

MÁSTER UNIVERSITARIO EN

Investigación en Eficiencia Energética y Sostenibilidad en
Industria, Transporte, Edificación y Urbanismo

TRABAJO FIN DE MÁSTER

OPTIMIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN PV DEL LCCE

Estudiante

Tro Cabrera, Alex

Directora

Picallo Pérez, Ana

Departamento

Ingeniería Energética

Curso académico

2021/2022

Bilbao, 2022



AGRADECIMIENTOS

Transmitir mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que me han ayudado a lo largo de esta etapa y han colaborado en esta investigación.

En primer lugar y más importante, a mi tutora, la Doctora Ana Picallo Pérez, por su inestimable ayuda en la planificación, información y organización en este Trabajo Fin de Máster.

En segundo lugar, a mi familia: mi madre, mi padre y mi hermana, y a mis amigas y amigos, quienes me han servido de inspiración y han estado a lo largo de toda mi carrera apoyándome y animándome a seguir adelante.

Agradecer por otro lado a la Universidad del País Vasco (EHU-UPV), y en concreto al Máster en Investigación en Eficiencia Energética y Sostenibilidad en Edificación, Industria y Transporte, por acogerme y darme la oportunidad de desarrollar este periodo de aprendizaje científico y personal. También a todo el profesorado que he tenido, tanto en la universidad como fuera de ella, por haber fomentado, en mayor o menor medida, el crecimiento de mi curiosidad.

Mención especial al catedrático emérito José María Lizarraga, por el apoyo y la información requerida de este TFM, así como a los compañeros del área térmica del LCCE, que han estado disponibles siempre que lo he necesitado.

Finalmente, destacar la colaboración de SONINGEO S.L. mediante la auditoría aportada, que ha sido un sustento fundamental para elaborar este trabajo.

Desarrollar este estudio ha tenido un importante impacto en mi persona y es por eso que me gustaría agradecer a todas aquellas personas que me han apoyado durante este proceso.

A todas ellas, mil gracias.



ABSTRACT

This Master's Thesis includes a definition of the current situation of an existing solar photovoltaic installation in the Laboratory for the Quality Control in Buildings in Vitoria-Gasteiz, as well as a study with different proposals to optimise the treatment of the energy generated by it. The main intention is to classify the proposals and choose the best one based on the level of self-consumed electricity they present, with the initial investment required and the economic benefit achieved with each of them also being important. To this end, a regulatory framework is established regarding the activities of sale and purchase and self-production of electricity, the latest advances in relation to photovoltaic technology in buildings are reviewed, and the matching of the proposed installations with the centre's electricity consumption is analysed. Based on the fact that the main objective of the LCCE is to maximise photovoltaic self-consumption, two options are highlighted: maintaining the installation under the current conditions, changing its contracting modality to self-consumption with simplified surplus compensation, which does not require any investment and provides 43% self-consumption and an annual economic benefit of 7,800 €, or extending the installation and renewing all the photovoltaic modules, optimising the roof space. This would involve selling the surplus directly to the grid, and would involve an initial investment of around 132,000 €, but the self-consumption would amount to more than 50% and the economic benefit to 14,200 € per year, with a payback period of less than 10 years.

Key Words: Photovoltaic energy, advances in PV technology, self-consumption, electricity surplus, energy efficiency in buildings.



LABURPENA

Master Amaierako Lan honek Gasteizko Eraikuntza Kalitatearen Kontrolerako Laborategian dagoen eguzki-instalazio fotovoltaiko baten egungo egoeraren definizio bat biltzen du, baita horrek sortutako energiaren tratamendua optimizatzeko hainbat proposamen biltzen dituen azterlan bat ere. Asmo nagusia da proposamenak sailkatzea eta onena aukeratzea, haien autokontsumo mailaren arabera. Hasierako beharrezko inbertsioa eta horietako bakoitzarekin lortutako etekin ekonomikoa ere garrantzitsuak dira. Horretarako, elektrizitatearen salerosketa eta autoprodukzio jardueri buruzko arau-esparru bat ezartzen da, eraikuntzaren teknologia fotovoltaikoan egindako azken aurrerapenak errebasatzen dira, eta proposatutako instalazioen eta zentroaren kontsumo elektrikoaren arteko kasazioa aztertzen da. Laborategiaren helburu nagusia autokontsumo fotovoltaikoa maximizatzea dela abiapuntutzat hartuta, bi aukera nabarmentzen dira: instalazioa egungo baldintzetan mantentzea, kontratazio-modalitatea autokontsumora aldatuz soberakinen konpentsazio sinplifikatuarekin, zeinak ez baitu inolako inbertsiorik behar eta % 43ko autokontsumoa eta urteko 7.800 euroko etekin ekonomikoa ematen baitu, edo instalazioa handitzea eta modulu fotovoltaiko guztiak berritzea, estalkiaren espazioa optimizatuz. Horrek berekin ekarriko luke soberako elektrizitatea sare elektrikoari zuzenean saltzea, eta 132.000 euroko hasierako inbertsioa suposatuko luke, baina autokontsumoa % 50etik gorakoa izango litzateke, eta etekin ekonomikoa 14.200 eurokoa urtean, instalazioaren amortizazio-aldia 10 urtetik beherakoa izanik.

Hitz gakoak: Energia fotovoltaikoa, aurrerapenak PV teknologian, soberakin elektrikoak, autokontsumoa, energia eraginkortasuna eraikuntzan.



RESUMEN

Este Trabajo Fin de Máster comprende una definición de la situación actual de una instalación solar fotovoltaica existente en el Laboratorio de Control de la Calidad en la Edificación, en Vitoria-Gasteiz, así como un estudio con distintas propuestas para optimizar el tratamiento de la energía generada por la misma. La intención principal reside en clasificar las propuestas y escoger la mejor en base al nivel de autoconsumo eléctrico que presenten, siendo también importantes la inversión inicial necesaria y el beneficio económico logrado con cada una de ellas. Para ello se establece un marco normativo relativo a las actividades de compraventa y autoproducción de electricidad, se repasan los últimos avances en relación a la tecnología fotovoltaica en la edificación, y se analiza la casación de las instalaciones propuestas con el consumo eléctrico del centro. Partiendo de que el objetivo principal del LCCE es maximizar el autoconsumo fotovoltaico, se destacan dos opciones: mantener la instalación en las actuales condiciones, cambiando su modalidad de contratación a autoconsumo con compensación simplificada de excedentes, la cual no requiere de inversión alguna y aporta un autoconsumo del 43% y un beneficio económico anual de 7.800 €, o ampliar la instalación y renovar todos los módulos fotovoltaicos, optimizando el espacio de la cubierta. Esto implicaría vender la electricidad sobrante directamente a la red eléctrica, y supondría una inversión inicial de unos 132.000 €, pero el autoconsumo ascendería a más del 50% y el beneficio económico a 14.200 € anuales, con un periodo de amortización de la instalación inferior a los 10 años.

Palabras Clave: Energía fotovoltaica, avances en tecnología PV, autoconsumo, excedentes eléctricos, eficiencia energética en edificación.



ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	2
ABSTRACT	3
LABURPENA	4
RESUMEN.....	5
ÍNDICE.....	6
LISTA DE TABLAS	7
LISTA DE FIGURAS	8
ACRÓNIMOS.....	9
MEMORIA	10
1 INTRODUCCIÓN	10
2 CONTEXTO.....	12
2.1 Marco legal específico para el autoconsumo eléctrico	13
3 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO	15
4 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO	15
5 ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE.....	16
5.1 Tipos de energía solar	16
5.2 Últimas innovaciones en fotovoltaica	17
5.3 Energía fotovoltaica integrada en la edificación	18
5.4 Ampliación y optimización de instalaciones PV	20
6 ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO.....	20
6.1 Definición de la situación actual	22
6.1.1 Consumo eléctrico en el LCCE	22
6.1.2 Actual instalación PV del laboratorio	26
6.1.3 Caracterización de los paneles PV actuales.....	27
6.1.4 Generación eléctrica de la instalación PV actual.....	29
6.2 Estudio de mejoras de la instalación	30
6.2.1 Propuesta 1: cambio modalidad contratación	30
6.2.2 Propuesta 2: variar inclinación a 60º	36
6.2.3 Propuesta 3: renovación paneles	38
6.2.4 Propuesta 4: ampliación instalación completa	38
7 COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE LA MEJOR PROPUESTA.....	40
METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO	44
PRESUPUESTO.....	47
CONCLUSIONES.....	48
BIBLIOGRAFÍA.....	50
ANEXOS.....	53
ANEXO 1. Hojas de características de los equipos utilizados	53
Módulo solar SW 215 poly	53
Módulo solar SW 300 mono	55
Módulo solar JAM54S30 405/MR.....	57
Inversor INGECON SUN 50/80	59



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Colectores de energía solar [33]	16
Tabla 2. Análisis comparativo de distintos sistemas BIPV [47]	19
Tabla 3. Distribución de la potencia instalada y el consumo eléctrico según sus usos	22
Tabla 4. Distribución del consumo eléctrico a lo largo del año	23
Tabla 5. Distribución de los costes de la factura según concepto.....	25
Tabla 6. Resultados del aprovechamiento de la energía solar PV	33
Tabla 7. Ahorro económico debido al autoconsumo y la compensación de excedentes	35
Tabla 8. Resultados energéticos y económicos de la propuesta 2.....	37
Tabla 9. Comparativa económica de las propuestas 3 y 4	39
Tabla 10. Resumen comparativo de las 4 propuestas estudiadas	41
Tabla 11. Detalle de las tareas y subtareas del proyecto	45
Tabla 12. Horas internas de trabajo	47
Tabla 13. Deterioros.....	47
Tabla 14. Gastos personales.....	47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Potencia solar fotovoltaica instalada en España, en megavatios [18].....	11
Figura 2. Tecnologías fotovoltaicas [33]	17
Figura 3. Categorización de sistemas BIPV [45]	18
Figura 4. Mercado BIPV [47].....	19
Figura 5. Localización del LCCE en Vitoria-Gasteiz.....	21
Figura 6. Usos y distribución de los distintos edificios que componen el LCCE	21
Figura 7. Perfil de consumo horario de lunes a viernes laborables	24
Figura 8. Perfil de consumo horario de fines de semana y días festivos.....	24
Figura 9. Distribución mensual del coste de la factura eléctrica	25
Figura 10. Distribución de los costes de la factura según concepto.....	25
Figura 11. Paneles en el edificio principal	26
Figura 12. Vista aérea de la instalación fotovoltaica actual.....	26
Figura 13. Curva característica I-V del módulo SW 215 Poly para distintas irradiancias incidentes (Fuente: PVSyst).....	28
Figura 14. Inversor de la instalación, con lectura de potencia	28
Figura 15. Promedio de producción eléctrica anual de la instalación, en kWh/mes	29
Figura 16. Dispersión de los datos de los distintos años para obtener la Figura 14.....	29
Figura 17. Simultaneidad entre producción PV (línea verde) y demanda horaria del centro (línea azul) los días laborables. El área pintada de gris sería la energía autoconsumida, y la amarilla la vertida a red.....	31
Figura 18. Simultaneidad entre producción PV (línea verde) y demanda horaria del centro (línea azul) los días festivos. El área pintada de gris sería la energía autoconsumida, y la amarilla la vertida a red.....	32
Figura 19. Distribución de la energía consumida en el centro según su proveniencia	34
Figura 20. Resumen gráfico de los resultados del aprovechamiento energético de la electricidad generada	34
Figura 21. Ahorro en la factura eléctrica por autoconsumo y compensación de excedentes	36
Figura 22. Comparativa de la producción mensual según la inclinación de los módulos fotovoltaicos	36
Figura 23. Evolución de la energía autoconsumida frente a la total producida.....	37
Figura 24. Estimación de producción eléctrica de las propuestas 3 y 4	39
Figura 25. Beneficio económico de la propuesta 4 respecto a la factura eléctrica del 2019..	40
Figura 26. Ahorro energético del centro para cada propuesta	42
Figura 27. Producción PV anual de cada propuesta con la distribución de su uso final	42
Figura 28. Evolución del impacto económico asociada a las instalaciones fotovoltaicas propuestas.....	43
Figura 29. Diagrama Gantt del proyecto	46



ACRÓNIMOS

ACRÓNIMOS	
ACS	Agua caliente sanitaria
BIPV	Fotovoltaica integrada en la edificación
CEM	Condiciones estándar de medida
ENEDI	Energética en la Edificación (grupo de investigación)
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
LCCE	Laboratorio de Control de la Calidad en la Edificación
nZEB	Edificio de consumo de energía casi nulo
PV	Fotovoltaica/fotovoltaicos
PVGIS	Photovoltaic geographical information system
TFM	Trabajo fin de máster
UE	Unión Europea



MEMORIA

1 INTRODUCCIÓN

El progresivo agotamiento de las reservas, las mayores dificultades que rodean las actividades de exploración y extracción, y un largo etcétera, ponen de manifiesto la necesidad de sustituir las energías de origen fósil por otras sostenibles y de origen renovable y de reducir la intensidad energética a través del ahorro y la eficiencia. Por eso, cada vez se vuelve más necesario utilizar las energías renovables disponibles de forma natural, de entre las que se destaca particularmente la proveniente del sol [1]. Por ello, se fomentan técnicas para aprovechar la energía solar a través de procesos diversos, como térmicos o fotovoltaicos. Además, en el sector de la edificación, se precisan cambios estructurales a largo plazo, siendo de especial necesidad incidir en la mejora continua de los equipamientos, en los hábitos de consumo de los usuarios y en la integración de las renovables como elemento no solo de generación activa sino también con una función constructiva [2].

El fomento de las energías renovables y su desarrollo es uno de los ejes en los que se fundamentan las políticas de sostenibilidad energética en edificios de viviendas y servicios. Sin embargo, en España, el nivel de utilización de las energías renovables en los edificios está todavía en torno al 19% en el caso de las viviendas y no llega ni al 2% en el de servicios [3].

La transición energética requiere de una mayor implicación de la ciudadanía, las instituciones y las empresas locales en los proyectos energéticos que se realicen a nivel urbano a través del desarrollo de comunidades energéticas basadas en energías renovables. Se trata de lograr que estos proyectos aporten también beneficios sociales, económicos y medioambientales que repercutan en el ámbito local, consiguiendo una mayor aceptación. Las tecnologías locales se vuelven indispensables en este sentido. Bombas de calor por medio de aerotermia o geotermia, colectores solares o el uso de la biomasa pueden hacer frente a las demandas térmicas, mientras que las eléctricas pasan por la minieólica y, sobre todo, la fotovoltaica en cualquiera de sus formas. No obstante, hay que tener presente que estos actores representan solo uno de los portadores del desarrollo de la eficiencia energética, las energías renovables y de la transición energética en general. Por esto, es necesario un espacio legal específico que potencie que estos sistemas puedan prosperar [4].

En Europa, la Directiva (UE) 2018/2001¹ relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables define un sistema común para promover la energía procedente de fuentes renovables en todos los sectores, estableciendo que “la mayor utilización de energía procedente de fuentes renovables será crucial para combatir el cambio climático, proteger el medio ambiente y reducir nuestra dependencia energética, así como para contribuir al liderazgo tecnológico e industrial de la UE, al crecimiento y a la creación de puestos de trabajo, incluyendo zonas rurales y aisladas”.

A su vez, la directiva garantiza que se cumpla el objetivo de una forma rentable, brinda seguridad a largo plazo a la parte inversora, acelera los procedimientos de obtención de permisos para construir proyectos y permite que los consumidores participen en la transición energética con el derecho a producir su propia energía renovable, ya sea individualmente o en el marco de comunidades de energías renovables, sin restricciones indebidas.

¹ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En lo que respecta a las distintas tecnologías, de entre la amplia gama de fuentes de energía renovable existentes, la energía solar fotovoltaica (PV) es considerada la tecnología más limpia y segura con la que generar electricidad, incluso a escala de GW [5]. Desde el descubrimiento del efecto fotovoltaico en el siglo XIX, esta tecnología ha experimentado un desarrollo espectacular tanto en términos de células fotovoltaicas, tecnologías de generación y eficiencias [6]-[7], como en sus campos técnicos asociados (electrónica, mecánica, etc.) [8] y el nivel de dinámica de mercado de producción y despliegue [9]-[12].

Por otro lado, se han llevado a cabo investigaciones sobre distintas configuraciones de PV e innovaciones para la incorporación de la fotovoltaica en la rehabilitación de edificios (Building-Integrated Photovoltaics - BIPV): estudiando su integración en las envolventes (fachada, ventanas...), desarrollando paneles solares híbridos, etc. [13]-[16].

España, en este sentido, es el país con más potencial solar de la Unión Europea [17], con unas condiciones naturales favorables y abundantes recursos solares. Sin embargo, el desarrollo de las energías renovables, en general, y de la energía solar fotovoltaica, en particular, ha visto truncado su liderazgo en el sector debido principalmente a un marco regulatorio y un sistema de subvenciones del sector público muy inestables y difusos [18], cuya evolución se puede observar en la Figura 1.

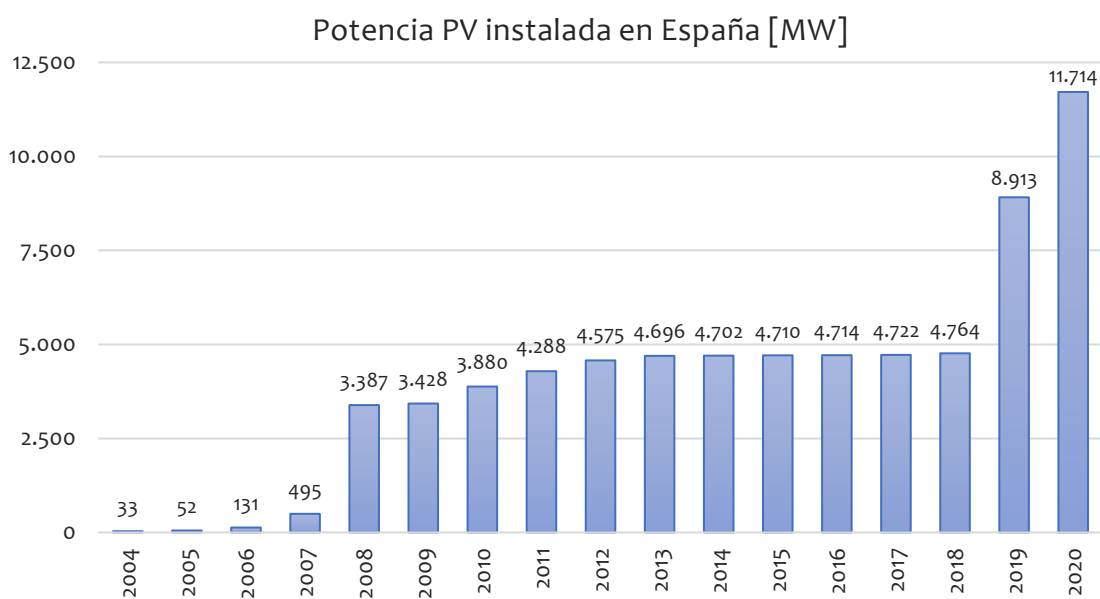


Figura 1. Potencia solar fotovoltaica instalada en España, en megavatios [18]

Sin la debida cautela ante la inminente crisis mundial, el marco regulatorio dio lugar a que España ocupara el segundo lugar a nivel mundial en 2008 en términos de energía solar fotovoltaica instalada. En cambio, una grave crisis financiera y económica aún en su infancia comenzó a conducir a reajustes, mientras que el nuevo marco normativo detuvo la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas y obligó a muchas empresas e inversores a declararse en quiebra o ver disminuir sus niveles de rendimiento [18]. Ya en 2019, mediante el RD 244/2019², se regularon las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y la gestión de los excedentes, volviendo a fomentar su implementación.

² Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.



Para la Unión Española Fotovoltaica, este Real Decreto “sitúa al ciudadano en el centro del modelo energético permitiéndole tener acceso libre la producción y venta de la energía y lo hace más responsable de su consumo, en línea con los principios establecidos por el paquete de medidas “Energía Limpia para todos los Europeos” y con la consecución del Acuerdo de París” [20].

2 CONTEXTO

En 2018, el Consejo Europeo aprobó la directiva 2018/844³, una revisión de la antigua directiva 2010/31/UE. Esta directiva incrementa la eficiencia energética de los edificios y fomenta la rehabilitación, mientras que define el edificio de consumo de energía casi nulo (nearly Zero Energy Building - nZEB). Cada estado miembro ha transpuesto esta definición, y en España un edificio de consumo de energía casi nulo es aquel edificio, nuevo o existente, que cumple con las exigencias reglamentarias establecidas en el Documento Básico “DB HE Ahorro de Energía” del Código Técnico de la Edificación, referente a la limitación de consumo energético para edificios de nueva construcción⁴.

La regularización de los edificios nZEB supone un nuevo empujón a la entrada de las energías renovables en el sector de la edificación, puesto que estos edificios tienen un consumo energético abastecido preferentemente por energías renovables generadas in-situ o en su proximidad. El aporte de la energía solar en forma de autoconsumo en los ámbito residencial y público/comercial ha de ser un apoyo importante en la consecución de estos objetivos.

En este aspecto, la aprobación de la nueva normativa de autoconsumo en abril de 2019 abrió las puertas generar la propia electricidad, volcar el sobrante a la red y cobrar por ella. Para animar aún más los proyectos y sacar partido al sol, el Ministerio de Transición Ecológica anunció en 2020 que se librarían los cargos de los peajes de la luz y publicó una Guía profesional de Tramitación del Autoconsumo, de la mano del IDAE [21].

Otros de los principales factores que impulsan el crecimiento del autoconsumo son, aparte de la reducción de costes de la fotovoltaica (que se sitúan por debajo de los 2 euros por vatio pico), las ayudas públicas aprobadas por el Gobierno en 2021. Concretamente, la energía solar contará con hasta 900 millones de euros, de los cuales 450 irán destinados a particulares, autónomos y administraciones públicas [22]. Además, algunos municipios aplican bonificaciones en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) para instalar sistemas de autoconsumo. Algunos ayuntamientos en España ofrecen descuentos de hasta un 50% durante los primeros años tras realizar la instalación en las viviendas, una medida que permite rebajar el coste inicial del montaje y reducir el tiempo de amortización [23].

