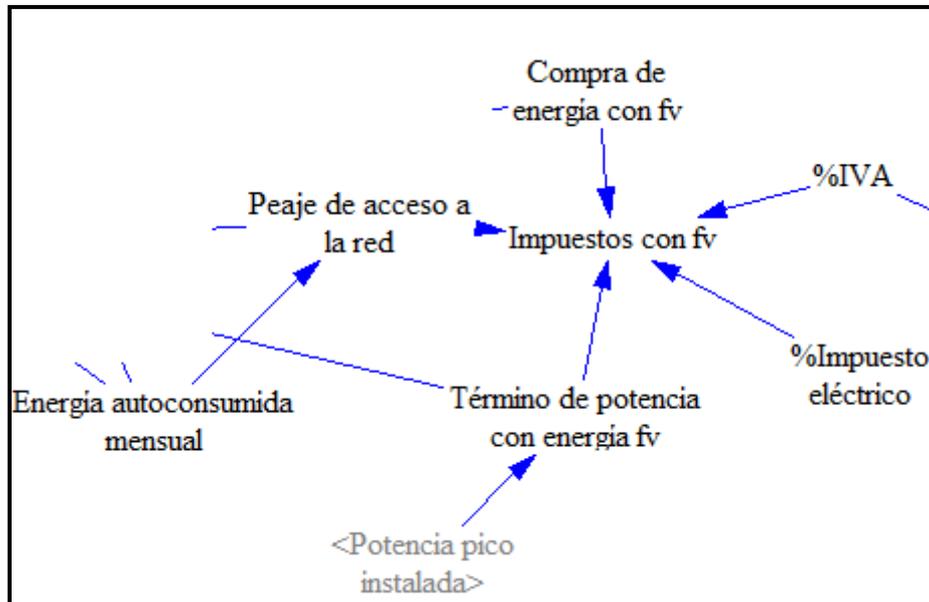


Figura 34 – Cuarta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Los **costes totales** son:

$$\begin{aligned} \text{Costes} = & \text{Compra de energía con fv} + \text{Coste Mantenimiento} + \\ & + \text{Coste Obra civil} + \text{Peaje de acceso a la red} + \\ & + \text{Término de potencia con energía fv} \quad [€] \end{aligned} \quad (58)$$

Como **ingresos**, ya se ha mencionado anteriormente que tendremos la contraprestación económica por vertidos de energía, al precio de mercado. Estos vertidos, debidos al superávit, se producen claramente en las horas diurnas o, lo que se ha llamado en el modelo, “periodo diurno”. El precio de la energía en este periodo se calcula de forma similar que el del periodo nocturno en la ecuación (52).

$$\begin{aligned} \text{Retribución por vertidos de energía} = \\ = \text{Precio energía periodo diurno} \cdot \text{Superávit energético} \quad [€] \end{aligned} \quad (59)$$

$$\begin{aligned} \text{Precio energía periodo diurno} = & (((2 \cdot \text{Precio energía periodo valle 3.0} + \\ & + 10 \cdot \text{Precio energía periodo llano 3.0}) / 12) + \\ & ((2 \cdot \text{Precio energía periodo valle 3.0} + 6 \cdot \text{Precio energía periodo llano 3.0} + \\ & + 4 \cdot \text{Precio energía periodo punta 3.0}) / 12)) / 2 \quad [€/kWh] \end{aligned} \quad (60)$$

$$\text{Ingresos} = \text{Retribución por vertidos de energía} \quad [€] \quad (61)$$

La Figura 35 muestra las variables que se ligan para calcular los “Ingresos”.

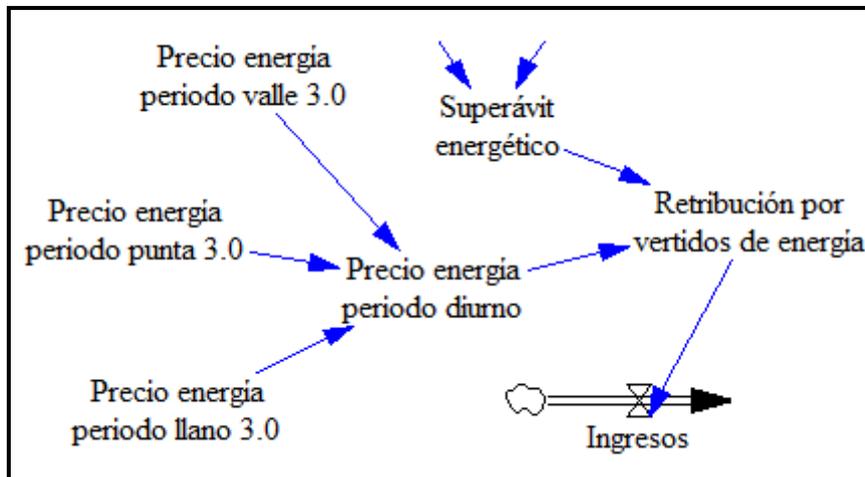


Figura 35 – Quinta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Este **balance** finaliza con la diferencia entre “Ingresos” y “Costes” (Figura 36).

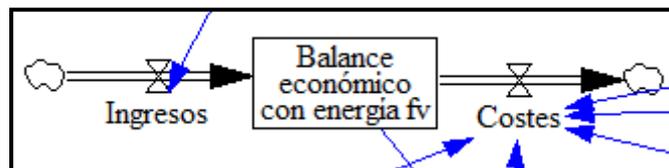


Figura 36 – Sexta parte del balance económico de la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Se omite la explicación del balance sin instalación fotovoltaica, ya que es exactamente igual al realizado en el apartado 4.2.1 para la instalación tipo 1.

La “COMPARATIVA TIPO 2” se hace de nuevo restando ambos balances.

$$\text{COMPARATIVA TIPO 2} = \text{Balance económico con energía fv} - \text{Balance económico sin energía fv} \quad [€] \quad (62)$$

Una vez están completos los dos modelos, con sus respectivos balances económicos y energéticos, se hacen las simulaciones con los escenarios planteados en el Capítulo 3. Los resultados de estas simulaciones se muestran en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 5: SIMULACIÓN DE LOS MODELOS. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1-INTRODUCCIÓN

Para cada instalación y para cada uno de sus dos balances se van a observar los costes e ingresos, tanto económicos como energéticos y, finalmente, se verá cómo queda el balance. Además, en el caso del balance económico, se estudiará la comparación con el caso en el que no disponemos de instalación fotovoltaica.

También se intentará entender a qué se deben las **diferencias** existentes **entre los escenarios** planteados en las variables más significativas de los balances económicos. En los energéticos, dentro de cada caso, no hay ninguna diferencia en los resultados entre los escenarios.

5.2-ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN TIPO 1

5.2.1-Balance energético

Para analizar este balance, se van a observar por separado los “*Costes energéticos*” y la “*Producción energética*”, tras lo cual, se va a evaluar cómo queda la curva final.

Los “*Costes energéticos*” que se han estudiado únicamente, ya que son los mayores proporcionalmente, son los debidos a la fabricación y al reciclaje de los equipos. Éstos están incluidos en el modelo en los meses en los que se compran los materiales, como se ve en la Figura 37.

Los valores de los dos picos de esta figura (el primero está situado en el primer mes de la simulación, por lo que no se percibe bien) son 47.685 y 33.660 kWh respectivamente. La diferencia entre ambos valores se debe a que, gracias a la mejora tecnológica (Figura 25), al renovar la instalación, se necesitan menos paneles para seguir teniendo una “*Potencia pico instalada*” superior a 8,5 kW. Este comportamiento se observa en las Figuras 38 y 39.

La evolución de la “*Producción energética*” conseguida con la instalación fotovoltaica es la que se muestra en la Figura 40.

Como ya se explicó en el Capítulo 2, los tramos horizontales se deben a la

limitación de la “Potencia efectiva” a 8 kWp que produce el inversor. Y el descenso posterior es debido a la reducción del rendimiento de los paneles.

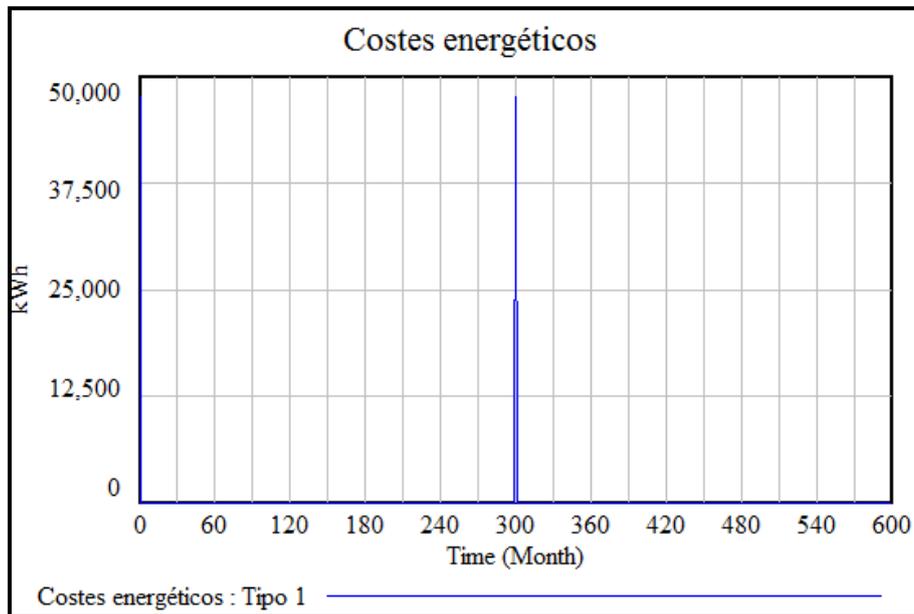


Figura 37 – Costes energéticos en la instalación fotovoltaica tipo 1.

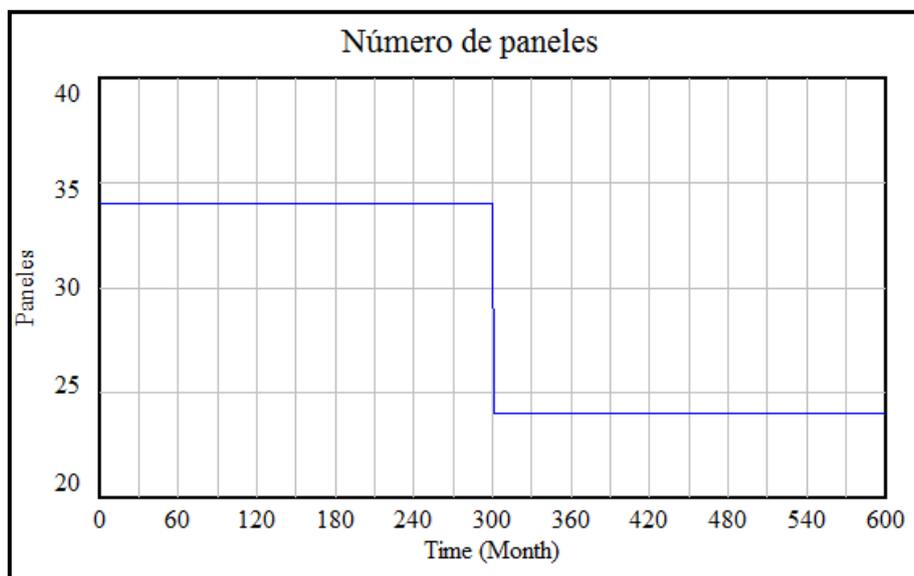


Figura 38 – Evolución temporal del Número de paneles en la instalación fotovoltaica tipo 1.

