



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Análisis de eficiencia energética y propuestas de mejora en las instalaciones que albergan la piscina municipal de San Javier.

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Autor: Manuel José Alcaide
Molina**

Director: Francisco de Asís Ruz Vila



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

Cartagena, 25 de febrero de 2022

Contenido

1.	Introducción	6
2.	Objeto del proyecto	7
3.	Localización y orientación de la instalación	8
4.	Contexto (Piscinas climatizadas).....	9
4.1.	Definición general	9
4.2.	Tipos de piscinas climatizadas.....	9
4.3.	Dimensiones de las piscinas	10
4.4.	Consumos energéticos en piscinas climatizadas.....	10
4.4.1.	Calefacción y refrigeración.....	10
4.4.2.	Sistema ACS.....	11
4.4.3.	Iluminación.....	12
5.	Características energéticas de la instalación	13
5.1.	Instalaciones de calefacción y refrigeración	13
5.2.	Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria	14
5.3.	Instalación de iluminación	16
5.4.	Registro de consumos eléctricos.....	16
5.5.	Calificación energética del edificio.....	21
6.	Propuestas de mejora para la eficiencia energética	24
6.1.	Propuestas de la auditoría	24
6.1.1.	Sustitución de actuales calderas de gasoil por otras de gas natural.....	24
6.1.2.	Sustitución de actual sistema de iluminación	28
6.2.	Instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la piscina	30
7.	Diseño de instalación de autoconsumo fotovoltaica	32
7.1.	Cálculo de inclinación y orientación.....	33
7.2.	Datos de irradiación media	33
7.3.	Cálculo del generador fotovoltaico	35
7.3.1.	Superficie disponible	35
7.3.2.	Módulos	36
7.3.3.	Distancia entre módulos	38
7.3.4.	Estructura sobre cubierta.....	40
7.3.5.	Sistema de generación en corriente continua	41
7.4.	Inversor	42
7.5.	Conductores	45
7.5.1.	Criterio de caída de tensión	46
7.5.2.	Criterio de la máxima intensidad admisible.....	48

7.5.3. Tubos	51
7.6. Contadores	53
7.7. Esquema unifilar.....	54
7.8. Energía sobrante	55
8. Factores legales y económicos	59
8.1. Impuestos y subvenciones	59
8.2. Presupuestos.....	59
9. Valoración de la mejora	62
9.1. Mejora de la eficiencia energética de la instalación	62
9.2. Amortización	64
9.3. Impacto ambiental	68
10. Resumen y conclusiones	70
11. Bibliografía y referencias.....	72
ANEXO: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN HELIOSCOPE	76

1. Introducción

Con la finalidad de completar los estudios del Grado en Ingeniería Eléctrica, se presenta el siguiente Trabajo Fin de Grado titulado *Análisis de eficiencia energética y propuestas de mejora en las instalaciones que albergan la piscina municipal de San Javier*.

La dirección y codirección del proyecto han sido realizadas por Francisco de Asís Ruz Vila, del departamento de Automática, Ingeniería Eléctrica y Tecnología Electrónica, y José Pablo Delgado Marín, del departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos.

2. Objeto del proyecto

El objeto del presente Trabajo Fin de Grado es analizar los datos disponibles sobre la instalación para definir sus características de eficiencia energética, enumerar las posibles medidas que se han planteado para mejorar esta eficiencia, y realizar el dimensionado de una instalación de generación fotovoltaica para compensar parte del consumo de energía eléctrica, incluyendo la valoración de la mejora en términos económicos y de impacto medioambiental.

3. Localización y orientación de la instalación

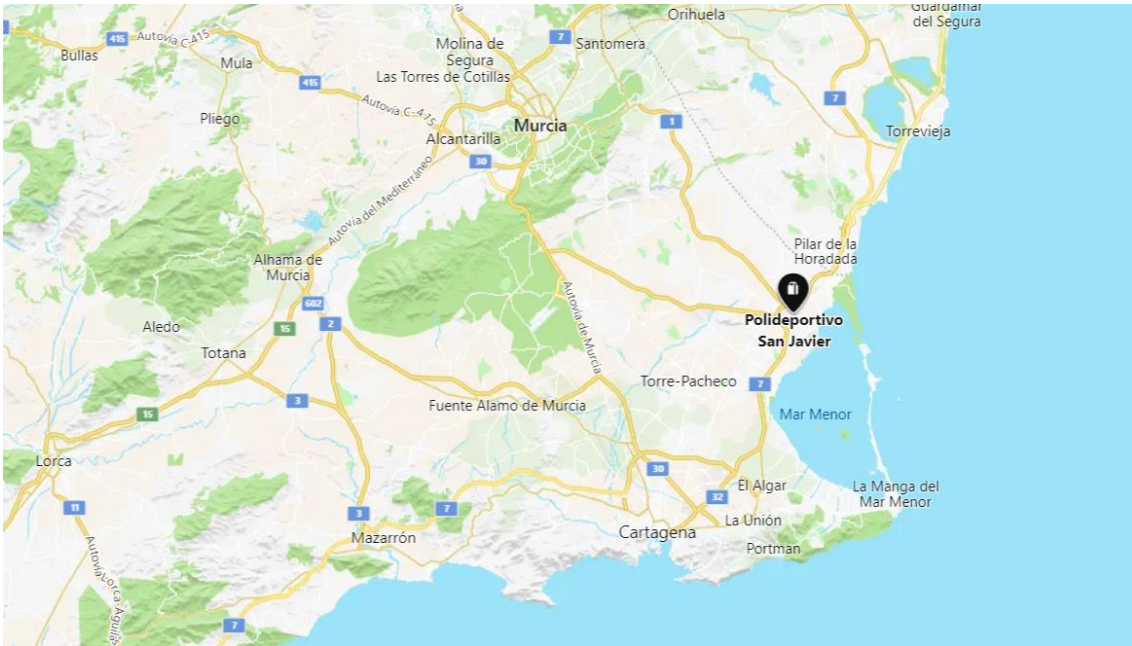


Figura 1. Ubicación geográfica de la instalación

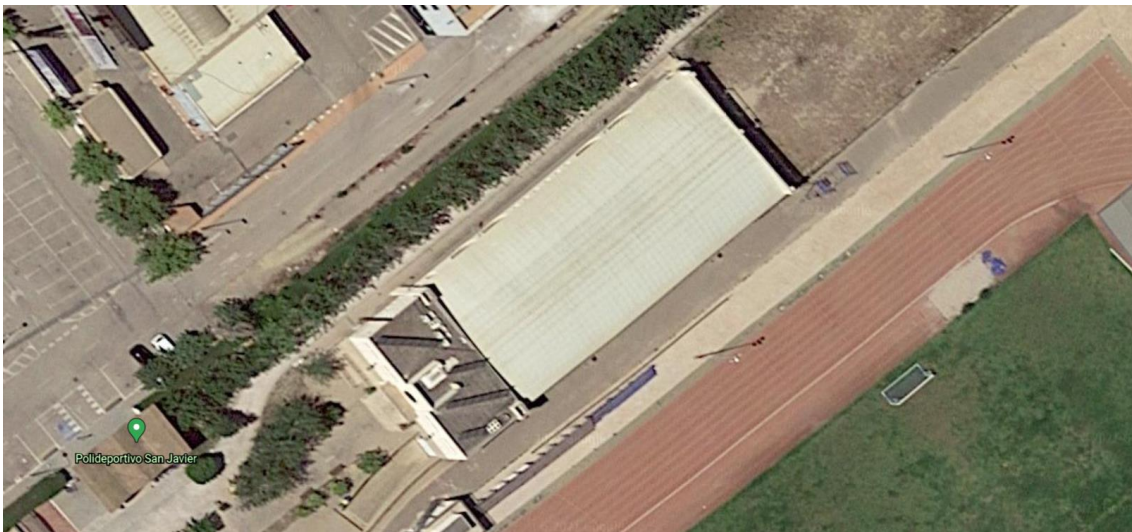


Figura 2. Vista aérea de la instalación

La instalación sobre la que se realiza el estudio es la Piscina Climatizada del Polideportivo Municipal de San Javier (Región de Murcia), coordenadas $37^{\circ} 48' 38''$ N $0^{\circ} 49' 41''$ O.

El lado en el que está la entrada del edificio tiene una disposición suroeste a 38° de la línea norte-sur.

4. Contexto (Piscinas climatizadas)

4.1. Definición general

Una piscina es una instalación consistente de un recipiente, generalmente de gran tamaño, lleno de agua destinada a menudo al baño recreativo y a los deportes acuáticos. (RAE)

Una piscina climatizada es una piscina diseñada y equipada con las instalaciones necesarias para disfrutarla durante varios meses o todo el año, aunque el clima no sea adecuado para el baño (ecodeporte). Para mantener las condiciones adecuadas para su uso se emplean sistemas térmicos, de magnitud variable en función de las características de la instalación. El margen de temperatura deseado para el baño estriba entre los 24 y 26 °C, aunque si la temperatura ambiente es alta puede resultar adecuado bajar la temperatura del agua a un margen entre 22 y 24°C y si la temperatura ambiente es baja sería aceptable un margen de 26 a 28 °C.

4.2. Tipos de piscinas climatizadas

- Piscina climatizada exterior: estas piscinas no tienen estructura alguna que las aisle del exterior, por lo que son las más ineficientes térmicamente. Por lo general se emplean en climas cálidos para prolongar la temporada de baño al aire libre y utilizan instalaciones de energía solar térmica para la climatización.
- Piscina climatizada cubierta: es el tipo de climatización más común, utilizada en piscinas olímpicas y semiolímpicas. Se construye una estructura de cubierta diseñada específicamente con el fin de cerrar y climatizar el entorno de la piscina. La cubierta tiene una función de aislante térmico y el agua caliente sanitaria se obtiene generalmente a través de un sistema de calderas. Para climatizar el aire se instalan sistemas de calefacción, aire acondicionado y deshumidificadores.
- Piscina climatizada interior: la piscina se integra en un edificio con otras funciones (vivienda, hostelería, etc.) en una habitación cerrada, con sistemas de climatización similares a los mencionados en las piscinas cubiertas.

4.3. Dimensiones de las piscinas

Las piscinas recreativas pueden tener una gran diversidad de formas y diseños. Ya que nuestro estudio se centra en una piscina municipal vamos a definir las dimensiones de los dos diseños más habituales de piscinas públicas, que son también las utilizadas en competiciones de natación: la piscina olímpica y la piscina corta o semiolímpica.

Las piscinas olímpicas tienen una dimensión de 50 metros de largo, 25 metros de ancho y 2,7 metros de profundidad (medidas estandarizadas por la Federación Internacional de la Natación). La mayoría de las piscinas públicas en municipios de la Región de Murcia, empleadas en la competición local, son piscinas cortas o semiolímpicas de 25 metros de largo, una anchura en torno a los 20 metros y profundidad en torno a los 2 metros. A partir de estas medidas se puede estimar un volumen de agua de 3375 m³ en piscinas olímpicas y 1000 m³ en piscinas semiolímpicas.

4.4. Consumos energéticos en piscinas climatizadas

El gasto energético de estos edificios se puede clasificar en las categorías de calefacción, refrigeración, ACS e iluminación, además de otros gastos variados de menor magnitud relativa.

4.4.1. Calefacción y refrigeración

Las piscinas climatizadas deben tener sistemas de calefacción y refrigeración que permita cumplir con las condiciones ambientales descritas por la [RITE, Instrucción Técnica Complementaria ITE109 10.2.1.2-10.2.1.3](#).

- La temperatura seca del aire del local debe ser de entre 2°C y 3°C mayor que la del agua, con un mínimo de 26°C y un máximo de 28°C.
- La humedad relativa del ambiente se mantendrá entre el 55% y el 70%, siendo recomendable escoger como valor de diseño el 60%.
- Para evitar condensaciones sobre las paredes frías del local de la piscina puede utilizarse el aire exterior. Este aire debe ser calentado antes de ser introducido en

el local y el calor de aire expulsado debe ser recuperado por los medios que el proyectista considere oportunos.

- Alternativamente, el mantenimiento de la humedad relativa del ambiente dentro de los límites anteriormente indicados puede lograrse por medio de, una bomba de calor, enfriando, deshumedeciendo y recalentando el mismo aire del ambiente.
- El uso de energías convencionales para estos fines debe restringirse a suplementar el calor necesario para el aire mínimo de ventilación y las pérdidas por transmisión.
- El uso de recuperadores o bombas de calor no es obligatorio para piscinas cubiertas con pileta cuya capacidad sea menor que 80 m³ o cuya superficie de agua sea menor que 50 m².

Para cumplir con estas condiciones se instalan máquinas térmicas que operan consumiendo energía eléctrica, que además de su función térmica actúen como deshumidificadores.

4.4.2. Sistema ACS

Un sistema ACS (Agua Caliente Sanitaria) tiene como función preparar y distribuir agua destinada a consumo humano (potable) que ha sido calentada.

En las piscinas climatizadas la preparación del ACS se realiza principalmente por acumulación en depósitos con caldera exterior (sistema centralizado). La energía implementada en el calentamiento de esta agua puede provenir de varias fuentes:

- **Calderas de combustible:** En la actualidad son el método de calentamiento más extendido para este tipo de instalaciones, debido a su favorable relación energía/precio. Por lo general se obtiene la energía de la quema de combustibles fósiles (gasóleo, gas natural, gases licuados de petróleo), aunque en la actualidad

se están desarrollando alternativas renovables mediante calderas de biomasa, que utilizan biocombustibles sólidos como pellets y astillas de madera.

- **Electricidad:** las calderas eléctricas son una alternativa común para ACS en viviendas, pero el alto precio de la electricidad en comparación con los combustibles hace que en la actualidad su implementación en instalaciones de alta demanda como las piscinas cubiertas sea poco común. Es probable que conforme en el futuro se extiendan las tecnologías de generación eléctrica renovable y suba el precio de los combustibles fósiles se vuelva más común el uso de las calderas eléctricas para estas instalaciones.
- **Energía solar térmica:** el uso de colectores solares para ACS es un método en auge debido a su bajo impacto ambiental y el ahorro económico que supone reducir el uso de combustibles. La principal desventaja es la intermitencia de la fuente de energía, que impide depender totalmente de ella y por lo tanto se utiliza para complementar y no sustituir las calderas de combustible.

La temperatura del agua de las piscinas se indica en la tabla que figura a continuación y depende del uso principal de la piscina. La temperatura del agua se mide en el centro de la piscina y a unos 20 cm de la lámina de agua.

Uso principal		Temperatura de agua (°C)
Público	Recreo	25
	Chapoteo	24
	Enseñanza	25
	Entrenamiento	26
	Competición	24
Privado		25/26

Tabla 1. Temperaturas del agua en función del uso, de acuerdo con la ITE10 10.2.1.2

4.4.3. Iluminación

El edificio en el que se encuentra una piscina climatizada consta de un gran espacio de interior que cubre la piscina, así como vestuarios, oficinas y salas con otras funciones. Todos estos espacios deben ser adecuadamente iluminados, lo que supone un gasto energético de tipo eléctrico de gran magnitud.

5. Características energéticas de la instalación

La piscina en cuestión tiene una serie de consumos que debemos conocer para valorar su eficiencia energética y plantear las mejoras adecuadas. Los datos recopilados para este apartado provienen del documento *Redacción de Estudios Técnicos de Eficiencia Energética y Energía Renovable en Edificios Públicos para la OT4 de la EDUSI de San Javier, Horizonte 2022 Una Ciudad Viva*, en el que se incluyen los certificados energéticos de los varios edificios del polideportivo municipal, así como una serie de propuestas de mejora de la eficiencia redactadas por ingenieros técnicos cualificados.

El edificio en cuestión tiene una superficie de 1911.89 m². Su perfil de uso es de intensidad media y una actividad de 16 horas diarias de funcionamiento.

5.1. Instalaciones de calefacción y refrigeración

La calefacción y refrigeración de la instalación se lleva a cabo con el uso de un sistema térmico, denominada A8G18RGA-W, que refrigera o emite calor en función de las necesidades de acondicionamiento del periodo en el que se esté.

Generadores de calefacción

Nombre	Tipo	Rendimiento* [%]	Tipo de energía	Modo de obtención
General (A8G18RGA-W) Planta Baja	Bomba de calor	286.00	Electricidad	Conocido
General (A8G18RGA-W) Planta Primera	Bomba de calor	286.00	Electricidad	Conocido

Tabla 2. Consumos en generadores de calefacción

Generadores de refrigeración

Nombre	Tipo	Rendimiento* [%]	Tipo de energía	Modo de obtención
General (A8G18RGA-W) Planta Baja	Bomba de calor	331.00	Electricidad	Conocido
General (A8G18RGA-W) Planta Primera	Bomba de calor	331.00	Electricidad	Conocido

Tabla 3. Consumos en generadores de refrigeración

*Los rendimientos expuestos en estas tablas fueron calculados atendiendo a la definición de eficiencia estacional (reconocido también como SPF en inglés, *Seasonal Performance Factor*). En el caso de las bombas de calor (SCOP) se calcula como el cociente entre energía calorífica aportada a un recinto y la energía eléctrica absorbida durante el mismo periodo:

$$SCOP = \frac{Q_{con}}{W + W'}$$

En el caso de los generadores de refrigeración (SEER) se calcula como el cociente entre energía calorífica retirada de un recinto y la energía eléctrica absorbida durante el mismo periodo:

$$SEER = \frac{Q_{vap}}{W + W'}$$

5.2. Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria

El sistema ACS está alimentado por dos calderas. Una de ellas es una caldera estándar que trabaja a temperaturas de en torno a los 70°C, consumiendo gas natural. La otra es una caldera de baja temperatura, que opera a temperaturas de en torno a 35°C y 45°C, y consume gasóleo C. La caldera estándar es la más potente de las dos y se destina al agua de duchas, grifos, etc. La caldera de baja temperatura es la que genera el agua caliente que se bombea a la piscina para mantener las condiciones óptimas de baño.