Estos esfuerzos responden al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, en el que España se ha trazado mejorar su eficiencia energética un 39,5% para 2030 y reducir el consumo de energía primaria desde los 103 millones de toneladas equivalentes en petróleo (Mtep) de 2015, hasta los 98 Mtep al cierre del proyecto [24]. Y es que, a pesar de que 2020 fue un año récord, ya que la nueva potencia PV de autoconsumo ascendió a 596 MW (de los cuales el 19% correspondieron al ámbito doméstico y el 23% al sector servicios [25]), España

³ Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

⁴ Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.



todavía se encuentra lejos de países como Alemania, que en 2019 instaló 3 GW de nueva capacidad de autoconsumo. Ese año, en el ranking europeo de potencia total acumulada, España todavía estaba en la decimosegunda posición. A un ritmo como el de 2020 (596 MW/año), necesitaría casi 50 años para alcanzar la posición de una Alemania (primera) que no ampliara más su capacidad [26].

2.1 Marco legal específico para el autoconsumo eléctrico

El Real Decreto 900/2015⁵ obligaba a los autoconsumidores a abonar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes, que eran abonados por el uso real que se realiza de ellas, es decir por la potencia contratada y la energía medida en el punto frontera asociado a ella. También clasificaba y definía las distintas clases de autoconsumo:

- *Tipo 1. Suministro con autoconsumo.*

Para consumidores con instalaciones de capacidades inferiores a 100 kW, donde la generación de electricidad tenía como único fin el autoconsumo. El excedente de energía eléctrica podía volcarse a la red, pero sin ningún tipo de remuneración.

- *Tipo 2. Producción con autoconsumo.*

Dentro de esta categoría se encontraban las potencias instaladas capaces no solo de autoconsumir sino también de vender a la red y percibir remuneración. No obstante, lo hacían bajo las estrictas condiciones del “impuesto al sol”. Éste estaba previsto para dos casos: el llamado “carga por la potencia”, para aquellas instalaciones superiores a los 100 kW o cuando se utilizasen baterías de acumulación, y para el conocido “carga por la energía”, que representaba la diferencia de toda la energía generada menos el excedente suministrado a la red eléctrica. Las únicas excepciones que se preveían para este impuesto se concebían para las instalaciones fotovoltaicas de potencia inferior a 10 kW o para las de cualquier potencia ubicadas en Canarias, Ceuta, Melilla [27].

Para frenar estas condiciones llegó en primer lugar y con carácter de urgencia el Real Decreto-ley 15/2018⁶, que presentaba dos modificaciones principales:

- a) La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos queda exenta de todo tipo de cargas y peajes.
- b) Las instalaciones productoras de hasta 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro de autoconsumo con excedentes quedan exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción eléctrica.

Pero es el Real Decreto 244/2019 el que presenta más novedades [28], consagrando la figura del autoconsumo colectivo, para que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación y define el concepto de “instalación de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas”, que permite el autoconsumo en instalaciones de generación situadas en la misma vivienda o en otras que estén ubicadas en las proximidades.

⁵ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Norma derogada.

⁶ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección del consumidor.



Otra de sus novedades consiste en implantar un mecanismo simplificado de compensación de excedentes, es decir, de aquella energía generada por instalaciones de autoconsumo que no se consumen instantáneamente. Con esta ley, la comercializadora de energía compensará al usuario por la energía excedentaria en cada factura mensual, y también reduce significativamente los trámites administrativos para las personas usuarias.

En cuanto al régimen económico, se divide en tres subcategorías la modalidad de suministro con autoconsumo, ofreciendo varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo:

- *Tipo 1.1. Autoconsumo sin excedentes.*

El usuario debe instalar un mecanismo antivertido, normalmente integrado en el inversor, que imposibilite el paso de energía excedente a la red general.

- *Tipo 1.2. Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación.*

Los excedentes deben venderse en el *pool* eléctrico a precio de mercado, habiendo de inscribirse la instalación como productora de energía en el registro oficial.

- *Tipo 1.3. Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación.*

Pueden vender la energía en el *pool* como en el caso anterior, o compensar mensualmente sus excedentes valorando la energía horaria excedentaria (compensación simplificada). Pueden acogerse a este modelo las instalaciones de generación de origen renovable cuya potencia no sea superior a 100 kW. Se trata de una de las novedades del Real Decreto 244/2019 mencionada anteriormente, en el que se simplifican el mecanismo de compensación y los trámites burocráticos. No obstante, el importe a compensar nunca podrá exceder la valoración mensual de la energía horaria consumida.

Asimismo, se presentan los tipos de consumidores posibles: individual, que puede ser bajo la modalidad sin o con excedentes, colectivo, que debe en todo momento operar bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes.

Por otro lado, el nuevo decreto reconoce la energía compartida, al derogar el apartado 3 del Artículo 4, “Clasificación de modalidades de autoconsumo”, que establecía: “En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”. Entonces, se permite distribuir competencias, es decir, el autoconsumo colectivo, y con ello una alternativa de ahorro para los usuarios al facilitar su asociación, a escala residencial o industrial, a una misma planta de generación, compartiendo los gastos y los servicios. De esta forma, un consumidor puede usar los excedentes de algún vecino y ser partícipe de esta energía limpia producida, siempre y cuando pertenezcan a la misma modalidad de autoconsumo y estén asociados [28].

En conclusión, España, que se convirtió en un referente mundial en producción eléctrica con energía solar fotovoltaica a mediados de la primera década de este siglo, vuelve a apostar por esta tecnología tanto para la generación en plantas de gran tamaño como para el autoconsumo, apoyada en gran parte por un marco legal adecuado [29].

3 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo principal de este TFM es estudiar la viabilidad de incorporar tecnología renovable basada en paneles fotovoltaicos en las instalaciones térmicas del Laboratorio de Control de Calidad de la Edificación del Gobierno Vasco (LCCE). En caso de que el proyecto fuera viable se pretende ejecutar la obra e implementar la ampliación u optimización de la instalación solar PV seleccionada y dimensionada.

Para ello, se definen una serie de subobjetivos, enlistados a continuación:

- Realizar un repaso exhaustivo a la legislación actual sobre compra y venta de electricidad, haciendo especial hincapié en el concepto de autoproducción. Se estudia la evolución de la legislación en los últimos años, y se identifica el tipo de contrato actualmente existente en el LCCE.
- Describir la instalación PV actual, así como su instalación eléctrica asociada y la sujeción mecánica utilizada (soportes de los paneles).
- Caracterizar los paneles fotovoltaicos actuales (tipo, potencia, rendimiento, precio, etc.) y comparar con los datos originales del fabricante.
- Estudiar las curvas de carga eléctrica tanto de la producción fotovoltaica como del consumo del propio laboratorio, analizando su semejanza.
- Sabiendo que el EVE (propietario de la instalación) quiere cambiar la modalidad de la instalación, pasando al autoconsumo, se estudian distintas opciones y se elabora una propuesta final, englobada en una de las siguientes:
 1. Mantenimiento de la instalación actual en las condiciones actuales, con cambio de contratación, valorando entre venta o compensación de excedentes.
 2. Mantenimiento de la instalación actual variando las condiciones de inclinación, de forma que se favorezca la producción invernal y por tanto el autoconsumo. Cambio de contratación, presumiblemente a compensación de excedentes.
 3. Sustitución de los paneles e inversor por unos nuevos, con el consiguiente aumento de potencia instalada, valorando si es o no válida la instalación eléctrica auxiliar actual. Realización de una nueva contratación, a valorar entre venta o compensación de excedentes.

4 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO

Ampliar la instalación de PV del LCCE permitirá invertir en tecnología renovable para producir electricidad de forma local para el autoconsumo y venta. Aprovechar zonas inertes de la cubierta para convertirlas en activas es una estrategia ideal para optimizar las instalaciones.

Este TFM quiere servir de referencia para nuevos modelos de actuación a implantar que permitan simplificar y agilizar proyectos de rehabilitación y ayudar a promover intervenciones en las instalaciones de los edificios.

5 ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

Prácticamente la totalidad de la energía disponible en la Tierra proviene del Sol; es la causa de fenómenos como los vientos, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias y los saltos de agua. Además, el calor y la luz que desprende son la base de muchas de las reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y animales que, con el paso de los siglos, han originado combustibles fósiles como carbón o petróleo. Por tanto, la gran mayoría de las energías consideradas renovables provienen directa o indirectamente del Sol [31]. De entre ellas, la aprovechada de forma directa gracias a la recepción de radiación solar tiene una importancia capital, y es que la cantidad de energía solar captada por la Tierra anualmente es aproximadamente de $5,4 \times 10^{24}$ julios, una cifra que representa 4500 veces la energía que en ella se consume [32].

En este contexto, la energía solar está asistiendo a una revolución científica que insta a la comunidad científica a profundizar sus estudios. Las investigaciones sobre la energía solar han adquirido una gran amplitud hoy en día, por lo que a continuación se realiza una revisión de los sistemas de energía solar activos consolidados, las últimas innovaciones en la tecnología fotovoltaica y su integración arquitectónica en la edificación (BIPV), y posibles modos de ampliación y optimización de instalaciones de este tipo.

5.1 Tipos de energía solar

Por un lado, están los colectores solares, intercambiadores de calor que absorben la radiación solar, la transforman en calor y la transmiten a un fluido que circula por su interior. En general, pueden dividirse en dos categorías: estacionarios y de concentración. En la Tabla 1 se muestran los distintos tipos de colectores solares y su modo de absorción:

Tabla 1. Colectores de energía solar [33]

Categoría	Tipo de colector	Modo de absorción
Estacionarios	Colector de placa plana	Plano
	Colector de tubo de vacío	Plano
	Colector parabólico compuesto	Tubular
De concentración	Concentrador lineal de Fresnel	Tubular
	Colector cilíndrico parabólico	Tubular
	Reflector de disco parabólico	Puntual
	Campo de helióstatos y torre	Puntual

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos son un tipo de energía solar en el que se convierte la luz solar directamente en electricidad mediante la absorción de fotones. Existen muchas tecnologías relacionadas con el principio fotovoltaico, siendo una clasificación habitual la realizada según sus generaciones, como se muestra en la Figura 2.

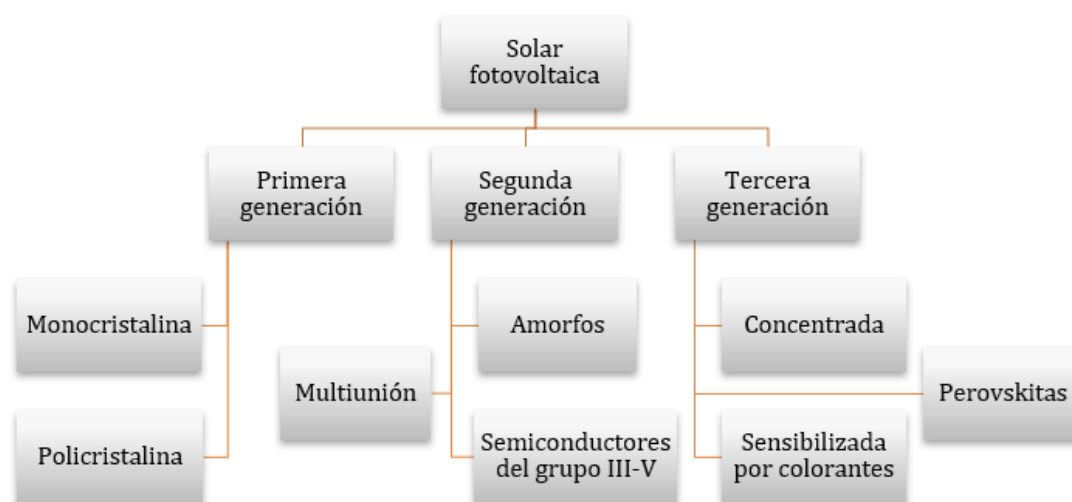


Figura 2. Tecnologías fotovoltaicas [33]

También existen paneles solares híbridos, que combinan ambas tecnologías, produciendo simultáneamente energía eléctrica y térmica [34].

Por último, se encuentran bajo desarrollo nuevos tipos de aprovechamiento directo y activo de la radiación solar, como la Torre Solar propuesta en la Ref.[35]. Se trata de una estructura tipo chimenea de gran altura, cuyo sistema combina la tecnología solar térmica, eólica y geotérmica para generar electricidad limpia, basándose en un fenómeno tan simple como es la convección natural.

5.2 Últimas innovaciones en fotovoltaica

Desde las primeras aplicaciones de las células fotovoltaicas en los satélites, la tecnología fotovoltaica cristalina domina la cuota de mercado. Sin embargo, debido a sus numerosas ventajas, la cuota de mercado de la tecnología de capa fina aumenta lentamente. La cuota de mercado de los módulos fotovoltaicos cristalinos era de aproximadamente el 92% en 2014, y se espera que disminuya hasta el 73,3% en 2030 y, posteriormente, hasta el 44,8% en 2050 [36]. Seguidamente se describen las tecnologías emergentes más prometedoras.

Las células solares sensibilizadas por colorantes (DSC) tienen una alta eficiencia teórica y un bajo coste de fabricación, siendo sus procesos de fabricación comparativamente sencillos [37]. Las DSC utilizan tintes moleculares diseñados para absorber la irradiación de forma eficiente y crear portadores de carga libres para transportar la energía absorbida. Además, los colorantes empleados son abundantes, no son caros y no son tóxicos [38].

Las perovskitas (PSC) [39], cuyos principios datan de 2009, presentan una fuerte absorción portadora y una elevada longitud de difusión, dotando a la célula de una eficiencia de conversión de energía superior al 20% a escala comercial. Aparte de lo anterior, la PSC tiene otras ventajas sobre otras tecnologías fotovoltaicas emergentes, como un menor coste de fabricación y la disponibilidad de diversas opciones de procesos de fabricación, materiales y arquitectura. Pero debe superar ciertos retos como su estabilidad, la histéresis en las curvas I-V y la ecotoxicidad debido a la presencia de plomo (soluble), la cual añade otra barrera debido a su difícil reciclaje y encapsulamiento.

Finalmente, las limitaciones observadas en las tecnologías fotovoltaicas consolidadas en el mercado actual se ven reducidas por la introducción de componentes a nanoescala, ya que su capacidad de controlar la brecha de banda energética proporcionaría flexibilidad e intercambiabilidad [40], además de mejorar la probabilidad de recomposición de la carga. Por lo tanto, para mejorar la eficiencia de la conversión en el proceso fotovoltaico, se están estudiando las estructuras de los productos de la nanotecnología que absorben más luz solar: dispositivos como los nanotubos, los puntos cuánticos (QD) y las células solares "portadoras de calor" [41].

5.3 Energía fotovoltaica integrada en la edificación

Mientras que las plantas fotovoltaicas a gran escala van alejando la producción del punto de consumo y maximizando el tamaño (desiertos, plataformas flotantes...) [42]-[43], en el ámbito de la edificación la tendencia es a integrar los sistemas en la propia arquitectura de las construcciones.

La Figura 3 resume las principales tecnologías fotovoltaicas definidas en los dos apartados anteriores y sus aplicaciones en la edificación. Como se observa en ella, los sistemas BIPV se aplican tanto en cubiertas como en fachadas, ya sea en superficies opacas, transparentes, o incluso semitransparentes aislantes (STPV) [44]. Normalmente se instalan en azoteas, muros (Trombe, cortina...), ventanas, claraboyas, como elementos de sombreado, etc.

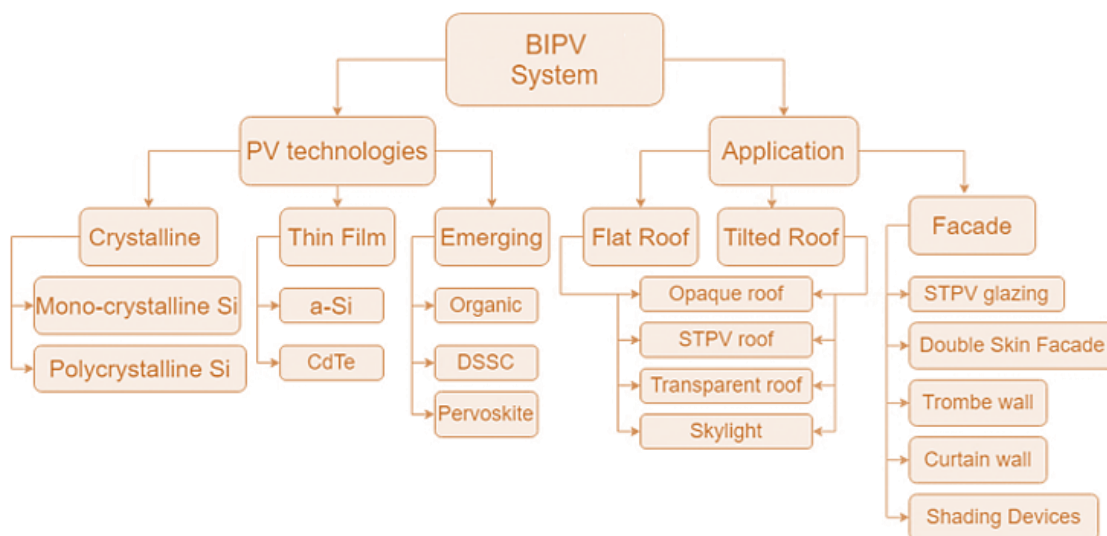


Figura 3. Categorización de sistemas BIPV [45]

Existe un inmenso potencial de mercado de los productos BIPV en todo el mundo. El desarrollo general de BIPV en los últimos años está aumentando y hasta la fecha ha alcanzado aproximadamente 2.000 MW de instalación [46]. La aplicación actual del mercado BIPV se muestra en la Figura 4. Aproximadamente el 80% de las instalaciones de BIPV se montan en tejados y el 20% restante en fachadas.

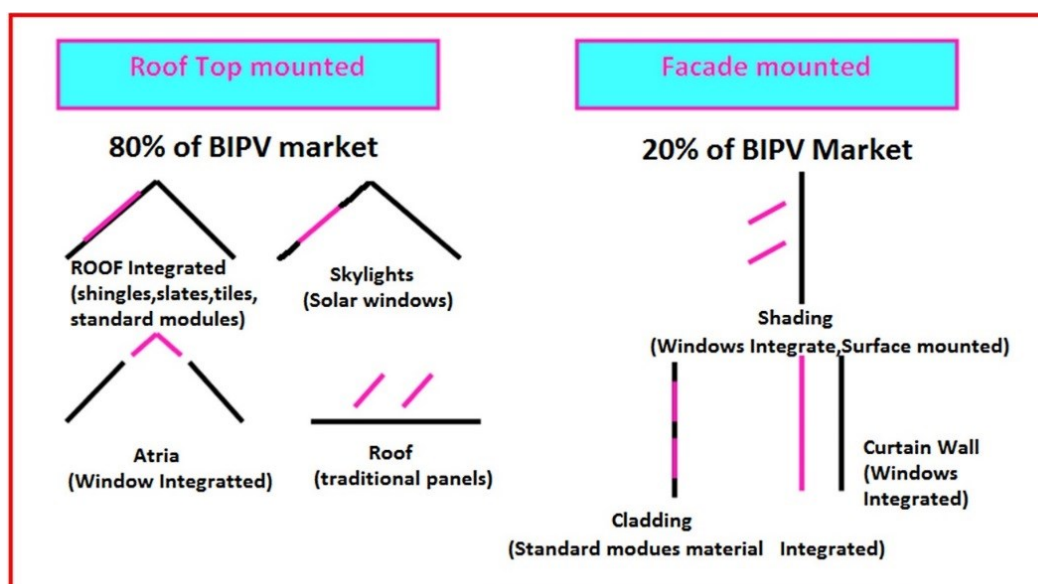


Figura 4. Mercado BIPV [47]

Según su función, los materiales utilizados y sus características mecánicas y eléctricas, los productos BIPV se clasifican en cinco grandes categorías que se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Análisis comparativo de distintos sistemas BIPV [47]

Product	Specific Advantage	Specific Disadvantage	Applications	Remarks
Standard in roof systems	<ul style="list-style-type: none"> • Suitable for old and new roofs • Well established application • Easy to handle • Under the scope of the French and Italian BIPV definition • Very competitive • High efficiency performance 	<ul style="list-style-type: none"> • Limited aesthetic value due to level of visibility • Scope of application limited to certain roof types. • The multifunctional aspects of PV are not fully exploited 	<ul style="list-style-type: none"> • Pitched Roof 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Residential and commercial buildings
Semitransparent system (glass/glass module)	<ul style="list-style-type: none"> • Most unobtrusive and possibly most aesthetic BIPV solution • Ideal suited for prestigious buildings with well-visible facades and skylights • Marginal daylight elimination/capacity to diversity light intake • Cell shapes can be attractive • With thin films cells they have uniform appearance, suitable for flush mounting 	<ul style="list-style-type: none"> • The prices are normally high since they are usually tailor-made products • As they can be seamlessly integrated, the public may not notice the presence of PV modules • Difficulty in hiding the cables • Limited sizes and shapes of cells • Silver tabbing crosses the transparent spaces between cells 	<ul style="list-style-type: none"> • Semitransparent façade • Skylights • Shading System 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Commercial and public buildings
Cladding system	<ul style="list-style-type: none"> • Well suited if the PV system is to be recognized (green image owner) • Different colors and visual effect can be included • High efficiency system 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower system performance (due to design restrictions) • The lower parts of façade are normally not used due to possible shadows • Installation cost can be very high 	<ul style="list-style-type: none"> • External Building walls • Curtain Walls 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Commercial and public buildings
Solar Tiles and shingles	<ul style="list-style-type: none"> • Aesthetic solution, mainly for residential pitched roofs • High-efficiency products • Very light product which eases the installation 	<ul style="list-style-type: none"> • Small unit size lead to longer installation time • Unfavorable cost-performance ratio • High risk of breakage 	<ul style="list-style-type: none"> • Pitched Roofs 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Residential buildings ✓ Old buildings
Flexible laminates	<ul style="list-style-type: none"> • Very light weight (suitable for weak roofs) • Easy handling and installation • Low BOS cost • No roof Penetration • Curved installations possible 	<ul style="list-style-type: none"> • It doesn't replace other function of building components functions: BIPV status at stake • Very low efficiency which results in larger system areas 	<ul style="list-style-type: none"> • Flat and curved roofs 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Commercial and industrial buildings (with large unused roofs)

5.4 Ampliación y optimización de instalaciones PV

Aparte de la medida obvia de renovación de los paneles fotovoltaicos por unos de mayor potencia y eficiencia (nuevas tecnologías explicadas en el apartado 4.2), existen diversos métodos para optimizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

En primer lugar y más importante, deben estudiarse en detalle los consumos, con el objetivo de minimizarlos y casarlos en la medida de lo posible con la producción fotovoltaica [48]-[50]. De esta forma se ahorra parte de la compra-venta de electricidad a la red, impulsando el precio de la energía producida con el de la comprada a la compañía comercializadora. Para llevar a cabo estas acciones, el trabajo en la Ref. [51] presenta distintos criterios, métodos y herramientas de software, referentes al propio funcionamiento del sistema fotovoltaico, a la cartografía de radiación solar, de planificación y análisis y, por supuesto, económicos.