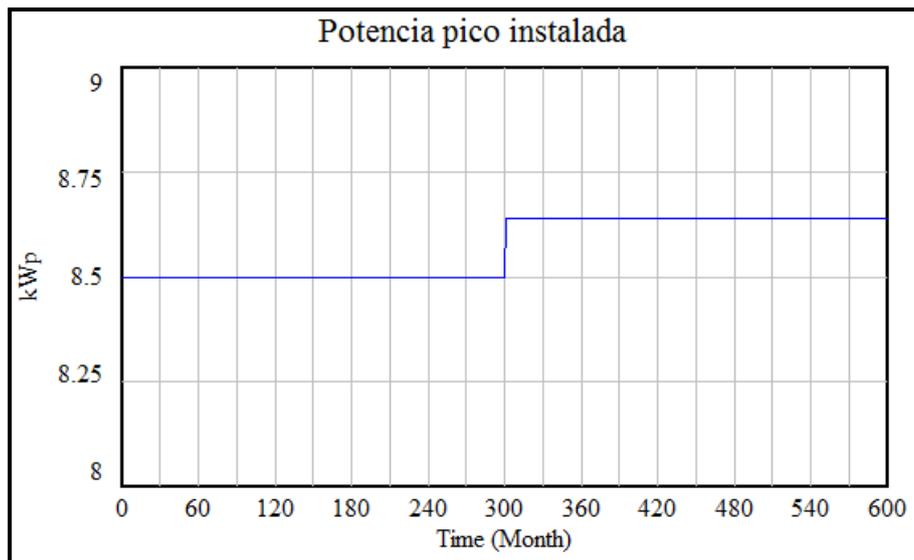


Figura 39 – Evolución temporal de la *Potencia pico instalada* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

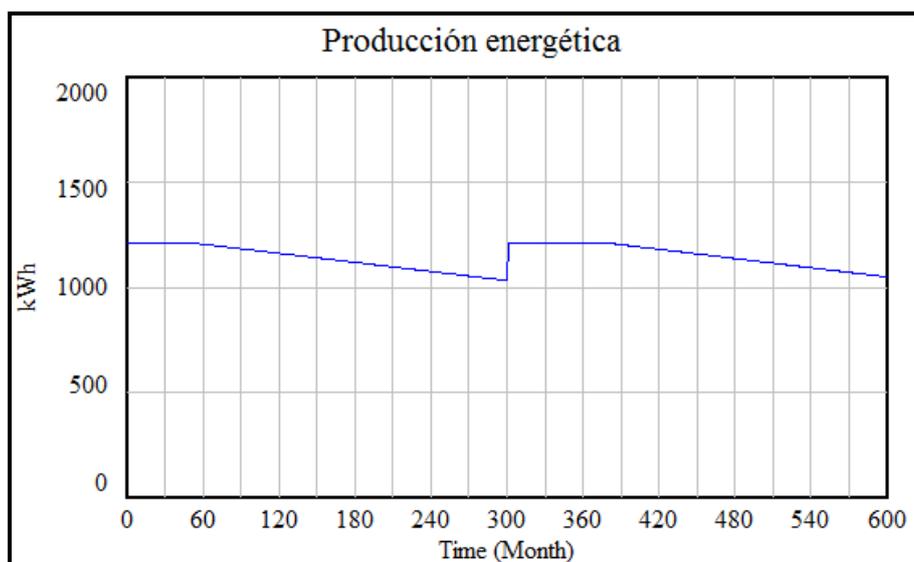


Figura 40 – Evolución temporal de la *Producción energética* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

Finalmente, el **“Balance energético”** queda como indica la Figura 41. De un vistazo, queda claro que la instalación es rentable desde el punto de vista de la energía. En solo 40 meses, poco más de 3 años, ya se ha conseguido llegar a tener balance positivo.

La cantidad total de energía producida a lo largo de los 50 años de simulación son 683.793,3 kWh, y para ello se han invertido 81.345 kWh. Esto quiere decir que se tiene un **retorno energético del 840%**.

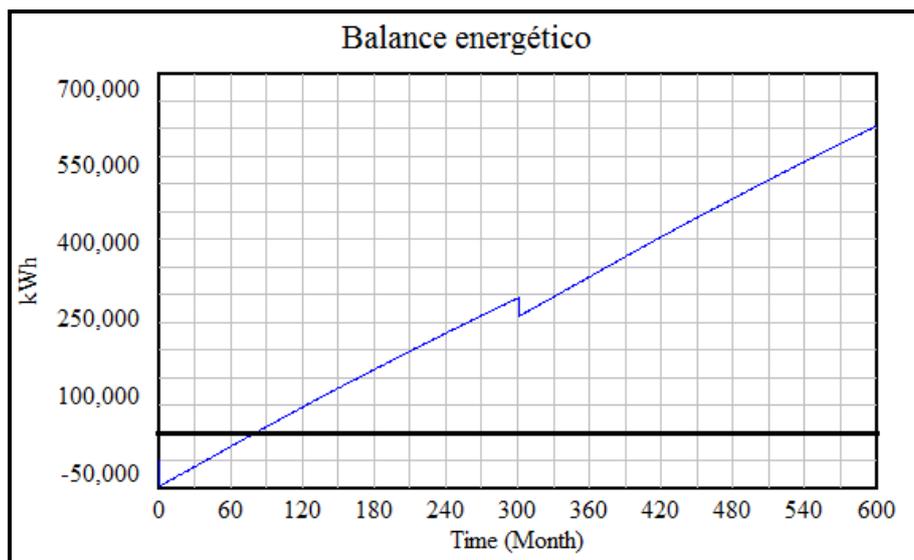


Figura 41 – Evolución temporal del *Balance energético* de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

5.2.2 – Balance económico

Para observar las distintas variables de este balance, se va a proceder a seguir un orden similar al que se siguió en el capítulo anterior a la hora de explicar la creación del modelo.

La “*Cuota autárquica*”, la “*Energía autoconsumida mensual*” y el “*Déficit energético*” quedaron totalmente definidos en el Capítulo 4, en las Figuras 13, 14 y 15 respectivamente y no varían con ninguna de las hipótesis optimistas o pesimistas descritas en el Capítulo 3.

Como el “*Precio energía periodo nocturno*” tampoco sufre variaciones entre los escenarios, el coste de la “*Compra energía con fv*”, evidentemente, es lógico que no varíe. Pueden verse las evoluciones de estas dos variables en las Figuras 42 y 43 respectivamente. En estas gráficas, aunque parece que sólo está representada una de las 3 curvas indicadas en las leyendas, lo que ocurre es que éstas son iguales como ya se ha comentado, y quedan superpuestas. Esto sucederá a posteriori en más gráficas.

Continuando con el resto de costes, en primer lugar tenemos los “*Costes de mantenimiento*”. La variación que se observa en la Figura 44 se debe únicamente al aumento de la “*Potencia pico instalada*”, visto en la

Figura 39, tras cambiar los equipos, ya que estos costes son directamente proporcionales a la potencia.

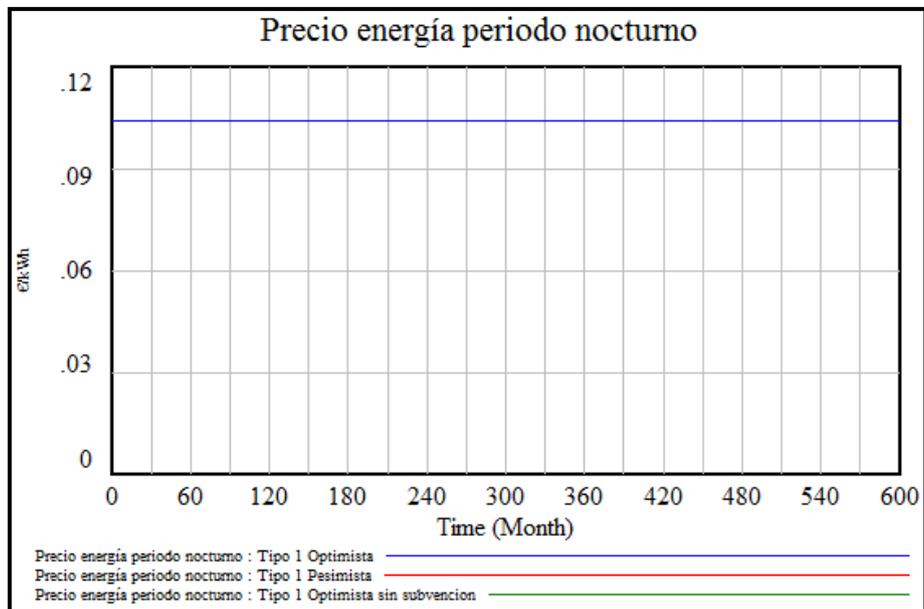


Figura 42 – Evolución temporal del *Precio energía periodo nocturno* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

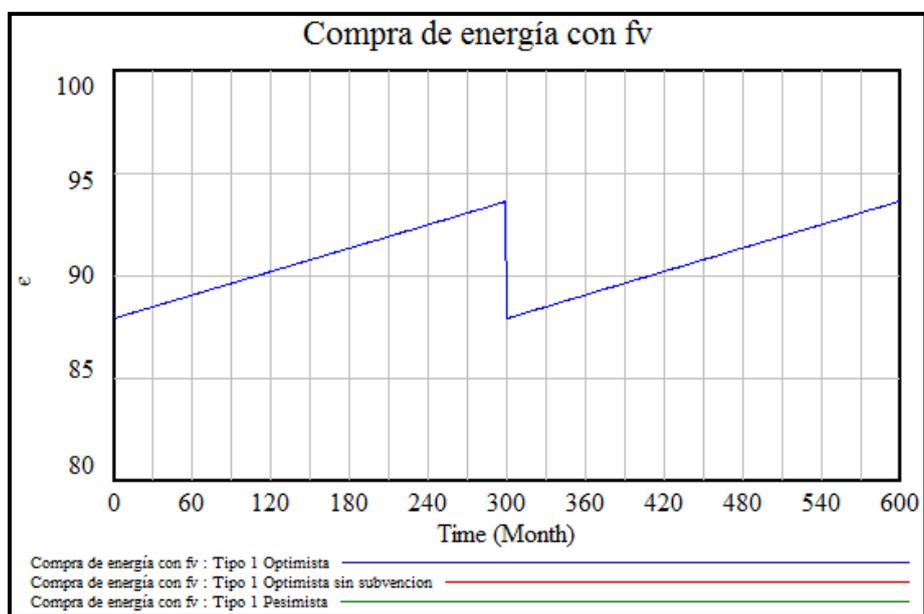


Figura 43 – Evolución temporal de la *Compra de energía con fv* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

Los costes debidos al “*Término de potencia*”, en cambio, no van a sufrir ninguna variación debida al salto en la potencia instalada, ya que no se superan en ningún momento los 9,2 kW contratados. El valor constante de

este gasto se muestra en la Figura 45.