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento [%]	Tipo de energía	Modo de obtención
Caldera Roca LAIA 50	Caldera Baja Temperatura	65	87.5	Gasóleo-C	Estimado
Caldera Roca CPA 160	Caldera estándar	205.8	80.7	Gas Natural	Estimado

Tabla 4. Consumos en generadores de Agua Caliente Sanitaria (ACS)

La actividad de las calderas está complementada por la aportación térmica de 20 colectores solares instaladas en el tejado del edificio de oficinas. En la auditoría a la que hacemos referencia en este apartado se han empleado las definiciones del Código Técnico de la Edificación para estimar el porcentaje de contribución solar en función del consumo por usuario, entendiendo a usuario como ducha existente, y de la zona climática. Se calcula un consumo de energía final cubierto en función del servicio asociado del 48.46%.

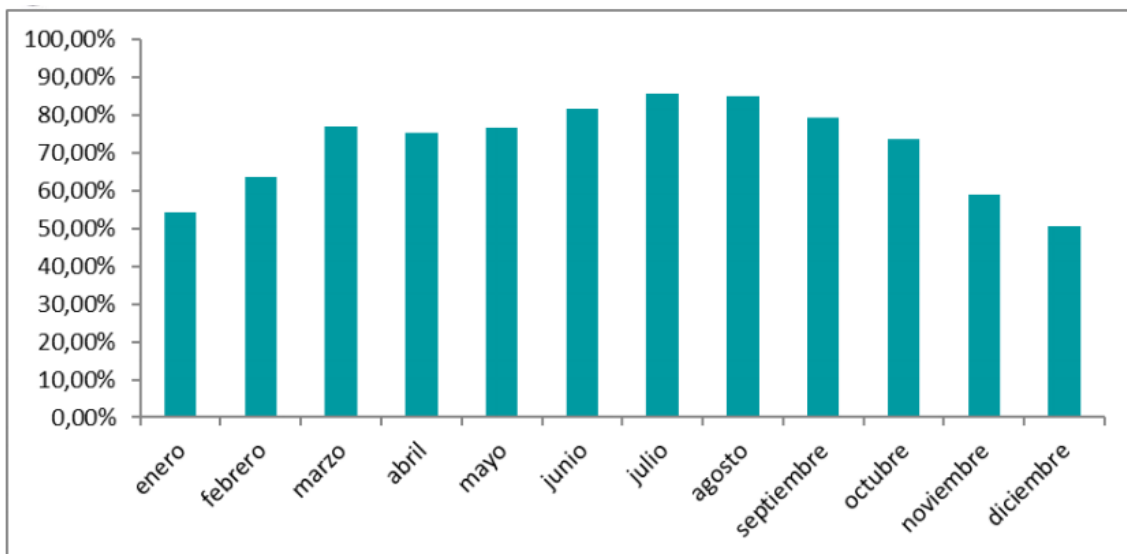


Figura 3. Contribución solar mensual a la instalación ACS en porcentaje

Ventilación y bombeo

En la tabla siguiente se muestran los aparatos de ventilación, asociados a los servicios de calefacción y refrigeración, y las bombas hidráulicas, que forman parte del sistema ACS. Todas estas máquinas son motores de consumo eléctrico.

Nombre	Tipo	Servicio asociado	Consumo de energía [kWh/año]
COMPINSA (UD-60+F)	Velocidad Variable	Calefacción	20946.50
ROCA (MC-65)	Velocidad Variable	ACS	1606.00
GRUNDFOS (UPS 25-50 180)	Velocidad Variable	ACS	182.50
BAXIROCA (SB10 YA)	Velocidad Variable	ACS	146.00
SACI (100/120 IEC-34)	Velocidad Variable	ACS	29200.00
DOLL (05094)	Velocidad Variable	ACS	5329.00
DOLL (05092)	Velocidad Variable	ACS	2993.00
ESPA (CH4-50 A-A-CUBE)	Velocidad Variable	Refrigeración	4562.50

Tabla 5. Consumos de ventilación y bombeo

5.3. Instalación de iluminación

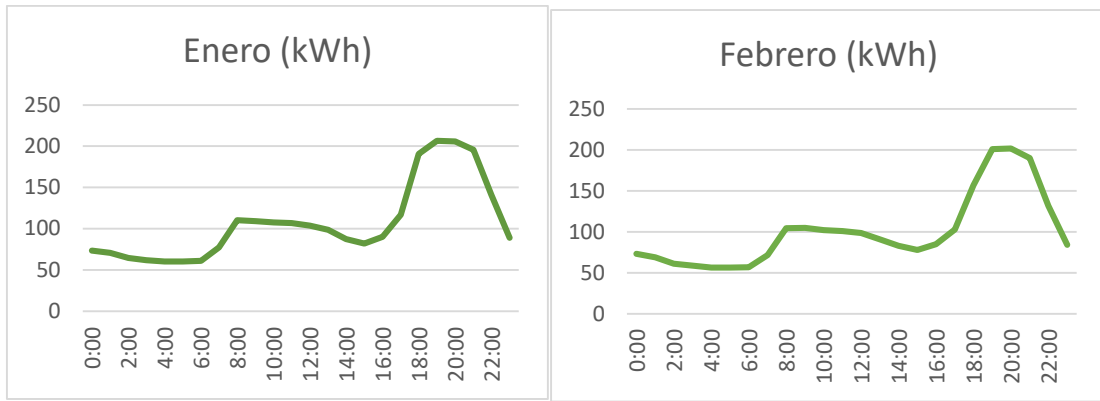
Espacio	Potencia instalada [W/m ²]	VEEI [W/m ² ·100lux]	Iluminación media [lux]	Modo de obtención
Planta Primeria	19.09	10.97	174.00	Conocido
Planta Baja	12.75	4.35	293.00	Conocido
Zona Piscina	11.00	8.09	136.00	Conocido

Tabla 6. Consumos de instalación de iluminación

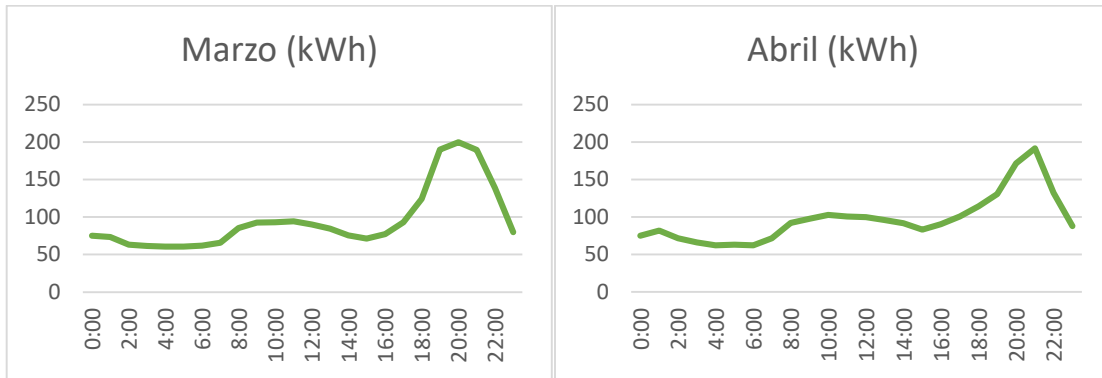
Las lámparas actuales son de halogenuro metálico y fluorescente.

5.4. Registro de consumos eléctricos

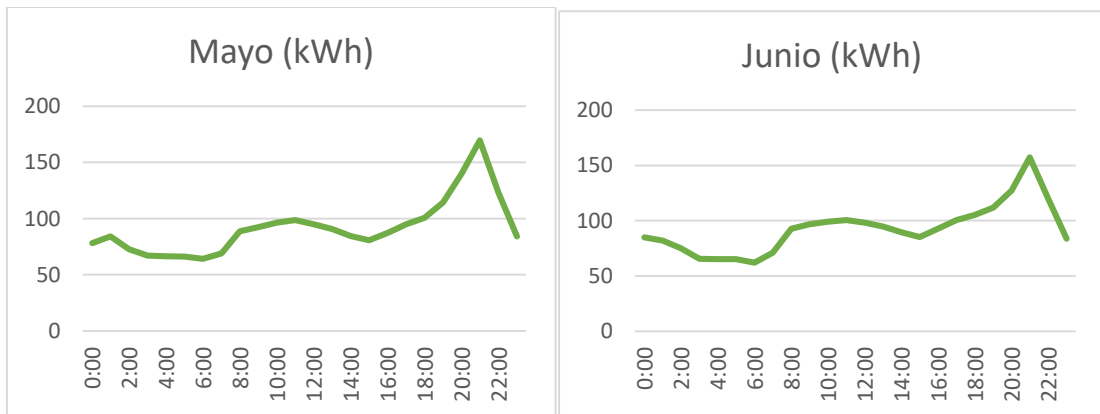
A continuación, se incluye una serie de gráficas en las que se representan las curvas de consumo horario medias calculadas para cada mes de un año. Estas gráficas se han elaborado a partir de los datos generados en formato Excel por el contador de la instalación, representando el registro horario del año 2019.



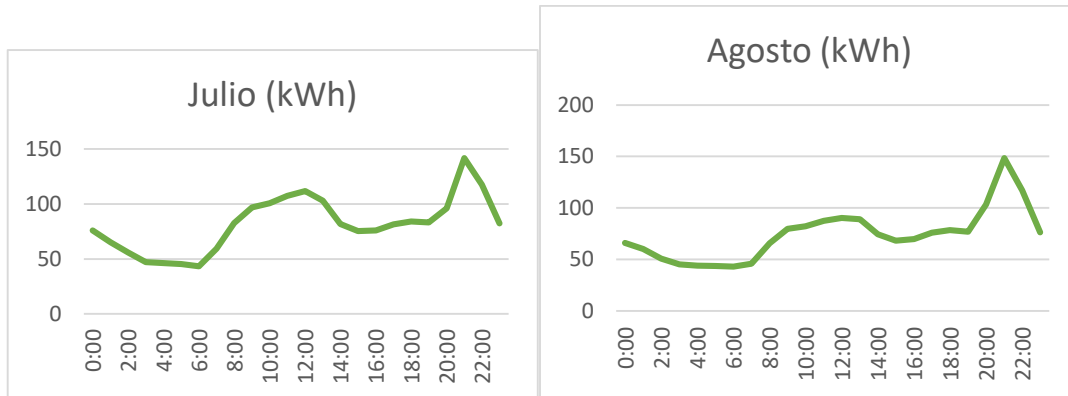
Figuras 4 y 5. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en enero y febrero (kWh)



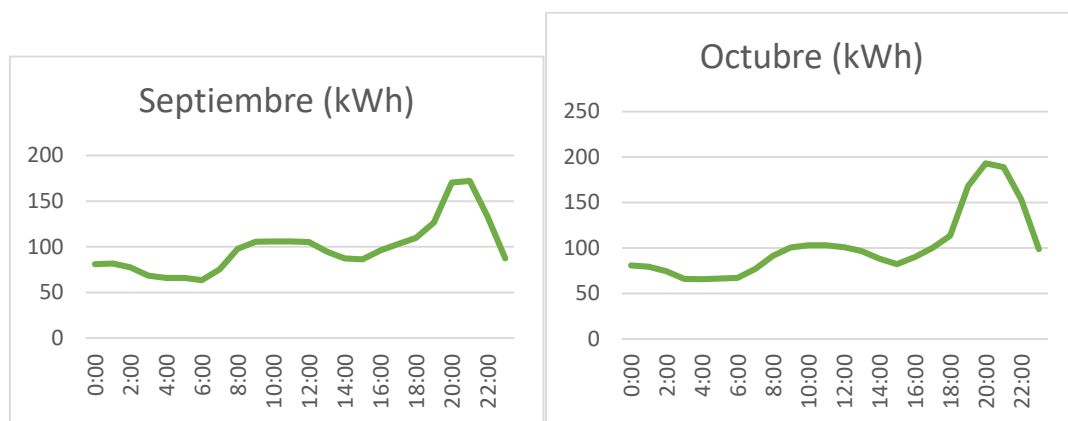
Figuras 6 y 7. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en marzo y abril (kWh)



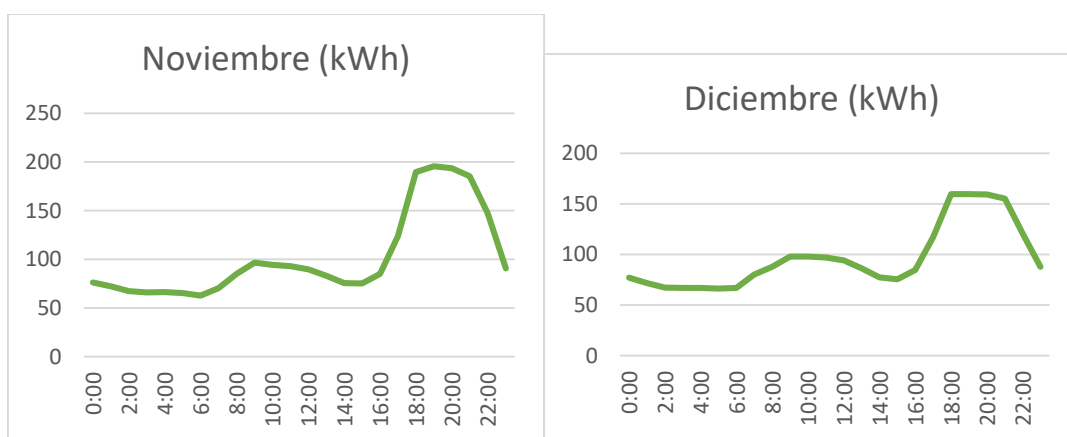
Figuras 8 y 9. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en mayo y junio (kWh)



Figuras 10 y 11. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en julio y agosto (kWh)



Figuras 12 y 13. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en septiembre y octubre (kWh)



Figuras 14 y 15. Curva horaria de consumo eléctrico promedio en noviembre y diciembre (kWh)

Para que las curvas de las gráficas sean mejores representantes de las características de consumo en los días en los que se utiliza la instalación se han omitido de los promedios los sábados, domingos y festivos, en los que la piscina está cerrada o trabaja durante un horario más corto. A pesar de haber hecho este ajuste cabe mencionar que el mes de diciembre resulta anómalo al tener magnitudes mucho menores que los meses circundantes, lo que lleva a pensar que las instalaciones fueron cerradas o utilizadas con menor intensidad durante varios días no contemplados en el calendario festivo.

	Pico (kWh)	Hora
Enero	206,71	19:00
Febrero	201,60	19:00
Marzo	199,75	20:00
Abril	191,60	21:00
Mayo	169,55	21:00
Junio	157,42	21:00
Julio	141,57	21:00
Agosto	148,43	21:00
Septiembre	172,33	21:00
Octubre	193,17	20:00
Noviembre	195,55	19:00
Diciembre	159,50	19:00

Tabla 7. Comparación de picos promedio (kWh) en cada mes, incluyendo la hora en la que suceden los picos

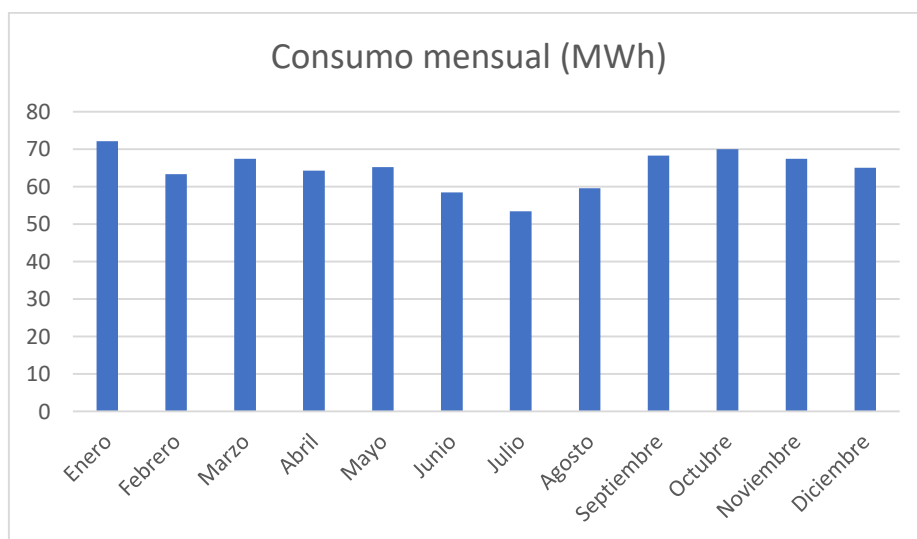


Figura 16. Comparación de consumos mensuales (MWh)

De estas figuras se pueden realizar varias observaciones. La primera es la forma general que tienen las curvas. Independientemente de la época en la que nos encontremos todas las gráficas tienen en común dos picos de consumo, uno menor correspondiente al horario de mañana y otro más pronunciado que corresponde al horario de tarde, que se acentúa conforme anochece y alcanza un máximo antes de que se cierren las instalaciones por la noche (21:00). Estos picos están separados por dos secciones valle, una en las horas de mediodía en la que disminuye el uso de la instalación comparado a las mañanas y tardes (entre las 13:00 y las 16:00), y otra correspondiente a las horas en las que se cierra la instalación (desde el cierre a las 21:00 a la apertura a las 9:00).