Otra alternativa para optimizar las instalaciones fotovoltaicas en edificios consiste en la hibridación con otras tecnologías renovables [52]. Por ejemplo, la hibridación eléctrica y térmica une la energía fotovoltaica con fuentes de generación de calor como la geotermia, la solar térmica [53] o la biomasa. Pero también se pueden complementar varias fuentes de generación eléctrica, compensando sus déficits: normalmente fotovoltaica con eólica o minihidráulica.

Finalmente, a pesar de referirse a instalaciones conectadas a red, otra opción interesante puede ser combinar la producción fotovoltaica con elementos de acumulación energética. En el caso de baterías o elementos de acumulación eléctrica se elimina el componente de dependencia del recurso renovable en la carga, resultando gestionable en su descarga [54], lo cual resulta en un beneficio económico importante.

Por otro lado, en la Ref. [55] se presenta un modelo para almacenar el exceso de producción eléctrica aprovechando la masa térmica del edificio. La metodología se investiga utilizando un sistema de acondicionamiento de aire con flujo de refrigerante variable basado en la activación de la masa térmica estructural. Los resultados muestran que, en circunstancias climatológicas adecuadas, la tecnología propuesta puede reducir la energía eléctrica total adquirida de la red entre un 60% y un 80%.

6 ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO

El Laboratorio de Control de Calidad de la Edificación (LCCE) es un espacio del Departamento de Ordenación del Territorio, Vivienda y Transportes del Gobierno Vasco para ensayar las propiedades de diferentes productos y sistemas constructivos. Fue construido en el año 1973, y se encuentra en la calle Agirrelanda, número 10, en la ciudad de Vitoria-Gasteiz.

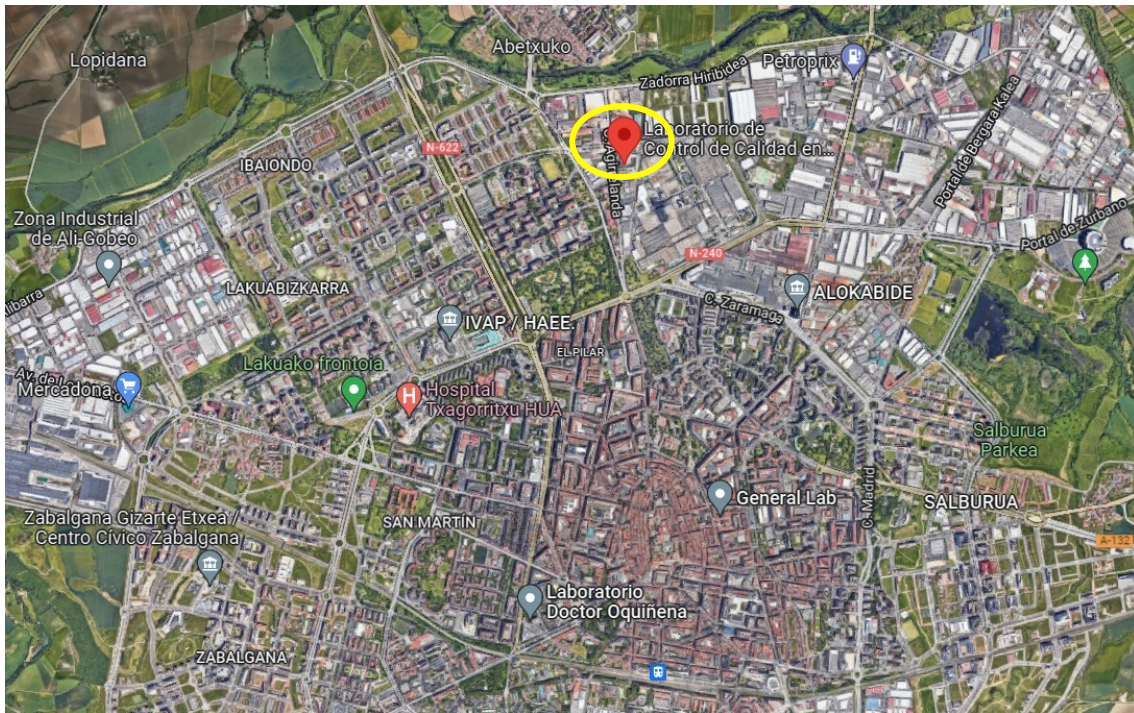


Figura 5. Localización del LCCE en Vitoria-Gasteiz

El laboratorio cuenta con 3.679,80 m², repartidos en tres edificios:

- **Edificio principal.** Alberga la zona administrativa, laboratorios, pabellones de ensayo y sala de conferencias. Consta de dos plantas sobre rasante.
- **Laboratorio Físico-Mecánico-Químico**, con una única planta sobre rasante.
- **Laboratorio de pruebas.** Edificio técnico de dos plantas sobre rasante donde se ubican las salas técnicas (cuadro general de BT, inversor de la instalación fotovoltaica y sala de calderas que da servicio al edificio principal) y un laboratorio de pruebas.



Figura 6. Usos y distribución de los distintos edificios que componen el LCCE

A través de sus tres áreas principales (Materiales, Acústica y Térmica), el LCCE pretende ser un agente determinante en la innovación, creación y promoción de nuevas tecnologías que ayuden a potenciar y mejorar la calidad y sostenibilidad de los edificios de la región. Cada una de estas áreas está vinculada a un propósito específico relacionado con el control y la calidad de los elementos constructivos en la edificación en general, centrándose en el uso residencial.

Por su parte, el grupo de investigación ENEDI de la Universidad del País Vasco se encarga de desarrollar el Área Térmica del LCCE, contribuyendo a la mejora de la eficiencia energética tanto en edificios nuevos como en rehabilitados, así como a la promoción del uso de energías renovables en los mismos. Actúa a través de ensayos experimentales, actividades de investigación, formación y asesoramiento a la sociedad sobre el comportamiento energético y la salud en los edificios.

6.1 Definición de la situación actual

Este apartado se centra en describir la situación actual del LCCE en lo relativo a energía eléctrica, incluyendo su consumo eléctrico y la definición del sistema PV existente.

6.1.1 Consumo eléctrico en el LCCE

El LCCE cuenta con numerosos aparatos eléctricos con un total de aproximadamente 276 kW instalados. Sin embargo, los principales equipos consumidores se agrupan en cinco grandes grupos:

Tabla 3. Distribución de la potencia instalada y el consumo eléctrico según sus usos

Sistema	Potencia instalada [kW]	Consumo anual [kWh/año]
Iluminación ⁷	48,99	87.050
Laboratorio	106,70	26.237
Producción de frío y calor	55,39	9.922
Informática	15,83	30.877
Resto de equipos ⁸	49,23	10.360
TOTAL	276,14	164.446

Estos datos se han obtenido a partir de una auditoría energética realizada recientemente al LCCE por el equipo auditor SONINGEO, S.L., en la que se evaluaron las potencias de los distintos equipos del laboratorio y se analizaron sus facturas eléctricas durante los años 2017, 2018 y 2019.

Según ese análisis, el consumo eléctrico total anual asciende a 164.446 kWh/año, los cuales en la actualidad se satisfacen directamente de la red, mediante una instalación eléctrica con batería de condensadores con la cual evitan las penalizaciones por consumo de energía reactiva.

⁷ Incluye tanto la iluminación interior como la exterior.

⁸ Integrado por sistemas audiovisuales, electrodomésticos, equipos de sonido, distribución y bombas, producción de ACS y otros sistemas secundarios.

En el año 2019, la facturación eléctrica supuso un coste de 18.864,73 euros, con un valor medio de la electricidad en el LCCE de 0,1147 €/kWh. Además, este consumo eléctrico supuso unas emisiones a la atmósfera de 58,71 toneladas de CO₂.

En cuanto a la distribución horaria de los consumos, tanto mensual como diaria, se ha estimado en base a las curvas de consumo representadas en la propia auditoría, medidas en el año 2019.

Para ello, se aplica una variación estacional (invierno, verano y meses de transición). Además, por una parte, se diferencia entre los días de uso habitual (laborables, de lunes a viernes) y los días festivos o fines de semana, y por otra, se distinguen 3 periodos de consumo distintos a lo largo del día: valle (18:00 - 09:00), llano (09:00⁹ - 12:00 y 15:00 - 18:00) y punta (12:00 - 15:00):

Tabla 4. Distribución del consumo eléctrico a lo largo del año

Periodo	Mes	Potencia "valle"	Potencia "llano"	Potencia "punta"	Potencia festivo	Consumo total [kWh/mes]	Error
Invierno	Enero	20	35	40	18	17.596	0,51%
	Febrero	20	35	40	18	15.893	0,01%
Transición	Marzo	18	28	32	12	14.151	2,57%
	Abril	18	28	32	12	13.695	3,71%
	Mayo	18	28	32	12	14.151	2,04%
Verano	Junio	12	19	23	10	9.727	4,06%
	Julio	12	19	23	10	10.052	6,89%
	Agosto	12	19	23	10	10.052	7,47%
Transición	Septiembre	18	28	32	12	13.695	2,92%
	Octubre	18	28	32	12	14.151	5,95%
	Noviembre	18	28	32	12	13.695	1,41%
Invierno	Diciembre	20	35	40	18	17.596	6,78%

El resultado del consumo eléctrico total del laboratorio según esta estimación es de 164.454 kWh/año, valor muy cercano a los 164.446 kWh/año obtenidos de la facturación real del año 2019 (error del 0,01%).

Se ha considerado un promedio de 250 días laborables al año, repartidos de manera uniforme a lo largo del año. Gran parte de las divergencias mensuales de la estimación puede deberse a este reparto uniforme, ya que los errores más altos se dan en los meses de verano y en diciembre, cuando el número de festivos suele verse alterado.

⁹ Aunque la actividad en el centro comience habitualmente a las 8:00 de la mañana, el consumo eléctrico en la primera hora de funcionamiento se considera despreciable.

Perfil de consumo horario: laborable

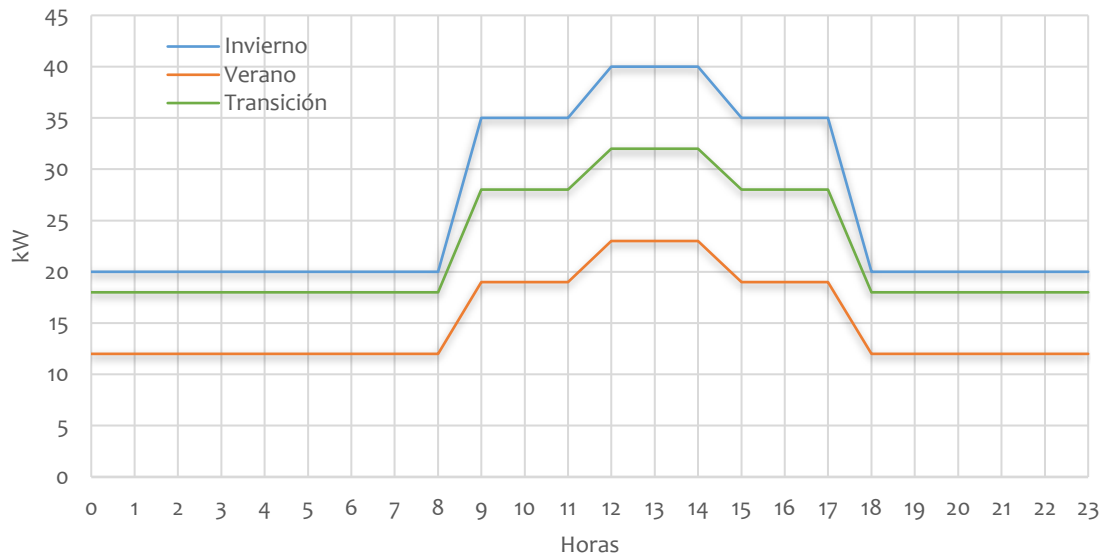


Figura 7. Perfil de consumo horario de lunes a viernes laborables

Perfil de consumo horario: no laborable

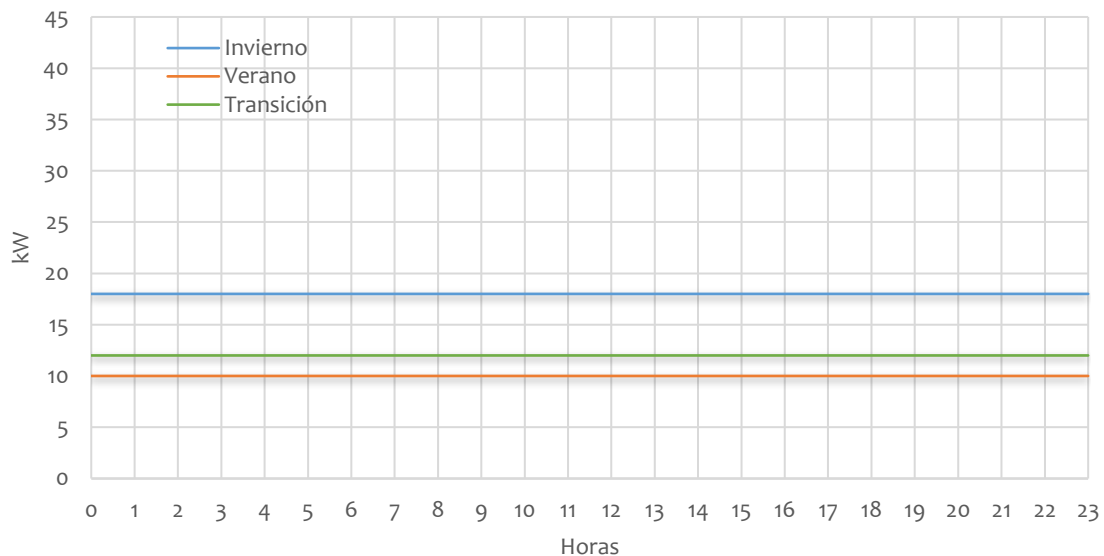


Figura 8. Perfil de consumo horario de fines de semana y días festivos

Las curvas de carga representadas corresponden a un día promedio de cada estación. En ellas se puede observar un perfil de funcionamiento que responde a un patrón definido.

- Durante los días de uso habitual (lunes a viernes) se observa que a las 8:00 se inicia la actividad en el centro, intensificándose hasta alcanzar los pico de consumo, de entre 20 y 40 kW, en las horas centrales del día (12:00 - 15:00), coincidiendo con el periodo de mayor ocupación del centro. La potencia se mantiene relativamente alta hasta las 17:00, cuando comienza a descender hasta alcanzar los valores mínimos a las 18:00, hora de cese de la actividad. Entonces se mantiene en esos valores bajos (10-20 kW) durante toda la noche hasta que se retome nuevamente la actividad el siguiente día.

- Durante los fines de semana y los días festivos, se observa un consumo estable entre los 10 y 18 kW, correspondiente a los equipos que permiten el funcionamiento de sistemas de seguridad, comunicaciones, servidor, iluminación de emergencia, etc.

En cuanto al aspecto económico del consumo, ya se ha dicho previamente que el coste anual de la factura eléctrica, según el periodo analizado, asciende a 18864,73 €, y se reparte mensualmente del siguiente modo:

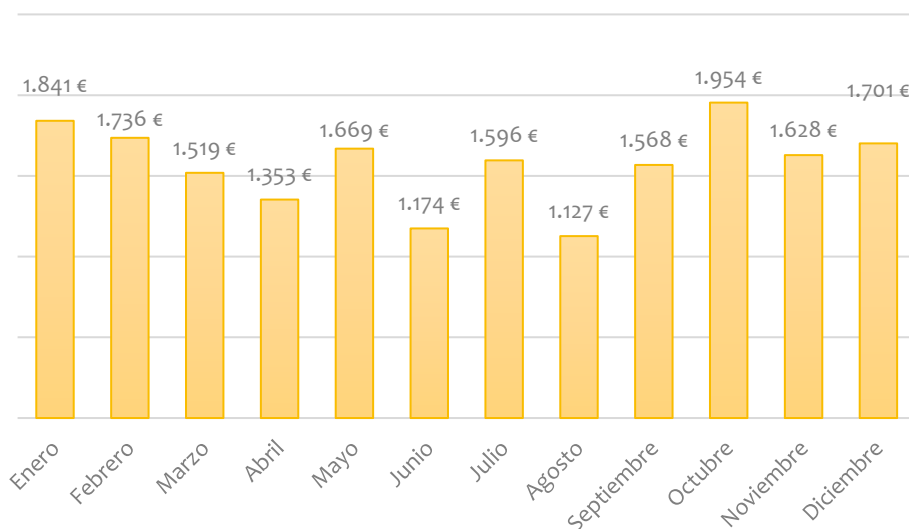


Figura 9. Distribución mensual del coste de la factura eléctrica

Además, otra información que nos facilita el estudio realizado por la auditoría es la contribución de cada concepto de la factura al coste total de la misma:

Tabla 5. Distribución de los costes de la factura según concepto

Coste total	18.864,73€
Término potencia	4.933,12 €
Término energía	12.796,92 €
Impuestos	906,48 €
Alquiler de equipos	228,20 €

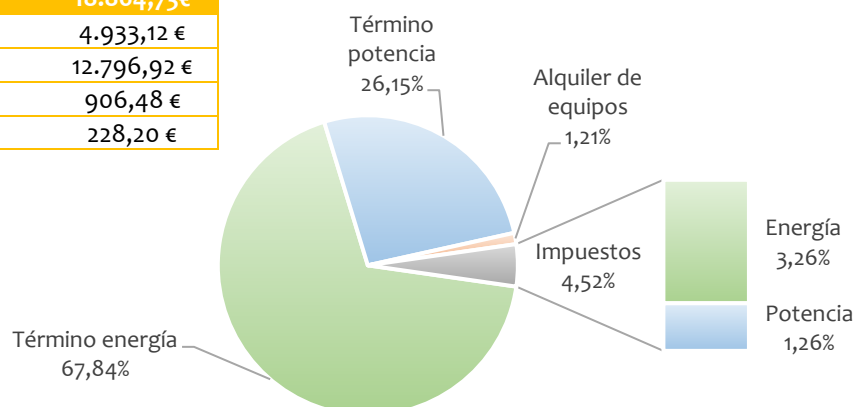


Figura 10. Distribución de los costes de la factura según concepto

Esta distribución es importante dado que la parte de la factura en la que es posible ahorrar gracias al autoconsumo es solamente la del término de energía (con su correspondiente descuento en los impuestos), mientras que los otros dos conceptos se siguen pagando de igual manera. Por tanto, la fracción de la factura sobre la que se puede ahorrar es 71,10%.

6.1.2 Actual instalación PV del laboratorio

El propio LCCE dispone de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Se trata de una instalación solar fotovoltaica en la cubierta del edificio principal (ver Figura 11 y Figura 12).

La instalación, perteneciente al EVE, consta de 450 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino de potencia pico 215 W, lo que implica que la potencia pico total de la instalación sea de 96,75 kW. No obstante, la potencia nominal de la instalación es de 80 kW (potencia del inversor). Las características de la cubierta favorecen que todos los módulos estén orientados al sur, maximizando así su rendimiento. Además, dada la ubicación de la instalación, y al ser una cubierta plana, se eligió la inclinación de los módulos a 30°, con el fin de obtener una producción eléctrica óptima a lo largo de todo el año.



Figura 11. Paneles en el edificio principal



Figura 12. Vista aérea de la instalación fotovoltaica actual

La instalación actual pertenece a la modalidad de inyección a red, vertiendo la totalidad de la generación a la red eléctrica. Por ello, está inscrita en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE) en el marco del Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En 2019, según la información obtenida del Ente Vasco de la Energía (EVE), los resultados de la explotación de la instalación en cuestión en términos de producción eléctrica fueron:

- Producción anual fotovoltaica: 116.080 kWh.
- Inyección anual a la red: 116.080 kWh.
- Remuneración anual: 47.667 €¹⁰.
- Retribución media por kWh: 0,411 €/kWh.

6.1.3 Caracterización de los paneles PV actuales

La normativa que deben cumplir los módulos PV queda establecida por el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red [56]:

- Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, sobre la incorporación del mercado CE.
- UNE-EN 61730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50380, sobre las hojas de datos y las placas de características.
- UNE-EN 61215, sobre la cualificación del diseño y homologación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre.

Para cumplir con esta normativa, los fabricantes someten a los paneles PV a las Condiciones Estándar de Medida (CEM):

- Irradiancia: 1000 W/m².
- Temperatura de la célula fotovoltaica: 25 °C (unos 0-5 °C ambientales).
- Masa de aire¹¹: 1,5.

No obstante, estas condiciones difícilmente se presentan en la realidad de forma simultánea, ya que los momentos del día en los que se pueden alcanzar los 1000 W/m² de irradiancia son los cercanos al mediodía, cuando raramente la temperatura ambiental es inferior a 10 °C. La producción de energía, pues, varía según las condiciones reales de operación, y, además de estos parámetros, efectos como el polvo, la humedad, la contaminación y la variación del espectro solar hacen que el rendimiento efectivo sea menor al establecido por el fabricante.

Por ello, para obtener un desempeño óptimo de una instalación PV es imprescindible caracterizar los paneles PV en las condiciones ambientales reales de operación del lugar de instalación [57].

Un método efectivo de caracterización de paneles PV consiste en medir en un instante sus parámetros eléctricos (tensión, corriente y potencia) dada cierta irradiancia incidente y compararlos con los facilitados por el fabricante, para la misma irradiancia, a través de la curva característica I-V del panel (Figura 13). A partir de esta comparación se puede obtener el rendimiento actual del panel, en el lugar de instalación real y considerando el efecto de degradación de sus células debido al envejecimiento, respecto al rendimiento “de fábrica”.

El rendimiento en condiciones CEM facilitado por el fabricante SolarWorld es del 12,82%, correspondiente al cociente entre la potencia pico (215 W) y una irradiancia incidente de 1000 W/m² (área de captación del módulo de 1,677 m²). Sin embargo, en la Figura 13 se presentan unas condiciones más reales, con una temperatura de célula de 45 °C (20-25 °C ambientales). A partir de los datos de estas curvas se obtienen rendimientos de alrededor del 11,5%.

¹⁰ De la retribución anual media se han deducido los costes en concepto de seguros, representación de mercado, impuesto de actividades económicas; peajes de acceso, etc.