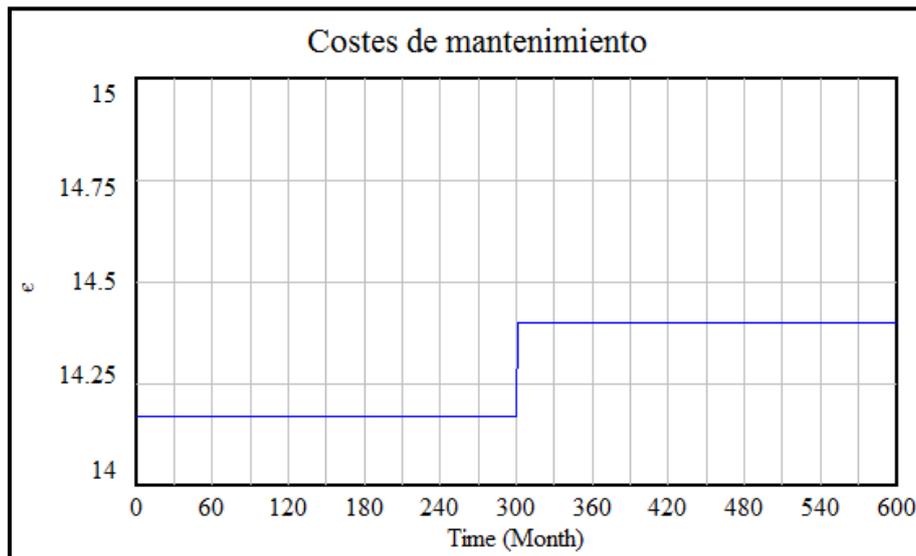


Figura 44 – Evolución temporal de los *Costes de mantenimiento* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

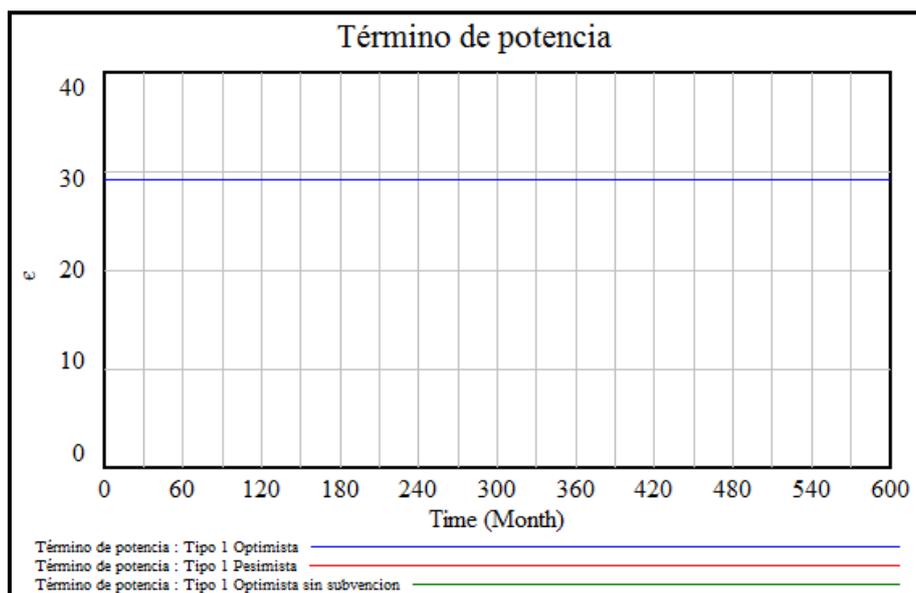


Figura 45 – Evolución temporal del *Término de potencia* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

A continuación vamos a examinar la evolución de los “*Impuestos con fv*” en la Figura 46. Esta es la primera variable en la que vemos que existen diferencias según el escenario en el que estemos. En los dos casos optimistas (con y sin subvención) se realizó la hipótesis de reducir el IVA y eliminar el Impuesto Eléctrico. Lógicamente, por ello, los impuestos

totales que se deben pagar cada mes son mucho menores que en el escenario pesimista. Las curvas de estos dos supuestos quedan superpuestas en el gráfico.

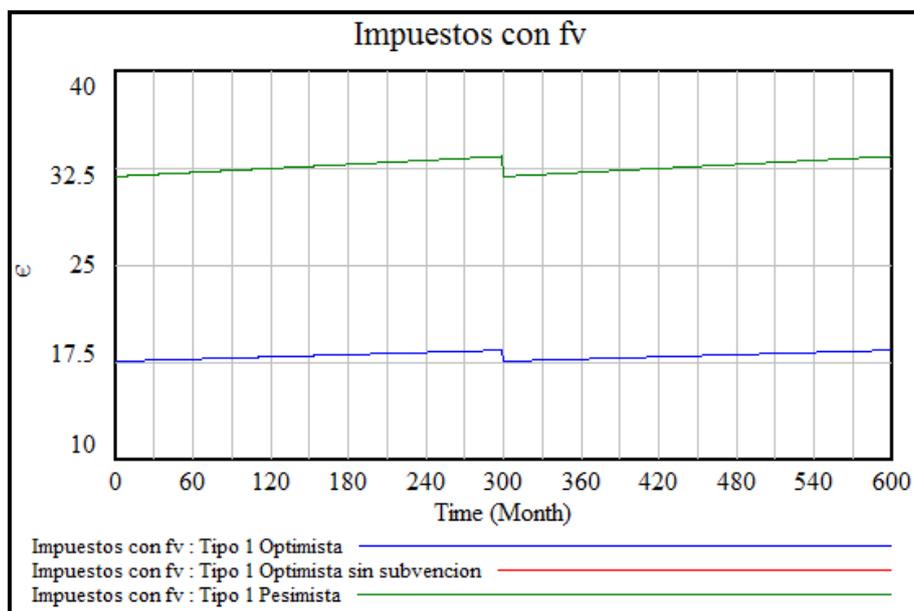


Figura 46 – Evolución temporal de los *Impuestos con fv* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

El ligero aumento de este gasto, que se va produciendo en todos los escenarios, se debe al incremento del coste de la compra de energía producido por el aumento del déficit.

Los últimos costes a analizar son los "*Coste de obra civil*" (Figura 47). Estos costes, que únicamente se tienen al inicio de cada ciclo de vida de los equipos, van a variar entre los casos optimistas y el pesimista debido a la gran diferencia existente en las evoluciones de los precios descritas en el Capítulo 3.

La primera inversión que se realiza es igual para todos los escenarios y tiene un valor de 8.457,5 €. En cambio, la segunda es muy diferente: para el caso pesimista 5.678,68 € y para los casos optimistas 3.296,64 €, lo que supone una reducción de casi el 42%.

Ahora se va a ver la única diferencia introducida entre los dos casos optimistas: la existencia o no de subvenciones para ayudar con los costes de obra civil.

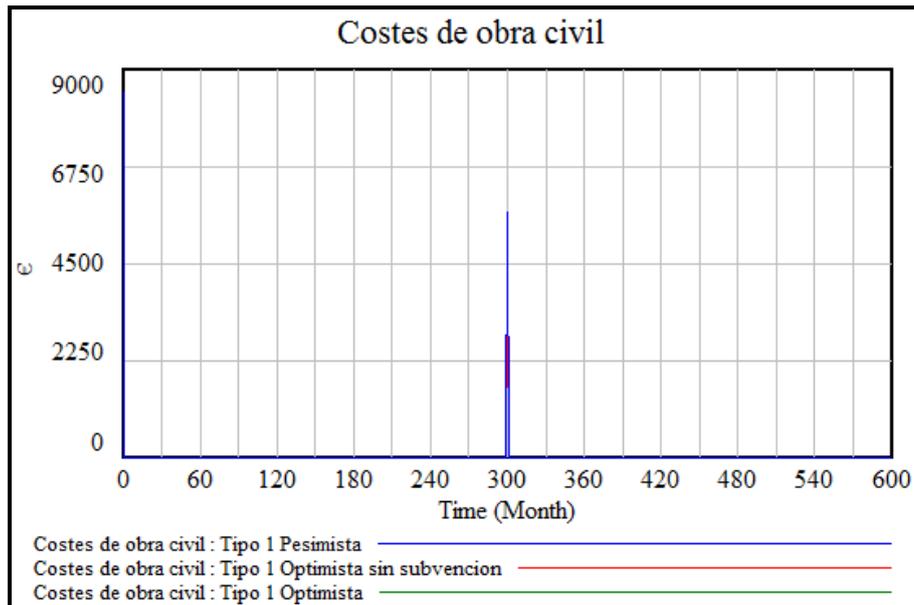


Figura 47 – Evolución temporal de los *Costes de obra civil* de la instalación fotovoltaica de tipo 1.

En ningún momento llegan a producirse unos costes que superen el máximo de 10.500 €, que se estableció en el Capítulo 3, para tener derecho a las subvenciones. Por lo tanto, en el caso optimista con subvención, se van a obtener ayudas del 30%. Esto se traduce en que, para los primeros equipos, se recibe una cantidad de 2.537,25 € y para los segundos 988,99 €.

Como las “*Subvenciones*” son el único ingreso contemplado, la gráfica de éstos, los “*Ingresos*”, queda como se indica en la Figura 48.

Por otro lado, al sumar todos los costes descritos, tenemos la evolución de los “*Costes con fv*” en la Figura 49. Para poder apreciar la diferencia de costes en los distintos escenarios, en los meses en los que no se realiza una inversión en equipos, se muestra la misma gráfica, limitando el eje Y a 200 €, en la Figura 50.

Como **resultado** de restar los “*Costes con fv*” a los “*Ingresos*”, tenemos el “***Balance económico con energía fv***” en la Figura 51.

Como es de esperar, el balance nos da **pérdidas** y, además, éstas son mayores cuanto peor es el escenario. Al fin y al cabo, lo que hacemos es gastar dinero para obtener energía. Lo importante ahora, es **comparar**

este gasto con el que se realizaría si no tuviésemos una instalación de producción de energía. El balance de este supuesto **sin planta fotovoltaica** es el que se muestra en la Figura 52.

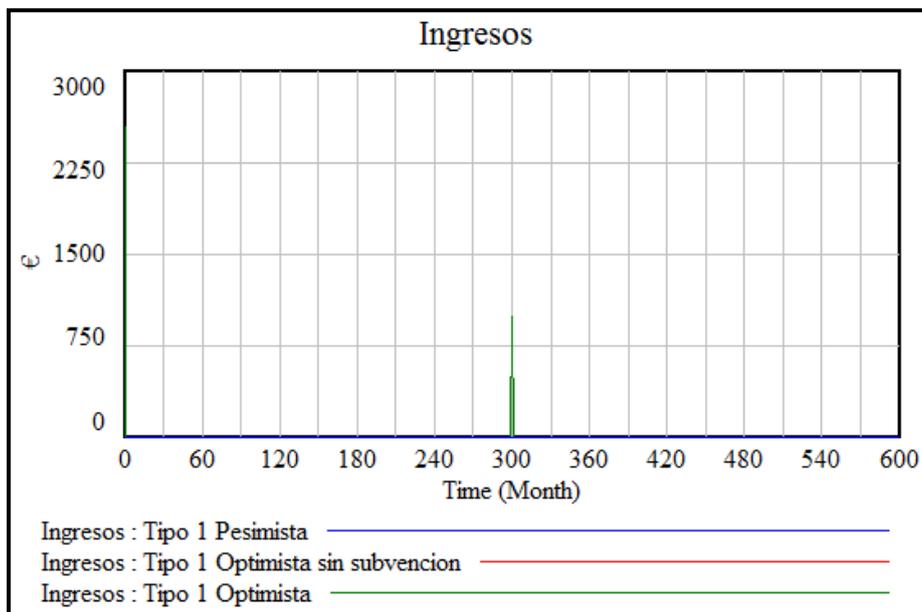


Figura 48 – Evolución temporal de los *Ingresos* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

