

Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis de Rentabilidad del Autoconsumo
Fotovoltaico para un Consumidor del Sector
Sanitario.

Autor: Pablo Luque Ruiz

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

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

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis de Rentabilidad del Autoconsumo Fotovoltaico para un Consumidor del Sector Sanitario.

Autor:

Pablo Luque Ruiz

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Análisis de Rentabilidad del Autoconsumo Fotovoltaico para un Consumidor del Sector Sanitario.

Autor: Pablo Luque Ruiz

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2013

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Me gustaría dedicar estas palabras en primer lugar a mis padres, pilares fundamentales de mi vida y apoyo incondicional tanto en los logros como en las adversidades. A mi hermana, guía indispensable en este camino. A mis amigos por su apoyo en los días más oscuros y por las risas en los días felices. Un especial agradecimiento a mi tutor, Don Juan Manuel Roldán Fernández, por su paciencia y astucia para resolver mis dudas. Por último, me quiero agradecer a mí mismo por nunca darme por vencido, incluso cuando estuve a punto de desistir.

Resumen

Desde mediados del año 2021 y hasta principios de este año 2022 (fecha en la que se escribe esta memoria) los precios de la energía eléctrica han experimentado un elevado incremento y que ha superado cualquier previsión. En un contexto donde hasta hace poco era improbable superar los 180 €/MWh en el mercado mayorista resulta que es cada vez más frecuente encontrar horas donde el precio de la electricidad supera los 200 €/MWh. Esta situación hace que las energías renovables y en especial el autoconsumo constituyan una realidad técnica y económica cada vez más presente en nuestros días. Este trabajo fin de grado pretende explorar la viabilidad que actualmente tendría una instalación fotovoltaica de autoconsumo en un consumidor de tipo comercial o de los servicios sanitarios. Partiendo de la ubicación del consumidor, sus perfiles de consumo y la información de la tarifa usada por el mismo se pretende evaluar y cuantificar distintas soluciones de autoconsumo buscando un equilibrio tecno-económico.

Abstract

From the middle of the year 2021 and until the beginning of this year 2022 (date on which this report is written) the prices of electrical energy have experienced a high increase and that has exceeded any forecast. In a context where until recently it was unlikely to exceed €180/MWh in the wholesale market, it turns out that it is increasingly common to find hours where the price of electricity exceeds €200/MWh. This situation means that renewable energies and especially self-consumption constitute a technical and economic reality that is increasingly present today. This end-of-degree project aims to explore the viability that a self-consumption photovoltaic installation would currently have in a consumer of a commercial type or of health services. Starting from the location of the consumer, their consumption profiles and the information on the rate used by them, the aim is to evaluate and quantify different self-consumption solutions seeking a techno-economic balance.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvi
1 Introducción	11
1.1 <i>Objetivos de trabajo.</i>	11
1.2 <i>Tipos de autoconsumo</i>	12
1.2.1 <i>Autoconsumo sin excedente.</i>	12
1.2.2 <i>Autoconsumo con excedentes.</i>	12
1.3 <i>Ventajas e inconvenientes del autoconsumo.</i>	13
1.4 <i>Situación de autoconsumo en España y otros países</i>	13
1.5 <i>Mercado eléctrico.</i>	16
1.6 <i>Tarifas eléctricas</i>	16
2 Definición del caso	19
2.1 <i>Paneles fotovoltaicos e inversores</i>	20
2.2 <i>Factura sin ahorro</i>	21
3 Autoconsumo con excedente	24
3.1 <i>Elección de la configuración fotovoltaica</i>	24
3.2 <i>Resultados de la generación frente al consumo</i>	27
3.3 <i>Facturación para 100 kW</i>	28
4 Autoconsumo sin excedente	29
4.1 <i>Generación igual al mínimo consumo anual</i>	29
4.1.1 <i>Elección del sistema FV</i>	30
4.1.2 <i>Curva consumo-generación</i>	30
4.1.3 <i>Factura</i>	31
4.2 <i>Generación igual a la media de los consumos medios mensuales</i>	32
4.2.1 <i>Elección del sistema FV</i>	32
4.2.2 <i>Curva consumo-generación</i>	33
4.2.3 <i>Factura</i>	34
5 Análisis de rentabilidad	36
5.1 <i>Valor actual neto (VAN)</i>	38
5.2 <i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	40
5.3 <i>Periodo de retorno o Payback (PB)</i>	42
5.4 <i>Análisis de los distintos proyectos</i>	44
6 CONCLUSIÓN	48
7 ANEXO I. Consumos del centro sanitario	52
8 Anexo II. Cálculo de la potencia de los paneles fotovoltaicos.	58

9	ANEXO III. Código para el cálculo de las facturas	59
10	ANEXO IV. Cálculo del van de los proyectos	64
11	ANEXO V. Cálculo del payback de los proyectos	65
12	Costes adicionales	66
13	Bibliografía	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tarifa 6.XTD	17
Tabla 2: Tarifa Eléctrica asociada al centro sanitario	20
Tabla 3: Características de los paneles fotovoltaicos.	20
Tabla 4: Características de los inversores disponibles	20
Tabla 5: Energía consumida y coste por periodos anuales para el centro sin PV	21
Tabla 6: Potencia consumida por periodo en kW	22
Tabla 7: Facturación de la potencia por periodo en €	23
Tabla 8: Facturación anual sin PV instalado en el centro sanitario	23
Tabla 9: Resultado de los equipos limitando solo el área máxima	26
Tabla 10: Resultado de los equipos para limitación de 100kWh	26
Tabla 11: Energía consumida y coste por periodos anuales para el centro con un PV de 100 kWh	28
Tabla 12: Facturación para 100 kWh	28
Tabla 13: Resultado de los equipos para limitación de 190 kWh	30
Tabla 14: Energía consumida y coste anuales para el centro sanitario con un PV de 190 kWh	32
Tabla 15: Factura anual para un PV de 190 kW	32
Tabla 16: Media de los consumos medios mensuales en kWh	33
Tabla 17: Resultado de los equipos para limitación de 385 kWh	33
Tabla 18: Energía consumida y coste anuales para el centro sanitario con un PV de 385 kWh	35
Tabla 19: Factura anual para un PV de 385 kWh	35
Tabla 20: Factura para todos los casos desde 100 kWh a 600 kWh	38
Tabla 21: Cálculo del VAN para los casos desde 100 kW hasta 600 kW para una tasa de interés de 4%	39
Tabla 22: Cálculo del TIR para los casos desde 100 kW hasta 600 kW	41
Tabla 23: Payback de todos los casos desde 100 kW hasta 600 kW	43
Tabla 24: Costes finales del proyecto	66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Objetivo de instalación de generación destinada al autoconsumo en España para los años 2025 y 2030	11
Figura 2: Evolución de la potencia instalada en MW para autoconsumo en Europa desde 2014 hasta 2018	13
Figura 3: Evolución del autoconsumo desde el año 2015 hasta 2021 en España	14
Figura 4: Comparación de la instalación de energía fotovoltaica en Europa entre 2004 y 2016	15
Figura 5: Evolución del precio del MWh históricamente desde 1998 hasta la actualidad	16
Figura 6: Distribución horaria de los periodos de las tarifas 6.XTD	17
Figura 7: Distribución de categorías de periodos tarifarios según el mes y la localización geográfica	18
Figura 8: Consumo eléctrico diario en el mes de enero en kWh	19
Figura 9: Esquema típico de una instalación de autoconsumo acogida a excedente	24
Figura 10: Diagrama de flujo para el cálculo de la potencia aportada por los paneles	25
Figura 11: Consumo frente a generación mensual	27
Figura 12: Consumo diario frente a generación diaria el 15 de enero en kWh	28
Figura 13: Esquema típico de una instalación de autoconsumo sin excedente	29
Figura 14: Consumo frente a generación mensual en kWh	31
Figura 15: Consumo frente a generación diaria en kWh	31
Figura 16: Consumo frente a generación mensual en kWh	34
Figura 17: Consumo frente a generación diaria en kWh	34
Figura 18: Diagrama de flujo del cálculo de la factura	37
Figura 19: Evolución del VAN con el aumento de la potencia instalada en el PV	40
Figura 20: Evolución del TIR con el aumento de la potencia instalada en el PV	42
Figura 21: Evolución del payback con el aumento de la potencia instalada en el PV	44
Figura 22: Generación frente a consumo el día 24 de noviembre para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh	45
Figura 23: Generación frente a consumo el día 6 de agosto para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh	45
Figura 24: Generación frente a consumo el día 14 de enero para los casos de 100, 200, 400 y 600 kW	46
Figura 25: Evolución del VAN con el aumento de la potencia desde 500 kWh hasta 1000 kWh	49
Figura 26: Diferencia entre consumo y generación para las instalaciones desde 0 kWh hasta 2MW	50
Figura 27: Consumo en enero de 2019	52
Figura 28: Consumo en febrero de 2019	52
Figura 29: Consumo en marzo de 2019	53

Figura 30: Consumo en abril de 2019	53
Figura 31: Consumo en mayo de 2019	54
Figura 32: Consumo en junio de 2019	54
Figura 33: Consumo en julio de 2019	55
Figura 34: Consumo en agosto de 2019	55
Figura 35: Consumo en septiembre de 2019	56
Figura 36: Consumo en octubre de 2019	56
Figura 37: Consumo en noviembre de 2019	57
Figura 38: Consumo en diciembre de 2019	57

1 INTRODUCCIÓN

La generación destinada al autoconsumo es una opción que hoy día muchas empresas están valorando debido al precio que está alcanzando la luz. El ahorro en la factura de la luz es un objetivo que toda empresa persigue y el autoconsumo es una solución real a este problema. El autoconsumo viene de la mano de las energías renovables, lo cual supondrá la descarbonización del sector, aunque implique a su vez nuevos retos de control y predicción dado que sabemos que las energías renovables no son constantes en el tiempo.

Desde el punto de vista del consumidor final, el autoconsumo se vuelve una alternativa económica y ventajosa frente al consumo tradicional de conexión con la red. Esto afecta directamente al mercado produciendo un efecto positivo al consumidor general puesto que la oferta de energía sube procedente de excedentes vendida a menor coste, y una bajada de la demanda de abastecimiento debido a la propia energía auto consumida.

Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en el año 2019 se instalaron 459 MW frente a los 235 MW instalados en el año 2018. En 2020, a pesar de la pandemia provocada por la COVID-19, se han instalado 596 MW lo que supone un incremento del 30%, destacando el incremento en el sector residencial que representa un 19% de los MW fotovoltaicos instalados. Por su parte, la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) informa que en 2020 se instalaron 623 MW de potencia de autoconsumo.

Para el año 2030, el objetivo es asegurar el despliegue efectivo del autoconsumo, eliminando las barreras existentes para su implantación y fomentando su desarrollo y aplicación en todos los sectores productivos, mejorando la competitividad industrial y aportando a la ciudadanía independencia energética. Es además una herramienta para mitigar la pobreza energética, y una palanca para la generación de actividad y empleo de forma directa e indirecta a partir de las distintas cadenas de valor locales y el ahorro en costes energéticos de industria y consumidores. [1].

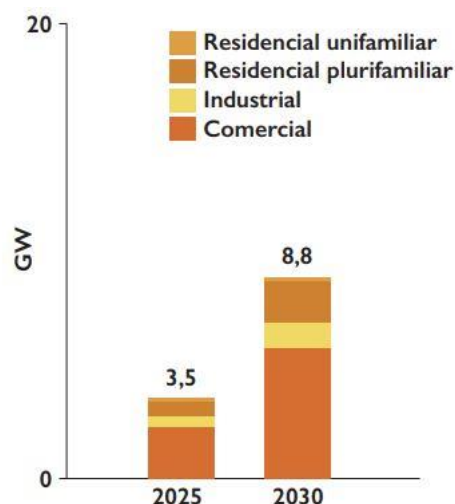


Figura 1: Objetivo de instalación de generación destinada al autoconsumo en España para los años 2025 y 2030

1.1 Objetivos de trabajo.

El objetivo principal del proyecto es realizar un análisis económico de rentabilidad sobre la instalación de un

parque fotovoltaico destinado al autoconsumo en un consumidor real de la red eléctrica. Se analizarán las distintas opciones que la normativa ofrece de manera que, a la vista de los resultados, debatiremos que opción encaja mejor en nuestro caso de estudio. Como bien hemos dicho, es un análisis económico por lo que la rentabilidad y el ahorro en la factura económica dado el alto precio que se registra de la luz actualmente es primordial. Las opciones que se descarten también serán comentadas y analizadas para la posible implantación en otro tipo de caso en el que sea más favorable sin entrar en mucho detalle.

La integración de energía limpia en el sistema eléctrico es otro de los objetivos, puesto que estaríamos disminuyendo la demanda de energía eléctrica procedente de otros tipos de fuentes no renovables como centrales nucleares o centrales de ciclo combinado. Esto ayudaría en el tan ansiado objetivo de descarbonización del sistema de producción de energía eléctrica que buscan todos los países actualmente.

1.2 Tipos de autoconsumo

El Real decreto 244/2019 tiene como objetivo la regulación de las condiciones técnicas, administrativas y económicas para las distintas modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

Este Real decreto nos establece la siguiente clasificación:

1.2.1 Autoconsumo sin excedente.

Instalaciones de autoconsumo conectadas o no a la red de distribución/transporte y que disponen de un mecanismo de anti vertido que impide la inyección de energía eléctrica a la Red. En este caso, toda la energía generada se consume, se almacena o en el caso más desfavorable, se desperdicia.

1.2.2 Autoconsumo con excedentes.

Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución/transporte que tienen la posibilidad de inyectar energía a la Red. En este caso, la energía sobrante se vierte a la red con su pertinente retribución económica.

Dentro de este grupo podemos distinguir dos tipos.

1.2.2.1 Autoconsumo con excedente acogida a compensación:

Instalaciones con excedente en los que el consumidor utiliza la energía procedente de su propia instalación de consumo pudiendo comprar energía a la red cuando sea necesario. En el caso que el consumidor tenga excedente de su instalación de autoconsumo, podrá verter la energía sobrante a la red compensando la factura a final de mes con la comercializadora. La energía vertida tiene un precio aproximadamente de la mitad del precio de mercado [2].

Para que un consumidor pueda acogerse a esta opción debe cumplir con los siguientes condicionante:

- La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

1.2.2.2 Autoconsumo con excedente no acogida a compensación:

Instalaciones con excedente en los que el consumidor utiliza la energía procedente de su propia instalación de consumo pudiendo comprar energía a la red cuando sea necesario pero que no cumple con los requisitos mostrados en el apartado anterior

1.3 Ventajas e inconvenientes del autoconsumo.

- Ventajas:

El autoconsumo tiene la clara ventaja de contribuir a la descarbonización de la generación eléctrica gracias a que su fuente de energía primaria son las energías renovables.

La introducción de generación para el autoconsumo en una empresa implica un ahorro energético mensual importante que se ve reflejado en la facture. Tiene un tiempo de retorno de la inversión no muy elevado que hace que sea una opción factible que implantar en una empresa.

Ofrece la ventaja de menores pérdidas por transporte de energía, puesto que lo normal es realizar la instalación en las cercanías del consumidor y, por tanto, mejora la eficiencia.

Los beneficios del autoconsumo son tan evidentes que como se muestra en Figura 2: Evolución de la potencia instalada en MW para autoconsumo en Europa desde 2014 hasta 2018 [3], podemos ver que la evolución en potencia instalada destinada al autoconsumo no ha cesado de crecer desde su aparición.

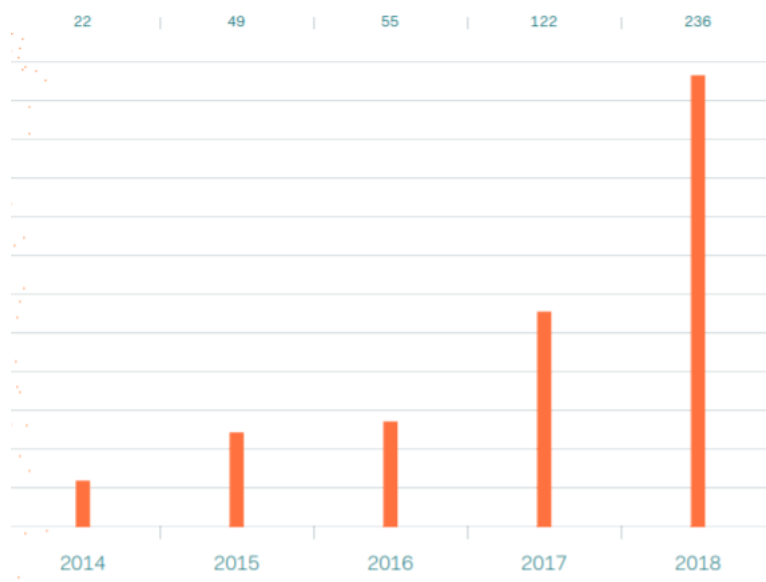


Figura 2: Evolución de la potencia instalada en MW para autoconsumo en Europa desde 2014 hasta 2018

- Inconvenientes:

El mayor inconveniente de este tipo de instalaciones es la variabilidad de la energía, puesto que no se puede asegurar una generación constante en el tiempo debido al carácter renovable de la fuente primaria.

Otro inconveniente es la inversión inicial. Aunque es conocido que el tiempo de retorno de la inversión es bueno, el diseño y la implementación de este tipo de instalaciones tiene un coste económico importante que no todas las empresas pueden permitirse. En ocasiones, las empresas prefieren optar por la opción con la tasa de retorno de la inversión más corta, puesto que desean una inversión con resultados más instantáneos.

1.4 Situación de autoconsumo en España y otros países

Desde 2005 las energías renovables han ido creciendo con celeridad gracias al apoyo recibido por parte de incentivos nacionales y europeos, y con esto, ha surgido el concepto de autoconsumo. Estos incentivos han conseguido que muchos hogares europeos funcionen a base de energía renovable, no solo fotovoltaica (casos

como eólica o biomasa). En 2015 en Europa la proporción de fuentes renovables ha aumentado en un 17%, que comparado con el 9% que se registraba en 2005, es un cambio considerable. Todos estos avances en la instalación e investigación de renovables, que podemos ver en la Figura 3, van de la mano del autoconsumo que funciona con energía solar.

