



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

Diseño de una instalación solar térmica y fotovoltaica para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria, climatización de piscina y consumo eléctrico de un pabellón polideportivo en el Grao de Castellón



AGRADECIMIENTOS

“A mi familia y a mis amigos por apoyarme durante el recorrido. A Sergio y a José por el tiempo dedicado a ayudarme.”

RESUMEN

En este Trabajo de Fin de Grado (TFG) se realiza el cálculo y diseño de una instalación de energía solar térmica de baja temperatura para cubrir las necesidades de agua caliente sanitaria y de climatización de una piscina cubierta; y el cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica para cubrir la demanda eléctrica de un complejo deportivo.

En primer lugar, se describe las instalaciones del centro deportivo, espacios, aforos, horarios y demanda energética, tanto de energía eléctrica como de gas natural.

En la parte dedicada al análisis de la instalación solar térmica, se propone el uso de captadores solares planos siguiendo el Código Técnico de la Edificación-HE4 para cubrir la demanda de los vestuarios y de la piscina cubierta. El dimensionado se realiza mediante el método f-chart y los programas informáticos CHEQ4 y Acsol.

Antes de evaluar y dimensionar la instalación fotovoltaica, se realiza un estudio para reducir la potencia eléctrica contratada. Se analiza la sustitución de las luminarias que actualmente utiliza el centro, por luminarias LED. Se analizan distintas alternativas con su correspondiente viabilidad económica.

Una vez determinada la nueva potencia contratada, se procede a diseñar la instalación fotovoltaica. Se proponen diferentes alternativas en cuanto a potencia y superficie de ocupación. Por último, se realiza un estudio de viabilidad económica para determinar la opción más rentable.

El TFG se completa con los planos necesarios y el presupuesto de la solución finalmente adoptada.

RESUM

En aquest Treball de Fi de Grau (TFG) es realitza el càlcul i disseny d'una instal·lació d'energia solar tèrmica de baixa temperatura per a cobrir les necessitats d'aigua calenta sanitària i de climatització d'una piscina coberta. A més a més, també es fa el càlcul i disseny d'una instal·lació fotovoltaica per a cobrir la demanda elèctrica d'un complex esportiu.

En primer lloc es descriuen les instal·lacions del centre esportiu, espais, aforo, horari i demanda energètica, tant d'energia elèctrica com de gas natural.

En la part de l'anàlisi de la instal·lació solar tèrmica es proposa l'ús de captadors solars plans seguint el Codig Tècnic de l'Edificació-HE4 per a cobrir les necessitats dels vestuaris i de la piscina coberta. El dimensionat es realitza mitjançant el mètode f-chart i els programes informàtics CHEQ4 i Acsol.

Abans d'avaluar i dimensionar la instal·lació fotovoltaica es realitza un estudi per a reduir la potència elèctrica contractada. S'analitza la substitució de les lluminàries que el centre utilitza en l'actualitat per lluminàries LED. S'analitzen diverses alternatives amb la seua corresponent viabilitat econòmica.

Una vegada ja determinada la nova potència contractada, es dissenya la instal·lació fotovoltaica. Es proposen varies alternatives en quant a la potència i superfície d'ocupació. Per últim, es realitza un estudi de viabilitat econòmica per a precisar l'opció més rentable.

El TFG es complementa amb els plànols necessaris i el pressupost de la solució finalment adoptada.

ABSTRACT

In this Final Degree Project, the calculation and design of a low temperature solar thermal energy installation are carried out to cover the needs of sanitary hot water and the heating of an indoor swimming pool; and the calculation and design of a photovoltaic installation to cover the electrical demand of a sports complex.

Firstly, it describes the sports centre's facilities, spaces, capacity, opening hours and energy demand, both for electricity and for natural gas.

In the part dedicated to the analysis of the solar thermal installation, the use of flat solar collectors following the Technical Building Code-HE4 is proposed, in order to cover the demand of the changing rooms and the indoor swimming pool. Sizing is done through the use of the f-chart method, and CHEQ4 and Acsol software.

Before evaluating and sizing the photovoltaic installation, a study is carried out to reduce the contracted electrical power. The replacement of the lights currently used by the centre with LED lights is analysed. Different alternatives are analysed with their corresponding economic viability.

Once the new contracted power has been determined, the photovoltaic installation is designed. Different alternatives are proposed in terms of power and occupation. Finally, an economic feasibility study is carried out to determine the most profitable option.

The Final Degree Project is completed with the necessary plans and the budget of the solution finally adopted.

ÍNDICE

MEMORIA.....	11
1 Objetivo del TFG.....	11
2 Justificación del TFG: Plan Integrado de Energías Renovables 2021-2030	12
3 Normativa y legislación aplicable	13
4 Contexto	14
4.1 Eficiencia energética en centros deportivos	14
4.2 Energías renovables en instalaciones deportivas.....	16
5 Descripción de las instalaciones	17
5.1 Ubicación Geográfica	17
5.2 Descripción del edificio	17
5.3 Consumos.....	21
5.3.1 Consumo de energía eléctrica	21
5.3.2 Consumo de gas natural	23
6 Cálculo y propuesta de mejora en iluminación	24
6.1 Vestuarios Pabellón.....	25
6.2 Pista Pabellón	25
6.3 Piscina	26
6.4 Ahorro económico.....	27
6.5 Viabilidad mejora LED	28
7 Diseño de la instalación fotovoltaica	31
7.1 Datos de radiación solar en el Grau de Castelló.....	31
7.2 Los paneles fotovoltaicos	31
7.3 El inversor.....	33
7.4 Diseño de la instalación fotovoltaica	33
7.4.1 Diseño de la instalación fotovoltaica de 40 kW	33
7.4.2 Diseño de la instalación fotovoltaica para maximizar la ocupación de la cubierta	47
7.5 Viabilidad de las alternativas.....	53
7.6 Soportes estructurales	55
7.7 Cableado.....	55
7.7.1 Conexión corriente continua	56
7.7.2 Conexión corriente alterna	59
7.8 Contador	61
8 Diseño de la instalación solar térmica	62
8.1 Ocupación y horarios	62
8.1.1 Horarios pabellón	63
8.1.2 Horarios piscina climatizada	64
8.1.3 Ocupación total.....	65
8.2 Agua Caliente Sanitaria (ACS).....	65

8.2.1	Cálculo demanda diaria de ACS	65
8.2.2	Demanda energética necesaria para calentar el ACS	66
8.3	Climatización de la piscina	67
8.3.1	Pérdidas energéticas de la piscina climatizada	67
8.3.2	Puesta en marcha de la piscina.....	71
8.3.3	Demanda total de la piscina climatizada	71
8.4	Aportación mínima de energía solar	71
8.5	Interacumulador ACS	72
8.6	Captador termosolar	72
8.7	Superficie de captación necesaria.....	75
8.7.1	Cálculo con método f-chart	75
8.7.2	Cálculo con CHEQ4.....	77
8.7.3	Cálculo con Accsol	80
8.7.4	Conclusión al dimensionado	81
8.8	Configuración de los colectores solares	82
8.9	Circuito primario	84
8.9.1	Fluido caloportador	84
8.9.2	Intercambiador	85
8.9.3	Pérdidas de carga.....	85
8.9.4	Bomba del circuito primario	88
8.9.5	Vaso de expansión	89
8.10	Viabilidad financiera.....	90
9	Conclusión del TFG	92
	PRESUPUESTO	94
1	Presupuesto mejora luminarias LED	94
2	Presupuesto instalación fotovoltaica de 40 kWp	95
3	Presupuesto instalación solar térmica.....	97
4	Presupuesto del TFG.....	99
	PLANOS	101
	BIBLIOGRAFÍA.....	106
	ANEXO.....	107
1	Flujos de caja	107
1.1	Mejora luminarias LED	107
1.2	Alternativas fotovoltaicas.....	107
1.3	Solar térmica para ACS y climatización de piscina	108
2	Protecciones eléctricas	109
3	Cálculo del ángulo óptimo según el Pliego de Condiciones Técnicas (2011).....	111
4	Informes PVGIS	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución del consumo en centros deportivos. Fuente: Guía eficiencia energética en centros deportivos Madrid	14
Figura 2. Distribución de los edificios. Fuente: Google Earth	17
Figura 3. Planta Baja. Fuente: Elaboración propia	18
Figura 4. Fotografía de la piscina. Fuente: Google	18
Figura 5. Primera planta. Fuente: Elaboración propia	19
Figura 6. Extracto de la factura de luz. Fuente: Emilio Fabregat.....	21
Figura 7. Consumo mensual de energía eléctrica en 2019. Fuente: Emilio Fabregat	22
Figura 8. Ejemplo de perfiles diarios de la demanda energética en distintas épocas del año. Fuente: Elaboración propia	23
Figura 9. Consumo de gas natural 2019. Fuente: Emilio Fabregat.....	23
Figura 10. Resultados iluminación actual pabellón. Fuente: DIALux	25
Figura 11. Distribución nueva LED pabellón. Fuente: DIALux	26
Figura 12. Resultados iluminación actual piscina. Fuente: DIALux	26
Figura 13. Resultados iluminación LED piscina. Fuente: DIALux	27
Figura 14. Flujo de efectivo - mejora luminarias LED. Fuente: Elaboración propia	30
Figura 15. Informe de producción fotovoltaica. Fuente: Global Solar Atlas	31
Figura 16. Valores estimados para la producción eléctrica solar 40 kW. Fuente: PVGIS	34
Figura 17. Producción FV mensual 40 kW. Fuente: PVGIS	34
Figura 18. Curva de rendimiento inversor. Fuente: Fronius	39
Figura 19. Ángulo óptimo. Fuente: PVSYST	40
Figura 20. Recorrido solar ($\beta = 35^\circ$, $\alpha = +20^\circ$). Fuente: PVSYST	40
Figura 21. Cálculo para obtener la distancia entre paneles. Fuente: PCT IDAE	41
Figura 22. Sombras causadas en las instalaciones. Fuente: Google Earth	42
Figura 23. Dimensionamiento PVSYST 40 kW. Fuente: PVSYST	43
Figura 24. Balance energético anual - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST.....	44
Figura 25. Balance energético anual - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST.....	45
Figura 26. Diagrama pérdidas - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST.....	45
Figura 27. PR instalación – alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST.....	46
Figura 28. Valores estimados para la producción eléctrica solar 100 kW. Fuente: PVGIS.....	47
Figura 29. Producción FV mensual 100 kW. Fuente: PVGIS	47
Figura 30. Pre dimensionamiento PVSYST – alternativa maximizar cubierta. Fuente: PVSYST	49
Figura 31. Balance energético anual - alternativa máx. cubierta. Fuente: PVSYST	50
Figura 32. Balance energético diario para cada época del año - alternativa máx. cubierta. Fuente: PVSYST	51
Figura 33. Diagrama de pérdidas - alternativa maximizar cubierta. Fuente: PVSYST	52
Figura 34. PR instalación máx. cubierta. Fuente: PVSYST	52
Figura 35. Flujo de efectivo 40 kW. Fuente: Elaboración propia	54
Figura 36. Flujo de efectivo 98,5 kW. Fuente: Elaboración propia	55
Figura 37. Conexión al inversor. Fuente: Elaboración propia	57
Figura 38. Instalación con interacumulador y caldera como apoyo auxiliar. Fuente: Guía Energía Solar ASIT	62
Figura 39. Horarios Zona Pabellón con observaciones. Fuente: Emilio Fabregat	63
Figura 40. Horarios Zona Piscina con observaciones. Fuente: Emilio Fabregat	64
Figura 41. Demanda ACS. Fuente: Elaboración propia	67
Figura 42. Aporte solar. Fuente: CHEQ4	78
Figura 43. Carga calorífica climatización de la piscina. Fuente: CHEQ4	78

Figura 44. Demanda energética ACS. Fuente: CHEQ4.....	79
Figura 45. Utilización ACSOL. Fuente: programa ACSOL.....	80
Figura 46. Resultados simulación ACS + piscina. Fuente: ACSOL.....	81
Figura 47. Solsticio de invierno. Fuente: IDAE.....	83
Figura 48. Representación cálculos separación colectores en cubierta inclinada. Fuente: Elaboración propia...	83
Figura 49. Representación cálculos separación colectores en cubierta plana. Fuente: Elaboración propia.....	84
Figura 50. Curva de congelación y densidad del propilenglicol en función de temperatura. Fuente: certificaciónenergética.info.....	85
Figura 51. Pérdidas por rozamiento para tuberías de cobre. Fuente: Manual Solar Térmica (Javier Cañada).....	86
Figura 52. Pérdidas de carga en el captador solar. Fuente: Ariston.....	87
Figura 53. Curva H-Q de la bomba hidráulica. Fuente: Saci pumps.....	88
Figura 54. Flujo de caja acumulado - Solar térmica. Fuente: Elaboración propia.....	91
Figura 55. Cálculo inclinación. Fuente: PCT IDAE (2011).....	111
Figura 56. Inclinación máx., mín. Fuente: PCT IDAE (2011).....	111
Figura 57. Cálculo inclinación óptima. Fuente: PCT IDAE (2011).....	112

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Espacios y usos del centro deportivo. Fuente: Elaboración propia.....	20
Tabla 2. Puntos de consumo de agua. Fuente: Elaboración propia.....	20
Tabla 3. Máximos picos de potencia registrados por el maxímetro. Fuente: Emilio Fabregat.....	21
Tabla 4. Consumo diario consumo eléctrico. Fuente: Elaboración propia.....	22
Tabla 5. Distribución de iluminarias. Fuente: Emilio Fabregat.....	24
Tabla 6. Ahorro económico-término potencia. Fuente: Factura del complejo deportivo.....	28
Tabla 7. Ahorro energético luminarias. Fuente: Elaboración propia.....	28
Tabla 8. Ahorro económico-término energía. Fuente: Elaboración propia.....	28
Tabla 9. Balance mejor LED primer año. Fuente: Elaboración propia.....	29
Tabla 10. Valor actual neto - mejora LED. Fuente: Elaboración propia.....	29
Tabla 11. Comparativa de precio y rendimiento de módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.....	32
Tabla 12. Características del módulo FV. Fuente: Canadian Solar.....	35
Tabla 13. Características módulo FV corregidas. Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 14. Características del inversor. Fuente: Fronius.....	37
Tabla 15. Comprobaciones para el funcionamiento del inversor. Fuente: Elaboración propia.....	39
Tabla 16. Resumen de restricciones para el diseño del sistema FV. Fuente: Elaboración propia.....	40
Tabla 17. Dimensiones módulo fotovoltaico. Fuente: Canadian Solar.....	41
Tabla 18. Resumen restricciones para el dimensionado. Fuente: Elaboración propia.....	48
Tabla 19. Flujo de caja 40 kW. Fuente: Elaboración propia.....	53
Tabla 20. Flujo de caja 98 kW. Fuente: Elaboración propia.....	53
Tabla 21. Flujo de caja 40 kW. Fuente: Elaboración propia.....	54
Tabla 22. Flujo de caja 98 kW. Fuente: Elaboración propia.....	54
Tabla 23. Corrientes de entrada CC del inversor. Fuente: Fronius.....	57
Tabla 24. Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos. Fuente: UNE EN 50618.....	58
Tabla 25. Factores de conversión de la intensidad admisible para diferentes temperaturas. Fuente: UNE EN 50618.....	58
Tabla 26. Factores de reducción para usarse con las corrientes admisibles. Fuente: UNE HD 60364.....	59

Tabla 27. Métodos de instalación para la determinar corrientes admisibles. Fuente: UNE HD 60364-5-52.....	60
Tabla 28. Intensidad máxima admisible para cada sección. Fuente: UNE HD 60364-5-52.....	61
Tabla 29. Nº de usuarios que utilizan diariamente las instalaciones de ACS en la zona Pabellón. Fuente:	
Elaboración propia	64
Tabla 30. Nº de usuarios que utilizan diariamente las instalaciones de ACS en la zona Piscina. Fuente:	
Elaboración propia	65
Tabla 31. Demanda orientativa de ACS para usos distintos del residencial privado. Fuente: Anexo F - HE4.....	66
Tabla 32. Temperatura diaria media mensual del agua de la red. Fuente: Anexo G - HE4.....	66
Tabla 33. Demanda energética ACS. Fuente: Elaboración propia.....	67
Tabla 34. Temperatura ambiente media Castellón. Fuente: Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto	69
Tabla 35. Resumen de las pérdidas en el mantenimiento de la temperatura de piscina. Fuente: Elaboración propia	70
Tabla 36. Irradiación corregida e irradiancia diaria. Fuente: Elaboración propia	73
Tabla 37. Parámetros técnicos captadores termosolares. Fuente: Fichas técnicas de los fabricantes	74
Tabla 38. Comparativa del rendimiento de captadores termosolares. Fuente: Elaboración propia	74
Tabla 39. Características del colector solar térmico. Fuente: Ariston.....	74
Tabla 40. Parámetros técnicos del colector solar. Fuente: Ariston	75
Tabla 41. Cálculo método f-chart. Fuente: Elaboración propia	77
Tabla 42. Porcentaje de ocupación mensual. Fuente: Elaboración propia	79
Tabla 43. Resultados simulación ACS + piscina. Fuente: ACSOL	80
Tabla 44. Comparativa fracción solar de los métodos de cálculo. Fuente: Elaboración propia	82
Tabla 45. Cálculo de las pérdidas de carga en el circuito primario. Fuente: Elaboración propia.....	87
Tabla 46. Pérdidas circuito primario. Fuente: Elaboración propia	88
Tabla 47. Volumen del circuito primario. Fuente: Elaboración propia	89
Tabla 48. Flujo de caja solar térmica. Fuente: Elaboración propia	90
Tabla 49. VAN instalación solar térmica. Fuente: Elaboración propia	91

MEMORIA

1 Objetivo del TFG

El objetivo de este TFG es dimensionar una instalación fotovoltaica y una instalación solar térmica para Agua Caliente Sanitaria (ACS) y piscina climatizada, ambas situadas en la cubierta del complejo deportivo Emilio Fabregat, ubicado en la calle Sebastián Elcano del Grao de Castellón.

Objetivos específicos del proyecto:

- I. Analizar la actual situación del complejo deportivo: una descripción del edificio y el actual consumo energético. La descripción del edificio detalla las distintas zonas del centro, con sus respectivos usos y tamaños. Respecto al consumo energético, se analizan las facturas del año anterior y las actuales tarifas contratadas.
- II. Evaluar la posible disminución en la potencia eléctrica contratada por el complejo deportivo gracias a la instalación de nuevas luminarias LED.
- III. Analizar dos alternativas para el diseño de la instalación solar fotovoltaica:
 - Limitar la potencia pico fotovoltaica a la potencia eléctrica contratada.
 - Utilizar la máxima superficie posible de la cubierta (sin exceder los 100 kW permitidos para compensar con excedentes, según el Real Decreto 244/2019 sobre la Instalación de producción de pequeña potencia).

El diseño de la instalación fotovoltaica incluye la elección del módulo fotovoltaico, elección del inversor, dimensionado de la instalación (número, disposición y potencia de los paneles), y el dimensionado del cableado de la parte de corriente continua.

- IV. Diseñar la instalación termosolar a baja temperatura:
 - o Análisis de las necesidades de Agua Caliente Sanitaria y de climatización de la piscina del complejo deportivo.
 - o Dimensionamiento de la instalación de ACS y climatización de la piscina, centrado en el cálculo de la superficie de captación y en circuito hidráulico a instalar.
- V. Analizar la viabilidad económica de cada instalación estudiada, en el que se analizan los valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Valor Actual Neto (VAN). Para cada propuesta se realiza un presupuesto detallado, con precios descompuestos y unidades de obra.

2 Justificación del TFG: Plan Integrado de Energías Renovables 2021-2030

En el Acuerdo de París para el cambio climático (2015) se propusieron medidas y objetivos para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en los próximos años y así tratar de frenar el cambio climático y el aumento de la temperatura del planeta.

Siguiendo esta línea y en consonancia con el Acuerdo de París, España ha elaborado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Este plan define los objetivos de reducción de GEI, de aumento de energías renovables y de mejora en la eficiencia energética. Este plan plantea como principales objetivos reducir un 23% las emisiones de GEI para el año 2030, y duplicar la producción de energía con fuentes renovables al 42% de la energía que se consume en España (20% actualmente). En el sector eléctrico se espera que las energías renovables representen un 74% del total para 2030, apostando por el 100% en 2050.

Con este nuevo plan España, cumple el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo en el cual se detalla el objetivo de la “Unión de la Energía”. Este objetivo se basa en proporcionar energía asequible para las empresas y consumidores, asegurar el abastecimiento en todos los países de la UE, promover un uso racional de la energía a través de la eficiencia energética, y fomentar la investigación e inversión en energías verdes para luchar contra el cambio climático. Además, cabe mencionar que España es el país europeo con más radiación solar, es por ello por lo que se debe tratar de explotar esta fuente de energía.

Los centros deportivos son lugares con altos consumos energéticos y muy frecuentados en las ciudades. Muchos cuentan con tecnología obsoleta y con un consumo muy por encima de lo que deberían tener con el uso de técnicas actuales. En este sector, la eficiencia energética es esencial para mantener los consumos de calefacción y electricidad lo más bajos posibles.

Además, la mayoría de los complejos deportivos son similares, por lo que las mismas mejoras de eficiencia son de aplicación en la mayoría de centros.

3 Normativa y legislación aplicable

En el presente TFG se tiene en cuenta las siguientes normativas:

- Código Técnico de la Edificación- HE4 (20 diciembre 2019)
- Real Decreto 244/2019 del 5 de abril - Normativa de autoconsumo
- Real Decreto 1699/2011 del 18 de noviembre - Instalación de producción de pequeña potencia
- Reglamento De Baja Tensión BT-40/2013
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio – Se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
- Real Decreto 238/2013 del 5 de abril – Se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) aprobado por Real Decreto 1027/2007
- Decreto 85/2018, de 22 de julio, del Consell - Criterios higiénico-sanitarios aplicables a las piscinas de uso público
- Norma UNE-EN 12193/2020 - Iluminación en instalaciones deportivas
- Norma UNE-EN 50618/2015 - Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos
- Norma UNE-HD 60364/2014 - Instalaciones eléctricas de baja tensión: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- Norma UNE-HD 60364-7-712/2017 - Instalaciones eléctricas de baja tensión: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- Norma UNE 100155/2004. Climatización. Diseño y cálculo de sistemas de expansión
- Norma UNE-EN 60269-6/2012. Fusibles de baja tensión

4 Contexto

4.1 Eficiencia energética en centros deportivos

Los complejos deportivos son establecimientos que permanecen en funcionamiento gran parte del día para prestar servicio a los usuarios y ello conlleva un elevado consumo energético. En general, los sistemas con mayor consumo son los de climatización, deshumidificación, Agua Caliente Sanitaria e iluminación.

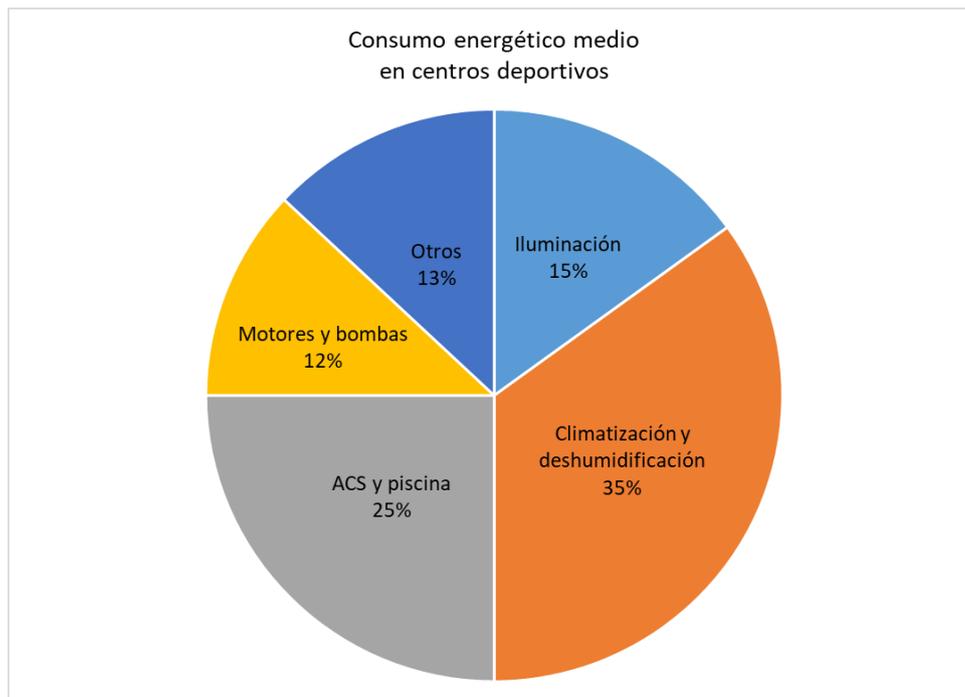


Figura 1. Distribución del consumo en centros deportivos. Fuente: Guía eficiencia energética en centros deportivos Madrid

En la Figura 1 se observa que el 75% del consumo energético de los centros deportivos se debe a:

- I. Climatización y deshumidificación (35%).
- II. ACS y piscina (25%).
- III. Iluminación (15%).

Los consumos se pueden optimizar de varias formas:

- Una correcta revisión de la tarifa contratada para reducir el término de potencia.
- Mejorar la propia instalación, identificando puntos de mejora y estableciendo nuevas opciones que conlleven a la optimización de la eficiencia energética del edificio.

A continuación, se analizan los principales consumos y las posibles mejoras de eficiencia energética que se pueden aplicar.

I. Climatización

La climatización en los centros deportivos representa la mayor parte del consumo energético, especialmente si se cuenta con una piscina climatizada donde hay que mantener el ambiente a una temperatura de confort. Para reducir este consumo es determinante la orientación y los materiales constructivos del edificio para así obtener el máximo aislamiento posible.

La climatización normalmente se realiza mediante calderas y quemadores que puede que estén obsoletos, es por ello por lo que se debe tratar de optimizar o sustituir estos equipos frecuentemente. En la actualidad las calderas de gas natural son mucho más eficientes que las calderas convencionales. Otra opción de climatización son las bombas de calor, que son más eficientes, aunque el coste de la electricidad es un poco más elevado que el del gas.

II. Agua Caliente Sanitaria

Las necesidades de agua caliente sanitaria constituyen una gran parte del consumo energético junto con la climatización. Su producción se realiza generalmente con calderas de agua caliente y es aconsejable que la temperatura de almacenamiento no sea inferior a los 60°C dado que podrían proliferar bacterias como la legionela. Para reducir el consumo de gas en este apartado, se puede actuar de varias formas. Una posibilidad es reducir el consumo de agua en las duchas, esto puede realizarse trabajando con presiones moderadas en los puntos de consumo, con reguladores de caudal, etc... Otra solución es sustituir este consumo de gas por energía solar térmica a baja temperatura, que proporcione una mayor eficiencia y sea capaz de satisfacer las necesidades del centro deportivo.

III. Iluminación

La iluminación en un centro deportivo es muy importante para propiciar la correcta práctica del deporte, sin llegar a deslumbrar al espectador. Estos aspectos están regidos por la norma UNE-EN 12193/2020 de iluminación en instalaciones deportivas. En ella se establece la cantidad de lúmenes por metro cuadrado requeridos por tipo de actividad. Un aspecto crucial que afecta a la eficiencia energética en la iluminación del complejo deportivo es el tipo de luminarias que se emplean. Actualmente se pueden lograr grandes reducciones de consumo sustituyendo las luminarias obsoletas por nuevas luminarias LED dado al desarrollo de esta tecnología.

En conclusión, se puede afirmar que gran parte del consumo energético de un centro deportivo se concentra en la energía térmica necesaria para satisfacer las necesidades de confort del usuario. Para reducir este consumo pueden implementarse técnicas desarrolladas tecnológicamente y de mayor eficiencia energética; como son la energía aerotérmica, geotérmica y la energía termosolar. En ellas se busca reducir el consumo térmico con un aprovechamiento del calor del aire, del suelo y de la radiación solar, respectivamente. Por último, el consumo eléctrico en los centros deportivos puede reducirse con la instalación de dispositivos de menor potencia y con el uso de energías renovables, como es el caso de la energía solar fotovoltaica.

4.2 Energías renovables en instalaciones deportivas

Los centros deportivos, además de ser susceptibles a mejoras de eficiencia energética, también resultan interesantes para la implantación de aplicaciones de energías verdes. En general las instalaciones de energías renovable no contribuyen al ahorro energético, sino más bien al económico. Es decir, la energía demandada por el complejo permanece constante, mientras que la manera de obtenerla es lo que cambia sustancialmente.

La gran mayoría de los centros deportivos tienen la principal característica de ser edificaciones amplias de gran superficie. Esta amplitud hace que los edificios colindantes se ubiquen a una distancia que permita a los rayos solares alcanzar gran parte de la superficie del complejo. Por ello, la aplicación de la energía solar como fuente energética resulta muy atractiva, dado el alto rendimiento que se puede alcanzar.

Los mayores consumos de energía, identificados anteriormente, provienen de la climatización, agua caliente sanitaria e iluminación. Por tanto, la mayor parte de demanda energética de los centros deportivos se basan en la energía térmica y en la eléctrica. En la actualidad existen varias tecnologías con las que obtener energía térmica y eléctrica a través de la radiación solar.

En el caso de la energía térmica, aplicaciones como la tecnología termosolar pueden ser de utilidad. Esta tecnología se basa en el aprovechamiento del calor proveniente de los rayos solares para calentar un fluido que fluye a través de unos colectores. Puede ser de aplicación para satisfacer las necesidades de calefacción, climatización e incluso agua caliente sanitaria. También existen variantes de esta energía para temperaturas más elevadas con las que se puede generar electricidad mediante turbinas vapor, como centrales solares de torre o colectores cilindro-parabólicos. No obstante, son instalaciones de gran tamaño destinadas a otros fines.

Para el caso de la energía eléctrica, la solución más popular suele ser la energía solar fotovoltaica. A diferencia de la energía solar térmica, se utiliza la energía proveniente de los rayos solares para convertirla en electricidad gracias al material semiconductor de la célula fotovoltaica. Es una alternativa que puede servir como sistema de autoconsumo, consiguiendo reducir considerablemente la factura eléctrica de la distribuidora. Además, suele presentar buenos resultados de rentabilidad.

En conclusión, la actual dependencia de los combustibles fósiles es muy elevada en todo el planeta. El aumento de precio, unido de la volatilidad que presentan, ha incentivado a muchos usuarios a implantar energías renovables que no solamente aportan al desarrollo sostenible, sino también una solución económica.

5 Descripción de las instalaciones

5.1 Ubicación Geográfica

El complejo deportivo objeto de este TFG se sitúa en la calle San Sebastián Elcano s/n, Grao de Castellón, provincia de Castellón. Está ubicado en las siguientes coordenadas: 39°58'36.7"N, 0°00'53.5"E, a una altitud de 7 m.

El edificio colinda con un grupo de adosados en la parte norte y con una plaza al este, que separa el pabellón del centro de salud de la zona (Figura 2). En el lado contrario a las vías ferroviarias se encuentra una plaza de nueva construcción que no aparece en el plano. En cuanto a las pérdidas por sombras, la ubicación es ideal para la instalación de sistemas de aprovechamiento solar, ya que no existen edificaciones de altura relevante en la orientación sur del polideportivo.



Figura 2. Distribución de los edificios. Fuente: Google Earth

5.2 Descripción del edificio

El complejo deportivo se compone en dos bloques: el pabellón, donde se practican deportes como fútbol sala, gimnasia artística y demás actividades aeróbicas; y la piscina climatizada donde se realizan clases de natación, waterpolo y diversas actividades acuáticas.

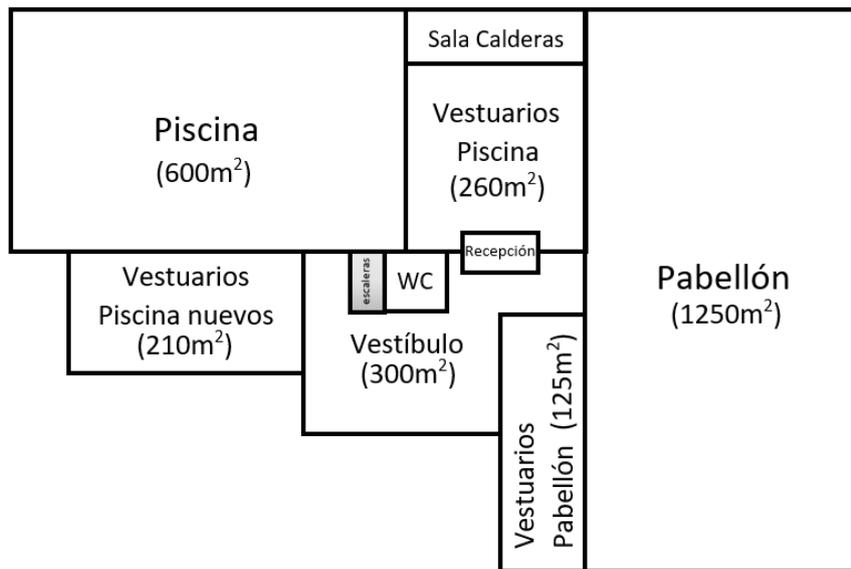


Figura 3. Planta Baja. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3 se observa que el edificio dispone de un vestíbulo de 300 m² de superficie a través del cual se accede a todas las instalaciones del polideportivo. En el vestíbulo se encuentra la recepción de 5 m², un pequeño aseo de uso público y los tornos para acceder a los vestuarios de la piscina y del pabellón (previa identificación con lector de tarjeta). Únicamente los socios pueden utilizar los vestuarios.

El pabellón tiene una superficie total de 1250 m² (50 x 25) y aloja una pista para fútbol sala o balonmano, la cual puede convertirse en dos pistas independientes de baloncesto, vóley, bádminton, etc... La pista actualmente está iluminada con focos halógenos. El acceso al pabellón puede realizarse por el vestíbulo o desde los vestuarios para los socios.



Figura 4. Fotografía de la piscina. Fuente: Google

El recinto de la piscina cubierta tiene una superficie de 600 m² (30 x 20), está climatizado con un sistema de calefacción e iluminado con focos halógenos. Solo se puede acceder a la piscina a través de sus vestuarios. La piscina tiene unas dimensiones de 25 x 12,5 m (312,5 m²) y dispone de 6 calles de 2

m de ancho con profundidades comprendidas entre 1,20 y 1,80 m, equivaliendo a un vaso de 460 m³ (Figura 4).

El circuito secundario de la piscina dispone de una bomba hidráulica de Q=5 m³/h y 0,3 kW de potencia. Y otra de Q=140 m³/h y 10 kW para el llenado de la piscina con agua fría. La piscina dispone de un rebosadero perimetral de filtración inversa. Además, dispone de una bomba barredera, una bomba dosificadora de pH y otra de floculante.