¹¹ Parámetro que indica cuánta atmósfera debe atravesar la radiación y que varía en función del lugar, el día y la hora.

Módulo FV: SolarWorld, SW 215 Poly

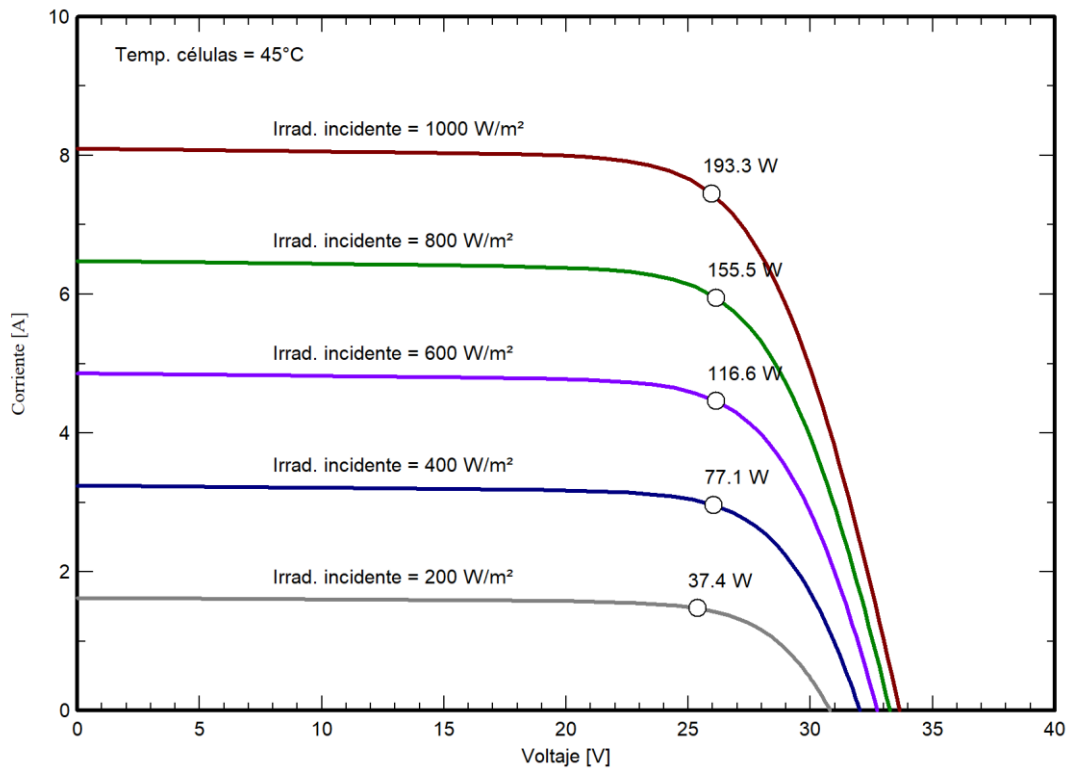
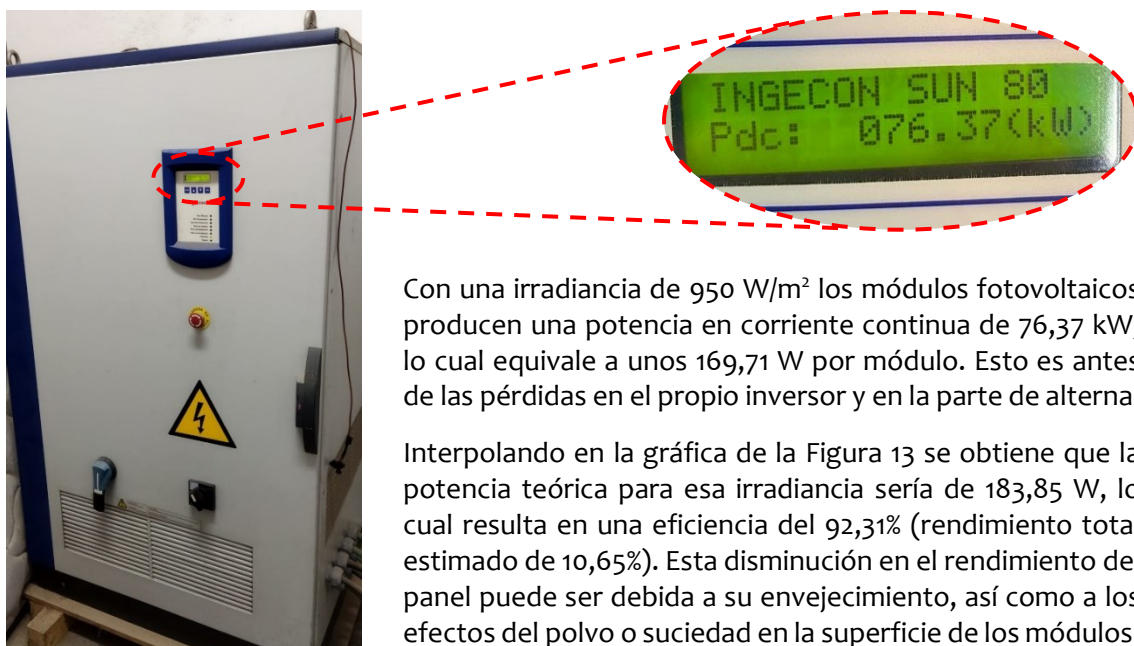


Figura 13. Curva característica I-V del módulo SW 215 Poly para distintas irradiancias incidentes (Fuente: PVSyst)

Para llevar a cabo la caracterización de una forma simple tan sólo es necesario conocer los parámetros eléctricos instantáneos de la instalación, que pueden obtenerse directamente de la pantalla LCD del inversor (Figura 14), y la radiación solar en ese mismo momento. En este caso, el LCCE dispone de una estación meteorológica completa.



Con una irradiancia de 950 W/m² los módulos fotovoltaicos producen una potencia en corriente continua de 76,37 kW, lo cual equivale a unos 169,71 W por módulo. Esto es antes de las pérdidas en el propio inversor y en la parte de alterna.

Interpolando en la gráfica de la Figura 13 se obtiene que la potencia teórica para esa irradiancia sería de 183,85 W, lo cual resulta en una eficiencia del 92,31% (rendimiento total estimado de 10,65%). Esta disminución en el rendimiento del panel puede ser debida a su envejecimiento, así como a los efectos del polvo o suciedad en la superficie de los módulos.

Figura 14. Inversor de la instalación, con lectura de potencia

6.1.4 Generación eléctrica de la instalación PV actual

Con el fin de determinar la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica actual, se ha utilizado la base de datos PVGIS (aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea).

A partir del dato de producción fotovoltaica real del año 2019 facilitado por el EVE, y comparándolo con la información de PVGIS relativa a ese año, se ha obtenido una eficacia general de la instalación del 77,40%¹². Mediante este coeficiente ha sido posible estimar la producción para el resto de años, aunque se trata de un valor bastante conservador, ya que el envejecimiento de los módulos hace que cada año se reduzca su eficacia.

En el análisis se ha realizado el promedio de las producciones de los últimos 12 años (Figura 15), y se ha incluido la dispersión de los datos en base a los distintos años considerados (Figura 16):

Promedio de kWh/mes generados por la instalación PV

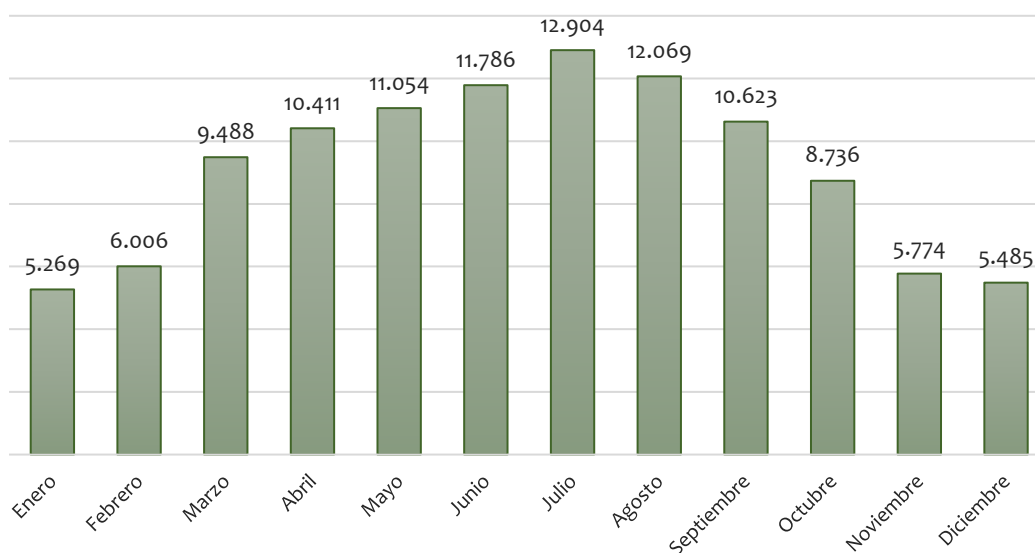


Figura 15. Promedio de producción eléctrica anual de la instalación, en kWh/mes

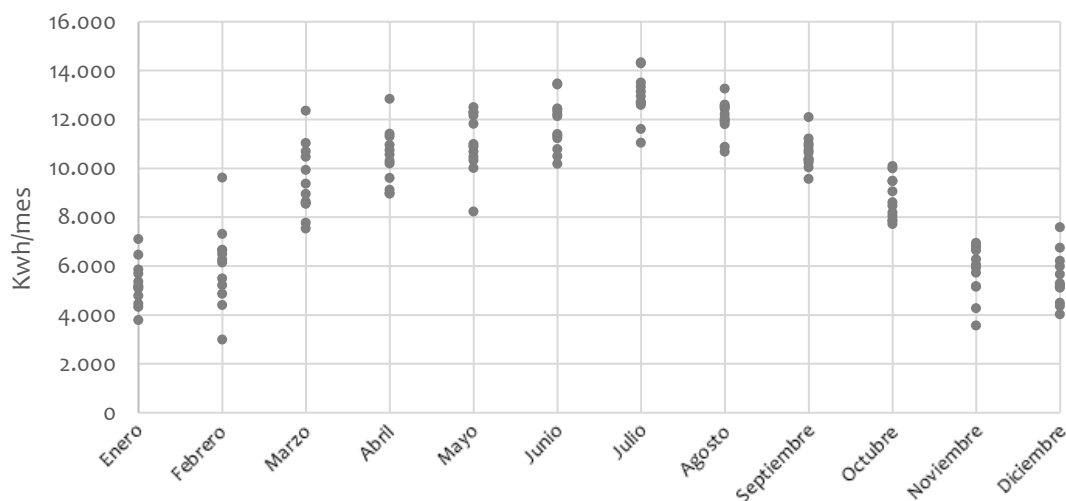


Figura 16. Dispersión de los datos de los distintos años para obtener la Figura 15

¹² Eficacia que compara la producción real respecto a una hipotética instalación ideal, sin pérdidas, de iguales características.



6.2 Estudio de mejoras de la instalación

En este apartado se presentan las propuestas de mejora estudiadas para la instalación. Se parte de la base de que se quiere cambiar la modalidad de contratación para maximizar el autoconsumo directo y favorecer así la posible obtención de certificaciones de eficiencia energética y sostenibilidad.

Cabe recordar que las dos primeras propuestas, en las cuáles se acoge a la modalidad de compensación simplificada de excedentes, son posibles debido a que la potencia pico de la instalación es inferior a 100 kW. Las otras dos, que consisten en sustituir los paneles por unos de mayor potencia, supondría un tratamiento diferente de la energía sobrante, siendo inevitable la venta de la misma en el mercado eléctrico convencional. Para ello, es posible optar por firmar un acuerdo de representación con la actual comercializadora o darse de alta como productor de energía solar.

En cuanto al análisis económico, ha de mencionarse que se han basado en estándares del año 2019, época previa a la actual inflación debida a pandemias, guerras, etc. Resulta complejo realizar un estudio realista del mercado eléctrico actual, ya que es extremadamente variable, no siendo fiable ni a corto ni a largo plazo. Además de ser una referencia estable, 2019 es el último año del que se disponen datos de los costes de las facturas eléctricas del LCCE, por lo que de esa forma las comparativas son más representativas. Así y todo, el escenario tomado es presumiblemente peor que el actual, en el sentido de que tanto el precio de la luz como las compensaciones por vertido de energía PV a la red serán considerablemente mayores en el futuro que los de 2019. Por ello, los resultados económicos se basan en un escenario “desfavorable”, esperándose todavía mayores beneficios.

6.2.1 Propuesta 1: cambio modalidad contratación

A pesar de que en la actualidad la totalidad de la generación eléctrica se vierta a la red, la normativa vigente facilita e incita al autoconsumo, ofreciendo incluso la posibilidad de compensar los excedentes. Como se ha mencionado anteriormente, el Real Decreto 244/2019 regula actualmente las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro eléctrico con autoconsumo y producción con autoconsumo.

Para estudiar la viabilidad de implementar esta opción, hay que analizar la semejanza de las curvas diarias de la producción fotovoltaica y el consumo del centro. Para ello, se toma la distribución diaria del consumo del LCCE estimada en el apartado 6.1.1, junto a la información de PVGIS de generación eléctrica para los últimos 12 años (día promedio de cada mes), recogidas en la Figura 17 (representando los días laborables) y en la Figura 18 (días festivos).

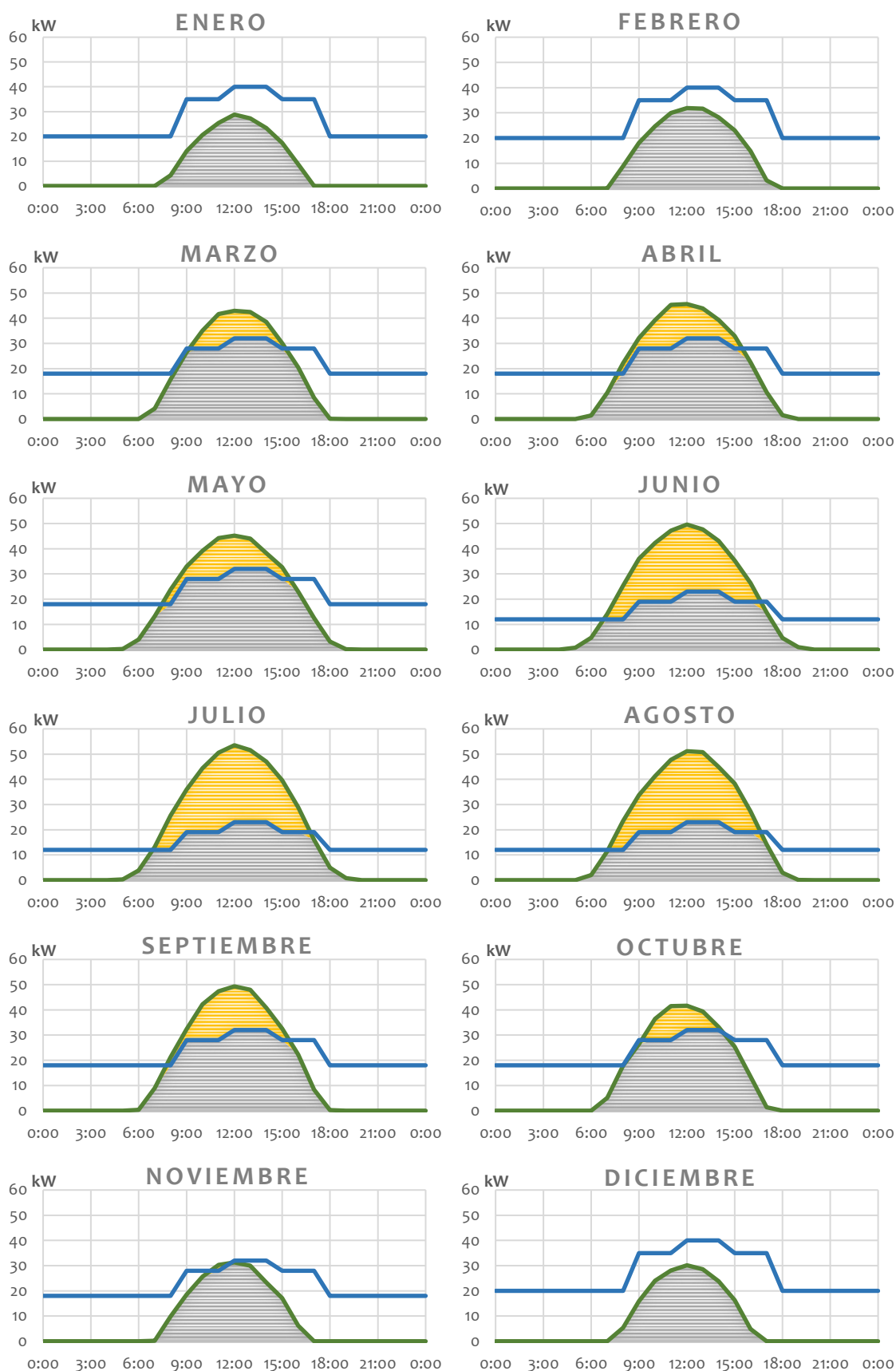


Figura 17. Simultaneidad entre producción PV (línea verde) y demanda horaria del centro (línea azul) los días laborables. El área pintada de gris sería la energía autoconsumida, y la amarilla la vertida a red.

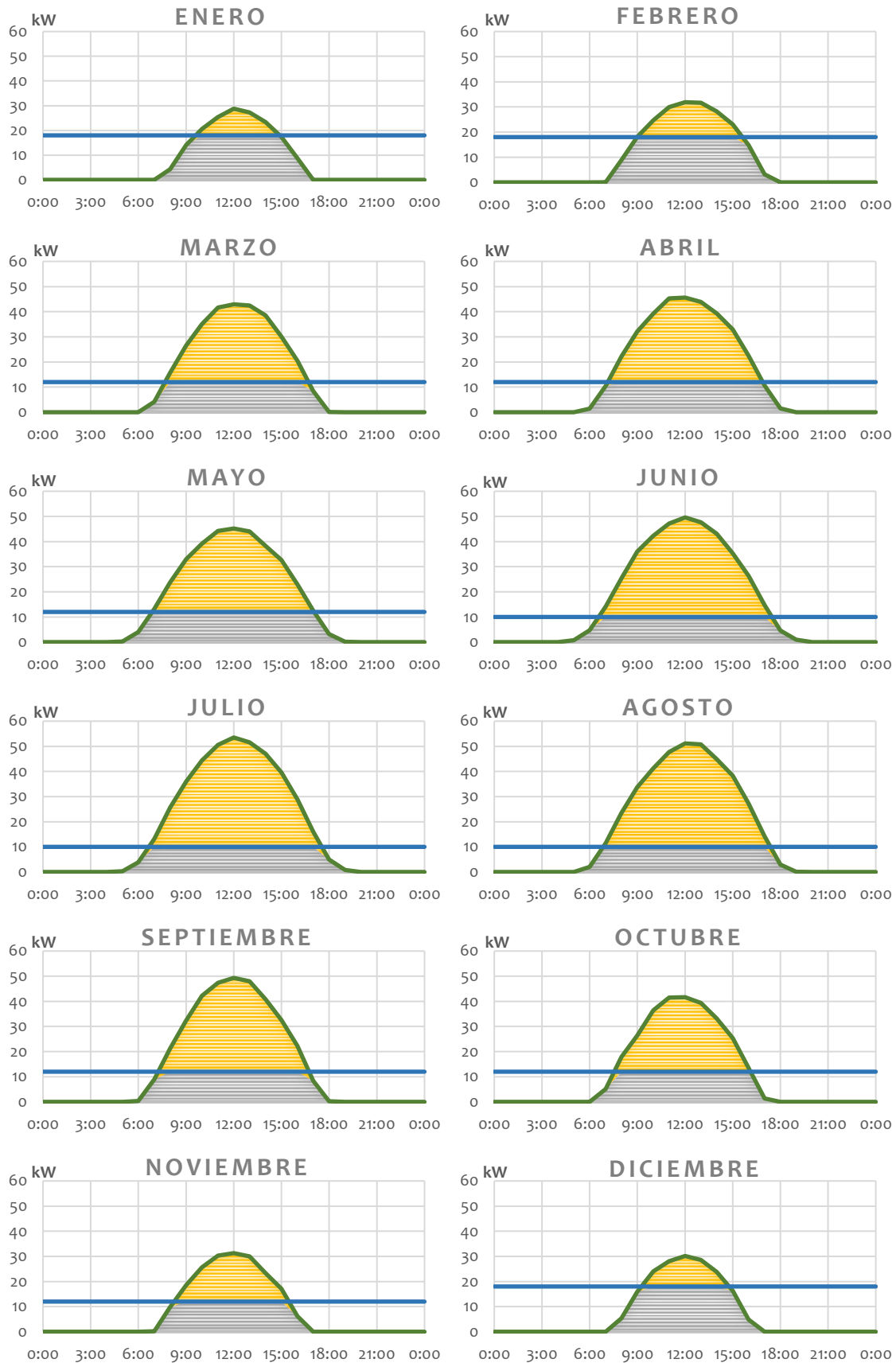


Figura 18. Simultaneidad entre producción PV (línea verde) y demanda horaria del centro (línea azul) los días festivos. El área pintada de gris sería la energía autoconsumida, y la amarilla la vertida a red.

Como se ha explicado anteriormente, los gráficos de la Figura 17 y la Figura 18 representan el consumo horario en el LCCE y la producción fotovoltaica horaria en un día promedio de cada mes, calculada a partir de los datos de PVGIS.

Se observa que una parte importante de la producción fotovoltaica se da en horario de consumo, con lo que las posibilidades de autoconsumo crecen. No obstante, ésta es en ocasiones superior a la demanda, resultando en esas horas un exceso en la producción eléctrica. Ante estas circunstancias, cabe estudiar la viabilidad de modificar el uso de la energía generada, mediante un cambio del tipo de contrato con la compañía eléctrica.

La modalidad que más se ajusta al perfil de funcionamiento del centro sería el autoconsumo con compensación simplificada de los excedentes. De esta forma, siempre que sea posible la demanda eléctrica del centro se satisfaría con los propios módulos fotovoltaicos, mientras que los excesos de energía solar se verterían a red para ser compensados cuando el consumo supere a la producción. Dicha compensación se realizaría mensualmente, no pudiendo superar en ningún momento el importe a compensar a la valoración mensual de la energía horaria consumida.