En España, hasta 2015 no se hizo una primera legislación sobre el autoconsumo. Esta legislación además fue duramente criticada puesto que imponía un impuesto sobre la conexión a la red si se realizaba este tipo de proyectos. Dicho impuesto generó mucha discordia puesto que no es posible subsistir energéticamente hablando únicamente a base de autogeneración para el caso de la fotovoltaica. No obstante, en 2018, La Unión Europea redactó unas líneas maestras para luchar contra el cambio climático, impulsando tecnologías como el autoconsumo y las energías renovables, obligando en cierta manera al gobierno nacional a abolir el llamado “impuesto al sol” [4]. A pesar de seguir en la cola de la instalación de autoconsumo en comparación con nuestros vecinos, España tiene un ritmo de instalación anual de 250 MW destinado al autoconsumo, de los cuales sólo el 19% es destinado a los hogares, dejando así un 81% de la potencia instalada de uso exclusivo de empresas [5].

La tecnología más empleada para autoconsumo en España es la solar fotovoltaica. En 2020 se instalaron cerca de 600 MW de autoconsumo solar y se estima que hay más de 1.500 MW acumulados en España. El mercado se ha multiplicado por 2,5 desde que en 2018 se derogase el denominado ‘impuesto al sol’ y el Gobierno promulgara un marco regulatorio favorable [1].

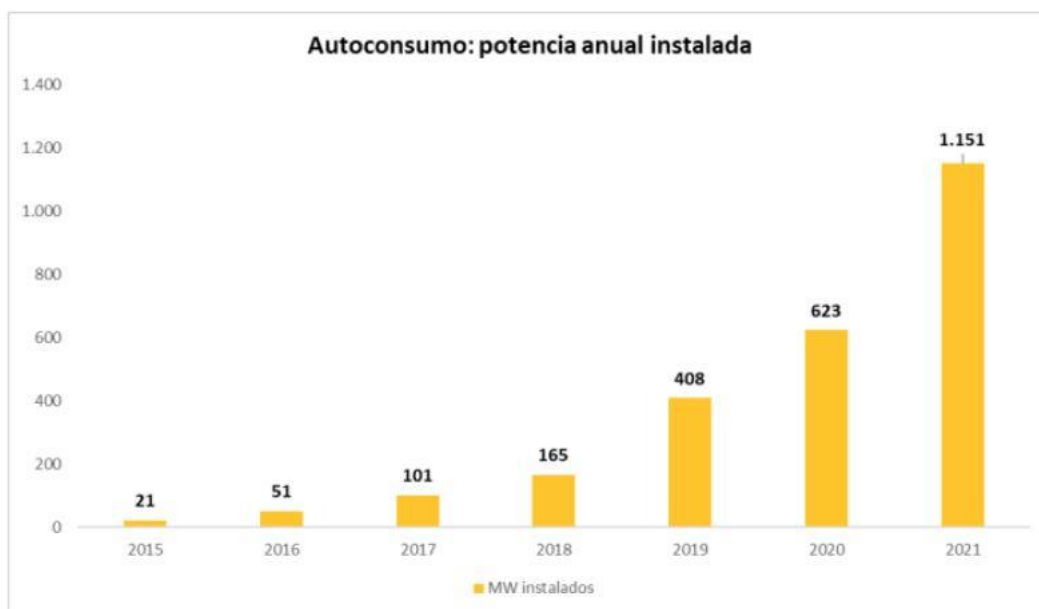


Figura 3: Evolución del autoconsumo desde el año 2015 hasta 2021 en España

Con un crecimiento del 85% respecto al año precedente, en 2021 se instalaron 1.151 MW de potencia en instalaciones de Autoconsumo. El sector residencial, clave en el aumento de estas cifras, supone ya el 22% del total (253 MW). El ámbito doméstico estuvo muy condicionado por los altos precios del mercado eléctrico y el Autoconsumo se ha identificado claramente como una forma de conseguir grandes ahorros en la factura eléctrica [6].

Share of energy from renewable sources in the EU Member States

(in % of gross final energy consumption)

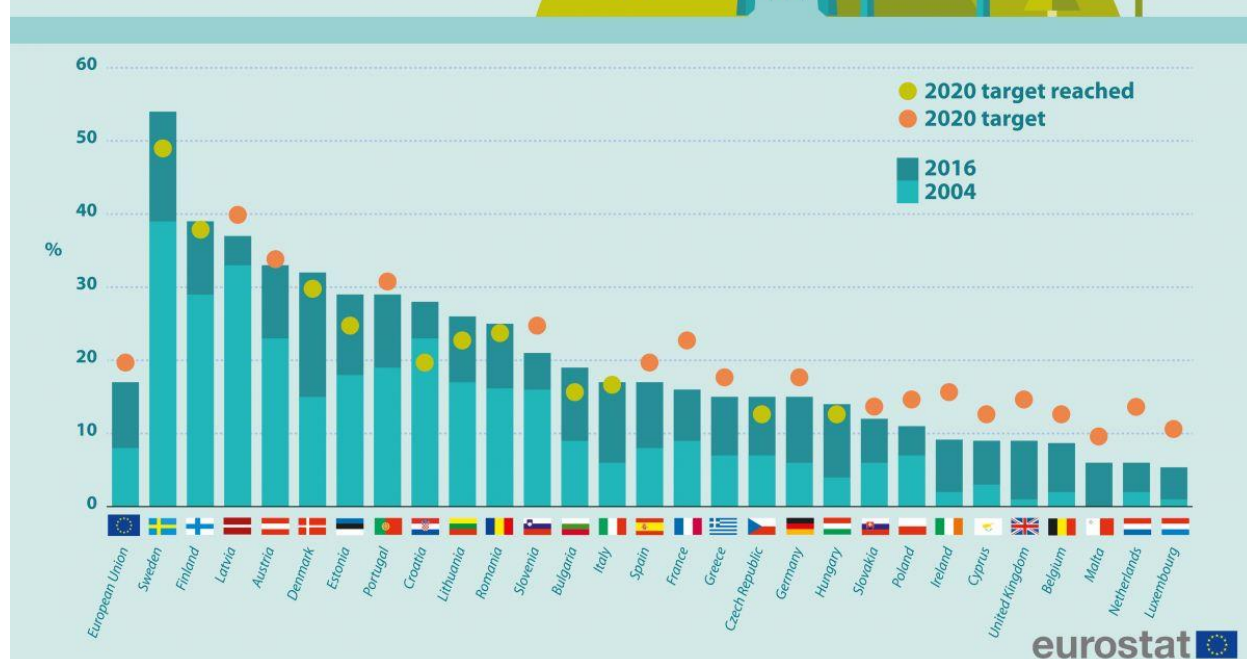


Figura 4: Comparación de la instalación de energía fotovoltaica en Europa entre 2004 y 2016

Algunos países europeos que van a la vanguardia en cuanto a la legislación del autoconsumo son [7]:

- Alemania: desde el año 2000, con la llegada de las renovables, el gobierno ha estado incentivando la instalación de energía renovables para el autoconsumo con vertido, garantizando una retribución por el excedente a sus productores.
- Francia: este país invirtió gran parte de su patrimonio destinado a la energía en la instalación de energía nuclear. Sin embargo, ahora hay previsto un gran número de cierres de dichas fábricas. Es aquí donde las renovables han cogido impulso y, por ende, el autoconsumo. Su gobierno se ha comprometido en aumentar la producción de energía eólica por tres y quintuplicar la producción de energía fotovoltaica.
- Portugal: en este país hasta 2015 la energía no podía usarse para el autoconsumo, sino que tenía que verter a la red obligatoriamente. Como pasó con España, las directrices europeas cambiaron esta tónica. Portugal prevé un gran crecimiento de la energía fotovoltaica destinada al autoconsumo.
- Italia: fueron de los primeros países en incentivar la energía fotovoltaica en Europa, dándole la espalda a las nucleares desde 2013. Este país tiene como objetivo que la mitad de la energía renovable producida sea de origen fotovoltaico, y es que este país cuenta con unas condiciones muy favorables para este tipo de tecnología como España.
- Estados Unidos: es uno de los países que más ha apostado por la tecnología fotovoltaica. A finales de 2016, ya tenía una potencia instalada de 35.8 GW. En promedio, han llegado a conectar 1 GW cada 32 minutos, un gran hito, comparado con el promedio español que es de 1 GW cada 15 días para ese mismo año.

Aunque este avance es significativo, la mayoría de las fuentes energéticas del continente provienen del consumo de combustibles fósiles como pueden ser carbón, gas natural o petróleo. Los residuos nucleares son muy difíciles

de eliminar de manera segura mientras que los residuos de los combustibles fósiles son altamente contaminantes para la atmósfera: óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre o gases de efecto invernadero. Es por eso por lo que tanto la UE como los gobiernos de las naciones han dado incentivos a las renovables, de manera que disminuyamos la huella de contaminación en algo tan esencial como es la generación de un bien imprescindible ya en la vida de todos.

1.5 Mercado eléctrico.

Estamos en un momento histórico del mercado eléctrico donde cada día prácticamente se alcanza un nuevo máximo histórico del precio del MWh. Como podemos observar en la Figura 5: Evolución del precio del MWh históricamente desde 1998 hasta la actualidad [8], en el año 2019 prácticamente el precio rondaba en torno a 20 €/MWh mientras que hoy, en 2022, lo encontramos en 400 €/MWh.

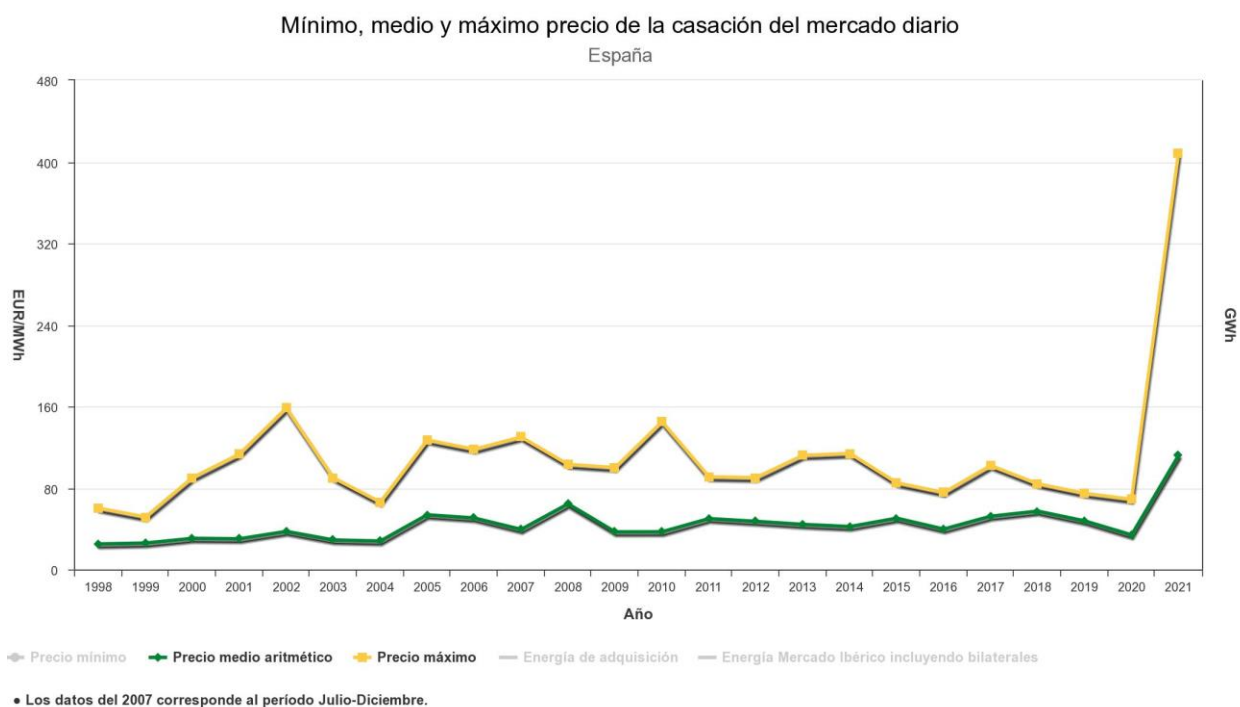


Figura 5: Evolución del precio del MWh históricamente desde 1998 hasta la actualidad

Este cambio en el precio viene dado por dos factores que están imponiendo unos precios tan altos:

- El precio del combustible está subiendo de forma desorbitada, lo que encarece la producción de energía en términos de coste variables para centrales que no sean nucleares o renovables.
- El precio de las toneladas de CO₂ emitidas también ha subido debido a las restricciones de contaminación impuestas por Europa.

Es decir, han subido los dos factores que encarecen la producción de la energía y, por tanto, sube su precio de venta para una demanda que se mantiene igual o incluso aumenta día a día.

1.6 Tarifas eléctricas

Las comercializadoras eléctricas son aquellas empresas encargadas de ofrecernos distintas tarifas que te ofrecen diversas opciones para conectarte a la red, según tus necesidades, al precio que dichas empresas crean conveniente según como este el mercado eléctrico.

Las principales tarifas que existen actualmente son [9]:

- Tarifas baja tensión: tensiones no superiores a 1 kV. A su vez hay dos tipos:
 1. Tarifa 2.0A: tarifa simple de baja tensión.
 2. Tarifa 3.0A: tarifa general de baja tensión.
- Tarifas de alta tensión: suministros efectuados a tensiones mayores a 1 kV. También se dividen a su vez en:
 1. Tarifa 3.1A: tarifa específica de tres periodos para tensiones entre 1 y 36 kV.
 2. Tarifas 6.XTD: tarifas generales de alta tensión.

Centraremos fundamentalmente el caso de estudio en las tarifas 6.XTD puesto que contamos con un punto de conexión a la red de más de 36 kV. Estas tarifas establecen un total de seis periodos de consumo (P1, P2, P3, P4, P5 y P6) como se puede apreciar en la Figura 6: Distribución horaria de los periodos de las tarifas 6.XTD, de manera que el periodo uno es el más caro y el periodo seis el más barato.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
FEBRERO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
MARZO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
ABRIL	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
MAYO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
JUNIO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
JULIO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
AGOSTO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
SEPTIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
OCTUBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
NOVIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
DICIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2

Figura 6: Distribución horaria de los periodos de las tarifas 6.XTD

Este tipo de tarifas tiene un condicionante y es que la potencia de cada periodo debe ser igual o superior a la contratada en el periodo anterior. Este tipo de tarifas no tiene un contador, si no un máxímetro en la instalación eléctrica que sirve para medir la potencia máxima para luego comparar con la potencia contratada y realizar la factura en función de esos datos. Además, el máxímetro únicamente mide y no corta el suministro en caso de superar la potencia contratada.

Las tarifas 6.XTD se dividen en las siguientes categorías según la tensión del punto de acceso:

Tarifa	Tensión
6.1TD	1 - 30 kV
6.2TD	30 - 72,5 kV
6.3TD	72,5 - 145 kV
6.4TD	Superior a 145 kV

Tabla 1: Tarifa 6.XTD

Los nuevos periodos tarifarios para las tarifas 6.XTD varían como se puede observar en la Figura 7, por temporada eléctricas (alta, media alta, media y baja) y en función de los días de la semana (5 calificaciones para los días según la temporada) [10]. También varían según la zona geográfica:

Temporadas eléctricas

	PENÍNSULA	CANARIAS	BALEARES
Enero	ALTA	MEDIA	MEDIA
Febrero	ALTA	MEDIA	MEDIA
Marzo	MEDIA - ALTA	MEDIA	BAJA
Abril	BAJA	BAJA	BAJA
Mayo	BAJA	BAJA	MEDIA - ALTA
Junio	MEDIA	BAJA	ALTA
Julio	ALTA	ALTA	ALTA
Agosto	MEDIA	ALTA	ALTA
Septiembre	MEDIA	ALTA	ALTA
Octubre	BAJA	ALTA	MEDIA - ALTA
Noviembre	MEDIA - ALTA	MEDIA - ALTA	BAJA
Diciembre	ALTA	MEDIA - ALTA	MEDIA

Figura 7: Distribución de categorías de periodos tarifarios según el mes y la localización geográfica

2 DEFINICIÓN DEL CASO

Un cliente consumidor del sector servicios, concretamente de un centro sanitario, nos ha proporcionado los datos del consumo anual con el objetivo de realizar un trabajo de asesoría energética para ver qué posibilidades hay de reducir la factura de la luz al cabo del año. Como se puede observar en la Figura 8, la empresa tiene unos consumos energéticos muy altos de media e ininterrumpido durante las 24h del día.