Otra observación es la referente a los cambios estacionales. Se puede percibir que las curvas de consumos en verano son más “suaves” que en invierno. El máximo diario en los meses más calurosos ocurre en torno a las 21:00 con una magnitud de alrededor de 120 kWh. En contraste, los meses más fríos tienen picos de consumo que llegan a superar los 180 kWh (segunda quincena de enero). Por lo general los consumos son menores en verano que en invierno. Además, en invierno la pendiente de subida de consumo se produce más temprano, llegando a alcanzar los picos a las 19:00. Algunos factores que explican estas características son:

- **Climatización en verano:** La climatización en verano es menos costosa que en invierno, debido a que se pueden abrir ventanas para ventilar la instalación al ser el clima en el exterior más adecuado para las condiciones de baño. El edificio no necesita estar totalmente aislado para mantener la temperatura adecuada y por ende no depende tanto del consumo energético como en invierno.
- **Magnitud de uso en cada estación:** Desde el punto de vista de los usuarios tiene menos sentido utilizar la instalación de piscina climatizada cuando existe la alternativa de utilizar piscinas al aire libre, lo que provoca que el uso de la instalación en verano sea menor.
- **Horas de luz:** La pendiente que precede al segundo pico coincide con las horas en las que comienza a oscurecer, por ello ocurre antes en los meses de invierno en los que los días son más cortos y anochece antes. En invierno la piscina opera durante varias horas nocturnas, mientras que en verano anochece durante o después del cierre de las instalaciones, de este modo ahorrando también en iluminación.

5.5. Calificación energética del edificio

Calificación parcial del consumo de energía primaria

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
		CALEFACCIÓN		ACS	
		Energía primaria calefacción [kWh/m ² año]	B	Energía primaria ACS [kWh/m ² año]	D
		11.63		50.81	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
Consumo global de energía primaria no renovable [kWh/m ² año]		Energía primaria refrigeración [kWh/m ² año]	C	Energía primaria iluminación [kWh/m ² año]	F
		33.39		77.32	

Tabla 8. Calificación parcial del consumo de energía primaria

Calificación energética parcial de la demanda de calefacción y refrigeración

DEMANDA DE CALEFACCIÓN		DEMANDA DE REFRIGERACIÓN	
Demanda de calefacción [kWh/m ² año]		Demanda de refrigeración [kWh/m ² año]	

Tabla 9. Calificación energética parcial de la demanda de calefacción y refrigeración

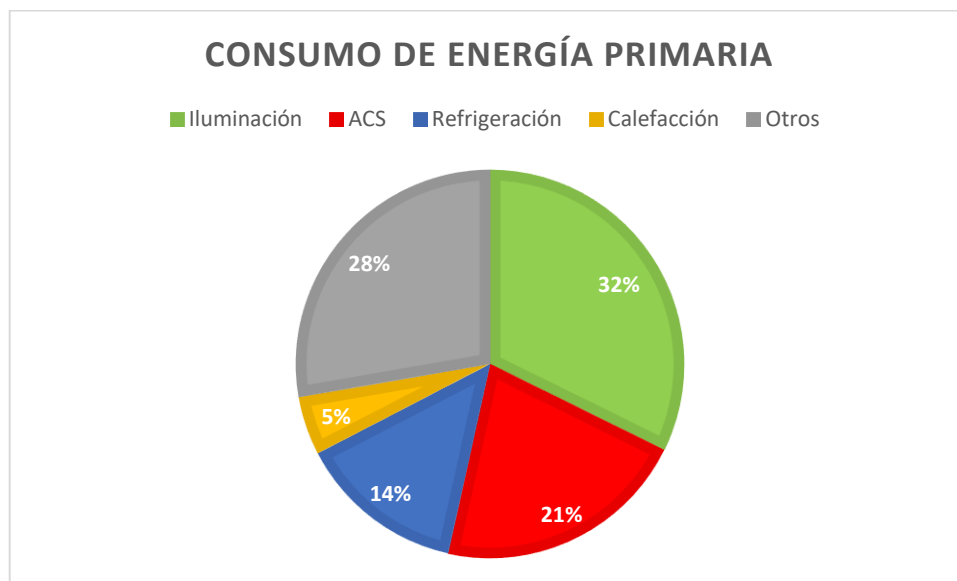


Figura 17. Consumos de energía primaria parciales en la instalación

Por energía primaria se entiende la energía consumida por el consumo en el edificio procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación. Se puede percibir claramente que la mayoría de los consumos están relacionados con la iluminación, siendo estos consumos eléctricos. El segundo grupo de consumos es el sistema ACS, que proviene de combustibles fósiles complementado con el aporte de los colectores solares. Respecto a los sistemas térmicos se aprecia que el gasto anual en refrigeración es significativamente superior al gasto en calefacción.

Calificación energética del edificio en emisiones

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
		CALEFACCIÓN		ACS	
		<i>Emisiones calefacción [kgCO₂/m² año]</i>	B	<i>Emisiones ACS [kgCO₂/m² año]</i>	G
		2.44		13.40	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
<i>Emisiones refrigeración [kgCO₂/m² año]</i>	C	<i>Emisiones iluminación [kgCO₂/m² año]</i>	F		
5.66		13.10			
<i>Emisiones globales [kgCO₂/m² año]</i>					

Tabla 10. Calificación energética del edificio en emisiones

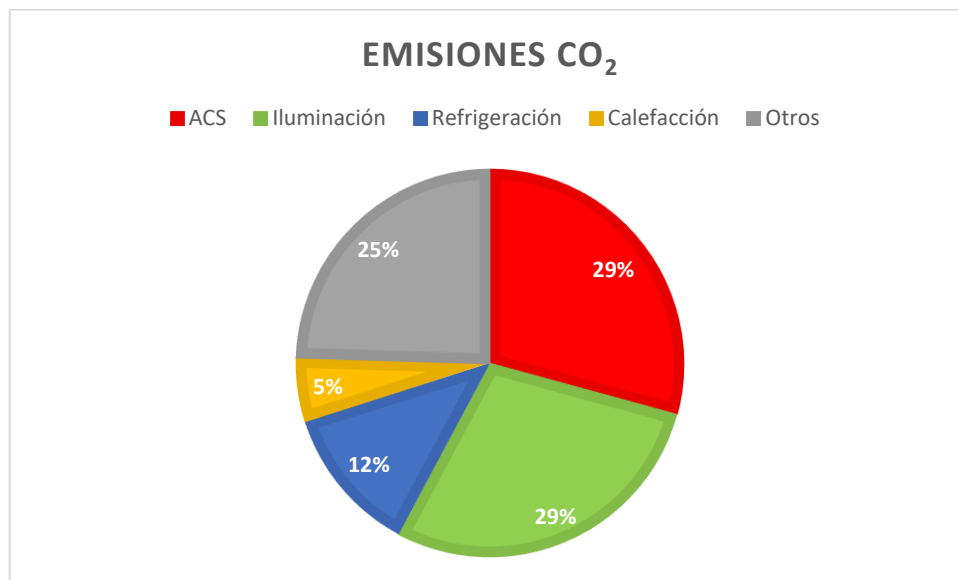


Figura 18. Emisiones parciales de CO₂ en la instalación

En lo que respecta a las emisiones de CO₂ podemos observar que la mayoría de estas proceden de los consumos eléctricos. Si bien es cierto que los kg de CO₂ por kWh consumido son mucho mayores en el consumo de combustibles que en el consumo eléctrico la suma total de emisiones resulta ser mayor para los consumos eléctricos porque las categorías con consumos de este tipo (calefacción, refrigeración, iluminación, otros) suponen un consumo mucho mayor que los consumos cubiertos por combustibles (aquellos cubiertos por las calderas, ACS).

6. Propuestas de mejora para la eficiencia energética

En este apartado se presentarán dos subapartados de propuestas de mejora: en la primera se citará el documento *Redacción de Estudios Técnicos de Eficiencia Energética y Energía Renovable en Edificios Públicos para la OT4 de la EDUSI de San Javier, Horizonte 2022 Una Ciudad Viva* (Centro Tecnológico de Energía y Medio Ambiente, 2019). Además se desarrollará una estimación de coste, periodo de amortización y beneficio de cada una de las propuestas, y una predicción de impacto ambiental cuantificando el ahorro en emisiones de CO₂ anuales de cada propuesta. En el segundo subapartado se planteará una medida propuesta por el autor de este trabajo que no se contempla en el documento de auditoría citado, la instalación de módulos fotovoltaicos. Se justificará el planteamiento de esta propuesta y en los apartados siguientes se desarrollará en más profundidad su valoración.

6.1. Propuestas de la auditoría

6.1.1. Sustitución de actuales calderas de gasoil por otras de gas natural

Descripción

La medida descrita en la auditoría energética plantea la sustitución de las actuales calderas de gasóleo 65 kW por una de Gas Natural de la marca BAXI POWERHIT 65 KW.

Análisis técnico

Indicador	ACS		Total	
	Valor	Ahorro respecto a la situación original	Valor	Ahorro respecto a la situación original
Consumo Energía final [kWh/m ² año]	34.41	20.2%	134.62	6.1%
Consumo Energía primaria no renovable [kWh/m ² año]	40.94	19.4%	229.68	4.1%
Emisiones de CO ₂ [kg CO ₂ /m ² año]	8.67	35.3%	41.11	10.3%

Tabla 11. Análisis técnico de la propuesta de mejora 1 (sustitución de actuales calderas de gasoil por otras de gas natural)

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los que se utilizan. En comparación con el gasóleo de las calderas existentes el gas natural emite en torno al 20% menos de CO₂. En total esta mejora supondría un ahorro del 10,3% en las emisiones de CO₂ derivadas del uso de la piscina.

El precio de la electricidad continúa siendo muy alto comparado con el consumo en calderas de combustibles (la electricidad cuesta en torno a 0,15 €/kWh, con variaciones en función al periodo de factura, frente al coste del gas natural de 0,09666 €/kWh, distribuidora TotalEnergies). En el caso de poder instalar un autoconsumo fotovoltaico que pudiera cubrir el consumo eléctrico extra que supondría la instalación de calderas eléctricas, la opción de instalar una caldera eléctrica sería mucho más interesante. Sin embargo, como veremos en apartados posteriores, el espacio disponible para la instalación fotovoltaica es limitado y no se logra cubrir toda la demanda eléctrica.

Otra opción que puede resultar más interesante es la instalación de calderas de pellets. Las principales ventajas de este tipo de calderas, en comparación con calderas de gas, son las siguientes:

- Combustible más barato: el coste de compra de pellets (0,06 €/kWh aproximadamente) es bastante inferior al del gas natural, lo cual disminuye considerablemente el coste de operación de la instalación.
- Menor impacto ambiental: los pellets son piezas de madera, lo que implica que todo el CO₂ que emiten al ser quemados ha sido sintetizado en el ciclo de vida de la planta de la que provienen mediante fotosíntesis. Esto supone que el proceso de creación de pellets consume tanto CO₂ como el que emite en su combustión, por lo tanto se puede considerar que es un combustible con cero emisiones netas.

Pero tiene las siguientes desventajas:

- El equipo es más caro que en las calderas de gas, por lo tanto tiene una mayor inversión inicial,
- Requiere un mayor espacio. Las calderas de pellets son menos compactas que las calderas de gas. Además, sería necesario destinar un espacio para el almacenaje de pellets en buenas condiciones de humedad y temperatura para no estropear los pellets, en comparación con el más discreto suministro de gas natural. También necesita de un sistema de evacuación de humos.
- Mayor necesidad de mantenimiento, aumentando el coste de operación.

Teniendo en cuenta estas consideraciones se ha realizado un estudio comparativo para determinar cuál es la opción más atractiva para aplicar en nuestra instalación. Compararemos la curva de coste de operación de la caldera de gasóleo actual con el coste inicial más coste de operación de las posibles calderas con las que la podemos sustituir, una caldera de gas y una caldera de pellets con la misma potencia (65 kW), considerando un consumo anual de la caldera de 72,86 MWh.

	Gasóleo (situación actual)	Caldera de gas natural	Ahorro con gas natural	Caldera de pellets	Ahorro con pellets
Año 0	0 €	2.834 €	-2.834 €	5.973 €	-5.973 €
Año 1	10.374 €	10.273 €	102 €	11.128 €	-754 €
Año 2	20.748 €	17.711 €	3.038 €	16.284 €	4.465 €
Año 3	31.123 €	25.149 €	5.974 €	21.439 €	9.683 €
Año 4	41.497 €	32.587 €	8.910 €	26.595 €	14.902 €
Año 5	51.871 €	40.025 €	11.846 €	31.750 €	20.121 €
Año 6	62.245 €	47.463 €	14.783 €	36.906 €	25.340 €
Año 7	72.620 €	54.901 €	17.719 €	42.061 €	30.559 €
Año 8	82.994 €	62.339 €	20.655 €	47.217 €	35.777 €
Año 9	93.368 €	69.777 €	23.591 €	52.372 €	40.996 €
Año 10	103.742 €	77.215 €	26.527 €	57.527 €	46.215 €
Año 11	114.117 €	84.653 €	29.463 €	62.683 €	51.434 €
Año 12	124.491 €	92.091 €	32.400 €	67.838 €	56.653 €
Año 13	134.865 €	99.529 €	35.336 €	72.994 €	61.871 €
Año 14	145.239 €	106.967 €	38.272 €	78.149 €	67.090 €
Año 15	155.614 €	114.406 €	41.208 €	83.305 €	72.309 €

Tabla 12. Comparación económica de las distintas propuestas de sustitución de calderas

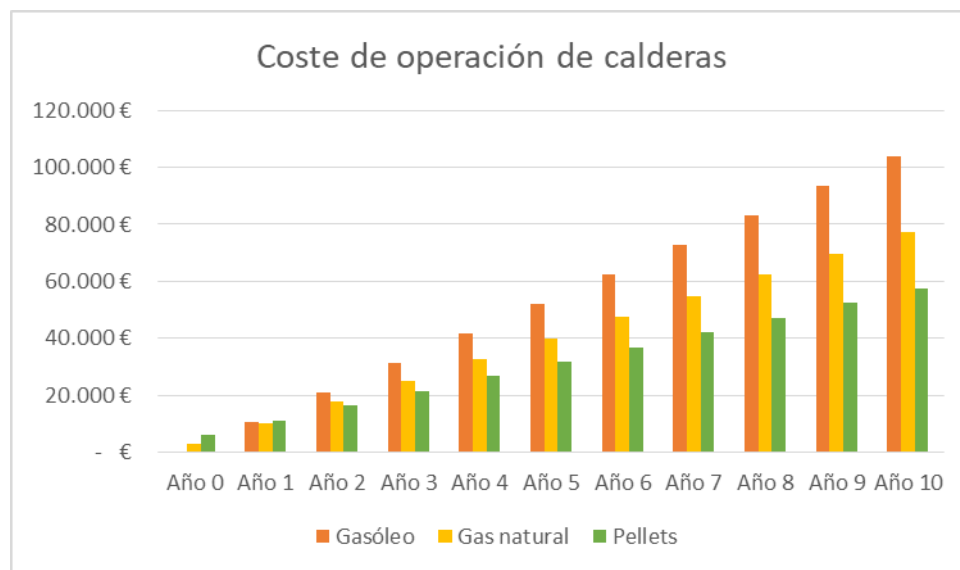


Figura 19. Coste anual comparativo para varias opciones de calderas

Podemos comprobar que con la caldera de gas natural se amortiza antes la inversión en el cambio de caldera, pero la caldera de pellets nos permitirá ahorrar más en un periodo de más de dos años a partir de su puesta en marcha. Por esta razón, además del impacto ambiental positivo que deriva de la utilización de un combustible no fósil, la opción de caldera de pellets resulta muy atractiva. Habrá que comprobar que hay espacio suficiente

para instalar una caldera de este tipo en la sala de calderas de la piscina, y habrá que hacer espacio en los almacenes del polideportivo para almacenar el nuevo combustible.

De acuerdo con las predicciones económicas se lograría un ahorro de 72.309 € tras 15 años de operación de las calderas de pellets.

6.1.2. Sustitución de actual sistema de iluminación

Descripción

La medida propuesta plantea la sustitución de las actuales lámparas de Halogenuro Metálico o Fluorescente por lámparas de tecnología LED.