Según esta modalidad, la energía autoconsumida supondría el ahorro directo del término de energía correspondiente a los kilovatios-hora autoconsumidos, mientras que en el año 2019 la compensación se retribuyó con un precio medio de 0,05 €/kWh. En el caso de que se alcance el límite de la parte de la factura no autoconsumida, la inyección a la red restante no acarrearía retribución alguna.

A partir de los datos anteriores se han obtenido los resultados de autoconsumo, cobertura energética e inyección de excedentes para un año promedio:

Tabla 6. Resultados del aprovechamiento de la energía solar PV

	Consumo estimado [kWh]	Producción PV [kWh]	Auto-consumo [kWh]	Excedente [kWh]	Cobertura PV ¹³	Auto-consumo ¹⁴
Enero	17.596	5.269	4.914	355	27,93%	93,27%
Febrero	15.893	6.006	5.452	554	34,30%	90,77%
Marzo	14.151	9.488	6.568	2.919	46,42%	69,23%
Abril	13.695	10.411	6.910	3.501	50,46%	66,37%
Mayo	14.151	11.054	7.322	3.732	51,74%	66,24%
Junio	9.727	11.786	5.577	6.210	57,33%	47,31%
Julio	10.052	12.904	5.693	7.211	56,63%	44,12%
Agosto	10.052	12.069	5.492	6.577	54,64%	45,51%
Septiembre	13.695	10.623	6.723	3.900	49,09%	63,29%
Octubre	14.151	8.736	6.221	2.516	43,96%	71,20%
Noviembre	13.695	5.774	4.896	878	35,75%	84,80%
Diciembre	17.596	5.485	5.040	446	28,64%	91,88%
TOTAL	164.454	109.606	70.808	3.8798	43,06%	64,60%

¹³ Porcentaje de energía autoconsumida respecto al consumo total estimado.

¹⁴ Porcentaje de energía autoconsumida respecto a la producción PV total.

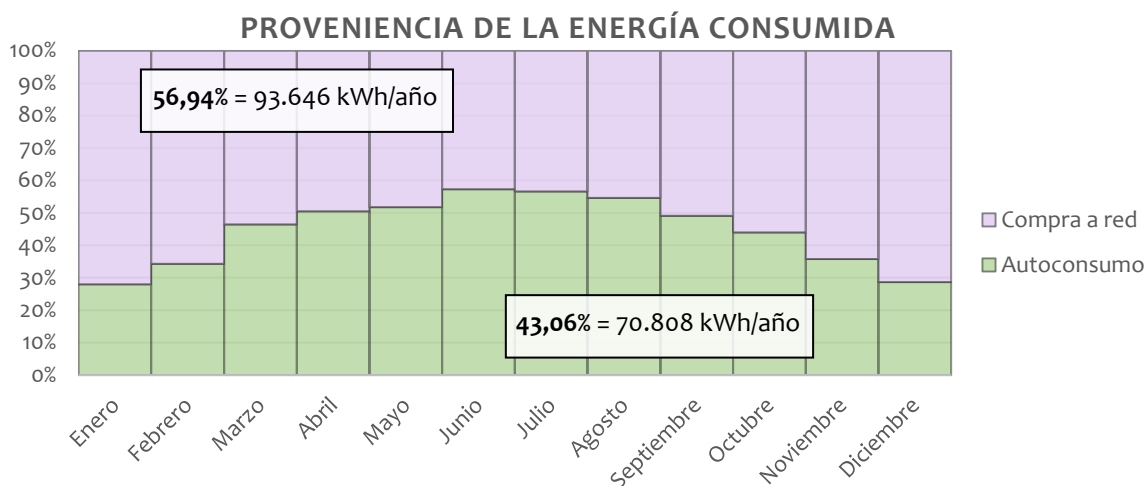


Figura 19. Distribución de la energía consumida en el centro según su procedencia

En la Figura 19 se observa que 70.808 kWh/año se destinarían al autoconsumo, con una cobertura de consumo por parte de la generación fotovoltaica anual del 43%; los 93.646 kWh/año restantes se comprarían directamente a la red. Por otro lado, el excedente de energía fotovoltaica ascendería a 36.798 kWh/año.

En lo que al uso de la energía generada se refiere, en la Figura 20 se muestra la distribución de la misma entre energía autoconsumida y vertida a red.

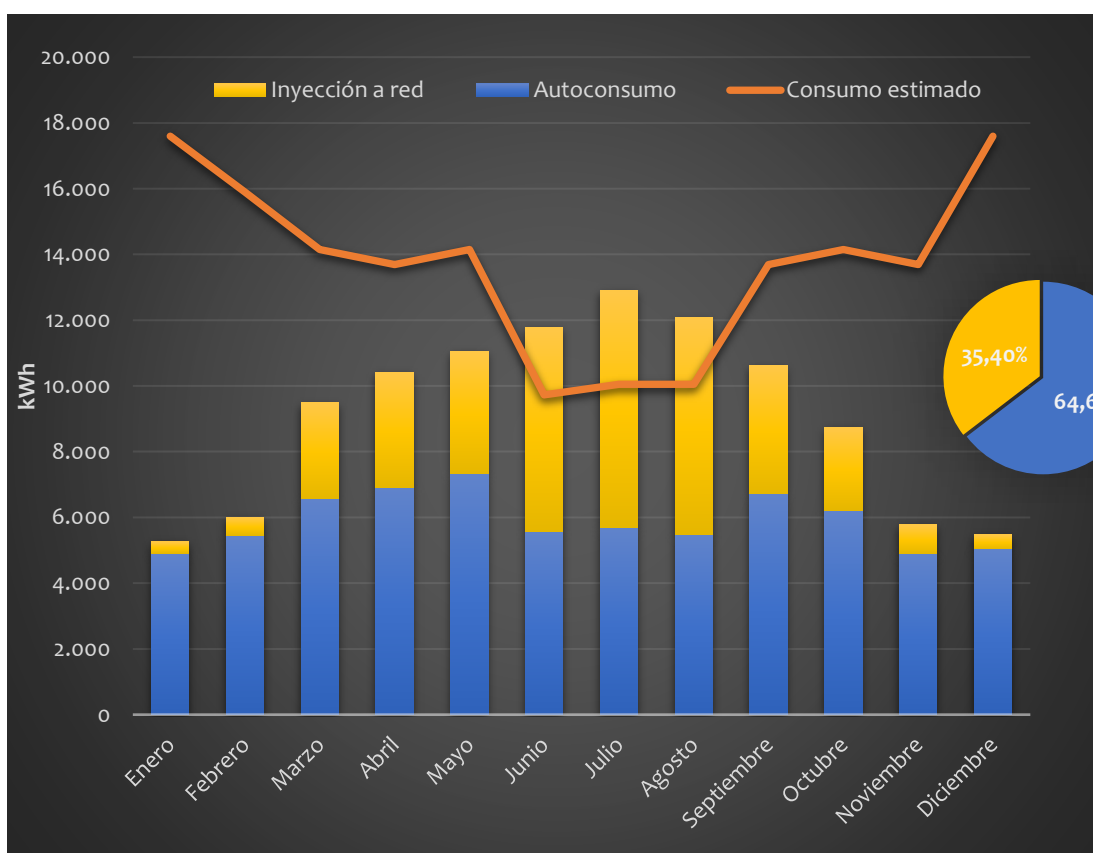


Figura 20. Resumen gráfico de los resultados del aprovechamiento energético de la electricidad generada

Se advierte que, al realizar los balances mensuales, hay un periodo en el que la energía producida supera a la consumida (verano), mientras que en el resto del año ocurre lo contrario. La mayor diferencia entre consumo y producción se da en los meses más fríos, de noviembre a febrero, dificultando el autoconsumo. Un modo de mejorar esta situación podría ser actuar sobre la curva de consumo. No obstante, además de ser extremadamente complejo, no es el objeto de este trabajo. Por tanto, solamente queda trabajar sobre la curva de producción. Aumentando, por ejemplo, la inclinación de los paneles fotovoltaicos, se lograría aplanar la curva de producción, reduciéndola en verano y aumentándola en invierno. Esta opción se estudia en la siguiente propuesta.

A continuación en la Tabla 7 se muestran los resultados económicos referentes a mantener la instalación fotovoltaica en las condiciones actuales pasándola simplemente a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes. Se recuerda que el ahorro directo corresponde a la energía autoconsumida y que, por tanto, se deja de pagar, y que la compensación se deduce de la factura restante, no pudiendo superarla en ningún caso.

Tabla 7. Ahorro económico debido al autoconsumo y la compensación de excedentes

	Coste energía ¹⁵	Coste unitario energía [€/kWh]	Auto-consumo [kWh]	Ahorro directo	Factura restante	Vertido a red [kWh]	Compensación (x0,05 €/kWh)	Ahorro final
Ene	834,87 €	0,086	4.914	421,74 €	413,13 €	355	17,73 €	439,47 €
Feb	1.134,59 €	0,113	5.452	615,42 €	519,17 €	554	27,72 €	643,14 €
Mar	801,07 €	0,080	6.568	523,46 €	277,60 €	2.919	145,96 €	669,43 €
Abr	1.114,49 €	0,081	6.910	562,37 €	552,12 €	3.501	175,05 €	737,42 €
May	1.388,97 €	0,098	7.322	718,70 €	670,27 €	3.732	186,60 €	905,30 €
Jun	1.157,72 €	0,085	5.577	471,43 €	686,29 €	6.210	310,48 €	781,91 €
Jul	1.209,39 €	0,069	5.693	391,25 €	818,13 €	7.211	360,56 €	751,82 €
Ago	1.308,84 €	0,074	5.492	408,52 €	900,32 €	6.577	328,84 €	737,35 €
Sep	1.233,86 €	0,078	6.723	521,93 €	711,93 €	3.900	194,99 €	716,93 €
Oct	1.079,79 €	0,076	6.221	474,65 €	605,13 €	2.516	125,78 €	600,44 €
Nov	962,00 €	0,070	4.896	343,95 €	618,05 €	878	43,88 €	387,83 €
Dic	1.186,24 €	0,084	5.040	422,45 €	763,79 €	446	22,28 €	444,73 €
TOT	13.411,83 €	0,083	70.808	5.875,88 €	7.535,95 €	38.798	1.939,88 €	7.815,76 €

¹⁵ Término energía más sus correspondientes impuestos: 71,10% de la factura total (Figura 10).

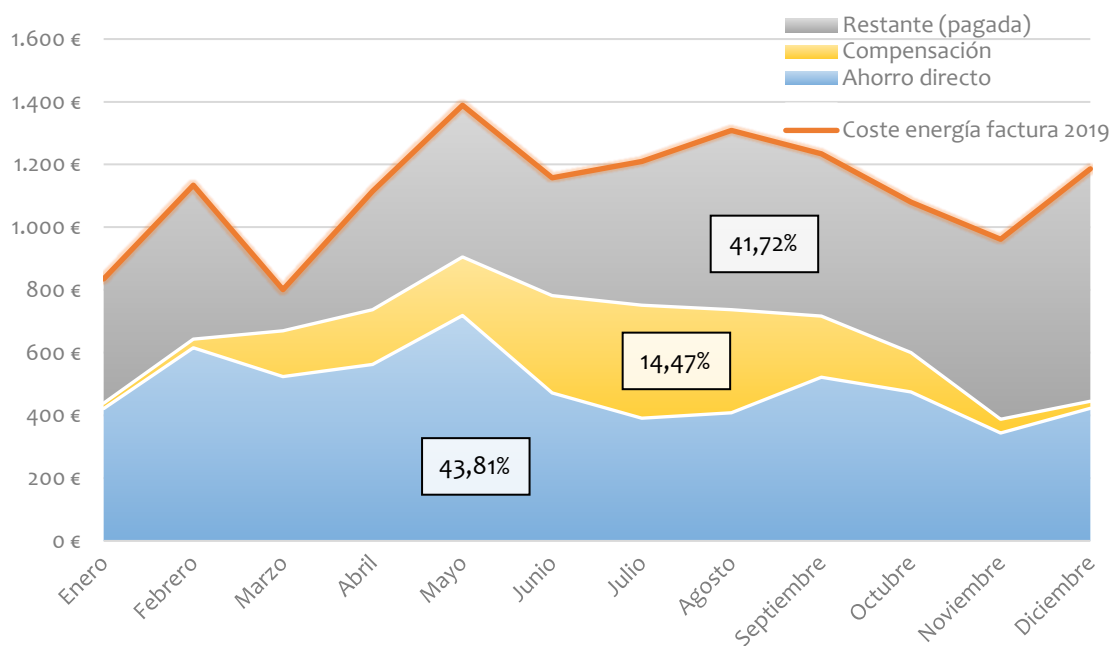


Figura 21. Ahorro en la factura eléctrica por autoconsumo y compensación de excedentes

Se observa que, tomando como referencia los datos del año 2019, el cambio de modalidad de contrato propuesto hubiera supuesto un ahorro final en la factura eléctrica de 7.815,76 €, que equivalen al 58,28% respecto a la parte de energía de la factura. El ahorro directo por autoconsumo sería del 43,81% mientras que se descontaría el 14,47% de la energía comprada debido a la compensación de excedentes. Sobre la cuantía total de la factura, el ahorro sería del 41,43%.

6.2.2 Propuesta 2: variar inclinación a 60°

Como se ha explicado anteriormente, se ha creído conveniente estudiar la posibilidad de aumentar la inclinación de los paneles y de esta forma aplanar la curva de producción de la instalación y acercarla ligeramente a la de consumo. Para ver las repercusiones de forma clara se ha optado por una inclinación de 60°.

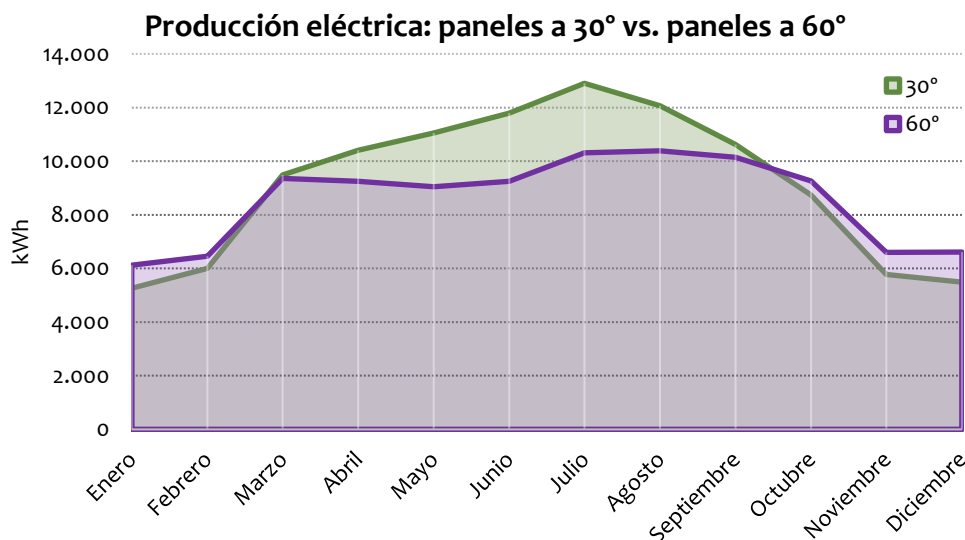


Figura 22. Comparativa de la producción mensual según la inclinación de los módulos fotovoltaicos

El gráfico de la Figura 22 representa la diferencia de producción entre la instalación actual (30°) con la propuesta (60°). Como era de esperar, las nuevas condiciones implican mayor producción en invierno y menor en verano. Sin embargo, en el cómputo general se ve a simple vista que la reducción de producción en verano (área sólo verde) es más grande que el aumento en invierno (área sólo púrpura).

En la Tabla 8 se estudian las implicaciones económicas del cambio propuesto:

Tabla 8. Resultados energéticos y económicos de la propuesta 2

	Consumo estimado [kWh]	Producción PV [kWh]	Auto-consumo [kWh]	Excedente [kWh]	Ahorro directo	Compensación
Enero	17.596	6.123	5.586	537	479,45 €	26,84 €
Febrero	15.893	6.451	5.801	650	654,74 €	32,52 €
Marzo	14.151	9.362	6.538	2.825	521,01 €	141,24 €
Abril	13.695	9.253	6.637	2.616	540,09 €	130,81 €
Mayo	14.151	9.051	6.786	2.265	666,04 €	113,26 €
Junio	9.727	9.255	5.192	4.063	438,90 €	203,15 €
Julio	10.052	10.309	5.305	5.004	364,61 €	250,21 €
Agosto	10.052	10.386	5.223	5.163	388,51 €	258,15 €
Septiembre	13.695	10.146	6.617	3.529	513,72 €	176,45 €
Octubre	14.151	9.262	6.373	2.889	486,28 €	144,46 €
Noviembre	13.695	6.594	5.363	1.231	376,74 €	61,56 €
Diciembre	17.596	6.608	5.898	710	494,40 €	35,52 €
TOTAL	164.454	102.801	71.318	31.483	5.924,49 €	1.574,17 €

Que la distribución mensual de la producción se ajuste mejor al consumo del centro implica que el autoconsumo en valor absoluto sea ligeramente mayor (71,3 MWh anuales frente a los anteriores 70,8 MWh). Porcentualmente, en cambio, el aumento es más significativo, como se puede ver en la Figura 23. Esto se debe a que la producción fotovoltaica total disminuye (se pasa de 109,6 MWh anuales a 102,8 MWh). Esto implica que la inyección a red de excedentes también se reduzca, y considerando la modalidad de contratación seleccionada, en la que dichos excedentes se compensan, la compensación económica también disminuye.

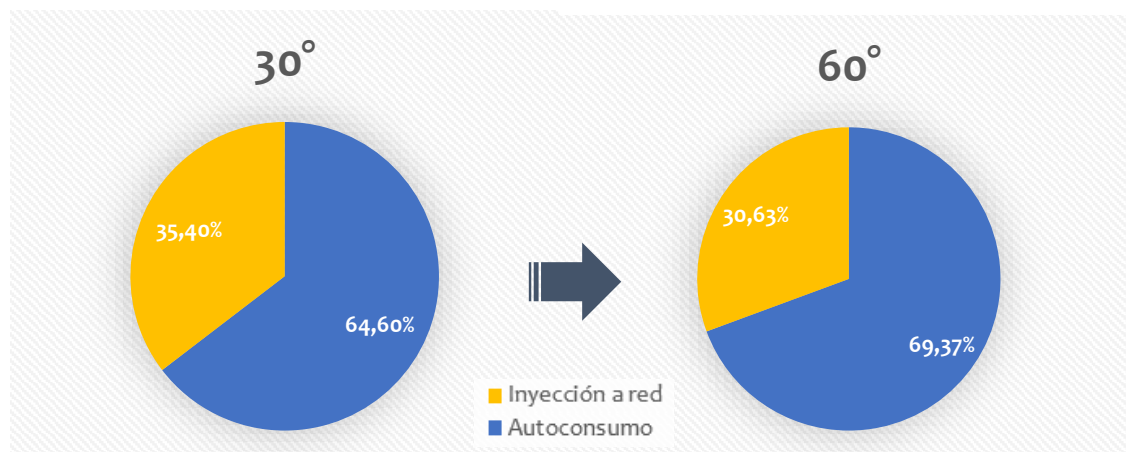


Figura 23. Evolución de la energía autoconsumida frente a la total producida

En el aspecto económico, y sin tener en cuenta la inversión que habría que acometer para modificar la inclinación de los paneles, el ahorro final sería de prácticamente 7.500 €. Unos 300 € menos que los obtenidos con la instalación actual (propuesta 1). Por ello, se concluye que no es una alternativa viable, ya que el ligero aumento de electricidad autoconsumida no compensa la reducción de excedentes y por tanto el ahorro económico es inferior.

6.2.3 Propuesta 3: renovación paneles

La tercera opción consiste en una simple renovación de los actuales paneles de la instalación por unos de la misma marca (la alemana SolarWorld) y mismas características físicas pero mayor potencia eléctrica. La diferencia radica en el material de las células, ya que serían de silicio monocristalino y no policristalino como los actuales.

Debido a que el tamaño de los módulos sería exactamente el mismo, el grueso de la obra consistiría en únicamente reemplazar los paneles, aunque también habría que instalar un nuevo inversor, junto con el ya existente, para hacer frente a la nueva potencia. Y es que los nuevos módulos serían de 300 W por unidad, alcanzando una potencia pico de la instalación de 135 kW. Con el actual inversor, de 80 kW, más uno nuevo de 50 kW (también de la misma marca y serie: Ingeteam Ingecon Sun), quedaría completa la ampliación. La nueva potencia impediría acogerse a la compensación de excedentes, por lo que se tendría que vender la electricidad sobrante, ya sea mediante acuerdo con la comercializadora o directamente como productor de energía solar.

Por una cuestión de practicidad y espacio, los resultados de esta propuesta se presentan en el siguiente apartado, comparándolos directamente con los de la siguiente opción, cuyas características se asemejan.

6.2.4 Propuesta 4: ampliación instalación completa

Finalmente se estudia la posibilidad de renovar por completo la instalación. En este caso, se mantendría la configuración de la instalación fotovoltaica, es decir, 450 módulos, en 25 ramas de 18 paneles en serie cada una, pero se optimizaría el espacio de la cubierta ocupado.

Los paneles escogidos son de la marca JA Solar, de 405 W por unidad y tamaño sutilmente superior a los actuales (anchura de 1.134 mm frente a los actuales 1.001 mm), lo cual implicaría alargar ligeramente las estructuras de soporte. Como las filas de instalación de los paneles son de 9 unidades, sería poco más de un metro más por fila. La potencia pico del conjunto fotovoltaico ascendería hasta los 182,25 kW, por lo que tampoco se podrían compensar los excedentes.

En cuanto a la instalación eléctrica, habría que instalar otro inversor idéntico al actual (2 x 80 kW), y comprobar si el cableado soportaría las nuevas condiciones eléctricas (análisis a realizar también en el supuesto de la propuesta anterior), y en su caso sustituirlo.

En la Figura 24 se presentan los resultados de producción estimada para las propuestas 3 y 4. En ella se distingue entre la fracción de electricidad producida destinada al autoconsumo (división inferior de las columnas) y la que se vierte a la red (división superior de las columnas). Como era de esperar, el incremento de la potencia pico total conlleva un aumento tanto de producción como de autoconsumo y vertido a red en términos absolutos respecto a las dos primeras propuestas.