El circuito secundario de ACS está compuesto por una bomba 'Grundfos 4ap 63-2' de Q=6 m³/h y 0,25 kW; una bomba de distribución 'Star 725/6' de 99 W; y una bomba de recirculación 'Grundfos UP 20-30 N150' de 0,31 kW.

El calentamiento del agua se efectúa mediante una caldera centralizada de gas natural 'Lamborghini Caloreclima (modelo: 1055)' y un quemador 'Lamborghini 70PM/WE' de 350-750 kW de potencia. Todos los componentes descritos se ubican en la sala de calderas.

En el almacén se guarda todo tipo de material que es utilizado en actividades de gimnasia, baloncesto etc... El acceso al almacén es por el pabellón o desde el exterior de las instalaciones.

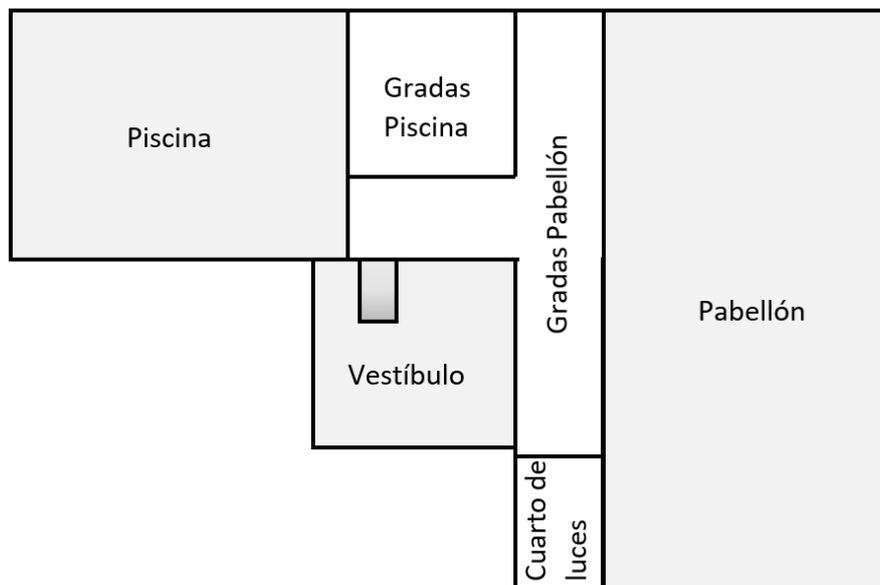


Figura 5. Primera planta. Fuente: Elaboración propia

Las escaleras del vestíbulo conectan con las gradass situadas en la primera planta, formándose un balcón sobre el vestíbulo y compartiendo el mismo espacio con éste. El cuarto de luces aloja el cuadro general de la instalación eléctrica, accediéndose a este por la parte posterior de las gradass del pabellón (Figura 5).

Las gradass de la piscina están separadas del recinto que ocupa el vestíbulo mediante una cristalera. De esta manera se evita que la humedad afecte al vestíbulo y al pabellón. En cambio, las gradass del pabellón no se encuentran separadas del vestíbulo.

En la Tabla 1 se resumen los espacios descritos, sus correspondientes usos y tamaños.

Tabla 1. Espacios y usos del centro deportivo. Fuente: Elaboración propia

ESPACIOS	USOS	TAMAÑO
Pabellón	Se realizan las actividades de gimnasia, baloncesto y fútbol sala. Gradas en 1ª planta.	1250 m ²
Piscina	Se llevan a cabo los cursos de natación. Gradas en 1ª planta.	600 m ²
Vestíbulo	Entrada al centro deportivo. Las barreras de acceso a los vestuarios y las escaleras a las gradas se encuentran en este espacio.	300 m ²
Recepción	Área administrativa del centro	
Vestuarios piscina	Antiguos vestuarios de la piscina, actualmente sirven de apoyo cuando el aforo aumenta	260 m ²
Vestuarios nuevos	Nueva ampliación que se realizó para poder dar servicio a todos los socios del centro deportivo	210 m ²
Vestuarios pabellón	Vestuarios utilizados por los socios que prestan uso del pabellón polideportivo	125 m ²
Sala de calderas	Alberga todos los componentes que generan la energía térmica: caldera, quemador, sistema de distribución, válvulas de seguridad....	30 m ²
Cuarto de luces	Se encuentra el C.G.B.T. y se controlan de todas las luminarias de las instalaciones.	20 m ²
Almacén	Se utiliza para guardar el material deportivo del pabellón	9 m ²

La cubierta del pabellón tiene unas dimensiones de 30 m de ancho, 50 m de largo y 10 m de alto. La cumbrera se orienta en dirección N-S.

Las dimensiones de la cubierta de la piscina son de 20 m de ancho, 38 m de largo y 6 m de altura; tejado con menos altura que el pabellón. La cumbrera está orientada en dirección E-O.

Los puntos de consumo de ACS están distribuidos en tres vestuarios diferentes tal y como se observa en la Figura 3. El vestuario nuevo es el más frecuentado por los nadadores. No obstante, en ocasiones se hace uso de los antiguos vestuarios que actualmente sirven de refuerzo. En la Tabla 2 se listan las zonas con puntos de consumo de agua de red.

Tabla 2. Puntos de consumo de agua. Fuente: Elaboración propia

ZONA PABELLÓN	
Vestuario 1	3 duchas , 2 lavabos, WC
Vestuario 2	3 duchas , 2 lavabos, WC
Vestuario 3	3 duchas , 2 lavabos
Vestuario 4	3 duchas , 2 lavabos
Común	1 lavabo, 3 WC
ZONA PISCINA	
Vestuarios nuevos	
Vestuario 1 (nuevo)	6 duchas , 1 lavabo, WC
Vestuario 2 (nuevo)	6 duchas , 1 lavabo, WC
Vestuarios antiguos	
Vestuario 3 (árbitro)	1 ducha , 1 lavabo, WC
Vestuario 4 (refuerzo)	3 duchas , 3 lavabos, WC
Vestuario 5 (refuerzo)	3 duchas , 3 lavabos, WC
Vestuario 6 (discapacitados)	1 ducha , 1 lavabo, WC
ÁREAS COMUNES	
	4 WC, 1 lavabo, 2 urinarios

5.3 Consumos

5.3.1 Consumo de energía eléctrica

Actualmente el complejo deportivo tiene contratada la tarifa de acceso 3.0A con una potencia de 50 kW (Figura 6). Esta tarifa es muy frecuente en medianas empresas y edificios públicos que requieren de un suministro ininterrumpido de baja tensión a una potencia superior a los 15 kW e inferior a los 100 kW. Se establecen tres tramos de facturación: punta, llano y valle. Cada tramo tiene un distinto término de potencia y de consumo, siendo las horas punta las más costosas y las horas valle las más económicas.

Tarifa Acceso: 30A
Potencia(s): 50 kW, 50 kW, 50 kW

Figura 6. Extracto de la factura de luz. Fuente: Emilio Fabregat

Los consumos por tramos horarios en el año 2019 son los siguientes:

- Horas punta (P1) = **36.407 kWh (18%)**
- Horas llano (P2) = **102.730 kWh (50%)**
- Horas valle (P3) = **65.810 kWh (32%)**

lo que supone un consumo total de **205 MWh/año** y un coste de **34.049,86 €** (IVA incluido).

La facturación de la potencia viene determinada por la lectura del máxímetro de la instalación, es decir, si se demanda una potencia superior al 105% de la contratada, se factura la potencia que se ha contratado y, además, el doble de la diferencia entre la demandada y la contratada. De manera análoga, si se demanda una potencia inferior se resta a la factura la diferencia. Así se consigue que no haya un corte del suministro eléctrico y las instalaciones puedan funcionar ininterrumpidamente.

Los máximos picos de potencia registrados por el máxímetro y la potencia facturada durante cada mes se obtienen en la factura proporcionada por el complejo deportivo (Tabla 3).

Tabla 3. Máximos picos de potencia registrados por el máxímetro. Fuente: Emilio Fabregat

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Lectura máxímetro (kW)	39	41	43	40	34	35	30	30	34	28	36	38
Potencia facturada (kW)	40,3	43,65	43,65	40,3	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	39,15

En Tabla 3 se tiene que la máxima potencia facturada es de 43,65 kW, en los meses de febrero y marzo.

En la Figura 7 se observa que el consumo eléctrico disminuye sustancialmente durante los meses de verano, debido a la mayor iluminación natural que entra a través de las cristaleras. En el mes de septiembre el consumo disminuye más, ya que la piscina del complejo deportivo se encuentra cerrada durante tres semanas para su mantenimiento. Durante diciembre y enero no se produce un consumo tan elevado como en los meses de noviembre y febrero debido a que las instalaciones deportivas cierran durante las navidades, reduciendo notablemente el consumo eléctrico.

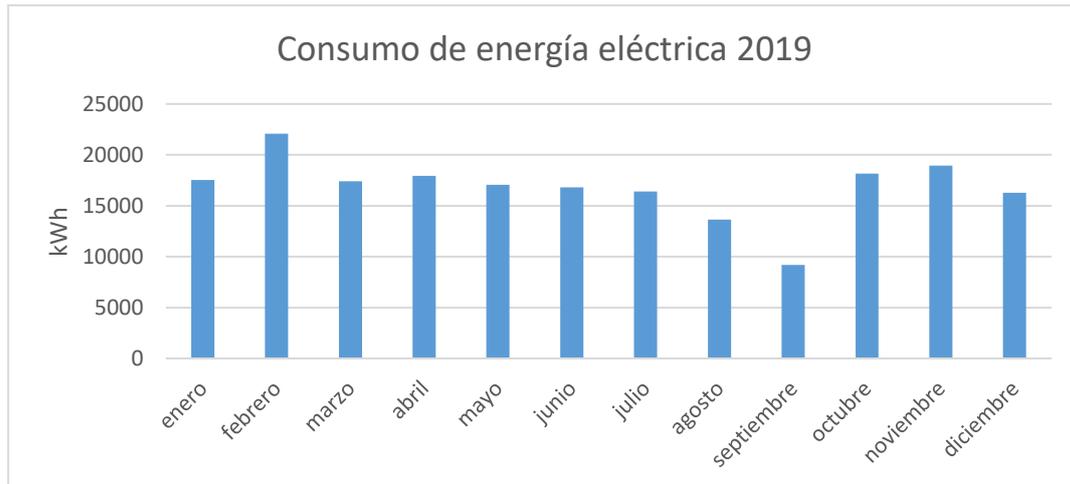


Figura 7. Consumo mensual de energía eléctrica en 2019. Fuente: Emilio Fabregat

A continuación, se realiza una aproximación del perfil de consumo diario:

El perfil de consumo medio diario se obtiene dividiendo el consumo mensual entre los días laborales. Posteriormente, se hace una estimación horaria en la que se tiene que por la mañana (9:00-17:00) el centro trabaja al 70% de su capacidad, mientras que por la tarde (17:00-23:00) trabaja al 100%. Esto es debido a que el pabellón concentra su actividad principalmente en horario de tardes. Con la expresión 1 se calcula el consumo diario aproximado para cada época del año en la Tabla 4.

$$\text{Consumo diario} = \text{Consumo}_{\text{Mañanas}} * 8 \text{ horas} + \text{Consumo}_{\text{Tardes}} * 6 \text{ horas} \quad 1)$$

$$\text{Consumo}_{\text{Mañanas}} = 0,7 * \text{Consumo}_{\text{Tardes}}$$

Tabla 4. Consumo diario consumo eléctrico. Fuente: Elaboración propia

	Energía consumida (kWh/mes)	Días laborables	Energía consumida en un día laborable medio(kWh/día)	Consumo mañanas 9h-17h (kWh)	Consumo tardes 17h-23h (kWh)
enero	17521	19	922,16	55,65	79,50
febrero	22067	20	1103,35	66,58	95,12
marzo	17406	20	870,30	52,52	75,03
abril	17952	21	854,86	51,59	73,69
mayo	17064	22	775,64	46,81	66,87
junio	16816	20	840,80	50,74	72,48
julio	16397	21	780,81	47,12	67,31
agosto	13655	22	620,68	37,45	53,51
septiembre	9180	6	1530,00	92,33	131,90
octubre	18142	21	863,90	52,13	74,47
noviembre	18937	20	946,85	57,14	81,63
diciembre	16276	18	904,22	54,57	77,95

A continuación, en la Figura 8 se representa como ejemplo un día laborable de febrero y agosto:

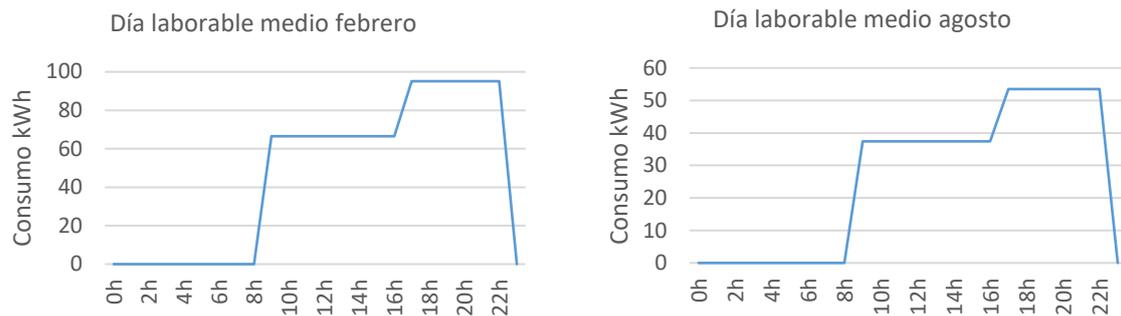


Figura 8. Ejemplo de perfiles diarios de la demanda energética en distintas épocas del año. Fuente: Elaboración propia

5.3.2 Consumo de gas natural

El consumo de gas natural se divide en el consumo energético del conjunto del Agua Caliente Sanitaria (ACS), la climatización de la piscina cubierta y el consumo en calefacción en todo el complejo deportivo.

El centro deportivo tiene contratada la tarifa de acceso Gas 3.4. De la factura se identifica el **término de potencia** de 2,66 €/día, el **término variable** de 0,0397 €/kWh y el **impuesto a hidrocarburos** de 0,00234 €/kWh. Además, incluye un **término para el alquiler de material** que es de 0,6 €/día. La expresión 2 sirve para obtener el coste económico del consumo de gas.

$$\text{Precio gas natural} = (T_{\text{potencia}} + T_{\text{alquiler}}) \cdot \text{dia} + (T_{\text{variable}} + \text{impuesto}_{HC}) \cdot \text{consumo kWh} \quad 2)$$

En 2019, el consumo anual de gas fue de 871.361 kWh/año, lo que supuso un coste de 43.816,90 € (IVA incluido).

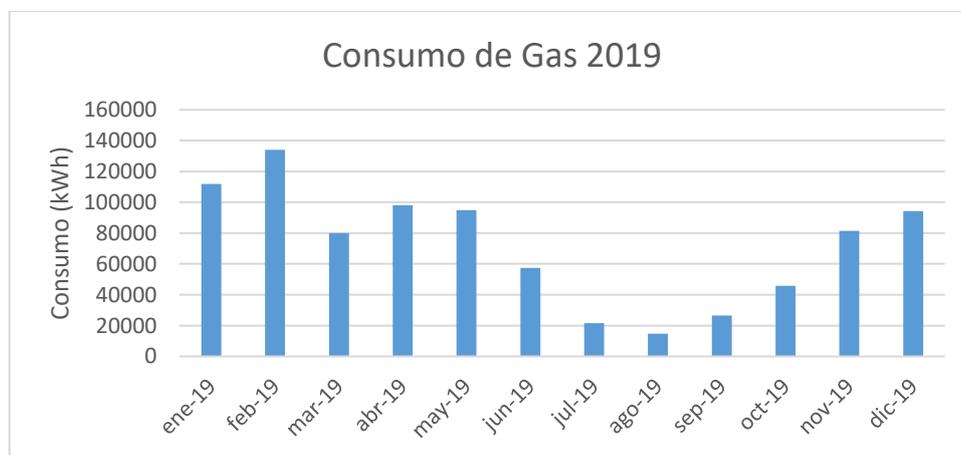


Figura 9. Consumo de gas natural 2019. Fuente: Emilio Fabregat

En de la Figura 9 se observa que en los meses de invierno el consumo de gas incrementa drásticamente. Esto es debido a la necesidad de incrementar el aporte térmico en épocas en las que la diferencia de temperatura con el exterior es más elevada. Durante el verano la temperatura de la región aumenta y deja de ser tan necesaria la climatización.

6 Cálculo y propuesta de mejora en iluminación

En el apartado de consumo eléctrico se ha comprobado que en los meses de invierno el maxímetro registra los mayores picos de potencia, llegando a picos de facturación de 43,65 kW (Tabla 3). Partiendo de estos datos, el objetivo es diseñar una instalación fotovoltaica de 45 kWp para cubrir la mayor parte de la demanda eléctrica del complejo deportivo. No obstante, se estudia una posible disminución de potencia en las instalaciones antes de abordar el cálculo de la instalación fotovoltaica.

Para disminuir la máxima potencia facturada, se realiza un estudio de la iluminación actual para determinar en qué zonas se puede reducir el consumo con la utilización de luminarias más eficientes, como la tecnología LED. Según los datos proporcionados por la dirección del complejo deportivo, en el año 2017 se sustituyeron las bombillas halógenas en los vestuarios de la piscina y en las zonas comunes por luminarias LED. Con esta mejora se redujo sustancialmente la potencia máxima contratada y el consumo energético mensual. No obstante, esta mejora no se llevó a cabo ni en la zona de la piscina ni del pabellón (pista y vestuarios). Lo único que se realizó en los vestuarios del pabellón fue la retirada de uno de los tubos fluorescentes de los dos que almacenaba la pantalla.

Tabla 5. Distribución de iluminarias. Fuente: Emilio Fabregat

ZONAS COMUNES		Potencia total
Vestíbulo	24 LED 15W	360 W
Recepción	2 LED 15W	30 W
Sala Calderas	2 LED 15W	30 W
	Total zonas comunes	420 W
ZONA PABELLÓN		
Pabellón pista	5 filas de 3 halógenos 425W	6375W
Vestuario 1	3 tubos fluorescentes 36W	108 W
Vestuario 2	3 tubos fluorescentes 36W	108 W
Vestuario 3	3 tubos fluorescentes 36W	108 W
Vestuario 4	3 tubos fluorescentes 36W	108 W
Pasillo	7 tubos fluorescentes 36W	252 W
	Total zona del pabellón	7059 W
ZONA PISCINA		
Vestuario 1 (nuevo)	8 tubos LED 15W	120 W
Vestuario 2 (nuevo)	4 tubos LED 15W	60 W
Pasillo vestuarios nuevos	8 tubos LED 15W	120 W
Vestuario 3 (antiguo)	4 LED 15W	60 W
Vestuario 4 (antiguo)	4 LED 15W	60 W
Vestuario 5 (árbitro)	2 LED 15W	30 W
Vestuario 6 (minusválidos)	1 LED 15W	15 W
Sala rehabilitación	4 LED 15W	60 W
Pasillo principal viejo	6 LED 15W	90 W
Piscina	11 focos halógenos 428W	4708 W
	Total zona de la piscina	5323 W
TOTAL POTENCIA LUMINARIAS		12,8 kW

A partir de la Tabla 5, se obtiene que la potencia total instalada en luminarias es de 12,8 kW: 7,06 kW en la zona del pabellón, 5,3 kW en la piscina y 0,42 kW en zonas comunes. Se propone utilizar tecnología LED en todas las luminarias de las instalaciones. Para ello, se analizan las tres zonas que aún no disponen de este tipo de luminarias: vestuarios del pabellón, pista del pabellón y piscina.

6.1 Vestuarios Pabellón

Los 19 tubos fluorescentes de 36W/120cm se reemplazan por tubos LED de 18W/120cm. Con este cambio se consigue una mejor eficiencia lumínica: de 90 lm/W que tenían los antiguos tubos fluorescentes, a los 110 lm/W que proporcionan los nuevos tubos de tecnología LED. La disminución de potencia en los vestuarios del pabellón se calcula con la expresión 3.

$$\text{Potencia antigua} - \text{potencia nueva} = \text{diminución de potencia} \quad 3)$$

$$19 \cdot 36 \text{ W} - 19 \cdot 18 \text{ W} = 342 \text{ W}$$

6.2 Pista Pabellón

La iluminación actual de la pista del pabellón se caracteriza con el programa DIALux, considerando una distribución de 5 filas con 3 focos halógenos de 425 W cada una (Figura 10).

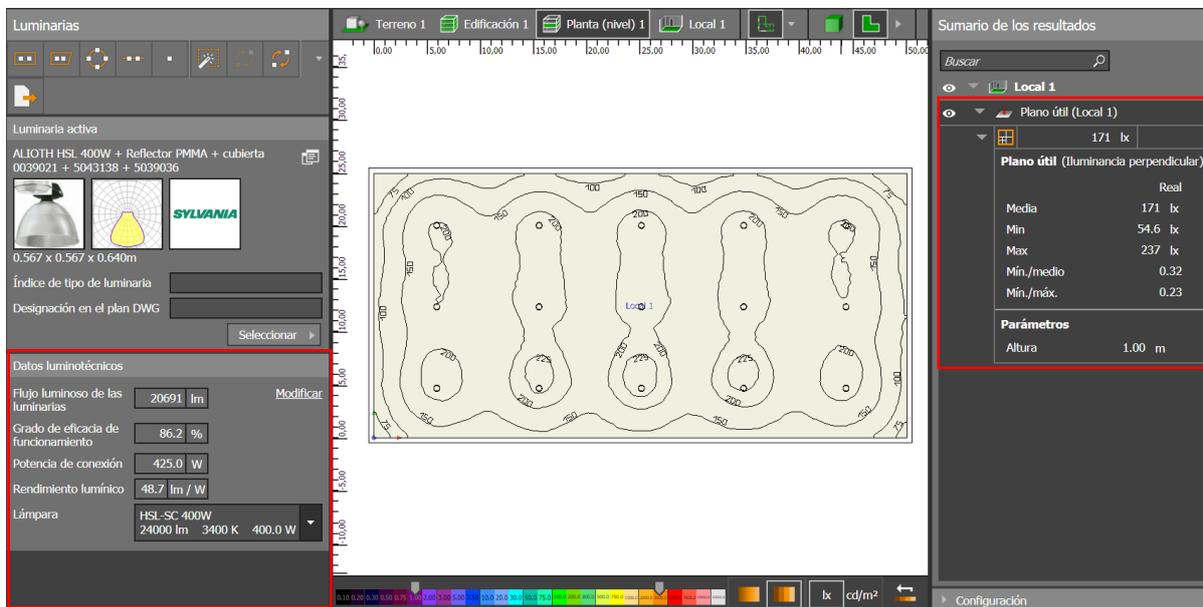


Figura 10. Resultados iluminación actual pabellón. Fuente: DIALux

De los resultados se obtiene un rendimiento lumínico de 49 lm/W y una iluminancia media en la pista del pabellón de 171 lux, siendo menor que la exigida según la norma UNE 12.193 de Iluminación en Instalaciones Deportivas. La Tabla A.2 y A.3 de la norma establece un mínimo de 200 lux en instalaciones interiores de competición local.

Se opta por reemplazar los actuales focos de 425 W por nuevos focos LED que tengan una mejor eficiencia lumínica, y se redistribuyen las luminarias para que se alcancen 200 lux (Figura 11).

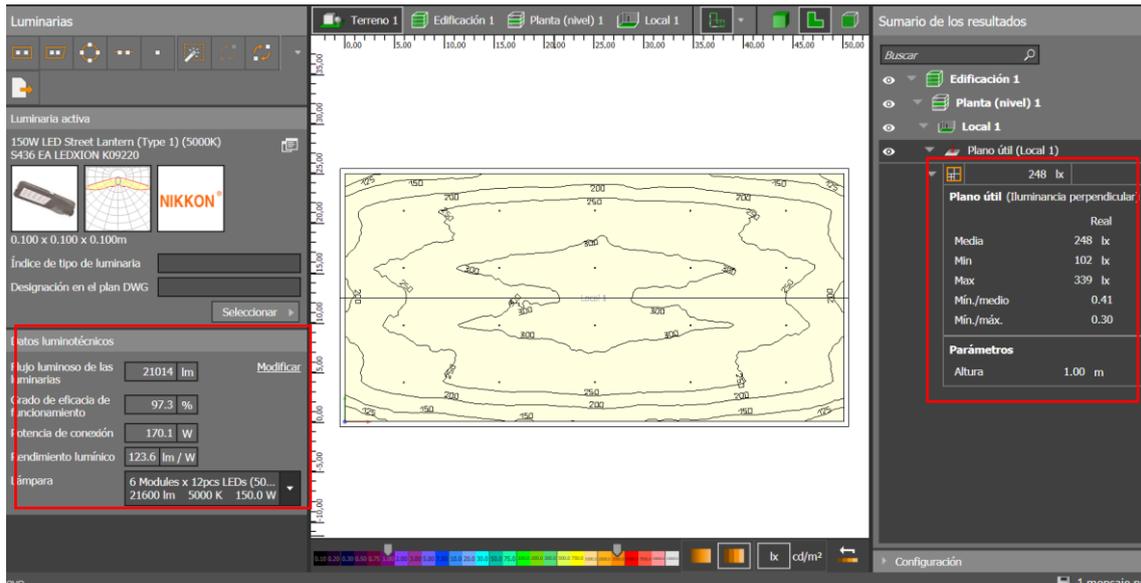


Figura 11. Distribución nueva LED pabellón. Fuente: DIALux

Con la distribución propuesta de **5 filas x 4 focos LED de 170 W**, se alcanzan los 200 lux en toda la pista. Los focos LED proporcionan un rendimiento lumínico de **124 lm/W**, más del doble que el original. Además, se consigue una **iluminación media de 248 lux**, superando los 200 lux en todo el campo de fútbol sala, y cumpliendo así la norma UNE 12.193 de Iluminación en Instalaciones Deportivas.

Con la expresión 4 se consigue calcular la disminución de potencia luminaria en la pista del pabellón.

$$Potencia\ antigua - potencia\ nueva = disminuci3n\ de\ potencia \tag{4}$$

$$3 \cdot 5 \cdot 425\ W - 4 \cdot 5 \cdot 170\ W = 2975\ W$$

6.3 Piscina

El diseño de la piscina se establece con sus correspondientes dimensiones, entradas de luz en cada uno de los costados y se sitúa la actual iluminación compuesta por focos de 400 W (Figura 12).

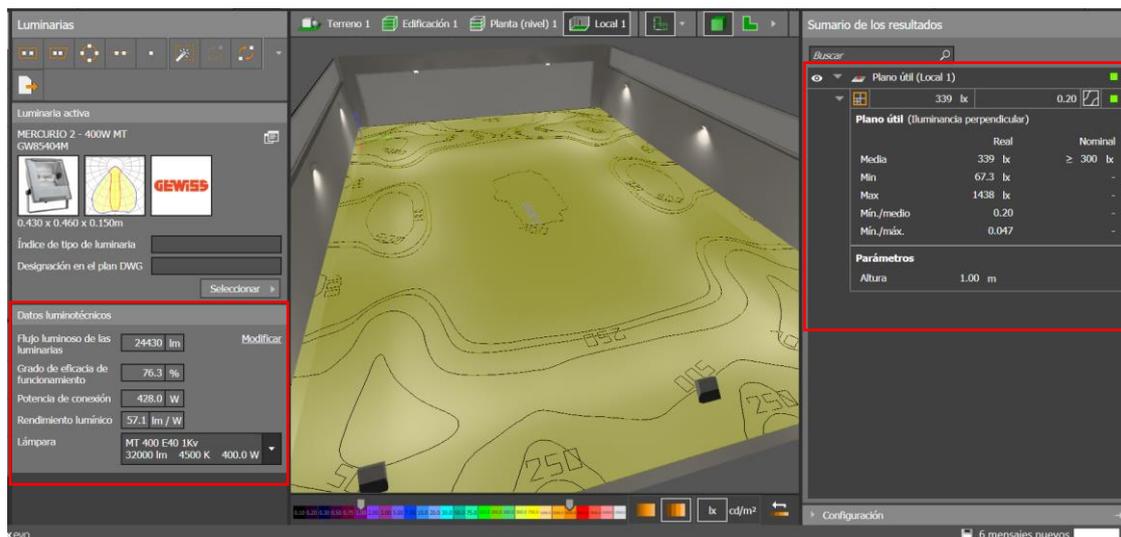


Figura 12. Resultados iluminación actual piscina. Fuente: DIALux

La distribución actual cuenta con tres focos de 428 W distribuidos en cada pared, excepto en la pared oeste de la piscina donde únicamente hay dos focos. Actualmente se cumple la norma UNE 12.193 de Iluminación en Instalaciones Deportivas, ya que se alcanzan los 300 lux requeridos para piscinas interiores. No obstante, se propone una solución para reducir la potencia y seguir cumpliendo con los requisitos establecidos por la normativa.

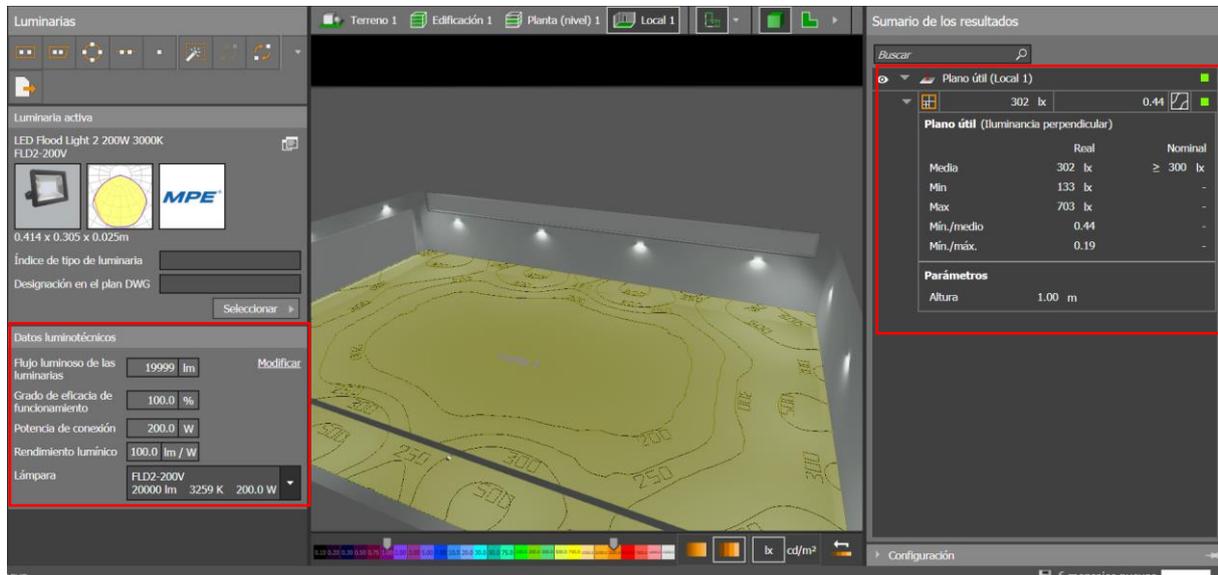


Figura 13. Resultados iluminación LED piscina. Fuente: DIALux

En la nueva distribución de la piscina, representada en la Figura 13, se ha tenido que instalar un foco adicional en cada pared lateral y otro en la pared otro. No ha sido necesario añadir otra luminaria en la pared del lado este, que da acceso a los vestuarios. La nueva distribución es de **4 x 3 focos LED de 200 W**. Con los focos LED se consigue una importante reducción de potencia y se sigue cumpliendo la normativa de iluminación, que exige más de 300 lux. Estos focos tienen una eficiencia lumínica de 100 lm/W, casi el doble que los antiguos de 57 lm/W. Con la nueva distribución se obtiene una mejor ratio entre el punto de menor iluminancia y la media del recinto, logrando una iluminación más equilibrada. Esto es debido a que el punto de menor iluminación es de 133 lux, donde originalmente era de 87 lux.

$$\text{Potencia antigua} - \text{potencia nueva} = \text{disminución de potencia} \quad 5)$$

$$11 * 428 \text{ W} - 14 * 200 \text{ W} = \mathbf{1908 \text{ W}}$$

6.4 Ahorro económico

La facturación eléctrica depende de la potencia contratada y de la energía consumida de la red. Con la mejora LED se disminuye tanto la potencia y como el consumo eléctrico, por lo que se genera un importante ahorro económico. A continuación, se calcula la disminución de potencia contratada.

$$\text{Disminución de potencia} = 342 + 2975 + 1908 = \mathbf{5225 \text{ W}} \quad 6)$$

$$\text{Nuevo pico potencia} = \text{Antiguo pico potencia} - \text{disminución de potencia total} \quad 7)$$

$$\text{Nuevo pico potencia} = 43 \text{ kW} - 5,225 \text{ kW} = \mathbf{37,8 \text{ kW}}$$

La mejora en luminarias LED supone una disminución de más de 5 kW que pueden repercutir en la potencia eléctrica contratada. A continuación, en la Tabla 6 se calcula el ahorro económico que supone esta disminución de potencia. Los términos de potencia para cada periodo se obtienen de la factura proporcionada por el complejo deportivo.

Tabla 6. Ahorro económico-término potencia. Fuente: Factura del complejo deportivo

	Término potencia en P1 Punta (€/kW·día)	Término potencia en P2 Llano (€/kW·día)	Término potencia en P3 Valle (€/kW·día)	Total
Potencia 43,65 kW	0,122369	0,076405	0,054034	4.027,80 €
Potencia 39,15 kW	0,117291	0,070375	0,046916	3.352,12 €
			Ahorro Económico Anual	675,68 €

La disminución respecto al término de potencia facturada supone un ahorro anual de **675,68€/año**.

Finalmente, en la Tabla 7 se calcula el ahorro energético respecto al consumo eléctrico anual.

Tabla 7. Ahorro energético luminarias. Fuente: Elaboración propia

	Potencia actual (W)	Consumo actual (kWh/año)	Nueva potencia (W)	Nuevo consumo (kWh/año)	Ahorro energético (kWh/año)
Zonas comunes	420	1511,16	420	1511,16	0
Zona pabellón	7.059	10884,978	3.742	5770,164	5114,814
Zona piscina	5.323	19152,154	3.415	12287,17	6864,984
TOTAL	12.802	31548,292	7.577	19568,494	11979,798

El ahorro de energía eléctrica con la utilización de la nueva tecnología LED es de 11979,80 kWh. Para obtener un ahorro económico más aproximado, se desglosa la cantidad en los distintos tramos de facturación, proporcionalmente al año anterior. Del apartado de consumos de tiene que la energía consumida durante el periodo punta fue de un 18%, la del periodo llano de un 50%, y la del periodo valle de un 32%. Los términos de energía para cada periodo se obtienen de la factura proporcionada por el complejo deportivo.

Tabla 8. Ahorro económico-término energía. Fuente: Elaboración propia

	Ahorro energético (kWh)	Término energético (€/kWh)	Ahorro económico
Periodo punta	2156,36	0,119702	258,12 €
Periodo llano	5989,90	0,100686	603,10 €
Periodo valle	3833,54	0,073728	282,64 €
Total	11979,80		1.143,86 €

Con la mejora de luminarias LED, se consigue un ahorro económico respecto al término de energía de **1.143,86 €/año**.