Análisis técnico

Indicador	Calefacción		Refrigeración		Iluminación		Total	
	Valor	Ahorro respecto a la situación original	Valor	Ahorro respecto a la situación original	Valor	Ahorro respecto a la situación original	Valor	Ahorro respecto a la situación original
Consumo Energía final [kWh/m ² año]	15.29	-59.7%	13.41	21.5%	12.34	68.8%	118.12	17.6%
Consumo Energía primaria no renovable [kWh/m ² año]	18.57	-59.7%	26.20	21.5%	24.11	68.8%	186.09	22.3%
Emisiones de CO2 [kgCO2/m ² año]	3.89	-59.7%	4.44	21.5%	4.08	68.8%	37.07	19.1%

Tabla 13. Análisis técnico de la propuesta de mejora 2 (sustitución de actual sistema de iluminación)

La tecnología LED es la opción más ecológica para implementar en iluminación actualmente. Consumen 2,5 veces menos que una bombilla de bajo consumo

convencional y 8,9 veces menos que una bombilla incandescente para la misma luminosidad. Además no contienen mercurio ni plomo y tienen una vida útil muy superior a una bombilla convencional. En el caso de esta piscina se estima que la mejora supondría un ahorro del 68,8% del gasto en iluminación y de un 17,6% del consumo energético global.

En la tabla siguiente se puede observar el ahorro económico derivado de la sustitución de la iluminación de toda la piscina. Se ha considerado una potencia a instalar de 7,8 kW de luminarias LED a un precio de 0,74 €/W, mas mano de obra y revisión eléctrica que suman un coste de 1625 €, lo que supone un total de 7.397 € euros de la instalación. Como el contador general de la instalación, del que se dispone la curva horaria, mide el consumo eléctrico total de la instalación y no el parcial de los consumos de iluminación, no se puede saber con certeza en qué periodo tarifario se ha realizado específicamente el consumo en iluminación. Por lo tanto, se ha considerado para estimar el ahorro un precio medio de la electricidad de 0,15 €/kWh, en lugar de hacer un cálculo por periodo tarifario como se hará en los apartados siguientes en el estudio económico de la instalación de autoconsumo fotovoltaico.

	Gasto opción actual	Gasto bombillas LED	Ahorro LED
Año 0	0 €	7.397 €	-7.397 €
Año 1	29.619 €	16.674 €	12.945 €
Año 2	59.238 €	25.951 €	33.287 €
Año 3	88.857 €	35.227 €	53.630 €
Año 4	118.476 €	44.504 €	73.972 €
Año 5	148.095 €	53.781 €	94.314 €
Año 6	177.714 €	63.057 €	114.657 €
Año 7	207.333 €	72.334 €	134.999 €
Año 8	236.952 €	81.611 €	155.341 €
Año 9	266.571 €	90.887 €	175.684 €
Año 10	296.190 €	100.164 €	196.026 €
Año 11	325.809 €	109.441 €	216.368 €
Año 12	355.428 €	118.717 €	236.711 €
Año 13	385.047 €	127.994 €	257.053 €
Año 14	414.666 €	137.271 €	277.395 €
Año 15	444.285 €	146.547 €	297.738 €

Tabla 14. Previsión de ahorro producido por la sustitución de luminarias existentes por iluminación LED



Figura 20. Previsión de ahorro producido por la sustitución de luminarias existentes por iluminación LED

La instalación de iluminación LED supone una notable mejora en el rendimiento energético de la instalación, y con los altos precios de la luz que caracterizan al mercado español recientemente hacen que la opción sea también muy atractiva de acuerdo a criterios económicos. Se estima que la nueva instalación se amortizaría en menos de un año, y tras 15 años de funcionamiento se lograría ahorrar hasta 297.738 €.

6.2. Instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la piscina

Esta propuesta tiene como finalidad disminuir la cantidad de energía eléctrica que se debe comprar de la red mediante el autoconsumo, además de disminuir el impacto medioambiental gracias a una generación renovable que no emite CO₂.

Como ya hemos explicado anteriormente las piscinas cubiertas tienen un gran consumo eléctrico. La mayoría de las propuestas anteriormente mencionadas tenían como objetivo disminuir el consumo de energía, ya sea de tipo eléctrico o en forma de combustible. Con esta nueva medida se espera conseguir un alto grado de autosuficiencia energética logrando que la instalación genere gran parte de la electricidad consumida, aprovechando

la amplia superficie que queda libre en la cubierta de la instalación y las ventajas climáticas de la zona geográfica donde está ubicada.

Para valorar con rigor esta mejora se procederá en los apartados posteriores del trabajo a dimensionar para la cubierta de esta instalación un proyecto fotovoltaico, incluyendo un presupuesto, una estimación del tiempo de amortización de la inversión inicial y una evaluación del impacto ambiental de la mejora.

7. Diseño de instalación de autoconsumo fotovoltaica

Se optará por diseñar una instalación de instalación fotovoltaica conectada a la red, guiándonos por el contenido del cuarto capítulo del libro *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas* de Julián Carlos Serrano. La razón por la que se ha optado por una instalación conectada a la red en lugar de una instalación aislada es porque en el espacio disponible para proyectar (área de la cubierta de la piscina) no se pueden colocar paneles suficientes para garantizar el suministro eléctrico demandado, por lo tanto, la instalación solar aportará energía como complemento a la electricidad aportada por la red.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red se clasifican en función de los siguientes factores:

- **Tamaño:**
 - Huertos solares y parques fotovoltaicos: potencias que suelen ser superiores a los 100 kW, aportan energía en media o alta tensión.
 - Edificios fotovoltaicos: a menudo tienen una potencia instalada entre 5kW y 100 kW. En este margen de potencia la energía se aporta en baja tensión.
- **Ubicación:**
 - Sobre suelo
 - En fachadas de edificios (orientación sur)
 - Sobre cubiertas o tejados de edificios
 - Otros tipos de mobiliario urbano
- **Tipo de conexión:**
 - Baja tensión monofásica (230 V): para potencia nominal de la instalación menor que 5 kW.
 - Baja tensión trifásica (400 V): para potencia nominal entre 5 kW para potencia nominal entre 5 kW y 100 kW.
 - Media o alta tensión: para potencias nominales superiores a 100 kW.

Nuestra instalación será de tipo edificio fotovoltaico, ubicación sobre cubierta y conectado en baja tensión trifásica (400 V).

7.1. Cálculo de inclinación y orientación

Para calcular el ángulo de inclinación óptimo para los módulos que componen la instalación se emplea la siguiente fórmula:

$$\beta = 3,7 + 0,69 \cdot \phi$$

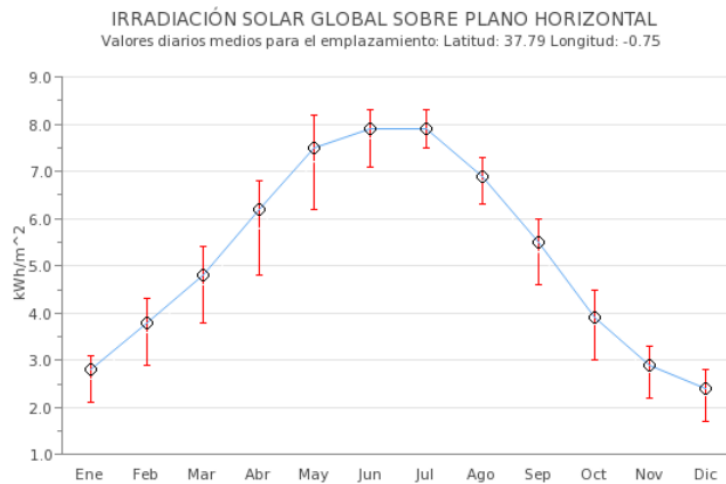
Siendo β el ángulo de inclinación óptimo y ϕ la latitud en la que se ubica nuestra instalación. Sabiendo que nuestra latitud es de $37,79^\circ$ obtenemos **una inclinación óptima de $29,78^\circ$** .

La orientación óptima para disponer los módulos fotovoltaicos en una estructura fija es hacia el sur. Como nuestra estructura tiene una disposición de 38° al suroeste utilizaremos una estructura de soporte con distinta orientación de la cubierta para disponer los módulos hacia el sur.

Si las cubiertas hubieran sido planas, una instalación coplanar hubiera resultado más práctica ya que el coste en estructura se reduciría considerablemente, incluso si la orientación se desviara notablemente del sur. En este caso la cubierta tiene forma de bóveda, por lo tanto necesitamos una estructura no coplanar y se puede aprovechar para colocar los módulos en una orientación e inclinación óptimos.

7.2. Datos de irradiación media

Para obtener los datos de irradiación solar en la ubicación de la instalación se han utilizado dos programas online. El primero se trata de la página web de ADRASE (Acceso a Datos de Radiación Solar de España), servicio vinculado a la entidad pública CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Matemáticas y Tecnológicas), que nos permite generar tablas de irradiación media mensual para el lugar geográfico del territorio español que escojamos. Buscando en el mapa la ubicación de nuestra instalación obtenemos:



(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Percentil 75	3.1	4.3	5.4	6.8	8.2	8.3	8.3	7.3	6.0	4.5	3.3	2.8
Valor medio	2.8	3.8	4.8	6.2	7.5	7.9	7.9	6.9	5.5	3.9	2.9	2.4
Percentil 25	2.1	2.9	3.8	4.8	6.2	7.1	7.5	6.3	4.6	3.0	2.2	1.7

Tabla 15. Datos de irradiación solar media mensual sobre el plano horizontal (Fuente: ADRASE)

El segundo programa que utilizaremos es una interfaz de la universidad de Jaén en la que introducimos los datos de irradiación media mensual de la tabla anterior y los datos de orientación e inclinación de los paneles, latitud y reflexividad. En el caso de la reflexividad, que es un valor entre 0 y 1 que representa la cantidad de radiación que llega al panel reflejada desde objetos, se introduce un valor orientativo de 0,2. Una vez introducidos estos datos se genera una tabla con los datos de radiación directa, radiación difusa, radiación de albedo y radiación global diaria media mensual en Wh/m².

1

ENERO	2800	FEBRERO	3800
MARZO	4800	ABRIL	6200
MAYO	7500	JUNIO	7900
JULIO	7900	AGOSTO	6900
SEPTIEMBRE	5500	OCTUBRE	3900
NOVIEMBRE	2900	DICIEMBRE	2400

Inclinación de los paneles (B)
 Considerar como LATITUD del Lugar
 Ejemplo: Latitud de Jaén = 37.5°

REFLEXIVIDAD
 ACIMUT(α)

2

IRRADIACIÓN DIARIA MEDIA ANUAL

	R. DIRECTA	R. DIFUSA	R. ALBEDO	R. GLOBAL
ENERO	3485	1153	38	4675
FEBRERO	4279	1330	51	5659
MARZO	4127	1583	62	5772
ABRIL	4770	1770	83	6622
MAYO	5436	1652	100	7189
JUNIO	5447	1652	106	7204
JULIO	5731	1526	106	7363
AGOSTO	5370	1604	92	7066
SEPTIEMBRE	4814	1575	73	6462
OCTUBRE	3847	1468	52	5368
NOVIEMBRE	3526	1224	40	4789
DICIEMBRE	3012	1112	34	4158

GRUPO IDEA © 2004 — I+D en Energía Solar y Automática.

Tabla 16. Datos de irradiación media mensual para inclinación 30° (Fuente: Universidad de Jaén).

7.3. Cálculo del generador fotovoltaico

7.3.1. Superficie disponible

El emplazamiento disponible es la superficie de la cubierta tal como se ve en la Figura 2. La superficie sobre la que podremos instalar es de aproximadamente 46 x 20 metros y está orientada 38° al suroeste. Utilizaremos un plano de la proyección en planta de la cubierta para elegir la cantidad de módulos que colocaremos sobre ella. En los subapartados posteriores elegiremos el módulo, de modo que conozcamos sus dimensiones y podamos determinar cuántos caben en nuestra superficie.

7.3.2. Módulos

Para la instalación se elegirán módulos de potencia pico 540 W con células de silicio monocristalino del fabricante Risen Solar Technology, fabricante perteneciente al Top 10 del ranking TIER1, clasificación elaborada por la Bloomberg New Energy Finance Corporation (BNEF) y que se usa habitualmente como estándar de calidad en el mercado de fabricación de módulos.



Figura 21. Panel solar monocristalino Risen

Potencia máxima (Pmax)	540 W
Voltaje circuito abierto (Voc)	37,78 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	18,18 A
Voltaje a máxima potencia (Vmp)	31,46 V
Corriente a máxima potencia (Imp)	17,17 A
Eficiencia módulo (%)	20,7
Temperatura de funcionamiento	-40°C a +85°C
Voltaje máximo del sistema	1500 V DC
Clasificación máxima del fusible	30 A
Dimensiones (mm)	2384 x 1096 x 35

Tabla 17. Características eléctricas del módulo en condiciones de test estándar (STC)

El funcionamiento de los módulos está condicionado por la irradiación incidente (mayor irradiación, mayor potencia máxima) y por la temperatura del módulo (mayor

temperatura, menor potencia máxima). La relación entre estas condiciones y las magnitudes de la generación eléctrica se definen en las siguientes gráficas, proporcionadas por el fabricante.

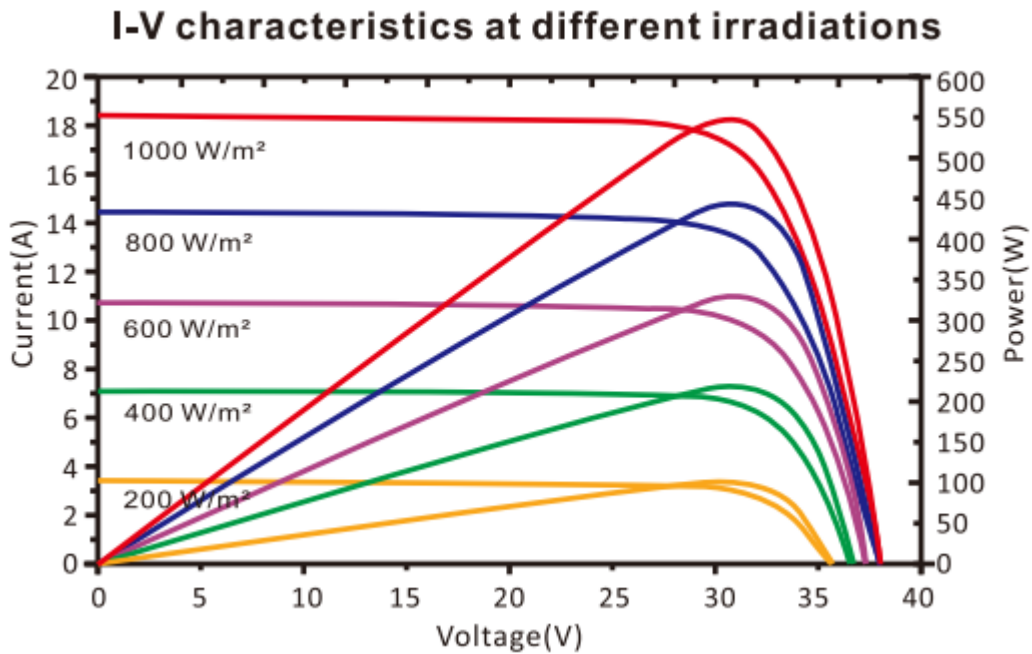


Figura 22. Curvas de corriente-voltaje y potencia-voltaje a diferentes irradiancias

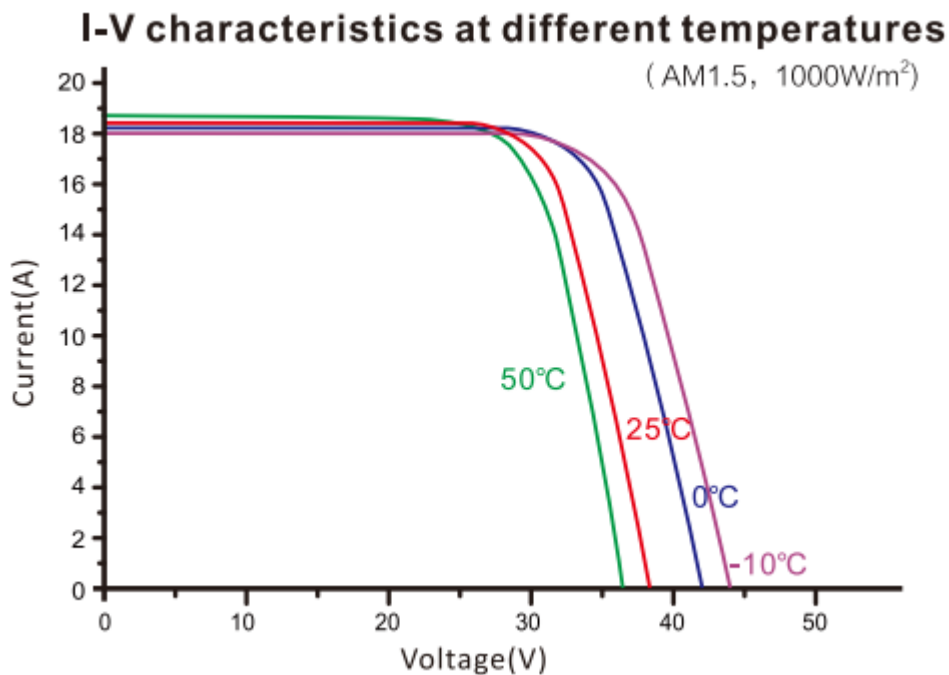


Figura 23. Curvas de corriente-voltaje a diferentes temperaturas

Será necesario verificar la compatibilidad de los módulos con los inversores en las condiciones más desfavorables (altas temperaturas y baja irradiación) y más favorables (bajas temperaturas y alta irradiación).