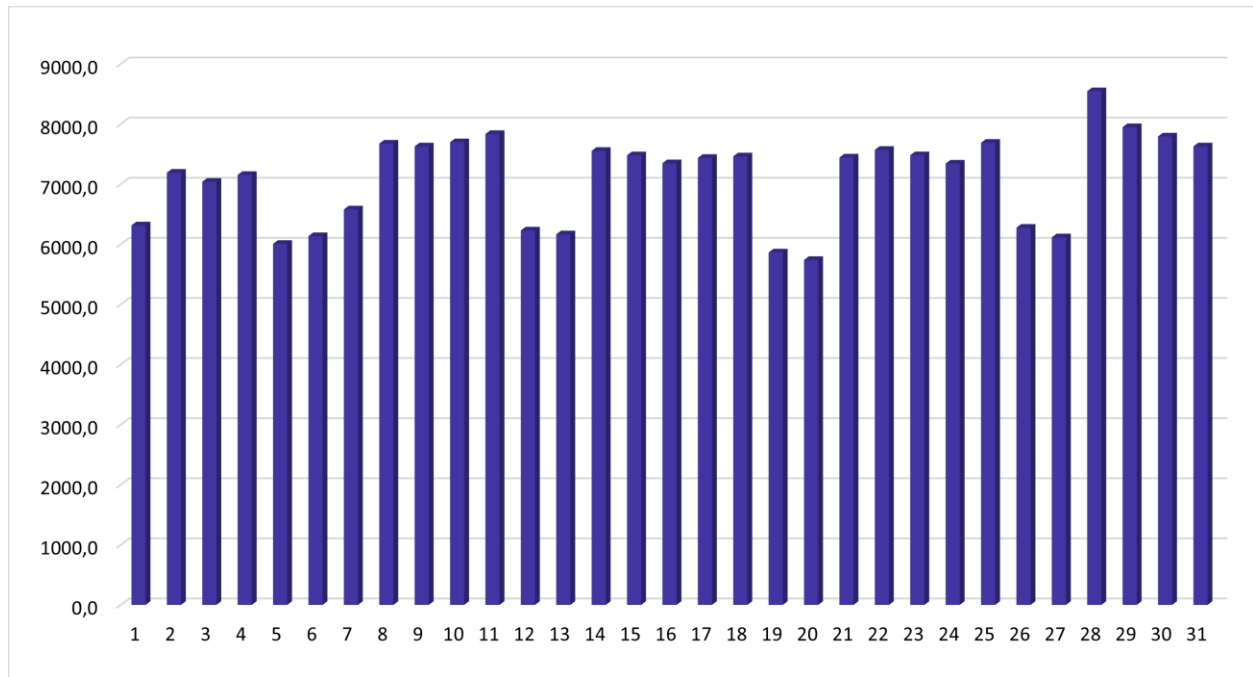


Figura 8: Consumo eléctrico diario en el mes de enero en kWh

Los meses más favorables son los de verano donde la irradiancia tiene unos valores máximos de 1.003 W/m^2 , los días son más largos y se alcanzan temperaturas de 45°C . Por otro lado, los meses de invierno son los más desfavorables puesto que son los que tienen menos horas de sol diarias y la irradiación se aleja de los valores óptimos (en torno a los 524 W/m^2).

El centro sanitario dispone de un total de 7.260 m^2 de espacio donde poder instalar paneles fotovoltaicos en tierra y en cubiertas de las propias instalaciones.

La tarifa eléctrica del centro sanitario es la tarifa 6.A, típica de una industria con un consumo eléctrico elevado. Cuenta con una contratación de 664 kW para cada uno de los seis periodos que tiene esta tarifa. No contamos con la potencia del maxímetro necesario para calcular la facturación por potencia. Este dato lo aproximaremos por un consumo acorde a la potencia contratada.

	Término de energía (€/kWh)	Término de potencia €/kW
P1	0,1395	0,0837
P2	0,1278	0,0709
P3	0,1110	0,0408
P4	0,1014	0,0331
P5	0,0973	0,0108
P6	0,0871	0,0058

Tabla 2: Tarifa Eléctrica asociada al centro sanitario

2.1 Paneles fotovoltaicos e inversores

A continuación, una tabla de los paneles fotovoltaicos encontrados en el mercado con sus características. Más adelante, se decidirá qué tipo se adaptará más a nuestro problema.

TIPO DE PANEL	POTENCIA (kW)	PRECIO (€)	AREA (m ²)	TENSIÓN (V)	BASE (mm)	ALTURA (mm)
1	0,28	95,32	1,63	32,2	992	1.640
2	0,34	118,3	1,94	38,5	992	1.956
3	0,4	139,97	1,98	41,7	1.002	1.979
4	0,38	145,6	1,82	34,8	1.038	1.755
5	0,45	174,09	2,17	41,5	1.038	2.094
6	0,45	185,17	2,19	41,4	1.040	2.102
7	0,2	114,62	1,01	18	680	1.480
8	0,2	153,1	1,32	18,2	992	1.332
9	0,325	157,65	1,67	33,6	1.002	1.665
10	0,39	162,96	1,87	35,33	1.052	1.776
11	0,415	178,75	1,95	31,61	1.134	1.722

Tabla 3: Características de los paneles fotovoltaicos.

Además de los paneles fotovoltaicos mostrados en la Tabla 3, a continuación, se ofrecen los inversores encontrados para configurar posteriormente los parques a la potencia requerida.

POTENCIA (kW)	PRECIO (€)
25	7.500,00
40	9.230,00
64	15.300,00
80	16.700,00
100	17.300,00
200	32.000,00
250	33.700,00

Tabla 4: Características de los inversores disponibles

El pliego de condiciones técnicas del IDAE define una serie de puntos que los inversores deben cumplir. Ahí define las características básicas que éstos deben presentar, y son: [11]

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

La elección del inversor no tiene por qué coincidir con la potencia pico instalada en el parque. De hecho, las condiciones normales de operación de los paneles fotovoltaicos distan mucho de la hoja técnica de los paneles. Es por eso por lo que la elección de los inversores deber ser subdimensionada, de forma que aquellos días donde la irradiación sea muy alta, el inversor no transforme la potencia en exceso que le proporciona el parque fotovoltaico.

2.2 Factura sin ahorro

Dado el consumo horario del centro sanitario para cada día del año, los términos de potencia y de energía de la factura tipo 6.A y sin añadir ningún tipo de generación auxiliar, podemos calcular la factura eléctrica anual.

Los periodos de este tipo de facturas dependen del mes del año y de las horas a las que se produzcan los consumos. De esta forma, se organizan los consumos para cada mes por periodos según las horas en las que están registrados y se reúnen.

	ENERGÍA ANUAL POR PERIODO (kWh)	COSTE ANUAL POR PERIODO (€)
P1	336.848,0	46.990,3
P2	389.211,0	49.741,2
P3	424.765,0	47.148,9
P4	484.164,0	49.094,2
P5	182.656,0	17.766,9
P6	1.142.778,0	99.536,0
TOTAL	2.960.422,0	310.277,5

Tabla 5: Energía consumida y coste por periodos anuales para el centro sin PV

Antes de realizar la factura anual, debemos adjuntar otro tipo de cargo a la factura y es la facturación por potencia. Mientras que la que hemos calculado previamente es la facturación por energía consumida, la facturación por potencia se calcula mediante las mediciones del maxímetro. Al no disponer de esos datos para el análisis de la factura pondremos un caso medio, ni muy desfavorable ni muy favorable.

La facturación por potencia tiene los siguientes condicionantes:

- Si la potencia del máxímetro es menor que 0.85 veces la potencia contratada, se pagará la potencia contratada por 0.85. De esta forma se encarga la red de castigar al consumidor por contratar más de lo que consume.
- Si la potencia del máxímetro registrada se encuentra en el intervalo entre 0.85 y 1.05 veces la potencia contratada, el consumidor paga por la potencia registrada en el máxímetro. Este caso es el menos desfavorable.
- Finalmente, si la potencia del máxímetro resulta ser mayor que 1.05 la potencia contratada, el consumidor debe asumir una multa que se calcula de la siguiente forma:

$$Pf = Pm + 2(Pm - 1.05 * Pc)$$

Donde Pf es la potencia que se va a facturar, Pm la potencia del máxímetro y Pc la potencia contratada.

En el caso del centro sanitario, se procederá a suponer que la potencia del máxímetro es igual a la potencia contratada, de tal forma que la facturación por potencia resulta:

	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
ENERO	664	664	664	664	664	664
FEBRERO	664	664	664	664	664	664
MARZO	664	664	664	664	664	664
ABRIL	664	664	664	664	664	664
MAYO	664	664	664	664	664	664
JUNIO	664	664	664	664	664	664
JULIO	664	664	664	664	664	664
AGOSTO	664	664	664	664	664	664
SEPTIEMBRE	664	664	664	664	664	664
OCTUBRE	664	664	664	664	664	664
NOVIEMBRE	664	664	664	664	664	664
DICIEMBRE	664	664	664	664	664	664

Tabla 6: Potencia consumida por periodo en kW

Una vez obtenida la potencia facturada, calculamos la facturación por potencia.

	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6
ENERO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
FEBRERO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
MARZO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
ABRIL	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
MAYO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
JUNIO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
JULIO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
AGOSTO	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
SEPTIEMBRE	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
OCTUBRE	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
NOVIEMBRE	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85
DICIEMBRE	55,58	47,08	27,09	21,98	7,17	3,85

Tabla 7: Facturación de la potencia por periodo en €

Este dato no lo volveremos a modificar de aquí en adelante puesto que, como se nombra anteriormente, es un dato del que no disponemos y por tanto es una aproximación. Como resultado de la facturación por potencia obtenemos 1.952,96 €, que no es más que la suma para cada periodo de la potencia consumida por el termino de potencia.

A estos dos datos hay que aplicarles el impuesto eléctrico y el IVA para obtener finalmente la factura sin generación para el autoconsumo.

F. CONSUMO (€)	I.ELECTRICO (€)	IVA (€)	TOTAL (€)
312.230,5	15.963,40	68.920,71	397.114,59

Tabla 8: Facturación anual sin PV instalado en el centro sanitario

3 AUTOCONSUMO CON EXCEDENTE

La primera casuística que vamos a analizar es el caso en el que nuestro centro sanitario sigue las normas de autoconsumo con excedente acogido a compensación, es decir, la energía que se genere en aquellas horas en las que la generación del parque fotovoltaico sea superior al consumo será vertida a la red con nuestra correspondiente retribución económica.

Como vimos en el apartado 1.1.2.1, tenemos unas limitaciones que son condicionante de nuestro caso de estudio, puesto que nos prohíbe que la instalación pico del parque fotovoltaico sea superior a 100 kWh entre otros tipos de restricciones. Esta restricción junto a la limitación de espacio serán los dos condicionantes de este problema. La configuración típica de este tipo de instalación es como se muestra en la Figura 9.

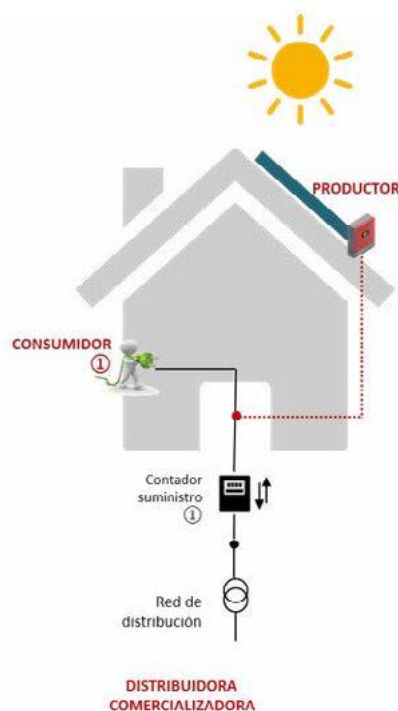


Figura 9: Esquema típico de una instalación de autoconsumo acogida a excedente

3.1 Elección de la configuración fotovoltaica

Lo primero que calcularemos será la potencia que es posible instalar ocupando el máximo del área disponible para la instalación del parque, que recordemos, es de 7260 m². La forma de calcularlo es mediante la herramienta Matlab. Creamos un script donde iremos aumentando el número de paneles hasta toparnos con el área máxima sabiendo el área de cada uno, como puede verse en la Figura 10. Con algunas variaciones se calculará posteriormente la potencia que aportan los equipos limitando, además del área, la potencia final. Este cálculo se ha efectuado sin tener en cuenta la inclinación de los paneles ni la separación existente entre ellos para que no exista la posibilidad de que se den sombra unos a otros perdiendo rendimiento. Teniendo en cuenta estos condicionantes el área ocupada por el parque fotovoltaico es mayor, decrementando la potencia final que puede ofrecer el parque.

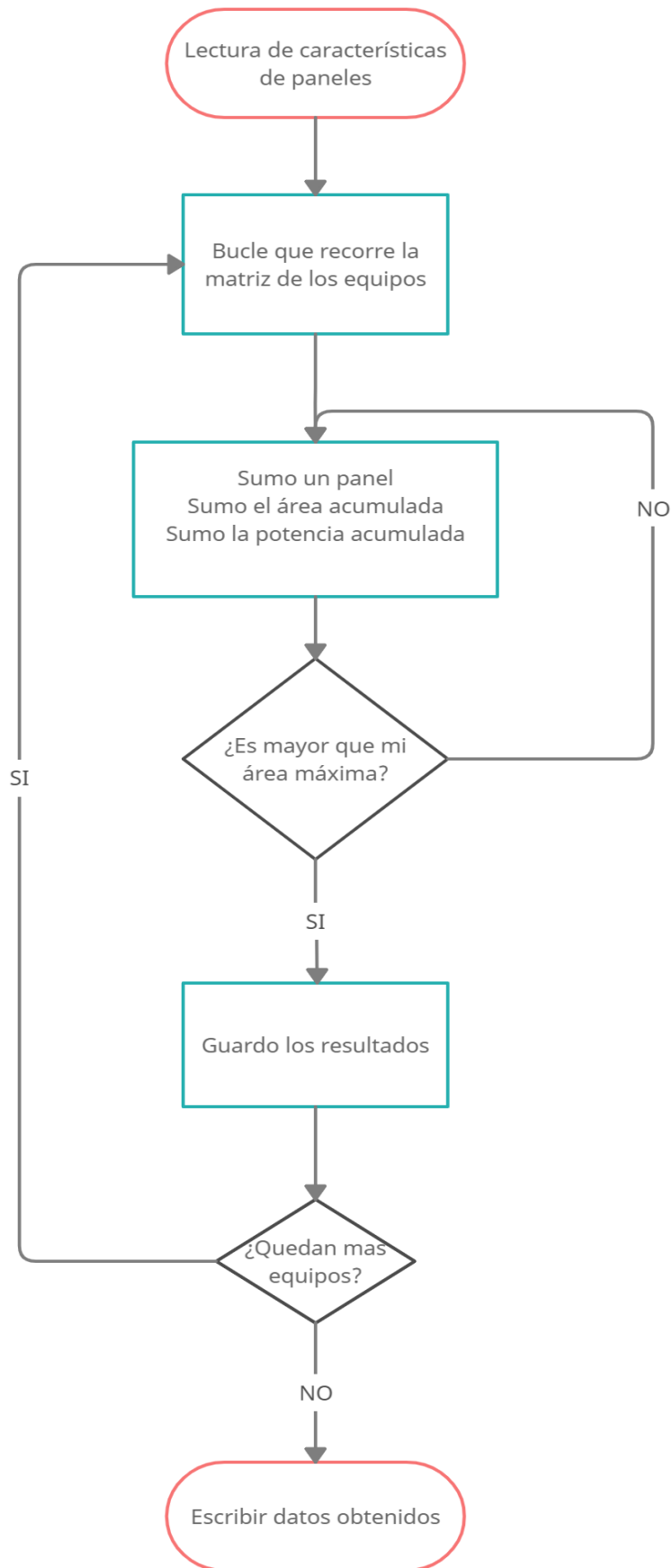


Figura 10: Diagrama de flujo para el cálculo de la potencia aportada por los paneles

El resultado para todos los equipos disponibles se muestra en la Tabla 9. Por tanto, la limitación de espacio queda en un segundo plano en este caso dado que la potencia máxima es de 100 kWh, la cual ocupa muy poco espacio en comparación con el área disponible.

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	POTENCIA (kWh)	PRECIO (€)	N.º PANELES (Uds.)
1	1.249,64	425.413,1	4.463
2	1.272,28	442.678,6	3.742
3	1.464,8	512.570,1	3.662
4	1.514,68	580.361,6	3.986
5	1.503,45	581.634,6	3.341
6	1.494,9	615.134,7	3.322
7	1.442,8	826.868,6	7.214
8	1.099,00	841.284,5	5.495
9	1.414,4	686.092,8	4.352
10	1.515,54	633.262,5	3.886
11	1.542,97	664.592,5	3.718

Tabla 9: Resultado de los equipos limitando solo el área máxima

Si en algún momento se tuviese complicaciones con el espacio, sería más recomendable utilizar los paneles más caros, puesto que como se ve en la Tabla 9, para una situación límite de espacio como es la representada (máxima área del centro sanitario utilizada para instalación de paneles fotovoltaicos), los paneles que ofrecen una potencia individual mayor son capaces de llegar a ofrecer una potencia mayor que los primeros. Este se debe a que las primeras configuraciones necesitan muchos más paneles para llegar a la misma potencia que por ejemplo los parques que usan los equipos 5 y 6, que son aquellos que tienen las mayores potencias. A pesar de contar con esta ventaja, este tipo de dispositivos son muchos más caros, motivo por el cual suelen ser descartados.

Como puede verse en la Tabla 10: Resultado de los equipos para limitación de 100kWh, la limitación de área no es un problema. Ahora que tenemos la potencia por equipo, el precio de la inversión y el área ocupada, podemos escoger el equipo que más nos interese. En este caso, la elección se realiza por precio puesto que el objetivo es que la inversión sea lo más rentable posible y alcanzar dicho objetivo hay que limitar todos los gastos al menor posible.

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	POTENCIA (kWh)	PRECIO (€)	N.º PANELES (Uds.)	ÁREA OCUPADA (m ²)
1	99,96	34.124,56	358	582,42
2	99,96	34.898,50	295	572,40
3	100,00	34.992,50	250	495,74
4	99,94	38.438,40	264	480,93
5	99,90	38.822,07	223	484,71
6	99,90	41.292,91	223	487,50
7	100,00	57.310,00	500	503,20
8	100,00	76.550,00	500	660,67
9	99,78	48.556,20	308	513,85
10	99,84	41.880,72	257	480,17
11	99,60	43.078,75	241	470,61

Tabla 10: Resultado de los equipos para limitación de 100kWh

Se puede apreciar en la Tabla 10 que para una misma potencia existen precios muy dispares y eso se debe a que los paneles que ofrecen mejores prestaciones de potencia a su vez tienen un precio mucho más elevado, como ya comentábamos anteriormente, por lo que se puede deducir que es más económico utilizar paneles del tipo más barato para llegar a la potencia requerida.

Cabe resaltar que la opción más económica es la primera, a pesar de poseer los paneles con menor generación. Esto se debe fundamentalmente a que es más rentable realizar la instalación mediante paneles fotovoltaicos que ofrecen menor potencia individual pero que tienen un coste mucho menor que paneles como los de la configuración 5 y 6. Para una misma potencia, teniendo libertad de espacio, resulta más rentable colocar paneles baratos que caros. En nuestro caso concreto, emplearemos los más económicos puesto que el objetivo del estudio es conseguir rebajar la factura anual lo máximo posible, lo cual implica también que la inversión sea la menor posible.