6.5 Viabilidad mejora LED

El análisis económico consiste en el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR) y del valor actual neto (VAN) para determinar si la mejora es rentable. En el presupuesto, las unidades de obra de los precios descompuestos se obtienen de la base de datos CYPE. Toda la instalación de la nueva iluminación LED tiene un presupuesto total de **5.629,05 €**, que está desglosado en el capítulo de presupuestos.

La financiación que se solicita a la entidad de crédito es del 60% de la inversión inicial (3.377,43 €), con un interés fijo al 3,5% para un plazo de 25 años. El coste de mantenimiento anual se estima que es un 5% del total de la instalación. El cálculo del coste anual para cubrir la deuda se calcula mediante la expresión 8.

$$VAN_{recibido} = C_{año1} \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i} \quad 8)$$

$$C_{año1} = 204,92 \text{ €}$$

El balance económico del primer año se encuentra detallado en la Tabla 9.

Tabla 9. Balance mejor LED primer año. Fuente: Elaboración propia

Coste inicial		2.251,62 €
Préstamo banco	60%	3.377,43 €
Costes anuales-año 1		
Coste de mantenimiento	5%	281,45 €
Pago deuda anual		204,92 €
		486,38 €
Ahorros anuales		
Ahorro término de potencia LED		675,68 €
Ahorro término de energía LED		1.143,86 €
Ahorro total en energía eléctrica		1.819,54 €
Flujo de efectivo neto año 1		1.333,17 €

Una vez se tiene el presupuesto de la instalación y el balance económico del primer año, se procede a calcular el VAN, la TIR y el tiempo de retorno.

Para el cálculo del VAN se utiliza la expresión 9, en la que se tiene en cuenta el efecto de la inflación 'i' (2%), y de la tasa de descuento 'd' (6%). La tasa de inflación del precio de la electricidad toma el mismo valor que la inflación global.

$$VAN = C_{año1} \frac{1 - \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^n}{d-i} \quad 9)$$

Tabla 10. Valor actual neto - mejora LED. Fuente: Elaboración propia

Inversión inicial	2.251,62 €
VAN ahorro eléctrico	28.100,13 €
VAN mantenimiento	4.346,62 €
VAN deuda	3.164,72 €
VAN proyecto	18.337,16 €

Una vez calculado el VAN en la Tabla 10, se suman los ahorros, y se restan los costes y la inversión de capital inicial. Los resultados del cálculo son un valor actual neto de **18.337,16 €** y una tasa interna de retorno del **30,34%**. Al ser un VAN positivo, significa que realizar la mejora LED tiene beneficio

económico. La TIR del 30,34% indica que la mejora tiene una alta rentabilidad debido a que es mayor que la tasa de descuento. El periodo de retorno se calcula de una duración de 1,82 años.

El valor presente de los costes y ahorros en cada año se calcula con la expresión 10, y están detallados en los flujos de caja del anexo. La Figura 14 muestra el flujo de caja de la mejora de luminarias LED durante los 25 años de vida útil.

$$VP = \frac{1}{d-i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^n \right] \quad 10)$$

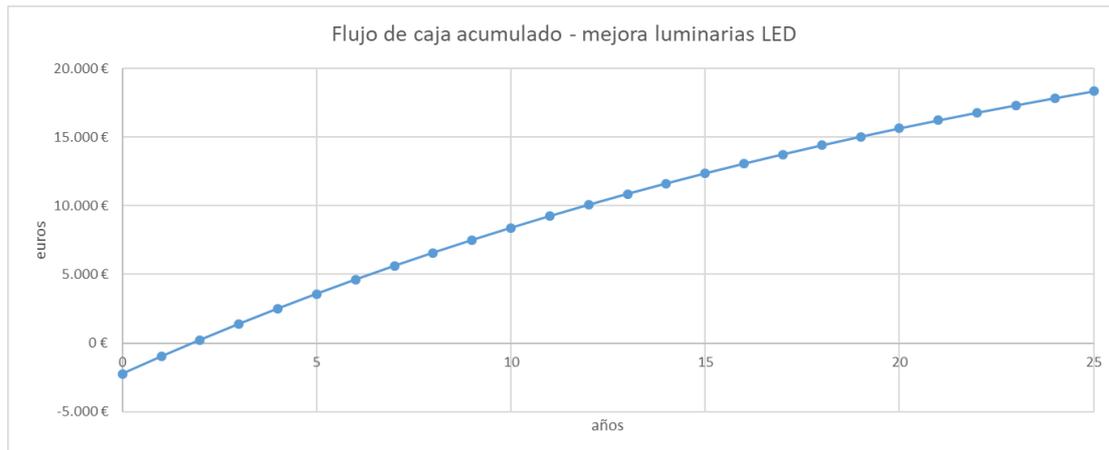


Figura 14. Flujo de efectivo - mejora luminarias LED. Fuente: Elaboración propia

En conclusión, después de analizar la rentabilidad de esta mejora de eficiencia energética, se propone diseñar una instalación fotovoltaica de 40 kWp o una alternativa maximizando el espacio disponible en la cubierta.

7 Diseño de la instalación fotovoltaica

7.1 Datos de radiación solar en el Grau de Castelló

Para analizar los datos de radiación solar y el potencial energético que se tiene en la localidad del Grau de Castelló, se genera un informe en Global Solar Atlas (Figura 15), que proporciona datos sobre la posible producción fotovoltaica que se podría llevar a cabo en la zona.

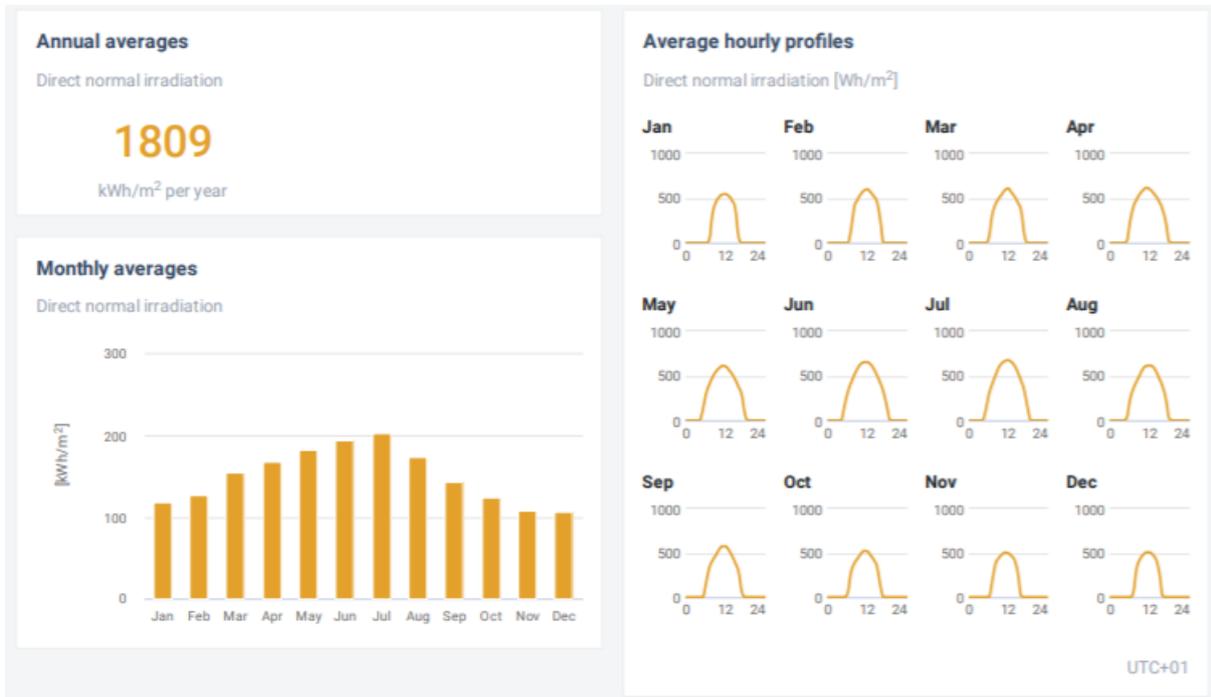


Figura 15. Informe de producción fotovoltaica. Fuente: Global Solar Atlas

La radiación total que incide sobre el módulo fotovoltaico se divide en radiación directa, radiación difusa y radiación de albedo. La radiación directa normal es la que llega perpendicularmente a la superficie terrestre sin sufrir dispersiones en la atmósfera. La que si sufre dispersiones en la atmósfera se conoce como radiación difusa. La radiación de albedo es radiación reflejada por las superficies.

En la Figura 15 se observa que la radiación directa normal es de $1809 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}}$, dato que es superior a la media española. También se aprecia el repunte de radiación solar durante los meses de verano, donde se llega a doblar la de invierno. Este repunte se debe en su mayor parte a la cantidad de horas diarias de exposición al sol y a la intensidad de radiación. Esto se justifica en los perfiles diarios de las gráficas de la Figura 15.

7.2 Los paneles fotovoltaicos

Las células fotovoltaicas son elementos capaces de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Es un fenómeno que tan solo ocurre en materiales semiconductores. Esto es debido a que cuando reciben un estímulo, como es la incidencia de un fotón, se emiten electrones que posteriormente generan una corriente eléctrica. Entre los materiales semiconductores más usados por la industria

fotovoltaica destaca el silicio (Si). También se utiliza en menor medida el telururo de cadmio (CdTe) o el diseleniuro de cobre e indio (CIS).

Actualmente existen diferentes tecnologías basadas en el silicio como material semiconductor: las células monocristalinas, las policristalinas y las amorfas. Las células monocristalinas están formadas por un solo cristal de silicio formado a partir de un solo grano. El rendimiento es ligeramente mayor que en células solares policristalinas, por ello se recomienda su instalación para zonas de baja exposición solar, donde hay que aprovechar al máximo la radiación recibida. En cambio, las policristalinas están formadas por granos distintos. Es por ello que, al no ser un silicio puro, suelen ser más económicas que las monocristalinas. La búsqueda del módulo fotovoltaico se centra en comparar distintos paneles de diferentes tecnologías y escoger la mejor opción.

En cuanto a las células fotovoltaicas de telururo de cadmio, estas suelen ser más delgadas que las de las células fotovoltaicas convencionales de silicio y tienen menor eficiencia, dado que es una tecnología que aún continúa en desarrollo.

A continuación, en la Tabla 11 se lista el rendimiento y precio por W de distintos modelos de módulos fotovoltaicos pertenecientes a algunas de las marcas más destacadas en el mercado.

Tabla 11. Comparativa de precio y rendimiento de módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

Especificaciones panel		Canadian Solar HiKu 335P	SHARP ND-AF330C	ATERSA A-360M GS	FIRST SOLAR FS-4122-3
		policristalino	policristalino	monocristalino	telururo de cadmio
Potencia máxima	Wp	335,00	330,00	360,00	112,50
Voltaje circuito abierto	Voc	39,40	45,96	47,65	88,7
Voltaje de operación máx.	Vmp	32,40	39,11	39,39	71,5
Corriente de cortocircuito	Isc	10,90	8,91	9,69	1,85
Corriente de operación máx.	Imp	10,34	8,45	9,14	1,71
Garantía		12 años	10 años	10 años	10 años
Precio	€	114,90 (zerohomebills)	106,26 (greenfly)	152,38 (atersa)	sin referencia
Precio por W	€/W	0,34	0,32	0,42	-
Dimensiones	mm	1765x1048x40	1960x992x40	1956x992x40	1200x600x6.8
Área m2	m2	1,85	1,95	1,94	0,72
Peso	Kg	21,10	22,50	21,50	12,00
Eficiencia panel	η	18,11	16,95	18,55	17,00

Respecto a la comparativa de rendimientos se puede descartar el panel Sharp puesto que tiene un menor rendimiento que el Canadian por el mismo precio. A su vez, el módulo de First Solar de telururo de cadmio tampoco supera en rendimiento al resto de paneles, por lo que se descarta pese a no tener la referencia del precio. De los resultados se tiene que el panel Atersa monocristalino presenta un mejor rendimiento al de los policristalinos. No obstante, el precio por vatio es más elevado que el Canadian. Por este motivo, se opta por el panel CanadianSolar HiKu de 335Wp que tiene un rendimiento similar al Atersa (-3%) y es un 14% más económico.

7.3 El inversor

Un inversor de grandes dimensiones, como pueden ser los superiores a 30 kW, son poco comunes en el mercado, por lo que su reemplazo no es nada sencillo y sus costes de reparación son elevados. Ante una avería en el inversor se paraliza toda la instalación. Por tanto, en la elección del inversor se prioriza la obtención de inversores de menor potencia que puedan conectarse en paralelo.

Se opta por instalar inversores Fronius Symo 20.0-3-M de 20 kW de potencia nominal. Cada inversor cuenta con dos seguidores de máxima potencia (MPP) que incrementan la eficiencia del sistema.

Los seguidores MPP (Maximum Power Point Tracker) permiten monitorizar y controlar distintas zonas de la superficie de captación de forma autónoma. Es decir, cada una de estas zonas es independiente de la otra gracias al dual-MPPT. De esta manera se consigue que, si una zona de la cubierta no funcionase correctamente, no afectaría a los demás módulos y el otro seguidor MPP podría seguir funcionando a máxima potencia.

7.4 Diseño de la instalación fotovoltaica

El primer paso para dimensionar la instalación consiste en determinar el valor óptimo de potencia a instalar. Para ello, se han valorado y calculado dos alternativas basándose en los siguientes criterios:

- I. Potencia contratada por el complejo deportivo: dimensionado a partir del valor de potencia contratada en la factura eléctrica.
- II. Superficie útil: realizar el dimensionado de la instalación maximizando la ocupación de la cubierta disponible.

7.4.1 Diseño de la instalación fotovoltaica de 40 kW

Actualmente, el polideportivo tiene contratados 50 kW en su factura eléctrica, pero tras el estudio de la mejora sobre las luminarias LED, se ha considerado que la potencia óptima a instalar es de 40 kW.

El desarrollo del diseño de la instalación comienza con un pre dimensionado en el software informático PVGIS, con el que se obtiene un valor estimado de la energía que se puede generar. A continuación, se han de realizar las comprobaciones necesarias para garantizar que el sistema sea compatible con el inversor, así como el número de módulos fotovoltaicos necesarios para alcanzar una potencia instalada de 40 kW. Además, se realizan los cálculos para determinar el ángulo de inclinación óptimo con el que se han de instalar los módulos. Posteriormente, se procede al cálculo de la distancia mínima entre paneles, para reducir las pérdidas por sombras durante todo el año, y la disposición de ellos sobre la cubierta. Por último, se realiza el balance energético con PVSYSY, así como el análisis de viabilidad del proyecto.

7.4.1.1 Pre dimensionado

Antes de dimensionar la instalación fotovoltaica se realiza un estudio de la energía que se puede llegar a producir. Para ello, se hace una simulación con la herramienta PVGIS en la que se detalla la ubicación del complejo deportivo, la potencia a instalar (40 kW), el azimut (20°) con unas pérdidas en el sistema del 14%.

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.977, 0.015
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 40 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 °
Ángulo de azimut: 20 °
Producción anual FV: 63279.78 kWh
Irradiación anual: 2002.61 kWh/m²
Variación interanual: 1631.92 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -2.6 %
Efectos espectrales: 0.63 %
Temperatura y baja irradiancia: -6.28 %
Pérdidas totales: -21 %

Perfil del horizonte:

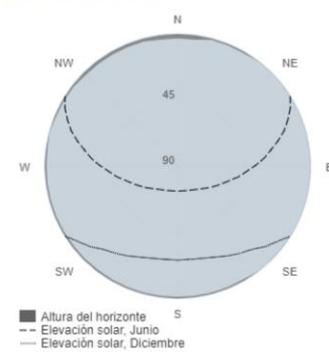


Figura 16. Valores estimados para la producción eléctrica solar 40 kW. Fuente: PVGIS

En la Figura 16 se observa que el ángulo de inclinación óptimo que utiliza PVGIS es de 35°, además estima una producción eléctrica de **63279,78 kWh** con unas pérdidas totales de 21%. A continuación, se realiza una estimación de la producción eléctrica de cada mes (Figura 17).

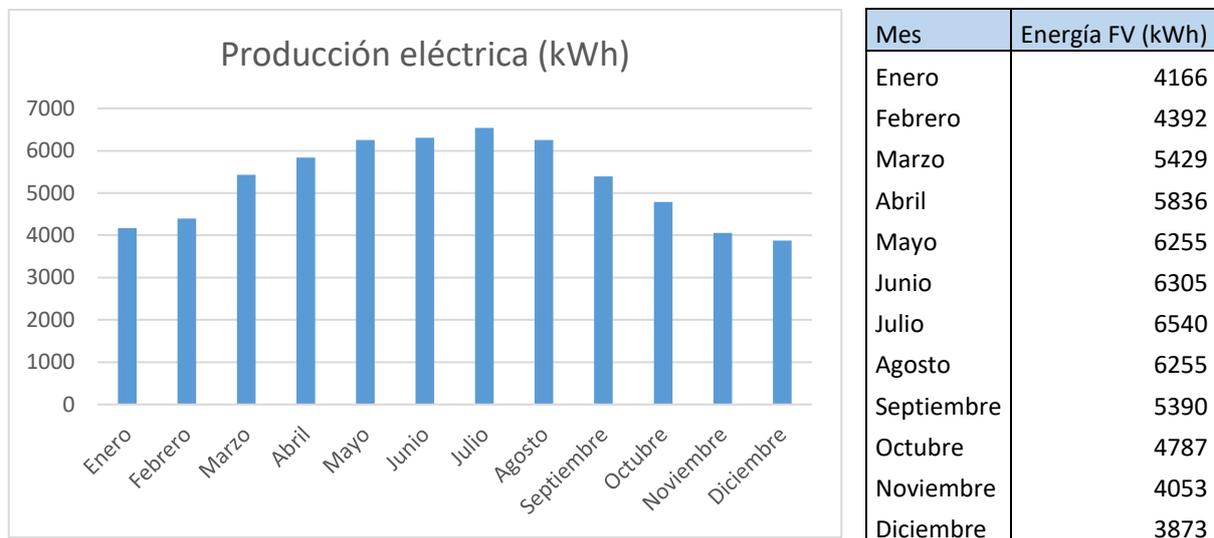


Figura 17. Producción FV mensual 40 kW. Fuente: PVGIS

7.4.1.2 Dimensionado

Tal y como se ha mencionado en la introducción del apartado, los objetivos del dimensionado de la instalación fotovoltaica son los siguientes:

- I. Compatibilidad del sistema con el inversor.
- II. Inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos.
- III. Distanciamiento mínimo entre paneles para evitar sombras.
- IV. Disposición de los módulos sobre la cubierta.
- V. Balance energético con PVSYST.

I. Compatibilidad del sistema con el inversor

Previo a las comprobaciones de compatibilidad del sistema con el inversor, es necesario corregir el efecto de la temperatura sobre los valores de tensión y de corriente que van a ser utilizados durante el cálculo.

Por tanto, se comienza corrigiendo los valores de la tensión de vacío (V_{oc}), la tensión de máxima potencia (V_{mp}) y la intensidad de cortocircuito (I_{sc}); influenciados por el efecto de la temperatura. Estos se corrigen con los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante en la Tabla 12.

Tabla 12. Características del módulo FV. Fuente: Canadian Solar

Características eléctricas del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3L	
Potencia nominal (P_{max})	335 W
Tensión de funcionamiento a máxima potencia (V_{mp})	32,4 V
Corriente de funcionamiento a máxima potencia (I_{mp})	10,34 A
Tensión de vacío (V_{oc})	39,4 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	10,90 A
Coeficiente de temperatura (V_{mp})	-0,37 %/°C
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	0,05 %/°C
Temperatura operativa nominal del módulo ($T_{NMO T}$)	42 ± 3 °C

Las tensiones y corrientes proporcionadas por el fabricante se han obtenido en condiciones estándar de 25°C. Por tanto, la corrección se calcula con el producto del coeficiente de temperatura y la diferencia de temperaturas entre las condiciones estándar y las menos favorables.

a. Corrección de $V_{oc_{max}}$

La tensión de vacío máxima se corrige mediante la expresión 11.

$$V_{oc_{max}} = V_{oc_{stc}} (1 + \gamma \cdot (T_{min} - 25^{\circ}C)) \quad 11)$$

$$V_{oc_{max}} = 43,07 V$$

γ	Coeficiente temperatura detallado en la ficha técnica	-0,29 %/°C
T_{min}	Temperatura mínima histórica	-7,1 °C
$V_{oc_{stc}}$	Tensión máxima en condiciones estándar: 1000 W/m ² y 25°C	39.4 V

b. Corrección de $V_{mp_{min}}$

La tensión mínima de funcionamiento ocurre cuando la temperatura del módulo alcanza su máximo.

$$V_{mp_{min}} = V_{mp_{stc}} (1 + \gamma \cdot (T_{max_{mod}} - 25^{\circ}C)) \quad 12)$$

γ	Coeficiente temperatura detallado en la ficha técnica	-0,37 %/°C
$T_{max_{mod}}$	Temperatura máxima del módulo	-
$V_{mp_{stc}}$	Tensión máxima que puede ocasionarse en condiciones estándar: 1000 W/m ² y 25°C	32,4 V

Para obtener la tensión de máxima potencia, es necesario calcular la temperatura máxima que puede producirse en el módulo mediante la expresión 13.

$$Tmax_{modulo} = Tmax_{amb} + \left(\frac{T_{NMOT} - 20}{I_{NMOT}} \right) \cdot I_{stc}$$

13)

$$Tmax_{modulo} = 67,55^{\circ}C$$

$Tmax_{amb}$	Temperatura máxima histórica	38,8 °C
T_{NMOT}	Temperatura bajo condiciones NMOT	43 °C
I_{NMOT}	Irradiancia en condiciones NMOT	800 W/m ²
I_{stc}	Irradiancia en condiciones estándar	1000 W/m ²

A continuación, con la anterior expresión 12 se calcula la tensión mínima que puede producirse en funcionamiento a máxima potencia.

$$Vmp_{min} = 27,3 V$$

c. Corrección de Isc_{max}

La corriente de cortocircuito alcanza su valor máximo cuando se originan altas temperaturas en el módulo.

$$Isc_{max} = Isc_{stc} (1 + \gamma \cdot (Tmax_{mod} - 25^{\circ}C))$$

14)

$$Isc_{max} = 11,13 A$$

$Tmax_{módulo}$	Temperatura máxima en el módulo (apartado anterior)	67,55 °C
γ	Coefficiente temperatura Isc detallado en la ficha técnica	0,05 %/°C
Isc_{stc}	Corriente de cortocircuito en condiciones estándar: 1000 W/m ² y 25°C	10,9 A

Tabla 13. Características módulo FV corregidas. Fuente: Elaboración propia

Características eléctricas del módulo corregidas por el efecto de la temperatura		
Tensión de vacío (Voc_{max})	43,07 V	-7,1°C
Tensión de funcionamiento mínima (Vmp_{min})	27,3 V	67,55°C
Corriente de cortocircuito (Isc_{max})	11,13 A	67,55°C

Comprobaciones de compatibilidad

Una vez corregidos los valores por la influencia de la temperatura, se diseña la agrupación de los módulos fotovoltaicos de tal manera que haya una correcta compatibilidad con el inversor. Para ello, se establecen una serie de condiciones de seguridad para que en ningún momento se incumplan los valores que proporciona la ficha técnica del fabricante en la Tabla 14.

- Soportar tensiones máximas de vacío
- Recibir una mínima tensión de entrada
- Soportar corrientes máximas de cortocircuito y de funcionamiento
- Cumplir el rango de tensión MPP establecido

Tabla 14. Características del inversor. Fuente: Fronius

Características eléctricas del inversor Fronius Symo 20.0-3-M	
Tensión de vacío ($V_{OC_{inversor}}$)	1000 V
Máxima corriente de cortocircuito ($I_{SC_{inversor}}$)	40,5 A
Máxima corriente de entrada I_{mpp}	27 A
Máxima corriente de entrada total ($I_{mpp_1} + I_{mpp_2}$)	50 A
Tensión de entrada nominal (V_{mpp})	600 V
Mínima tensión de entrada (V_{mpp})	200 V
Rango de tensión MPP	420-800V
Número de seguidores MPP	2
Número de entradas por seguidor MPP	3
Máxima salida del generador FV	30 kW

El dimensionado del campo generador se realiza calculando el número de módulos a conectar en serie que compongan un string¹, y el número de strings conectados en paralelo por cada entrada del inversor. A continuación, se calcula qué sistema es el adecuado para que el inversor sea capaz de soportar las tensiones y corrientes del campo generador:

a. Soportar tensiones máximas de vacío

La tensión máxima de vacío que soporta el inversor es 1000 V. Para evitar averías por sobretensión se debe asegurar que nunca se supere ese valor. La tensión que pueden generar los módulos fotovoltaicos a la entrada del inversor, es la suma de la tensión de vacío máxima (corregida anteriormente) de todos los módulos que están conectados en serie, para una misma entrada del inversor.

$$V_{OC_{máx\ módulo}} \cdot n^{\circ}módulos\ en\ serie < V_{OC_{inversor}} \quad 15)$$

$$n^{\circ}módulos\ en\ serie < 23$$

$V_{OC_{máx\ módulo}}$	Tensión de vacío máxima del módulo FV (corregida)	43,07 V
$V_{OC_{inversor}}$	Tensión máxima que soporta el inversor	1000 V

Para que el inversor pueda soportar la tensión de los módulos fotovoltaicos se establece un **máximo de 23 módulos conectados en serie**.

b. Recibir una mínima tensión de entrada

El inversor necesita una mínima tensión de entrada de 200 V, tanto para el arranque como para el funcionamiento normal.

$$V_{mp\ min\ módulo} \cdot n^{\circ}módulos\ en\ serie > V_{min_{inversor}} \quad 16)$$

$$n^{\circ}módulos\ en\ paralelo > 8$$

$V_{mp\ min\ módulo}$	Tensión de funcionamiento mínima del módulo fotovoltaico	27,3 V
$V_{min_{inversor}}$	Tensión mínima que necesita el inversor	200 V

¹ string: conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie

Es necesario que haya un **mínimo de 8 módulos conectados en serie** para que el inversor funcione.

c. Soportar corrientes máximas de cortocircuito y de funcionamiento

El inversor soporta una corriente máxima de cortocircuito (I_{sc}) de 40,5 A. La corriente de cortocircuito máxima, es la suma de las corrientes de cortocircuito de los strings que están conectados a la misma entrada del inversor.

$$I_{sc_{m\acute{a}x\ m\acute{o}dulo} \cdot n^{\circ}\text{strings en paralelo} < I_{sc_{inversor}} \quad 17)$$

$$n^{\circ}\text{strings en paralelo} < 3$$

$I_{sc\ max_{m\acute{o}dulo}}$	Corriente de cortocircuito corregida	11,13 A
$I_{sc_{inversor}}$	Máxima corriente de cortocircuito que soporta el inversor	40,5 A

El inversor soporta las corrientes de cortocircuito de hasta 3 strings conectados a una misma entrada.

A continuación, se realiza el mismo cálculo para las corrientes de funcionamiento.

$$I_{mp_{m\acute{o}dulo} \cdot n^{\circ}\text{strings en paralelo} < I_{mpp_{inversor}} \quad 18)$$

$$n^{\circ}\text{strings en paralelo} < 2$$

$I_{mp_{m\acute{o}dulo}}$	Corriente del módulo en funcionamiento a máxima potencia	10,34 A
$I_{mpp_{inversor}}$	Máxima corriente de entrada que soporta el inversor	27 A

En condiciones de funcionamiento, el inversor soporta las corrientes de un **máximo de 2 strings conectados a una misma entrada**. Esta condición es más restrictiva que la corriente de cortocircuito máxima.

d. Cumplir el rango de tensión MPP

Las características eléctricas del inversor de la Tabla 13 indican que el intervalo de correcto funcionamiento es de 420 a 800 V. A continuación, se calcula cuántos módulos de deben estar conectados en serie para que el inversor opere dentro del intervalo. ($V_{mp} = 32,4\ V$)

-Límite inferior (420 V):

$$420\ V < V_{mp} \cdot n^{\circ}\text{módulos en serie} \quad 19)$$

$$n^{\circ}\text{módulos en serie} > 13$$

-Límite superior (800 V):

$$V_{mp_{m\acute{a}x\ m\acute{o}dulo} \cdot n^{\circ}\text{módulos en serie} < 800\ V \quad 20)$$

$$n^{\circ}\text{módulos en serie} < 24$$

Por tanto, el número de módulos en serie para que el inversor trabaje en el intervalo de funcionamiento a máxima potencia es de: **$13 < n^{\circ}\text{módulos en serie} < 24$** .

Después de analizar las comprobaciones necesarias para garantizar la compatibilidad del sistema generador con el inversor, se escogen las más restrictivas para realizar el dimensionado del sistema.

Tabla 15. Comprobaciones para el funcionamiento del inversor. Fuente: Elaboración propia

Agrupación en serie	Agrupación en paralelo
Comprobación tensión máxima V_{oc} : $n^{\circ} \text{módulos en serie} < 23$	Comprobación corriente cortocircuito I_{sc} : $n^{\circ} \text{strings en paralelo} < 3$
Comprobación tensión mínima V_{min} : $8 < n^{\circ} \text{módulos en serie}$	Comprobación corriente de funcionamiento I_{mp} : $n^{\circ} \text{strings en paralelo} < 2$
Comprobación del intervalo de funcionamiento: $13 < n^{\circ} \text{módulos en serie} < 24$	
Límites más restrictivos: $13 < n^{\circ} \text{módulos en serie} < 23$	Límites más restrictivos: $n^{\circ} \text{strings en paralelo} < 2$

Teniendo en cuenta los límites establecidos para el dimensionado en la Tabla 15, se propone agrupar los paneles mediante 6 strings de 20 módulos en serie para alcanzar los 40 kWp instalados. Ninguno de los strings se conecta en paralelo ya que se dispone de entradas suficientes en los dos inversores.

$$335 \frac{kWp}{\text{módulo}} \cdot 20 \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \cdot 6 \text{ strings} = 40,2 kWp \quad 21)$$

A continuación, se analiza si se alcanza el rendimiento óptimo del inversor. Primero, se comprueba que el inversor funcione dentro del intervalo recomendado con los 20 módulos fotovoltaicos conectados en serie.

$$420 V < V_{mp_{\text{módulo}}} \cdot n^{\circ} \text{paneles en serie} < 800 V \quad 22)$$

$$420 V < \mathbf{648 V} < 800 V$$

El voltaje que generado por los 20 módulos fotovoltaicos en serie es de 648 V.

En la curva de rendimiento del inversor representada en la Figura 18, se observa que el rendimiento es más elevado cuando el voltaje de entrada se encuentra sobre los 600V (curva en color rojo).

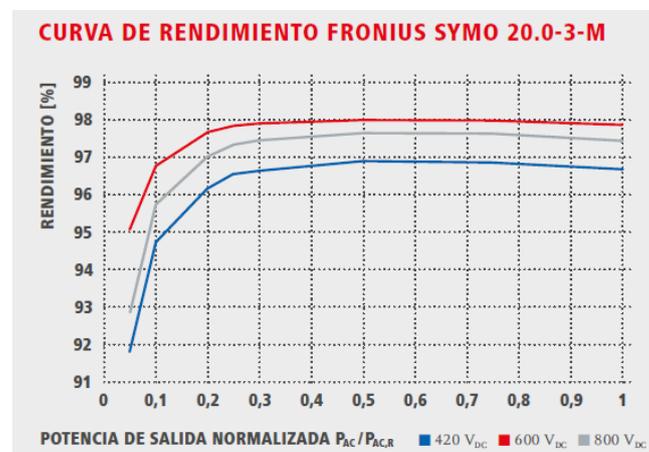


Figura 18. Curva de rendimiento inversor. Fuente: Fronius

Por tanto, como el sistema diseñado proporciona una tensión de 648 V, el resultado es adecuado, ya que se consigue un valor cercano al rendimiento óptimo del inversor. En la Tabla 16 se tiene un resumen del proceso de dimensionado de la instalación de 40 kW.

Tabla 16. Resumen de restricciones para el diseño del sistema FV. Fuente: Elaboración propia

	Restricciones calculadas	Sistema diseñado
Módulos FV en serie	$13 < n^{\circ} \text{módulos en serie} < 23$	$n^{\circ} \text{módulos en serie} = 20$
Cadenas de módulos FV en paralelo	$n^{\circ} \text{strings en paralelo} < 2$	$n^{\circ} \text{strings en paralelo} = 1$

II. Inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos

En la instalación fotovoltaica es esencial encontrar el ángulo óptimo de inclinación para los paneles. Partiendo de la base de que la cumbre está orientada con un azimut fijo de 20° al oeste respecto del sur, se introducen los datos en PVYSTS para determinar el ángulo óptimo.

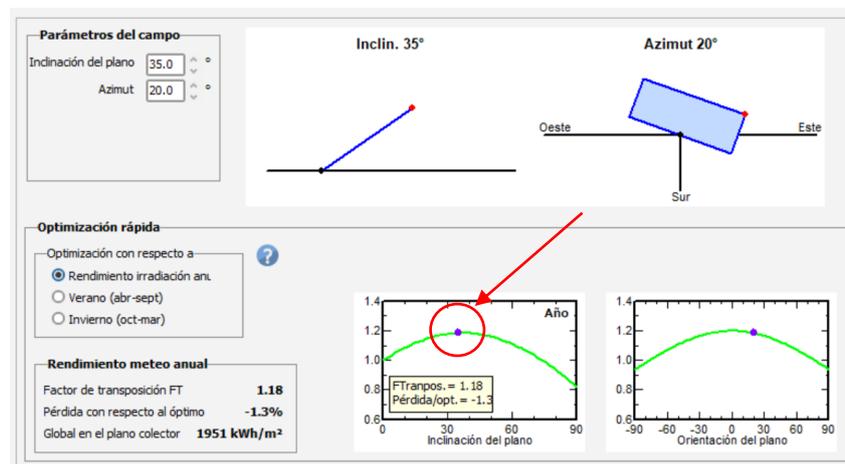


Figura 19. Ángulo óptimo. Fuente: PVSYS

En la Figura 19 se observa que el ángulo de inclinación 35° coincide con el factor de transposición óptimo observado en la curva del rendimiento que muestra el programa PVSYS. El sistema presenta unas pérdidas respecto al óptimo del 1,3%, debido a la orientación fija de la cumbre.