7.3.3. Distancia entre módulos

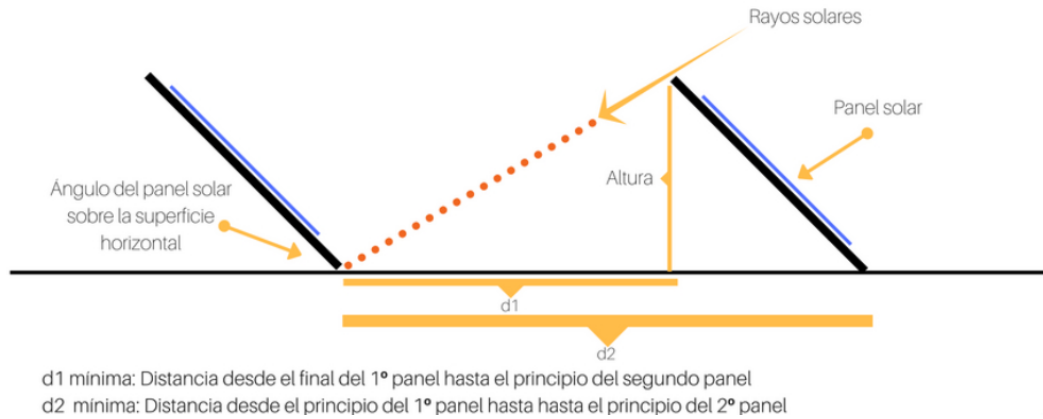


Figura 24. Separación entre filas de los paneles solares. Fuente: Autosolar

Para evitar que las filas de módulos obstruyan la llegada de luz a las filas sucesivas se calculan las distancias entre filas con la fórmula siguiente:

$$d_1 = \frac{h}{\operatorname{tg}(\beta - \phi)}$$

Siendo h la distancia entre la parte alta de una fila y la baja de la siguiente y ϕ la latitud de la instalación. La altura h se calcula en función del largo del módulo (L) y su ángulo de inclinación (β):

$$h = L \cdot \operatorname{sen} \beta$$

Denominaremos x al lado base de los módulos.

La distancia entre filas y es la suma de la proyección horizontal del módulo y la distancia entre módulos:

$$d_2 = L \cdot \cos \beta + d_1$$

El área rectangular compuesta por los lados x y d_2 representa el área que ocupa cada módulo en el plano horizontal, incluyendo el espacio que lo separa de la fila siguiente:

Módulos en horizontal

$$h = 1,096 \cdot \text{sen}(30) = 0,548 \text{ m}$$

$$d_1 = \frac{0,524}{\text{tg}(61 - 37,79)} = 1,278 \text{ m}$$

$$x = 2,384 \text{ m}$$

$$d_2 = 1,096 \cdot \cos(30) + 1,278 = 2,23 \text{ m}$$

Módulos en vertical

$$h = 2,384 \cdot \text{sen}(30) = 1,192$$

$$d_1 = \frac{1,192}{\text{tg}(61 - 37,79)} = 2,780 \text{ m}$$

$$x = 1,096 \text{ m}$$

$$d_2 = 2,384 \cdot \cos(30) + 2,780 = 4,85 \text{ m}$$

Para calcular los módulos que caben en la cubierta se dibuja sobre el plano horizontal una serie de líneas que se corresponderán con cada fila de módulos, separadas entre sí 2,23 metros en la opción horizontal y 4,85 metros en la opción vertical. A continuación, se divide la longitud de cada fila entre la longitud de la base de un módulo (horizontal: 2,384m; vertical: 1,096 m). De este modo se ha comprobado que caben más módulos en la cubierta si se colocan en posición vertical.

Por otra parte, la opción horizontal contaría con 16 filas y la opción vertical con 8, lo que implica que el coste de instalación de estructuras será en torno al doble para la opción horizontal.

La instalación de los módulos en vertical nos permite instalar más módulos a menor precio, por lo tanto, optaremos por esta opción.



Figura 25. Implantación propuesta sobre la cubierta de la piscina

7.3.4. Estructura sobre cubierta

La instalación de estructuras sobre cubierta permite orientar los módulos adecuadamente y que su ángulo de inclinación sea el óptimo. En nuestro caso disponemos de una cubierta con una ligera curvatura en bóveda, por lo que será necesario añadir elementos estructurales adicionales para colocar nuestras filas de módulos de forma nivelada.

Las estructuras sobre cubierta tienen la ventaja de que es más difícil que los módulos reciban sombras, siempre y cuando no haya edificios altos cercanos, y también se

minimizan las probabilidades de robo y vandalismo. En nuestro caso no existen obstáculos que potencialmente proyecten sombras en los módulos.

Las estructuras sobre cubierta tienen sistemas de anclaje especiales, ya que en ella no se puede realizar cimentación. Dependiendo del tipo de cubierta, de su inclinación, etcétera, existen diferentes sistemas para fijar las estructuras. En nuestro caso utilizaremos elementos de anclaje directo con distinta orientación que la cubierta. Tendremos que asegurarnos de que los anclajes de la estructura a la cubierta queden perfectamente impermeabilizados, para lo cual se sellarán las fijaciones con silicona fijaciones para evitar la entrada de agua.



Figura 26. Estructura para cubierta inclinada Würth.

7.3.5. Sistema de generación en corriente continua

Cada uno de nuestros módulos fotovoltaicos tiene una tensión pico de funcionamiento de 37,78 V. Estos se dividirán en grupos de conexión en serie, que se denominan cadenas (strings). Cada cadena genera una tensión que es la suma de las tensiones de cada uno de sus módulos. Estas cadenas se conectan en paralelo entre sí.

Nuestra instalación, que constará de 138 módulos, se dividirá en 6 cadenas de 23 módulos cada una. Esto implica las siguientes características eléctricas (en condiciones STC, 25° C y 1000 W/m²):

- Corriente de cortocircuito total:

$$I_{G_{sc}} = N_p \cdot I_{sc} = 6 \cdot 18,18 = 109,08 \text{ A}$$

- Tensión de circuito abierto:

$$V_{G_{oc}} = N_s \cdot V_{oc} = 23 \cdot 37,78 = 868,94 \text{ V}$$

- Potencia pico:

$$P_{G_p} = N_T \cdot P_p = 138 \cdot 540 = 74520 \text{ W}$$

- Corriente producida en el punto de máxima potencia total:

$$I_{G_{pmp}} = N_p \cdot I_{pmp} = 6 \cdot 17,17 = 103,02 \text{ A}$$

- Tensión producida en el punto de máxima potencia:

$$V_{G_{pmp}} = N_s \cdot V_{pmp} = 23 \cdot 31,46 = 723,58 \text{ V}$$

A continuación aparecen las tensiones de circuito abierto para las condiciones más favorables a las que se verán sometidos los módulos, que deberá estar dentro de los límites de tensión señalados en la ficha técnica del inversor:

- Tensión de circuito abierto (más favorable con -10°C y 1000 W/m²):

$$V_{G_{oc}} = N_s \cdot V_{oc} = 23 \cdot 41,09 = 944,97 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

7.4. Inversor

El inversor es un elemento esencial en las instalaciones de generación fotovoltaica. El hecho de que el fenómeno fotovoltaico produzca corriente continua, y que las redes de distribución y una gran cantidad de consumos se realicen en corriente alterna, nos obliga

a incluir este elemento que transformará la corriente continua generada a la tensión trifásica de la red de baja tensión (400 V).

Existen varias configuraciones según las cuales se pueden instalar los inversores en una instalación fotovoltaica:

- Microinversores o inversores integrados: son pequeños inversores, de potencias de hasta 300 W, que se instalan junto a cada módulo de forma que todos puedan conectarse a la red alterna en paralelo. La ventaja de esta configuración es la simplificación del circuito de corriente continua y el hecho de que la avería de un inversor no afecta al resto de la instalación. La desventaja es que el coste de los inversores es muy elevado, lo que limita esta configuración a instalaciones pequeñas.
- Inversor monofásico para conexión a la red trifásica: habitual para potencias inferiores a 5 kW.
- Inversores monofásicos conectados a red trifásica: para instalaciones de potencias entre 5 kW y 100 kW, se coloca un inversor para cada fase de la red trifásica, quedando la potencia de la instalación equilibrada entre los tres inversores.
- Inversor central trifásico: todas las cadenas de la instalación en continua se conectan en paralelo, concentrando sus corrientes en un único inversor que se conecta a la red trifásica. Se recomienda para instalaciones de entre 15 y 100 kW donde no haya proyección de sombras sobre los módulos y tengan todos la misma orientación e inclinación, ya que si distintas cadenas generan en tensiones distintas su conexión en paralelo daría problemas.
- Inversores trifásicos en paralelo: para instalaciones de media o alta potencia, se conectan varios inversores a las cadenas de módulos de modo que la avería de una de las estructuras no afecte al resto de la instalación.
- Inversor multicadena trifásico: en esta opción se añade a la configuración inversor central trifásico una serie de convertidores DC/DC en el lado de continua. Estos convertidores combinan varias cadenas, que pueden tener distinto régimen de producción por su ubicación o perfil de sombras, y permite continuar el funcionamiento de la instalación a pesar del fallo o avería de una de las cadenas.

Esta opción mejora significativamente el rendimiento de la instalación, pero la instalación de los convertidores representa un coste elevado.

Entre estas opciones nos decantamos por el inversor central trifásico, que resulta ser la opción con menor inversión inicial y que se adecua a las características de nuestra instalación, donde todos los módulos tienen la misma orientación e inclinación y no se proyectan sombras en ninguna de las cadenas.

Necesitamos un inversor capaz de transformar de corriente continua a alterna nuestra potencia pico 74,5 kW a la tensión en el punto de máxima potencia de nuestras cadenas 723,58 V y una corriente total de 103,02 A y de 17,17 A por entrada. Además debe soportar la tensión de circuito abierto en las condiciones más favorables posibles (temperatura -10°C , irradiación 1000 W/m^2) de 944,97 V. Escogemos el inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0.



Figura 27. Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0

Datos técnicos	Huawei SUN2000-60KTL-M0
Entrada (DC)	
Voltaje máximo de entrada	1.100 V
Rango de voltaje MPP /rango de voltaje nominal	200 V a 1000 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Número de MPPTs	6
Número de entradas	12
Salida AC	
Potencia a voltaje nominal	60.000 W
Potencia aparente máxima	66.000 VA
Tensión nominal AC	400 V
Frecuencia de red AC	50 Hz / 60 Hz
Corriente de salida máxima	95,3 A
Factor de potencia nominal / ajustable	0,8
Harmónicos (THD)	< 3%
Conexión AC	3W+N+PE

Tabla 18. Datos técnicos Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0

Los inversores trifásicos Huawei contienen múltiples puertos de entrada MPPT (seguidor de punto de máxima potencia), que sirven para maximizar la extracción de potencia en las cadenas del generador fotovoltaico, aumentando el rendimiento de la instalación.

El dispositivo permite conectarse en un rango de tensión de entre 200 y 1000 V de tensión y una corriente de hasta 22 A por MPPT (132 A de corriente continua en total), haciéndolo compatible con nuestro generador, y una salida con tensión nominal de 400 V AC, por lo tanto, se puede conectar a la red trifásica de baja tensión. Además, contiene elementos de protección contra cortocircuitos y sobreintensidades.

7.5. Conductores

Para escoger los conductores con los que se realizará la instalación de generación en corriente continua se tendrán en cuenta los criterios de dimensionado del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Escogeremos cables de cobre, ya que tiene buenas características de conductividad y resistencia térmica y se utiliza a menudo en este tipo de instalaciones (para instalaciones

más grandes se pueden utilizar cables de aluminio, de menor conductividad pero más baratos). El cobre tiene una resistividad a temperatura ambiente de $0,018 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ y una resistividad de $0,022 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ a 70°C , condición de funcionamiento más restrictiva.

Los cables tendrán aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), que permite soportar una intensidad superior dada una misma sección comparándolo con la alternativa PVC.

La sección de los cables se determina en función de los siguientes criterios de dimensionado:

- Caída de tensión en el cable inferior a la máxima permitida.
- Corriente nominal en el cable inferior a la máxima corriente admisible.
- Para los cables del generador fotovoltaico y de salida del inversor, un sobredimensionamiento del 25% de la corriente.

7.5.1. Criterio de caída de tensión

Según este criterio la sección mínima se calcula mediante las fórmulas siguientes:

Sección DC:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot V}$$

Sección trifásica:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot V}$$

Siendo:

S: sección (mm²)

ρ : resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

L: longitud del cable (m)

I: intensidad máxima prevista en régimen normal

ΔV : caída de tensión admisible (%)

V: tensión nominal del circuito en V

Las longitudes de cable a tener en cuenta en este criterio se han medido sobre la implantación y se representan en la tabla que aparece a continuación. En el caso de las strings se aplicará el criterio de caída de tensión para el tramo más desfavorable (string 5):

Tramo	Corriente	Longitud (m)
String 1	DC	49,6
String 2	DC	51,0
String 3	DC	62,1
String 4	DC	80,8
String 5	DC	91,6
String 6	DC	81,0
Inversor – Interconexión con Red BT	AC	10,0

Tabla 19. Longitud de cable para cada tramo de circuito

El valor de la caída de tensión máxima admisible para instalaciones conectadas a la red es de 1,5% para cada uno de los tramos.

- Cadenas:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot V} = \frac{2 \cdot 0,022 \cdot 91,66 \cdot 17,17}{0,015 \cdot 723,58} = 6,28 \text{ mm}^2$$

- Corriente alterna:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot V} = \frac{0,022 \cdot 10 \cdot 95,26}{0,015 \cdot 400} = 3,49 \text{ mm}^2$$











7.5.2. Criterio de la máxima intensidad admisible

La corriente máxima que admite un conductor depende del método de instalación (tubos, canales, etc) y de la presencia de otros cables contiguos, que provocan el aumento de la temperatura y dificultan la disipación del calor. Los conductores están recubiertos por materiales aislantes (XLPE o PVC) que se pueden dañar si se alcanza una temperatura superior a los 70°C. Para evitar que se alcancen estas temperaturas críticas se dimensionan las secciones de los cables con la siguiente tabla, extraída de la norma UNE 60364-5-52:2014:

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento												
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2				
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3	PVC 2							
B1				PVC 3	PVC 2					XLPE 3			XLPE 2
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2				
C					PVC 3				PVC 2		XLPE 3		XLPE 2
E							PVC 3			PVC 2		XLPE 3	XLPE 2
F									PVC 3			PVC 2	XLPE 3
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a
	9b	10a	10b	11	12	13							
Sección mm²													
Cobre													
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455
Aluminio													
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347

Aislamientos termoestables (90°C) Aislamientos termoplásticos (70°C)
 XLPE: Polietileno reticulado EPR: Etileno-propileno PVC: Policloruro de vinilo

Tabla 20. Intensidades admisibles en amperios a 40°C al aire. Tabla C.52-1 bis (UNE 60364-5-52:2014)

Instalación de referencia			Tabla y columna				
			Intensidad admisible para los circuitos simples				
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
			Número de conductores				
			2	3	2	3	
	Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 21. Métodos instalación de referencia. Tabla C.52-1 bis (UNE 60364-5-52:2014)

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C 
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F 
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 22. Criterios de corrección en función del número de cables por conducto (K_A)

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 23. Criterios de corrección en función de la temperatura ambiente (K_T)

Nuestra categoría será la B1 (conductores unipolares aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra, tabla B), el aislamiento XLPE y en el caso de la corriente continua se escogerán elementos de la columna monofásica (columna 10b) y a la salida del inversor los cables son trifásicos (columna 8b). Las corrientes máximas se dividirán entre los factores de corrección por temperatura ambiente K_T (50°C), y por agrupamiento de cables K_A (hasta 6 cables en las cadenas y 1 en el tramo AC).

Según la ITC-BT 40 REBT la sección de los cables en corriente continua del generador deben ser dimensionados para una intensidad del 125% de la corriente máxima del generador. Del mismo modo, el cable de corriente alterna que parte del inversor debe admitir una corriente del 125 de la corriente nominal de salida del inversor:

125% del generador:

$$I_{max} > 1,25 \cdot I_{GSC}$$

$$I_{max}(cadena) > 1,25 \cdot 17,17 = 21,46 A$$

125% de la corriente nominal de salida del inversor:

$$I_{max} > 1,25 \cdot I_{inv}$$

$$I_{max}(AC) > 1,25 \cdot 95,26 = 119,08 A$$

Con estos ajustes y aplicando los coeficientes de corrección K_A y K_T obtenemos las secciones de cable según el criterio térmico.

	I_{pico}	K_A	K_T	I'	S (mm ²)	I_{adm}
Cadenas	17,17	0,55	0,9	35,89	10	68
AC	95,26	1	0,9	105,84	35	124

Tabla 24. Secciones en función del criterio de máxima intensidad admisible

Contando con todos los criterios escogemos las secciones siguientes:

	Sección (mm ²)	Longitud (m)
Cadenas	10	416,1
AC	35	10

Tabla 25. Sección y longitud de cables para cada parte de la instalación

7.5.3. Tubos

Se escogerán tubos curvables para la canalización y protección de nuestros conductores. Este tipo de tubo puede curvarse manualmente pero no está diseñado para el movimiento constante, lo cual es adecuado en nuestro caso ya que se empotrará a la superficie de la cubierta. También ofrecen una mejor protección comparado con la alternativa, las bandejas, que no disponen de tapa.