Esto se ve reflejado perfectamente en el quinto y sexto tipo de panel, los cuales ofrecen 0,45 kW de potencia. Su precio para alcanzar los 100 kWh asciende a alrededor de 40.000 € mientras que con el primer equipo únicamente hay que realizar una inversión de 34.000 € para la misma potencia instalada.

De ahora en adelante, cuando nos refiramos a la potencia pico del parque fotovoltaico, lo haremos de forma simplificada como potencia.

3.2 Resultados de la generación frente al consumo

Analizamos los datos de consumo del centro sanitario frente a los datos de generación que obtenemos para una instalación de potencia 100 kW.

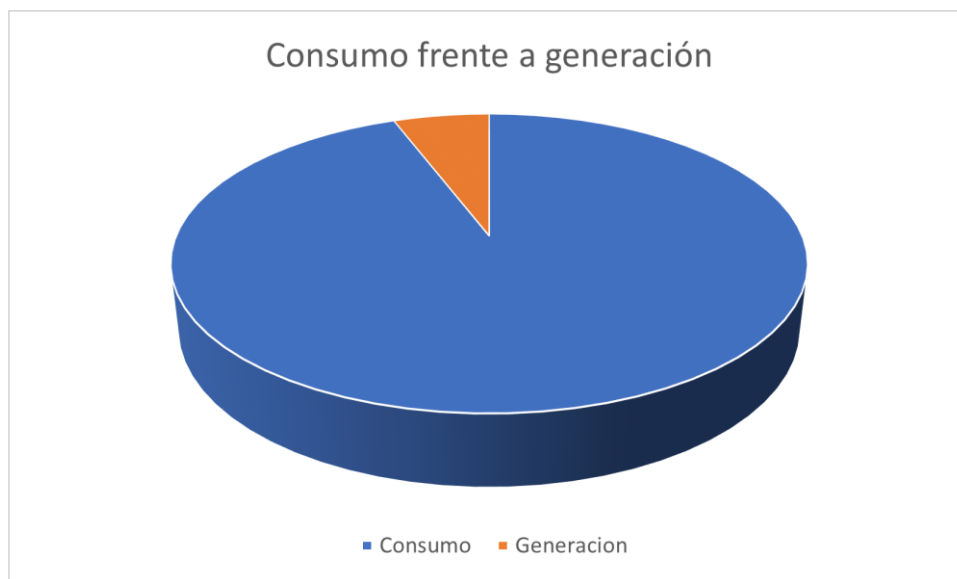


Figura 11: Consumo frente a generación mensual

Para un mes, como se aprecia claramente en la Figura 11: Consumo frente a generación mensual, la instalación es insuficiente para compensar los consumos continuos que presenta el centro sanitario. Podemos verlo también de forma diaria para un día cualquiera, como demuestra la Figura 12: Consumo diario frente a generación diaria el 15 de enero en kWh.

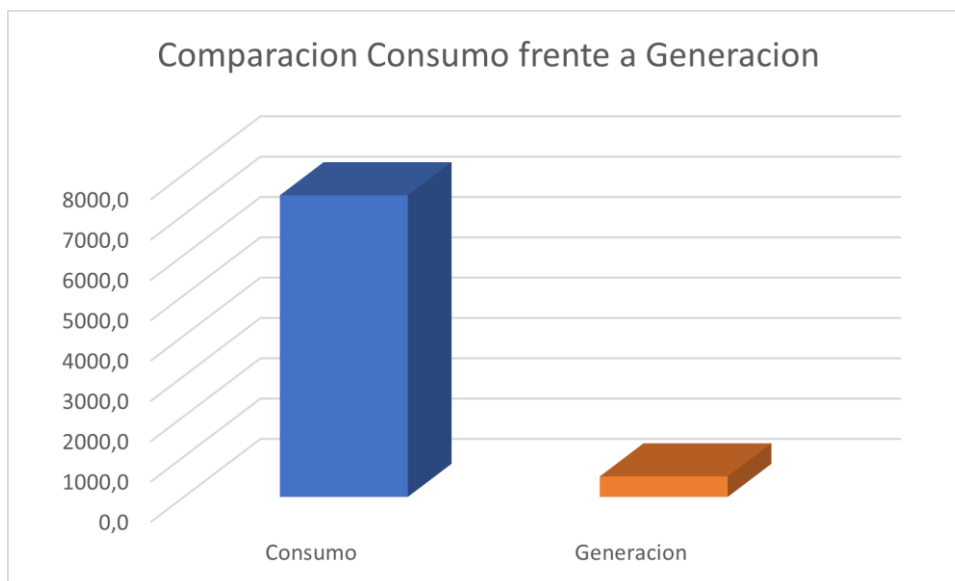


Figura 12: Consumo diario frente a generación diaria el 15 de enero en kWh

3.3 Facturación para 100 kW

Debido a la limitación impuesta por el estado, para acoger el proyecto a la generación con vertido, el parque fotovoltaico no tiene más de 100 kWh instalado. Aun así, los consumos finales de los periodos disminuyen gracias a tener generación comparado con el caso inicial.

	ENERGÍA ANUAL POR PERIODO (kWh)	COSTE ANUAL POR PERIODO (€)
P1	307.628,4	42.914,2
P2	358.546,5	45.822,2
P3	392.085,3	43.521,5
P4	447.004,9	45.326,3
P5	169.958,6	16.531,9
P6	1.111.651,6	96.824,9
TOTAL	2.786.875,3	290.940,9

Tabla 11: Energía consumida y coste por periodos anuales para el centro con un PV de 100 kWh

Esto constituye el coste por energía al que hay que sumarle el coste por potencia contratada obteniendo el dato mostrado en facturación por consumo (F. Consumo) de la Tabla 12: Facturación para 100 kWh. Una vez calculado, se añade el impuesto eléctrico, que se aplica al dato de facturación por consumo y se le agrega al total. A este total, se le aplica el impuesto de valor añadido y así sacamos el total del coste anual para este caso.

F. CONSUMO (€)	I.ELECTRICO (€)	IVA (€)	TOTAL (€)
292.893,9	14.974,77	64.652,41	372.521,04

Tabla 12: Facturación para 100 kWh

4 AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTE

Veremos dos casos distintos dado que, si se decide suscribir la instalación como autoconsumo sin excedente, no tenemos límite en cuanto a la potencia pico del parque fotovoltaico.

Analizaremos un primer caso en el que instalamos una potencia igual al mínimo consumo que tenemos durante el año, de forma que nunca tendremos más generación que consumo, ajustando mucho la curva de generación a la de consumo.

El segundo caso que será objeto de nuestro estudio es la instalación de una potencia igual a la media de consumos medios de todos los meses. En este caso, la generación sobrepasará en bastantes ocasiones al consumo del centro sanitario.

La configuración típica de este tipo de instalación es como se muestra en la Figura 13. Como se puede apreciar, dispone de un sistema de anti-vertido mediante el cual impide al sistema de autoconsumo verter energía a la red. Este sistema que impide el vertido a la red es la piedra angular para poder legalizar una instalación de autoconsumo sin excedentes. Para verificar que el llamado sistema de inyección-cero funciona de forma correcta se somete a diferentes ensayos en un laboratorio para que se demuestre que cumple con los exigentes requisitos de la ITC-BT-40. Los equipos actuales constan de dos unidades de control. Por un lado, una unidad maestra, que es la encargada de medir el balance eléctrico generación-consumo en tiempo real en el punto de inyección a red y que contiene el algoritmo de inyección cero a la red. Por otro lado, una o varias unidades esclavas que son las encargadas de comunicarse con los inversores de la planta para transmitir las ordenes de la unidad maestra.

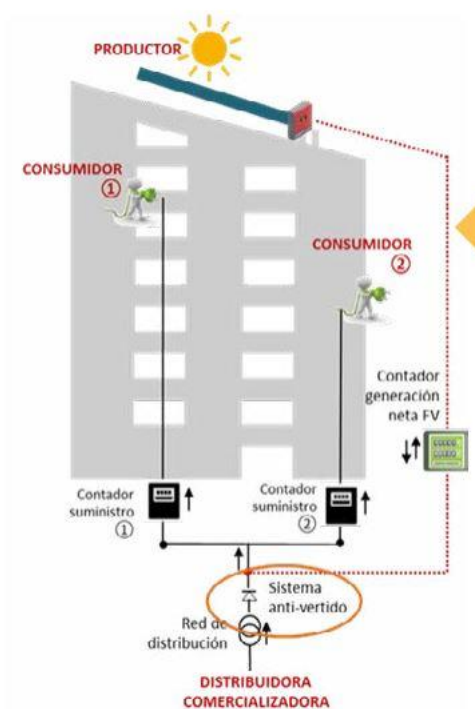


Figura 13: Esquema típico de una instalación de autoconsumo sin excedente

4.1 Generación igual al mínimo consumo anual

Como hemos dicho anteriormente, este caso trata de ajustar la curva de generación al mínimo consumo que

aparece en todo el año. Ajustando de esta manera, el consumo no debe sobrepasar a la generación en la mayoría de los casos. El mínimo consumo registrado para todo el año es de 167 kWh. Por tanto, teniendo en cuenta que los paneles tienen unas pérdidas de un 14%, la instalación pico debe ser aproximadamente de 190 kWh.

Este caso tiene como objetivo la máxima eficiencia de la potencia instalada en el parque fotovoltaico y las menores pérdidas posibles puesto que al no poder verter energía a la red, toda aquella que generemos y no consumamos la estaríamos perdiendo dado que no contamos con equipos de almacenamiento.

4.1.1 Elección del sistema FV

Nuestras restricciones son de espacio, precio y potencia, como en todos los casos. Como ya hemos visto, la restricción de espacio no preocupa puesto que el centro sanitario dispone de suficientes metros cuadrados para la instalación de equipos. En cuanto a la potencia, ya está marcada como objetivo al ser calculada como la mínima necesaria para obtener la generación que haga el consumo mínimo igual a cero. Por tanto, únicamente nos queda como restricción para la elección del equipo el ámbito económico.

Como ya se comentó en la elección de los paneles fotovoltaicos del caso de 100 kWh, dado que no existe una restricción de área ocupada, el tipo de panel ganador es de nuevo el primero.

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	POTENCIA (kWh)	PRECIO (€)	N.º PANELES (Uds.)	ÁREA OCUPADA (m ²)
1	190,12	64.722,28	679	1.104,65
2	190,06	66.129,70	559	1.084,66
3	190,00	66.485,75	475	941,91
4	190,38	72.945,60	501	912,67
5	190,35	73.640,07	423	919,42
6	190,35	78.326,91	423	924,71
7	190,20	109.003,62	951	957,09
8	190,20	145.598,10	951	1.256,60
9	190,13	92.225,25	585	975,97
10	190,32	79.524,48	488	911,76
11	190,07	81.867,50	458	894,36

Tabla 13: Resultado de los equipos para limitación de 190 kWh

4.1.2 Curva consumo-generación

De forma gráfica, la curva de consumo y generación para el autoconsumo queda de la siguiente forma como podemos ver en la Figura 14 y de forma diaria como se puede apreciar en la Figura 15: Consumo frente a generación diaria en kWh.

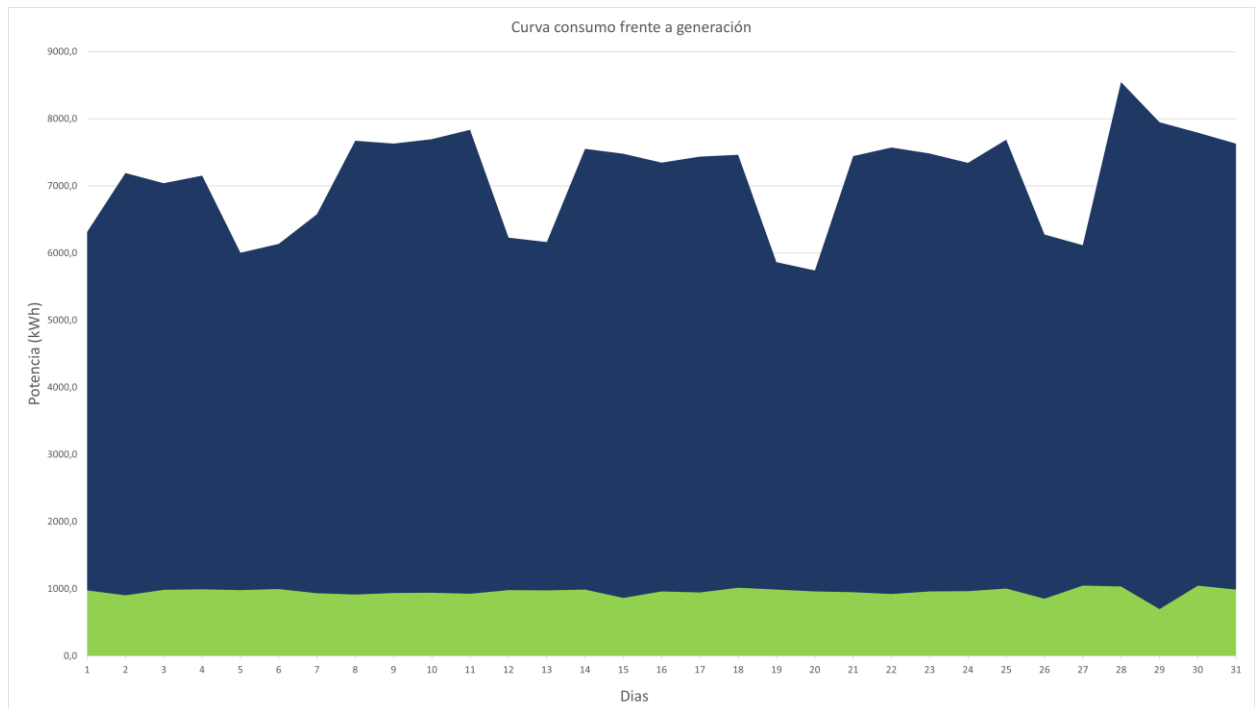


Figura 14: Consumo frente a generación mensual en kWh

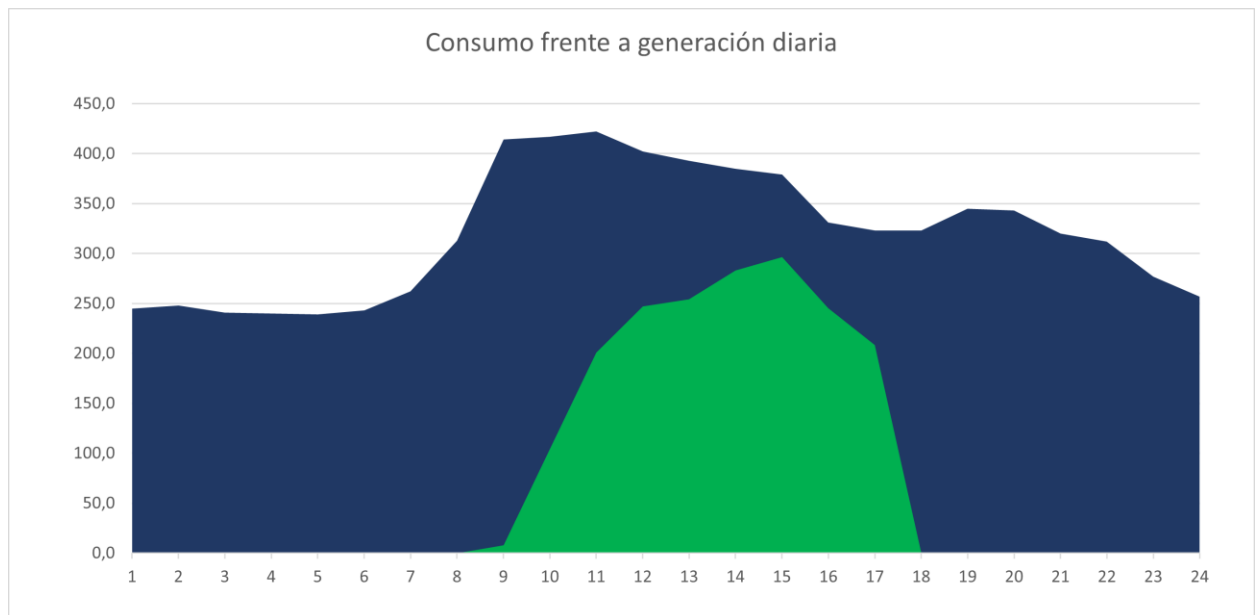


Figura 15: Consumo frente a generación diaria en kWh

4.1.3 Factura

La factura en este caso será menos abultada que en el caso de vertido de red puesto que disponemos de la posibilidad de instalar la potencia que se crea conveniente. En este caso particular, como se ha comentado con anterioridad la potencia es la necesaria para igualar la generación al mínimo consumo anual registrado. Una vez reunido el total de consumo por periodo lo multiplicamos por su coste de factor de potencia y calculamos el

coste por periodo.

	ENERGIA ANUAL POR PERIODO (kWh)	COSTE ANUAL POR PERIODO (€)
P1	282.061,2	39.347,5
P2	331.715,1	42.393,2
P3	363.490,5	40.347,4
P4	414.490,7	42.029,4
P5	158.848,4	15.451,2
P6	1.084.416,1	94.452,6
TOTAL	2.635.021,9	274.021,3

Tabla 14: Energía consumida y coste anuales para el centro sanitario con un PV de 190 kWh

Esto constituye el coste por energía al que hay que sumarle el coste por potencia contratada como en el anterior caso de estudio, obteniendo el dato mostrado en facturación por consumo (F. Consumo) de la Tabla 15. Una vez calculado, se añade el impuesto eléctrico, que se aplica al dato de facturación por consumo y se le agrega al total. A este total, se le aplica el impuesto de valor añadido y así sacamos el total del coste anual para este caso.