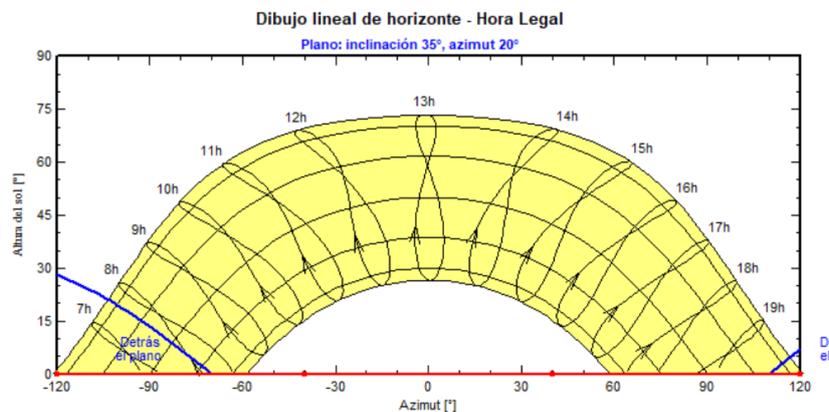


Figura 20. Recorrido solar ($\beta = 35^\circ$, $\alpha = +20^\circ$). Fuente: PVSYS

En la Figura 20 se analiza el recorrido solar en el plano de captación de los módulos fotovoltaicos. A primera hora del día, el sol queda por detrás de los paneles durante un tiempo debido al azimut de +20°. En cambio, esta orientación hace que por la tarde los módulos reciban radiación solar hasta que atardece completamente.

III. Distanciamiento mínimo entre paneles para evitar sombras

El cálculo de la distancia mínima se basa en que los módulos fotovoltaicos no se proyecten sombras entre sí durante ninguna época del año. El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red detalla un procedimiento de cálculo para que durante el solsticio de invierno (el día más corto del año) se garanticen al menos 4 horas de sol. (IDAE & Censolar, 2011)

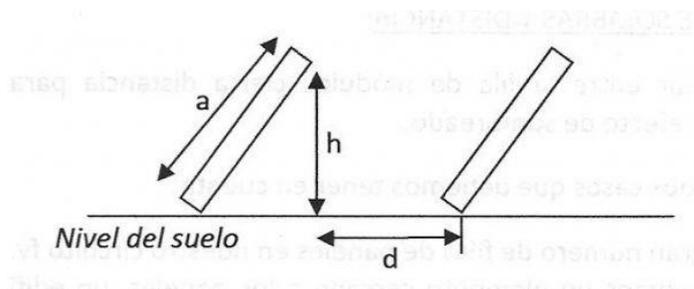


Figura 21. Cálculo para obtener la distancia entre paneles. Fuente: PCT IDAE

En el esquema de la Figura 21, se tiene en cuenta tanto la distancia horizontal entre filas de módulos, como la altura perpendicular que forma el módulo y la altura del módulo fotovoltaico. Esta última se obtiene de las dimensiones detalladas por el fabricante en la Tabla 17.

Tabla 17. Dimensiones módulo fotovoltaico. Fuente: Canadian Solar

Dimensiones del módulo fotovoltaico	
Altura	1765 mm
Ancho	1048 mm
Espesor	40 mm

El método de cálculo del Pliego de Condiciones Técnicas sobre Instalaciones conectadas a red, publicado en 2011 por la IDAE, cita que:

“la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$ ”

Es decir, $d \geq h \cdot k$. Siendo k un factor adimensional que se calcula con la expresión 23. Su función es corregir la distancia para que durante el solsticio de invierno no se produzcan sombras.

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad 23)$$

En Castellón (latitud=40°): $k = 2,605$. A continuación se calcula la distancia entre paneles:

$$h = a \cdot \sin(\beta) = 1012 \text{ mm} \quad 24)$$

$$d > h \cdot k = 2637 \text{ mm}$$

El cálculo de la **distancia mínima entre paneles es de 2,64 m.**

No se tienen en cuenta las pérdidas por sombras ocasionadas ya que el edificio tiene un parque en la parte sur que no ocasiona ninguna de éstas. El único edificio que supera la altura del pabellón y que, por tanto, puede proyectar sombras sobre el campo generador, está en la dirección norte, por lo que no influye a las pérdidas por sombras (Figura 22).



Figura 22. Sombras causadas en las instalaciones. Fuente: Google Earth

IV. Disposición de módulos sobre la cubierta

La cubierta del pabellón es de 50 metros de largo y 30 metros de ancho (1250 m²). A continuación, se observa si se dispone del espacio suficiente en la cubierta, y de cómo debe ser la disposición de los módulos.

La disposición en la cubierta se realiza de forma simétrica, además se prioriza ocupar todo el ancho posible y así liberar espacio en las últimas filas para una posible instalación solar térmica.

A continuación, se calcula cuántos paneles en serie, caben en cada vertiente de la cubierta, de longitud 15 m.

$$\frac{\text{anchura vertiente}}{\text{ancho módulo}} < 14 \text{ paneles} \quad 25)$$

Como se tienen strings de 20 paneles, se opta por colocar 6 filas de 10 paneles en cada lado de la cumbrera.

Del apartado anterior se tiene que la separación entre filas de paneles debe de ser de más de 2,64 m para evitar las sombras durante el solsticio de invierno. Para calcular cuánto espacio ocupan los paneles en la superficie, se suma la distancia entre paneles a la proyección del módulo sobre la cubierta, y se realiza el producto por el número de filas.

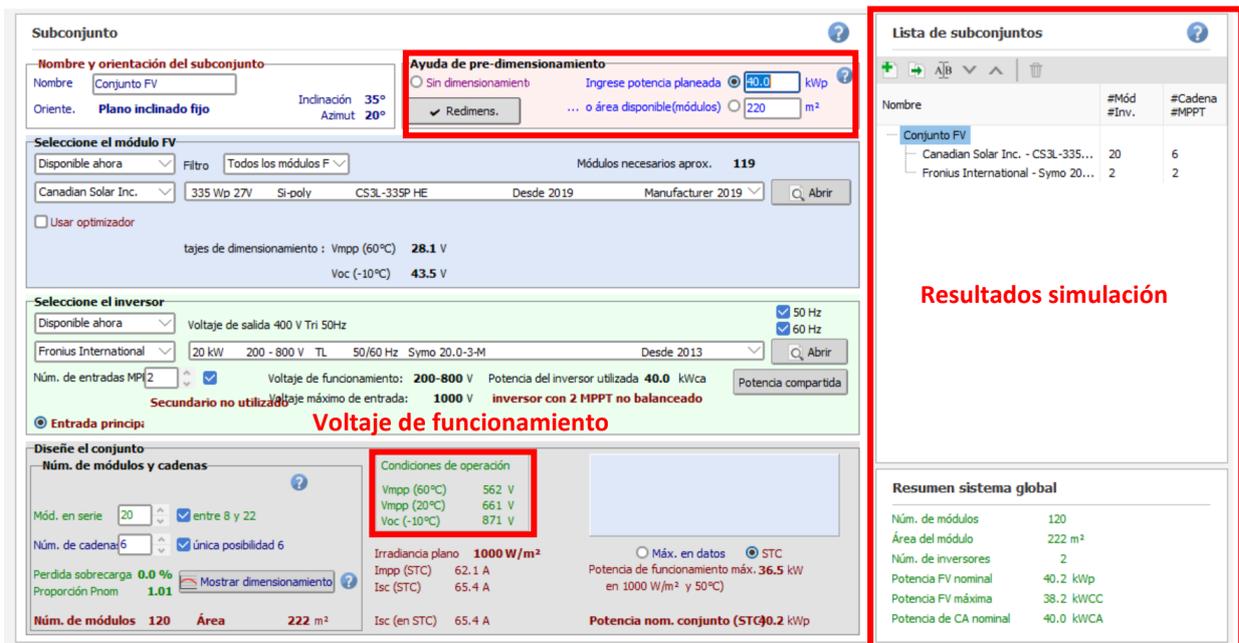
$$\text{longitud instalación} = 6 \text{ filas} \cdot (2,64 + \text{altura} \cdot \cos(35^\circ)) = 25 \text{ m} \quad 26)$$

Por tanto, la disposición calculada ocupa el ancho completo de la cubierta y una longitud de 25 m, con una superficie total de 750 m² de los 1250 m² disponibles.

La distribución de los módulos fotovoltaicos está representada en la sección PLANOS.

V. Balance energético con PVSYS

El balance energético de la instalación fotovoltaica se calcula mediante el uso del programa PVSYS. El programa tiene una ayuda de pre dimensionamiento en la que se pide como dato inicial la potencia pico a instalar, 40 kWp en esta alternativa. También se introduce el módulo y el inversor a utilizar; además de los valores de orientación e inclinación óptima (Figura 23).



The screenshot shows the PVSYS software interface with several key sections highlighted in red:

- Subconjunto (Submodule):**
 - Nombre y orientación del subconjunto:** Nombre: Conjunto FV, Orientación: Plano inclinado fijo, Inclinación: 35°, Azimut: 20°.
 - Ayuda de pre-dimensionamiento:** Ingrese potencia planeada: 40.0 kWp.
 - Selección del módulo FV:** Canadian Solar Inc. - CS3L-335P HE, 335 Wp 27V, Si-poly, CS3L-335P HE, Desde 2019.
 - Selección del inversor:** Fronius International - Symo 20.0-3-M, 20 kW, 200-800 V TL, 50/60 Hz, Symo 20.0-3-M, Desde 2013.
 - Condiciones de operación:** Vmpp (60°C): 562 V, Vmpp (20°C): 661 V, Voc (-10°C): 871 V.
 - Diseño del conjunto:** Mód. en serie: 20, Núm. de cadenas: 6, Área: 222 m².
- Lista de subconjuntos (List of submodules):**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Conjunto FV		
Canadian Solar Inc. - CS3L-335...	20	6
Fronius International - Symo 20...	2	2
- Resumen sistema global (Global system summary):**

Núm. de módulos	120
Área del módulo	222 m²
Núm. de inversores	2
Potencia FV nominal	40.2 kWp
Potencia FV máxima	38.2 kWCC
Potencia de CA nominal	40.0 kWCA

Figura 23. Dimensionamiento PVSYS 40 kWp. Fuente: PVSYS

Los resultados obtenidos en la Figura 23 proponen un dimensionado de 6 strings de 20 módulos en serie, con un área de captación de 214 m², idéntico al planteamiento inicial. Además, la tensión de funcionamiento del inversor (V_{mpp}) oscila entre 562 V y 661 V, para temperaturas de 60°C y 20°C, respectivamente.

A continuación, se ejecuta la simulación en PVSYS con una inclinación de 35° y un azimut de 20° oeste.

La demanda del usuario se caracteriza con un perfil de consumo diario, calculado en el apartado 5.3, en el que se considera que las instalaciones del complejo deportivo trabajan al 70%, de 9:00-17:00h, y al 100%, de 17:00-22:00h.

En la Figura 24 se muestra el balance energético obtenido en la simulación. Los datos de la tabla de resultados se reflejan en la gráfica mensual. La leyenda en color rojo indica la demanda del complejo deportivo, la leyenda en color verde indica la cantidad de energía solar destinada al consumo del centro deportivo, y la leyenda en color morado representa los excedentes, que se inyectan en la red eléctrica.

40kW instalados
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	67.8	25.02	9.81	113.6	112.2	4172	17521	4087	0	13434
Febrero	86.0	36.30	10.91	122.8	121.1	4467	22067	4345	30	17722
Marzo	130.9	52.85	13.86	164.0	161.5	5857	17406	5623	113	11783
Abril	170.8	64.17	15.75	186.5	183.7	6588	17952	6220	231	11732
Mayo	194.1	75.69	19.45	188.5	185.2	6571	17064	6120	309	10944
Junio	206.0	86.18	23.88	191.2	187.6	6551	16816	6066	345	10750
Julio	220.9	81.56	26.58	210.1	206.3	7086	16397	6627	307	9771
Agosto	181.4	79.71	26.73	188.4	185.3	6376	13655	5808	429	7847
Septiembre	141.9	58.61	22.79	165.1	162.7	5687	9180	4267	1299	4913
Octubre	112.4	44.03	19.29	152.4	150.4	5348	18142	5070	166	13072
Noviembre	75.7	25.45	13.60	126.0	124.4	4553	18937	4379	82	14558
Diciembre	62.3	25.74	10.43	109.5	108.1	4041	16276	3958	2	12318
Año	1650.3	655.31	17.80	1918.0	1888.4	67298	201413	62571	3314	138842

Variante de simul. : 40kW instalados

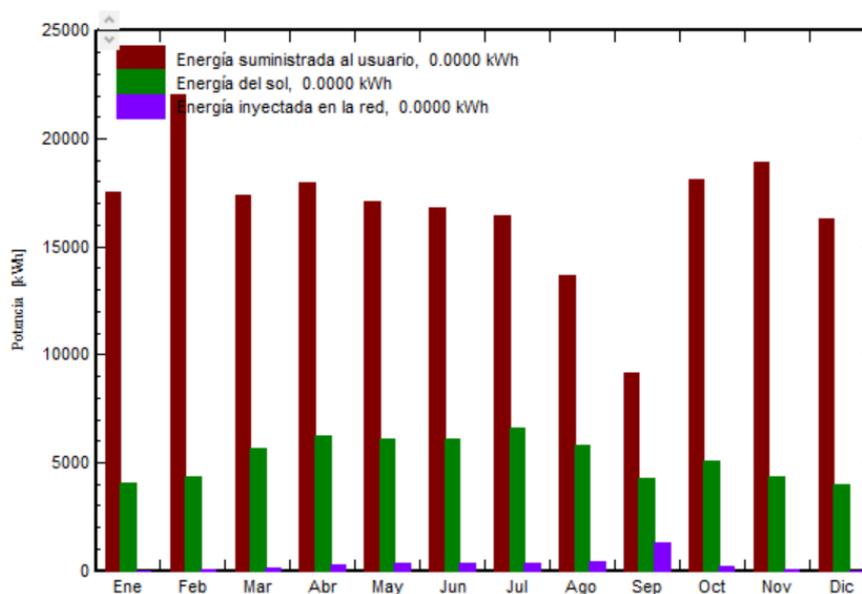


Figura 24. Balance energético anual - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST

EArray (energía solar producida)	67298 kWh
■ E_User (demanda energética del complejo deportivo)	201413 kWh
■ E_Solar (energía solar consumida por las instalaciones)	62571 kWh
■ E_Grid (energía solar inyectada en la red)	3314 kWh
EFrGrid (energía consumida de la red)	138842 kWh

En la Figura 24 se puede observar que un 95% de la energía generada por la instalación es consumida por el complejo deportivo, lo cual es un indicador de que se ha realizado una correcta selección de la potencia instalada. Además, debido al cierre de la piscina a lo largo del mes de septiembre, se observa una reducción en la demanda eléctrica, que se corresponde con un incremento de la energía vertida a red, lo cual se ve reflejado en los datos facilitados por la tabla.

El ahorro energético para la alternativa de 40 kWp es de 62571 kWh/año, además de unos excedentes de 3314 kWh/año que se compensan en la factura eléctrica a un coste negociado con la distribuidora eléctrica. Estos excedentes se justifican en las gráficas de la Figura 25, donde se aprecia el perfil energético de cada día dependiendo de la época del año (invierno, primavera, verano, otoño).

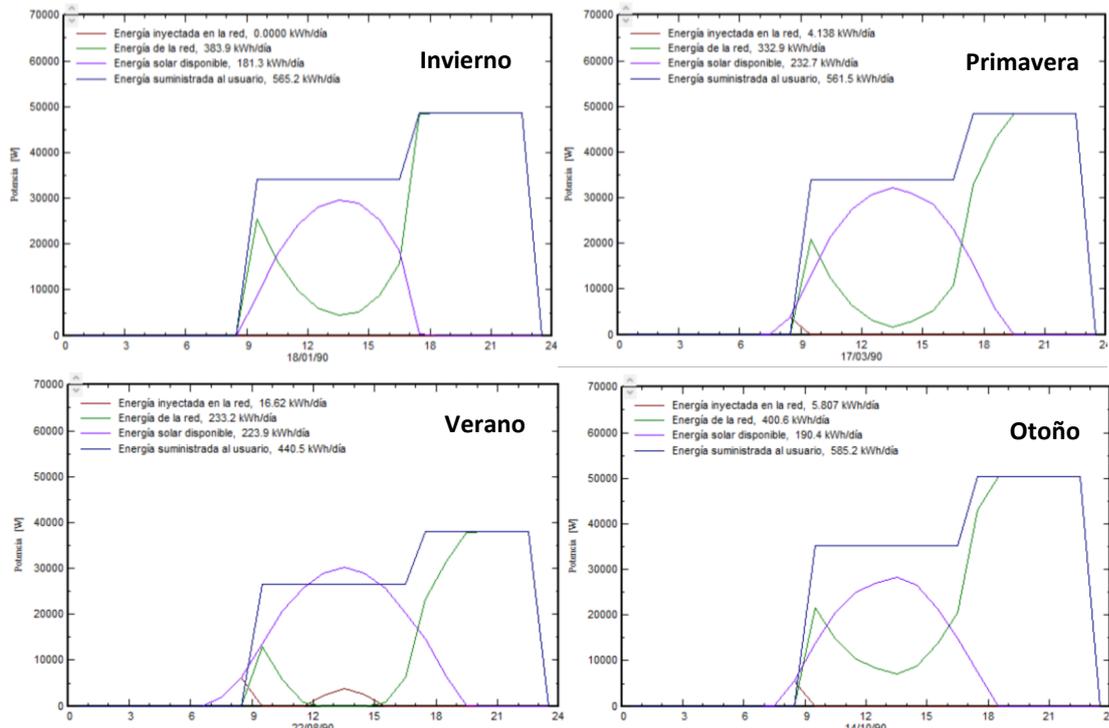


Figura 25. Balance energético anual - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST

En los perfiles diarios para cada estación del año de la Figura 25 se aprecia que el aprovechamiento de la energía solar que hay disponible es óptimo. Se produce un ligero excedente a primera hora del día, cuando el complejo deportivo permanece cerrado pero los módulos ya captan energía solar; y otro excedente en horas del mediodía durante el verano, donde la energía producida supera ligeramente a la demandada.

A continuación, en la Figura 26 se muestran las pérdidas que se producen en la instalación fotovoltaica.

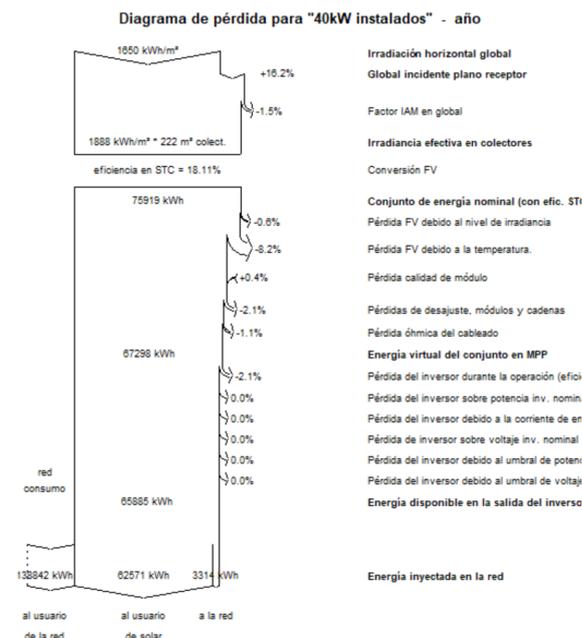


Figura 26. Diagrama pérdidas - alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST

En el diagrama de pérdidas se observa que la mayor parte de las pérdidas se originan debido al efecto de la temperatura, mientras que en el resto de la instalación se originan pérdidas menores. Las pérdidas mayoritarias se deben al descenso de temperaturas. Durante el invierno, para una tensión dada, la intensidad de funcionamiento es mayor que en verano. Por tanto, se trabaja a una mayor potencia. Estas pérdidas de potencia son de un 0,37 %/°C para el módulo fotovoltaico seleccionado. En las curvas I-V del panel fotovoltaico contenidas en el anexo se puede apreciar el efecto.

El Performance Ratio (PR) es el cociente entre la producción real y la teórica. Engloba todas las pérdidas que se generan en el sistema fotovoltaico, desde que la radiación solar incide en el módulo hasta la salida del inversor. Los resultados obtenidos muestran un performance ratio anual (PR) de 0,855.

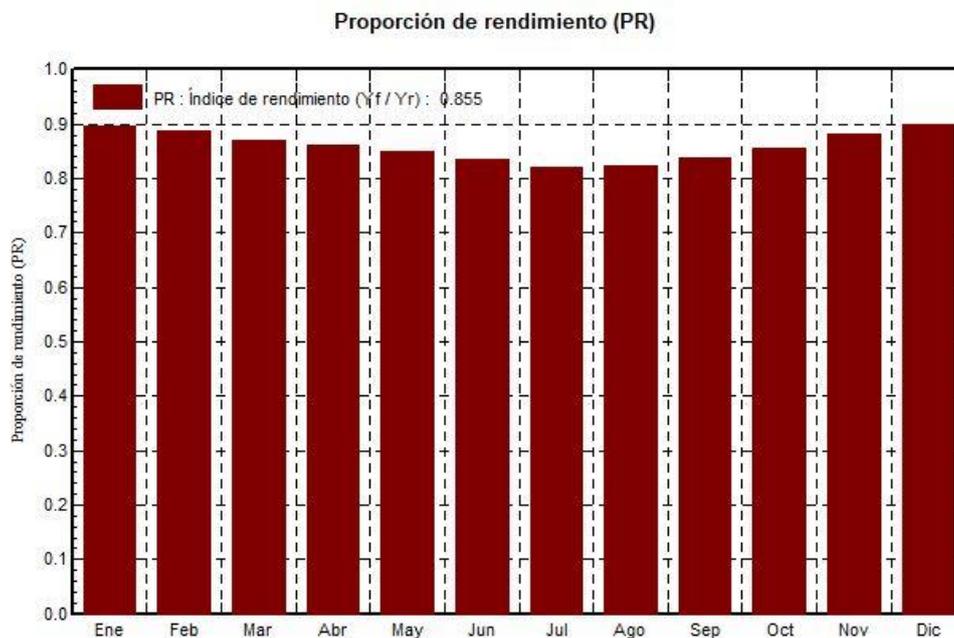


Figura 27. PR instalación – alternativa 40 kW. Fuente: PVSYST

En consonancia con las pérdidas por el efecto de la temperatura analizadas anteriormente, en la Figura 27 se observa que el rendimiento de la instalación incrementa durante el invierno y disminuye durante el verano.

7.4.1.3 [PVGIS vs dimensionamiento](#)

En la instalación de 40 kW, la simulación de PVGIS estima una producción eléctrica anual de **63280 kWh**. En la simulación de PVSYST, en la que se detallan más a fondo los parámetros de la instalación fotovoltaica y su sistema de configuración, se obtiene una producción solar de **67298 kWh**.

Contrastando ambas simulaciones se observa que la segunda de ellas, solo genera un 6% más de energía que la primera; indicador de que se ha dimensionado correctamente.

7.4.2 Diseño de la instalación fotovoltaica para maximizar la ocupación de la cubierta

Esta alternativa consiste en dimensionar la instalación de manera que se aproveche el máximo espacio disponible en la cubierta del pabellón, sin sobrepasar los 100 kW que permite el Real Decreto 244/2019 sobre Instalaciones de producción de pequeña potencia. En caso de alcanzar una potencia instalada de 100 kW, se tiene que realizar una conexión a la red de Alta Tensión y no se podría recurrir a la modalidad de compensación por excedentes. El excedente de energía se debería de vender a la red, tratándose de una alternativa no contemplada en este proyecto.

7.4.2.1 Pre dimensionado

En los próximos apartados, se observa que se dispone de suficiente espacio en cubierta, por lo que se limita la potencia a instalar a 100 kWp. El azimut se asume de +20° debido a que PVGIS no permite simular para dos orientaciones diferentes, y además se mantienen unas pérdidas genéricas de 14%.

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.977, 0.015
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 100 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 5 °
Ángulo de azimut: 20 °
Producción anual FV: 140013.22 kWh
Irradiación anual: 1785.79 kWh/m²
Variación interanual: 2874.14 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.37 %
Efectos espectrales: 0.5 %
Temperatura y baja irradiancia: -6.12 %
Pérdidas totales: -21.6 %

Perfil del horizonte:

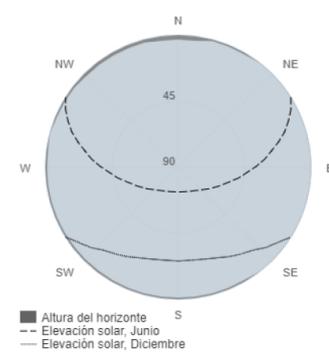


Figura 28. Valores estimados para la producción eléctrica solar 100 kW. Fuente: PVGIS

En la Figura 28 se observa que PVGIS estima una producción eléctrica de **140013 kWh** con unas pérdidas totales de 21,6%. A continuación, también realiza la estimación de la producción eléctrica en cada mes (Figura 29):

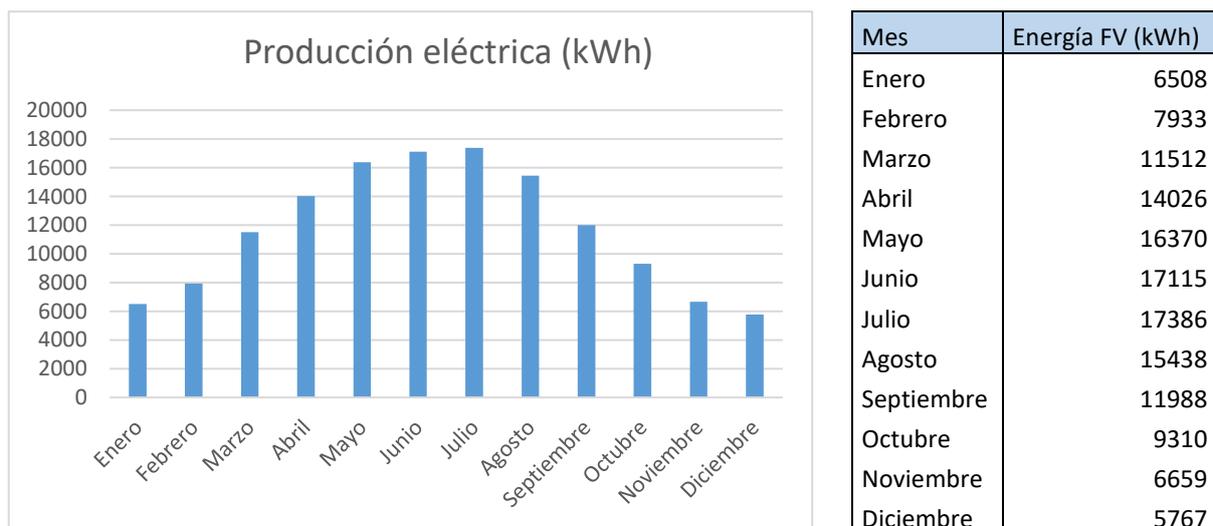


Figura 29. Producción FV mensual 100 kW. Fuente: PVGIS

7.4.2.2 Dimensionado

El dimensionado se realiza de manera análoga a la primera alternativa. Los objetivos establecidos son los siguientes:

- I. Compatibilidad del sistema con el inversor.
- II. Inclinação y distanciamiento de los paneles
- III. Disposición de los módulos sobre la cubierta.
- IV. Balance energético con PVSYST.

I. Compatibilidad del sistema con el inversor

Las comprobaciones para que el campo generador sea compatible con el inversor han sido realizadas en el dimensionado de la alternativa de 40 kW. En la Tabla 18 se muestra el resumen de los requisitos necesarios para un correcto dimensionado del sistema.

Tabla 18. Resumen restricciones para el dimensionado. Fuente: Elaboración propia

	Restricciones calculadas
Módulos FV en serie	$13 < n^{\circ} \text{módulos en serie} < 23$
Cadenas de módulos FV en paralelo	$n^{\circ} \text{strings en paralelo} < 2$

II. Inclinação y distanciamiento de los paneles

En la alternativa de maximizar superficie, no se calcula una inclinación óptima u orientación debido a que estos dos factores condicionan la instalación y no pueden ser modificados. Además, los módulos no tienen distancia entre sí, debido a que se colocan todos en el mismo plano coplanario al de la cubierta. Análogamente a la instalación de 40 kW, no se cuenta con pérdidas por sombreado puesto que no hay edificaciones que obstruyan los rayos solares.

Los módulos fotovoltaicos se disponen verticalmente aprovechando los 5° de inclinación con los que cuenta la cubierta, con la respectiva orientación en cada vertiente de la cumbrera ($\alpha_1 = -70^\circ$ y $\alpha_2 = 110^\circ$).

III. Disposición de los módulos sobre la cubierta

A raíz de las restricciones de la Tabla 18 se diseña la disposición del campo generador.

Para ello se calcula cuántos módulos fotovoltaicos pueden ocupar la superficie disponible de la cubierta, de 50x30 m. La disposición de los módulos se realiza en ambas vertientes de la cubierta del pabellón. En el cálculo, las filas se toman en paralelo a la cumbrera y las columnas perpendicularmente. Las dimensiones del módulo se muestran en la Tabla 17 del apartado anterior.

Cada vertiente de la cubierta dispone de 15 metros en los que pueden agruparse una determinada cantidad de filas de módulos.

$$\frac{\text{anchura vertiente}}{\text{altura}_{\text{módulo}}} < 8 \text{ paneles} \quad 27)$$

El largo disponible de la cubierta es 50 m. No obstante, 20 m de la parte norte se pretenden reservar para la instalación de captadores termosolares, por tanto, se dispone de 30 m de largo.

$$\frac{\text{largo disponible en la cubierta}}{\text{anchura}_{\text{módulo}}} < 28 \text{ paneles} \quad 28)$$

De los cálculos realizados se tiene una máxima distribución de 8x28 paneles en cada vertiente. Por tanto, aprovechando toda la superficie útil, podrían llegar a instalarse hasta 448 módulos coplanarios al plano de la cubierta. Esta cantidad de módulos equivale a una potencia instalada de 150 kW, cuatro veces mayor a la alternativa valorada anteriormente. En caso de instalar 448 módulos fotovoltaicos se superaría el límite que establece la normativa de RD 244/2019, por lo que se ha de recalculer el número de módulos en serie que garanticen no superar los 100 kW máximos permitidos.

$$\frac{100000W}{335 \frac{W}{\text{módulo}}} = 298 \text{ módulos} \quad 29)$$

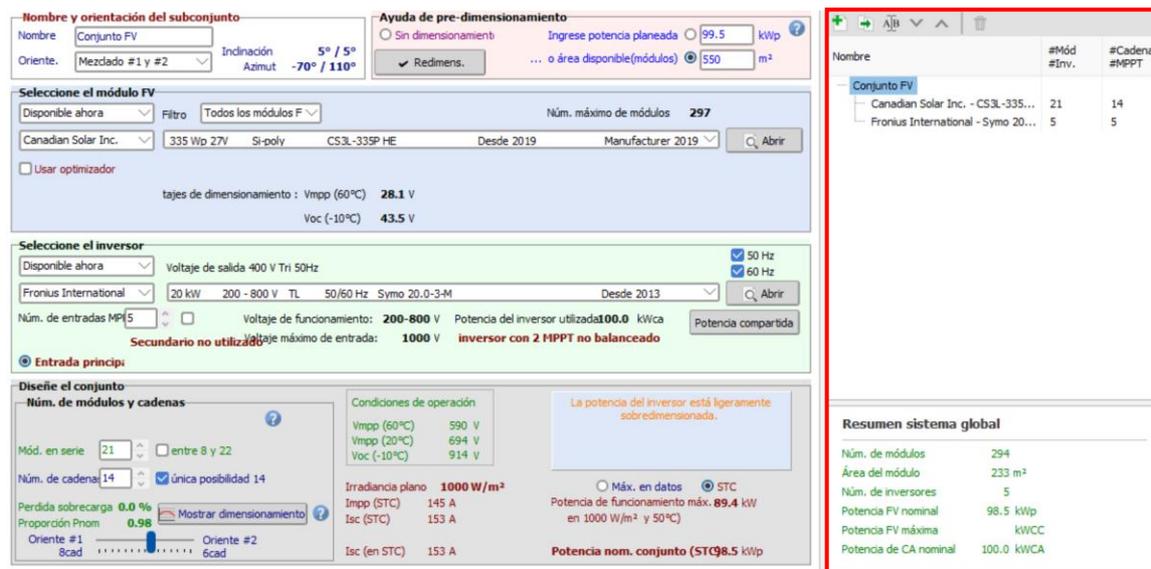
Finalmente, se tiene un máximo de 298 módulos que pueden ser distribuidos con diferentes configuraciones:

- 15 strings de 19 módulos, con un total de 285 módulos.
- 14 strings de 21 para así maximizar módulos e instalar 294 módulos.

IV. Balance energético con PVSYSY

Análogamente a la alternativa de 40 kW, la ayuda de pre dimensionamiento del programa PVSYSY proporciona un dimensionado para el área de captación calculada en la expresión 30.

$$298 \text{ módulos} * 1,849 \frac{m^2 \text{ útiles}}{\text{módulo}} = 551 m^2 \quad 30)$$



The screenshot displays the PVSYSY software interface for pre-dimensioning a solar system. It includes sections for sub-array name and orientation, module selection (Canadian Solar Inc. CS3L-335P HE), inverter selection (Fronius International Symo 20.0-3-M), and system design parameters (21 modules in series, 14 strings). A global system summary table is highlighted with a red border.

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Conjunto FV		
Canadian Solar Inc. - CS3L-335...	21	14
Fronius International - Symo 20...	5	5

Resumen sistema global	
Núm. de módulos	294
Área del módulo	233 m ²
Núm. de inversores	5
Potencia FV nominal	98.5 kWp
Potencia FV máxima	kWCC
Potencia de CA nominal	100.0 kWCA

Figura 30. Pre dimensionamiento PVSYSY – alternativa maximizar cubierta. Fuente: PVSYSY

La solución al dimensionado, propuesta por PVSYST, es de 14 cadenas de 21 módulos en serie, y 5 inversores conectados en paralelo. Con este sistema se tiene un total de 294 módulos y una potencia instalada de 98,5 kW.

Del apartado anterior, se tiene que en cada vertiente se pueden colocar un máximo de hasta 8 filas de paneles. Dado que existe una vertiente con menos azimut que otra, y por tanto más favorable; se colocan 8 cadenas de paneles en la vertiente del lado este ($\alpha = -70^\circ$), y las 6 restantes en la vertiente del lado oeste ($\alpha = +110^\circ$). La distribución de los módulos fotovoltaicos está representada en la sección PLANOS.

A continuación, en la Figura 31 se muestran los resultados del balance energético para la simulación .