En algunos de los tramos de nuestra instalación de corriente continua se canalizan hasta 12 conductores de 10 mm². La ITC-BT-21 incluye la siguiente tabla para calcular el diámetro mínimo de los tubos empotrados en función de la sección y número de conductores.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 26. Sección de tubos en función del número de cables y su sección, ITC-BT-21

Para instalar más de cinco conductores por tubo, o para conductores de secciones diferentes en un mismo tubo, la sección interior del tubo debe ser al menos tres veces la sección ocupada por los conductores. En nuestro caso:

$$S_{tubo} = 3 \cdot 12 \cdot 10 = 360 \text{ mm}^2$$

Los tubos deberán tener como mínimo una sección interior de 480 mm^2 , o $21,41 \text{ mm}$ de diámetro interior. Como para 5 conductores se recomiendan secciones de 25 mm de diámetro buscaremos tubos de este tipo para nuestros tramos de las cadenas. En el tramo de corriente alterna se comprarán tubos de 40 mm de diámetro.



Figura 28. Implantación de la instalación con segmentos de tubo y número de conductores por tramo

7.6. Contadores

Los contadores son equipos que registran la energía que circula a través del tramo en el que se instala. En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red será necesario conocer la cantidad de energía generada y la de energía aportada por la red. Para ello existen dos posibilidades:

- Utilizar dos contadores convencionales, uno para la energía generada y otro para la energía consumida.
- Utilizar un contador bidireccional, que incorpora dispositivos de tarificación electrónica y puede realizar la medida tanto de la energía consumida (cuando se demanda más de lo que se genera) como de la energía vendida (cuando se genera más de lo que se demanda).

El contador bidireccional es una opción atractiva ya que simplifica la instalación y solo es necesario comprar un dispositivo para obtener los datos que necesitamos, pero en nuestro caso, como estamos modificando una instalación que ya contaba con un contador para medir la energía comprada a la red, optaremos por la instalación de un segundo contador convencional trifásico que contará la energía que pasa del inversor a la red. De este modo la energía por la que habrá que pagar a la distribuidora será la diferencia entre la energía total que entra a la instalación (contador 1) y la energía aportada en ese momento por la instalación fotovoltaica (contador 2).

Necesitaremos un contador trifásico de baja tensión con una intensidad admisible mayor que la corriente nominal de la instalación (95,26 A). El sistema antivertido PRISMA 310 A, cuyas funciones se describen en el apartado 7.7. Energía Sobrante del presente documento, incluye un contador que se adecua a las características de nuestra instalación.



Figura 29. Controlador de potencia PRISMA 310A

7.7. Esquema unifilar

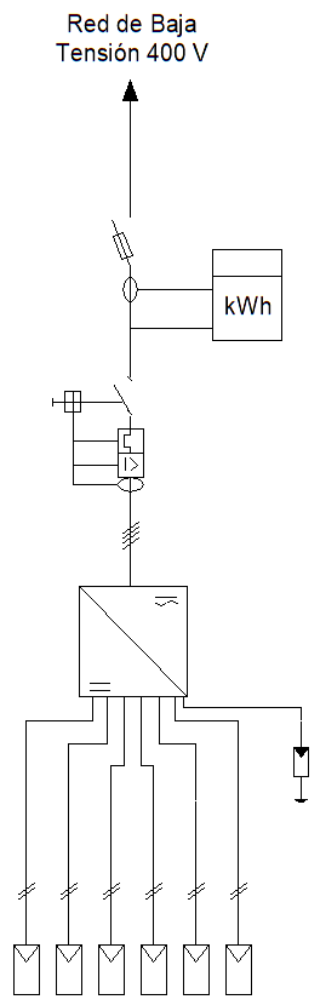


Figura 30. Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica

7.8. Energía sobrante

Como ya se ha mencionado anteriormente la superficie de la que disponemos para realizar la instalación no nos proporciona energía suficiente para cubrir la demanda energética diaria. A pesar de ello, es posible que haya periodos de tiempo en los que la potencia generada supere a la potencia demandada, en cuyo caso existiría un excedente de energía. Con ese excedente se pueden hacer tres cosas: desaprovecharlo, almacenarlo o verterlo en la red.

El no aprovechamiento del excedente energético es la opción pertinente en casos en los que el beneficio que se obtendría del almacenamiento no justifica la inversión inicial en baterías y hay barreras administrativas que hacen que no sea rentable el verterlo en la red. En España la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, coloquialmente apodada “impuesto al sol”, se incluía un peaje de respaldo para todas las instalaciones de generación renovable de más de 10 kW instalados conectadas a la red que hacía inviable la posibilidad de verter a la red eléctrica los excedentes del autoconsumo. El real Decreto-ley 15/2018 de 5 de octubre derogó la ley anterior, abriendo un nuevo marco legal más favorable a este tipo de conexiones, y haciendo preferible la opción de venta del excedente de energía en casos donde las baterías no son rentables. En este nuevo decreto se regula la modalidad de autoconsumo con excedentes, donde el propietario de la instalación fotovoltaica es jurídicamente consumidor y productor. Si la instalación generador tiene una potencia inferior a los 100 kW (como es nuestro caso) está exenta de inscribirse en el PRETOR (registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica).

En el Real Decreto 244/2019 se contemplan dos modalidades de autoconsumo con vertido de excedente:

- Acogida a compensación: para pequeños consumidores (hasta 100 kW), la energía no consumida se puede inyectar a la red y en cada periodo de facturación la comercializadora compensará el coste de la energía vertida.

- No acogida a compensación: para instalaciones de más de 100 kW, los excedentes se vierten a la red en régimen de venta, acogidos a las mismas normas de producción que cualquier otra planta de producción eléctrica.

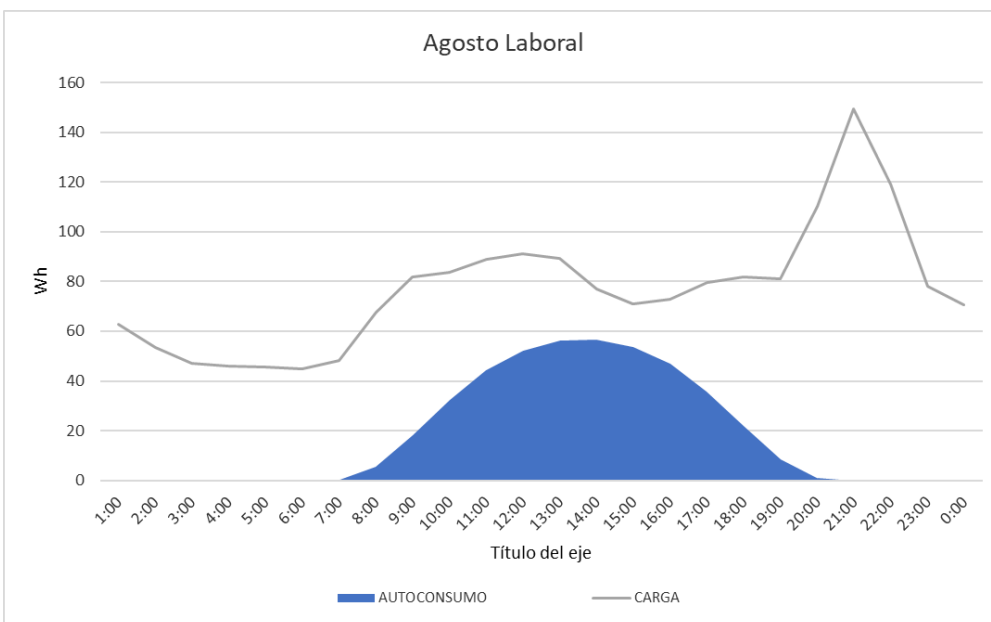
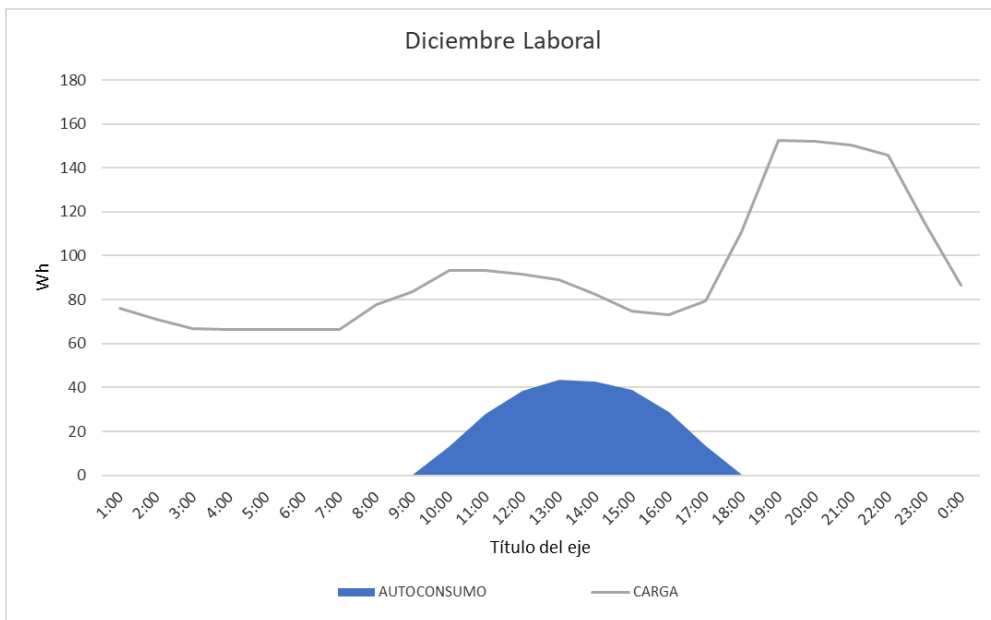
A pesar de cualificar para la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes tal como se define en el Real Decreto hay un factor que desincentiva enormemente en nuestro caso optar por esta opción. La modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes no es recomendable en este caso en instalaciones con suministro en media tensión (tarifa 6.1TD) ya que se requiere tener protecciones de desplazamiento de tensión de neutro 59N en las celdas de conexión a la red de distribución de instalaciones de autoconsumo que vayan a compensar excedentes. Por lo tanto, para poder verter energía a la red, se requiere de equipos adicionales en el punto frontera de medición, haciendo necesaria una celda telemando en media tensión, así como la correspondiente comunicación con los inversores con la subsecuente inversión económica que conlleva. Por este motivo la rentabilidad del proyecto se vería afectada de manera negativa. Ejemplos de estas condiciones que impiden desarrollar la compensación de excedentes aparecen en el documento *CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA CONECTADAS A LA RED DE i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES*, Anexo III, de Iberdrola y *Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión, Anexo II*.

En el caso de nuestra instalación se descarta la opción de instalar baterías ya que durante la gran mayoría de días del año la potencia demandada por la instalación es constantemente superior a la potencia producida.

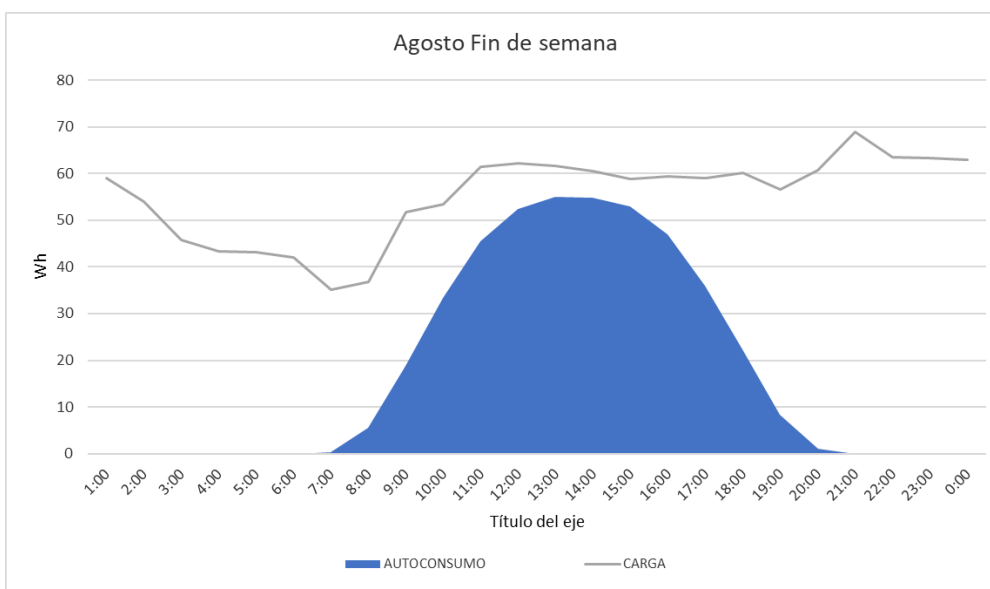
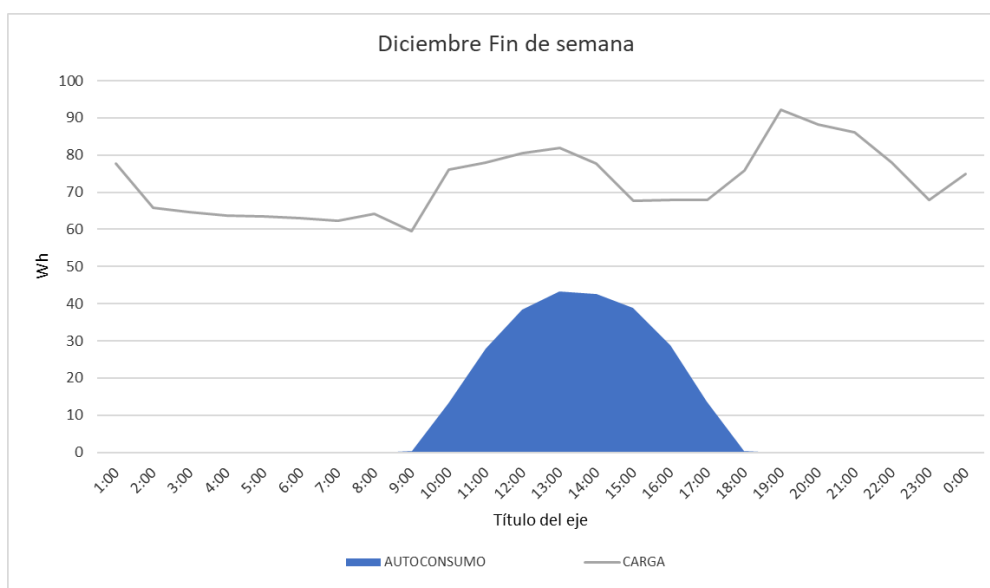
En la modalidad de autoconsumo sin excedentes no se permite el vertido de energía sobrante a la red. Para evitar el vertido de excedentes se instalará un sistema antivertido homologado que cumpla con las especificaciones técnicas del Real Decreto 244/2019 y la norma UNE 217001-IN. Se ha escogido para ello el regulador de potencia para autoconsumo PRISMA 310A. Se trata de un controlador dinámico de potencia con el que

se puede regular el nivel de generación de los inversores en instalaciones de generación fotovoltaicas en función del consumo instantáneo. Se utiliza para limitar o eliminar la exportación de excedentes de forma eficiente consiguiendo maximizando la producción sin salirse de los parámetros restrictivos, ya sean legales o técnicos. El dispositivo incluye un contador para la regulación instantánea y elimina la necesidad de otros componentes externos en la regulación de la potencia.

En las figuras siguientes se superponen las curvas de generación de la instalación fotovoltaica con las de consumo de la instalación para el mes más desfavorable para el autoconsumo (diciembre) y el mes más favorable (agosto).



Figuras 31 y 32. Comparación de potencias horarias entre el consumo de la piscina y la generación fotovoltaica en un día operativo medio de diciembre y julio



Figuras 33 y 34. Comparación de potencias horarias entre el consumo de la piscina y la generación fotovoltaica en un día no operativo medio de diciembre y julio

Como se puede comprobar, según las potencias horarias promedio, la generación no supera el consumo prácticamente en ninguna ocasión. En los pocos periodos de tiempo en los que la generación supere el consumo el sistema antivertido regulará la producción para evitar el excedente de producción.

8. Factores legales y económicos

8.1. Impuestos y subvenciones

No se contemplarán las condiciones impositivas del Impuesto por Bienes Inmuebles (IBI) ni Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), ya que al tratarse de tasas impositivas recaudadas por los ayuntamientos no se aplicarán por ser un edificio público en el que el propio ayuntamiento provee la financiación de la reforma. El Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se aplica en su tipo general del 21% sobre la totalidad del proyecto.

Existen ayudas autonómicas para fomentar el autoconsumo en viviendas y empresas. El Programa Operativo FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional) proporciona inversiones en la Región de Murcia para renovar equipos e instalaciones consumidoras de energía, así como instalaciones de generación de energía en el punto de consumo. La partida más reciente de estas subvenciones, tal como se describe en la Sede Electrónica de la CARM, incluye como requisitos un valor mínimo de potencia pico instalada de 30 kWp y que la energía generada sea destinada principalmente al autoconsumo, quedando expresamente excluidas la previsión y funcionamiento en régimen de evacuación. El valor de la ayuda varía en función de las características de la instalación. Los cálculos de amortización se harán sin considerar esta ayuda, pero merece la pena mencionar la posibilidad de recibirla ya que aumentaría considerablemente la rentabilidad del proyecto.

8.2. Presupuestos

Para elaborar los presupuestos de los materiales se han calculado los precios de las unidades de obra, que integran la compra de los objetos, el coste de la mano de obra implicada en su instalación y puesta en marcha y costes complementarios (calculados como el 2% del precio de cada objeto).