F. CONSUMO (€)	I.ELECTRICO (€)	IVA (€)	TOTAL (€)
275.974,3	14.109,73	60.917,65	351.001,69

Tabla 15: Factura anual para un PV de 190 kW

4.2 Generación igual a la media de los consumos medios mensuales

4.2.1 Elección del sistema FV

Nuestras restricciones son de espacio, precio y potencia, como en todos los casos. Como ya hemos visto, la restricción de espacio no preocupa puesto que el centro sanitario dispone de suficientes metros cuadrados para la instalación de equipos. En cuanto a la potencia, la fijamos de manera que sea igual a la media de los consumos medios de cada mes. Para proceder a ese cálculo, como se puede visualizar en la Tabla 16, se realizará la media de los consumos a cada uno de los meses. Una vez obtenidos esos doce datos, le calcularemos de nuevo la media para sacar la potencia que nos interesa aportar, recordando siempre que la instalación pico tiene un porcentaje de pérdidas del 14%.

	PROMEDIO
ENERO	296,18
FEBRERO	294,61
MARZO	298,80
ABRIL	291,90
MAYO	372,91
JUNIO	388,70
JULIO	442,00
AGOSTO	442,24
SEPTIEMBRE	378,50
OCTUBRE	306,70
NOVIEMBRE	270,23
DICIEMBRE	267,68
C.MEDIO	337,54
I. PICO	384,79

Tabla 16: Media de los consumos medios mensuales en kWh

Como podemos comprobar, nuestra instalación pico deberá ser de 385 kWh para llegar al objetivo de 338 kWh cuando la irradiancia sea máxima. Una vez sabida la potencia objetivo, toca comprobar la limitación de espacio y la limitación económica. Observando la Tabla 17: Resultado de los equipos para limitación de 385 kWh, la limitación de área de nuevo no es un problema puesto que disponemos de 7.260 m². Una vez resueltas las limitaciones de área y de potencia, solo queda el aspecto económico. Escogeremos la versión más económica, es decir, la primera, que es lo esperado analizando los casos anteriores. En estas potencias ya se ve claramente que el área ocupada por el primer tipo de panel comienza a ser mucho mayor que los paneles con mejores potencias (del orden de los 400 m² de diferencia entre uno y otro).

TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO	POTENCIA (kWh)	PRECIO (€)	N.º PANELES (Uds.)	ÁREA OCUPADA (m ²)
1	385,28	131.160,32	1.376	2.238,59
2	385,22	134.033,90	1.133	2.198,42
3	385,20	134.791,11	963	1.909,59
4	385,32	147.638,40	1.014	1.847,19
5	385,20	149.021,04	856	1.860,58
6	385,20	158.505,52	856	1.871,28
7	385,20	220.758,12	1.926	1.938,33
8	385,20	294.870,60	1.926	2.544,91
9	385,13	186.815,25	1.185	1.976,97
10	385,32	161.004,48	988	1.845,93
11	385,12	165.880,00	928	1.812,15

Tabla 17: Resultado de los equipos para limitación de 385 kWh

4.2.2 Curva consumo-generación

Representamos de forma gráfica los resultados de implementar el caso de instalar 385 kWh de instalación pico. De nuevo, la Figura 16 representa el consumo y la generación mensual mientras que la Figura 17 representa el consumo frente a la generación diaria.

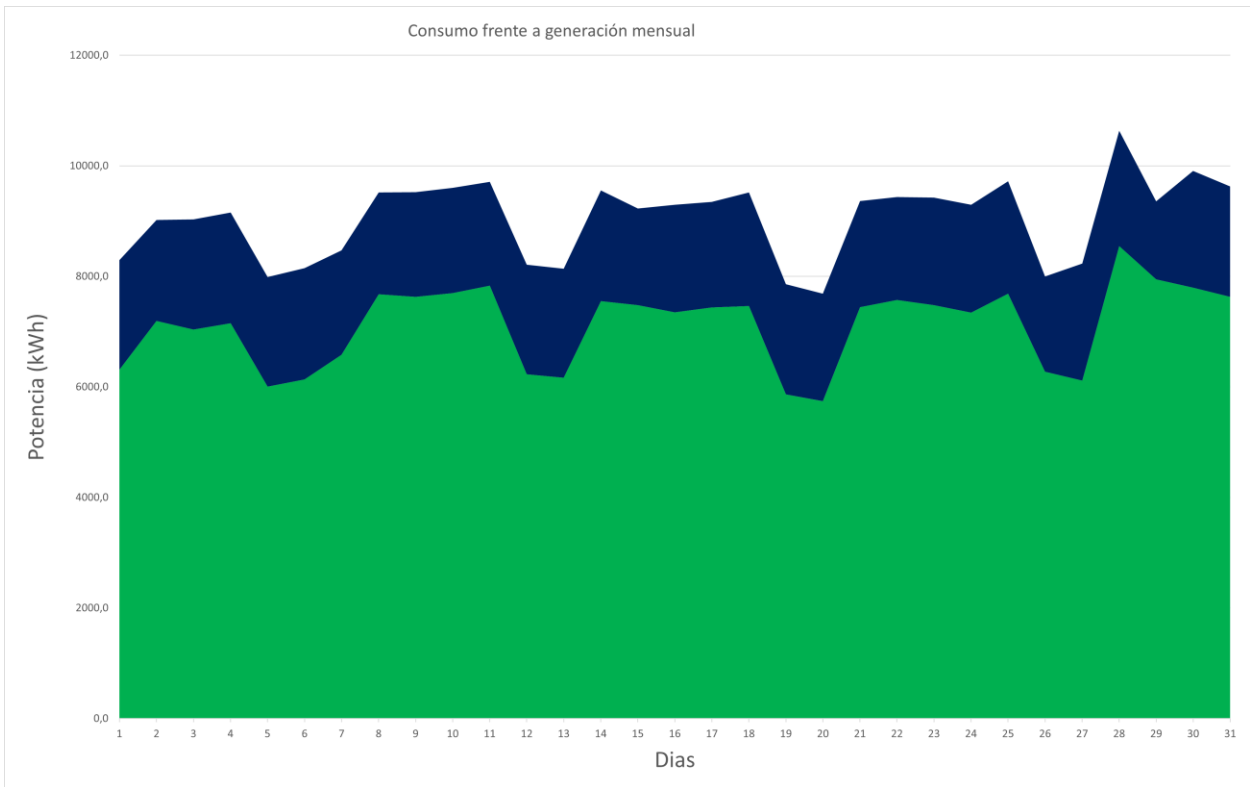


Figura 16: Consumo frente a generación mensual en kWh

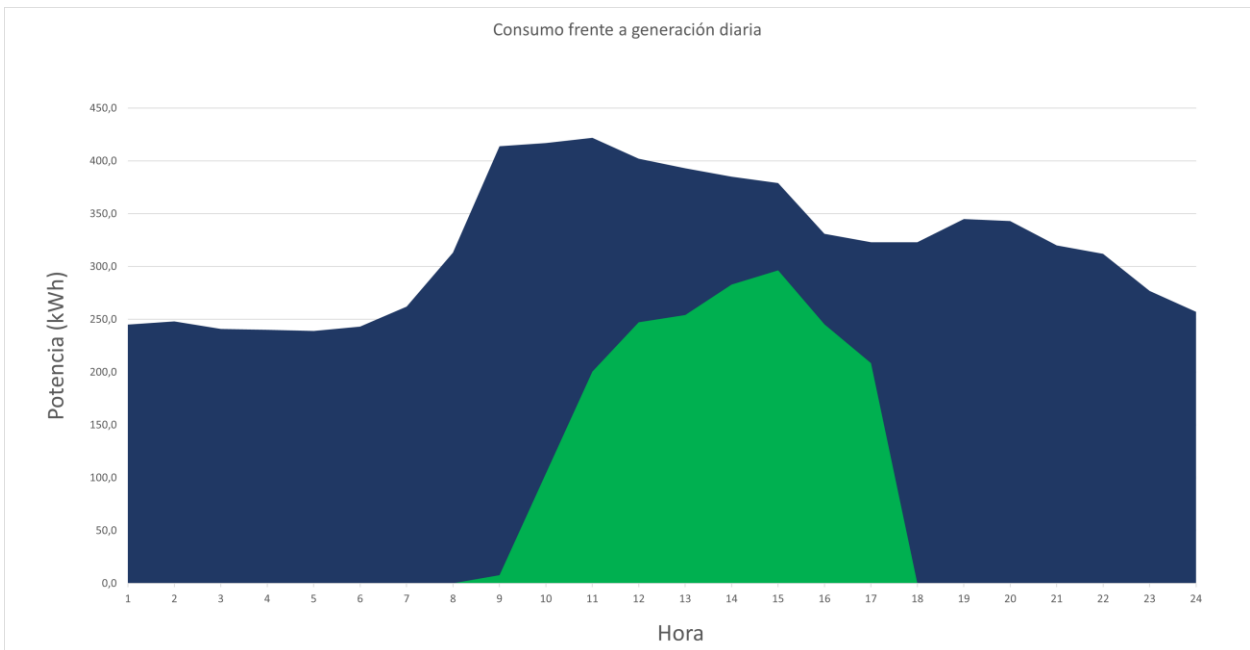


Figura 17: Consumo frente a generación diaria en kWh

4.2.3 Factura

Esta será la factura más barata que se va a obtener dado que es donde más se ha invertido. Presenta el mayor ahorro, la mayor inversión y pérdida de energía puesto que existe energía de generación por parte del parque

fotovoltaico que no se puede almacenar dado que el consumo es menor y no disponemos de baterías. De nuevo, sumamos todos los consumos por periodos y los multiplicamos por el termino de potencia.

	ENERGIA ANUAL POR PERIODO (kWh)	COSTE ANUAL POR PERIODO (€)
P1	225.042,4	31.393,4
P2	272.098,8	34.774,2
P3	298.265,0	33.107,4
P4	341.566,7	34.634,9
P5	133.506,8	12.986,2
P6	1.022.574,2	89.066,2
TOTAL	2.293.053,9	235.962,3

Tabla 18: Energía consumida y coste anuales para el centro sanitario con un PV de 385 kWh

Una vez obtenido el coste de la facturación por energía, le sumamos el coste por la potencia contratada, se añade el impuesto eléctrico, que se aplica al dato de facturación de consumo y se le agrega al total. A este total, se le aplica el impuesto de valor añadido y así sacamos el total del coste anual para este caso como se aprecia en la Tabla 19: Factura anual para un PV de 385 kWh.

F. CONSUMO (€)	I.ELECTRICO (€)	IVA (€)	TOTAL (€)
237.915,3	12.163,89	52.516,63	302.595,82

Tabla 19: Factura anual para un PV de 385 kWh

5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Una vez resueltos los distintos casos, se procede al análisis de rentabilidad de las distintas opciones. Dado que la potencia del parque fotovoltaico que ofrece la comisión europea [12] está escalada, mediante el uso de la herramienta de cálculo MATLAB, se procede a realizar el cálculo de la factura partiendo del caso de estudio de 100 kWh, incrementando en 25 kWh la potencia hasta el caso de 2 MWh.

En esencia, el código realiza los cálculos ya nombrados con anterioridad para cada uno de los casos de estudio que nos interesa. Particularmente se ha decidido escoger un paso de 25 kWh de manera que se refleje un cambio notorio en la factura y que de pie a un análisis posterior gracias a la amplitud de los casos calculados. El código dispone de aproximadamente 200 líneas debido a la complejidad de la casuística tan extensa que tiene el problema, ya que, según qué hora y qué mes se está analizando, hay que realizar un tipo de operación.

De forma esquemática, la Figura 19: Diagrama de flujo del cálculo de la factura, muestra como el código realiza el cálculo de la factura.

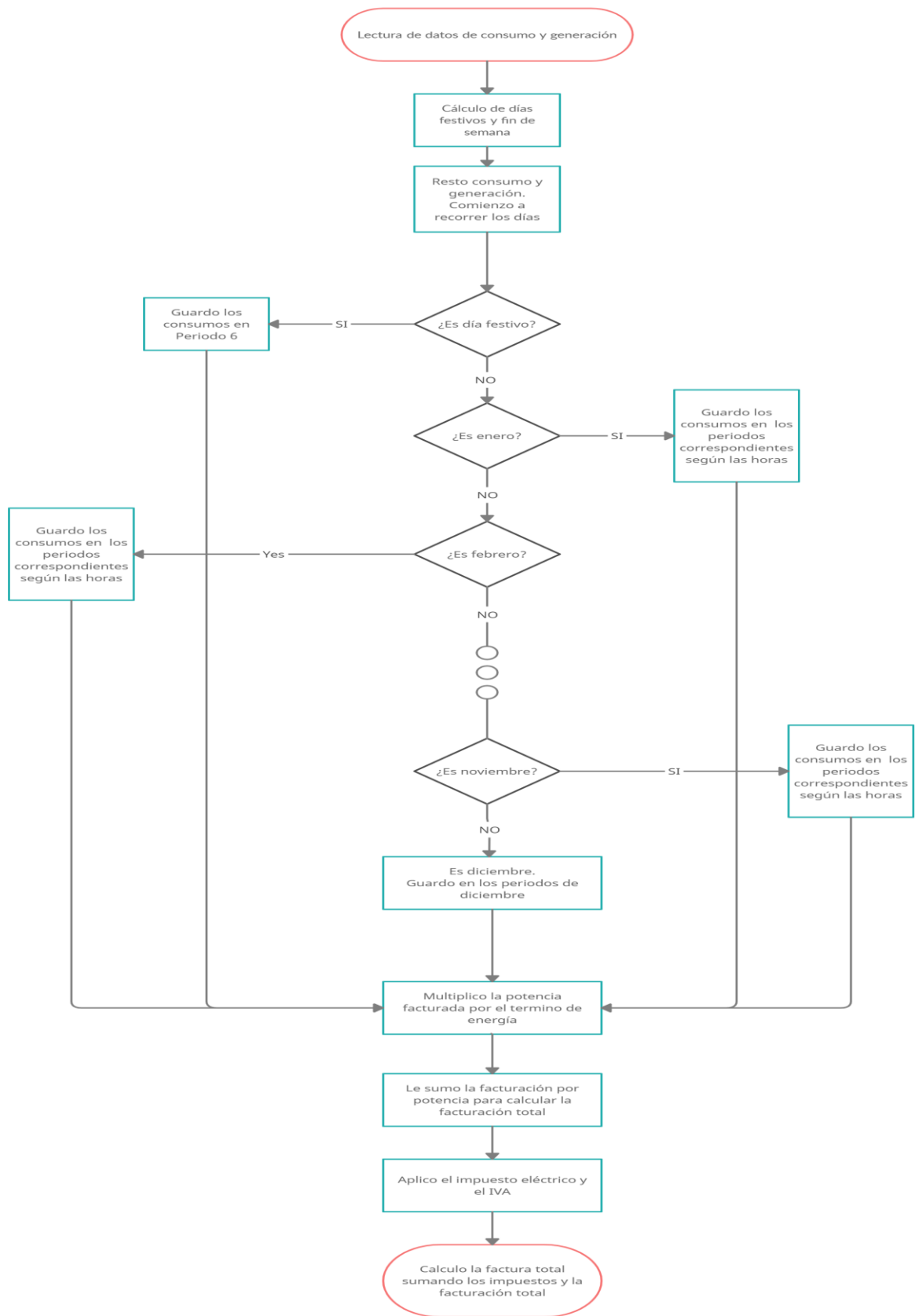


Figura 18: Diagrama de flujo del cálculo de la factura

Una vez determinado los casos de estudio, y antes de profundizar en los casos, un breve recordatorio de términos económicos para la mejor comprensión de los resultados. Los medidores de rentabilidad de los que se hará uso son los siguientes: Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno y el Payback (PB). Estos indicadores mostrarán que rentable son los distintos proyectos.

El estudio se realizará para una duración de 15 años. El valor de la inversión inicial es el resultado del gasto invertido en realizar el parque fotovoltaico más la factura anual con la instalación del parque, es decir, varía según el caso de estudio. Como beneficio anual, tomaremos el ahorro que aporta la instalación en la factura. Esto lo calcularemos como la diferencia entre la factura en el caso en el que no existe el parque fotovoltaico y la factura del caso en el que nos encontremos.

De forma gráfica, como se puede ver en la Tabla 20, se puede apreciar como quedan las facturas y los distintos casos de estudio.

	Potencia kWh	Factura (€)	Ahorro anual (€)	N.º Paneles (Uds.)	Inversión (€)
Caso 1	0	397.121,6	0,0	0	0,0
Caso 2	100	372.527,5	24.594,0	357	51.329,2
Caso 3	125	366.379,0	30.742,5	446	67.312,7
Caso 4	150	360.230,5	36.891,0	535	83.296,2
Caso 5	175	354.082,0	43.039,6	625	93.575,0
Caso 6	200	347.933,5	49.188,1	714	100.058,5
Caso 7	225	341.785,0	55.336,6	803	110.242,0
Caso 8	250	335.636,5	61.485,1	892	118.725,4
Caso 9	275	329.488,0	67.633,6	982	134.804,2
Caso 10	300	323.342,2	73.779,4	1.071	151.087,7
Caso 11	325	317.222,2	79.899,3	1.160	161.571,2
Caso 12	350	311.242,8	85.878,8	1.250	170.150,0
Caso 13	375	305.445,5	91.676,1	1.339	186.133,5
Caso 14	400	299.798,1	97.323,5	1.428	200.117,0
Caso 15	425	294.280,6	102.841,0	1.517	210.300,4
Caso 16	450	288.865,2	108.256,4	1.607	218.879,2
Caso 17	475	283.611,5	113.510,0	1.696	229.062,7
Caso 18	500	278.600,6	118.520,9	1.785	237.546,2
Caso 19	525	273.872,1	123.249,4	1.875	253.625,0
Caso 20	550	269.489,4	127.632,2	1.964	269.908,5
Caso 21	575	265.407,6	131.713,9	2.053	280.392,0
Caso 22	600	261.595,3	135.526,3	2.142	288.875,4

Tabla 20: Factura para todos los casos desde 100 kWh a 600 kWh

5.1 Valor actual neto (VAN)

El VAN indica si la ejecución de un proyecto es rentable económicamente o no según salga el resultado positivo o negativo. La fórmula para obtener el VAN la siguiente:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

- C_0 : inversión inicial
- C_i : Ahorro de la factura obtenidos por autoconsumo y/o venta de excedente fotovoltaico.
- r : Tasa de interés

Un valor del VAN positivo indica que el proyecto es rentable mientras que un valor negativo indica que el proyecto no es viable.