Maximizar cubierta
Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	67.8	25.02	9.81	68.1	64.5	6050	17521	5517	397	12004
Febrero	86.0	36.30	10.91	86.3	83.1	7721	22067	7279	280	14788
Marzo	130.9	52.85	13.86	131.1	127.4	11592	17406	8241	3114	9165
Abril	170.8	64.17	15.75	170.9	167.1	14939	17952	9350	5291	8602
Mayo	194.1	75.69	19.45	194.2	190.4	16679	17064	9205	7135	7859
Junio	206.0	86.18	23.88	206.1	202.3	17378	16816	9604	7425	7212
Julio	220.9	81.56	26.58	221.1	217.0	18387	16397	9667	8348	6730
Agosto	181.4	79.71	26.73	181.5	177.7	15179	13655	7800	7066	5855
Septiembre	141.9	58.61	22.79	142.1	138.4	12097	9180	4937	6913	4243
Octubre	112.4	44.03	19.29	112.7	109.1	9758	18142	7586	1969	10556
Noviembre	75.7	25.45	13.60	76.1	72.2	6680	18937	6117	418	12820
Diciembre	62.3	25.74	10.43	62.6	58.7	5517	16276	5135	258	11141
Año	1650.3	655.31	17.80	1652.9	1607.9	141976	201413	90438	48613	110975

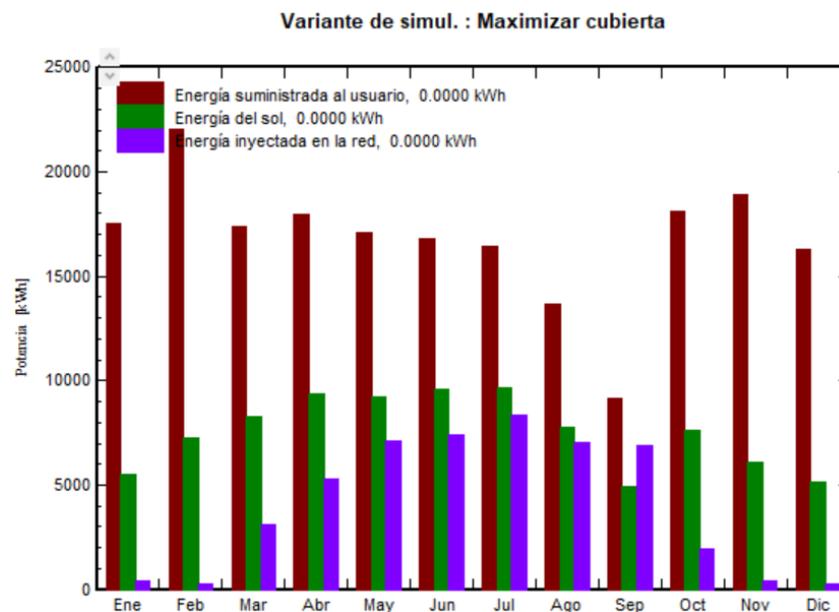


Figura 31. Balance energético anual - alternativa máx. cubierta. Fuente: PVSYST

EArray (energía producida)	141976 kWh
E_User (demanda energética del usuario)	201413 kWh
E_Solar (energía solar consumida por las instalaciones)	90438 kWh
E_Grid (energía solar inyectada en la red)	48613 kWh
EFrGrid (energía consumida de la red)	110975 kWh

Aumentando la cantidad de módulos fotovoltaicos de 120 a 294 (+145%) se incrementa el aporte solar de 62571 kWh a 90438 kWh (+44%), es decir, se consigue un incremento de la energía solar consumida menor que el incremento de la potencia instalada.

En los resultados se observa que los excedentes de esta alternativa aumentan considerablemente frente a la alternativa de 40 kW. Este incremento de energía vertida a red se debe a que la potencia instalada es mayor, y por tanto se genera más energía. A continuación, la Figura 32 representa el balance energético diario para cada época del año (invierno, primavera, verano, otoño) y justifica los excedentes mencionados.

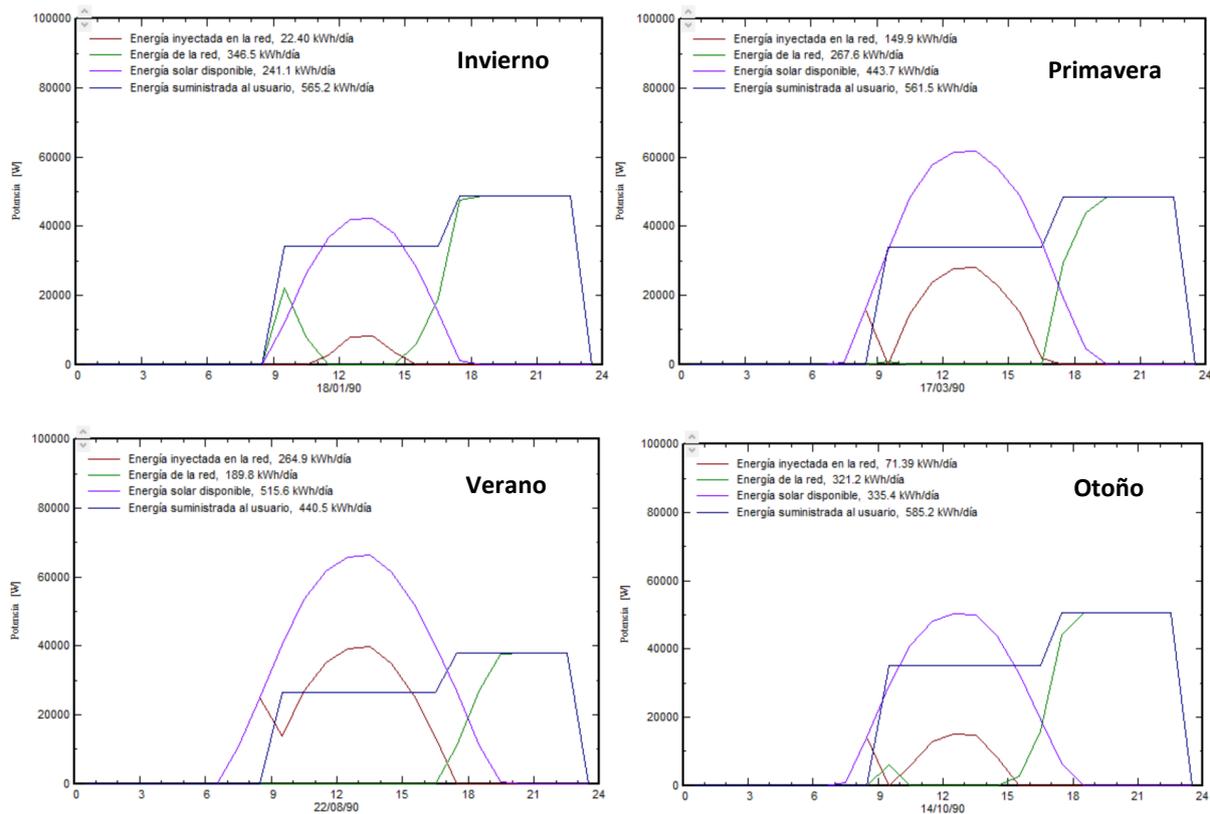


Figura 32. Balance energético diario para cada época del año - alternativa máx. cubierta. Fuente: PVSYST

En los perfiles diarios de la Figura 32, se observa que gran parte del incremento de energía solar no se autoconsume y se vierte a la red. Esto se justifica debido a que durante las horas del mediodía el centro presenta una menor demanda, coincidiendo estas horas con los picos de energía solar producida.

Se aprecia que, en los meses de verano, hay una mayor inyección de energía a la red. Es debido a que la demanda energética del usuario disminuye y a su vez la energía captada aumenta. También se crean ligeros excedentes durante las primeras horas de la mañana cuando el complejo deportivo todavía permanece cerrado. Durante las horas de la tarde, en las cuales no hay aporte solar, se necesita un aporte de energía de la red externa para poder cumplir con la demanda del centro deportivo.

Finalmente, la Figura 33 muestra en qué partes de la instalación se producen las pérdidas del sistema.

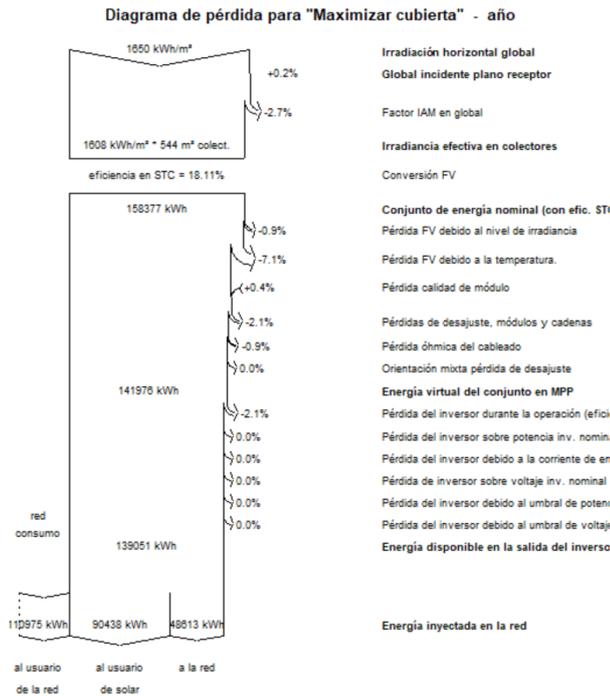


Figura 33. Diagrama de pérdidas - alternativa maximizar cubierta. Fuente: PVSYST

En la Figura 33 se observa que las pérdidas por el efecto de la temperatura, anteriormente explicadas para la alternativa de 40 kW, vuelven a ocasionarse en una proporción similar. El efecto que están pérdidas tienen sobre el performance ratio se observa en la Figura 34.

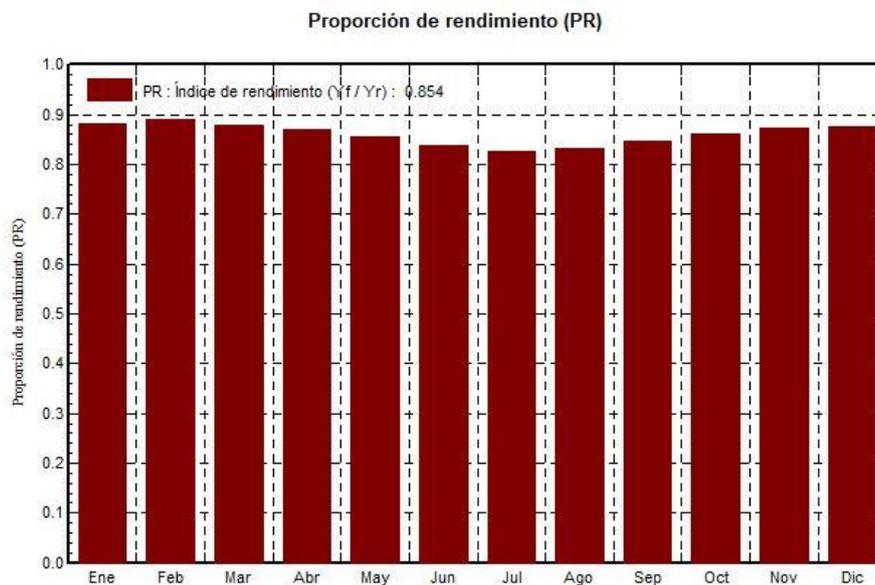


Figura 34. PR instalación máx. cubierta. Fuente: PVSYST

El rendimiento sigue el mismo patrón que en la alternativa de 40 kW, incrementando en invierno y disminuyendo en verano debido en mayor parte al efecto de la temperatura. El performance ratio calculado en esta alternativa es de 0,854, similar al de la alternativa de 40 kW (PR=0,855).

7.4.2.3 PVGIS vs dimensionamiento

En la instalación de 40 kW, la simulación de PVGIS estima una producción eléctrica anual de **140013 kWh**; mientras que en la simulación de PVSYST, en la que se detallan más a fondo los parámetros de la instalación fotovoltaica y su sistema de configuración, se obtiene una producción solar de **141976 kWh**. Se observa que la estimación de energía generada según ambos sistemas tan solo difiere en un 1,4%, por lo que se llega a la conclusión de que la instalación ha sido dimensionada correctamente.

7.5 Viabilidad de las alternativas

El análisis de viabilidad sobre la instalación fotovoltaica se centra en comparar las dos alternativas estudiadas y decidir cuál tiene una mejor rentabilidad. Para ello, se calcula la correspondiente tasa interna de retorno y el valor actual neto de cada instalación diseñada.

El presupuesto de la instalación fotovoltaica de 40 kWp es de **44.002,92 €**, mientras que el de la alternativa maximizando el espacio en cubierta es de **93.043,15 €**. Ambos presupuestos están desglosados en unidades de obra (obtenidas de la base de datos CYPE) en el capítulo de presupuestos.

Análogamente a la viabilidad de la mejora luminaria, se solicita financiación a una entidad de crédito por el importe del 60% de la inversión inicial, según las siguientes condiciones: plazo 25 años, tipo de interés fijo del 3,5%. El cálculo del coste de financiación anual se calcula mediante la expresión 8. El Plan de las Energías Renovables PER (2011-2020) estima que los costes de operación y mantenimiento son de 47.000 €/MW, y que los costes del seguro son de 3.000€/MW/año (IDAE, 2011).

El precio al que se ahorra la electricidad generada se ha establecido en 0,11 €/kWh, y el precio de compensación por excedentes se ha estimado con un valor de 0,04 €/kWh. Estos precios se obtienen en una negociación con la compañía distribuidora. Los balances netos de cada alternativa durante el primer año se encuentran detallados en la Tabla 19 y la Tabla 20.

Tabla 19. Flujo de caja 40 kW. Fuente: Elaboración propia

Coste inicial	17.601,17 €
Préstamo banco 60%	26.401,75 €
Costes anuales-año 1	
Costes de O & M	1.880,00 €
Coste de seguro	120,00 €
Pago deuda anual	1.601,90 €
	3.601,90 €
Ahorros anuales	
Ahorro electricidad generada	6.882,81 €
Ahorro compensación	132,56 €
Ahorro total en energía eléctrica	7.015,37 €
Flujo de caja neto año 1	3.413,47 €

Tabla 20. Flujo de caja 98 kW. Fuente: Elaboración propia

Coste inicial	37.217,26 €
Préstamo banco 60%	55.825,89 €
Costes anuales-año 1	
Costes de O & M	4.606,00 €
Coste de seguro	294,00 €
Pago deuda anual	3.387,18 €
	8.287,18 €
Ahorros anuales	
Ahorro electricidad generada	9.948,18 €
Ahorro compensación	1.944,52 €
Ahorro total en energía eléctrica	11.892,70 €
Flujo de caja neto año 1	3.605,52 €

Para el cálculo del VAN y la TIR se procede análogamente a la viabilidad de luminarias LED. La tasa de inflación se establece del 2% y la tasa de descuento del 6%. Para el cálculo, el precio de la electricidad

sigue la misma inflación que el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Con la expresión 9 se calcula el valor actual neto de cada alternativa.

Tabla 21. Flujo de caja 40 kW. Fuente: Elaboración propia

Inversión inicial	17.601,17 €
VAN ahorro eléctrico	108.342,05 €
VAN O&M y seguro	30.887,05 €
VAN deuda	24.739,00 €
VAN proyecto	35.114,83 €

Tabla 22. Flujo de caja 98 kW. Fuente: Elaboración propia

Inversión inicial	37.217,26 €
VAN ahorro eléctrico	183.665,22 €
VAN O&M y seguro	75.673,28 €
VAN deuda	52.310,03 €
VAN proyecto	18.464,65 €

En la Tabla 21 se ha calculado un VAN de **35.114,83 €** para la instalación de 40 kW; mientras que en la Tabla 22, el VAN de la alternativa de maximizar el espacio en cubierta es de **18.464,65 €**. Por lo que se obtiene mayor beneficio con la instalación dimensionada a partir del valor de potencia contratada.

La TIR obtenida para la alternativa de 40 kW es de **12,91%**, con un periodo de retorno de 6,01 años. La alternativa de maximizar espacio en cubierta tiene una TIR más baja de **7,89%**, con un retorno a los 13,84 años. Ambas son rentables, ya que tienen una TIR superior a la tasa de descuento. La alternativa de maximizar cubierta contribuye más a la reducción de cantidades de CO₂; pero desde el punto de vista financiero, la alternativa de 40 kW es más segura.

La Figura 35 y Figura 36 muestran los flujos de caja de la alternativa de 40 kW, y la de maximizar el espacio en cubierta, respectivamente. El desglose de los flujos de caja de cada alternativa se encuentra en el anexo.

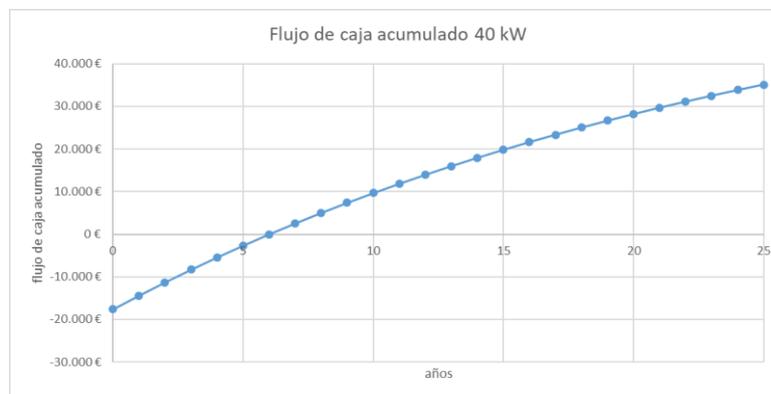


Figura 35. Flujo de efectivo 40 kW. Fuente: Elaboración propia

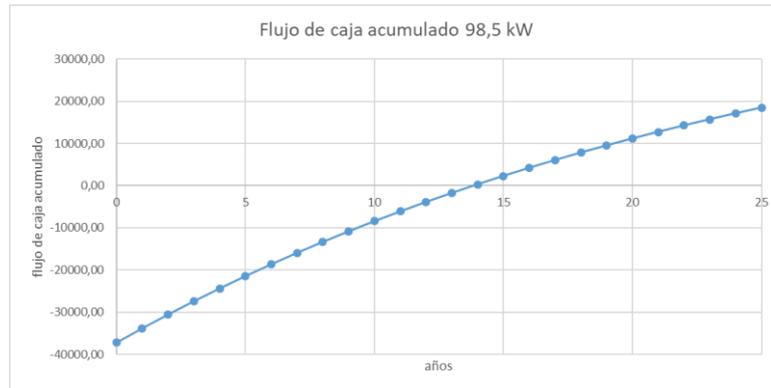


Figura 36. Flujo de efectivo 98,5 kW. Fuente: Elaboración propia

Tras el análisis de viabilidad realizado, se llega a la conclusión de que la alternativa del dimensionado a partir de la potencia contratada es la alternativa más rentable. Con esta se tiene un valor actual neto 17.000 € superior al que se tiene con la otra alternativa. Además, se consigue optimizar la rentabilidad a un 12,91%, mientras que la otra alternativa tiene una rentabilidad del 7,89%.

7.6 Soportes estructurales

Los soportes se seleccionan teniendo en cuenta una serie de factores, como son la seguridad, compatibilidad con el material de la cubierta, así como el coste y sus dimensiones.

En primer lugar, es esencial que cumplan con las especificaciones técnicas de seguridad y resistencia: sobrecargas de nieve, factor viento, resistencia térmica, etc... Posteriormente, se ha de tener en cuenta que la estructura se ancla sobre cubierta de chapa metálica, y no sobre suelo u hormigón, que es para lo que se suelen diseñar las estructuras con inclinación.

La disposición de los paneles se realiza verticalmente sobre la cubierta. La estructura debe ser capaz de albergar 10 paneles, calculados previamente en el apartado del dimensionado. La inclinación de la estructura triangular debe ser de 35° para obtener una solución óptima

Tras ver los soportes Sunfer CVE915 de 10 módulos, de inclinación 35° fija, que tienen un coste de 379€ (38€/módulo); y los Sunfer 13V de 5 módulos, de inclinación regulable de 30 a 35°, con un coste de 320€ (64€/módulo). Finalmente, se opta por los Sunfer CVE915 de 10 módulos dado que suponen un ahorro económico significativo del 40%.

Para la alternativa de maximizar la superficie en la cubierta, como los módulos se instalan sobre el plano de la cubierta, se opta por modelo Sunfer KH915 de 19 módulos con sujeciones de rail.

7.7 Cableado

El sistema de cableado debe cumplir con la norma UNE-HD 60364-7-712/2017 y con el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión BT-40, publicado en 2013, que exige los siguientes requisitos:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el

punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Por tanto, para el cálculo del cableado se utilizan los siguientes criterios:

- I. Criterio caída tensión máxima
- II. Criterio de máxima corriente admisible

El porcentaje de caída de tensión se asigna proporcionalmente: un 1% para el tramo de corriente continua (los módulos más lejanos se encuentran a 50 m del inversor), y un 0,5% para el tramo de corriente alterna, ya que este se encuentra al lado del cuadro general de corriente alterna.

7.7.1 Conexión corriente continua

En el tramo de corriente continua es necesario utilizar un cable que cumpla con la norma UNE EN 50618/2015 sobre Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos, y posteriormente calcular la sección necesaria para cada tramo. El cable seleccionado es el TOPSOLAR (PV) H1Z2Z2-K (AS), el cual es de cobre y está aislado con elastómero reticulado libre de halógenos, tal y como muestran sus siglas:

Z2: Aislamiento de elastómero reticulado libre de halógenos

Z2: Cubierta de elastómero reticulado libre de halógenos

K: Conductor de cobre electrolítico, estañado, Clase 5 según IEC 60228

(AS): Cable de Alta Seguridad, no propagador del incendio.

La caída de tensión para este tramo debe ser de un máximo de 1%, como se ha explicado anteriormente, desde el tramo de longitud del módulo más lejano al inversor. La conexión se realiza directamente a los inversores, con las medidas de protección detalladas en el anexo.

Al funcionar con seguidor MPP multi-entrada, se tienen 2 entradas CC independientes entre sí. Ya que cada una funciona con un seguidor MPP distinto, sus rendimientos también serán independientes. En la Figura 37, se observa que por cada seguidor MPP hay disponibles 3 bornes de entradas para polos positivos (DC+), y un total de 6 bornes en las entradas de los polos negativos (DC-).

Por tanto, cada inversor permite la conexión de hasta 6 series fotovoltaicas (strings) dividiéndolas entre las dos entradas de seguidor MPP (DC+1/DC+2). El fabricante detalla que los bornes DC- pueden utilizarse de cualquier manera ya que están conectados internamente.

En la opción de 40 kW de 2 inversores, como sólo se cuenta con 6 strings, la solución es optar por conectar 2 strings a la entrada MPP 1 en cada inversor (DC +1.1 y DC +1.2), y el string restante a la entrada MPP DC +2.1 en cada inversor. Las conexiones se representan en la Figura 37.

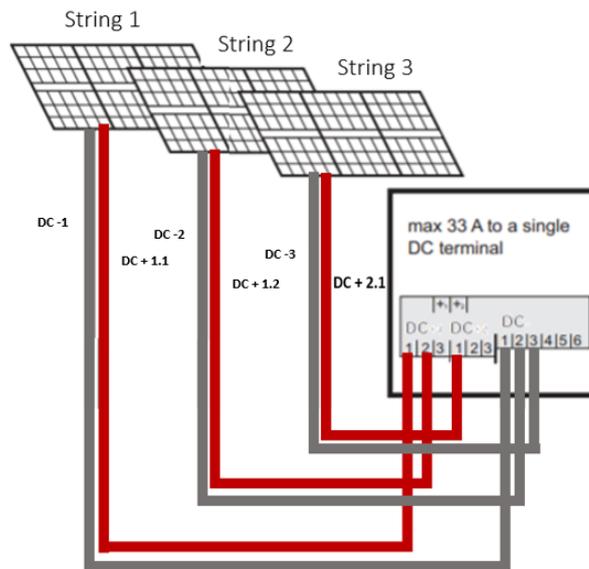


Figura 37. Conexión al inversor. Fuente: Elaboración propia

La Tabla 23 muestra las máximas corrientes que pueden soportar las entradas de corriente continua. A continuación, se comprueba el conexionado propuesto es seguro para el inversor.

Tabla 23. Corrientes de entrada CC del inversor. Fuente: Fronius

Corrientes de entrada CC del inversor Fronius Symo 20.0-3-M	
Máxima corriente de entrada I_{mpp}	27 A
Máxima corriente de entrada total ($I_{mpp_1} + I_{mpp_2}$)	50 A

En la de la Tabla 23, se observa que la máxima corriente de entrada es de 27 A. Siendo $I_{mp} = 10,34$ la corriente de cada string, conectar dos strings en una misma entrada CC causaría una corriente de 20,68 A, la cual es menor que 27 A.

La suma de los tres strings conectados al inversor es de una corriente total de 31,02 A, que es inferior a los 51 A establecidos por el fabricante. Por tanto, el conexionado cumple los criterios de seguridad.

I. Criterio de caída de tensión

Se debe asegurar que haya menos caída de tensión que el límite que establece el reglamento, 1% para este tramo. Se calcula adoptando el criterio más restrictivo, siendo éste para el string más lejano a la entrada del inversor, con una longitud de 50 m.

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_{mp} \cdot \rho_{90} \cdot L}{S} \quad 31)$$

$$S > 3,507 \text{ mm}^2$$

I_{mp}	Intensidad de máxima potencia	10,34 A
L	Longitud del cable	50 m
ρ_{90}	Resistividad a 90°C	0.02198 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
V_{string}	Tensión máxima que puede ocasionarse en condiciones estándar: 1000 W/m ² y 25°C	32,4 V

Se normaliza a una sección de cable de 4 mm².

II. Criterio máxima corriente admisible

La intensidad de cortocircuito que circula por cada string es de $I_{sc_{stc}} = 10,9 A$, en cambio en condiciones de máxima temperatura $I_{sc_{Tmax}} = 11,13 A$. Por lo que se utiliza esta última al ser más restrictiva.

Primero se debe asegurar que el cable soporte un 125% de la máxima intensidad que se pueda generar en el cable:

$$I_b \geq 1,25 \cdot I_{sc_{Tmax}} \quad 32)$$

$$I_b \geq 13,63 A$$

Tabla 24. Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos. Fuente: UNE EN 50618

Sección nominal mm^2	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Para una sección de $4 mm^2$ se tiene una intensidad máxima admisible de $I_{Tabla} = 52 A$. A continuación, se deben tener en cuenta dos factores: el factor de temperatura (Tabla 25) y el factor de agrupación de cables (Tabla 26).

Tabla 25. Factores de conversión de la intensidad admisible para diferentes temperaturas. Fuente: UNE EN 50618

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 26. Factores de reducción para usarse con las corrientes admisibles. Fuente: UNE HD 60364

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

En la Tabla 25, para una temperatura máxima de 90°C, se tiene un factor de $K1 = 0,75$.

Los cables de los 6 strings se agrupan en un mismo tubo desde la cubierta hasta la sala del cuadro general donde está el inversor. Por tanto, atendiendo a la Tabla 26, $K2 = 0,57$.

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_{Tabla} \quad 33)$$

$$I_z = 22,23 \text{ A}$$

Por tanto, se cumple que una sección de cable de 4 mm^2 es adecuada para el tramo de corriente continua.

$$13,63 \text{ A} < 22,23 \text{ A}$$

7.7.2 Conexión corriente alterna

En la parte de corriente alterna no es necesario un cable especializado en fotovoltaica como lo es el de la parte continua. Un cable tetra polar como "PRYSMIAN H07RN-F" es adecuado para este tramo de la instalación de sólo 5 m de longitud. El tramo va desde la salida del inversor hasta la entrada del C.G.B.T pasando por el cuadro de protecciones, compuesto por el interruptor magneto-térmico y el interruptor diferencial.

Los inversores se encuentran en la misma zona que el cuadro general de corriente alterna, por lo que la distancia es mínima, y por eso en el apartado anterior se le ha asignado un 0,5% de caída de tensión permitida. En este tramo también se ubica el sistema de protecciones para la salida AC de los inversores.

Se utilizan los mismos criterios que para la parte continua ya que se siguen rigiendo por el Reglamento Electrónico de Baja Tensión.

I. Criterio de caída de tensión

Primero se calcula la intensidad de corriente en la salida del inversor con la expresión 34, y posteriormente se calcula la sección necesaria para que se cumpla el 0,5% de caída de tensión.

$$I_{invCA} = \frac{P_{inversor}}{\sqrt{3} \cdot V_{linea}} \quad 34)$$

$$I_{invCA} = 28,9 \text{ A}$$

35)

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{invCA} \cdot \rho_{90} \cdot L \cdot \cos \varphi}{S}$$

$$S > 2,75 \text{ mm}^2$$

P	Potencia del inversor	20000 VA
$V_{línea}$	Tensión de línea AC	400 V
I_{invCA}	Intensidad de salida del inversor	
ΔV	Caída de tensión máxima permitida del 0,5%	2 V
L	Longitud del cable del inversor al C.G.B.T.	5 m
ρ_{90}	Resistividad a 90°C	0.02198 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
$\cos \varphi$	Factor de potencia	1
S	Sección cableado corriente alterna	

Se normaliza a una sección de cable de 4 mm².

II. Criterio de máxima corriente admisible

El valor de la corriente en la salida del inversor es de $I_N = 28,9 \text{ A}$. Por tanto, el cable seleccionado debe ser capaz de soportar más del 125% de esta intensidad.

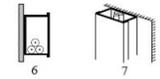
36)

$$I_b \geq 1,25 \cdot I_N$$

$$I_b \geq 36,125 \text{ A}$$

Primero se determina el tipo de instalación que se tiene en el tramo del inversor al C.G.B.T.:

Tabla 27. Métodos de instalación para la determinar corrientes admisibles. Fuente: UNE HD 60364-5-52

Elemento n°	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
1	 local	Conductores aislados o cables unipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A1
2	 local	Cables multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A2
3	 local	Cable multipolar en el interior de una pared térmicamente aislante ^{a, c}	A1
4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B1
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B2
6 7		Conductores aislados o cables unipolares en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) sobre una pared de madera o mampostería: - en recorrido horizontal ^b - en recorrido vertical ^{b, c}	B1

De la Tabla 27 extraída de la norma UNE HD 60364-5-52, se observa que la instalación es de tipo B1, ya que el cable se instala dentro de una canaleta. A continuación, en la Tabla 28 se obtiene si la sección de 4 mm² es capaz de soportar los 36,125 A:

Tabla 28. Intensidad máxima admisible para cada sección. Fuente: UNE HD 60364-5-52

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A1												
A2	3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE						
B1					3 PVC	2 PVC	3 XLPE	2 XLPE		2 XLPE		
B2			3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE				
C					3 PVC			2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
E							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
F								3 PVC		2 PVC	3 XLPE	2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tamaño (mm ²) Cobre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161

Además, hay que tener en cuenta los factores de temperatura y agrupamiento. Análogamente al apartado de corriente continua, se obtienen los factores de la Tabla 25 y Tabla 26. $K1 = 0,75$ y $K2 = 1$

$$I_b < I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_{Tabla} \quad 37)$$

$$36,125 A > 34,5$$

No se cumple el criterio de máxima corriente admisible, por lo que se debe rediseñar el tramo de corriente alterna con una mayor sección. En la Tabla 28, para una sección de 10 mm² se tiene que $I_{Tabla} = 63 A$.

$$I_z = 47,25 A \quad 38)$$

$$36,125 A < 47,25 A$$

Entonces se cumple el criterio de máxima corriente admisible para una **sección de 10 mm²** en corriente alterna.

7.8 Contador

El control de la energía que se autoconsume y que se vierte a red se realiza con un contador bidireccional, por ello se opta por el Smart Meter 63A Trifásico 43 kW del fabricante Fronius, el cual es compatible con el inversor. El contador registra las curvas de consumo y hace que sea capaz de limitar la potencia a lo que se consume.

8 Diseño de la instalación solar térmica

La instalación solar térmica consiste en un diseño de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y climatización de la piscina, en el cual se cuenta con un circuito primario con un fluido caloportador que fluye a través de los captadores, y dos circuitos secundarios: uno para ACS y otro para la climatización del vaso de la piscina.

El circuito primario tiene la función de transmitir la energía, mediante un fluido caloportador, desde los colectores solares al circuito de ACS y de la piscina. La energía térmica de los captadores se transfiere al circuito de ACS mediante un interacumulador y al circuito de climatización del vaso mediante un intercambiador de placas. Para evitar sobrepresiones, el circuito primario cuenta con un vaso de expansión que es capaz de liberar excesos de presión. Además, se dispone de una bomba hidráulica para vencer las pérdidas de carga que se originan en el circuito (Figura 38).

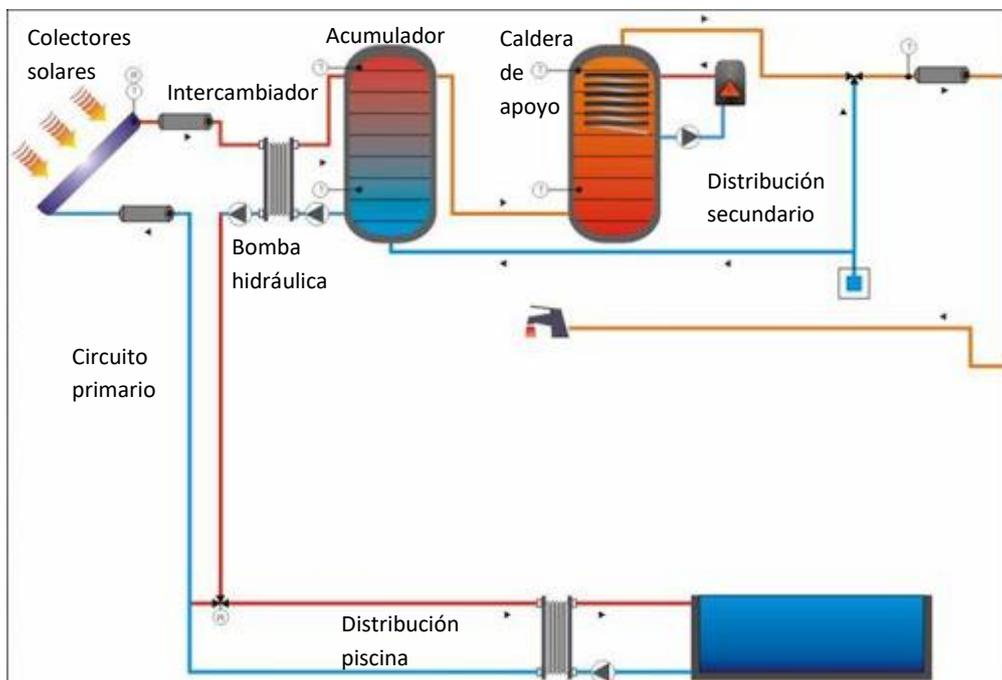


Figura 38. Instalación con interacumulador y caldera como apoyo auxiliar. Fuente: Guía Energía Solar ASIT

En el estudio de instalación termosolar a baja temperatura, primero se analizan las necesidades de ACS y de climatización de la piscina. Posteriormente se calcula la superficie de captación necesaria para cumplir con la aportación mínima exigida por el Documento de ahorro energético HE4 y también se detallan los componentes del circuito primario (Código Técnico de la Edificación, 2019).

Por último, se realiza un estudio sobre la viabilidad de la instalación termosolar y se toma la decisión sobre si la inversión es adecuada o no.