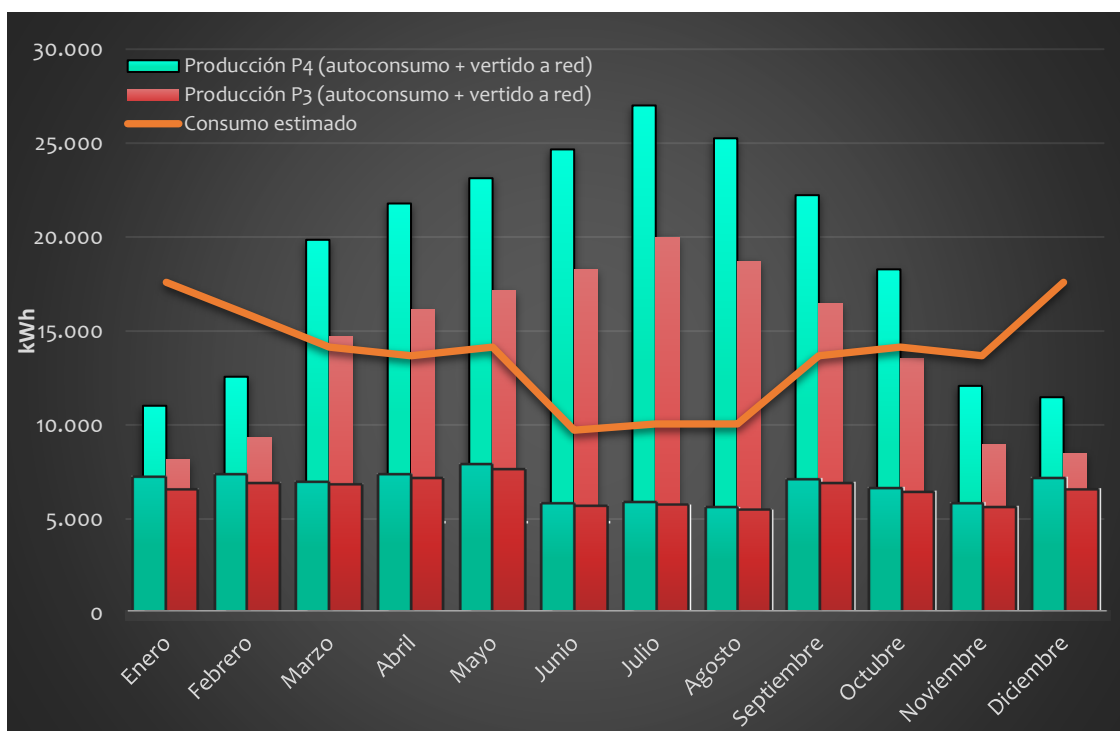


Figura 24. Estimación de producción eléctrica de las propuestas 3 y 4

Analizando las diferencias entre las propuestas 3 y 4, se observa que el autoconsumo es muy parecido en ambas, siendo ligeramente superior en la instalación de la propuesta 4, sobre todo en los meses de invierno. Esto lleva a pensar que prácticamente se ha alcanzado el máximo de autoconsumo mediante fotovoltaica en el centro. Sin embargo, los excedentes sí que ofrecen diferencia: la propuesta 4 es naturalmente más provechosa que la 3, generando un beneficio económico de alrededor de 3.000 € más cada año (Tabla 9). Además, como no es posible acogerse a la compensación directa de los excedentes, no existe un límite de venta a la red, por lo que el 100% de la producción restante aporta beneficio económico.

Tabla 9. Comparativa económica de las propuestas 3 y 4

	P3			P4		
	Producción PV [kWh]	Ahorro directo	Venta del excedente	Producción PV [kWh]	Ahorro directo	Venta del excedente
Enero	8.168	579,75 €	70,66 €	11.027	639,17 €	178,99 €
Febrero	9.312	797,65 €	112,28 €	12.572	849,96 €	252,08 €
Marzo	14.709	558,65 €	384,97 €	19.858	571,92 €	634,06 €
Abril	16.141	597,71 €	439,84 €	21.791	614,50 €	712,00 €
Mayo	17.138	765,87 €	466,76 €	23.137	792,35 €	753,19 €
Junio	18.273	494,45 €	621,21 €	24.669	509,59 €	932,03 €
Julio	20.006	407,16 €	704,08 €	27.008	418,38 €	1.046,02 €
Agosto	18.711	423,33 €	650,99 €	25.260	429,68 €	974,17 €
Septiembre	16.469	552,38 €	467,71 €	22.234	567,12 €	746,43 €
Octubre	13.544	501,84 €	348,37 €	18.285	521,50 €	572,52 €
Noviembre	8.952	409,08 €	156,41 €	12.085	421,89 €	303,95 €
Diciembre	8.504	563,56 €	89,06 €	11.481	614,06 €	207,76 €
TOTAL	169.929	6.651,42 €	4.512,36 €	229.404	6.950,13 €	7.313,18 €
		11.163,78 €			14.263,31 €	

En la Tabla 10 se observa que las propuestas 3 y 4 requieren prácticamente la misma inversión inicial. No obstante, entre ellas, la 4 es mucho más rentable económica y energéticamente. Por tanto, en la gráfica de resultados económicos que se adjunta a continuación en la Figura 25, se presenta solamente la información relativa a dicha P4.

Resultados económicos de la P4

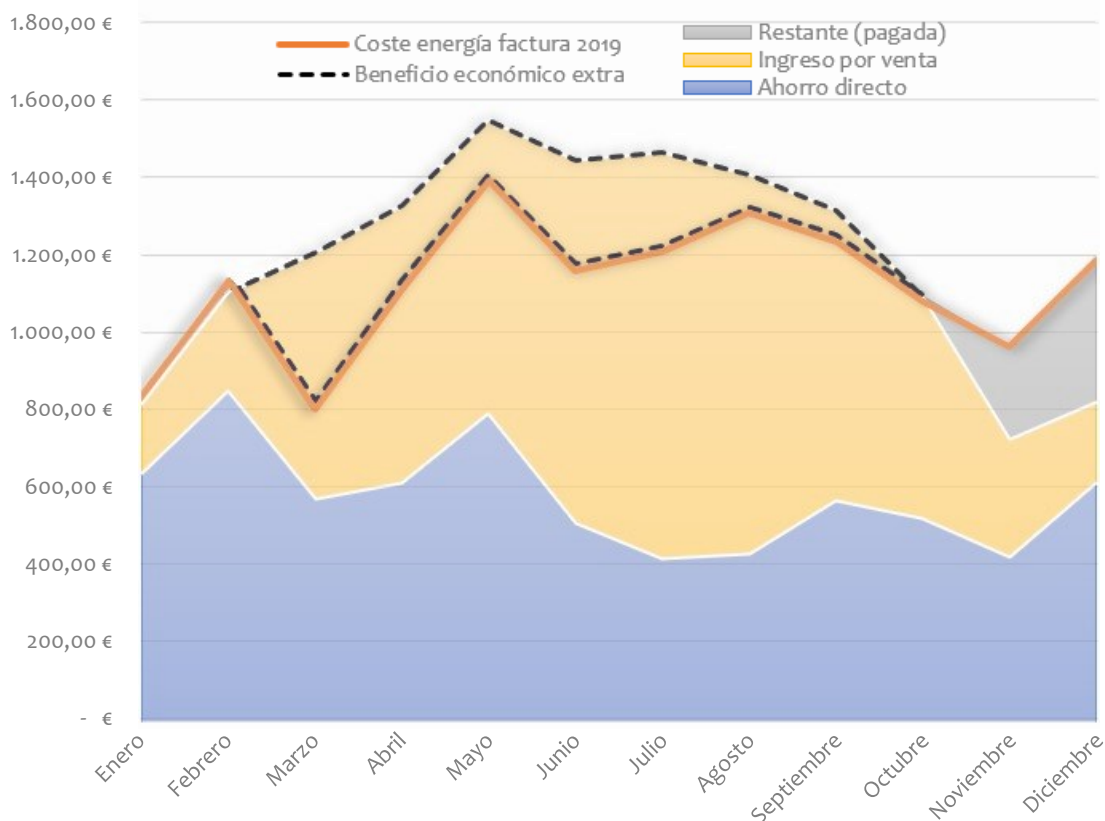


Figura 25. Beneficio económico de la propuesta 4 respecto a la factura eléctrica del 2019

La Figura 25 muestra el beneficio económico adicional anual obtenido gracias a la instalación solar fotovoltaica. Mientras que la línea naranja representa el consumo eléctrico tomado como referencia (2019), la suma de las áreas azul y amarilla corresponden al ahorro/ingreso por autoconsumo y venta de electricidad.

Es interesante comprobar como únicamente en los meses de invierno, sobre todo noviembre diciembre, sería necesario destinar fondos propios para hacer frente al término de energía de la factura eléctrica, ya que en cómputo general los mismos ingresos por venta de electricidad cubrirían la factura, dejando todavía cierto beneficio adicional.

Cabe mencionar que el importe de la factura en su totalidad es significativamente superior, y que en este análisis sólo se ha considerado la parte de energía, ya que es la única sobre la que se puede ahorrar.

7 COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE LA MEJOR PROPUESTA

Finalmente en este apartado se comparan conjuntamente las 4 propuestas, con el propósito de escoger la más interesante para el centro teniendo en cuenta sus necesidades y sus objetivos.

La Tabla 10 sintetiza un análisis completo sobre las instalaciones fotovoltaica propuestas:

Tabla 10. Resumen comparativo de las 4 propuestas estudiadas

Propuesta	Unidad	P1	P2	P3	P4
Modalidad		Autoconsumo con compensación simplificada de excedentes		Autoconsumo sin compensación de excedentes	
Potencia pico	kW	96,75	96,75	135,00	182,25
Potencia nominal	kW	80,00	80,00	130,00	160,00
Inclinación paneles	°	30	60	30	30
Inversión	€	0,00	10.000,00	125.425,30	132.468,60
Consumo actual LCCE	kWh/año	164.454	164.454	164.454	164.454
Coste actual energía	€/año	13.411,83	13.411,83	13.411,83	13.411,83
Producción solar	kWh/año	109.605,62	102.801,19	169.928,75	229.403,79
Producción solar	kWh/kWp	1.132,87	1.062,54	1.258,73	1.258,73
Autoconsumo	kWh/año	70.807,99	71.317,85	79.681,61	83.140,23
Ahorro energético del centro	%	43,06%	43,37%	48,45%	50,56%
Autoconsumo (sobre producción)	%	64,60%	69,37%	46,89%	36,24%
Inyección a red	kWh/año	38.797,63	31.483,34	90.247,14	146.263,56
Inyección a red (sobre producción)	%	35,40%	30,63%	53,11%	63,76%
Ahorro económico directo	€	5.875,88	5.924,49	6.651,42	6.950,13
Compensación de excedentes	€	1.939,88	1.574,17	-	-
Venta de excedentes	€	-	-	4.512,36	7.313,18
Beneficio anual	€	7.815,76	7.498,65	11.163,78	14.263,31
Tiempo de amortización	años	0	2	15	10
Vida útil instalación	años	15	15	25	25
Saldo al final de la vida útil	€	113.221,63	98.464,51	114.893,14	182.638,80
Comparativa entre propuestas¹⁶	%	100%	87%	101%	161%

A la hora de estimar la inversión inicial necesaria se han tenido en cuenta por una parte los costes de la modificación de la estructura de soporte de los módulos (cambio de inclinación en P2 y alargamiento de las filas en P4) y por la otra el coste de los equipos (nuevos paneles e inversores, en P3 y P4). En cuanto a la vida útil de las instalaciones, en las dos primeras propuestas se ha establecido en 15 años debido a que los actuales paneles ya llevan unos 10 años de funcionamiento.

Como se ha explicado a lo largo del informe, se han usado datos de precios de la electricidad relativos al año 2019. Tanto la compensación directa de excedentes por parte de la compañía comercializadora como la venta de la energía eléctrica sobrante en el mercado eléctrico convencional tuvieron en 2019 un precio medio de 50 céntimos el kWh [58]. El promedio de mayo de 2022, por ejemplo, fue de 200 céntimos el kWh, cuatro veces más alto. Por ello, se entiende que el beneficio anual y los periodos de amortización serán mejores en la actualidad.

¹⁶ Se toma como referencia P1, es decir la instalación actual tal como está con el cambio de modalidad en la contratación.

Debido a esta inestabilidad económica, el análisis se centra en el apartado energético, dando prioridad a aspectos como el ahorro energético del centro, la cantidad de energía PV generada aprovechable para el autoconsumo del centro y la que se vertería a red.

La Figura 26 muestra el ahorro energético del centro mediante el aporte fotovoltaico. En otras palabras, es la fracción de la energía fotovoltaica autoconsumida respecto del total de la electricidad consumida en el laboratorio, la cual es en todos casos la misma.

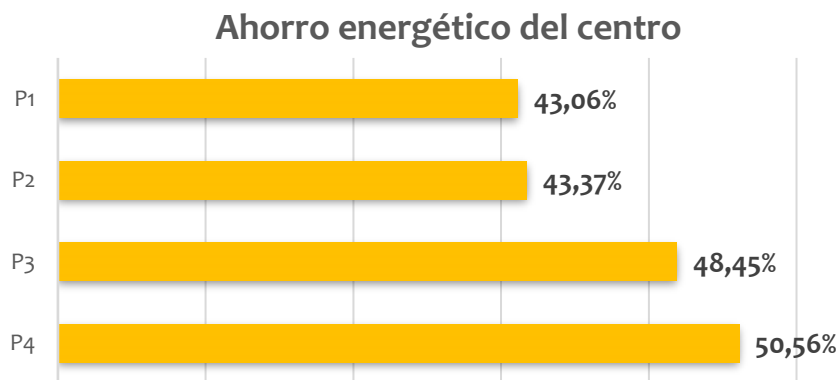


Figura 26. Ahorro energético del centro para cada propuesta

Como se observa, en las propuestas 3 y 4 el ahorro energético del centro es notablemente mayor, superando en P4 incluso el 50%. Las curvas de consumo del centro y la potencia de las instalaciones propuestas hacen pensar que se está cerca del máximo ahorro.

La Figura 27 presenta la producción fotovoltaica total para cada una de las propuestas. Además, es posible comparar el destino de la electricidad generada, ya sea autoconsumo o vertimiento a red. El análisis muestra que el máximo porcentual de energía PV autoconsumida se da en la propuesta 2. Sin embargo, esto no es significativo, ya que en términos absolutos la 4 es la que proporciona mayor ahorro energético (Figura 26). Lo más representativo es el aumento en la propuesta 3 y sobre todo en la 4 de la electricidad vertida a red, lo cual genera un beneficio económico superior por la venta de la misma.

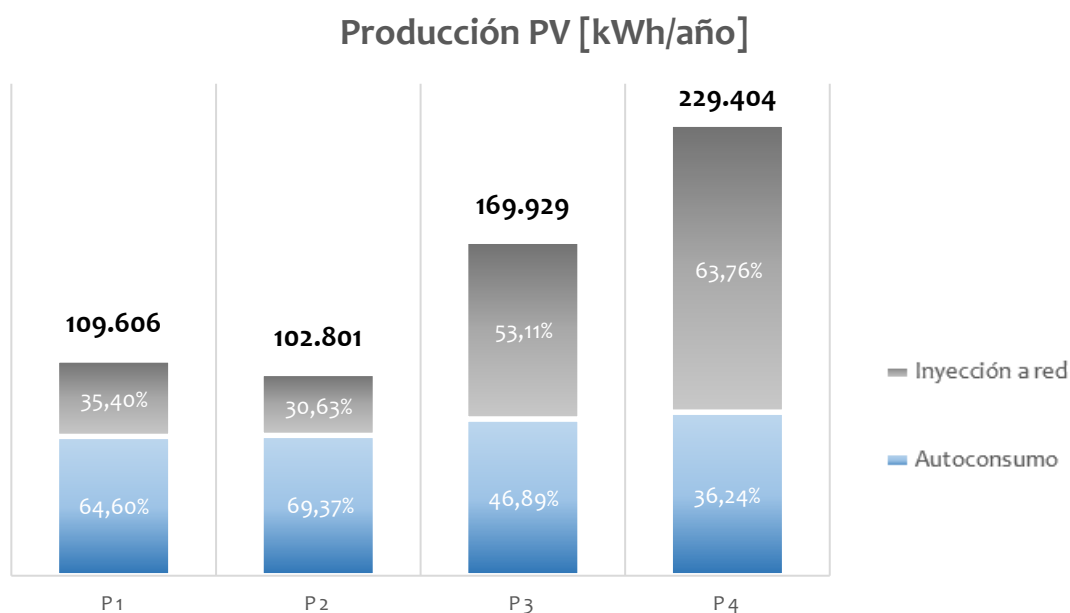


Figura 27. Producción PV anual de cada propuesta con la distribución de su uso final

Haciendo un estudio económico simple a lo largo de la vida útil de las distintas instalaciones se obtiene la gráfica de la Figura 28:

Impacto económico de la instalación

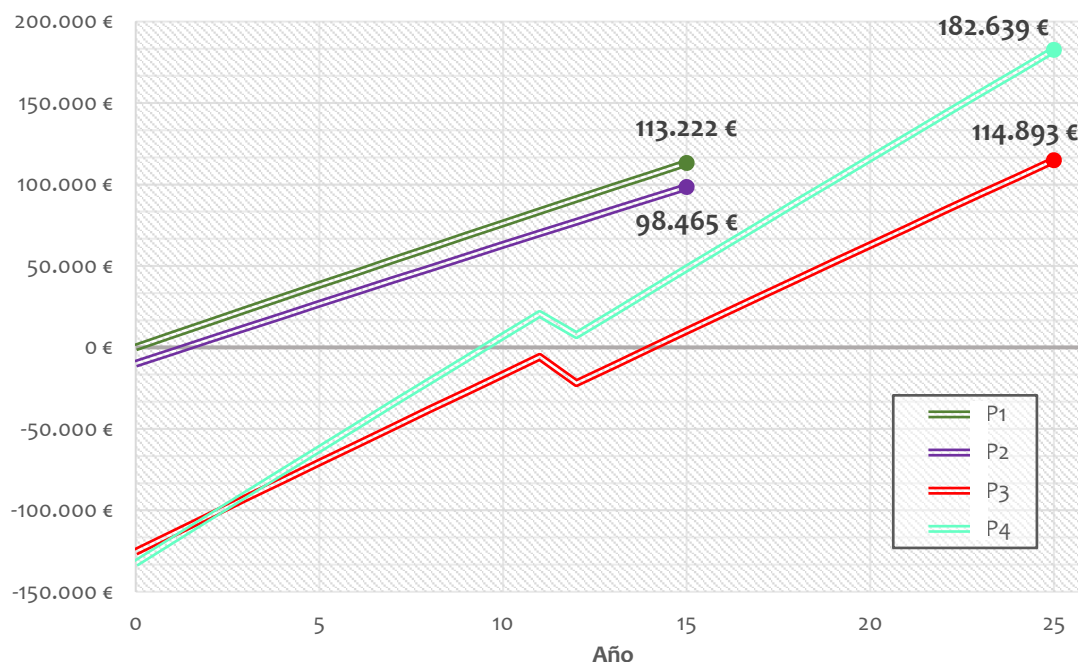


Figura 28. Evolución del impacto económico asociada a las instalaciones fotovoltaicas propuestas

Las desviaciones del decimosegundo año en las propuestas 3 y 4 corresponden a la compra de un nuevo inversor, ya que el de la instalación actual ya tiene unos 10 años y se recomienda su cambio a los 20-25 años de funcionamiento si se les realiza un mantenimiento adecuado.

A la hora de seleccionar la mejor propuesta, se observa que las que más ventajas presentan son la 1 y la 4:

- La 1 por su nula inversión y simplicidad contractual, obteniéndose a su vez mayor beneficio que en la 2 y prácticamente el mismo que en la 3 pero en mucho menos tiempo.
- La 4, por su parte, es la óptima económicamente y energéticamente, ya que tanto el beneficio económico al final de la vida útil de la instalación como el ahorro energético del centro son máximos, aunque tiene el hándicap de la alta inversión inicial requerida y las obras requeridas para llevar a cabo la ampliación de la estructura de soporte de los módulos. No obstante, otra ventaja adicional de la propuesta 4 frente a la 1 sería la posibilidad de donar los módulos fotovoltaicos actuales a alguna organización social que los acepte y se encargue de distribuirlos a colectivos que los necesiten, generando un fuerte impacto social positivo y dándole vida a unos módulos que todavía tienen una alta capacidad de producción.



METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

En este apartado se describe la organización y la metodología seguida en el desarrollo del trabajo de optimización de la instalación fotovoltaica del Laboratorio de Control de Calidad de la Edificación.

El proyecto puede dividirse en 3 fases principales:

- A. Revisión del estado del arte y definición del alcance del proyecto.
- B. Recopilación y tratamiento de datos.
- C. Planteamiento, comparación y selección de propuestas.
- D. Redacción de conclusiones y finalización del trabajo.

La primera fase (Fase A) es teórica, y consiste en presentar el tema objeto de estudio (energía solar fotovoltaica), así como los últimos avances tecnológicos en dicha materia. Para ello se recogen investigaciones y opiniones de diferentes autoras y autores, de reconocido prestigio en los temas que se tratan.

Además, en esta fase también se visita la instalación fotovoltaica del LCCE y se discuten los objetivos del proyecto, estableciendo el alcance del mismo. Por ejemplo, se decide que la finalidad principal de proyecto es estudiar las posibilidades para maximizar el autoconsumo fotovoltaico del centro, a la vez que se dejan fuera del alcance del trabajo opciones como la de comprobar la viabilidad de vender el excedente eléctrico a consumidores cercanos (como el parque de bomberos que hay en el edificio contiguo). Como consecuencia, es necesario definir un marco normativo para el autoconsumo fotovoltaico.

Para la recopilación de datos (Fase B) se han empleado, por un lado, las facturas eléctricas del LCCE de los años 2017, 2018 y 2019, elaborando unas curvas de consumo estimadas en base a la información facilitada por la auditoría de SONIEGO S.L.

Por otro lado, para los datos de radiación y producción fotovoltaica, se ha realizado un análisis cualitativo de diversas bases de datos, comparándolas e identificando la más completa. Finalmente se ha decidido trabajar con PVGIS, que es un sistema de información geográfica específica para fotovoltaica desarrollado por la Unión Europea, mediante el cual es posible utilizar promedios de los últimos 12 años, la cual se coteja con la producción real registrada en la misma auditoría y se estima una eficacia de la instalación según el estado de degradación de los paneles.

La Fase C empieza seleccionando aquellos indicadores considerados más significativos para el estudio: producción fotovoltaica, grado de autoconsumo, inversión inicial necesaria y beneficio económico.