Como podemos ver en la Tabla 21: Cálculo del VAN para los casos desde 100 kW hasta 600 kW para una tasa de interés de 4%, todos los casos obtenidos tienen un VAN positivo, queriendo decir que todas las opciones son rentables económicamente.

	Potencia (kWh)	C_0 (€)	C_i (€)	VAN
Caso 1	0	0,0	0,0	0,0
Caso 2	100	106.447,0	24.594,0	166.999,0
Caso 3	125	139.532,3	30.742,5	202.275,2
Caso 4	150	172.617,5	36.891,0	237.551,5
Caso 5	175	193.697,0	43.039,6	284.833,5
Caso 6	200	207.314,8	49.188,1	339.577,1
Caso 7	225	228.394,3	55.336,6	386.859,2
Caso 8	250	245.954,8	61.485,1	437.660,2
Caso 9	275	279.237,3	67.633,6	472.739,1
Caso 10	300	312.943,6	73.779,4	507.363,9
Caso 11	325	334.644,0	79.899,3	553.707,9
Caso 12	350	352.401,8	85.878,8	602.432,0
Caso 13	375	385.487,1	91.676,1	633.803,0
Caso 14	400	414.432,4	97.323,5	667.647,5
Caso 15	425	435.511,8	102.841,0	707.913,9
Caso 16	450	453.269,6	108.256,4	750.366,8
Caso 17	475	474.349,1	113.510,0	787.699,5
Caso 18	500	491.909,6	118.520,9	825.851,8
Caso 19	525	525.192,1	123.249,4	845.142,9
Caso 20	550	558.898,4	127.632,2	860.165,5
Caso 21	575	580.598,8	131.713,9	883.847,5
Caso 22	600	598.159,3	135.526,3	908.674,5

Tabla 21: Cálculo del VAN para los casos desde 100 kW hasta 600 kW para una tasa de interés de 4%

Visualizando los resultados, es interesante resaltar que el VAN no para de crecer con el aumento de la potencia instalada. Es por ello por lo que el estudio se amplía a la potencia máxima que permite el centro sanitario por espacio. Esta ampliación del límite de estudio nos permitirá ver toda la casuística posible, incluyendo valores significativos como máximos y mínimos en los indicadores económicos. Aunque la máxima potencia alcanzable mediante el primer tipo de panel fotovoltaico es 1250 kWh (debido al espacio máximo disponible), el estudio se lleva a cabo hasta 2000 kWh de manera que se pueda apreciar cómo evoluciona la curva del VAN.

Matizado esta adicción de casos de estudio, de forma gráfica podemos ver cómo evoluciona el VAN en la Figura 19. Resaltar de esta figura que el caso donde el VAN se hace máximo es para una instalación de 750 kW mientras

que, pasado ese umbral, este índice comienza a decaer.

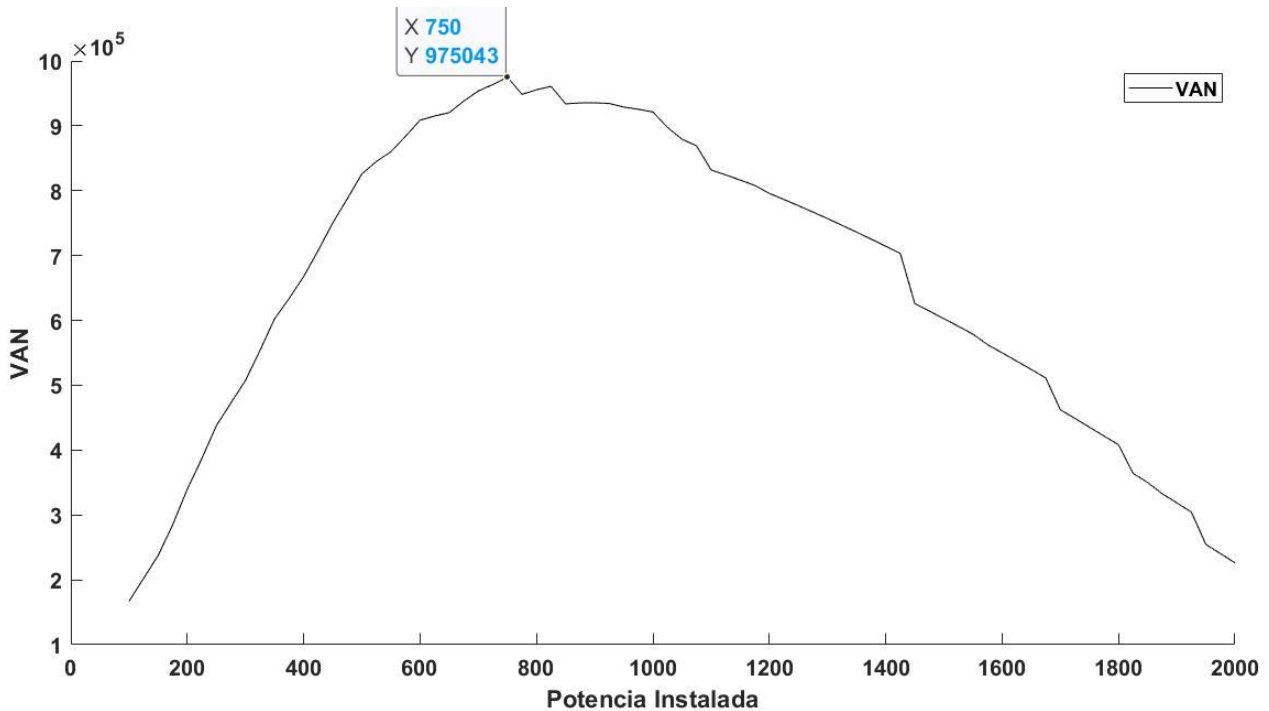


Figura 19: Evolución del VAN con el aumento de la potencia instalada en el PV

Se aprecian varias discontinuidades en la curva del VAN. Esto es debido a la elección del inversor, puesto que existe una gran diferencia de inversión conforme se va aumentando la potencia del parque fotovoltaico. A su vez, es el responsable de que caiga con mayor pendiente conforme evoluciona la inversión.

5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es la tasa de interés máxima que soporta un proyecto manteniendo la rentabilidad. Es decir, el TIR se calcula haciendo que el VAN sea cero y calculando la tasa de interés que aparece en la fórmula.

$$VAN = 0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

O lo que es lo mismo:

$$0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{C_i}{(1+TIR)^i}$$

Como pasaba con el VAN, todos los proyectos tienen un TIR positivo como se puede ver en la Tabla 22, lo cual reafirma los resultados obtenidos en el apartado anterior. Además, se observa que el TIR sale con un valor muy elevado, indicativo de que es una inversión muy favorable.

	Potencia kWh	C ₀ (€)	C _i (€)	TIR
Caso 1	0	0,0	0,0	0
Caso 2	100	106.447,0	24.594,0	0,22
Caso 3	125	139.532,3	30.742,5	0,21
Caso 4	150	172.617,5	36.891,0	0,20
Caso 5	175	193.697,0	43.039,6	0,21
Caso 6	200	207.314,8	49.188,1	0,23
Caso 7	225	228.394,3	55.336,6	0,23
Caso 8	250	245.954,8	61.485,1	0,24
Caso 9	275	279.237,3	67.633,6	0,23
Caso 10	300	312.943,6	73.779,4	0,22
Caso 11	325	334.644,0	79.899,3	0,23
Caso 12	350	352.401,8	85.878,8	0,23
Caso 13	375	385.487,1	91.676,1	0,23
Caso 14	400	414.432,4	97.323,5	0,22
Caso 15	425	435.511,8	102.841,0	0,22
Caso 16	450	453.269,6	108.256,4	0,23
Caso 17	475	474.349,1	113.510,0	0,23
Caso 18	500	491.909,6	118.520,9	0,23
Caso 19	525	525.192,1	123.249,4	0,22
Caso 20	550	558.898,4	127.632,2	0,22
Caso 21	575	580.598,8	131.713,9	0,21
Caso 22	600	598.159,3	135.526,3	0,21

Tabla 22: Cálculo del TIR para los casos desde 100 kW hasta 600 kW

Como pasaba con el caso del VAN, para el cálculo del TIR también se ha ampliado el caso de estudio a la máxima potencia admisible por el espacio proporcionado por el centro sanitario. Como se puede comprobar en la Figura 20, los primeros casos son aquellos que presentan mejores valores. Los valores de TIR de los casos con mayores potencias se acercan a la tasa del 4% con la cual se calculó el VAN, lo que hace ver que a partir de las últimas potencias los índices económicos pierden valor, lo suficiente como para descartarlos como opciones a considerar. No obstante, los primeros proyectos con potencias menores presentan unos índices en torno al 20%, lo que implica que son buena inversión.

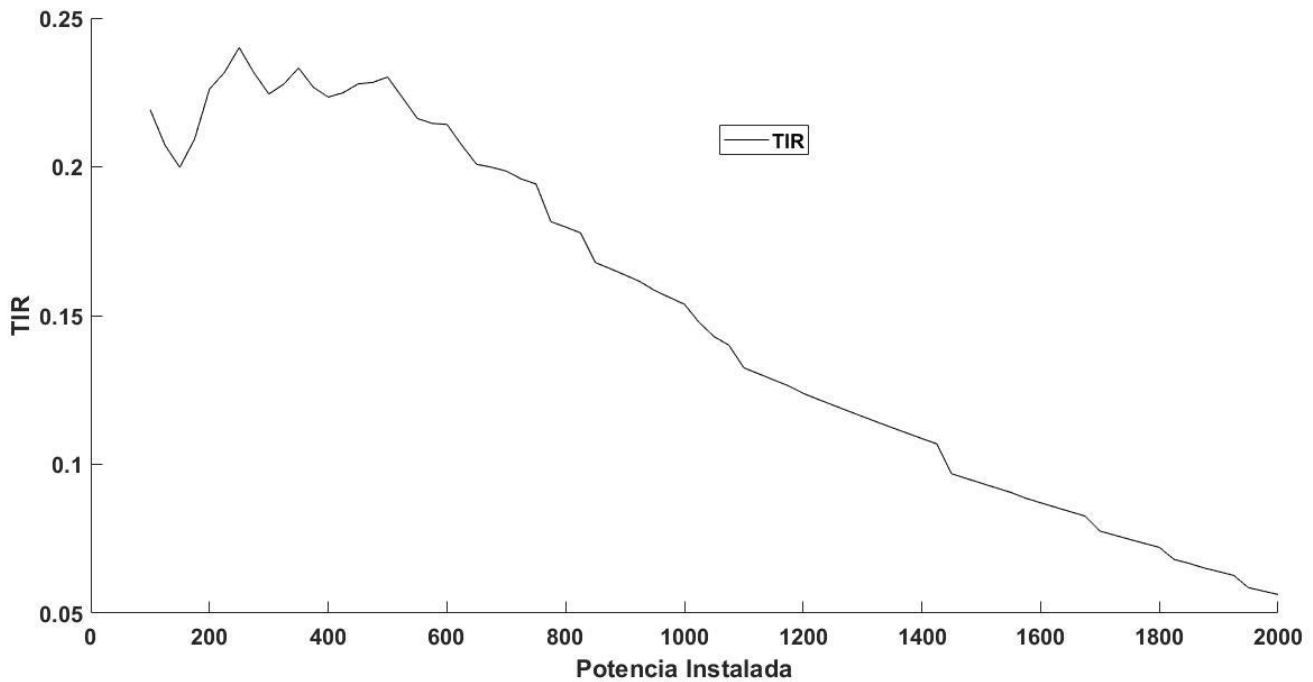


Figura 20: Evolución del TIR con el aumento de la potencia instalada en el PV

5.3 Periodo de retorno o Payback (PB)

Por último, la manera de saber en cuantos años se recupera la inversión inicial del proyecto, se hace uso del llamado periodo de retorno o payback. Se calcula anulando de nuevo el VAN y dejando como incógnita esta vez el número de años.

$$VAN = 0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Es decir,

$$0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{\text{años}} \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Como era de esperar, para las peores inversiones obtenemos, como se puede apreciar en la Tabla 23: Payback de todos los casos desde 100 kW hasta 600 kW, los peores valores de PB, lo cual no significa que sea una mala inversión puesto que siguen siendo inferior a 3 años. Resultados excelentes teniendo en cuenta que la mayoría de los proyectos rondan un PB de mínimo 7 años.

	Potencia (kWh)	C ₀ (€)	C _i (€)	Payback (años)
Caso 1	0	0,0	0,0	0,00
Caso 2	100	106.447,0	24.594,0	4,3
Caso 3	125	139.532,3	30.742,5	4,5
Caso 4	150	172.617,5	36.891,0	4,7
Caso 5	175	193.697,0	43.039,6	4,5
Caso 6	200	207.314,8	49.188,1	4,2
Caso 7	225	228.394,3	55.336,6	4,1
Caso 8	250	245.954,8	61.485,1	4,0
Caso 9	275	279.237,3	67.633,6	4,1
Caso 10	300	312.943,6	73.779,4	4,2
Caso 11	325	334.644,0	79.899,3	4,2
Caso 12	350	352.401,8	85.878,8	4,1
Caso 13	375	385.487,1	91.676,1	4,2
Caso 14	400	414.432,4	97.323,5	4,3
Caso 15	425	435.511,8	102.841,0	4,2
Caso 16	450	453.269,6	108.256,4	4,2
Caso 17	475	474.349,1	113.510,0	4,2
Caso 18	500	491.909,6	118.520,9	4,2
Caso 19	525	525.192,1	123.249,4	4,3
Caso 20	550	558.898,4	127.632,2	4,4
Caso 21	575	580.598,8	131.713,9	4,4
Caso 22	600	598.159,3	135.526,3	4,4

Tabla 23: Payback de todos los casos desde 100 kW hasta 600 kW

Por último, el análisis económico del payback también se ha ampliado como no podía ser de otra forma. De igual forma que pasaba con el TIR, los casos de menores potencias presentan los menores tiempos de retorno de la inversión. Estos datos serán cruciales posteriormente para discernir que potencias son las mejores opciones para la implementación del PV.

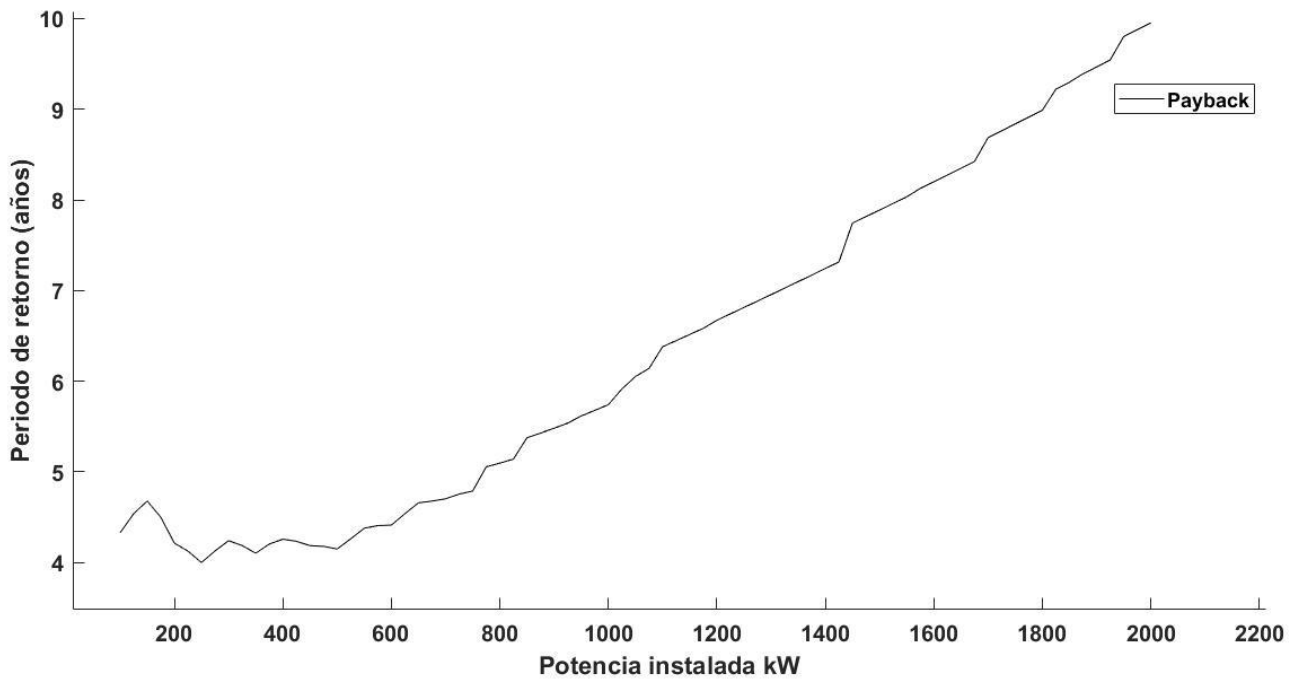


Figura 21: Evolución del payback con el aumento de la potencia instalada en el PV

5.4 Análisis de los distintos proyectos

A la vista de los resultados obtenidos por las distintas variables económicas usadas, procedemos a realizar un análisis detallado de que opción de las presentadas en los cálculos puede ser la óptima para el centro sanitario.

En primer lugar, la limitación de la potencia a escoger para el parque fotovoltaico viene dada por el consumo que presenta el centro sanitario. Escoger una potencia acorde a los consumos es lo más recomendado puesto que así es como tendrá menores pérdidas energéticas. Es por lo que el estudio está limitado hasta 600 kW de instalación pico puesto que, como se puede apreciar en la Figura 22: Generación frente a consumo el día 24 de noviembre para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh, la implantación de un PV de mucha potencia de instalación pico representa una pérdida energética abrumadora para días con un consumo bajo como es el 24 de noviembre.