8.1 Ocupación y horarios

Conocer el aforo y afluencia de usuarios en las instalaciones es esencial para estimar la demanda de Agua Caliente Sanitaria necesaria para abastecer las instalaciones.

El horario anual de las instalaciones polideportivas es el siguiente:

De lunes a viernes: 09:00 a 23:00 h

Sábados: 09:00 a 14:00 h

La piscina cierra temporalmente del 4 al 24 de septiembre por razones de mantenimiento.

En el cálculo de la demanda de ACS se debe tener en cuenta que los cursos federativos comienzan en octubre y finalizan en junio.

8.1.1 Horarios pabellón

El centro deportivo facilita la información relativa a los horarios y al número de usuarios que utilizan las duchas de las instalaciones del pabellón (Figura 39).

	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
8:00							
8:30							
9:00							
9:30							Liga Colles Futbol Sala
10:00						Gimnastica Tramuntana de 9:00 a 13:00	Liga Colles Futbol Sala
10:30							Liga Colles Futbol Sala
11:00							Liga Colles Futbol Sala
11:30							Liga Colles Futbol Sala
12:00							Liga Colles Futbol Sala
12:30							
13:00							
13:30							
14:00							
14:30							
15:00							
15:30							
16:00							
16:30							
17:00							
17:30	Gimnastica Tramuntana de 17:00 a 19:30	Gimnastica Tramuntana de 17:00 a 20:30	Gimnastica Tramuntana de 17:00 a 19:30	Grau Basquet	Gimnastica Tramuntana de 17:00 a 19:30		Liga Colles Futbol Sala
18:00				Grau Basquet			Liga Colles Futbol Sala
18:30					Liga Colles Futbol Sala		
19:00					Liga Colles Futbol Sala		
19:30					Liga Colles Futbol Sala		
20:00	M.F.Adultos G. Tramuntana		M.F.Adultos G. Tramuntana	Alquiler Futbol Sala	M.F.Adultos G. Tramuntana	Liga Colles Futbol Sala	
20:30						Liga Colles Futbol Sala	
21:00	Liga Local Futbol Sala	Liga Local Baloncesto	Liga Local Baloncesto	Alquiler Futbol Sala	Alquiler Futbol Sala		
21:30				Alquiler Futbol Sala	Alquiler Futbol Sala		
22:00	Liga Local Futbol Sala			Alquiler Futbol Sala	Alquiler Futbol Sala		
22:30							

Observaciones:

Gimnastica tramuntana: Divessos grupos con varios horarios, hasta las 19:00 pueden ser unas 100 niñas, despues el numero se va reduciendo

M. F. Adultos: utiliza 1/3 de pista mientras en los otros 2/3 estan las de gimnasia, suelen venir una media de 20 a 25 personas.

Ligas locales de futbol sala y baloncesto, entre 10 y 19 deportistas, sobre los 14 / 15 suene ser lo avitual.

Liga de colles igual a lo anterior.

Grau Basquet: son entrenamientos de infantiles y alevines, sobre los 10 / 12.

Las niñas de ritmica la gran mayoría se ducha en su casa, los de basquet igual, el reto si utiliza las instalaciones.

Figura 39. Horarios Zona Pabellón con observaciones. Fuente: Emilio Fabregat

- Para los grupos de Gimnasia Tramuntana y grupos de Grau Basquet se asume que solo un 15% hace uso de las duchas, ya que como se detalla en la Figura 39: “la gran mayoría opta por ducharse en casa”.
- No se incluye la liga de futbol sala del fin de semana, debido a que este evento se realiza únicamente en la semana de las fiestas patronales de la ciudad. Por tanto, el sábado el consumo de ACS es prácticamente nulo, ya que no hay liga de futbol sala y las gimnastas no hacen uso de las duchas.

Con los datos disponibles se realiza una estimación de la afluencia diaria a lo largo de la semana. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Nº de usuarios que utilizan diariamente las instalaciones de ACS en la zona Pabellón. Fuente: Elaboración propia

	Gimnasia Femenina (15%)	Gimnasia Masculina (100%)	Futbol Sala (100%)	Baloncesto (100%)	Grau Basquet niños (15%)	TOTAL
Lunes	100	20	15+15	0	0	65
Martes	100	0	0	15	0	30
Miércoles	100	20	0	15	0	50
Jueves	0	0	15+15+15	0	12+12	49
Viernes	100	20	15	0	0	50

La afluencia media diaria de socios que utilizan las duchas en la zona del pabellón es de unas 50 personas.

8.1.2 Horarios piscina climatizada

La piscina cuenta con 6 carriles de circulación, de los cuales 3 se utilizan para natación federada y los 3 restantes suelen estar disponibles para nado libre de 9:00 a 22:00 h. El horario semanal de los cursos federados proporcionado por el complejo deportivo se muestra en la Figura 40.

	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
08.00						
08.30						
09.00						
09.30	Natación Salud		Natación Salud		Natación Salud	
10.00						
10.30		AQUAGYM		AQUAGYM		Matronatación
11.00	Mantenimiento físico en agua (>16 años)		Mantenimiento físico en agua (>16 años)			
11.30						Natación Salud
12.00						Infantil 2-3 años
12.30						
13.00		Natación rendimiento		Natación rendimiento		
13.30						
14.00						
14.30						
15.00						
15.30						
16.00		Matronatación		Matronatación		
16.30		Natación Salud / infantil 2-3		Natación Salud / infantil 2-3		
17.00						
17.30						
18.00	Cursillo adultos 1	Infantil 2-3 años	Cursillo adultos	Infantil 2-3 años		
18.30						
19.00	Matronatación		Matronatación		Cursillo adultos 1 y 2	
19.30		Cursillo infantil		Cursillo infantil		
20.00						
20.30					Cursillo infantil	
21.00		Natación rendimiento		Natación rendimiento		
21.30	Cursillo adultos 2		Cursillo adultos			
22.00						
22.30						
23.00						

Natación salud (alumnos con patologías) - 3 personas se suelen duchar en casa
Aquagym - 15/20 personas
Matronatación (pre-parto) - 4 personas
Mantenimiento físico en el agua - 20 personas
Cursillo adultos (>14) - hay 2 grupos de 30/40 jóvenes para 2 monitores
Cursillo infantiles - 20/30 niños para 3 monitores
Cursillo niños - 12/15 (8 max per monitor)
Cursillo peques - 6 (2 por monitor) se duchan en casa
Natación rendimiento (jóvenes con nivel avanzado) - 8 personas

Figura 40. Horarios Zona Piscina con observaciones. Fuente: Emilio Fabregat

Se estima la media diaria de socios que hacen uso de las instalaciones de forma análoga al pabellón:

- Los grupos de natación terapéutica y de niños pequeños no se tienen en cuenta ya que se detalla específicamente que se suelen duchar en sus casas.
- En el cálculo, cada socio utiliza **un solo consumo** de Agua Caliente Sanitaria de los vestuarios. Las duchas del interior de la propia piscina son de agua fría por lo que no se incluyen.
- Los viernes acuden los dos grupos de niños mayores de 14 años de 16:30-18:00 en horarios distintos, de tal manera que solo están 1h-1h30. Los monitores se encargan de asignar el horario a cada grupo para garantizar que haya suficientes carriles en la piscina.

Tabla 30. Nº de usuarios que utilizan diariamente las instalaciones de ACS en la zona Piscina. Fuente: Elaboración propia

	Mantenimiento físico en el agua (100%)	AQUAGYM (100%)	Cursillo adultos (100%)	Matronatación pre-parto (100%)	Cursillo infantil (100%)	Natación rendimiento (100%)	TOTAL
Lunes	20	0	40+40	4	0	0	104
Martes	0	20	0	4	30	8+8	70
Miércoles	20	0	40+40	4	0	0	104
Jueves	0	20	0	4	30	8+8	70
Viernes	0	0	80	0	30	0	110
Sábados	0	0	0	4	0	0	4

De los resultados obtenidos en la Tabla 30, se tiene que unos 100 socios utilizan la piscina diariamente. Se debe tener en cuenta que otros usuarios (no socios) acuden con bonos individuales en horarios de poca afluencia. Se estima que los usuarios no socios son aproximadamente 40 al día.

8.1.3 Ocupación total

También se debe tener en cuenta a los monitores de piscina, gimnasia y árbitros que puedan hacer uso de las duchas del pabellón. Un total de 20 de ellos hacen uso de las instalaciones diariamente.

$$\text{Media diaria instalaciones} = 50 + 140 + 20 = \mathbf{210 \text{ personas}}$$

39)

8.2 Agua Caliente Sanitaria (ACS)

8.2.1 Cálculo demanda diaria de ACS

El cálculo de la demanda de Agua Caliente Sanitaria se realiza conforme establece el Documento HE-4 del Código Técnico sobre el Ahorro de Energía en el Anexo F. El primer paso es obtener el consumo diario de ACS a 60°C, aproximado mediante la Tabla 31. En el caso de estas instalaciones, el criterio de demanda se basa en el consumo de vestuarios y duchas colectivas.

Tabla 31. Demanda orientativa de ACS para usos distintos del residencial privado. Fuente: Anexo F - HE4

Criterio de demanda	Litros/día-persona
Hospitales y clínicas	55
Ambulatoio y centro de salud	41
Hotel *****	69
Hotel ****	55
Hotel ***	41
Hotel/hostal **	34
Camping	21
Hostal/pensión *	28
Residencia	41
Centro penitenciario	28
Albergue	24
Vestuarios/Duchas colectivas	21

Al tratarse de vestuarios y duchas colectivas se tiene que cada persona consume 21 litros de ACS a 60°C. A continuación, se calcula la demanda diaria de ACS.

$$Demanda\ diaria = 21 \frac{\text{litros}}{\text{día} * \text{persona}} * 210 \text{ personas} = 4410 \frac{\text{litros}}{\text{día}} \quad 40)$$

8.2.2 Demanda energética necesaria para calentar el ACS

La demanda energética se calcula mensualmente debido a que la energía necesaria para calentar el agua varía según la temperatura del agua de la red; además, el aforo de personas disminuye en ciertos meses. El aporte energético necesario para el calentamiento del agua se obtiene con la expresión 41.

$$Demanda\ energética = m * C_e * \Delta T = V * \rho_{agua} * C_e * (60^\circ C - T_{agua}) \quad 41)$$

Para el cálculo de la demanda, se asume que la densidad del agua es constante durante el calentamiento para simplificar cálculos, ya que no cambia significativamente ($1000 \frac{kg}{m^3}$). También es necesario calcular el volumen mensual de ACS a 60°C y la temperatura del agua de la red correspondiente a cada mes.

La temperatura media del agua de la red que muestra la Tabla 32 se obtiene del Documento básico HE4 que proporciona la IDAE en el Anexo G.

Tabla 32. Temperatura diaria media mensual del agua de la red. Fuente: Anexo G - HE4

Capital de provincia	Altitud (m)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Castelló	27	10	11	12	13	15	18	19	20	18	16	12	11

Una vez obtenida la temperatura del agua de la red, se calcula la demanda energética mensual en la Tabla 33. Para ello, primero se calcula el volumen de ACS consumido en cada mes.

En julio y agosto, al no haber cursos federativos, se asume la mitad del consumo de ACS medio habitual.

Tabla 33. Demanda energética ACS. Fuente: Elaboración propia

	Media diaria (l/d)	Días abiertos	Vol. ACS a 60°C (l)	T. agua red (°C)	Demanda energética (MJ)	Demanda energética (kWh)
Enero	4410	19	83.790	10	17.512	4.865
Febrero	4410	20	88.200	11	18.065	5.018
Marzo	4410	20	88.200	12	17.696	4.916
Abril	4410	21	92.610	13	18.194	5.054
Mayo	4410	22	97.020	15	18.249	5.070
Junio	4410	20	88.200	18	15.484	4.302
Julio	2205	21	46.305	19	7.936	2.205
Agosto	2205	22	48.510	20	8.111	2.253
Septiembre	4410	6	26.460	18	4.645	1.290
Octubre	4410	21	92.610	16	17.033	4.732
Noviembre	4410	20	88.200	12	17.696	4.916
Diciembre	4410	18	79.380	11	16.259	4.517

De los cálculos realizados en la Tabla 33 se tiene que la demanda total de ACS es de $176.882 \frac{\text{MJ}}{\text{año}}$, que equivale a $49.138 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$.

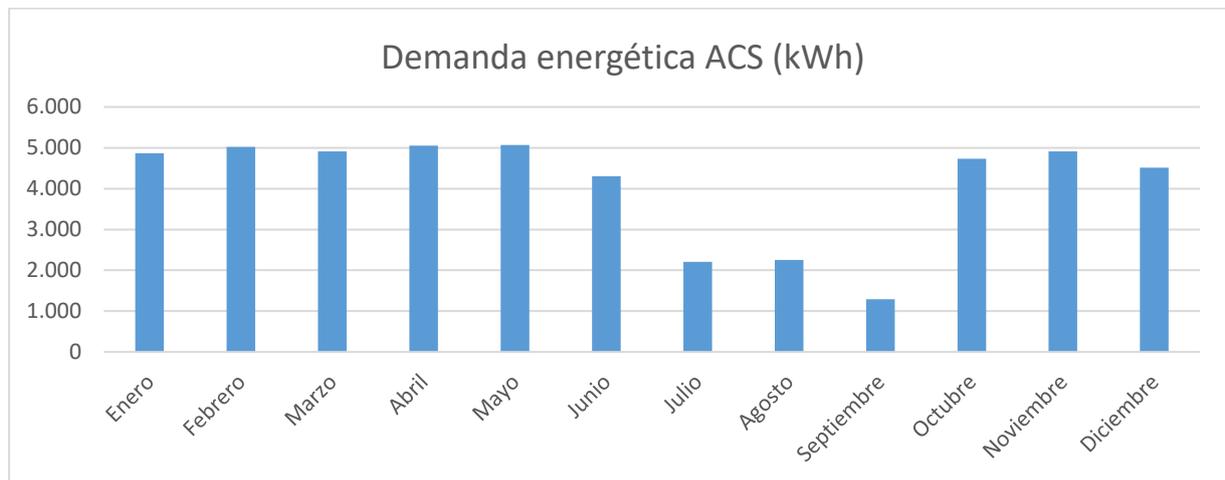


Figura 41. Demanda ACS. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 41, la demanda aumenta durante los meses de invierno debido a que la diferencia de temperaturas con el agua de toma de la red es mayor. Durante la navidad el centro deportivo permanece cerrado. Es por esa razón por la que ni la demanda de diciembre ni la de enero, supera a la demanda de noviembre o febrero. La demanda también disminuye en septiembre porque la piscina del centro deportivo cierra por labores de mantenimiento. Por último, también se observa un descenso en el consumo durante julio y agosto al no haber cursos federativos.

8.3 Climatización de la piscina

8.3.1 Pérdidas energéticas de la piscina climatizada

En el cálculo de la climatización del vaso de la piscina, el RITE 2007 modificado por el RD 238/2013 exige que la temperatura del agua y la del ambiente se mantengan constantes durante toda la temporada. Existen varios factores que implican pérdidas de calor en mayor o menor medida. Es

necesario poder cubrir las siguientes pérdidas y por tanto añadir esta demanda adicional al consumo diario de ACS (IDAE & ATECYR, 2013).

- I. Pérdidas por evaporación.
- II. Pérdidas por radiación.
- III. Pérdidas por convección.
- IV. Pérdidas por transmisión
- V. Pérdidas por renovación del vaso

I. Pérdidas por evaporación

Las condiciones de confort para el usuario que impone el RITE son: una temperatura del agua entre 24 y 25 °C, una temperatura del aire de 2 a 3 °C superior a la del agua y entre 26 y 30 °C para compensar la evaporación que se produce en un cuerpo mojado. Además, la humedad relativa debe ser inferior al 65% para que se eviten las condensaciones en las paredes.

La fórmula de Bernier (42) sirve para calcular la evaporación que se produce en todo el recinto de la piscina. Esta fórmula tiene en consideración el flujo másico de agua evaporada asociada a la lámina de la piscina, a la agitación del agua por los bañistas y a los espectadores.

$$\dot{m}_e = [(S * 16 + 133n) \cdot (W_e - G_a * W_{as})] + 0,1 * N \quad 42)$$

$$\dot{m}_e = 58,06 \frac{kg}{h}$$

S	Superficie del vaso de la piscina	312,50 m ²
W _e	Humedad absoluta del aire saturado a la temperatura del agua de la piscina (24°C)	0,0187 kg _{agua} /kg _{aire}
W _{as}	Humedad absoluta del aire saturado a la temperatura del aire interior (26°C)	0,0213 kg _{agua} /kg _{aire}
G _a	Grado de saturación	65%
n	nº de nadadores por m ² de superficie de lámina de agua	50
N	nº de espectadores	15

$58,06 \frac{kg}{h}$ es la masa de aire que se evapora en el recinto y que se ha de deshumidificar. Se multiplica por el calor latente de vaporización del agua C_v para obtener las pérdidas de evaporación:

$$Q_e = \dot{m}_e \cdot C_v \quad 43)$$

$$Q_e = 36577,70 W$$

\dot{m}_e	Masa de aire evaporada	58,06 kg/h
C _v	Calor latente de evaporización del agua	630 Wh/kg

II. Pérdidas por radiación

Las pérdidas por radiación se producen por la diferencia de temperaturas entre el agua y las paredes interiores del recinto.

$$Q_r = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S \cdot (T_{agua}^4 - T_{paredes}^4) \quad 44)$$

$$Q_r = 6914 \text{ W}$$

S	Superficie del vaso de la piscina	312,50 m ²
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	5,67x10 ⁻⁸
ε	Emisividad del agua	0,95
T_{agua}	Temperatura agua	297 K
$T_{paredes}$	Temperatura paredes piscina	293 K

III. Pérdidas por convección

Las pérdidas por convección son debidas a la diferencia de temperaturas entre el agua (24°C) y el ambiente de la piscina (26°C). Al ser la temperatura del ambiente un poco mayor a la del agua, el balance favorable y sin pérdidas, por lo que no se tienen en cuenta.

$$Q_c = S \cdot 0,6246 \cdot (T_{agua} - T_{airepiscina})^{\frac{4}{3}} \quad 45)$$

$$Q_c = -0,492 \text{ kW} \approx 0 \text{ kW}$$

S	Superficie del vaso de la piscina	312,50 m ²
T_{agua}	Temperatura agua	24°C
$T_{airepiscina}$	Temperatura ambiente del aire de la piscina	26°C

IV. Pérdidas por transmisión

Las pérdidas por transmisión son las que se originan en la superficie total de los cerramientos laterales y de la solera del vaso, siendo el coeficiente de transmisión 0,66 W/m²·K para soleras de sótanos enterradas a 2 m de profundidad como es el caso de la piscina. La temperatura del terreno se obtiene de la Guía técnica de Condiciones climáticas exteriores de proyecto mediante la expresión 46, con una temperatura ambiente media de 17,8 °C obtenida en la Tabla 34. (IDAE, 2010)

Tabla 34. Temperatura ambiente media Castellón. Fuente: Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto

Provincia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Temperatura media (°C)
Castelló	10,6	11,3	13,8	16,1	19,4	23,8	25,9	26,0	23,0	19,4	14,0	11,1	17,8

$$T_{terreno} = 0,0068 \cdot T_{amb}^2 + 0,963 \cdot T_{amb} + 0,6865 = 19,98^\circ\text{C} \quad 46)$$

$$Q_t = S \cdot C_T \cdot (T_{agua} - T_{terreno}) \quad 47)$$

$$Q_t = 1122 \text{ W}$$

T_{amb}	Temperatura ambiente media	17,8°C
S	Superficie mojada de la piscina	425 m ²
C_T	Coficiente de transmisión para soleras enterradas a 2 m	0,66 W/m ² ·K
T_{agua}	Temperatura agua	24°C
$T_{terreno}$	Temperatura media del terreno en Castellón	19,98°C

V. Pérdidas por renovación del vaso

Junto a las pérdidas por evaporación, las pérdidas por renovación del vaso son las que más importancia tienen a la hora de calcular el aporte energético que se necesita. El Decreto 85/2018 de la Conselleria de Sanidad Universal y Salud Pública exige como medida higiénico-sanitaria una renovación diaria del vaso de mínimo un 5%.

$$Q_{re} = \frac{0,05 \cdot V_{vaso} \cdot C_{p_{agua}} \cdot \rho_{agua} \cdot (T_{agua\ piscina} - T_{red\ media})}{t} \quad 48)$$

$$Q_{re} = 10029,15 \text{ W}$$

V_{vaso}	Volumen del vaso de la piscina	460 m ³
$C_{p_{agua}}$	Calor específico del agua	1,1628 Wh/kg°C
ρ_{agua}	Densidad del agua	1000 kg/m ³
$T_{agua\ piscina}$	Temperatura del agua de la piscina	24°C
$T_{red\ media}$	Temperatura media del agua de la red	15°C

La demanda energética que tiene la piscina para mantener el agua a la temperatura de referencia es la suma de las pérdidas de potencia que se tienen en el recinto de la piscina, multiplicado por el tiempo que están en funcionamiento.

Tabla 35. Resumen de las pérdidas en el mantenimiento de la temperatura de piscina. Fuente: Elaboración propia

Pérdidas por evaporación (Q_e)	36578 W
Pérdidas por radiación (Q_r)	6914 W
Pérdidas por convección (Q_c)	0 W
Pérdidas por transmisión (Q_t)	1122 W
Potencia de mantenimiento de la temperatura	44614 W
Potencia para la renovación del vaso	10029 W

La piscina se encuentra con agua en el vaso durante 344 días, debido a que durante septiembre el vaso de la piscina se encuentra vacío. Durante las 12 horas nocturnas, se coloca una manta térmica que según la Guía técnica de Energía Solar Térmica consiguen reducir pérdidas hasta en un 80%. Para las pérdidas de renovación del vaso el efecto de la manta térmica no tiene influencia, debido a que el agua a renovar es un valor fijo durante todo el año. (IDAE, 2020)

$$\begin{aligned} \text{Mtto. de la temperatura} &= ((Q_e + Q_r + Q_c + Q_t) \cdot (12h + 0,2 \cdot 12h)) \cdot 344 d \quad 49) \\ &= 221000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \end{aligned}$$

$$\text{Renovación del vaso} = Q_{ren} \cdot 24h \cdot 344d \quad 50)$$

$$\text{Renovación del vaso} = 82801 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

$$\text{Pérdidas térmicas} = \text{Mtto. de la temperatura} + \text{ren. vaso} \quad 51)$$

$$= 303801 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

8.3.2 Puesta en marcha de la piscina

En el mes de septiembre se llena la piscina completamente dado que en agosto se vacía. Para que la piscina esté lista para el uso, se debe calentar todo el volumen de agua proveniente de la red, a una media de 18°C durante este mes, hasta la temperatura deseada de funcionamiento de 24°C. Este proceso suele durar un máximo 3 días.

$$Q_{PM} = \frac{V_{vaso} * \rho * C_p * (T_{agua\ piscina} - T_{red})}{t} \quad (52)$$

$$Q_{PM} = 133722\ W$$

V_{vaso}	Volumen del vaso de la piscina	460 m ³
ρ_{agua}	Densidad del agua	1000 kg/m ³
$C_{p_{agua}}$	Calor específico del agua	1,1628 Wh/kg°C
$T_{agua\ piscina}$	Temperatura del agua de la piscina	24°C
T_{red}	Temperatura media del agua de la red en septiembre	18°C
t	Tiempo de puesta en marcha	72 h

Se observa que la potencia requerida para la puesta en marcha triplica la potencia para el mantenimiento diario. En cambio, la puesta en marcha se lleva a cabo en tan sólo 72 horas. Dando así una demanda energética anual:

$$Demanda\ energética\ puesta\ en\ marcha = Q_{PM} \cdot 72h = 9628 \frac{kWh}{año} \quad (53)$$

8.3.3 Demanda total de la piscina climatizada

El aporte energético necesario para la demanda energética del vaso de la piscina y la puesta en marcha que necesita la piscina es el siguiente:

$$Pérdidas\ térmicas + Puesta\ en\ marcha = 313429 \frac{kWh}{año} \quad (54)$$

8.4 Aportación mínima de energía solar

El documento HE 4 sobre el ahorro de energía exige que se debe cubrir obligatoriamente una contribución mínima de energía solar para cubrir la demanda energética anual para ACS. Si estas exigencias no se cumplen, no se puede llevar a cabo el proyecto. El siguiente texto está extraído del Código Técnico de la Edificación, publicado en 2019:

“La contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables cubrirá al menos el 70% de la demanda energética anual para ACS y para climatización de piscina, obtenida a partir de los valores mensuales, e incluyendo las pérdidas térmicas por distribución, acumulación y recirculación. Esta contribución mínima podrá reducirse al 60% cuando la demanda de ACS sea inferior a 5000 l/d.”

Al tener una demanda de ACS de 4410 l/d, puesto que es inferior a los 5000 l/d que contempla el documento, la contribución mínima de ACS equivale al 60%. Mientras que el caso de climatización de

piscina exige una contribución mínima del 70%. Por tanto, la instalación termosolar debe cubrir obligatoriamente una demanda energética de:

$$\text{Prod. termosolar mín} = 0,6 \cdot \text{Dem. energética ACS} + 0,7 \cdot \text{Climatización piscina} \quad 55)$$

$$\text{Producción termosolar mínima} = 0,6 \cdot 49138 + 0,7 \cdot 313429 = \mathbf{248883} \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

8.5 Interacumulador ACS

La función del acumulador es compensar el consumo de Agua Caliente Sanitaria de las duchas y vestuarios, ya que la demanda no suele coincidir plenamente con las horas solares de captación. De esta manera se consigue almacenar fluido caloportador durante los periodos de baja demanda energética, y se hace uso del acumulador durante los picos de demanda en los que se necesita un aporte extra.

Al ser una instalación con piscina climatizada no se tiene en cuenta el requisito de dimensionamiento del acumulador $50 < \frac{V}{Sc} < 180$ que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, porque esa expresión es aplicable a aquellas instalaciones que únicamente suministren ACS (IDAE & Censolar, 2009).

El volumen del acumulador debe ser de un tamaño cercano a la demanda diaria de ACS, en torno a los 4400 litros, de manera que cubra la mayor parte de la demanda diaria de las instalaciones.

El interacumulador MVV 4000 SSB es un acumulador de 4000 l que además incorpora un sistema de 5 serpentines con 8,4 m² de superficie total que hacen la función de intercambiador con el circuito secundario de la distribución del ACS. Sus dimensiones son de 2,345 m de altura y un diámetro de 1,91 m.

Las medidas de seguridad que deben emplearse en la instalación del acumulador son válvulas anti retorno en el conexionado de las tuberías de entrada y salida del tanque.

8.6 Captador termosolar

El captador solar tiene como función principal maximizar la radiación solar recibida y a su vez minimizar pérdidas de calor con el exterior. El rendimiento para transformar la energía solar en energía térmica es el rendimiento óptico del colector (η_0). Luego, dependiendo de los coeficientes de pérdidas lineales y cuadráticos, el rendimiento total disminuye en mayor o menor medida. A la hora de la elección, existen varios tipos de captadores solares en el mercado:

- Colectores de tubos de vacío: tienen temperaturas de funcionamiento de 80 a 100°C y se caracterizan por tener un efecto aislante. El vacío entre el fluido y el tubo de vidrio hace que la transferencia de calor sea baja, y por tanto reduce las pérdidas de calor al exterior. Por esta razón están principalmente pensados para zonas más frías.
- Colectores de polipropileno: trabajan a más baja temperatura (25-30°C) y son comunes en el calentamiento de piscinas exteriores.

- **Colectores solares planos:** suelen trabajar a temperaturas sobre los 40-60°C y son los más utilizados en zonas de alta radiación solar.

Para determinar qué colector se adecúa mejor a la ubicación geográfica, se hace una comparativa para determinar cuál de los siguientes colectores tiene un mejor rendimiento para las condiciones establecidas. Para ello, primero se calcula la intensidad recibida sobre el plano del colector.

$$\text{Irradiancia} \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) = \frac{\text{Irradiación} \left(\frac{\text{J}}{\text{m}^2} \right)}{\text{tiempo}} = \frac{H \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^2} \right) * c * K * (1000000)}{n \cdot \text{Horas útiles} * \left(\frac{1}{3600} \right)} \quad 56)$$

H	Irradiancia recibida en la superficie terrestre
c	Factor de corrección de la atmósfera
K	Factor de corrección por inclinación
n	Número de horas útiles de sol
T_{red}	Temperatura media del agua de la red en septiembre

Primero, se corrige la irradiación que recibe el panel con una inclinación establecida (H_{β}). En el Pliego de Condiciones Técnicas se tiene que para una latitud geográfica de 40°, el factor de inclinación K es mayor cuando los colectores tienen una inclinación de 40°. Además, se tiene en cuenta el corrector atmosférico, que depende de la polución y para zonas industriales es 0,95 (IDAE & Censolar, 2009).

Dividiendo la irradiación corregida por el número de horas de exposición al sol, se obtiene la irradiancia recibida durante un día medio de cada mes en la Tabla 36.

Tabla 36. Irradiación corregida e irradiancia diaria. Fuente: Elaboración propia

	H (MJ/m2-día)	corrector atmosférico	Factor K (inclinación)	H_{β} (MJ/m2-día)	Nº horas útiles	Irradiancia (W/m2-día)
Enero	8,7	0,95	1,37	11,32	8	393,16
Febrero	12	0,95	1,27	14,48	9	446,85
Marzo	16,3	0,95	1,15	17,81	9	549,62
Abril	21,2	0,95	1,03	20,74	9,5	606,56
Mayo	23,5	0,95	0,94	20,99	9,5	613,61
Junio	26,1	0,95	0,91	22,56	9,5	659,75
Julio	26,9	0,95	0,94	24,02	9,5	702,39
Agosto	23	0,95	1,04	22,72	9,5	664,44
Septiembre	18,1	0,95	1,19	20,46	9	631,54
Octubre	13,1	0,95	1,37	17,05	9	526,22
Noviembre	9,2	0,95	1,48	12,94	8	449,14
Diciembre	7,5	0,95	1,46	10,40	7,5	385,28

Con los resultados obtenidos se puede calcular qué captador se adapta mejor a esta situación. Para ello, se utiliza la expresión 57 del rendimiento de un captador solar.

$$\eta = \eta_0 - \left(k1 * \left(\frac{T_m - T_a}{I} \right) + k2 * \left(\frac{(T_m - T_a)^2}{I} \right) \right) * 100 \quad 57)$$

η_0	Rendimiento óptico
$K1$	Coefficiente de pérdidas lineal
$K2$	Coefficiente de pérdidas cuadrático
T_m	Temperatura media de utilización a la que funciona el captador
T_a	Temperatura ambiente
I	Irradiancia

A continuación, la Tabla 37 muestra una comparativa de tres captadores con sus respectivos parámetros técnicos: rendimiento óptico (η_0), coeficiente de corrección por pérdidas lineales (k_1) y coeficiente de corrección por pérdidas cuadráticas (k_2).

Tabla 37. Parámetros técnicos captadores termosolares. Fuente: Fichas técnicas de los fabricantes

	Vitosol 300TM	Baxi SOL 250H	Ariston Kairos XP 2.5
η_0	50,4	81,8	81,2
k_1	0,962	3,748	3,015
k_2	0,017	0,016	0,017
Precio	783,00	524,00	463,00
Área útil	1,98	2,37	2,26
Precio/m ²	395,45	221,10	205,23

Para determinar qué colector tiene el mejor rendimiento en Castellón, se aplica la expresión 57 del rendimiento absoluto y se toma una temperatura de utilización a 60°C, que es la temperatura a la que se quiere la acumulación de ACS.

Tabla 38. Comparativa del rendimiento de captadores termosolares. Fuente: Elaboración propia

Tm = 60°C	I (W/m ²)	Tamb	Vitosol 300TM	Baxi SOL 250H	Ariston Kairos XP 2.5
Enero	393,16	10,3	27,56	24,37	32,41
Febrero	446,85	11,3	30,89	32,46	39,32
Marzo	549,62	12,9	35,29	43,22	48,50
Abril	606,56	14,4	37,34	48,14	52,71
Mayo	613,61	17,4	38,69	51,05	55,24
Junio	659,75	21,5	40,97	56,33	59,79
Julio	702,39	24,3	42,43	59,85	62,79
Agosto	664,44	24,7	42,10	58,89	61,99
Septiembre	631,54	22,5	40,90	55,98	59,51
Octubre	526,22	18,5	37,25	47,01	51,86
Noviembre	449,14	13,7	32,37	35,53	42,01
Diciembre	385,28	11,4	27,84	24,71	32,75
Rendimiento medio			36,14 %	44,79 %	49,91 %

Observando la Tabla 38, en la que se comparan los rendimientos de los colectores solares, se puede concluir qué colector es el más adecuado para este proyecto. El colector Ariston Kairos XP 2.5 es el que mejor rendimiento anual tiene, el que mejores resultados presenta en los meses invernales y es el más barato en cuanto al precio por m². Por lo tanto, se opta por realizar la instalación con este colector solar plano. A continuación, se muestra su ficha técnica en la Tabla 39.

Tabla 39. Características del colector solar térmico. Fuente: Ariston

Características del colector solar Ariston Kairos XP 3.5	
Presión de ejercicio	6 bar
Diámetro tubos	18 mm
Capacidad líquido del colector	2,5 l
Superficie de apertura	2,256 m ²
Superficie de absorción	2,241 m ²
Rendimiento óptico	0,812
Coeficiente de pérdidas lineal k_1	3,015
Coeficiente de pérdidas cuadrático k_2	0,017
Caudal min./máx./recomendado	36/102/60 l/h

8.7 Superficie de captación necesaria

El cálculo de la superficie de la instalación consiste en obtener el número de colectores que deben instalarse en la cubierta de tal manera que se cumpla con la fracción solar mínima exigida que se ha detallado anteriormente en el apartado 8.4. Se realiza el cálculo mediante el método f-chart y los programas CHEQ4 y Acsol. De esta manera se obtienen suficientes datos como para decidir el número de captadores necesarios que necesita la instalación.

8.7.1 Cálculo con método f-chart

El método f-chart, desarrollado por John A. Duffie y William A. Beckman en el libro "Solar Engineering of Thermal Process", consiste en calcular manualmente la fracción solar que aporta una determinada superficie de captación. Las expresiones utilizadas durante el cálculo se extraen del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones a Baja Temperatura (IDAE & Censolar, 2009).

- La demanda energética de ACS se obtiene en el [apartado 8.2.2](#) : $49138 \frac{kWh}{año}$
- La demanda para la climatización de la piscina se obtiene del [apartado 8.3.3](#) : $313429 \frac{kWh}{año}$
- Una vez obtenida la carga calorífica mensual, se procede al cálculo de la fracción solar mediante la siguiente expresión:

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 \quad 58)$$

D_1 relaciona la energía absorbida por el captador con la carga calorífica de ACS y climatización de la piscina, mientras D_2 relaciona las pérdidas del captador con la carga calorífica.