A partir de ahí, se plantean las propuestas a estudiar y se representan gráficamente los indicadores mencionados para facilitar la comparación, escogiendo las mejores propuestas a través de un análisis cuantitativo de los resultados. No obstante, también se llegan a considerar criterios cualitativos, como lo es el posible impacto social de donar los módulos usados (pero en buen estado) a causas benéficas.

Finalmente (Fase D) se redactan las conclusiones y demás apartados restantes, sintetizando todo el trabajo en un único documento.

En la Tabla 11 se detalla la organización de cada fase, dividida en tareas y subtareas, para así poder reconocerlas en el diagrama de Gantt/cronograma (Figura 29).

Tabla 11. Detalle de las tareas y subtareas del proyecto

	Tarea 0	Coordinación y gestión del trabajo
A	Tarea 1	Revisión del estado del arte
	1.1	Resumen del marco legal para el autoconsumo
	1.2	Introducción a la energía solar
	1.3	Últimos avances en tecnología fotovoltaica
	Tarea 2	Definición del alcance y objetivos del proyecto
	2.1	Visita a la instalación, toma de contacto e identificación de objetivos
2.2	Definición del alcance y la metodología del proyecto	
B	Tarea 3	Análisis de la situación eléctrica actual en el laboratorio
	3.1	Recopilación y estudio de las facturas de años anteriores
	3.2	Estimación de la curva de consumos
	Tarea 4	Redacción del documento de memoria del TFM
	Tarea 5	Definición de la instalación PV actual
	5.1	Visita a la instalación y medidas experimentales
5.2	Caracterización de los paneles PV	
5.3	Obtención del promedio de producción fotovoltaica	
C	Tarea 6	Estudio de mejoras
	6.1	Planteamiento de posibles mejoras
	6.2	Elección de las mejoras más interesantes
	6.3	Recopilación y tratamiento de datos
	Tarea 7	Selección de las mejores propuestas
	7.1	Establecimiento de los criterios de selección
7.2	Cálculo y representación gráfica de los resultados	
7.3	Justificación de la elección de las mejores propuestas	
D	Tarea 8	Obtención y redacción de conclusiones
	Tarea 9	Finalización del trabajo escrito
	9.1	Elaboración de los documentos restantes (presupuesto, diagrama GANTT, etc.)
	9.2	Compilación de los distintos documentos del TFM
9.3	Revisión del TFM escrito	
	Tarea 10	Defensa del TFM ante tribunal
	10.1	Preparación del soporte digital para la presentación
	10.2	Presentación oral del TFM

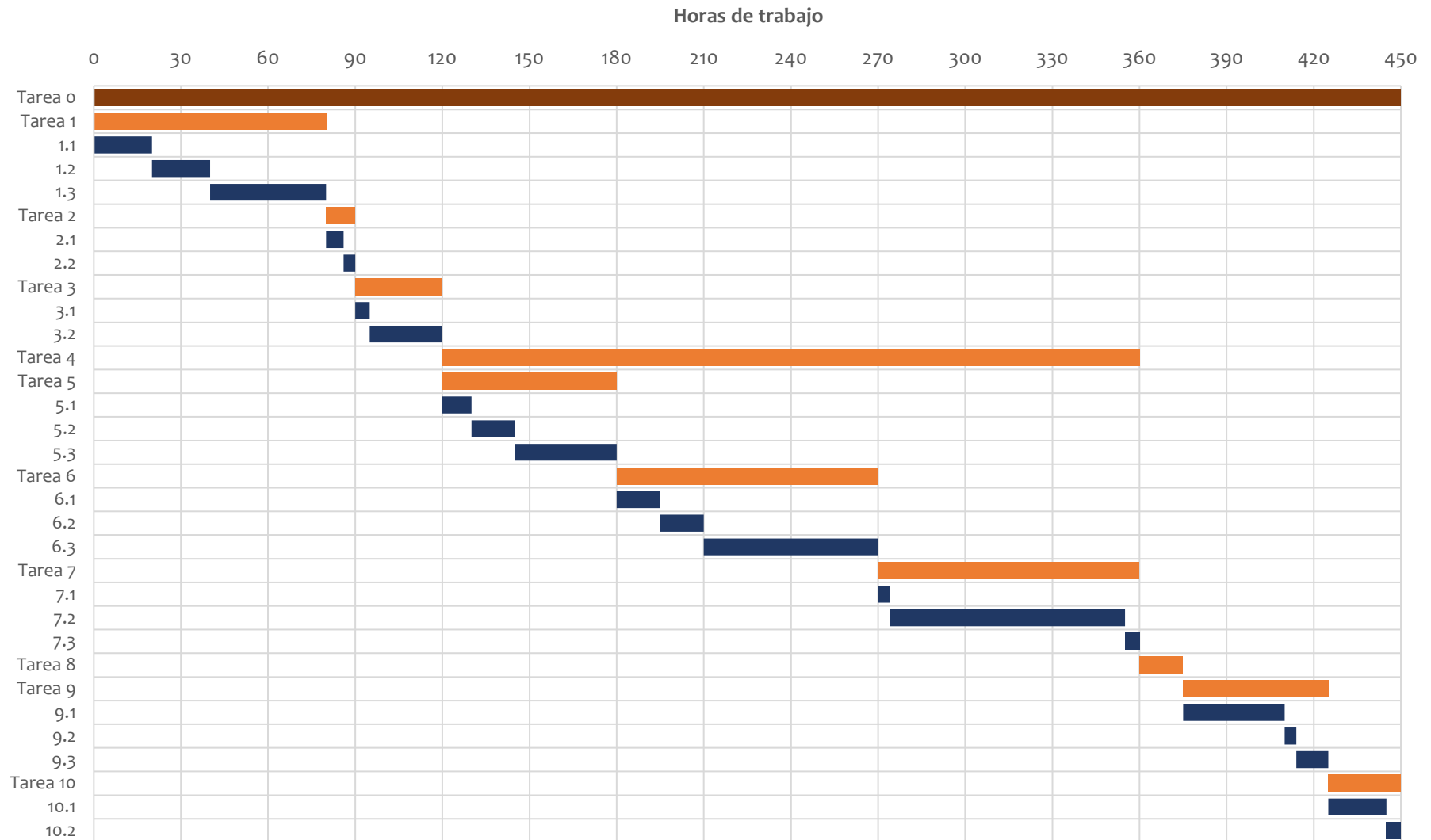


Figura 29. Diagrama Gantt del proyecto

PRESUPUESTO

En este apartado se describen los aspectos económicos relativos a la elaboración del propio proyecto. Se recogen todos los costes derivados del desarrollo del trabajo, los cuales se dividen en tres grupos: horas internas de trabajo, materiales y deterioros y gastos personales en movilidad y dietas.

La Tabla 12 muestra una estimación de las horas trabajadas por las personas involucradas en el trabajo.

Tabla 12. Horas internas de trabajo

	Horas	Coste por hora [€/h]	Coste [€]
Director	65	40	2.600
Personal externo	10	40	400
Estudiante	450	15	6.750
TOTAL			9.750

En la Tabla 13 se contabilizan los costes de los materiales y su deterioro. Los softwares informáticos utilizados son de dominio público, por lo que no ha habido gastos relacionados con licencias informáticas.

Tabla 13. Deterioros

	Precio [€]	Vida útil [h]	Coste por hora [€/h]	Tiempo de uso [h]	Deterioro [€]
Ordenador	1.059	5.280	0,20	450	90
TOTAL					90

Finalmente se incluyen los gastos personales en movilidad y dietas. Debido a los efectos del COVID-19 se ha minimizado el número de reuniones presenciales, realizándose la mayoría vía online, véase Tabla 14.

Tabla 14. Gastos personales

	Ud.	Coste por viaje [€/ud]	Coste [€]
Visita al LCCE	2	30	60
TOTAL			60

CONCLUSIONES

El Trabajo Fin de Máster es una síntesis de conocimientos, actitudes y habilidades integradas a lo largo de todo el ciclo académico, que se desarrollan para demostrar que se han obtenido las competencias transversales y específicas de la titulación. Su realización es fundamental como paso previo a la práctica profesional, más si cabe en un Máster en Investigación como es el caso, debiendo el alumnado de poner de manifiesto su capacidad de trabajo autónomo, adquiriendo competencias como la búsqueda de información, el análisis crítico o la toma de decisiones, entre otras.

La optimización de instalaciones fotovoltaicas puede abordarse desde un sinfín de puntos de vista: incrementando el rendimiento de la tecnología PV; reduciendo el impacto visual de las instalaciones y aprovechándolas para otros usos energéticos y/o constructivos (integración arquitectónica); combinándolas con otras tecnologías renovables; e incluso desde un punto de vista medioambiental, minimizando los residuos y mejorando el proceso de reciclaje.

No obstante, en el caso objeto de estudio se parte de un edificio existente el cual cuenta ya con una instalación fotovoltaica en su cubierta, por lo que las vías de optimización son mucho menores. Además, el propio centro marcó de inicio el objetivo de aumentar su grado de autoconsumo para facilitar la obtención de certificaciones de eficiencia energética. Por ello, el TFM trata de encontrar la mejor solución para maximizar la producción fotovoltaica de la instalación y el autoconsumo eléctrico del edificio.

Con el fin de lograr estos objetivos, se ha analizado el consumo del laboratorio durante 3 años completos, así como los perfiles de producción de la actual instalación PV, mediante lo cual se han podido identificar sus carencias técnicas y contractuales.

La primera conclusión es que para optar a la obtención de una certificación de eficiencia energética es imprescindible cambiar la modalidad de contratación de la instalación, pasando a una de las modalidades de autoconsumo, pues en la actualidad toda la electricidad se vierte a red.

En segundo lugar, se ha planteado la posibilidad de mantener los módulos fotovoltaicos actuales, ya que todavía disponen de cierta vida útil (10-15 años). En este sentido, se ha desechado la opción de modificar la inclinación de los paneles, de 30° a 60°, ya que el ligero aumento del autoconsumo no compensa la disminución de la producción total.

Finalmente, se ha estudiado la viabilidad de reemplazar los módulos actuales por unos de mayor rendimiento. Se ha comprobado que la mejor opción pasa por optimizar el espacio disponible de la cubierta y ampliar la potencia pico de la instalación. Esto conlleva el embrollo de la imposibilidad de acogerse a la compensación de excedentes, pero sus beneficios tanto energéticos como económicos son enormes. Por otro lado, se propone la posibilidad de donar los módulos fotovoltaicos actuales a alguna organización social que se encargue de distribuirlos a colectivos que los necesiten, generando un fuerte impacto social positivo y dándole vida a unos equipos que todavía tienen una alta capacidad de producción.



En definitiva, esto ha derivado en dos opciones, ambas viables, cuya adecuación depende del nivel de inversión inicial que el centro esté dispuesto a acometer:

- Mantener la instalación con los módulos y configuración actuales, variando solamente su modalidad de contratación a autoconsumo con compensación simplificada de excedentes. Esto no requiere de inversión alguna y aporta un autoconsumo anual promedio del 43% y un beneficio económico anual de 7.800 €.
- Sustituir los paneles actuales por unos de 405 W (frente a los 215 W actuales). Habría de ampliarse toda la instalación, tanto los paneles como las estructuras de soporte, el tendido eléctrico o el inversor. Además, implicaría vender la electricidad sobrante directamente a la red eléctrica, sin la posibilidad de compensar los excedentes por superar los 100 kWp totales. La obra requeriría una inversión inicial de unos 132.000 €, pero el autoconsumo ascendería a más del 50% y el beneficio económico a 14.200 € anuales, con un periodo de amortización de la instalación inferior a los 10 años.

Es importante también mencionar las complejidades que entraña un estudio de este tipo, como han sido la dificultad de realizar una buena estimación de los perfiles de consumo del laboratorio o establecer un marco económico fiable para la venta de electricidad al por mayor y la compensación de excedentes, dada la inestabilidad actual del mercado eléctrico. En este aspecto, cabe destacar que se han tomado como referencia los datos del año 2019, mientras que los actuales, aunque muy variables, sextuplican las ganancias (junio de 2022), reduciendo el periodo de amortización de la instalación ampliada propuesta a menos de 3 años.

A pesar de estas dificultades, se valoran positivamente los resultados, ya que ha sido posible llevar a cabo un estudio individualizado y completo de cada alternativa propuesta, realizando un trabajo cooperativo amplio (con profesionales del sector) y dinámico, adaptando la línea de trabajo a las necesidades del proyecto.

Sin embargo, se debe seguir trabajando en la evaluación y análisis de la tecnología PV, para fomentar y acercar las innovaciones anteriormente mencionadas (integración arquitectónica, combinación con otras tecnologías renovables, etc.) a las instalaciones reales, principalmente desde antes de la construcción, evitando tener que realizar modificaciones posteriores. A su vez, también es de vital importancia potenciar la investigación en relación al consumo eléctrico, tanto en lo que refiere a los dispositivos electrónicos en sí como a la práctica humana diaria o la organización empresarial, de forma que se reduzca el consumo eléctrico y se favorezca su compatibilidad con la producción eléctrica de origen renovable.



BIBLIOGRAFÍA

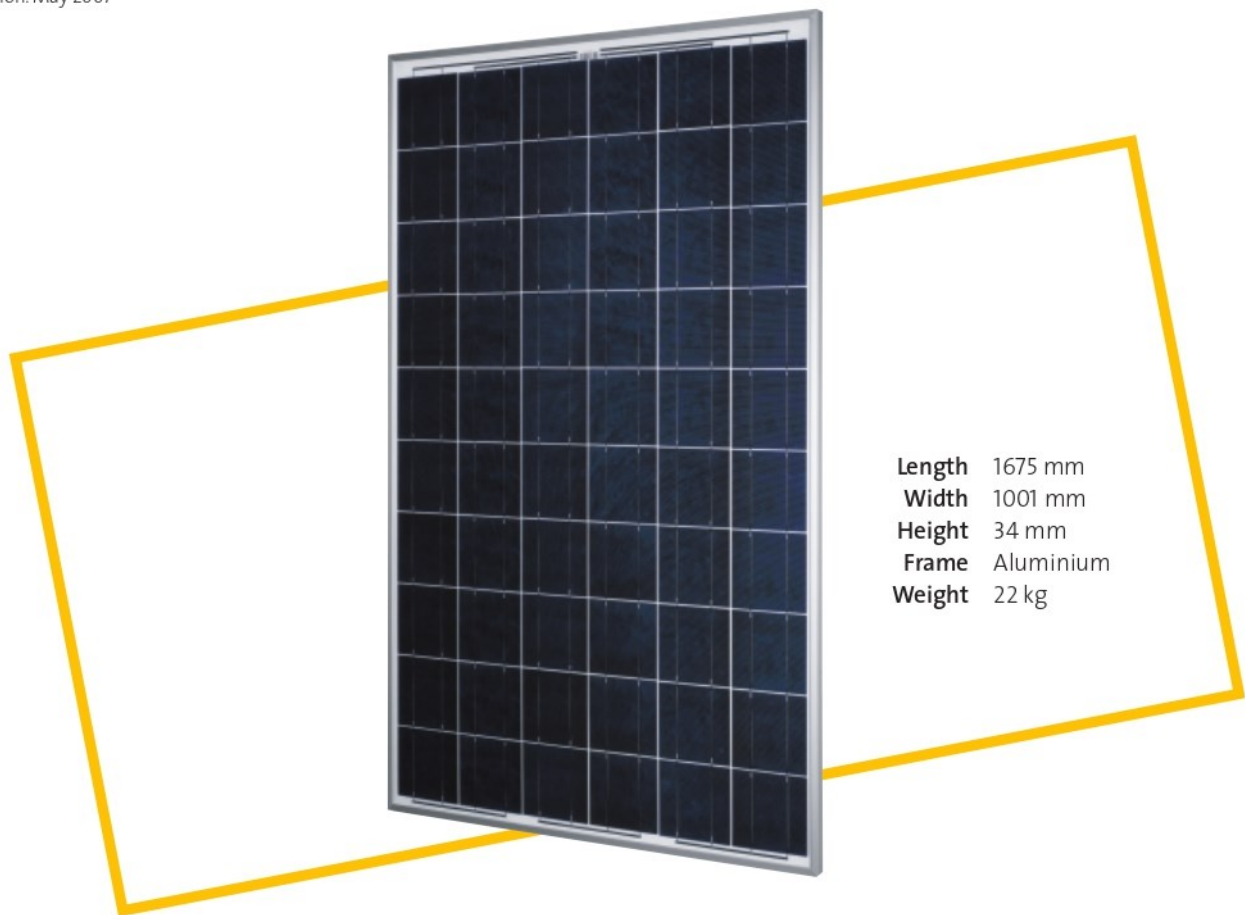
- [1] F. G. Montoya, M. J. Aguilera y F. Manzano-Agugliaro, “Renewable energy production in Spain: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 509–531. Mayo 2014.
- [2] M.H. Shubbak, “Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 115, p. 109383. Noviembre 2019.
- [3] “Balances de energía final (2019)”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas>. [Accedido: 16-dic-2021]
- [4] “Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales”, IDAE. 2019. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/32c8QVc> [Accedido: 18-dic-2021]
- [5] S. Hegedus y A. Luque, “Achievements and challenges of solar electricity from photovoltaics”, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, pp. 1–38. 2011.
- [6] National Renewable Energy Laboratory - NREL, “National Renewable Energy Laboratory Photovoltaic Research: Best Research - Cell Efficiency Chart”, abril 2019. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3J5jsGk>. [Accedido: 16-dic-2021]
- [7] K. Mertens, *Photovoltaics: fundamentals, technology and practice*. Chichester: John Wiley & Sons. 2014.
- [8] C. Whitaker, T. Townsend, A. Razon, R. Hudson y X. Vallve, “PV systems”, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, pp. 841-895. 2011.
- [9] J. Byrne y L. Kurdgelashvili, “The role of policy in PV industry growth: past, present and future”, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, pp. 39–81. 2011.
- [10] L.R. Brown, E. Adams, J. Larsen y J.M. Roney, *The great transition: shifting from fossil fuels to solar and wind energy*, New York: W. W. Norton & Company. 2015.
- [11] M.H. Shubbak, “The technological system of production and innovation: the case of photovoltaics technology in China”, *Res. Policy*, vol. 48(4), pp. 993–1015. 2019.
- [12] M.H. Shubbak, “Innovation capability, network embeddedness and economic performance: profiling solar power innovators in China”, *Int. J. Technol. Learn. Innov. Dev.*, vol. 10(3/4), pp. 258–94. 2018.
- [13] J. Esclapés, “Adaptabilidad de la energía solar fotovoltaica sobre fachadas urbanas”, tesis doctoral, Universitat d’Alacant. 2012.
- [14] D. Efurosibina, K.A. Tabet y A. Hassan, “A Review on Building Integrated Photovoltaic Façade Customization Potentials”, *Sustainability*, vol. 9(12), p. 2287. 2017.
- [15] D. Singh, R. Chaudhary y A. Karthick, “Review on the progress of building-applied/integrated photovoltaic system”, *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 28, pp. 47689–47724. 2021.
- [16] D. González, C. Alonso, M. Díez, F. Varela y A. Pérez, “Clasificación de los paneles solares híbridos (PVT)”, en *IX Cong. Nac. Ing. Termodin.*, Cartagena, 2015, pp. 786-794.
- [17] Girard, E.J. Gago, J. Ordoñez, y T. Muneer, “Spain’s energy outlook: A review of PV potential and energy export”, *Renew. Energy*, vol. 86, pp. 703–715. 2016.
- [18] Ibarloza, I. Heras-Saizarbitoria, E. Allur y A. Larrea, “Regulatory cuts and economic and financial performance of Spanish solar power companies: An empirical review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 784–793. 2018.
- [19] “Informe Estadístico 2000-2020: Energías Renovables”, IDAE. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://informeestadistico.idae.es/t10.htm>. [Accedido: 17-dic-2021]
- [20] Nota de prensa, “El RD de Autoconsumo sitúa al ciudadano en el centro del modelo energético al garantizar el libre acceso a la energía”, Unión Española Fotovoltaica - UNEF. Abril 2019. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3qc4yFs>. [Accedido: 18-dic-2021]



- [21] Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo”, IDAE y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía - EnerAgen. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3yGCKo7> [Accedido: 17-dic-2021]
- [22] “2021: Año de récord para el autoconsumo fotovoltaico”, Solucion. Septiembre 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3ze8QnC>. [Accedido: 17-dic-2021]
- [23] “Análisis de los incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes”, Fundación Renovables. Julio 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3GYB2tB>. [Accedido: 17-dic-2021]
- [24] G. López, “El autoconsumo eléctrico despega en 2020: claves de la nueva energía”, *El País*, *Cinco Días*. Febrero 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3EaU3HN>. [Accedido: 17-dic-2021]
- [25] “Informe anual 2020”, UNEF. Julio 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/33AP7PD>. [Accedido: 18-dic-2021]
- [26] M. Colom, “Por qué hay que celebrar, sin pasarse, el incremento del autoconsumo”, *PV Magazine*. Febrero 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3shJv77>. [Accedido: 17-dic-2021]
- [27] “Impuesto al sol en España: ¿Qué es y por qué se derogó?”, Grupo Selectra. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3FcrWJk>. [Accedido: 18-dic-2021]
- [28] “Anuario fotovoltaico 2019”, Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica - ANPIER. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3p7gl8L>. [Accedido: 18-dic-2021]
- [29] M. Calvet, “El impacto de la regulación del autoconsumo de energía provocado por el Real Decreto 244/2019”, trabajo fin de máster, Universitat Jaume I. Junio 2020.
- [30] Espejo y A.E. Aparicio, “La producción de electricidad con energía solar fotovoltaica en España en el siglo XXI”, *Revista de Estudios Andaluces*, vol. 39, pp. 66-93. 2020.
- [31] F.V. Serrano, “Las Energías Renovables”, *Uciencia*, vol. 10, pp. 16-19. Diciembre 2012.
- [32] “La radiación solar y su paso por la atmósfera”, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, Gobierno de Colombia. S.f. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3J96Ei6>. [Accedido: 20-dic-2021]
- [33] A. Herez, M. Ramadan, B. Abdulhay y M. Khaled , “Short review on solar energy systems”, *AIP Conference Proceedings*, vol. 1758, p. 030041. 2016.
- [34] T.T. Chow, “A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology”, *Applied Energy*, vol. 87(2), pp. 365-379. 2010.
- [35] C.A. Córdova, “Torre solar como una fuente de energía renovable”, tesis de maestría, Universidad Nacional de Ingeniería. 2010.
- [36] “End-Of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels”, International Renewable Energy Agency - IRENA. 2016. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3J9UKVb>. [Accedido: 20-dic-2021]
- [37] N. Yan, C. Zhao, S. You, Y. Zhang y W. Li, “Recent progress of thin-film photovoltaics for indoor application”, *Chin Chem Lett*, vol. 31(3), pp. 643-653. 2020.
- [38] S. Ghosh y R. Yadav, “Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review”, *Sust. Energy Tech. Assess.*, vol. 47, p. 101410. 2021.
- [39] S.A. Olaleru, J.K. Kirui, D. Wamwangi, K.T. Roro y B. Mwakikunga, “Perovskite solar cells: The new epoch in photovoltaics”, *Sol. Energy*, vol. 196, pp. 295-309. 2020.
- [40] E. Serrano, G. Rus y J. Garcia, “Nanotechnology for sustainable energy”, *Renew. Sust. Energy. Rev.*, vol. 13, pp. 2372-2384. 2009.
- [41] L. El Chaar, L.A. lamont y N. El Zein, “Review of photovoltaic technologies”, *Renew. Sust. Energy Rev.*, vol. 15(5), pp 2165-2175. 2011.
- [42] H. Capdevila, V. Naidoo y M. Graeber, "Soiling forecast and measurements for large PV power generation projects in dessert environments," 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 2071-2075. 2016.