	Precio unidad de obra (€/u)	Unidades de obra (u)	Precio total (€)
Módulo fotovoltaico	226,80	138	31.298,40
Estructura módulo fotovoltaico	93,50	138	12.903,00
Inversor	5583,60	1	5.583,60
Cable solar 10mm2 (1 metro)	5,95	420	2.499,00
Cable Cu RV-K 3x35 mm2 (1 metro)	21,14	10	211,40
Tubo corrugado reflex 25 mm (75 m)	31,63	2	63,26
Tubo corrugado reflex 40 mm (25 m)	33,01	1	33,01
Sistema antivertido	464,09	1	464,09
Total			53.055,76

Tabla 27. Presupuesto de Ejecución Material

El conjunto de las unidades de obra conforma el Presupuesto de Ejecución Material (PEM). A continuación se calcula el Presupuesto de Contrata (PC), que es el importe cobrado por el contratista, en el que se añade una parte proporcional de gastos generales y del beneficio industrial que se obtiene de la obra. Los porcentajes aplicados no están fijados por la normativa. Se aplicarán aquí valores habituales utilizados en obras oficiales (13% de gastos generales y 6% de beneficio industrial).

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	53.055,76
Gastos generales (13%)	6.897,25
Beneficio industrial (6%)	3.183,35
Presupuesto de Contrata (PC)	63.136,35

Tabla 28. Presupuesto de Contrata

Tras calcular el PC terminamos con el cálculo del Presupuesto Total, que incluye los honorarios cobrados por el proyectista y el Impuesto sobre el Valor Añadido que se aplica sobre este tipo de actividad económica (21%). De este modo obtenemos el presupuesto final, con un valor de 77.455,68 euros.

Presupuesto de Contrata (PC)	63.136,35
Honorarios (8%)	5.050,91
IVA (21%)	14.319,33
Presupuesto final	77.455,68

Tabla 29. Presupuesto Final

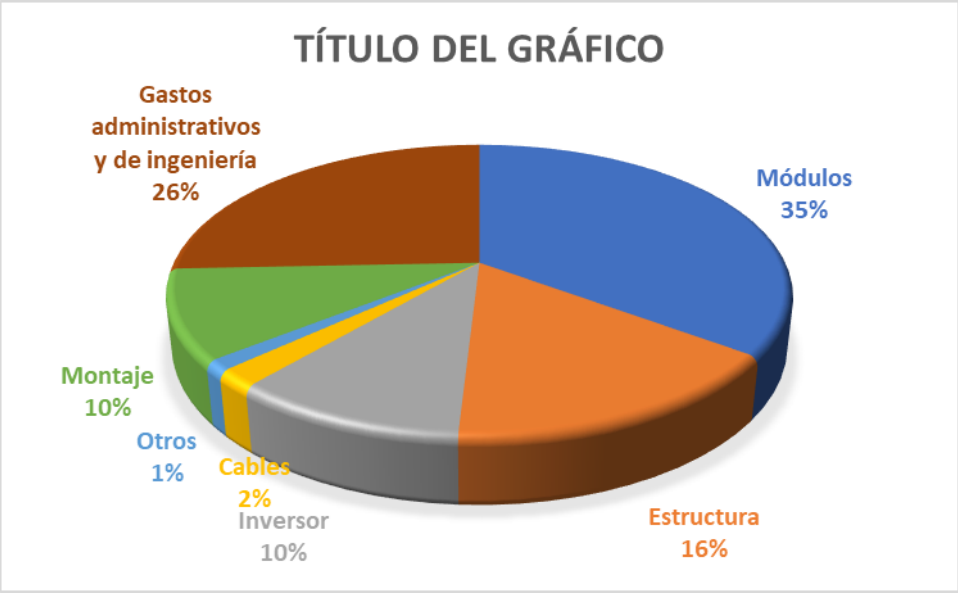


Figura 35. Gráfica de costes relativos

9. Valoración de la mejora

9.1. Mejora de la eficiencia energética de la instalación

Para estimar el tiempo de amortización de la inversión inicial, la mejora en la eficiencia energética y el impacto ambiental será necesario obtener la curva de generación horaria prevista para nuestra instalación. Superponiendo la curva de generación con la curva de consumo obtenida de la medida del contador se podrá calcular el porcentaje de autoconsumo conseguido para cada hora del año, así como datos diarios, mensuales y anuales. Esta curva se ha obtenido utilizando el software Helioscope, herramienta de diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas. En este programa se ha dibujado la implantación de los módulos sobre la ortofotografía del edificio, y se ha indicado el modelo de módulos e inversor, así como su configuración eléctrica. El programa obtiene automáticamente datos meteorológicos en función de la ubicación geográfica de la instalación.

Las horas solares pico (HSP) se calculan en función de la irradiación solar media diaria en Wh/m^2 (G_β , tabla 15) y la potencia de radiación incidente, en Wh/m^2 para las condiciones estándar de medida (CEM), con valor 1000 W/m^2 . Este valor representa el tiempo al día en el que los paneles están generando a su potencia pico.

$$E_G = HSP \cdot P_p \cdot N_T \cdot \eta_m$$

$$E_G = HSP \cdot 540 \cdot 138 \cdot 0,9$$

Donde:

HSP: valor de las horas solares pico

P_p : potencia pico del módulo

N_T : número de módulos

η_m : rendimiento del módulo, estimado del 0,9 por suciedad, reflexión, tolerancias, etc.

Mes	HSP diarias	Generación (kWh/día)
Enero	4,160	279,035
Febrero	4,590	307,845
Marzo	5,386	361,227
Abril	6,242	418,662
Mayo	6,304	422,807
Junio	6,622	444,119
Julio	6,822	457,514
Agosto	6,490	435,296
Septiembre	5,836	391,429
Octubre	4,889	327,869
Noviembre	4,446	298,181
Diciembre	3,610	242,138

Tabla 30. Horas solares pico diarias y generación diaria promedio para cada mes

	Generación (kWh)	Consumo en factura (kWh)	Autoconsumo PV (kWh)	Autoconsumo (%)	Índice de aprovechamiento autoconsumo (%)
Enero	8.650,08	71.748,00	8.650,08	12,06%	100,00%
Febrero	8.619,65	63.625,00	8.619,65	13,55%	100,00%
Marzo	11.198,05	67.551,00	11.198,05	16,58%	100,00%
Abril	12.559,87	65.279,00	12.559,87	19,24%	100,00%
Mayo	13.107,02	64.971,00	13.101,06	20,16%	99,95%
Junio	13.323,56	62.227,00	13.323,56	21,41%	100,00%
Julio	14.182,94	56.424,00	14.174,16	25,12%	99,94%
Agosto	13.494,16	52.398,00	13.416,85	25,61%	99,43%
Septiembre	11.742,86	67.542,00	11.730,27	17,37%	99,89%
Octubre	10.163,95	69.070,00	10.163,95	14,72%	100,00%
Noviembre	8.945,44	68.613,00	8.943,69	13,03%	99,98%
Diciembre	7.506,28	63.275,00	7.506,28	11,86%	100,00%
Anual	133.493,85	772.723,00	133.387,46	17,26%	99,92%

Tabla 31. Generación eléctrica de la instalación fotovoltaica por mes y anual

El porcentaje de energía de autoconsumo varía en función de la época del año en un margen de entre el 11,86% y 25,61%. Anualmente la instalación producirá 133,39 MWh, que en relación con el consumo anual medido por el contador (772,72 MWh) nos resulta que **la instalación proveerá de un 17,26% de la energía eléctrica consumida anualmente en las instalaciones.**

La etiqueta energética de la tabla 8 cambiaría su calificación F (consumo elevado) por una calificación D (consumo medio).

Para visualizar la escala de la producción de la instalación podemos compararla con los consumos anuales de un hogar medio en España. Según Red Eléctrica Española el consumo medio de un hogar español es de 9 kWh diarios y 3272 kWh al año. Con este dato podemos estimar que **nuestra instalación produciría la energía suficiente para suministrar electricidad a 40 hogares españoles.**

9.2. Amortización

La tarifa que se ha considerado para estimar los beneficios económicos que reportará la instalación es la 6.0TD (anterior 6.1). Esta tarifa, destinada a empresas de consumo energético de elevado, cuenta con seis periodos de consumo con diferentes precios para la energía (kWh) y seis periodos de potencia (kW). Los periodos tarifarios varían mensualmente, calificándose cada mes en una de las cuatro temporadas eléctricas (alta, media-alta, media, baja). En las figuras siguientes se ilustran las temporadas y periodos que contempla la tarifa 6.1TD en territorio peninsular.

	Temporada eléctrica (Península)
Enero	ALTA
Febrero	ALTA
Marzo	MEDIA-ALTA
Abril	BAJA
Mayo	BAJA
Junio	MEDIA
Julio	ALTA
Agosto	MEDIA
Septiembre	MEDIA
Octubre	BAJA
Noviembre	MEDIA-ALTA
Diciembre	ALTA

Tabla 32. Clasificación de las temporadas eléctricas en la Península Ibérica

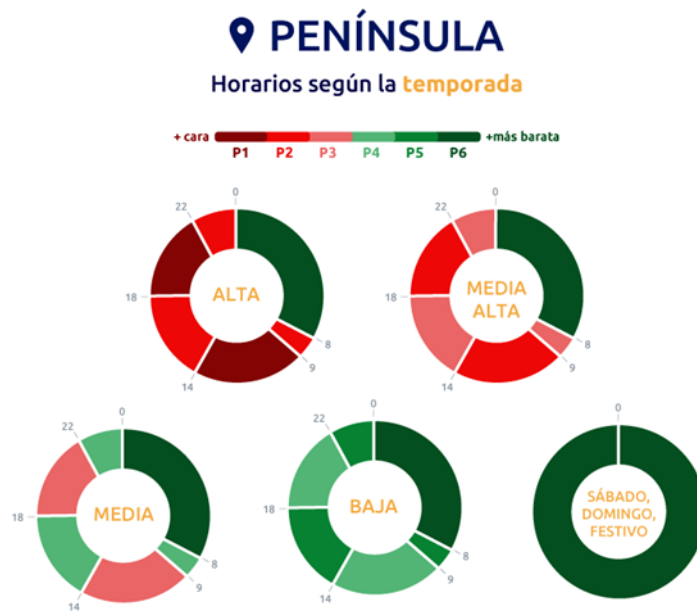


Figura 36. Periodos horarios de factura en función de la temporada eléctrica

Periodo	Precio electricidad (€/kWh)
P1	0,167872
P2	0,151002
P3	0,152813
P4	0,140337
P5	0,13567
P6	0,128569

Tabla 33. Precios de la electricidad por periodo tarifario.

Para estimar el ahorro que se consigue con la instalación fotovoltaica a lo largo de un año se ha multiplicado la energía autoconsumida cada hora del año por el precio del término de la energía en su correspondiente periodo de facturación. Con este cálculo, desarrollado en Excel, se ha estimado un ahorro anual de 19.113,19 €.

Los datos de precios de la electricidad se han tomado de facturas recientes, segunda mitad de 2021, considerando precios promedios para cada uno de los años periodos de facturación de la factura 6.1TD. A lo largo del año 2021 los precios de la energía han tendido al alza debido a múltiples factores, entre ellos el encarecimiento de los derechos de emisión y el aumento del precio del gas natural en los mercados energéticos internacionales, que afectan a los costes de producción en centrales térmicas, y se prevé

que sigan subiendo en el futuro. En cualquier caso, si se produce este aumento de precios la repercusión que tendría en nuestro periodo de amortización sería positiva, ya que cuanto más cara sea la electricidad comprada al sistema mayor es el ahorro producido por el autoconsumo.

Otro factor a tener en cuenta para la amortización de la instalación es el coste de mantenimiento. Los paneles solares de Longi Solar presentan una garantía de 30 años, por lo tanto no será necesario comprar paneles de sustitución en este periodo. Se estimará una serie de costes de mantenimiento anuales, que aumentarán conforme la instalación sea más antigua.

Conociendo estos datos de inversión inicial, ahorro anual y mantenimiento anual podemos estimar el periodo de amortización de la instalación fotovoltaica.

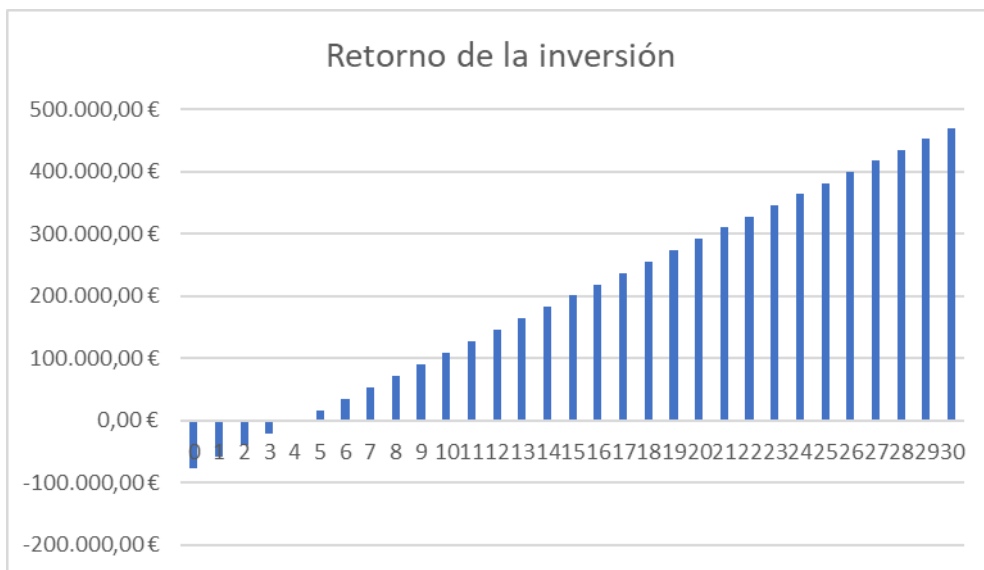


Figura 37. Beneficio derivado del ahorro en energía eléctrica por cada año de uso de la instalación de autoconsumo fotovoltaico

Año	Ahorro	Gasto	Beneficio
0	0,00 €	77.455,68 €	-77.455,68 €
1	19.113,19 €	400,00 €	-58.742,49 €
2	19.113,19 €	400,00 €	-40.029,29 €
3	19.113,19 €	400,00 €	-21.316,10 €
4	19.113,19 €	400,00 €	-2.602,90 €
5	19.113,19 €	400,00 €	16.110,29 €
6	19.113,19 €	500,00 €	34.723,48 €
7	19.113,19 €	500,00 €	53.336,68 €
8	19.113,19 €	500,00 €	71.949,87 €
9	19.113,19 €	500,00 €	90.563,07 €
10	19.113,19 €	500,00 €	109.176,26 €
11	19.113,19 €	750,00 €	127.539,45 €
12	19.113,19 €	750,00 €	145.902,65 €
13	19.113,19 €	750,00 €	164.265,84 €
14	19.113,19 €	750,00 €	182.629,03 €
15	19.113,19 €	750,00 €	200.992,23 €
16	19.113,19 €	900,00 €	219.205,42 €
17	19.113,19 €	900,00 €	237.418,62 €
18	19.113,19 €	900,00 €	255.631,81 €
19	19.113,19 €	900,00 €	273.845,00 €
20	19.113,19 €	900,00 €	292.058,20 €
21	19.113,19 €	1.100,00 €	310.071,39 €
22	19.113,19 €	1.100,00 €	328.084,59 €
23	19.113,19 €	1.100,00 €	346.097,78 €
24	19.113,19 €	1.100,00 €	364.110,97 €
25	19.113,19 €	1.100,00 €	382.124,17 €
26	19.113,19 €	1.400,00 €	399.837,36 €
27	19.113,19 €	1.400,00 €	417.550,56 €
28	19.113,19 €	1.400,00 €	435.263,75 €
29	19.113,19 €	1.400,00 €	452.976,94 €
30	19.113,19 €	1.400,00 €	470.690,14 €

Tabla 34. Beneficio derivado del ahorro en energía eléctrica por cada año de uso de la instalación de autoconsumo fotovoltaico

Con estos cálculos se ha estimado un **periodo de amortización de 5 años**, y con una vida útil estimada de la instalación de 30 años tras **se ahorrarían 470.690,14 euros**.

Es preciso indicar que los cambios en la legislación, variaciones en los precios del mercado de la electricidad y diversos imprevistos hacen que cualquier predicción de

beneficio a largo plazo sea altamente inexacta, pudiendo ser de un valor más alto o más bajos con amplio margen de error.

9.3. Impacto ambiental

De acuerdo con datos de la Agencia Europea del Medio Ambiente, la electricidad en el sistema español en 2019 tenía una intensidad de emisión de CO₂ de 0,21 kg CO₂/kWh.

Si bien el fenómeno fotovoltaico, la generación de electricidad a través de los fotones que inciden en una célula de silicio, no emite CO₂, hay una serie de actividades en el ciclo de vida de los módulos fotovoltaicos donde si se producen emisiones. Tendremos en cuenta estas emisiones para hacer una evaluación de impacto ambiental más rigurosa.