El cálculo de los parámetros D_1 y D_2 permite saber cuánta energía se ha absorbido en el colector solar y cuánta se ha transformado en pérdidas. Para ello se hace uso de los parámetros de la ficha técnica del captador de la Tabla 40.

Tabla 40. Parámetros técnicos del colector solar. Fuente: Ariston

$F_r(\tau\alpha)_n$	81,2
$F'_r U_L$	3,015 W/(m ² K)

Cálculo del parámetro D_1

El parámetro D_1 es el cociente entre la energía útil que absorbe el captador y la carga calorífica.

$$D_1 = \frac{\text{Energía absorbida en el captador}}{\text{Carga calorífica al mes}}$$

La carga calorífica mensual se ha calculado en los apartados 8.2 y 8.3, por lo que falta obtener la energía útil que absorbe el captador. R_1 es la radiación diaria recibida en el plano en kWh/m², calculada en la Tabla 36 como H_β en MJ/m². La energía útil se obtiene con la expresión 59.

$$E_a = S_c \cdot F'_r(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot n^{\circ}\text{días} \quad 59)$$

S_c	Superficie de captación
$F'_r(\tau\alpha)_n$	Factor de eficiencia óptica corregido
R_1	Radiación diaria sobre la superficie de captación (H_β)

Para calcular la energía útil antes se ha de corregir el factor de eficiencia óptica con la expresión 60.

60)

$$F'_{r}(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \cdot \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \cdot \frac{F'_r}{F_r}$$

$$F'_{r}(\tau\alpha) = 74,05$$

$F_r(\tau\alpha)_n$	Factor de eficiencia óptica	81,2
$\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}$	Modificador del ángulo de incidencia para colectores con un solo vidrio	0,96
$\frac{F'_r}{F_r}$	Factor de corrección captador-intercambiador	0,95

Con el factor de eficiencia óptica corregido ya es posible calcular la energía absorbida mensual.

Cálculo del parámetro D_2

El parámetro D_2 expresa el cociente entre las pérdidas en el captador y la carga calorífica.

$$D_2 = \frac{\text{Energía perdida en el captador}}{\text{Carga calorífica al mes}}$$

Se tiene la carga calorífica, por lo que se deben calcular las pérdidas que se ocasionan en el captador.

61)

$$E_p = S_c \cdot F'_r U_L \cdot (100 - T_{amb}) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2$$

S_c	Superficie de captación
$F'_r U_L$	Factor de pérdidas lineal corregido
T_{amb}	Temperatura ambiente
Δt	Periodo de tiempo
K_1	Factor de corrección por almacenamiento
K_2	Factor de corrección para las temperaturas en ACS

La expresión 61 de pérdidas en el captador requiere los valores corregidos del factor de pérdidas lineal ($F'_r U_L$), del factor de corrección por almacenamiento (K_1) y del factor de temperaturas para ACS (K_2).

- Factor corrector de pérdidas lineal.

62)

$$F'_r U_L = F_r U_L \cdot \frac{F'_r}{F_r} = 2,864 \frac{W}{m^2 K}$$

- Factor de corrección por almacenamiento.

63)

$$K_1 = \left(\frac{\text{kg de acumulación}}{75 \times S_c} \right)^{-0,25} ; \quad 37,5 < \frac{\text{kg de acumulación}}{m^2 \text{ captador}} < 300$$

La condición de la ratio entre la masa de acumulación y la superficie de captación no se cumple. Por lo que no se tiene en cuenta el factor corrector por almacenamiento debido a que está diseñado para instalaciones únicamente de ACS.

- Factor corrector que relaciona las temperaturas de ACS.

64)

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18T_{ACS} + 3,86T_{red} - 2,32T_{amb}}{100 - T_{amb}}$$

Una vez obtenidos los factores correctores, se proceder al cálculo de las pérdidas que se generan en el captador con la expresión 61.

En el método f-chart diseñado se calcula el número de captadores de manera que se obtenga una fracción solar del 70%. Esta fracción solar es un 1,4% más restrictiva que la calculada en el apartado 8.4.

Tabla 41. Cálculo método f-chart. Fuente: Elaboración propia

	H _p (MJ/m2-día)	R1 (kWh/m2-día)	nº días	Tamb (°C)	T. agua red (°C)	E absorbida por panel	K1	K2	E perdida en el panel	Gasto energético (ACS+piscina)	D1	D2	f	Eútil=f*Gasto
Enero	11,32	3,14	31	10,3	10	20192,56	1,00	1,08	57882,04	30983,95	0,65	1,87	0,46	14170,71
Febrero	14,48	4,02	28	11,3	11	23329,74	1,00	1,11	53109,69	31137,57	0,75	1,71	0,54	16716,27
Marzo	17,81	4,95	31	12,9	12	31769,39	1,00	1,13	58888,23	31035,16	1,02	1,90	0,70	21812,19
Abril	20,74	5,76	30	14,4	13	35802,49	1,00	1,16	57207,82	31173,42	1,15	1,84	0,78	24252,42
Mayo	20,99	5,83	31	17,4	15	37441,85	1,00	1,21	59567,77	31188,78	1,20	1,91	0,80	25008,29
Junio	22,56	6,27	30	21,5	18	38944,27	1,00	1,30	58839,16	30420,65	1,28	1,93	0,84	25611,45
Julio	24,02	6,67	31	24,3	19	42846,75	1,00	1,31	59229,19	28323,63	1,51	2,09	0,94	26690,38
Agosto	22,72	6,31	31	24,7	20	40527,82	1,00	1,36	60976,91	28372,28	1,43	2,15	0,90	25570,09
Septiembre	20,46	5,68	30	22,5	18	35319,14	1,00	1,29	57500,86	27409,55	1,29	2,10	0,84	22933,58
Octubre	17,05	4,74	31	18,5	16	30413,70	1,00	1,24	60347,44	30850,80	0,99	1,96	0,68	20875,31
Noviembre	12,94	3,59	30	13,7	12	22337,72	1,00	1,12	55917,97	31035,16	0,72	1,80	0,51	15841,96
Diciembre	10,4	2,89	31	11,4	11	18551,47	1,00	1,11	58661,72	30635,73	0,61	1,91	0,42	12872,60
										362566,69			Fracción solar 0,70	252355,25

$$E_a = S_c \cdot F_r(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot n^{\circ} \text{días}$$

$$E_p = S_c \cdot F_r' U_L \cdot (100 - T_{amb}) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2$$

Datos colector	
F _r '(τα)	0,7405
F _r 'U _L	2,864
Area útil	2,256
Tacs	60
Nºpaneles	124
S _c	279,74

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3$$

$$K_2 = \frac{116 + 1,18T_{amb} + 386T_{amb} - 232T_{amb}^2}{100 - T_{amb}}$$

De los resultados calculados en el método f-chart (Tabla 41) se resuelve que se necesita un total de **124 captadores solares (280 m²)** para que se cumpla la aportación mínima del 70%. El método calcula una demanda energética de 362567 kWh y un aporte solar de 252355 kWh.

8.7.2 Cálculo con CHEQ4

El programa CHEQ4 está basado en el cumplimiento del Documento HE4 del Código Técnico de la Edificación (2019). El programa combina métodos de cálculo estáticos, que se asemejan al método f-chart, y métodos de cálculo dinámicos, de tal manera que se obtiene una mejor aproximación.

CHEQ4 tiene la opción de establecer un porcentaje de ocupación y así calcular de manera más precisa la demanda energética mensual. Para determinar esta demanda energética es necesario diferenciar dos consumos diferentes: el asociado a la demanda energética del vaso de la piscina, que es constante a lo largo de todo el año; y las demandas asociadas a los consumos de agua caliente sanitaria, los cuales dependen del calendario de apertura del polideportivo.

Para ello, se realizan 3 simulaciones distintas con diferentes ocupaciones para 124 captadores (280 m²): obtener el aporte solar, la demanda energética de la piscina climatizada y la demanda energética de ACS que calcula el programa.

I. Aporte solar

El aporte solar se obtiene del tiempo en el que la energía solar es aprovechada por la instalación. Se aprovecha la energía solar todo el año excepto durante el mes de septiembre, mes en el que la piscina permanece cerrada.

OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)					
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
100	100	100	100	100	100
Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
100	100	25	100	100	100

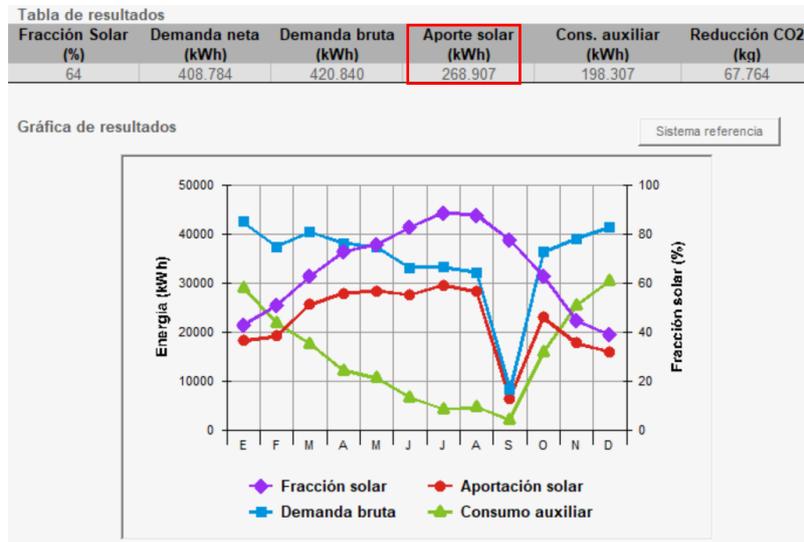


Figura 42. Aporte solar. Fuente: CHEQ4

De la tabla de resultados de la Figura 42 se obtiene un **aporte solar de 268907 $\frac{\text{kWh}}{\text{año}}$** , este disminuye considerablemente en el mes de septiembre ya que no es aprovechado porque el centro cierra.

II. Demanda para la climatización del vaso

La demanda para la climatización del vaso de la piscina se obtiene estableciendo en el programa una ocupación del 100% durante todo el año, excepto durante el mes de septiembre en el que se vacía el vaso de la piscina. En esta simulación no se tiene en cuenta la demanda de ACS.

OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)					
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
100	100	100	100	100	100
Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
100	100	25	100	100	100

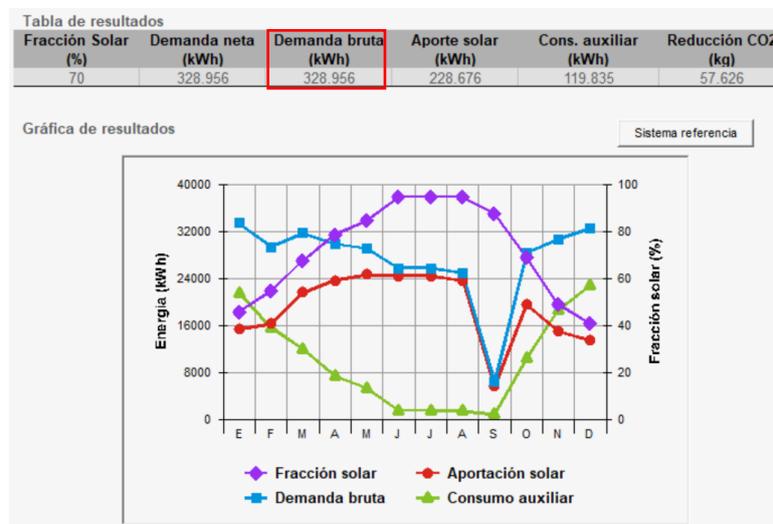


Figura 43. Carga calorífica climatización de la piscina. Fuente: CHEQ4

De los resultados obtenidos en la Figura 44 se tiene que la **demanda energética para la climatización del vaso de la piscina es de $328956 \frac{kWh}{año}$** . Dato similar al calculado para el método f-chart en el [apartado 8.3.3](#) ($313429 \frac{kWh}{año}$).

III. Demanda de Agua Caliente Sanitaria

La demanda de ACS depende de los días en los que el complejo deportivo está abierto con la utilización de duchas y vestuarios. Para ello se calcula el porcentaje de ocupación mensual (Tabla 42). En esta simulación no se tiene en cuenta la demanda correspondiente a la climatización de la piscina.

Tabla 42. Porcentaje de ocupación mensual. Fuente: Elaboración propia

	Días abiertos	Días mes	% ocupación ACS
Enero	19	31	61
Febrero	20	28	71
Marzo	20	31	65
Abril	21	30	70
Mayo	22	31	71
Junio	20	30	67
Julio al 50%	21	31	34
Agosto al 50%	22	31	35
Septiembre	6	30	20
Octubre	21	31	68
Noviembre	20	30	67
Diciembre	18	31	58

Posteriormente, en Figura 44 la se calcula la demanda de ACS con CHEQ4.

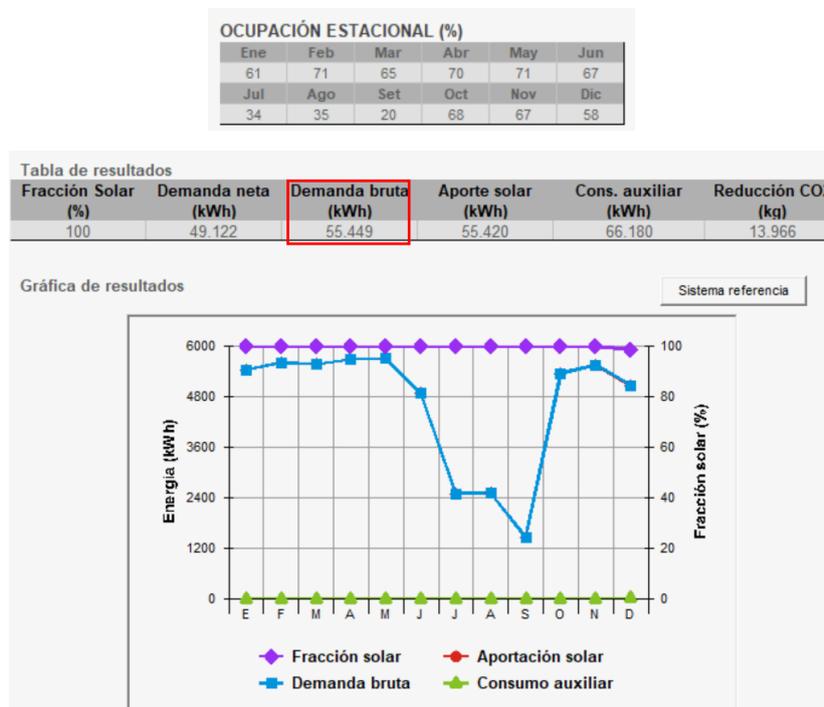


Figura 44. Demanda energética ACS. Fuente: CHEQ4

De la tercera simulación en CHEQ4, se obtiene que la **demanda energética de ACS es de $55449 \frac{kWh}{año}$** , dato similar al método f-chart calculado en la Tabla 33 ($49.138 \frac{kWh}{año}$).

8.7.3 Cálculo con Acsol

El programa ACSOL ofrece la opción de simular una instalación para el consumo de ACS y piscina climatizada. Se introducen los datos del campo solar, rendimiento del captador solar, dimensiones de la piscina y el perfil de ocupación diaria, tanto el de la piscina como el de las duchas de los vestuarios. A diferencia de CHEQ4 y del método f-chart, no se puede calcular estableciendo una ocupación variable durante el año. El programa ACSOL asume que la demanda es constante durante todos los días del año.

Geometría del campo

Conexionado de los captadores Dos en serie ▾

Área total del captación 280.00 m²

Inclinación de los captadores (0° horizontal, 90° vertical) 40.00 °

Acimut de los captadores (0° ecuador, -90° este, +90° oeste) 20.00 °

Características del captador

Curva de eficiencia expresada en términos de: Tmedia - Tamb ▾

Flujo másico en condiciones de ensayo 50.00 litros/h.m²

Ordenada de la curva de eficiencia (a0) 0.812

Pendiente de la curva de eficiencia (a1) 3.015 W/m².K

Curvatura de la curva de eficiencia (a2) 0.017 W/m².K²

Modificador del ángulo de incidencia de primer orden (b0) 0.13

Piscina

Longitud del vaso 25.0 m

Anchura del vaso 12.5 m

Profundidad media del vaso 1.47 m

Volumen diario de agua de renovación (% volumen del vaso) 5.00 (%)

Temperatura del aire en el local 26.0 °C

Humedad relativa del aire en el local 65.0 (%)

Figura 45. Utilización ACSOL. Fuente: programa ACSOL

Una vez introducidos los datos de geometría de campo, características del captador y de la piscina, los perfiles diarios de consumo de ACS y los usuarios diarios que hay en la piscina; se realiza la simulación. Esta proporciona la demanda energética y la energía aportada por los colectores solares:

Tabla 43. Resultados simulación ACS + piscina. Fuente: ACSOL

Resumen	Demanda térmica de:	Total (kWh)	Sistema de apoyo (kWh)	Sistema solar (kWh)
	VASO	298582.01	99579.91	199002.10
AGUA CALIENTE SANITARIA	84841.88	14149.70	70692.17	
Rendimiento de captación (campo completo)			52.14	%
Cobertura solar de la demanda del vaso			66.69	%
Cobertura solar de la demanda de A.C.S.			83.32	%
Horas en las que la temperatura de los captadores supera los 110°C			199.60	horas

De los resultados de la simulación en Acsol de la Tabla 43 se tiene una carga calorífica de $298582 + 84842 = 383424 \text{ kWh}$ y un aporte solar de $199002 + 70692 = 269694 \text{ kWh}$.

Se observa que el porcentaje de cobertura solar de la demanda del vaso es 3 puntos inferior al 70% establecido por la norma, pero como el programa supone que la demanda de ACS es al 100% durante todo el año, cosa que no es cierta, la cobertura solar de ACS calculada supera lo que realmente es en la práctica. Esos días en los que la piscina permanece cerrada, el aporte solar recaería en la climatización del vaso de la piscina en vez de al ACS como supone el programa, incrementando la

cobertura solar al vaso y pudiendo alcanzar así el 70% mínimo exigido en la climatización de la piscina por el Documento HE4.

A continuación, se representa el balance energético de la simulación en la Figura 46.

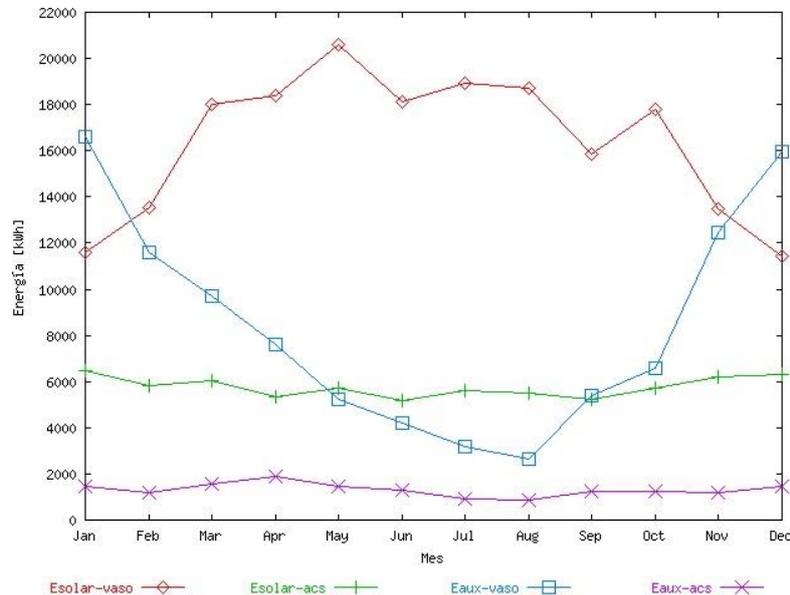


Figura 46. Resultados simulación ACS + piscina. Fuente: ACSOL

Cabe recordar que el Documento HE-4 del Código Técnico de la Edificación, publicado en 2019, especifica que:

“La energía producida no supere en ningún mes el 110% de la demanda de consumo, y que no haya un consumo superior al 100% de la demanda 3 meses consecutivos”.

Este factor se tiene en cuenta para que no se ocasionen sobrecalentamientos, en especial durante los meses de menor afluencia como son julio y agosto. En la gráfica de la Figura 46 se aprecia que en ningún mes deja de haber apoyo auxiliar, lo que significa que la energía producida no supera a la demandada, y por tanto cumple con la normativa. Además, según los resultados de la Tabla 43, la temperatura de los captadores supera los 110°C durante 199,6 horas. Lo más probable es que este sobrecalentamiento ocurra durante el mes de agosto, que es cuando existe menor aporte auxiliar según la Figura 46. Por razones de seguridad, se debe incrementar el mantenimiento y la supervisión del circuito hidráulico durante esta época para evitar sobrecalentamientos.

8.7.4 Conclusión al dimensionado

El cálculo mediante método f-chart se ha realizado teniendo en cuenta la demanda de ACS y de la climatización de la piscina, obtenidas en los apartados 8.2 y 8.3, respectivamente. El programa CHEQ4 calcula la demanda según el porcentaje de ocupación mensual, que se establece previamente a la simulación. Por tanto, solo tiene en consideración los días de apertura. En cambio, el programa Acsol no tiene la opción de establecer la ocupación mensual para el cálculo de la demanda de ACS, la asume constante durante todo el año. Por lo que presenta un valor más elevado que los otros métodos. La comparativa realizada en la Tabla 44 muestra los resultados de los tres métodos de cálculo.

Tabla 44. Comparativa fracción solar de los métodos de cálculo. Fuente: Elaboración propia

	f-chart	CHEQ4	ACSOL
Carga calorífica ACS	49138 kWh	55449 kWh	84842 kWh
Climatización del vaso de la piscina	313429 kWh	328956 kWh	298582 kWh
Carga calorífica ACS + climatizar piscina	362567 kWh	384405 kWh	383424 kWh
Aporte energía solar	252355 kWh	268907 kWh	269694 kWh
Fracción solar	69,6%	70,0%	70,3%

Los programas CHEQ4 y Acsol tienen resultados similares en cuanto a la carga calorífica total y el aporte solar, mientras que el método f-chart presenta valores más bajos. No obstante, los tres métodos muestran resultados satisfactorios con una fracción solar del 70%, que cumple con el Código Técnico de la Edificación. De los resultados de la tabla, se considera que el aporte solar de energía térmica es de 269 MWh.

En la Tabla 44 se observa que la carga calorífica de ACS calculada por el programa ACSOL es considerablemente más elevada que la obtenida por f-chart y CHEQ4. Como ya se ha explicado anteriormente, esto se debe a que los cálculos realizados por ACSOL se basan en una demanda de ACS del 100%, por lo que no se tienen en cuenta los cierres del centro y el valor obtenido es notablemente más elevado al real.

Por tanto, se opta por instalar **124 captadores con una superficie de captación de 280 m²**. El Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios explica que la potencia se determina multiplicando el área de captación por 0,7 kW/m² (IDAE & ATECYR, 2013).

$$\text{Potencia solar térmica} = 196 \text{ kWt}$$

65)

8.8 Configuración de los colectores solares

En cuanto a la distribución de los paneles, sabiendo que se necesitan 124 colectores solares (280 m²), se procede a dimensionar la configuración del sistema de captación solar térmico.

El Código Técnico de la Edificación menciona que el área de apertura total de los colectores solares conectados en serie no debe superar los 6 m². Por lo que la configuración se realiza en baterías de dos colectores en serie (IDAE & Censolar, 2009).

A continuación, se calcula el distanciamiento necesario entre paneles para evitar sombreados. Debido a que en este caso los captadores se sitúan en la cubierta inclinada de la piscina, el cálculo es diferente al utilizado en fotovoltaica, que es sobre superficies horizontales. El cálculo se realiza de manera que no se ocasionen sombras durante el solsticio de invierno (Figura 47). Para ello se calcula la altura solar mínima que se alcanza durante esta época del año.

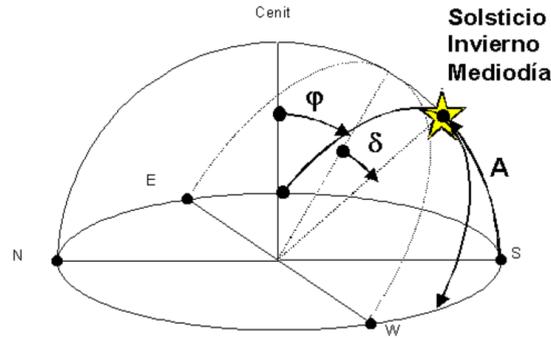


Figura 47. Solsticio de invierno. Fuente: IDAE

Cuando el sol se halla en el sur, la declinación es de $\delta = +23,5^\circ$. La mínima altura solar durante el año se calcula con la expresión 66.

$$\alpha = 90 - \varphi - \delta = 26,5^\circ \tag{66}$$

φ	Latitud del Grao de Castellón	40°
δ	Declinación durante el solsticio de invierno	+23,5°

Los colectores se disponen en la cubierta de la piscina, únicamente en la que está orientada hacia el sur. En caso de falta de espacio, se colocan el resto de los colectores en la cubierta del pabellón.

A continuación, con una representación realizada en Autocad se consigue calcular la distancia mínima entre filas para que no se ocasionen sombras en ningún momento del año. Las líneas amarillas representan los rayos de sol durante el solsticio de invierno, a un ángulo de $26,5^\circ$ (Figura 48).

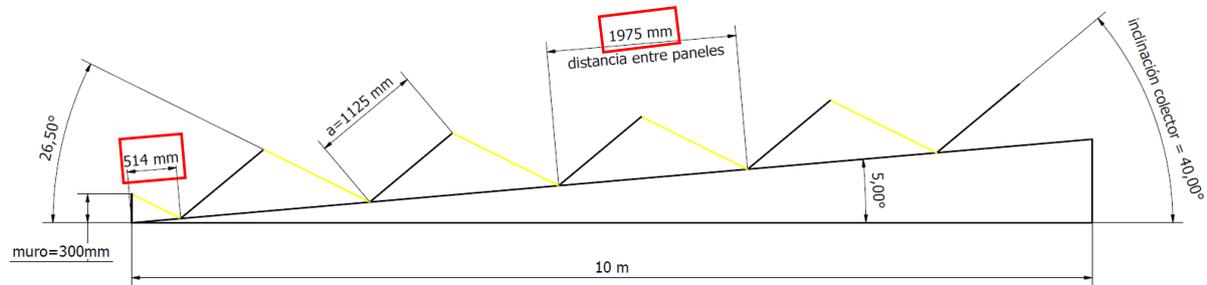


Figura 48. Representación cálculos separación colectores en cubierta inclinada. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 48 se calculan distancias de **514 mm respecto al muro de la cubierta y 2 m entre paneles**. Por tanto, únicamente caben 5 filas ya que la vertiente sur de la cubierta es de 10 m de anchura.

En la cubierta de la piscina se dispone de 38 m de largo donde se pueden colocar 5 filas de captadores solares (Figura 48). Los captadores tienen una anchura de 2,240 m. Por lo que cada bloque, compuesto por 2 captadores en serie, ocupa un ancho de aproximadamente 4,7 m, dejando 20 cm de espacio para las conexiones. A continuación, se calcula cuántos colectores pueden disponerse en fila.

$$\frac{\text{anchura cubierta de la piscina}}{\text{ancho batería de colectores}} < 8 \frac{\text{bloques}}{\text{fila}} \tag{67}$$

Al no disponer del espacio suficiente en la cubierta de la piscina para todos los colectores, el resto se instalan en la cubierta del pabellón, en la que se dispone de un ancho de 15 m por cada vertiente.

En esta cubierta no se cuenta con la inclinación de 5°, por lo que hay que calcular de nuevo la distancia entre paneles.

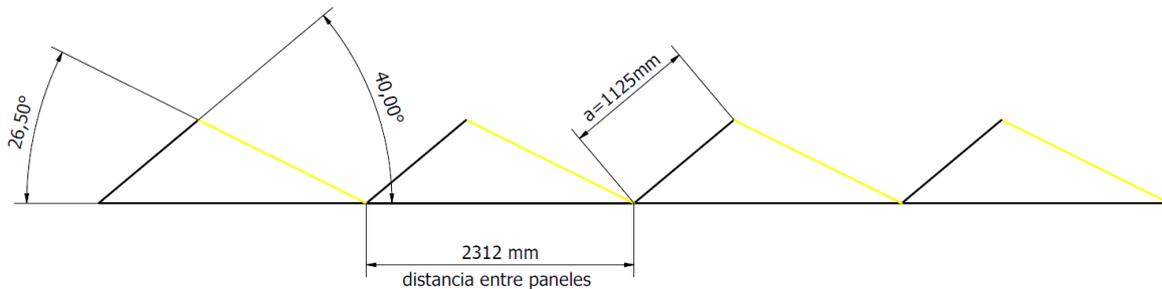


Figura 49. Representación cálculos separación colectores en cubierta plana. Fuente: Elaboración propia

Con la representación en Autocad de la Figura 49, se calcula una distancia de **2,3 m entre paneles**.

Los captadores que se instalan en la cubierta del pabellón, disponen de un espacio de 15 m de ancho en cada lado de la cubierta y cada bloque de captadores tiene una anchura de 4,7 metros.

$$\frac{\text{ancho cubierta}}{\text{ancho batería de colectores}} < 3 \frac{\text{bloques}}{\text{lado de la cubierta}}$$

Únicamente hay espacio para 3 bloques de colectores en cada lado de la cubierta, distribuyendo así 6 bloques simétricamente. Para instalar en la cubierta del pabellón los 44 colectores restantes, se necesitan 4 filas de captadores sobre la cubierta del pabellón.

$$\frac{44 \text{ colectores}}{12 \frac{\text{colectores}}{\text{fila}}} = 4 \text{ filas}$$

Con estos cálculos se identifica el espacio en la cubierta que se ha de destinar a la instalación termosolar. Los colectores termosolares están representados visualmente en los PLANOS del TFG.

8.9 Circuito primario

El alcance de la instalación solar térmica se establece hasta el diseño del circuito primario y sus respectivos componentes. El circuito secundario, que proporciona el Agua Caliente Sanitaria a los puntos de consumo se mantiene como está actualmente, y la actual caldera de gas natural Lamborghini Caloreclima 1055 y el quemador Lamborghini 70PM/WE de 350-750 kW de potencia se utilizan como apoyo auxiliar.

8.9.1 Fluido caloportador

El fluido caloportador del circuito primario, que conecta los colectores con los intercambiadores, está compuesto por una mezcla de agua y glicol. En función de la temperatura de congelación se escoge el porcentaje de concentración del líquido anticongelante. La mezcla deber ser 5°C inferior a la temperatura mínima histórica de -7,1°C, es decir, no debe congelarse hasta los -12,1°C. Para estimar la proporción y la densidad correspondiente del fluido caloportador se traza una línea en la Figura 50.

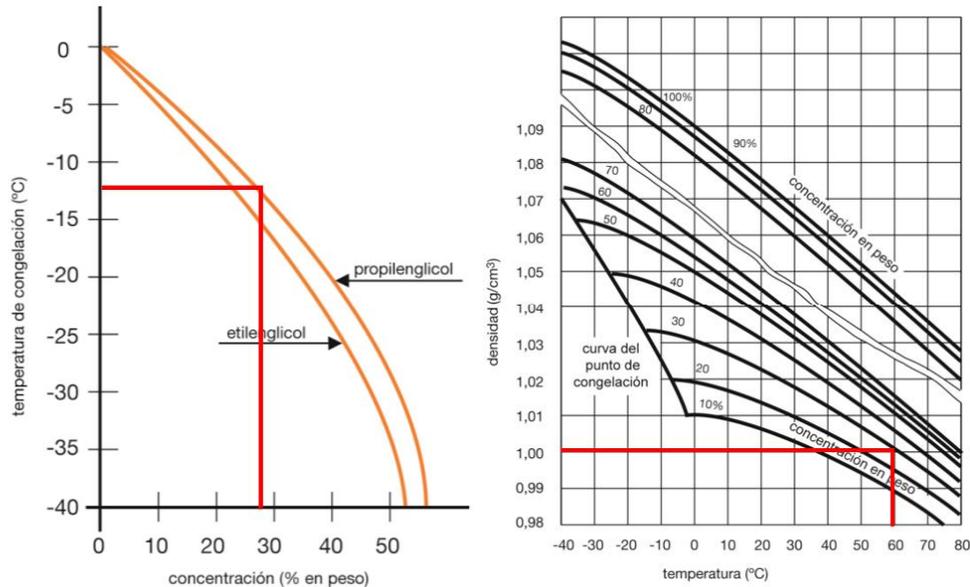


Figura 50. Curva de congelación y densidad del propilenglicol en función de temperatura. Fuente: certificacionenergetica.info

Por tanto, el fluido caloportador debe contener una proporción de 30% propilenglicol y 70% agua. Y tiene una densidad de 1 g/cm^3 a la temperatura de funcionamiento de 60°C .

8.9.2 Intercambiador

La función del intercambiador de calor es la de transferir calor desde el circuito primario (donde se tiene un fluido caloportador), al circuito secundario en el que se encuentra el agua lista para el consumo.

El interacumulador ya incorpora un sistema de intercambio, por lo que no es necesario instalar otro intercambiador para ACS. Solo es necesario un intercambiador para el circuito de climatización de la piscina.

De acuerdo con los requisitos recomendados por el PCT de Instalaciones de Baja Temperatura, se especifica que la potencia del intercambiador debe tener un valor mínimo (IDAE & Censolar, 2009).

$$P \geq 500 \frac{W}{m^2} * \text{Area Captación} \quad (68)$$

$$P \geq 140 \text{ kW}$$

Por lo que para un área de captación de 280 m^2 , se debe instalar un intercambiador con una potencia mayor a 140 kW. Además, la transferencia de calor no debe ser menor a $40 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$.

Se opta por el modelo IP3601 de 144 kW con 17 placas planas de titanio del fabricante Suicalsa.

8.9.3 Pérdidas de carga

La conexión de las canalizaciones entre los captadores se realiza con tuberías de cobre de un diámetro de 18 mm, con un caudal de $60 \text{ l/h}\cdot\text{m}^2$, recomendado por el fabricante. Por tanto, por cada captador de $2,26 \text{ m}^2$ circulan 135 l/h . La disposición de los captadores se distribuye en 2 zonas:

- 80 captadores en la cubierta de la piscina

- 44 captadores en la cubierta del pabellón

Es importante conseguir un circuito hidráulico equilibrado, en el que el recorrido que toma el agua desde la entrada a la salida de la bomba hidráulica sea indistinto. De esta manera se consigue que las pérdidas de carga sean iguales en cada tramo.

8.9.3.1 Pérdida carga en tuberías

Previo al cálculo de las pérdidas de carga, es necesario realizar un dimensionado de las tuberías.