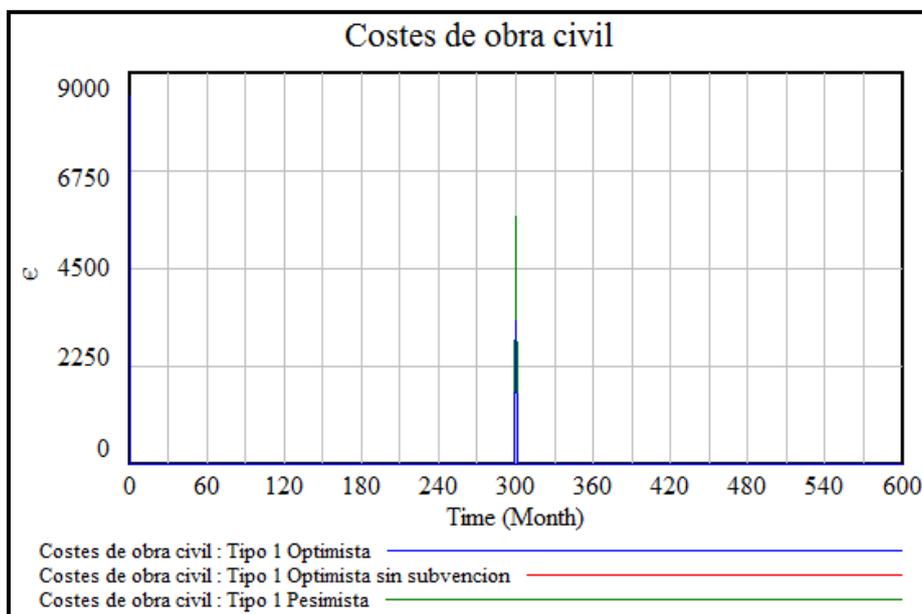


Figura 49 – Evolución temporal de los *Costes con fv* en la instalación fotovoltaica de tipo 1.

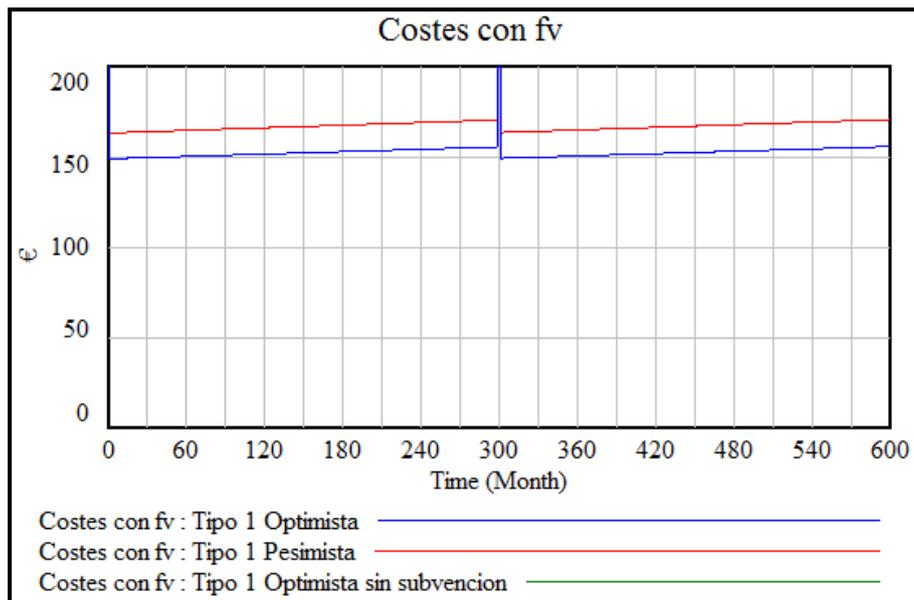


Figura 50 – Evolución temporal de los *Costes con fv* en la instalación fotovoltaica tipo 1.

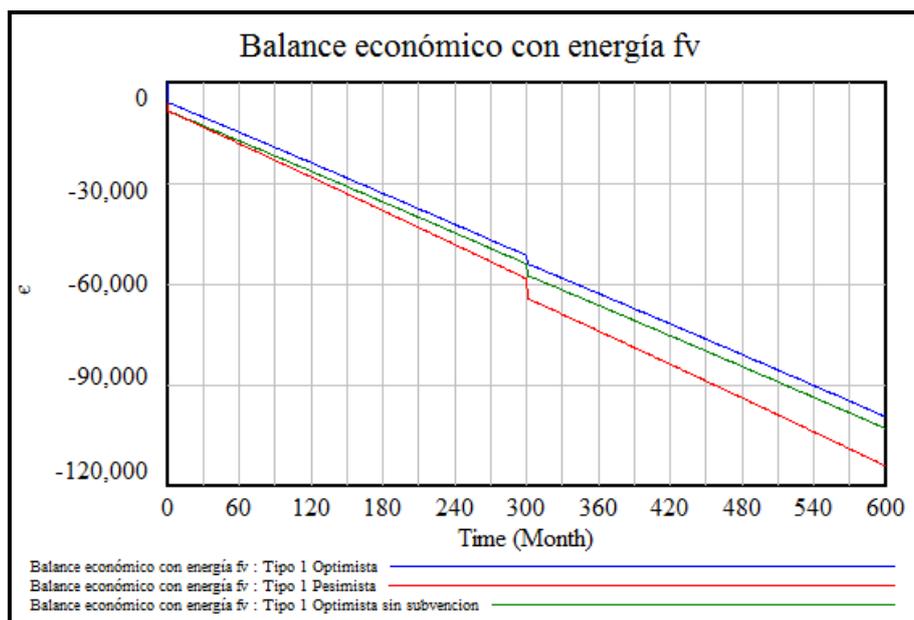


Figura 51 – Evolución temporal del *Balance económico con energía fv* de la instalación fotovoltaica tipo 1.

En la “COMPARATIVA TIPO 1” de la Figura 53 se observan comportamientos que, a priori, podrían resultar extraños pero que no tienen una explicación tan compleja.

En los 3 escenarios se empieza con un gran gasto, debido a la compra de los equipos. Tras esto, todas las curvas comienzan a ascender, lo que

indica que sí se está ahorrando mensualmente con los paneles fotovoltaicos.

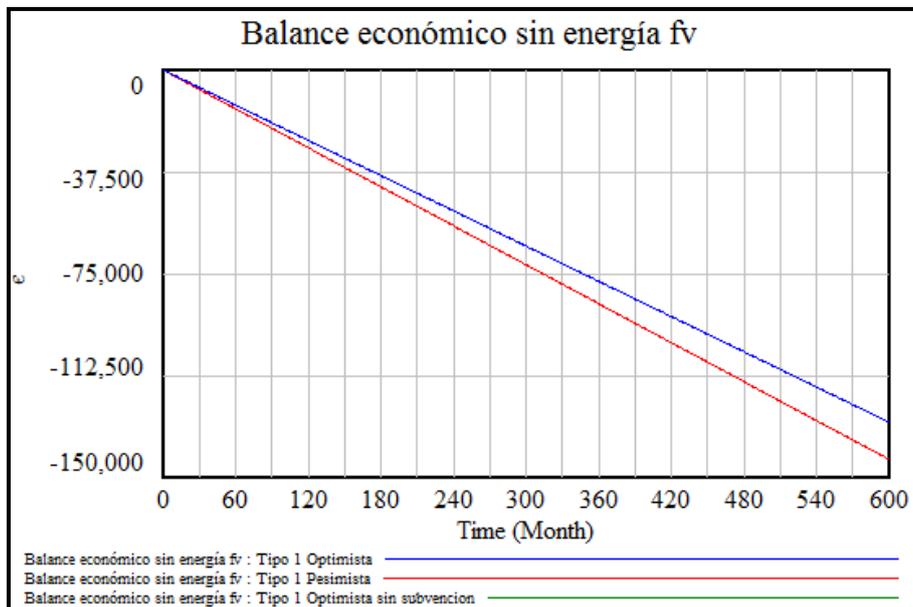


Figura 52 – Evolución temporal del *Balance económico sin energía fv*.

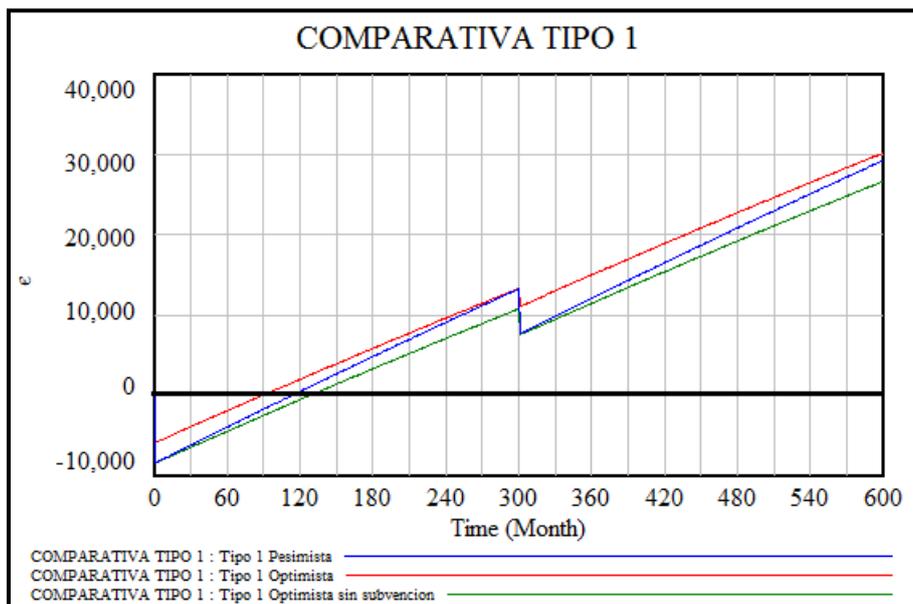


Figura 53- Evolución temporal de la *COMPARATIVA TIPO 1*.

Aún así, habría que ver si la inversión inicial llega a ser rentable. Y se comprueba rápidamente que sí, ya que se supera el eje horizontal, que marca la frontera entre pérdidas y beneficios.

El tiempo que se tarda en **recuperar la inversión** o *payback* para cada

escenario es diferente:

- Escenario optimista: 7 años y 6 meses.
- Escenario optimista sin subvención: 10 años y 9 meses.
- Escenario pesimista: 9 años y 6 meses.

Son estos plazos de recuperación de la inversión y la mayor pendiente de la curva del caso pesimista (que resulta ser más rentable que el caso optimista con subvención) (Figura 53), lo que llama la atención.

Este comportamiento se explica viendo que las hipótesis de los escenarios también afectan al balance sin energía fotovoltaica. Cuanto menores son los gastos totales, en este caso reducidos por la bajada de impuestos, menos rentable es conseguir cierta independencia de las compañías eléctricas al montar una instalación de producción energética. Por ello, el caso pesimista, en el que los impuestos son más altos, acaba siendo más rentable. Aún así, también hay que darse cuenta de que el gasto total que se realiza en este escenario es mayor, como se ve en la Figura 51.

Como ya sabemos, las diferencias entre los dos escenarios optimistas únicamente se deben a las subvenciones y eso es lo que se observa también en la Figura 53. Las pendientes de ambas curvas son idénticas y solo difieren en la magnitud de los saltos debidos a la compra de los equipos.

En cuanto al **segundo ciclo de vida**, está claro que la instalación sigue siendo **rentable**. Además, los beneficios del primer periodo son superiores a la inversión de capital necesaria para el segundo, por lo que ya no tendríamos pérdidas.