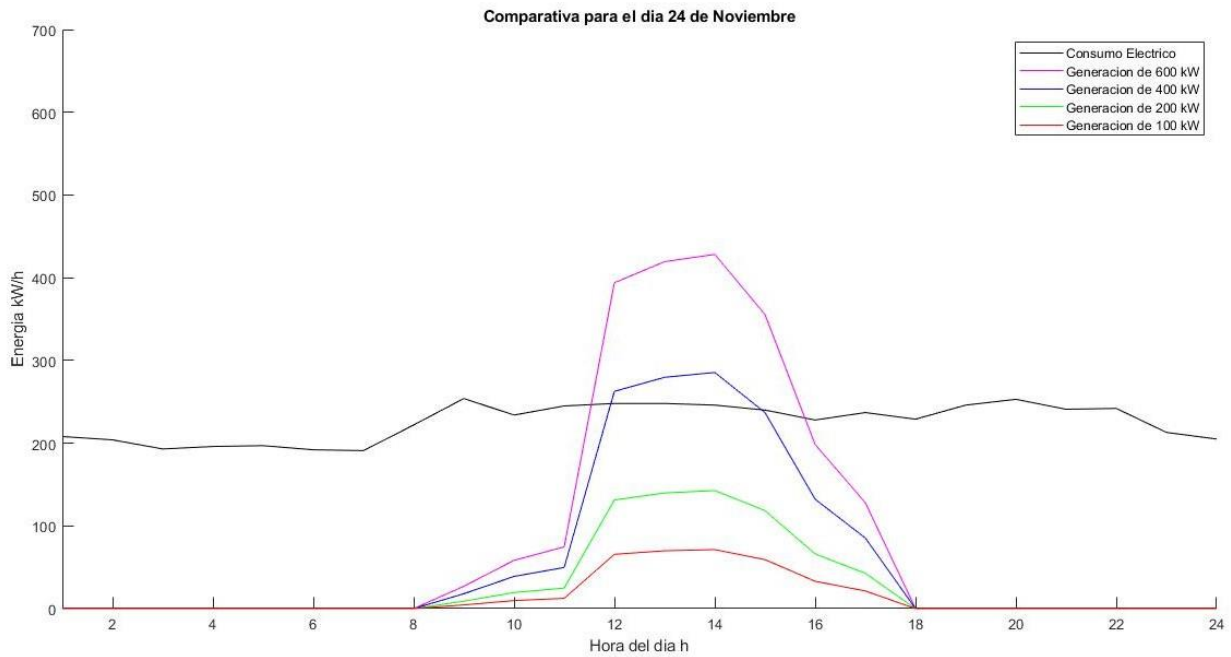


Figura 22: Generación frente a consumo el día 24 de noviembre para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh

Así mismo, también podemos observar, en la Figura 23: Generación frente a consumo el día 6 de agosto para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh, que para esa misma instalación una potencia del caso límite para un día con un consumo muy alto, como es el 6 de agosto, la curva de generación se adapta mejor que los casos con menos potencia pico instalada.

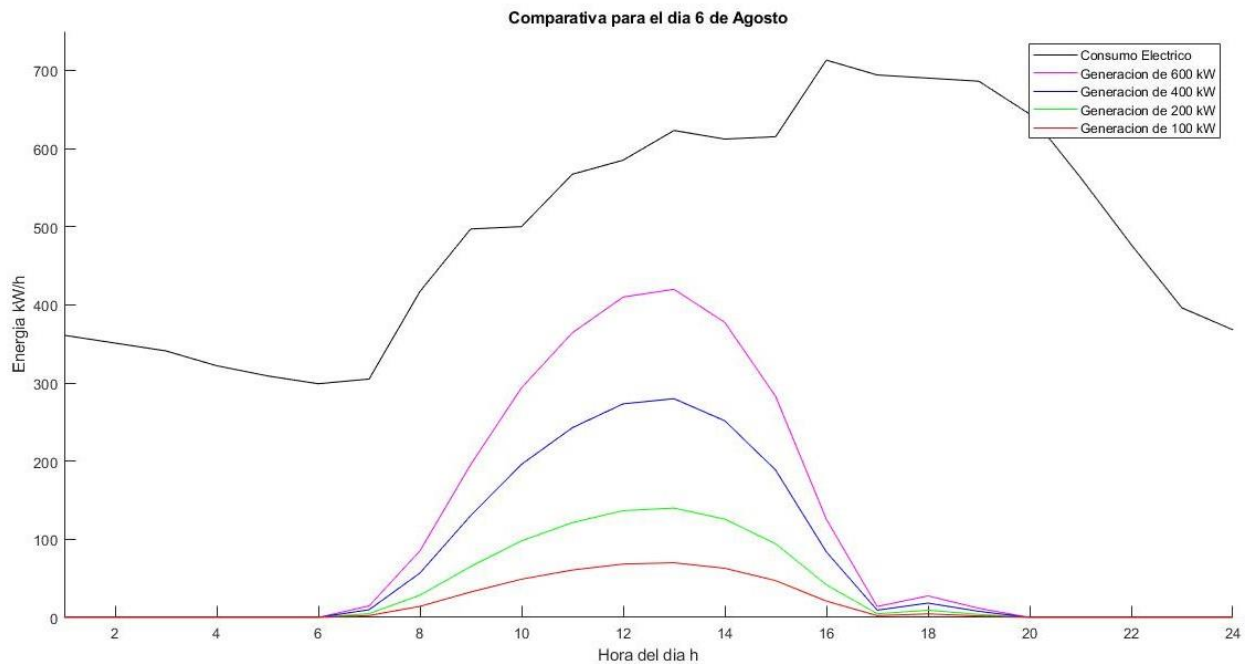


Figura 23: Generación frente a consumo el día 6 de agosto para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh

Analizándolo por último desde un punto de vista de consumo medio, como se puede observar en la Figura 24:

Generación frente a consumo el día 14 de enero para los casos de 100, 200, 400 y 600 kW, hay curvas de generación que sobrepasan el consumo y otras que se quedan lejos de igualar la generación al consumo.

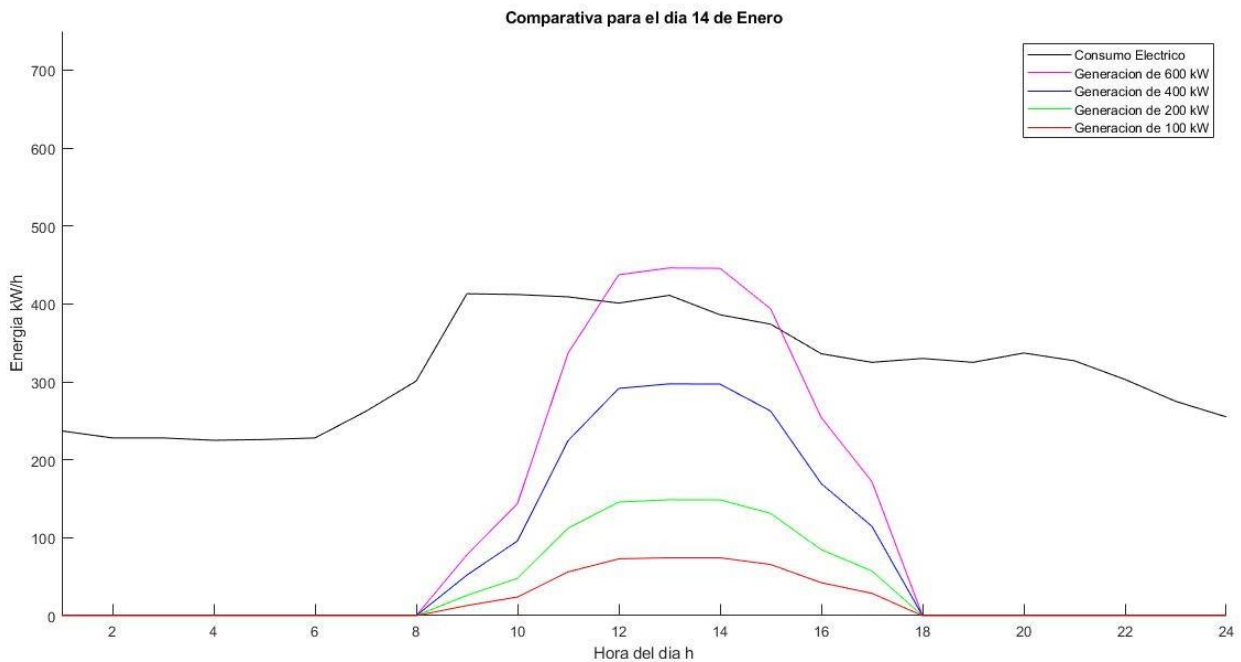


Figura 24: Generación frente a consumo el día 14 de enero para los casos de 100, 200, 400 y 600 kW

Una vez puesto de manifiesto las magnitudes de potencia que pueden llegar a proporcionar los parques, el objetivo del trabajo es encontrar una potencia que se ajuste mejor a nuestra curva de consumo proporcionando las menores pérdidas dado que, como decíamos al principio, nuestra meta es la rentabilidad del proyecto.

Como se mostraba en la Tabla 21: Cálculo del VAN para los casos desde 100 kW hasta 600 kW para una tasa de interés de 4%, cuanto mayor es la potencia del parque, mejor VAN obtenemos. Esto se debe a que el aumento de la generación en los casos de estudio siempre disminuye la diferencia entre consumo y generación, como se puede observar en la Figura 24: Generación frente a consumo el día 14 de enero para los casos de 100, 200, 400 y 600 kWh. Si ampliásemos los casos de estudio, llegaría un momento en el que el aumento de la potencia no haría aumentar el VAN puesto que la diferencia entre consumo y generación siempre sería cero.

No obstante, las variables económicas no tienen en cuenta que toda generación superior al consumo eléctrico del centro sanitario es energía que estamos tirando puesto que no tenemos opción a vertido eléctrico para los casos superiores a 100 kWh, que es donde se centra el grueso del proyecto.

La primera opción de una instalación de 100 kW se queda muy corta de generación para los consumos que presenta el centro sanitario. De todas las opciones evaluadas es la que tiene menor ahorro económico anual y la que tiene un mayor periodo de retorno de la inversión. Además, el beneficio que presenta esta opción es que, al ser una instalación de 100 kW, tiene opción de vertido a la red. Sin embargo, al tener unos consumos tan altos esta situación nunca se va a dar. Esto hace que la opción deje de ser llamativa.

El sexto caso, es el caso que está más cercano a la generación igual al mínimo consumo anual del centro sanitario. Este resultado concuerda con el obtenido en el apartado 4.1. Tiene un periodo de retorno de 4 años, el cual es aceptable, pero compite con mejores opciones en cuanto a VAN y TIR.

Como ya vimos en el apartado 4.2, el consumo medio anual del centro es de 337,54 kW, por lo que una buena opción es realizar una instalación de un parque fotovoltaico con una generación real que se aproxime a este consumo. Escogiendo esta opción para el desarrollo del proyecto estaríamos ante la elección entre los casos 13

y 14, o hablando en términos de potencia, entre 375 y 400 kW. Ambas opciones presentan unos índices económicos excelentes, puesto que rondan los 4,3 años de periodo de retorno y buenos VAN y TIR.

La instalación de mayores potencias no concuerda mucho con este caso de estudio, siempre y cuando se busque autoconsumir la mayor cantidad de energía y evitar excedentes.

6 CONCLUSIÓN

Como se explicaba en la introducción, el objetivo del trabajo es el análisis de rentabilidad de distintas potencias para la instalación de un parque fotovoltaico de forma que suplamos los consumos de un centro sanitario. La restricción de espacio planteaba una limitación para el problema, pero se ha comprobado que se dispone de espacio suficiente para la instalación de todos los casos vistos en el trabajo.

A la vista de los datos obtenidos durante la memoria, queda expuesto que la acogida del proyecto al autoconsumo con vertido a la red eléctrica no es una opción factible puesto que la generación queda muy lejos del consumo eléctrico y, por tanto, difícilmente existirán horas con venta de energía a la red.

Podemos distinguir varios escenarios posibles según la mentalidad del inversor. La primera situación es que el promotor del proyecto desee una instalación donde la curva de generación se ajuste lo máximo posible a la de consumos, obteniendo así una factura reducida gracias al aporte energético en las horas donde el sol aporte irradiación a los paneles. En este escenario, los mejores casos son aquellos que van desde 150 kWh hasta 225 kWh, que representan los proyectos donde tendremos una generación de energía muy ajustada al consumo. Todo lo generado es consumido y existen muy pocas pérdidas de energía. Sin embargo, este tipo de proyectos no disponen de los mejores índices económicos. Tienen los periodos de retorno más bajos de todos los casos que se han analizado. Como se decía con anterioridad, este tipo de inversión está orientada a la eficiencia energética, por lo que, si la directiva quiere gastar el menor dinero posible ajustando la curva de generación lo más posible al consumo del centro, estas son las opciones más recomendables, rondando un coste de inversión entre 170.000 € y 230.000 €, con un ahorro anual entre 36.000 € y 55.000 €.

En caso de que el promotor del proyecto no disponga de suficiente capital y quiera desembolsar el mínimo posible, las opciones entre 125 kWh y 150 kWh son las adecuadas. Presentan los peores VAN. Sin embargo, tiene unos de los TIR más altos y un periodo de retorno de tan solo cuatro años. Es una inversión buena para un inversor conservador que quiera recuperar el desembolso en poco tiempo.

Por último, si se dispone de capital para hacer cualquier tipo de inversión, los casos de generación entre 350 kWh y 450 kWh tienen buenos índices económicos. No son los más eficientes desde el punto de vista energético puesto que generan energía por encima de los consumos mínimo, es decir, en las horas de los días que exista un consumo inferior a la media habrá energía que se esté desperdiciando. No obstante, son los que más se ajustan al consumo medio anual y son de los que mejores índices económicos muestran. La ejecución del proyecto tendría un coste entre 350.000 € y 450.000 € con un ahorro anual entre 85.000 € y 110.000 €. Cualquiera de estos proyectos sería beneficioso para el centro sanitario en cuestión. El VAN de cada proyecto aumenta con respecto al anterior. Además, cuenta con un periodo de retorno de la inversión muy bajo, aproximadamente 4 años para todos los casos, lo que lo hace muy interesante a ojos de los inversores, puesto que, a pesar de ser una inversión cuantiosa, en poco tiempo daría frutos. El TIR de estos proyectos disminuye conforme se aumenta la potencia instalada. Sin embargo, entre el primer caso y el último, sólo varía un 1%.

Los casos mayores a 450 kWh presentan buenos índices de VAN, TIR y payback, mejores que todos los casos planteados con anterioridad. No obstante, se produce energía que no se puede utilizar puesto que el consumo que necesita el centro sanitario queda cubierto en muchas horas, quedando una cantidad de energía no aprovechable que irá en aumento conforme la potencia instalada del parque aumente. Lo interesante de los casos mayores de 450 kWh es que presentan los mayores VAN y unos periodos de retorno que comienzan a ascender conforme aumentamos la potencia del parque fotovoltaico, partiendo de 4 años hasta llegar a los 10 años para una potencia de 2 MW. Este índice económico pone de manifiesto que la instalación de más potencia en el parque no tiene por qué implicar un ahorro para el centro sanitario. Estos casos tienen el TIR más bajo, pero como se comentaba en el apartado del TIR, sigue siendo mayor que la tasa del 4% empleada en el cálculo del VAN.

Se aprecia claramente en la Figura 19 que a partir de 1000 kWh todas las opciones de realizar dicha inversión comienzan a lucir menos puesto que los índices económicos empeoran. Son las opciones donde el VAN comienza a descender, mayores tiempos de retorno, desde 5 años hasta 10, y menor TIR, partiendo de un 15% hasta llegar a únicamente un 5%, haciendo que dichos casos, a pesar de ser opciones rentables económicamente, queden relegadas a un segundo plano.

Ya se comentó con anterioridad que el caso de 750 kWh presenta el mayor VAN de todos los casos estudiados,

como se puede apreciar en la Figura 25 .

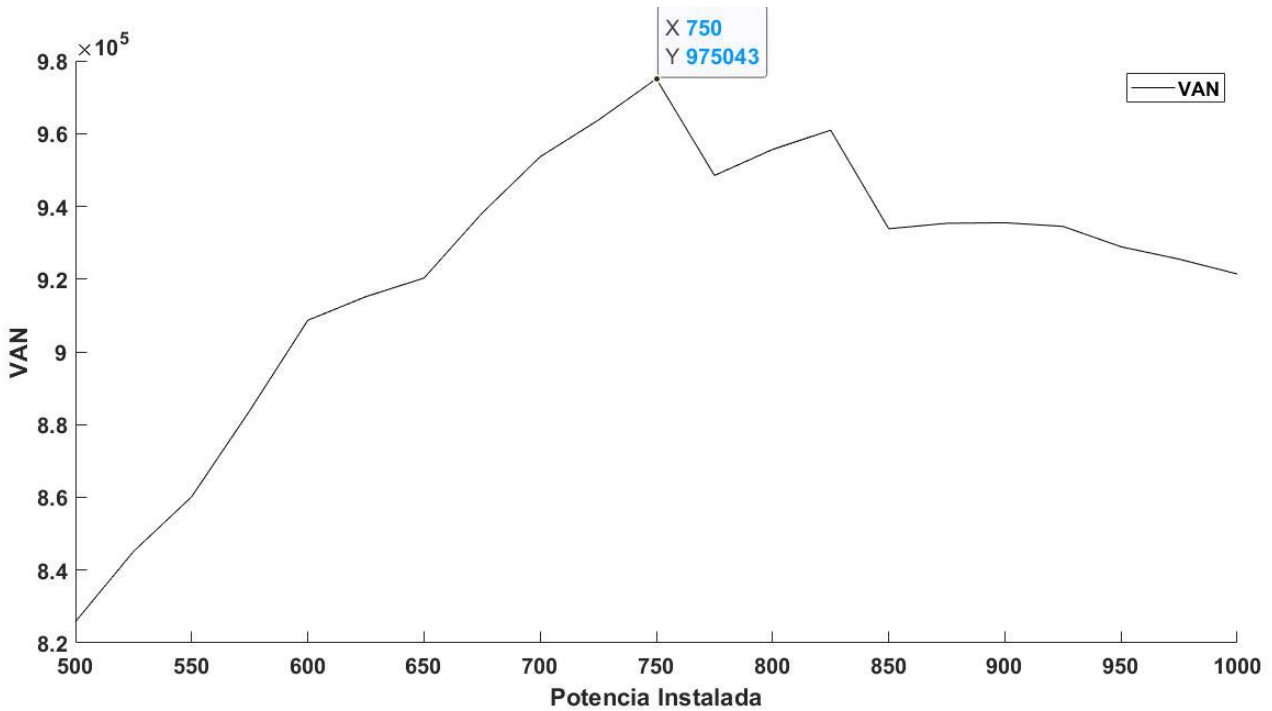


Figura 25: Evolución del VAN con el aumento de la potencia desde 500 kWh hasta 1000 kWh

Consta de un periodo de retorno de 4,8 años y un TIR aceptable, comparando con el resto de los casos, del 19,5%. Esta inversión tendría un coste de 737.000 €, contando con un ahorro anual de 171.358,3 €. Es una de las inversiones más sólidas puesto que presenta los mejores índices. Las potencias cercanas al caso de 750 kWh son igualmente validas y opciones para tener en cuenta, pudiendo escogerlas por necesidad de un menor tiempo de retorno o un mayor TIR.