Según el artículo *“Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey”*, donde se recopilan varios estudios de ciclos de vida de paneles fotovoltaicos, los datos de generación de CO₂ asociados a la generación fotovoltaica varían desde 1 g CO₂/kWh hasta 218 g CO₂/kWh, siendo el valor medio de 49,9 g CO₂/kWh. La mayor parte de estas emisiones suceden en la fabricación de los módulos (71%), seguidos de la construcción (19%), la operación (13%) y el desmantelamiento (3,3%). También se llega a la conclusión de que cuanto mayor sea la irradiancia y, por lo tanto, mayor sea el aprovechamiento del recurso solar, menor es la cantidad de CO₂ asociada a la producción energética. Del mismo modo se aprecia una relación inversa entre la escala de la instalación (kWp) y las emisiones por kWh. Contando con estos factores se estimará que para nuestros paneles, que tienen una potencia pico conjunta de 79,2 kW y se encuentran en una zona de irradiancia anual de unos 1935 kWh/m², las emisiones de CO₂, si internalizamos la contaminación derivada de la fabricación, construcción, etc, serán de un valor de 49,9 g CO₂/kWh.

En la tabla siguiente se compara la generación de CO₂ del conjunto de la piscina antes y después de la puesta en marcha de la instalación de autoconsumo fotovoltaico. Se

compara un año sin la instalación fotovoltaica (escenario 1), con un año con la instalación internalizando los costes de CO₂ derivados del ciclo de vida tal como se ha descrito en los apartados anteriores (escenario 2), y con un año con la instalación fotovoltaica sin internalizar estas emisiones, es decir, considerando que la electricidad generada por la instalación no tiene asociada una generación de CO₂ (escenario 3).

	kg CO ₂ (escenario 1)	kg CO ₂ (escenario 2)	kg CO ₂ (escenario 3)
Enero	15067,08	13682,20	13250,56
Febrero	13361,25	11981,24	11551,12
Marzo	14185,71	12392,90	11834,12
Abril	13708,59	11697,75	11071,02
Mayo	13643,91	11546,43	10892,69
Junio	13067,67	10934,57	10269,72
Julio	11849,04	9579,76	8872,47
Agosto	11003,58	8855,54	8186,04
Septiembre	14183,82	12305,80	11720,46
Octubre	14504,70	12877,45	12370,27
Noviembre	14408,73	12976,85	12530,56
Diciembre	13287,75	12085,99	11711,43
Total	162271,83	140916,50	134260,46

Tabla 35. Emisiones de CO₂ derivados del consumo eléctrico de la piscina para distintos escenarios

Se conseguiría una disminución de las emisiones de **21,35 toneladas de CO₂ anuales** según el escenario 2 y 28,01 toneladas anuales según el escenario 3.

La etiqueta energética de la tabla 10 cambiaría su calificación F (consumo elevado) por una calificación D (consumo medio).

10. Resumen y conclusiones

Resumen

Ante la subida del precio de los combustibles y la electricidad y teniendo en cuenta los objetivos de reducción del impacto ambiental a los que se enfrenta la economía, es crucial el estudio de la eficiencia energética y la aplicación de mejoras que reduzcan el consumo en nuestros edificios. El edificio objeto del estudio, una piscina climatizada, se caracteriza por una alta demanda energética, que se cubre tanto con el consumo de combustible como con la energía suministrada por la red eléctrica.

Entre las medidas que se han planteado para la mejora de la eficiencia energética se encuentran la sustitución del consumo de gasóleo C en los sistemas de agua caliente sanitaria por gas natural, que reduciría en torno al 10,6 % las emisiones de CO₂, y la sustitución de la iluminación de tecnología fluorescente y halogenuro metálico por lámparas LED de mayor eficiencia, que reduciría hasta el 17,6 % la demanda energética de la instalación.

Además, en el documento se ha diseñado una instalación de generación fotovoltaica integrada en la cubierta de la instalación con el fin de cubrir parcialmente la demanda eléctrica. La instalación generaría en un año 133,49 MWh, lo que representa un autoconsumo del 17,26% sobre la demanda de las instalaciones. Esto supondría disminuir las emisiones derivadas del consumo energético en 28,01 toneladas de CO₂ anuales. La inversión inicial de la instalación sería de 77.455,68 euros, y se amortizaría a los 4 años. Cada año se ahorrarían 19.113,19 euros, y con una vida útil de 30 años se conseguiría un beneficio de 470.690,14 euros.

Conclusiones

Algunas de las conclusiones que se han derivado de la elaboración del documento han sido:

- La piscina cubierta es un tipo de edificio con una enorme densidad de consumo energético. Pese a que la instalación fotovoltaica produzca un ahorro significativo (17,26 %) sigue estando lejos de alcanzar el volumen de producción necesario para la autosuficiencia energética de la instalación. Si quisiéramos dimensionar una instalación que abastezca el 100% de la demanda eléctrica de la piscina haría falta contar con una superficie más de 5 veces mayor que la cubierta de la piscina.
- El nuevo marco legal y el encarecimiento de la energía en todas sus formas hacen que la inversión en el autoconsumo fotovoltaico sea cada vez más atractiva, con periodos de amortización de hasta 4 años con periodos de beneficio de más de 20 años.
- La implantación de la tecnología LED sustituyendo los sistemas de iluminación actual es una medida muy eficaz para disminuir el consumo energético. Tiene un impacto incluso mayor que la instalación fotovoltaica, consiguiéndose un ahorro del 17,6% de la demanda energética con la sustitución de la iluminación por LEDs y un 17,26% en el caso de la instalación fotovoltaica. Si ejecutáramos ambas medidas se ahorraría un 34,86% en el recibo eléctrico y un 24,75% de la energía total consumida en un año, lo cual sería muy atractivo considerando la tendencia al alza de los precios de la electricidad.

11. Bibliografía y referencias

Documentos

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 01 (2003).

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 08 (2005).

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 18 (2005).

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 19 (2009).

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 20 (2003).

Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 21 (s2003).

Centro Tecnológico de Energía y Medio Ambiente (2019) *Redacción de Estudios Técnicos de Eficiencia Energética y Energía Renovable en Edificios Públicos para la OT4 de la EDUSI de San Javier, Horizonte 2022 Una Ciudad Viva*

Vera García, F., Delgado Marín, J.P., Restuccia, B., Loren Fonfria, S. (2016) *Viabilidad técnico-económica para la optimización de los sistemas térmicos en 4 piscinas climatizadas de Murcia*

Julián Cantos Serrano (2016) *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*

BOE-A-2021-4565

Iberdrola *CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA CONECTADAS A LA RED DE i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES*

Endesa *Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en Alta y Media Tensión,*

Nugent, D., K. Sovacool, B. (2013) *Assesing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey*

Software de ingeniería

Helioscope: Advanced Solar Design Software - <https://www.helioscope.com/>

Documentación Web

RAE Real Academia Española <https://dle.rae.es/piscina>

Ecodeporte <https://www.ecodeporte.es/piscina-climatizada.php>

Sensagent diccionario.sensagent.com/agua-caliente-sanitaria/es-es/

Maeswell [https://app.maeswell.com/2019/03/eficiencia-energetica-estacional/#:~:text=La eficiencia energética estacional es el indicador que,energética a lo largo de todo un año.](https://app.maeswell.com/2019/03/eficiencia-energetica-estacional/#:~:text=La%20eficiencia%20energ%C3%A9tica%20estacional%20es%20el%20indicador%20que%20energ%C3%A9tica%20a%20lo%20largo%20de%20todo%20un%20a%C3%B1o.)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico – Gas Natural y Medio Ambiente [https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx#:~:text=El gas natural como cualquier otro combustible produce,y un 25-30%25 menores de las del fuel-oil.](https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx#:~:text=El%20gas%20natural%20como%20cualquier%20otro%20combustible%20produce%2C%20y%20un%2025-30%25%20menores%20de%20las%20del%20fuel-oil.)

Calefacción con pellets, ventajas e inconvenientes <https://www.consumer.es/medio-ambiente/calefaccion-con-pellets-ventajas-e-inconvenientes.html>

Bombillas LED - [http://www.bombillasled.net/content/10-tecnologia-led#:~:text=QUE ES LA TECNOLOGÍA LED%3F La tecnología LED,que proyecta luz cuando la corriente lo atraviesa.](http://www.bombillasled.net/content/10-tecnologia-led#:~:text=QUE%20ES%20LA%20TECNOLOG%C3%89A%20LED%3F%20La%20tecnolog%C3%89a%20LED%2C%20que%20proyecta%20luz%20cuando%20la%20corriente%20lo%20atraviesa.)

Cuanto tiempo se tarda en amortizar una instalación LED (beldeus.com) <https://www.habitissimo.es/presupuestos/instalar-iluminacion-led>

¿Cuánto cuesta instalar luces LED? – Habitissimo <http://www.beldeus.com/blog/cuanto-tiempo-se-tarda-en-amortizar-una-instalacion-led/#:~:text=ejemplo%20de%20una%20amortizaci%C3%B3n%20de%20una%20instalaci%C3%B3n%20LED%2C%20Iluminaci%C3%B3n%20LED%20habr%C3%A1%20ahorrado%20en%2010%20a%C3%B1os%206.618%20C03%E2%82%AC.>

ADRASE – Acceso a Datos de Radiación Solar de España <http://adrase.com/>

Cálculo de la radiación media mensual sobre superficie arbitrariamente orientadas e inclinadas, Universidad de Jaén

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/java/pro_rad_5.htm

Autosolar <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares?page=8>

Manual del archivo meteorológico TMY - Base de conocimientos de HelioScope

<https://es.help.helioscope.com/article/59-tmy-weather-file-primer>

SunFields Europe

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares/>

<https://www.sfe-solar.com/noticias/noticias/fin-al-impuesto-al-sol-en-espana/>

Prysmian Club <https://www.prysmianclub.es/novedades-de-la-norma-de-intensidades-admisibles-une-hd-60364-5-52-instalaciones-al-aire/>

Soty Solar <https://sotysolar.es/blog/normativa-compensacion-excedentes-autoconsumo>

Photovoltaic Geographical Information System – European Commission

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#DR

Sede electrónica de la Administración Pública de la C.A.R.M. - Fomento de la eficiencia energética y el uso de energías renovables – FEDER

[https://sede.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=415&IDTIPO=240&RASTRO=c\\$m40288](https://sede.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=415&IDTIPO=240&RASTRO=c$m40288)

Luis Jurado arquitecto <https://www.luisjurado.es/es-lo-mismo-un-presupuesto-de-ejecucion-material-un-presupuesto-de-contrata-y-un-presupuesto-total/>

Cronoshare <https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/electricista-hora#:~:text=Los electricistas suelen cobrar sus servicios por horas%2C,puede cobrar entre 15€%2Fh y 70€%2Fh de media.>

Aura Energía <https://www.aura-energia.com/precio-del-kwh-de-la-luz-en-2019/>

Comparador de tarifas de Luz y Gas: Compara Tarifas y Ahorra en tu factura

<https://comparadorluz.com/>

REE – Red Eléctrica Española

<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/boletines-mensuales>

<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=06-09-2021>

https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-varia-mi-consumo.html

Censolar <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>

Energi Green <https://www.energi-green.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>

Componentes

Módulos

[MÓDULO SOLAR RISEN 540W 110 CÉLULAS MONO-PERC 35MM - SeisSolarAS-6M144-HC Module Specification 2108-1048-40mm.pdf \(weamerisolar.eu\)](#)

[RSM110-8-535-555M 35mm.pdf - Google Drive](#)

Estructura

<https://autosolar.es/estructura-paneles-solares?page=8>

[Cubierta Inclinada \(merkasol.com\)](#)

[ESTRUCTURAS PARA PANELES FOTOVOLTAICOS - Auna Distribución \(aunadistribucion.com\)](#)

Inversor

[Inversor trifásico Huawei SUN2000-60KTL M0 de 60kW | Inversores Huawei \(suministrosdelsol.com\)](#)

[SUN2000-60KTL-M0.pdf - Google Drive](#)

Cables

[Cable Solar 6mm Enerflex Solar Negro - Merkasol Energías Renovables](#)

https://merkasol.com/epages/62387086.sf/es_ES/?ObjectPath=/Shops/62387086/Products/ac-panel011

Tubos

[Tubo corrugado reflex doble capa al mejor precio con envío rápido | laObra](#)

Sistema antivertido

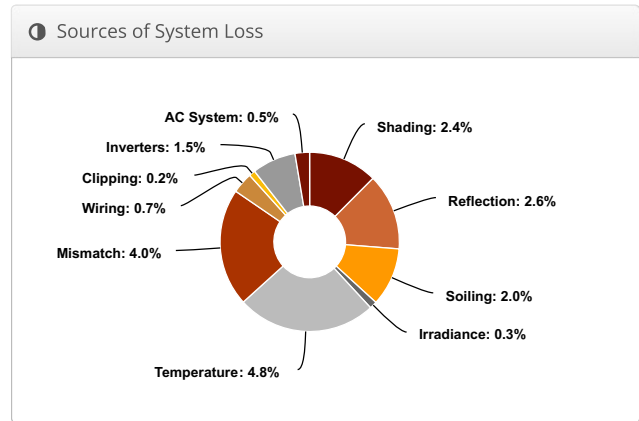
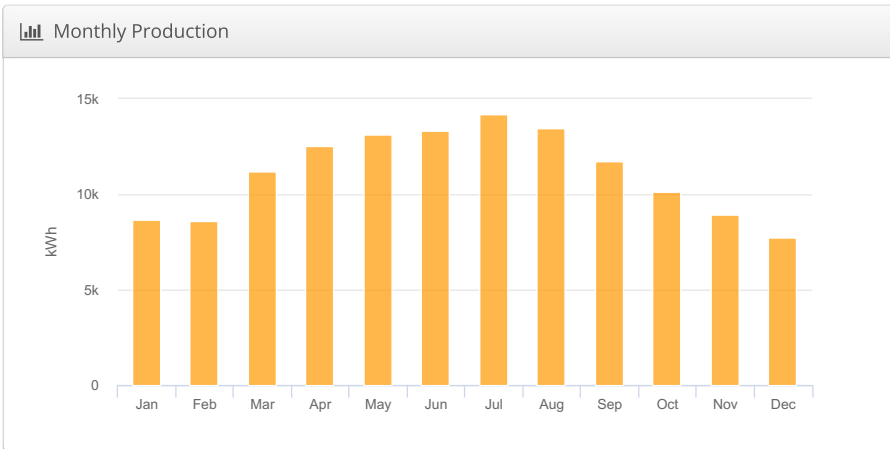
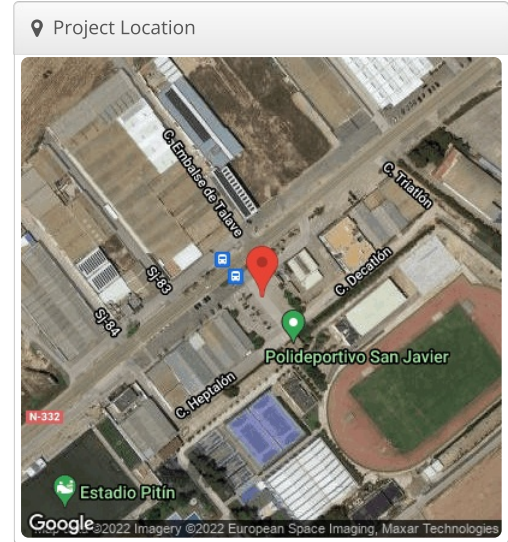
[EURO-C20/HTF/AR Captador solar \(baywa-re.es\)](#)

ANEXO: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN HELIOSCOPE

Design 1 Piscina municipal, Explanada Mariano Rojas, 30730 San Javier, Murcia

Report	
Project Name	Piscina municipal
Project Address	Explanada Mariano Rojas, 30730 San Javier, Murcia
Prepared By	Alan Tapia alan.tapia@eos-eng.com
	

System Metrics	
Design	Design 1
Module DC Nameplate	74.5 kW
Inverter AC Nameplate	60.0 kW Load Ratio: 1.24
Annual Production	133.7 MWh
Performance Ratio	82.5%
kWh/kWp	1,794.2
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	63ee6c5b8f-982797a583-9e3d9214f6-1ebb25fe50



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,859.9	
	POA Irradiance	2,174.7	16.9%
	Shaded Irradiance	2,123.2	-2.4%
	Irradiance after Reflection	2,067.6	-2.6%
	Irradiance after Soiling	2,026.2	-2.0%
	Total Collector Irradiance	2,026.3	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	151,081.3	
	Output at Irradiance Levels	150,696.0	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	143,498.1	-4.8%
	Output After Mismatch	137,701.9	-4.0%
	Optimal DC Output	136,715.3	-0.7%
	Constrained DC Output	136,425.1	-0.2%
	Inverter Output	134,374.4	-1.5%
	Energy to Grid	133,702.5	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp	20.9 °C	
	Avg. Operating Cell Temp	32.0 °C	
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4607	
	Solved Hours	4607	

Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By		Characterization								
	RSM1110-8-540BMDG (Risen)	Folsom Labs		Spec Sheet Characterization, PAN								
Component Characterizations	Device	Uploaded By		Characterization								
	SUN2000-60KTL-M0 (400) (Huawei)	Folsom Labs		Spec Sheet								

Components

Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-60KTL-M0 (400) (Huawei)	1 (60.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	6 (501.5 m)
Module	Risen, RSM110-8-540BMDG (540W)	138 (74.5 kW)

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	7-26	Along Racking

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	30°	180°	2.7 m	1x1	138	138	74.5 kW

Detailed Layout