5.3-ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN TIPO 2

5.3.1-Balance energético

De nuevo, al igual que en la instalación tipo 1, este balance es idéntico para los dos escenarios: optimista y pesimista.

Antes de comenzar a analizar los costes y la producción energéticos,

debemos ver cuántos paneles es posible instalar en la superficie disponible. Ya que las dimensiones, tanto de los paneles como del tejado, son invariantes en este estudio, el “Número de paneles” va a ser constante e igual a 360 en toda la simulación. Esto se ve reflejado en la Figura 54.

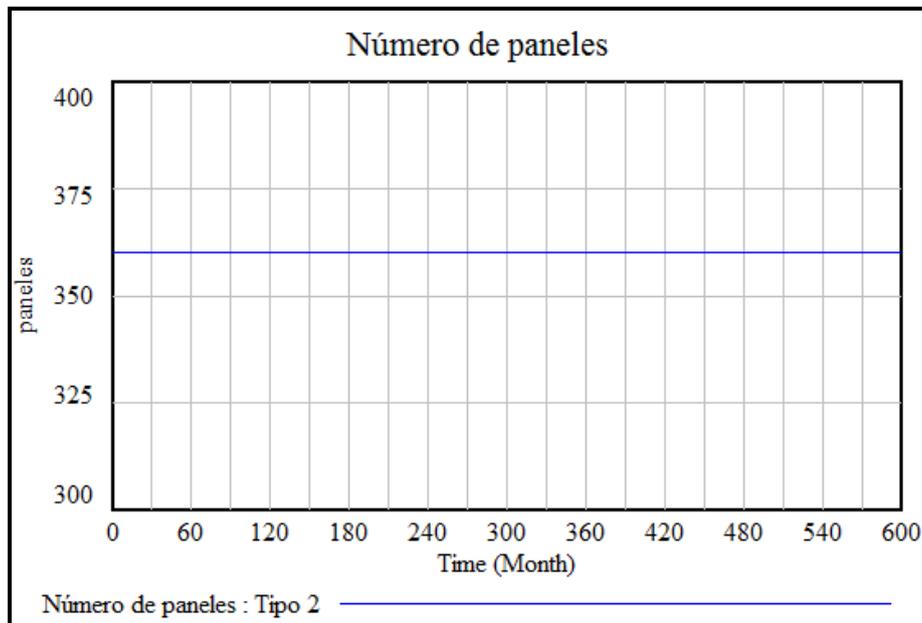


Figura 54 – Evolución temporal del *Número de paneles* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Por lo tanto, la variación que se observa en la “Potencia pico instalada” en la Figura 55 se debe únicamente al salto existente en la “Potencia pico del panel. Evolución” de la Figura 25.

A continuación observamos la “Potencia efectiva” que se ve minorada por la reducción del rendimiento, y la “Producción energética” que tiene como único *input*, la “Energía producida media mes” (Figuras 56 y 57 respectivamente).

Los “Costes energéticos” están otra vez debidos únicamente a la fabricación y reciclaje de los equipos. Como se ha visto en la Figura 54, el “Número de paneles” en esta instalación es constante y, por lo tanto, los picos que se observan en la Figura 58 tienen la misma magnitud (504.900 kWh) a diferencia de la instalación tipo 1, en la que son diferentes.

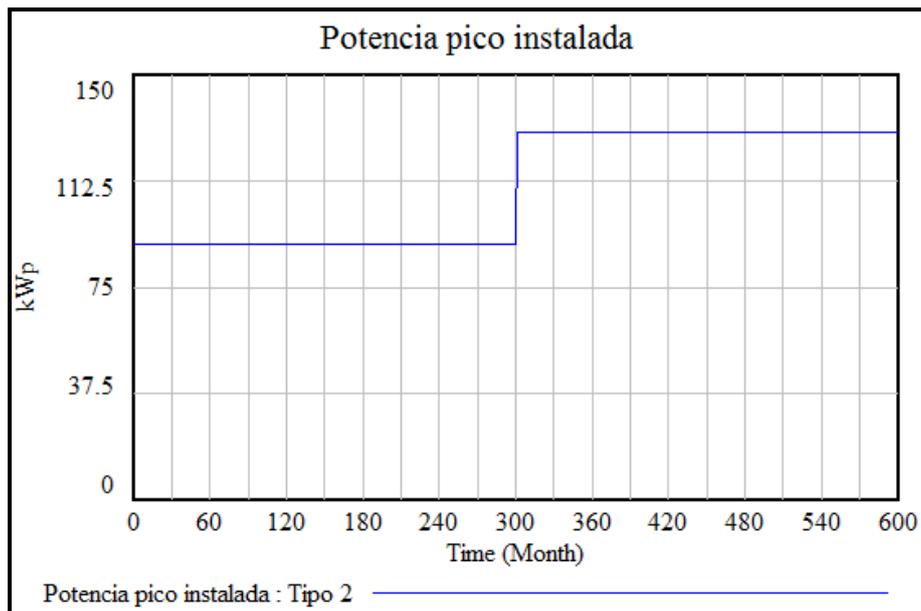


Figura 55 – Evolución temporal de la *Potencia pico instalada* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

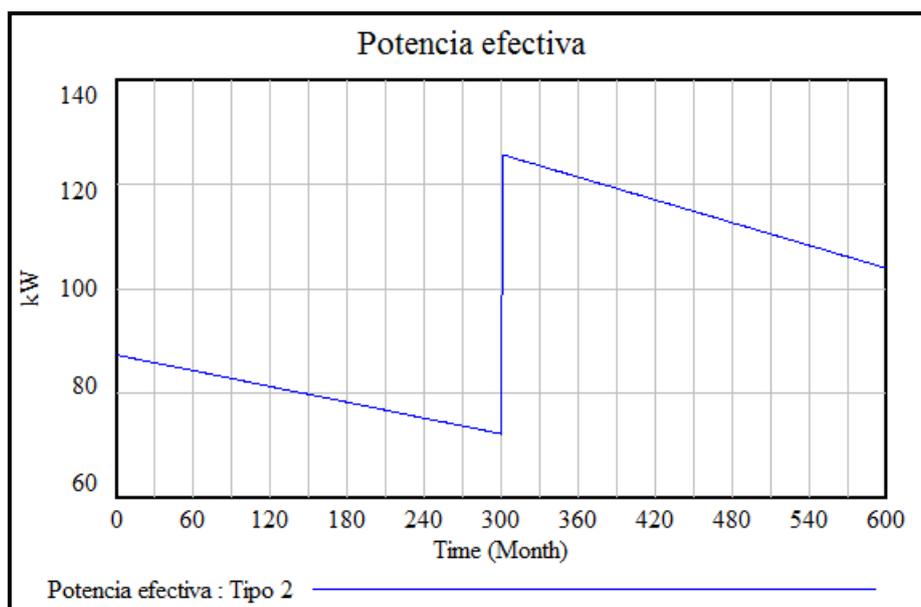


Figura 56 – Evolución temporal de la *Potencia efectiva* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Finalmente, examinando el **“Balance energético”** en la Figura 59, se ve de nuevo que, energéticamente, la planta fotovoltaica es totalmente rentable. Se han invertido 1.009.800 kWh para producir 8.817.080 kWh: una **rentabilidad del 873%**.

También se observa un incremento notable en la pendiente a partir del mes 301, debido a que, a partir de ese momento, se tienen instalados el mismo número de paneles que antes, pero de una potencia superior.

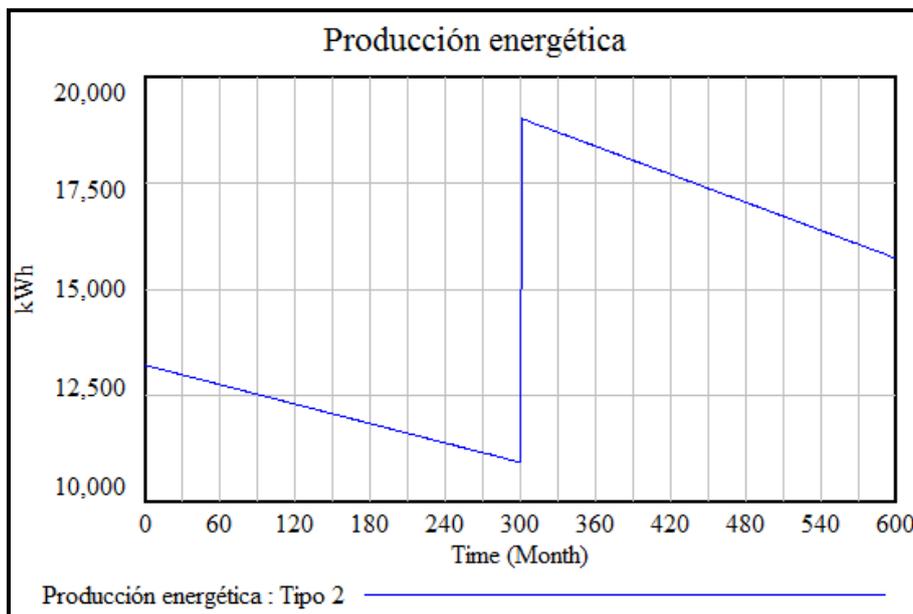


Figura 57 – Evolución temporal de la *Producción energética* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

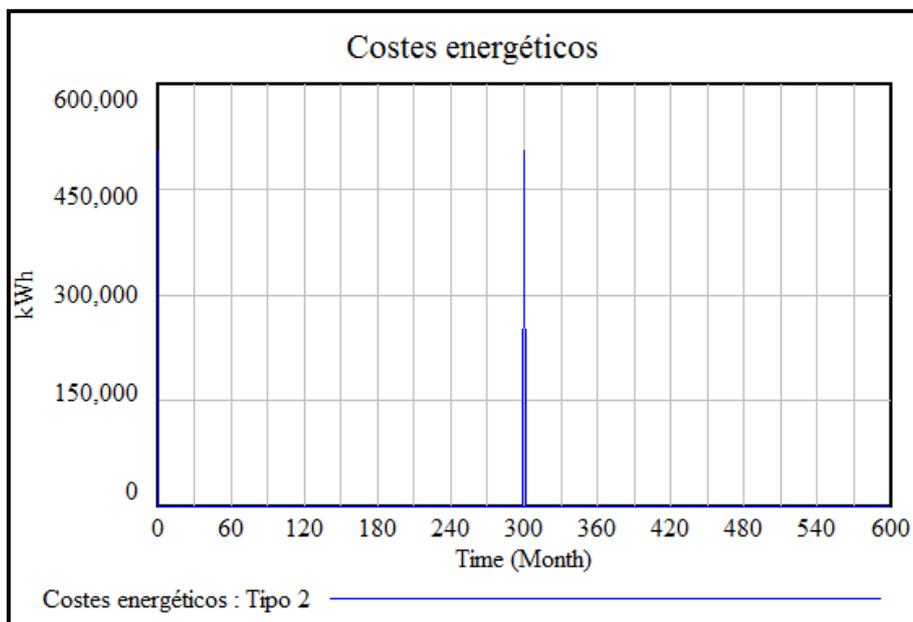


Figura 58 – Evolución temporal de los *Costes energéticos* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