- [43] A. Sahu, N. Yadav y K. Sudhakar, “Floating photovoltaic power plant: A review”, *Renew. Sust. Energy. Rev.*, vol. 66, pp. 815–824. Diciembre 2016.
- [44] Á. Moreno, “Sistemas solares innovadores basados en membranas poliméricas combinadas con tecnologías fotovoltaicas orgánicas para integración arquitectónica”, tesis doctoral, Universitat de Lleida. 2020.
- [45] D. Singh, R. Chaudhary y A. Karthick, “Review on the progress of building-applied/integrated photovoltaic system”, *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 28, pp. 47689-47724. 2021.
- [46] G.P. Hammond, H.A. Harajli, C.I. Jones y A.B. Winnett, “Whole systems appraisal of a UK Building Integrated Photovoltaic (BIPV) system: energy, environmental, and economic evaluations”, *Energy Policy*, vol. 40, pp. 219-230. 2012.
- [47] A.K. Shukla, K. Sudhakar y P. Baredar, “Recent advancement in BIPV product technologies: A review”, *Energy and Buildings*, vol. 140, pp. 188-195. 2017.
- [48] N. Martín y D. Montero, “Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings”, *Energy and Buildings*, vol. 150, pp. 71-80. 2017.
- [49] R. Luthander, A.M. Nilsson, J. Widén y M. Åberg, “Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching in buildings: A novel way of studying self-consumption and self-sufficiency”, *Applied Energy*, vol. 250, pp. 748-759. 2019.
- [50] S. Krauter, “Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system”, *Solar Energy*, vol. 159, pp. 768-776. 2018.
- [51] S. Alsadi y T. Khatib, “Photovoltaic Power Systems Optimization Research Status: A Review of Criteria, Constrains, Models, Techniques, and Software Tools”, *Appl. Sci.*, vol. 8(10), p. 1761. 2018.
- [52] “Hibridación en la generación renovable”, Asociación de Empresas de Energías Renovables - APPA Renov. Abril 2021. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3FIGeaP>. [Accedido: 20-dic-2021]
- [53] T. Yang y A.K. Athienitis, “A review of research and developments of building-integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems”, *Renew. Sust. Energy. Rev.*, vol. 66, pp. 886-912. 2016.
- [54] S. Kichou, N. Skandalos y P. Wolf, “Evaluation of Photovoltaic and Battery Storage Effects on the Load Matching Indicators Based on Real Monitored Data”, *Energies*, vol. 13(11), p. 2727. 2020.
- [55] C. Fernández, J. Pachano, J. Salom, A. Peppas y G. Ramos, “Photovoltaic Plant Optimization to Leverage Electric Self Consumption by Harnessing Building Thermal Mass”, *Sustainability*, vol. 12(2), p. 553. 2020.
- [56] “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, IDAE. 2011. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3OziQFY>. [Accedido: 14-abr-2022]
- [57] L.A. Conde, J.A. Palomino y J. de la Casa, “Caracterización de paneles solares a sol real”, XXII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente, Huaraz (Perú), 13/17-11-2017.
- [58] “Sistema de información del operador del sistema”, Red Eléctrica de España (REE). S.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es>. [Accedido: 20-abr-2021]



Sunmodule⁺

SW 200/205/210/215/220/225 poly

The Sunmodule Plus heralds an innovative new module concept from SolarWorld. The Plus-sort (based on a SolarWorld flash report) and five watt model stepping ensures true, highest system efficiency and dispenses with the time-consuming task of sorting the modules on site. The fully automated production process at the SolarWorld factories creates a module quality that is consistently high, which in turn will ensure high yields for the long term.

The glass is set deep into the module frame and they are firmly attached to each other by silicone that is applied with continuous precision. This guarantees exceptional rigidity for the entire module and stops any possible loosening of the frame as a result of strong outward forces in cases such as sliding of heavy snow. Tests carried out in accordance with IEC 61215, applying loads up to 5.4 kN/m², confirm that the module can withstand high loads such as heavy accumulations of snow and ice.

The patented, flat and compact junction box provides perfect protection against corrosion, as well as a capacity to rapidly dissipate any excess heat providing lower operating temperature. The junction box is reliably connected by a solid, welded bond to guarantee lasting functionality. In addition, high-quality, robust cables with factory-equipped connectors are used. The ability to recycle the modules and a 25-year performance warranty are the finishing touches to this top-quality product.



SW 200/205/210/215/220/225 poly

Performance under standard test conditions

		SW 200	SW 205	SW 210	SW 215	SW 220	SW 225
Maximum power	P_{max}	200 Wp	205 Wp	210 Wp	215 Wp	220 Wp	225 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.1 V	36.2 V	36.4 V	36.5 V	36.6 V	36.8 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.3 V	28.5 V	28.7 V	28.9 V	29.2 V	29.5 V
Short circuit current	I_{sc}	7.70 A	7.80 A	7.90 A	8.00 A	8.08 A	8.17 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.07 A	7.20 A	7.32 A	7.44 A	7.54 A	7.63 A

Performance at 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 200	SW 205	SW 210	SW 215	SW 220	SW 225
Maximum power	P_{max}	143.0 Wp	146.6 Wp	150.1 Wp	153.7 Wp	157.3 Wp	160.9 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	32.7 V	32.8 V	32.9 V	33.0 V	33.1 V	33.3 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	25.4 V	25.5 V	25.7 V	25.9 V	26.2 V	26.5 V
Short circuit current	I_{sc}	6.36 A	6.45 A	6.53 A	6.61 A	6.68 A	6.75 A
Maximum power point current	I_{mpp}	5.64 A	5.74 A	5.84 A	5.94 A	6.01 A	6.08 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 95% (+/- 3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

Component materials

Cells per module	60
Cell type	polycrystalline silicon
Cell dimensions	156 x 156 mm ²

System integration parameters

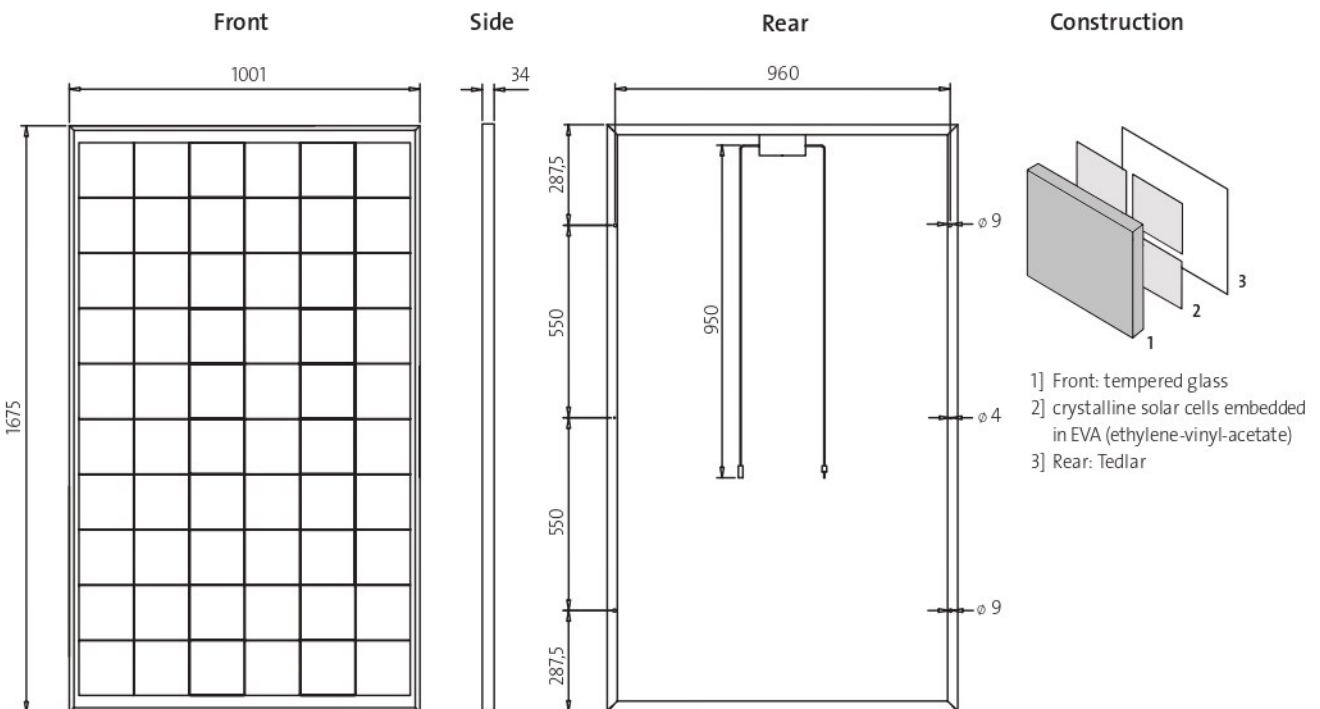
Maximum system voltage SC II	1,000 V _{DC}
Maximum reverse current	Do not apply external voltages larger than V _{oc} to the module

Thermal characteristics

NOCT	46°C
TC I _{sc}	0.034 %/K
TC V _{oc}	-0.34 %/K

Additional data

Power tolerance	+/- 3%
Junction box	IP 65
Connector	MC type 4



Sunmodule[®] Plus

SW 285-300 MONO



TUV Power controlled:
Lowest measuring tolerance in industry



Every component is tested to meet
3 times IEC requirements



Designed to withstand heavy
accumulations of snow and ice



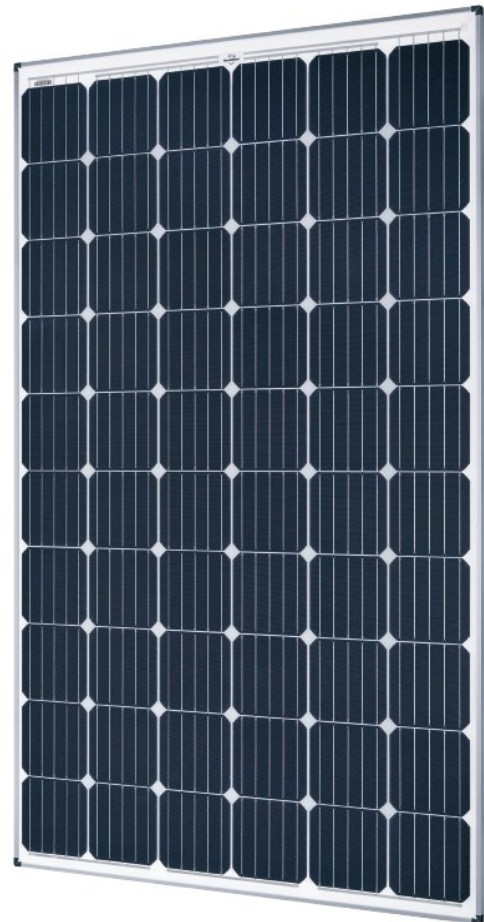
Sunmodule Plus:
Positive performance tolerance



25-year linear performance warranty
and 10-year product warranty



Glass with anti-reflective coating



World-class quality

Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

SolarWorld Plus-Sorting

Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

25-year linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years

SolarWorld guarantees a maximum performance digression of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry, along with our industry-first 10-year product warranty.**

* Solar cells manufactured in U.S.A. or Germany. Modules assembled in U.S.A.
** in accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Blowing sand resistance, IEC 60068-2-68
- Ammonia resistance, IEC 62716
- Salt mist corrosion, IEC 61701
- Periodic inspection



- Periodic inspection
- Power controlled



Sunmodule[®] Plus

SW 285-300 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

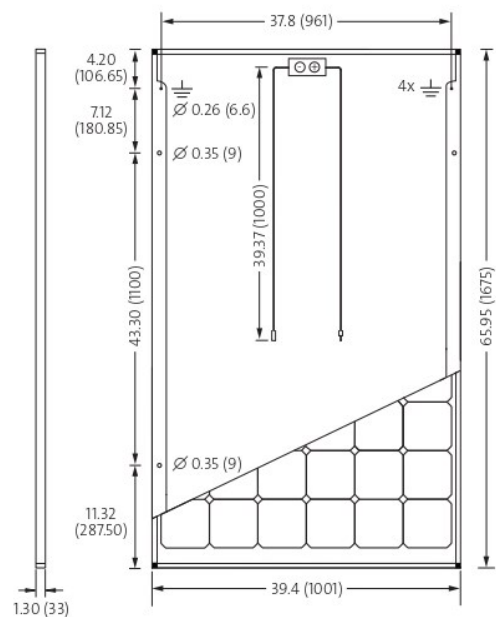
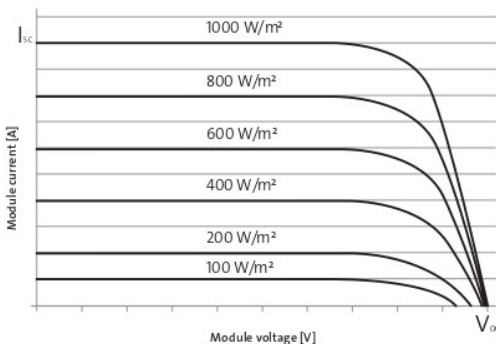
		SW 285	SW 290	SW 295	SW 300
Maximum power	P_{max}	285 Wp	290 Wp	295 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.7 V	39.9 V	40.0 V	40.1 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.3 V	31.4 V	31.5 V	31.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.84 A	9.97 A	10.10 A	10.23 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A	9.33 A	9.45 A	9.57 A
Module efficiency	η_m	17.00 %	17.30 %	17.59 %	17.89 %

*STC: 1000W/m², 25 °C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/M², NOCT, AM 1.5

		SW 285	SW 290	SW 295	SW 300
Maximum power	P_{max}	213.1 Wp	217.1 Wp	220.5 Wp	224.1 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.4 V	36.6 V	36.7 V	36.9 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.7 V	28.8 V	28.9 V	31.1 V
Short circuit current	I_{sc}	7.96 A	8.06 A	8.17 A	8.27 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.43 A	7.54 A	7.64 A	7.75 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25 °C: at 200 W/m², 100% of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60	Front	Low-iron tempered glass with ARC (EN 12150)
Cell type	Monocrystalline 5-busbar	Frame	Clear anodized aluminum
Cell dimensions	6.17 in x 6.17 in (156.75 x 156.75 mm)	Weight	39.7 lbs (18.0 kg)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TCI_{sc}	0.04 % / °C
TCV_{oc}	-0.30 % / °C
TCV_{mpp}	-0.41 % / °C
Operating temp	-40 to +85 °C

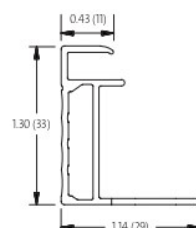
ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp/+5 Wp
J-Box	IP65
Connector	PV wire per UL4703 with H4/UTX connectors
Module fire performance	(UL 1703) Type 1

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II / NEC	1000 V	
Maximum reverse current	25 A	
Number of bypass diodes	3	
Design loads*	Two rail system	113 psf downward, 64 psf upward
Design loads*	Three rail system	178 psf downward, 64 psf upward
Design loads*	Edge mounting	178 psf downward, 41 psf upward

*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.



- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- ⚡ Grounding Locations:
 - 4 locations along the length of the module in the extended flange.

SW-01-7510US 161006

Preliminary

Harvest the Sunshine

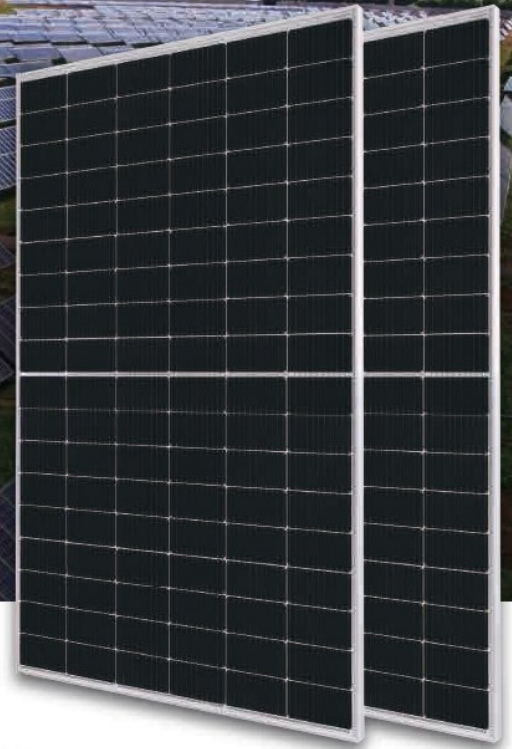
DEEP BLUE 3.0

Mono

405W MBB Half-cell Module
JAM54S30 390-415/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

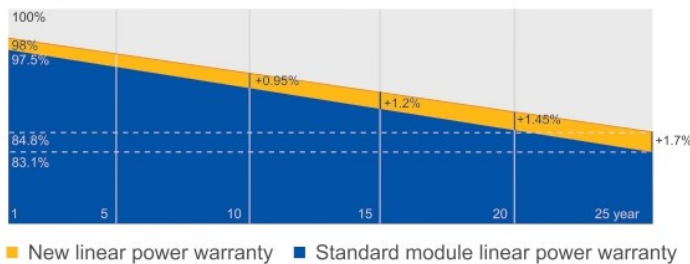


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



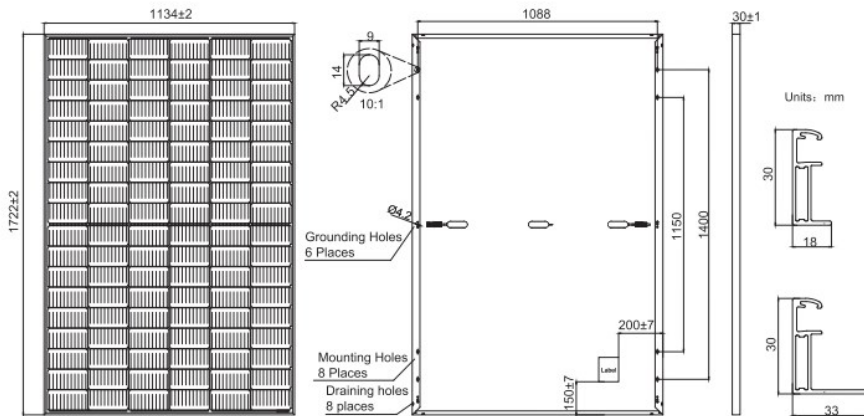
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	36.85	36.98	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

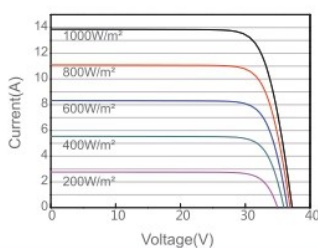
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310	314
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37
Max Power Voltage(Vmp) [V]	28.87	29.08	29.26	29.47	29.72	29.89
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22
Max Power Current(Imp) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

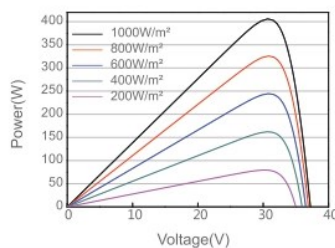
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

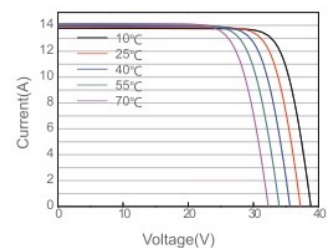
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



**ÓPTIMAS
PRESTACIONES
EN GRANDES
INSTALACIONES
MULTI-MEGAVATIO**

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

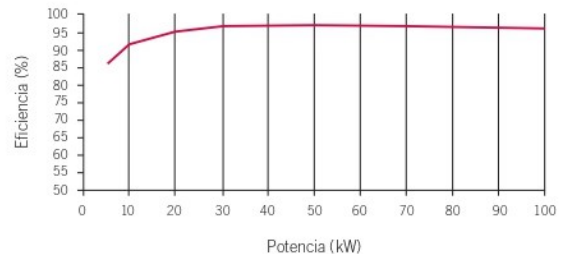
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



RENDIMIENTO

INGECON® SUN 100
Vdc = 450 V

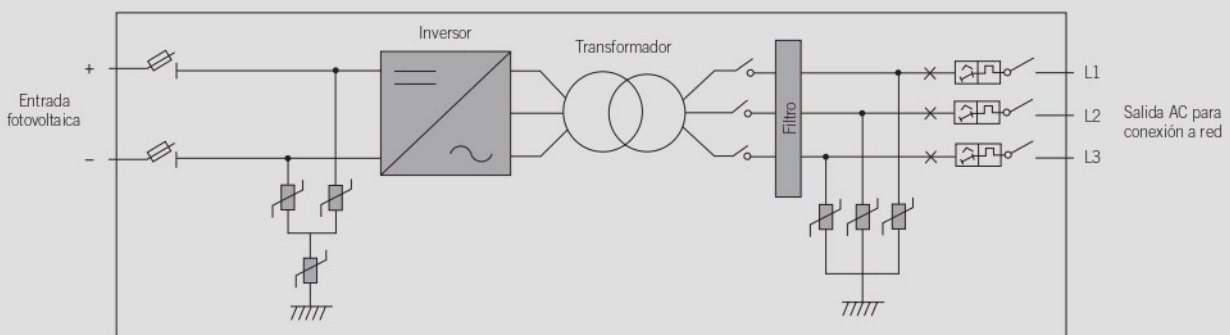


	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁴⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal ⁽⁵⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Power



Dimensiones y peso (mm)