A la luz de los resultados obtenidos en estos casos, se pueden plantear distintas opciones para un promotor con suficiente capital.

La primera es optar por invertir en potencias mayores a 450 kWh, disminuyendo nuestra factura anual igualmente, pero sin utilizar ese excedente de energía generado. Esto es apreciable en la Figura 26, en la que observamos que a partir de una instalación de 350 kWh comienza a existir un exceso de generación frente a consumo.

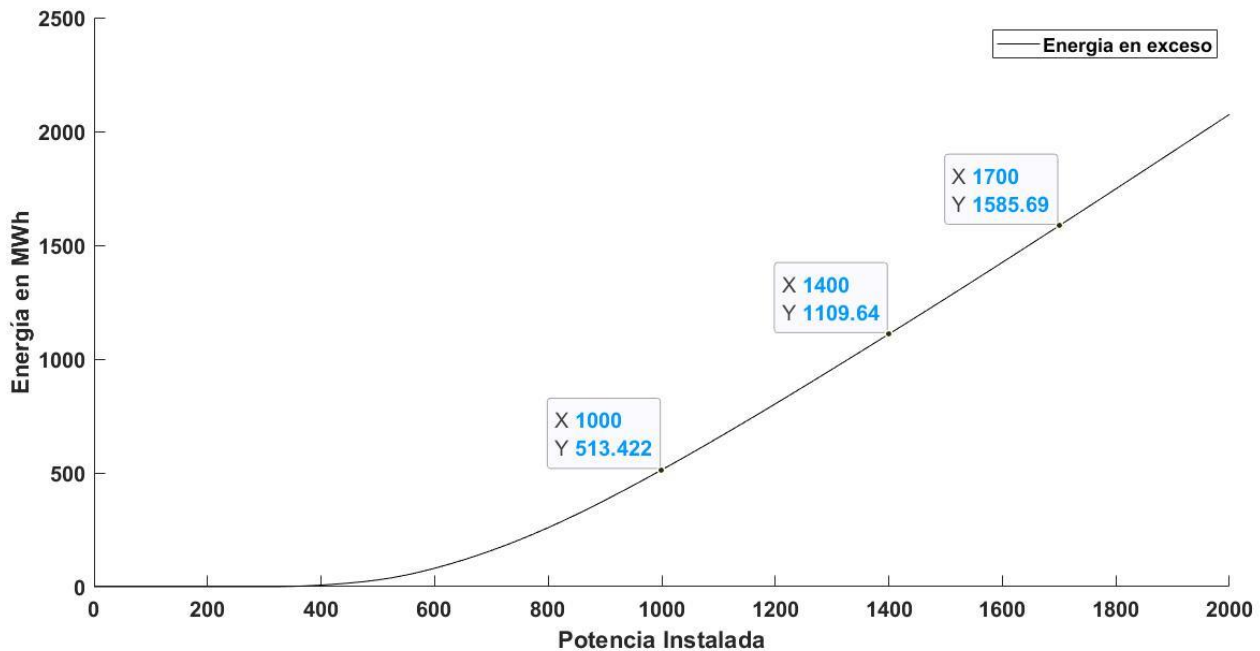


Figura 26: Diferencia entre consumo y generación para las instalaciones desde 0 kWh hasta 2MW

Estaríamos acercándonos al mejor valor del VAN cuanto mayor sea la potencia instalada. El parque trabajaría por debajo de su mejor rendimiento dado que el inversor, hará que los paneles fotovoltaicos trabajen para ofrecer la energía que se está consumiendo, que en muchas horas del año es menor que la potencia máxima que puede ofrecer el PV. Desde un punto de vista medio ambiental, no es la mejor elección puesto que se estaría agravando la huella de carbono.

La segunda opción es investigar en el mercado de almacenamiento de energía eléctrica. Si la empresa realiza un estudio de rentabilidad sobre almacenamiento y llegan a la conclusión de que es una buena idea, la implementación de dicho equipo disminuiría la factura aún más puesto que se podría utilizar energía almacenada en otros periodos donde no exista luz solar y donde el periodo de facturación es más caro, ahorrando dinero en la factura anual. Actualmente el almacenamiento es uno de los objetivos energéticos de investigación en los que más dinero se está invirtiendo para desarrollar esa tecnología. Es por eso que los equipos actuales, como suele ocurrir cuando una tecnología está en desarrollo, ofrecen unas prestaciones bajas para la inversión que suponen.

La tercera y última de las opciones es, dado que tiene provisiones de energía eléctrica en ciertos periodos, incrementar el uso de los equipos que consuman electricidad en los periodos de luz. Es decir, trasladar los consumos a los periodos de luz solar, de forma que el grueso de los consumos se concentre en tramos horarios donde tenemos exceso de energía, cambiando así la curva del consumo adaptándola a la curva de generación. Esto evidentemente requeriría de un estudio por parte del centro sanitario para ver si es un ejercicio factible, puesto que habrá usos de equipos inamovibles para el correcto funcionamiento del centro.

8 ANEXO II. CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

```

filename='TFG1.xlsx';
xlrange='C4:E14';
xlRange2='J4:M14';
sheet=2;
min=100000;
Pmax=0;
Amax=7260;

A=xlsread(filename,sheet,xlrange);

for i=1:11
    a=1;
    c=0;    % Potencia resultante
    p=0;    % Precio final
    n=0;    % Numero de paneles
    d=0;    % Área ocupada
    while a==1
        if d<Amax && c<385
            c=c+A(i,1);
            p=p+A(i,2);
            n=n+1;
            d=d+A(i,3);
        else
            a=0;
        end
    end

    c=round(c,4);    %% Redondeo a 4 decimales

    F(i,1)=c;
    F(i,2)=p;
    F(i,3)=n;
    F(i,4)=d;
    if min>F(i,2)    %% Esto es para comprobar que
                    %% no se ha excedido la potencia
        min=F(i,2);
    end
    if Pmax<F(i,1)
        Pmax=F(i,1);
    end
end

xlswrite('Formato.xlsx',F,sheet,xlRange2)

```

9 ANEXO III. CÓDIGO PARA EL CÁLCULO DE LAS FACTURAS

A continuación, adjunto el código utilizado para el cálculo de las facturas presentadas en el trabajo.

```
%% Lectura de generación de 100 kW y consumos del centro sanitario

clear all
clc

%% Lectura de generación de 100 kW y consumos del centro sanitario

filenameGEN='Potencia PV.xlsx';
xlrange='B5:Y369';
sheet=2;
GEN=xlsread(filenameGEN,sheet,xlrange);
filenameCON='TFG1.xlsx';
xlrange2='C3:Z367';
sheet2=5;
CON=xlsread(filenameCON,sheet2,xlrange2);

%% Este dato no varía para ningún caso y son €

FP=1952.96;

%% Festivos y fin de semana

c=5;
df(1)=1;
s=2;
festivos=[6,60,91,92,228,285,305,340,342];

for i=2:365
    c=c+1;
    if(c==6)
        %% En df guardo festivos y fin de semana
        s=s+1;
        df(s)=i;
    end
    if(c==7)
        df(s)=i;
        s=s+1;
        c=0;
    end
    for j=1:9
        if(i==festivos(j))
            df(s)=i;
            s=s+1;
        end
    end
end
end

%% Cálculo de la potencia por periodos

caso=0;
```

```

inc=-0.25;
a=1;
PP=zeros(90,6);
te=[0.1395;0.1278;0.111;0.1014;0.0973;0.0871];

while a==1
    caso=caso+1;
    inc=inc+0.25;
    if inc>12.5
        a=0;
    else
        GENlocal=GEN*inc;
        RES=CON-GENlocal;
        %% La energía producida en exceso no disminuye la factura
        for i=1:365
            for j=1:24
                if RES(i,j)<0
                    RES(i,j)=0;
                end
            end
        end
    end
end
if a==1
    %% Si a=1 significa que no he llegado a la generación de 12500 kW
    P=zeros(1,6);
    %% Iniciarla a cero en cada caso para que no se acumulen
    for i=1:365
        %% Empiezo a recorrer RES
        %% Bandera que me indica que el día es un festivo
        b=1;
        for z=1:114
            %% Compruebo si es festivo
            if i==df(z)
                j=1;
                while b==1
                    if j==25
                        %% Salida del while y además indicador de que ya
                        he sumado el día entero
                        b=0;
                    else
                        %% Todos los consumos del día son P6
                        P(6)=P(6)+RES(i,j);
                        j=j+1;
                    end
                end
            end
        end
    end
    %% Si b sigue siendo 1 es que no es festivo ni fin de semana
    if b==1
        if i>= 1 && i<=31
            %% Estoy en ENERO
            for j=1:24
                if j>=1 && j<=8
                    %% Periodo 6
                    P(6)=P(6)+RES(i,j);
                elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
                    %% Periodo 2
                    P(2)=P(2)+RES(i,j);
                elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
                    %% Periodo 1
                    P(1)=P(1)+RES(i,j);
                end
            end
        end
    end
end

```

```

elseif i>=32 && i<=59
    %% FEBRERO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 2
            P(2)=P(2)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 1
            P(1)=P(1)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=60 && i<=90
    %% MARZO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 3
            P(3)=P(3)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 2
            P(2)=P(2)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=91 && i<=120
    %% ABRIL
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 5
            P(5)=P(5)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 4
            P(4)=P(4)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=121 && i<=151
    %% MAYO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 5
            P(5)=P(5)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 4
            P(4)=P(4)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=152 && i<=181
    %% JUNIO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);

```

```

elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
    %% Periodo 4
    P(4)=P(4)+RES(i,j);
elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
    %% Periodo 3
    P(3)=P(3)+RES(i,j);
end
end
elseif i>=182 && i<=212
    %% JULIO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 2
            P(2)=P(2)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 1
            P(1)=P(1)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=213 && i<=243
    %% AGOSTO
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 4
            P(4)=P(4)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 3
            P(3)=P(3)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=244 && i<=273
    %% SEPTIEMBRE
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 4
            P(4)=P(4)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 3
            P(3)=P(3)+RES(i,j);
        end
    end
end
elseif i>=274 && i<=304
    %% OCTUBRE
    for j=1:24
        if j>=1 && j<=8
            %% Periodo 6
            P(6)=P(6)+RES(i,j);
        elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
            %% Periodo 5
            P(5)=P(5)+RES(i,j);
        elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
            %% Periodo 4
            P(4)=P(4)+RES(i,j);
        end
    end
end

```

```

end
elseif i>=305 && i<=334
%% NOVIEMBRE
for j=1:24
if j>=1 && j<=8
%% Periodo 6
P(6)=P(6)+RES(i,j);
elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
%% Periodo 3
P(3)=P(3)+RES(i,j);
elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
%% Periodo 2
P(2)=P(2)+RES(i,j);
end
end
elseif i>=335 && i<=365
%% DICIEMBRE
for j=1:24
if j>=1 && j<=8
%% Periodo 6
P(6)=P(6)+RES(i,j);
elseif j==9 || j>=15 && j<=18 || j>=23 && j<=24
%% Periodo 3
P(2)=P(2)+RES(i,j);
elseif j>=10 && j<=14 || j>=19 && j<=22
%% Periodo 2
P(1)=P(1)+RES(i,j);
end
end
end
end
end
PP(caso,:)=P;
FE(caso)=P*te;

end
end

%% Facturación total

for k=1:caso-1
d=FE(k)+FP;
dIE=(d*1.05113*0.04864)+d;
dIVA=dIE*0.21+dIE;
FT(k)=dIVA;
end

FT=FT';

%% Facturación total como columna
%% Escritura de datos

xlsrange3='S19';
xlswrite('TFG2.xlsx',FT,2,xlsrange3);

```

10 ANEXO IV. CÁLCULO DEL VAN DE LOS PROYECTOS

A continuación, adjunto el código para calcular el VAN de cada uno de los proyectos.

```
%% Lectura de datos

filename='TFG2.xlsx';
sheet=4;
xlrange='K65:L86';
r=4/100;

A=xlsread(filename,sheet,xlrange);

%% Iteraciones para cada uno de los casos

for i=1:22
    c=0;
    for j=1:15
        %% Sumatorio para el número de años
        c=c+(A(i,2)/(1+r)^j);
    end
    VN(i)=A(i,1)+c;
end

%% Escritura de datos

VN=VN';
xlswrite('TFG2.xlsx',VN,4,'L90:L111');
```


11 ANEXO V. CÁLCULO DEL PAYBACK DE LOS PROYECTOS

```
clear all
clc

filename='TFG2.xlsx';
sheet=4;
xlrange='Z117:Z163';
A=xlsread(filename,sheet,xlrange);
[sz,col]=size(A);

for i=1:sz
    c=0;
    b=1;
    inc=0;

    while b==1
        inc=inc+A(i,2);
        if A(i,1)-inc < 0
            pr=c+((A(i,1)-(inc-A(i,2)))/A(i,2));
            b=0;
        else
            c=c+1;
        end
    end
    PB(i,1)=pr;
end

xlswrite('TFG2.xlsx',PB,2,'K23:K69')
```

12 COSTES ADICIONALES

Para el cálculo del coste de todo el proyecto se ha considerado que el coste de los paneles mas el inversor escogido para cada potencia es un 48,31% del coste total del proyecto, donde el 51,69% restante es relativo al coste de mano de obra, obra civil y tramites legislativos necesarios para llevar a cabo la obra.

De esta forma, todos los costes quedan en referencia de los costes del PV y del inversor como se muestra en la Tabla 24: Costes finales del proyecto.

Potencia (kWh)	PV+Inversor (€)	CO (€)
100	51.424,60	106.447,00
125	67.408,00	139.532,30
150	83.391,50	172.617,50
175	93.575,00	193.697,00
200	100.153,80	207.314,80
225	110.337,30	228.394,30
250	118.820,80	245.954,80
275	134.899,60	279.237,30
300	151.183,00	312.943,60
325	161.666,50	334.644,00
350	170.245,30	352.401,80
375	186.228,80	385.487,10
400	200.212,30	414.432,40
425	210.395,80	435.511,80
450	218.974,60	453.269,60
475	229.158,00	474.349,10
500	237.641,50	491.909,60
525	253.720,30	525.192,10
550	270.003,80	558.898,40
575	280.487,30	580.598,80
600	288.970,80	598.159,30

Tabla 24: Costes finales del proyecto

13 BIBLIOGRAFÍA

- [1 miteco, «miteco,» 29 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/>. [Último acceso: 02 febrero 2022].
- [2 BOE, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado Documento BOE-A-2019-5089,» 6 Abril 2019. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [3 Rosswen, «Statistics Explained,» 3 Septiembre 2018. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:Estad%C3%ADsticas_de_energ%C3%ADa_renovable&oldid=401182. [Último acceso: 11 Enero 2021].
- [4 Red Eléctrica de España, «ree.es,» - Mayo 2019. [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/05_Autoconsumo_DIGITAL.pdf. [Último acceso: 11 Enero 2021].
- [5 UNEF, «Autoconsumo UNEF,» - - 2017. [En línea]. Available: <https://autoconsumo.unef.es/impacto-autoconsumo-sistema-los-demas-consumidores/>. [Último acceso: 08 Febrero 2022].
- [6 Appa, «Appa,» 24 enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-autoconsumo/>. [Último acceso: 19 febrero 2022].
- [7 INARQUIA, «Inarquía,» - - 2022. [En línea]. Available: <https://inarquia.es/autoconsumo-fotovoltaico-espana-europa/>. [Último acceso: 08 Febrero 2022].
- [8 Omie, «Omie,» 11 Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=1>. [Último acceso: 11 Enero 2022].
- [9 BOE, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado Documento BOE-A-2018-13593,» 6 Octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [10 Endesa, «Inicio Blogs Blog de endesa Luz Tipos de tarifas eléctricas: conoce todas,» 26 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/tipos-tarifas-electricas>. [Último acceso: 11 Enero 2022].
- [11 IDAE, «IDAE_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red,» - Julio 2011. [En línea]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf. [Último acceso: 1 marzo 2022].
- [12 European Commission, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» European Commission, 15 Octubre 2019. [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP. [Último acceso: 22 Enero 2022].
- [13 A. Uceda Gómez, «Instalación fotovoltaica para autoconsumo en un centro hospitalario,» Universidad de

3] Sevilla, Sevilla, 2020.

[1 IDAE, «Inicio Tecnologías Energías renovables Autoconsumo,» - Octubre 2020 . [En línea]. Available:

4] <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>. [Último acceso: 24 Noviembre 2021].

[1 Miteco, «miteco.gob,» - diciembre 2021. [En línea]. Available:

5] https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf. [Último acceso: 1 marzo 2022].