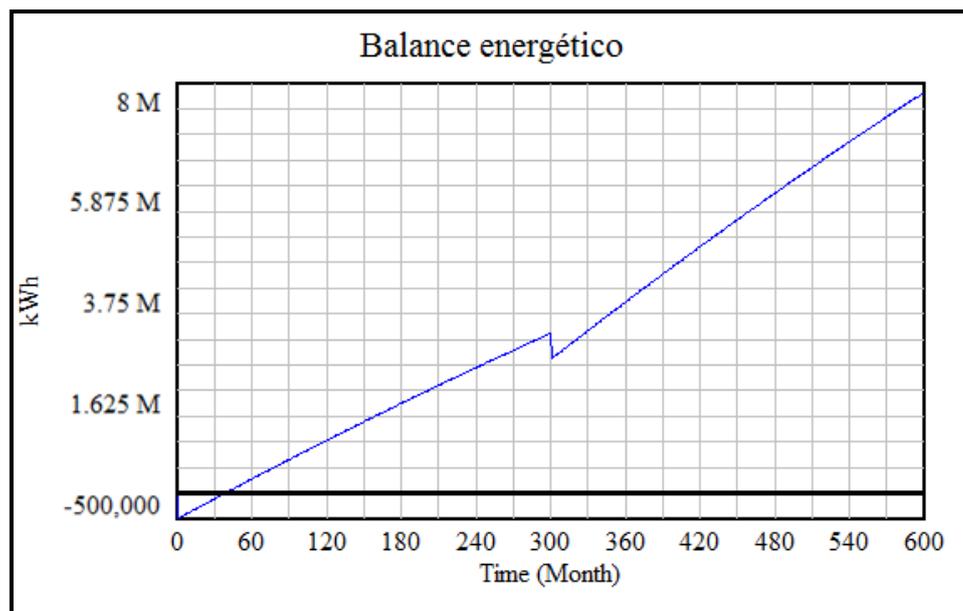


Figura 59 – Evolución temporal del *Balance energético* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

5.3.2-Balance económico

Se va a seguir el mismo camino que en la creación del modelo para explicar las distintas variables. Partimos del “*Superávit energético*” y el “*Déficit energético*” que quedaron definidos en las Figuras 30 y 31 y que son iguales para ambos escenarios.

La “*Compra de energía*” (Figura 60), los “*Costes de mantenimiento*” (Figura 61) y el “*Término de potencia con energía fv*” (Figura 62), son idénticos en los dos escenarios de simulación.

Los costes por la compra de energía se mantienen constantes durante toda la simulación ya que también son constantes el déficit energético (Figura 31) y el precio de la energía en el periodo nocturno (Figura 63).

Los costes de mantenimiento sufren una variación aunque que se tenga el mismo número de paneles, ya que están definidos con un precio por kilovatio pico instalado, y la potencia pico varía por el aumento de la potencia por panel.

Igualmente, los costes por el término de potencia sufren un salto por el mismo motivo.

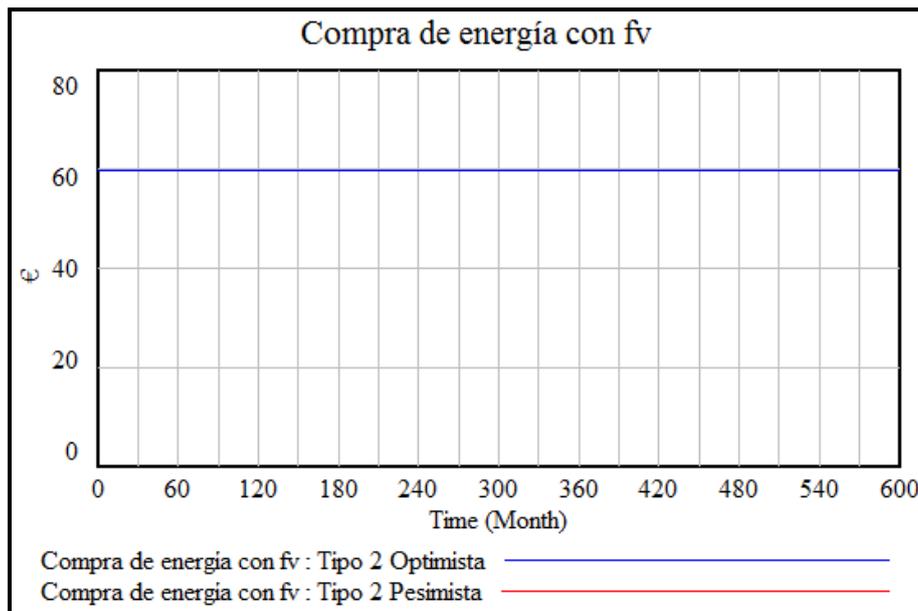


Figura 60 – Evolución temporal de la *Compra de energía con fv* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

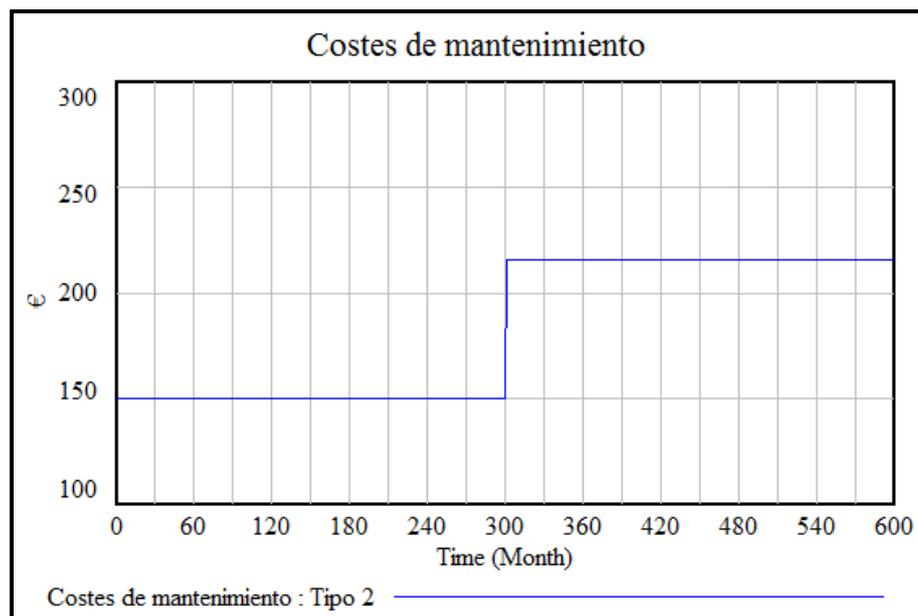


Figura 61 – Evolución temporal de los *Costes de mantenimiento* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

En la Figura 64, que muestra la evolución de los *“Impuestos con fv”*, se ve de nuevo el salto por el aumento de la potencia. Además, la diferencia inicial entre ambas curvas se debe a la hipótesis optimista establecida en cuanto al valor de los tipos impositivos.

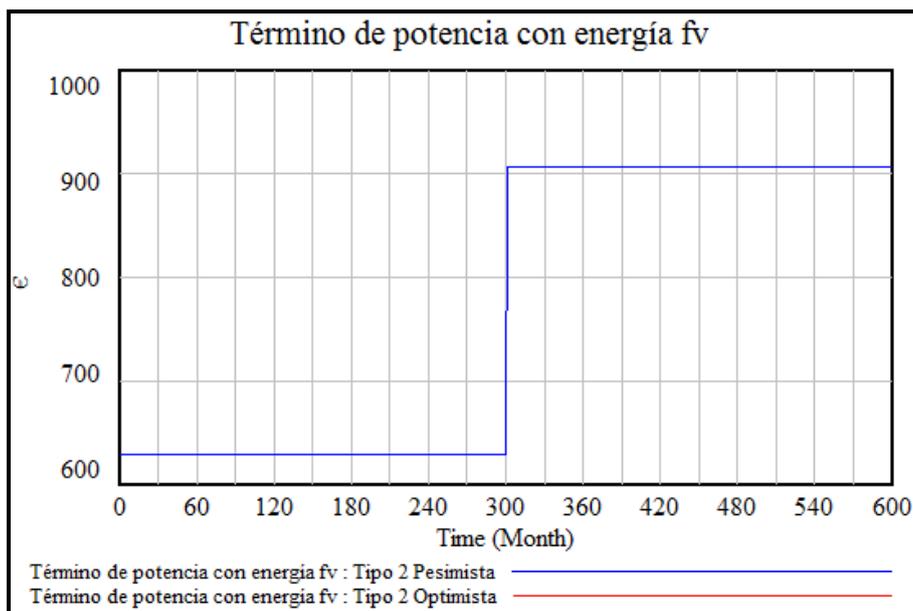


Figura 62 – Evolución temporal del *Término de potencia con energía fv* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

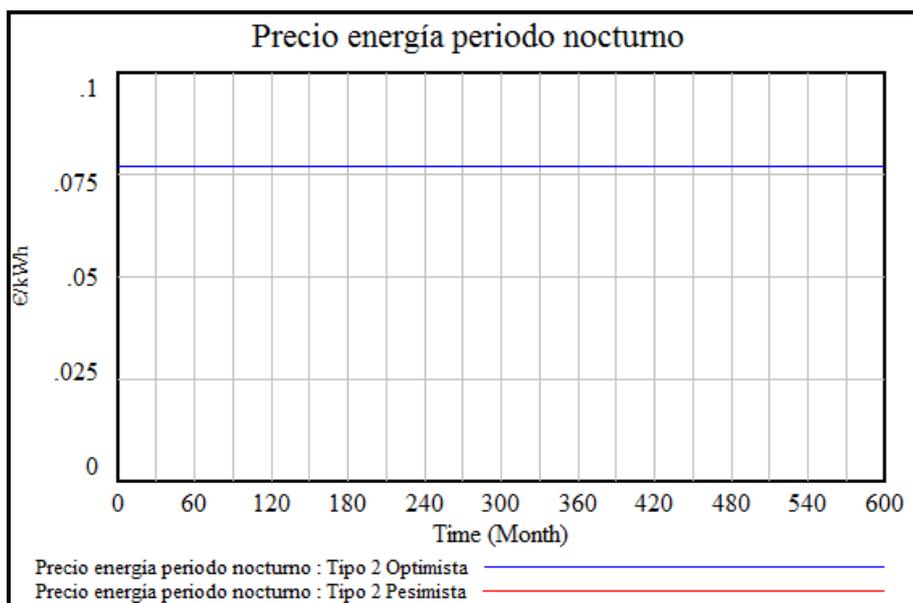


Figura 63 – Evolución temporal del *Precio energía periodo nocturno* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Ahora pasamos a observar los costes por obra civil debidos a la compra de los equipos al inicio y al renovarlos, indicados en la Figura 65. El pico inicial para ambas curvas alcanza los 89.550 €. El segundo pico para el caso pesimista vale 60.127,2 €, y 34.905,6 € para el optimista.

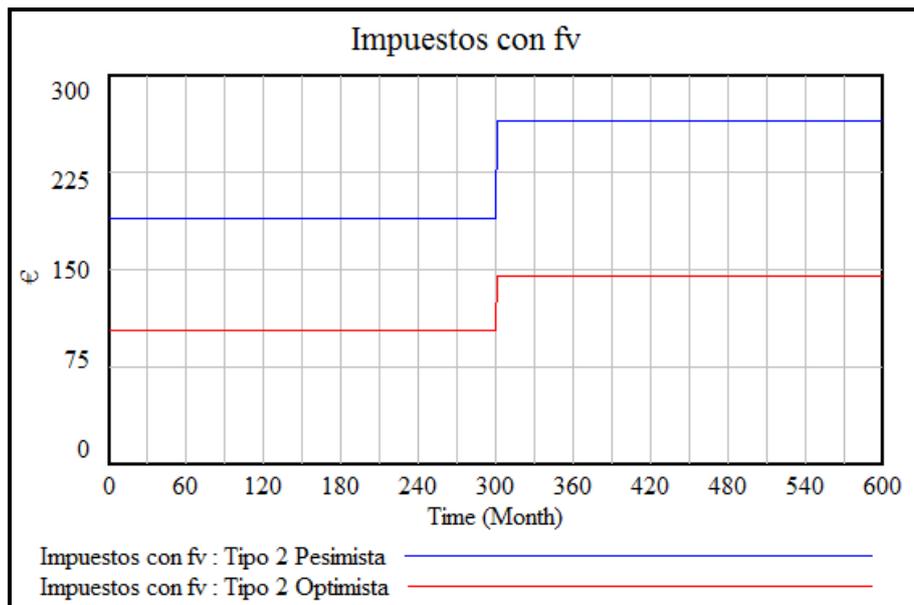


Figura 64 – Evolución temporal de los *Impuestos con fv* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

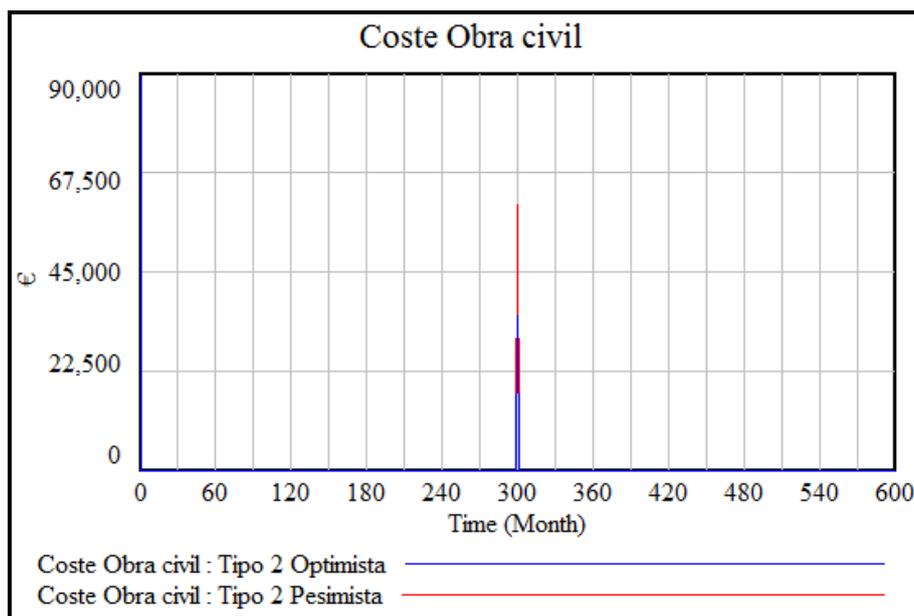


Figura 65 – Evolución temporal del *Coste Obra civil* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Por último, analizamos el único coste que solo aparece en la instalación de tipo 2, el “*Peaje de acceso a la red*” (Figura 66), que grava el autoconsumo. Resulta ser una cuota constante en el escenario pesimista, ya que la “*Energía autoconsumida mensual*” también lo es.

Al sumar todos estos conceptos tenemos los “*Costes*” (Figura 67). Para

poder verlos mejor, se va a limitar el eje Y de la gráfica, al igual que se hizo en la instalación de tipo 1, pero en este caso a 1.500 €.

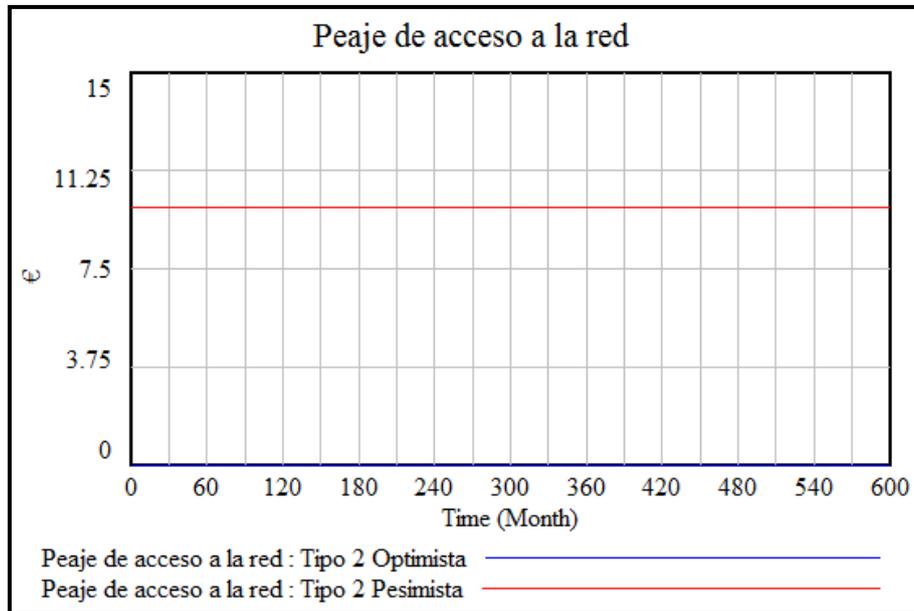


Figura 66 – Evolución temporal del *Peaje de acceso a la red* de la instalación fotovoltaica tipo 2.

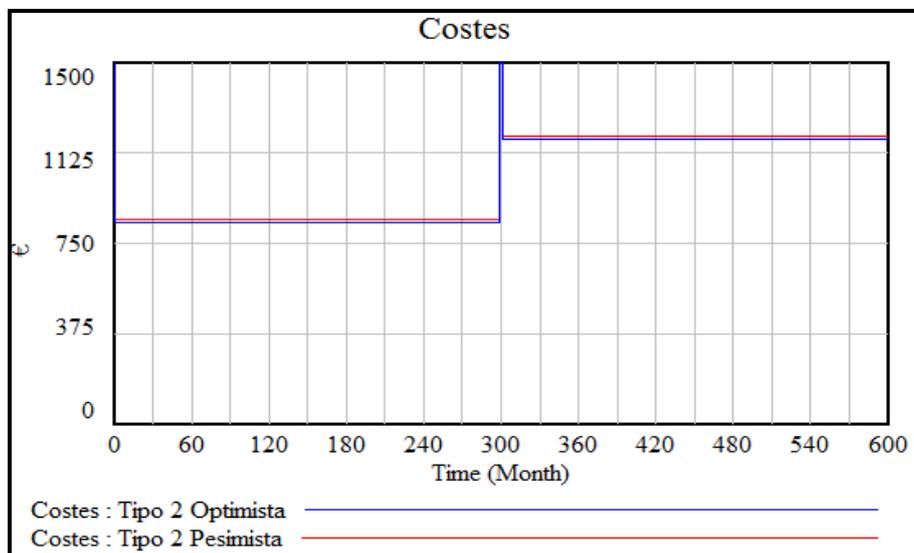


Figura 67 – Evolución temporal de los *Costes* en la instalación fotovoltaica tipo 2.

Los *“Ingresos”*, debidos únicamente a la *“Retribución por vertidos de energía”*, evolucionan como se indica en la Figura 68. Estos van a ir reduciéndose debido a que el superávit energético cada vez es menor por la degradación de los paneles.

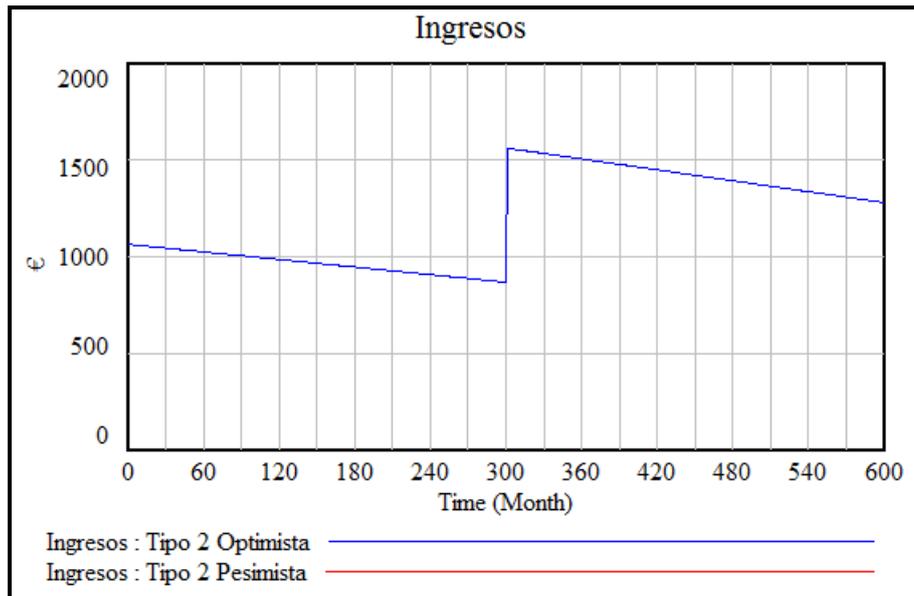


Figura 68 – Evolución temporal de los *Ingresos* en la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Con los ingresos y costes descritos, tenemos el “**Balance económico con energía fv**” de la Figura 69. A primera vista, se observa que no se alcanza el objetivo de conseguir beneficios con el vertido de energía a la red.

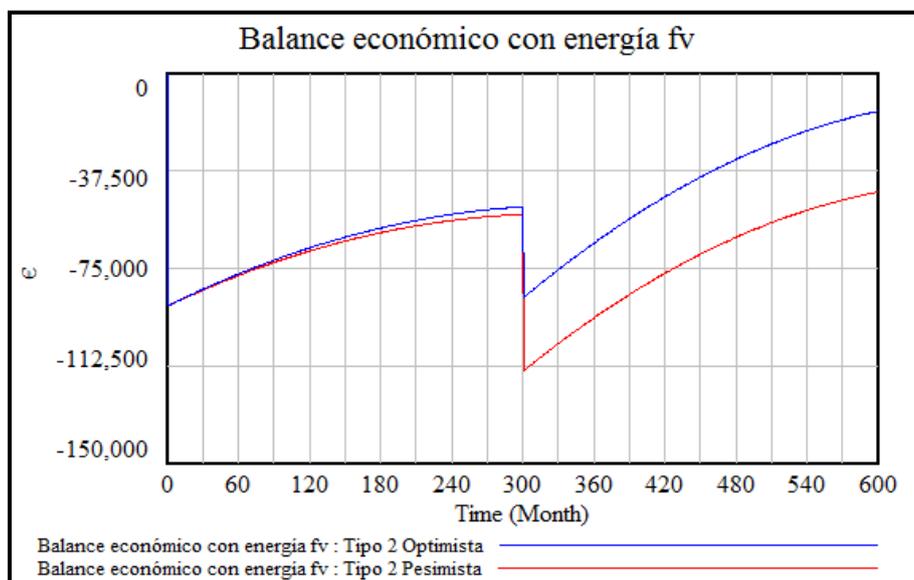


Figura 69 – Evolución temporal del *Balance económico con energía fv* en la instalación fotovoltaica de tipo 2.

Analizando todos los costes existentes, se comprueba que el término de potencia supone entre un 70% y un 80% del total. La causa de

que este importe sea tan elevado está en el RD 900/2015. Como se indica en el Anexo I, la potencia contratada debe ser superior a la potencia total instalada con los paneles fotovoltaicos. Es decir, se está pagando a las compañías eléctricas por tener la posibilidad de utilizar una potencia, la cual sería imposible de alcanzar aunque se encendiesen todos los aparatos eléctricos existentes en la empresa.

Por otro lado, aunque no se hayan conseguido los beneficios esperados, hay que analizar si esta instalación de tipo 2 es, al igual que la de tipo 1, rentable comparándola con el balance sin energía fotovoltaica. Como es lógico, éste balance es igual al realizado para la instalación de tipo 1. Se puede observar la comparación final en la Figura 70.

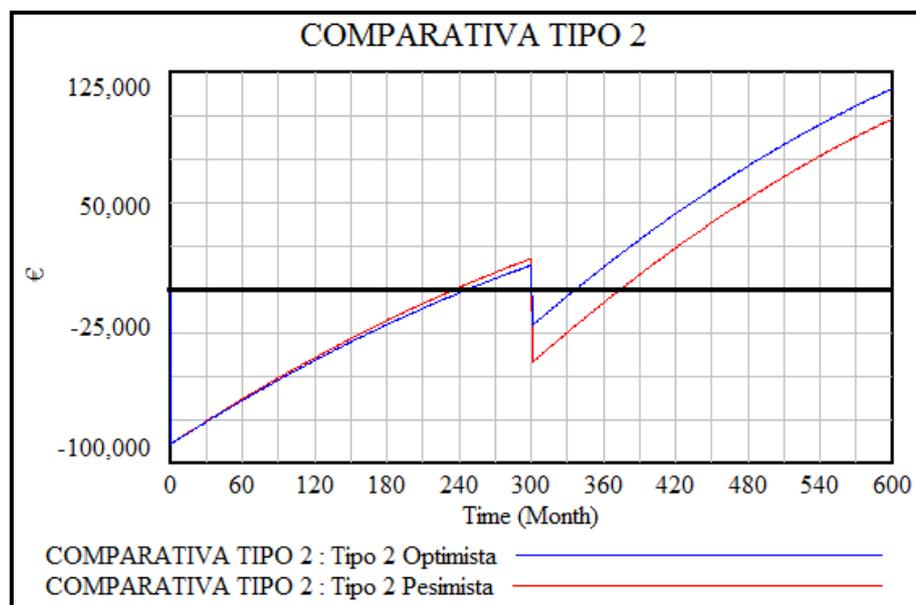


Figura 70 – Evolución temporal de la *COMPARATIVA TIPO 2* de la instalación fotovoltaica tipo 2.

De nuevo la instalación sí es **rentable** y supone un **ahorro próximo a los 100.000 €** en los dos escenarios.

Una diferencia notable es que, en este caso, al realizar la compra de los equipos por segunda vez, no es posible realizarla únicamente con las rentas del primer ciclo, debido a que, aunque los ahorros finales son mucho mayores, el *payback* también es mayor:

- Caso optimista: 20 años y 9 meses.

- Caso pesimista: 19 años y 10 meses.

De nuevo el caso pesimista tiene un *payback* menor que el optimista, al igual que pasaba en la instalación de tipo 1. Y la explicación es la misma, la reducción de los impuestos afecta también al balance sin energía fotovoltaica, de forma que cuanto menor es el coste total de la energía, menos rentable es invertir en una planta de producción energética.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

En este capítulo se muestran las conclusiones de los balances energéticos por un lado y, por otro, las de los balances económicos, tras lo cual se presentan las **conclusiones generales del Trabajo de Fin de Grado**. Finalmente, se abordan las posibles líneas futuras que ofrece este proyecto.

6.1 – BALANCES ENERGÉTICOS. CONCLUSIONES

El análisis energético de ambas instalaciones nos indica que la tasa de retorno es **superior al 800%**. Esto significa que se consigue producir más de 8 veces la cantidad de energía que se ha necesitado para construir e instalar las plantas fotovoltaicas.

6.2 – BALANCES ECONÓMICOS. CONCLUSIONES

Los resultados finales del balance de las dos instalaciones son muy diferentes.

En primer lugar, se comprueba que la **instalación de tipo 1** es **rentable** incluso en el escenario más pesimista. Además, con los beneficios conseguidos, se puede reinvertir en la sustitución de los equipos tras el final del periodo de vida útil. En cualquier caso, el *payback* se sitúa entre los 7 y los 11 años.

Por otro lado, la **instalación de tipo 2**, que también resulta ser rentable, **no consigue su objetivo principal**, que era conseguir beneficios directos con la venta del excedente (Figura 69). Como ya se ha comentado en el capítulo anterior, esto se debe a la obligación por ley de contratar una potencia superior a la instalada y que, como consecuencia, se tenga que pagar un término de potencia desproporcionado.

6.3 – CONCLUSIONES GENERALES

Según las conclusiones sacadas de los balances, queda patente que, actualmente, aún con las restricciones legislativas que nos podamos encontrar, **las instalaciones de tipo 1 son totalmente rentables** y más aún a largo plazo, ya que, según el estudio sobre la evolución de precios de los equipos, ya mencionado en el Capítulo 3, éstos bajarán con el paso del tiempo.

En cambio, una instalación de tipo 2, aún siendo rentable, no nos proporcionaría los beneficios deseados.

6.4 - LÍNEAS FUTURAS

De los análisis realizados en este proyecto, se extrae que también sería interesante estudiar cómo sería el balance económico en una instalación fotovoltaica de tipo 2 en la que no fuera necesario contratar una potencia mayor a la instalada. Esto reduciría radicalmente los costes y previsiblemente se alcanzarían unos altos beneficios.

Igualmente, se podría analizar la rentabilidad de una instalación aislada de la red, y comprobar su rentabilidad teniendo en cuenta el alto coste de la compra y el mantenimiento de las baterías, así como el hecho de que debe ser dimensionada para poder ser totalmente autónoma.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 – MARTÍN GARCÍA, J (2003). *“Teoría y ejercicios prácticos de Dinámica de Sistemas”*. Editor: Juan Martín García.
- 2 – SOCIEDAD COOPERATIVA ENERGÉTICA. *“¿Quiénes somos?”*
<<https://energeticacoop.es/quienes-somos/>>
- 3 – GRANJA ECOLÓGICA CRICA. *“Nuestros productos”*.
< <https://cricablog.tumblr.com/nuestrosproductos>>
- 4 – Datos del mapa ©2017 Google.
- 5 – España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. *BOE*, núm. 243, de 10 de octubre de 2015, páginas 94874 a 94917.
- 6 – LOCAL Y SOSTENIBLE – Proyectos integrales en energía solar y servicios energéticos. Smart Building Crica: Una granja inteligente. Propuesta Técnico – Económica de Instalación FV de Autoconsumo y Gestión Automática de Cargas. Energética.
- 7 – RECGROUP. *“Módulos solares de alto rendimiento. REC Peak Energy BLK2 Series”*.
<http://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_peak_energery_blk2_rev_e_esp.pdf>.
- 8 – YUBA S.L. *“Diferencia entre potencia pico y potencia nominal”*.
<<http://www.yubasolar.net/2015/09/diferencia-entre-potencia-pico-y.html>>.
- 9 – AGORA, ENERGIEWENDER. *“Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems”*. Febrero, 2015.
- 10 – Servicio de Fomento del Ahorro Energético y Energías Renovables, JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. *“Subvenciones, cofinanciadas por el Fondo*

Europeo de Desarrollo Regional, para la utilización de energías renovables en el sector edificación de Castilla y León (2017)”

<<https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100Detalle/1251181050732/Ayuda012/1284718349511/Propuesta>>.

11 – FIDE ASESORES LEGALES Y TRIBUTARIOS. *“El Impuesto especial sobre la Electricidad y la factura de la luz”*. 13 de Febrero, 2017.

<<https://fideimpuestosespeciales.wordpress.com/2017/02/13/el-impuesto-especial-sobre-la-electricidad-y-la-factura-de-la-luz/>>

12 – España. Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

13 – REAL ACADEMIA ESPAÑOLA. (2014). *“Diccionario de la lengua española (23ª ed.)*.

14 – UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. *“Tema 1. Introducción”*. Apuntes de la asignatura Dinámica de Sistemas Complejos.

15 – HMSISTEMAS. *“Calculadora de Horas Solares Pico”*.

<http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp.php?osCsid=88a2e8b71c7e276c6ea49a3b6775fdaa>

16 – SUNRISESUNSET. *“Sunrise and sunset times”*

<<http://sunrisesunset.info/>>.

17 – RECGROUP. *“Vida real. Seguridad real.”*

<http://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/rec_fact_sheet_warranty_web_sp_0.pdf>.

18 – ENDESA. <<https://www.endesaclientes.com>>.

19 – NREL. *“Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance”*. 2ª Edición. Diciembre, 2016.

20 – IBERDROLA. *“¿Qué potencias eléctricas normalizadas existen”*.

<<http://ayuda.clientes.iberdrola.es/pregunta-frecuente/que-potencias-electricas-normalizadas-existen/>>

21 – Raugei, M., Fullana-i-Palmer, P., y Fthenakis, V. (2012). *“The energy return on energy investment (EROI) of photovoltaics: Methodology and comparisons with fossil fuel life cycles”*. ENERGY POLICY, 45, 579.

ANEXOS

ANEXO I – RESUMEN DEL REAL DECRETO 900/2015

1-Objeto

El Real Decreto tiene por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.

2-Ámbito de aplicación

Resulta de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aún cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante.

Las instalaciones aisladas quedan fuera del ámbito de este RD.

3-Tipos de autoconsumo

Se establecen 2 tipos:

a) Tipo 1: cuando se trate de un consumidor que disponga de una instalación de generación destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro, y que no esté dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. Únicamente existe el sujeto consumidor.

b) Tipo 2: existen el sujeto consumidor y el productor.

b.1) Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción, debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, conectada en el interior de su red.

b.2) Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa.

4-Generalidades

Se crea el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica en

el que deberán estar inscritas todas las instalaciones salvo las aisladas.

Las instalaciones de autoconsumo deberán solicitar la conexión a la red eléctrica general a la empresa distribuidora correspondiente, aún cuando no viertan electricidad a la red.

Se permite el uso de sistemas de acumulación de energía.

5-Tablas con las características más importantes

Modalidad Autoconsumo Tipo 1	Modalidad Autoconsumo Tipo 2
Clasificación de las instalaciones	
No estarán inscritas en el Registro de Producción.	Estarán inscritas en el Registro de Producción.
No pueden cobrar los vertidos a red.	Pueden cobrar los vertidos a red.
No se pueden conectar a varios consumidores.	No se pueden conectar a varios consumidores.
Requisitos generales	
Hasta 100 kW de potencia.	Pueden superar los 100 kW de potencia.
La potencia será inferior o igual a la contratada.	La potencia será inferior o igual a la contratada.
Los titulares de la instalación de consumo y de producción coinciden.	Los titulares del consumo y de la producción pueden ser distintos, pero si existen varias instalaciones de producción, el titular será el mismo para todas.
Sujetas a los requisitos técnicos dispuestos en el RD 1699/2011.	Sujetas a los requisitos técnicos del RD 1699/2011 en instalaciones de menos de 100 kW y del RD 1955/2000 para potencias superiores.

Procedimiento de conexión y acceso	
Procedimiento descrito en el Cap. II del RD 1699/2011.	Para $P \leq 100$ kW, procedimiento descrito en el Cap. II del RD 1699/2011. Para $P \geq 100$ kW, procedimiento descrito en el RD 1955/2000.
Para instalaciones de menos de 10 kW con vertido 0, no se pagarán gastos de estudio.	Se abonarán los estudios de acceso y conexión establecidos por el Art. 30 del RD 1048/2013.
Peajes de acceso a la red	
No.	Sí.