Para el dimensionado, primero se calcula el caudal en la Tabla 45, y posteriormente se obtiene el diámetro mínimo necesario a través de la Figura 51. El PCT de Instalaciones de Baja Temperatura establece que como máximo se pueden producir unas pérdidas de carga por metro lineal de 40 m.c.a., es por ello que se coloca una línea roja en la Figura 51 que establece el límite de pérdidas. De esta manera se consigue escoger el diámetro adecuado para que no se superen estas pérdidas. Además, también establece que la velocidad de circulación por las tuberías de cobre del circuito primario debe ser $0,3 < v \left(\frac{m}{s} \right) < 2,5$, se verifica en la Tabla 45 (IDAE & Censolar, 2009).

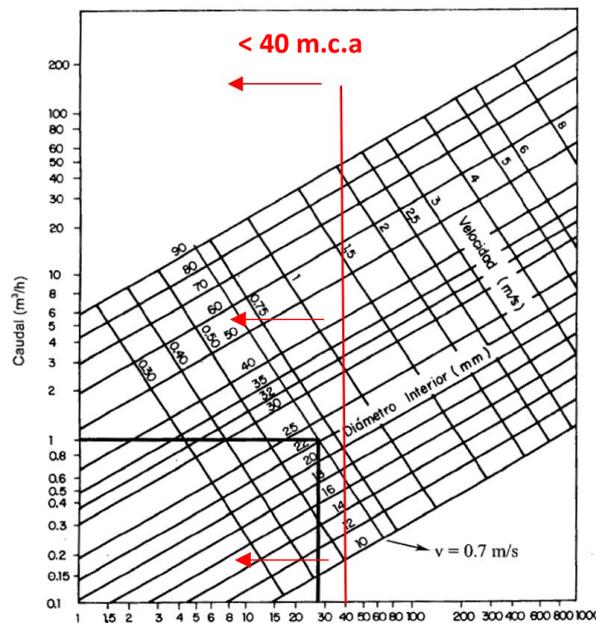


Figura 51. Pérdidas por rozamiento para tuberías de cobre. Fuente: Manual Solar Térmica (Javier Cañada)

Finalmente, se obtienen las pérdidas de carga con la expresión 69 de Darcy-Weisbach, donde para un régimen laminar ($Re < 2300$) se toma un factor de pérdidas de $f = \frac{64}{Re} = 0,028$.

$$h_f = \frac{8 \cdot f \cdot L}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5} \cdot Q^2 \tag{69}$$

Tabla 45. Cálculo de las pérdidas de carga en el circuito primario. Fuente: Elaboración propia

	Caudal (l/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdidas de carga (m.c.a.)
Tramo 2-3 (filas cub. piscina)	135 * 8 conjuntos = 1080	38	22	0,79	1,5353
Tramo 3-4 (conjunto piscina)	1080 * 5 filas = 5400	58	50	0,76	0,966
Tramo 4-5 (filas cub. pabellón)	135 * 6 conjuntos = 810	30	22	0,59	0,682
Tramo 5-6 (conjunto pabellón)	810 * 3,66 filas = 2970	50	32	1,03	2,346
Tramo 6 (circuito primario)	5400 + 2970 = 8370	50	50	1,18	2,001
PÉRDIDAS DE CARGA EN TUBERÍAS DEL CIRCUITO PRIMARIO					7,541

8.9.3.2 Pérdidas de carga en los captadores

Las pérdidas de carga que se originan en el captador se calculan con las gráficas del fabricante. Teniendo un caudal de 135 l/h y habiendo 2 colectores en serie, se identifica el punto de funcionamiento en la Figura 52.

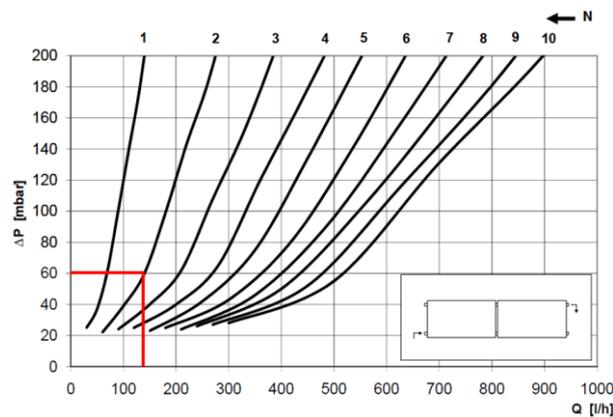


Figura 52. Pérdidas de carga en el captador solar. Fuente: Ariston

El punto de funcionamiento en la Figura 52 muestra unas pérdidas de 60 mba (0,6 mca) en el interior del colector.

También se añaden las pérdidas causadas en las tuberías de conexionado de los colectores. Éstas tuberías tienen una longitud de 2 m, más las cargas aisladas de los 2 codos que conectan con la rama paralela (codo = 1 m). Tienen una longitud equivalente de 4 metros.

Análogamente al apartado anterior, con la expresión 69 de Darcy-Weisbach se obtiene unas pérdidas de 0,011 m.c.a. Son pérdidas muy reducidas debido a la longitud de las tuberías y el poco caudal que circula por ellas.

$$\text{Pérdidas de carga en captadores} = 0,011 + 0,6 = 0,611 \text{ mca}$$

70)

8.9.3.3 Pérdidas de carga en el intercambiador y interacumulador

La ficha técnica del fabricante del intercambiador IP3601 de 17 placas planas, indica que las pérdidas de carga son de 2,89 m.c.a.

La ficha del fabricante del interacumulador MVV 4000 SSB que incorpora serpentín, indica unas pérdidas de carga de 1 m.c.a.

8.9.4 Bomba del circuito primario

La bomba se instala en la sala de calderas, el punto más bajo del circuito primario. Para el diseño de la bomba del circuito primario es necesario saber las pérdidas de carga que se originan en el circuito y el caudal que circula por la bomba. El caudal que circula ha sido calculado anteriormente en las pérdidas de carga en tuberías (Tabla 45), no obstante, también se obtiene de manera sencilla con la siguiente fórmula.

$$Q_{\text{primario}} = \frac{Q_{\text{captador}} * A_{\text{total}}}{N_{\text{serie}}} \quad 71)$$

$$Q_{\text{primario}} = 8400 \frac{l}{h}$$

Q_{captador}	Caudal que circula por el colector solar plano	60 l/hm ²
A_{total}	Área total de captación solar	280 m ²
N_{serie}	Número de colectores en serie	2

Las pérdidas de carga se han calculado en el apartado anterior, se hace un sumatorio de todas ellas en la Tabla 46 y se obtiene el punto de funcionamiento que debe tener la bomba.

Tabla 46. Pérdidas circuito primario. Fuente: Elaboración propia

	Pérdidas de carga (m.c.a.)
Tuberías circuito primario	7,541
Localizadas (30%)	2,36
Captadores y conexionado	0,611
Intercambiador de placas	2,89
Interacumulador de 4000l	1
TOTAL	14,3

A continuación, se comparan distintos modelos WINNER del fabricante Saci pumps para determinar que bomba hidráulica se adapta mejor al circuito primario.

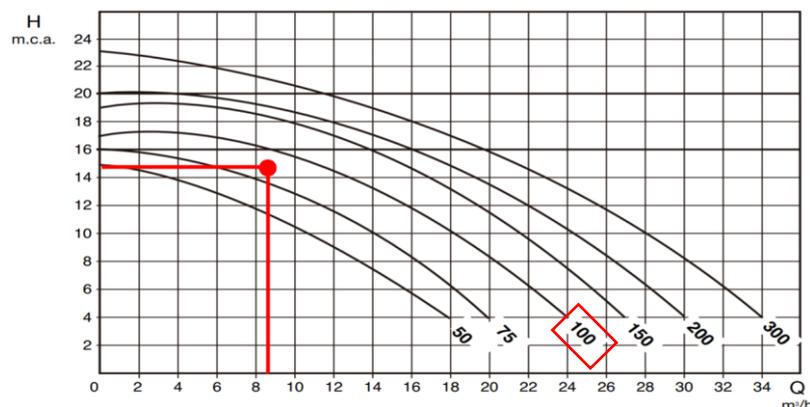


Figura 53. Curva H-Q de la bomba hidráulica. Fuente: Saci pumps

Trazando el punto de funcionamiento en la curva H-Q, se obtiene que para vencer una presión de altura de 14,823 m.c.a. a un caudal de 8400 l/h, la bomba Saci WINNER 100 es la más adecuada.

8.9.5 Vaso de expansión

La función del vaso de expansión es absorber sobrepresiones que se originan en el circuito primario cuando hay temperaturas elevadas ya que éste es un circuito cerrado. De esta manera se consigue mantener la presión del circuito dentro de un rango seguro. El fabricante recomienda trabajar a una presión de 6 bares. Se coloca en la aspiración de la bomba tal como recomienda el PCT.

Según la norma UNE 100155/2004 sobre el diseño y cálculo de sistemas de expansión, la expresión para el cálculo del volumen del vaso es la siguiente:

$$V_{\text{vaso}} = V_{\text{circuito}} \cdot C_e \cdot C_p \quad 72)$$

- El volumen de fluido en el circuito se obtiene calculando la suma de volumen de todos los elementos por los que circula el fluido caloportador.

Tabla 47. Volumen del circuito primario. Fuente: Elaboración propia

	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Volumen unitario (l/m)	Volumen total (l)
Tramo conexionado de captadores	$2 \cdot 62 \text{ conjuntos} = 124$	18	0,25	31,55
Tramo 2 (filas cub. piscina)	$38 \cdot 5 \text{ filas} \cdot 2 = 380$	22	0,38	144,45
Tramo 3 (conjunto piscina)	58	50	1,96	153,15
Tramo 4 (filas cub. pabellón)	$30 \cdot 4 \text{ filas} \cdot 2 = 240$	22	0,38	91,23
Tramo 5 (conjunto pabellón)	50	32	0,80	40,21
Tramo 6 (circuito primario)	50	50	1,96	98,17
Volumen total tuberías				559
Volumen captador (2,5l) · 124 captadores				310
Volumen bomba (despreciable)				≈ 0
Volumen intercambiador 40 placas				2
Volumen serpentines acumulador				41
VOLUMEN CIRCUITO PRIMARIO				912 l

- El coeficiente de expansión (C_e) se calcula con la expresión 73, y se calcula para unos 90°C por razones de seguridad.

$$C_e = (3,24 \cdot T^2 + 102,13 \cdot T - 2708,3) \cdot 10^{-6} = 0,032 \quad 73)$$

T	Temperatura máxima	90°C
-----	--------------------	------

- El coeficiente de presión (C_p) se calcula mediante la expresión 74.

$$C_p = \frac{P_{\text{max}} + 1}{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}} = \frac{5,7 + 1}{5,7 - 0,9} = 1,4 \quad 74)$$

$$P_{\text{min}} = P_{\text{estatica}} + 0,5 \text{ bar} = 0,9 \text{ bar}$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{fun.captadores}} - 0,3 \text{ bar} = 5,7 \text{ bar}$$

P_{estatica}	Altura de la instalación (4 m)	0,4 bar
$P_{\text{fun.captadores}}$	Presión de funcionamiento recomendada por el fabricante	6 bar

Finalmente, con la expresión 72 se calcula el volumen para el vaso de expansión.

$$V_{vaso} = 40,86 \text{ litros}$$

Se opta por el vaso de expansión BFG50L de Bricoferr de 50 litros que es capaz de soportar hasta 8 bares de presión.

8.10 Viabilidad financiera

Análogamente al estudio fotovoltaico, en el análisis económico se evalúa si la instalación es rentable mediante el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

La cantidad de energía térmica producida por la instalación se ha obtenido de **269 MWh/año**. A continuación, con la expresión 75 se calcula el ahorro económico de gas natural. Los términos de potencia y de energía, y el impuesto a hidrocarburos se extraen de la factura de gas del complejo deportivo.

$$\text{Precio gas natural} = (T_{potencia} + T_{alquiler}) \cdot dia + (T_{variable} + impuesto_{HC}) \cdot consumo \text{ kWh} \quad 75)$$

$$\text{Ahorro anual gas natural}_{año1} = 11308,76 \text{ €}$$

$T_{potencia}$	Término de potencia diario	2,66 €/día
$T_{variable}$	Término variable	0,0397 €/kWh
$impuesto_{HC}$	Impuesto sobre hidrocarburos	0,00234 €/kWh

Como en los anteriores estudios económicos, se solicita una financiación a una entidad de crédito por el importe del 60% de la inversión inicial, con un interés fijo del 3,5% para un plazo de 25 años. El cálculo del coste anual para cubrir la deuda se calcula mediante la expresión 76.

$$VAN_{recibido} = C_{año1} \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i} \quad 76)$$

El presupuesto de la instalación solar térmica es de **199.382,56 €**. Como en los anteriores estudios, se encuentra desglosado por unidades de obra en el anexo. Los costes operativos y de mantenimiento se estiman que son un 5% del presupuesto total. El balance neto del primer año se detalla en la Tabla 48.

Tabla 48. Flujo de caja solar térmica. Fuente: Elaboración propia

Coste inicial		79.753,03 €
Préstamo banco	60%	119.629,54 €
Costes anuales-año 1		
Costes de O & M	5%	398,77 €
Pago deuda anual		7.258,41 €
		7.657,17 €
Ahorros anuales		
Ahorro gas natural		13.683,60 €
		13.683,60 €
Flujo de caja neto año 1		6.026,43 €

Con la expresión 77 se calcula el valor actual del dinero que se tiene para los 25 años de vida útil, ya que el valor cambia dependiendo de la tasa de inflación y del mercado. La tasa de descuento y la

inflación son de un 6% y un 2%, respectivamente. En el cálculo, se toma que la inflación del precio del gas natural tiene el mismo valor que la inflación del IPC.

$$VAN = C_{\text{año}1} \frac{1 - \left(\frac{1+i}{1+d}\right)^n}{d-i} \quad 77)$$

Tabla 49. VAN instalación solar térmica. Fuente: Elaboración propia

Inversión inicial	79.753,03 €
VAN ahorro GN	211.323,03 €
VAN O&M	6.158,34 €
VAN deuda	112.095,40 €
VAN proyecto	13.316,27 €

Del resultado de la Tabla 49, se tiene un valor actual neto del estudio solar térmico de **13.316,27 €**. Este es el beneficio actual que se tiene si se decide realizar el proyecto. La tasa interna de retorno es de un **6,66%** y el tiempo de retorno es de 20 años.

El valor presente de los costes y ahorros de cada año se obtienen con la expresión 78. Los flujos de caja están detallados en el anexo. En la Figura 54 se observa el flujo de caja acumulado; en él se puede identificar el capital inicial, el tiempo de retorno y el valor actual neto del proyecto.

$$VP = \frac{1}{d-i} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^n \right] \quad 78)$$

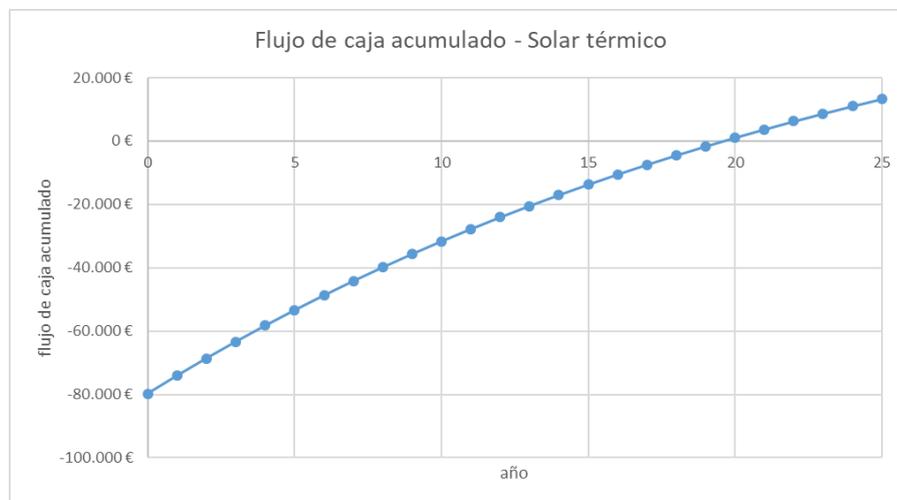


Figura 54. Flujo de caja acumulado - Solar térmica. Fuente: Elaboración propia

En conclusión, pese a tener un valor actual neto positivo de 13.316,27 €, la TIR es de 6,66%. Al ser de un valor tan próximo a la tasa de descuento, es una rentabilidad con riesgo. Por tanto, se decide no llevar a cabo la instalación de energía solar térmica para ACS y climatización de la piscina.

9 Conclusión del TFG

En el presente Trabajo Fin de Grado se ha estudiado una instalación fotovoltaica y una instalación solar térmica para Agua Caliente Sanitaria y piscina climatizada en el complejo deportivo Emilio Fabregat, ubicado en el Grao de Castellón.

El primer paso para dimensionar la instalación fotovoltaica ha sido determinar la potencia a instalar. Previo a ello se ha realizado un estudio de reducción de potencia, haciendo uso del programa DIALux, en el que han sustituido las luminarias antiguas por unas de tecnología LED en las siguientes instalaciones: pista del pabellón, recinto de la piscina y vestuarios. Gracias a esta medida de eficiencia energética se ha conseguido disminuir la potencia 5 kW y ha supuesto un ahorro económico de 1819,54 €/año, con unos resultados de rentabilidad financiera favorables.

Para la realización del dimensionado de la instalación fotovoltaica se han considerado dos alternativas basándose en diferentes criterios: a partir de la potencia contratada en la factura eléctrica y maximizando la superficie disponible en la cubierta.

Previamente al dimensionado, tras una comparativa sobre las diferentes tecnologías que existen actualmente en el mercado, se han seleccionado el módulo fotovoltaico CanadianSolar, de 335 Wp; y el inversor Fronius Symo, de 20 kW de potencia con 2 seguidores MPP. Una vez seleccionados ambos elementos se ha procedido a realizar el dimensionado para ambos criterios.

A raíz del estudio de disminución de potencia, se ha diseñado la alternativa fotovoltaica para 40 kW. Tras un estudio en PVGIS sobre la capacidad productiva que se podría alcanzar, se ha comenzado con el dimensionado de la instalación. Para ello se ha comprobado la compatibilidad del campo generador con el inversor, y se ha calculado la inclinación óptima y el distanciamiento entre módulos, con el fin de minimizar las pérdidas por sombreado.

Para la alternativa de maximizar la superficie disponible se ha estimado que es posible alcanzar una potencia instalada de 150 kW, superándose los 100 kW permitidos por el Real Decreto 244/2019 de autoconsumo. Por ello se ha dimensionado para una potencia de 98,5 kW, realizándose de manera análoga a la alternativa de 40 kW.

Una vez dimensionadas ambas alternativas se ha realizado una simulación del balance energético, por medio del software informático PVSYST, obteniéndose una producción de energía solar de 67298 kWh y 141976 kWh para las alternativas de 40 kW y 98,5 kW, respectivamente. Sabiendo la cantidad de energía que es posible producir, así como la fracción de ésta que se llegaría a autoconsumir; es posible realizar un análisis financiero en el que se comprara la viabilidad de ambas alternativas. La alternativa de 40 kW obtuvo unos resultados de VAN, TIR y periodo de retorno más favorables para afrontar la inversión, 35.115 €, 12,9% y 14 años de retorno, respectivamente.

A continuación, para la realización del estudio de la instalación solar térmica a baja temperatura, el primer paso ha sido analizar los horarios y ocupación del centro deportivo para así calcular las necesidades de Agua Caliente Sanitaria, así como el cálculo de las pérdidas térmicas que se ocasionan en la piscina climatizada. Una vez calculada la demanda de energía térmica, se ha dimensionado la instalación de acuerdo con la contribución mínima exigida por el Documento HE4 del Código Técnico de la Edificación, publicado en 2019.

El primer elemento a seleccionar en la instalación ha sido el interacumulador para ACS, que se ha escogido de un volumen similar a la demanda diaria de ACS, 4400 litros. A continuación, se ha procedido a la selección del colector termosolar para el cual se ha realizado una valoración del rendimiento óptico y de las pérdidas térmicas, analizando cuál se adecúa con mejores resultados para la zona geográfica del Grao de Castellón.

Con el colector solar seleccionado se ha realizado un dimensionado mediante tres métodos distintos: el método de cálculo f-chart, el programa CHEQ4 y el programa Acsol. Tras obtener resultados similares de energía producida en los tres métodos, se ha concluido que el aporte solar es de 269 MWht/año, además de cumplir con una fracción solar del 70%. Para la ubicación de los colectores termosolares, se ha optado por su instalación sobre la cubierta sur de la piscina y la cubierta del pabellón.

Finalmente, se ha dimensionado el circuito primario de la instalación solar térmica con sus respectivos componentes: fluido caloportador, intercambiador de placas, bomba hidráulica, vaso de expansión y válvulas de seguridad. Para la selección de la bomba hidráulica, previamente se han dimensionado las tuberías del circuito y calculado las respectivas pérdidas de carga, tanto en las tuberías como en el resto de los componentes del circuito primario.

Tras el análisis económico sobre la instalación de energía solar térmica, se ha llegado a la conclusión de que, pese a tener un VAN positivo de 13.316 € y una TIR del 6,66%, al ser próxima a la tasa de descuento establecida del 6%, la inversión tiene un riesgo considerable. Por tanto, se decide no efectuar la inversión.

En conclusión, tras el estudio de las distintas alternativas energéticas, se decide implementar la mejora de luminarias LED junto a la instalación fotovoltaica de 40 kW, puesto que son las que mejores valores de rentabilidad tienen. Gracias a la instalación fotovoltaica y a la implementación de las luminarias LED, el complejo deportivo Emilio Fabregat conseguiría reducir tanto su consumo energético, en 12000 kWh/año, como su dependencia eléctrica a la red en un 33 %, consiguiendo reducciones de CO₂ que ayudan al desarrollo sostenible.

PRESUPUESTO

1 Presupuesto mejora luminarias LED

PRESUPUESTO MEJORA EN ILUMINACIÓN LED				
Unidades	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
ud	UD001. Campana LED UFO HBF SAMSUNG 150W	20	80,19	1.603,75 €
ud	UD002. Foco Proyector LED 200W HE PRO	14	85,85	1.201,86 €
ud	UD003. Tubo LED 18W 120cm	19	7,63	144,92 €
ud	UD004. Ingeniería	40	23,97	958,80 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)				3.909,34 €
%	Gastos generales	13%	3909,34	508,21 €
%	Beneficio industrial	6%	3909,34	234,56 €
Presupuesto de Contrata (PC)				4.652,11 €
%	I.V.A.	21%	4652,11	976,94 €
PRESUPUESTO TOTAL				5.629,05 €

Precios descompuestos por unidades de obra

ud. UD001. Campana LED UFO HBF SAMSUNG 150W				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Campana LED UFO HBF SAMSUNG 150W	1	70,60	70,60
h	Oficial 1º electricista	0,215	19,42	4,18
h	Ayudante electricista	0,215	17,86	3,84
%	Costes directos complementarios	2%	78,62	1,57
TOTAL				80,19
ud. UD002. Foco Proyector LED 200W HE PRO Regulable				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Foco Proyector LED 200W HE PRO Regulable	1	77,64	77,64
h	Oficial 1º electricista	0,175	19,42	3,40
h	Ayudante electricista	0,175	17,86	3,13
%	Costes directos complementarios	2%	84,16	1,68
TOTAL				85,85
ud. UD003. Tubo LED 18W 120cm				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Tubo LED 18W	1	3,75	3,75
h	Oficial 1º electricista	0,1	19,42	1,94
h	Ayudante electricista	0,1	17,86	1,79
%	Costes directos complementarios	2%	7,48	0,15
TOTAL				7,63
ud. UD004. Ingeniería				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
h	Estudiante	1	5,50	5,50
h	Tutor	0,3	60,00	18,00
%	Costes directos complementarios	2%	23,50	0,47
TOTAL				23,97

2 Presupuesto instalación fotovoltaica de 40 kWp

PRESUPUESTO INSTALACIÓN – 40 kW				
Unidades	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
ud	UD001. Módulo fotovoltaico	120	132,10	15.852,48 €
ud	UD002. Inversor	2	2786,23	5.572,46 €
ud	UD003. Estructura 10 paneles a 35º	12	331,59	3.979,10 €
m	UD005. Cable fotovoltaico (4 mm2)	330	1,26	414,37 €
m	UD006. Cable tetrapolar (10 mm2)	5	2,91	14,54 €
ud	UD007. Contador bidireccional	1	238,64	238,64 €
ud	UD008. Interruptor Diferencial	2	58,87	117,74 €
ud	UD009. Interruptor Magnetotérmico	2	34,60	69,21 €
ud	UD010. Protección contra sobretensiones	2	143,37	286,73 €
ud	UD011. Fusible gG 16A/1100V	12	9,28	111,33 €
ud	UD012. Armario caja protecciones	1	67,91	67,91 €
h	UD013. Ingeniería	160	23,97	3.835,20 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)				30.559,71 €
%	Gastos generales	13%	30559,71	3.972,76 €
%	Beneficio industrial	6%	30559,71	1.833,58 €
Presupuesto de Contrata (PC)				36.366,05 €
%	I.V.A.	21%	36366,05	7.636,87 €
PRESUPUESTO TOTAL				44.002,92 €

PRESUPUESTO INSTALACIÓN - Maximizar Superficie en Cubierta				
Unidades	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
ud	UD001. Módulo fotovoltaico	294	132,10	38.838,59 €
ud	UD002. Inversor	5	2786,23	13.931,15 €
ud	UD004. Estructura 21 paneles coplanarios	14	383,49	5.368,84 €
m	UD005. Cable fotovoltaico (4 mm2)	700	1,26	878,96 €
m	UD006. Cable tetra polar (10 mm2)	5	2,91	14,54 €
ud	UD007. Contador bidireccional	1	238,64	238,64 €
ud	UD008. Interruptor Diferencial	5	58,87	294,35 €
ud	UD009. Interruptor Magnetotérmico	5	34,60	173,02 €
ud	UD010. Protección contra sobretensiones	5	143,37	716,83 €
ud	UD011. Fusible gG 16A/1100V	28	9,28	259,76 €
ud	UD012. Armario caja protecciones	1	67,91	67,91 €
ud	UD013. Ingeniería	160	23,97	3.835,20 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)				64.617,79 €
%	Gastos generales	13%	64617,79	8.400,31 €
%	Beneficio industrial	6%	64617,79	3.877,07 €
Presupuesto de Contrata (PC)				76.895,16 €
%	I.V.A.	21%	76895,16	16.147,98 €
PRESUPUESTO TOTAL				93.043,15 €

Precios descompuestos por unidades de obra

ud.	UD001. Módulo fotovoltaico			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Canadian Solar 335Wp	1	114,90	114,90
h	Oficial 1ª instalador captadores	0,392	19,42	7,61
h	Ayudante instalador captadores	0,392	17,86	7,00
%	Costes directos complementarios	2%	129,51	2,59
			TOTAL	132,10
ud.	UD002. Inversor			

unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Inversor Fronius Symo 20 kW	1	2691,00	2691,00
h	Oficial 1º electricista	1,089	19,42	21,15
h	Ayudante electricista	1,089	17,86	19,45
%	Costes directos complementarios	2%	2731,60	54,63
TOTAL				2786,23
ud.	UD003. Estructura 10 paneles a 35º			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Sunfer CVE915 10 paneles	1	313,60	313,60
h	Oficial 1ª montador de estructura	0,3	19,67	5,90
h	Ayudante montador de estructura	0,3	18,63	5,59
%	Costes directos complementarios	2%	325,09	6,50
TOTAL				331,59
ud.	UD004. Estructura 21 paneles coplanarios			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Sunfer KH915 21 paneles	1	359,50	359,50
h	Oficial 1ª montador de estructura	0,43	19,67	8,46
h	Ayudante montador de estructura	0,43	18,63	8,01
%	Costes directos complementarios	2%	375,97	7,52
TOTAL				383,49
m	UD005. Cable fotovoltaico (4 mm2)			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
m	Cable TOPSOLAR (PV) H1Z2Z2-K (AS)	1	0,56	0,56
h	Oficial 1º electricista	0,018	19,42	0,35
h	Ayudante electricista	0,018	17,86	0,32
%	Costes directos complementarios	2%	1,23	0,02
TOTAL				1,26
m	UD006. Cable tetrapolar (10 mm2)			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
m	Cable PRYSMIAN Flextreme 4G10	1	1,62	1,62
h	Oficial 1º electricista	0,033	19,42	0,64
h	Ayudante electricista	0,033	17,86	0,59
%	Costes directos complementarios	2%	2,85	0,06
TOTAL				2,91
ud.	UD007. Contador bidireccional			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Smart Meter 63A trifásico	1	229,11	229,11
h	Oficial 1º electricista	0,25	19,42	4,86
%	Costes directos complementarios	2%	233,97	4,68
TOTAL				238,64
ud.	UD008. Interruptor Diferencial			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Diferencial HAGER-CDC742J 32A/30mA	1	52,86	52,86
h	Oficial 1º electricista	0,25	19,42	4,86
%	Costes directos complementarios	2%	57,72	1,15
TOTAL				58,87
ud.	UD009. Interruptor Magnetotérmico			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Automático Magnetotérmico iC60N 32A 4P	1	28,10	28,10
h	Oficial 1º electricista	0,3	19,42	5,83
%	Costes directos complementarios	2%	33,93	0,68
TOTAL				34,60
ud.	UD010. Protección contra sobretensiones			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Protector contra sobretensiones tipo 2	1	135,70	135,70
h	Oficial 1º electricista	0,25	19,42	4,86
%	Costes directos complementarios	2%	140,56	2,81
TOTAL				143,37
ud.	UD011. Fusible gG 16A/1100V			

unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Fusible gG 16A/1100V	1	0,63	0,63
ud	Base modular para fusibles	1	4,29	4,29
h	Oficial 1º electricista	0,215	19,42	4,18
%	Costes directos complementarios	2%	9,10	0,18
TOTAL				9,28
ud. UD012. Armario caja protecciones				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud	Armario caja protecciones	1	42,80	42,80
m	Tubo PVC 160 mm diámetro	3	5,44	16,32
h	Oficial 1º electricista	0,2	19,42	3,88
h	Ayudante electricista	0,2	17,86	3,57
%	Costes directos complementarios	2%	66,58	1,33
TOTAL				67,91
ud. UD013. Ingeniería				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
h	Estudiante	1	5,50	5,50
h	Tutor	0,3	60,00	18,00
%	Costes directos complementarios	2%	23,50	0,47
TOTAL				23,97

3 Presupuesto instalación solar térmica

PRESUPUESTO INSTALACIÓN ACS + CLIMATIZACIÓN PISCINA				
Unidades	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
ud	UD001. Instalación batería de 2 captadores solares	62	1547,98	95.974,65 €
ud	UD002. Interacumulador 4000l	1	7052,31	7.052,31 €
ud	UD003. Intercambiador placas planas	1	1692,78	1.692,78 €
ud	UD004. Vaso de expansión	1	160,10	160,10 €
ud	UD005. Bomba hidráulica	1	374,00	374,00 €
l	UD006. Fluido Caloportador	912	1,29	1.178,71 €
m	UD007. Tuberías colectores 18mm	124	24,82	3.077,93 €
m	UD008. Tuberías 22mm	620	28,58	17.717,46 €
m	UD009. Tuberías 32mm	50	38,39	1.919,69 €
m	UD010. Tuberías 50mm	108	53,02	5.726,62 €
m	UD011. Ingeniería	150	23,97	3.595,50 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)				138.469,73 €
%	Gastos generales	13%	138469,73	18.001,06 €
%	Beneficio industrial	6%	138469,73	8.308,18 €
Presupuesto de Contrata (PC)				164.778,98 €
%	I.V.A.	21%	164778,98	34.603,59 €
PRESUPUESTO TOTAL				199.382,56 €

Precios descompuestos por unidades de obra

ud.	UD001. Instalación batería de 2 captadores solares			
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
ud.	Captador solar Ariston XP 2.5-H	2	383,00	766,00
ud.	Bastidor inclinable para 2 paneles "SAUNIER DUVAL"	1	360,00	360,00
ud.	Kit conexiones hidráulicas para captadores	1	91,67	91,67
ud.	Purgador automático "SAUNIER DUVAL"	1	40,00	40,00
ud.	Válvula de seguridad para Tmax de 130ºC	1	38,80	38,80
ud.	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1"	2	9,81	19,62
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	5,41	19,42	104,98
h	Ayudante de instalador de captadores solares	5,41	17,86	96,55
%	Costes directos complementarios	2%	1517,63	30,35

				TOTAL	1547,98	
ud.	UD002. Interacumulador 4000l					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
ud.	Interacumulador MVV 4000 SB	1	6755,75	6755,75		
ud.	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 50mm	2	21,57	43,14		
ud.	Válvula de seguridad de latón tarada a 6 bar	1	4,42	4,42		
h	Oficial 1ª calefactor	2,97	19,42	57,68		
h	Ayudante calefactor	2,97	17,86	53,04		
%	Costes directos complementarios	2%	6914,03	138,28		
				TOTAL	7052,31	
ud.	UD003. Intercambiador placas planas					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
ud.	Intercambiador de placas de titanio IP360PX10PTI Suicalsa	1	1421,00	1421,00		
ud.	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1"	2	9,81	19,62		
ud.	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 50mm	2	15,25	30,50		
ud.	Manómetro con toma vertical	4	11,00	44,00		
ud.	Termómetro con toma vertical	4	21,00	84,00		
h	Oficial 1ª calefactor	1,622	19,42	31,50		
h	Ayudante calefactor	1,622	17,86	28,97		
%	Costes directos complementarios	2%	1659,59	33,19		
				TOTAL	1692,78	
ud.	UD004. Vaso de expansión					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
ud.	Vaso de expansión BFG 50L	1	107,67	107,67		
ud.	Manómetro con toma vertical	1	11,00	11,00		
h	Oficial 1ª calefactor	1,027	19,42	19,94		
h	Ayudante calefactor	1,027	17,86	18,34		
%	Costes directos complementarios	2%	156,96	3,14		
				TOTAL	160,10	
ud.	UD005. Bomba hidráulica					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
ud.	Bomba SACI winner 1CV	1	181,00	181,00		
ud.	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1/2"	4	4,13	16,52		
ud.	Filtro retenedor con tamiz de acero	1	4,98	4,98		
ud.	Válvula de retención de latón para roscar de 1/2"	1	2,86	2,86		
ud.	Manguito anti vibración de goma 1/2"	2	12,13	24,26		
ud.	Manómetro con toma vertical	1	11,00	11,00		
m	Tubo de cobre rígido	0,35	4,82	1,69		
m	Tubo rígido de PVC de 50mm diámetro nominal	3	1,14	3,42		
h	Oficial 1ª instalador de climatización	3,244	19,42	63,00		
h	Ayudante instalador de climatización	3,244	17,86	57,94		
%	Costes directos complementarios	2%	366,66	7,33		
				TOTAL	374,00	
ud.	UD006. Fluido Caloportador					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
l	Solución agua- glicol 30%	1	1,17	1,17		
h	Oficial 1ª instalador de colectores termosolares	0,005	19,42	0,10		
%	Costes directos complementarios	2%	1,27	0,03		
				TOTAL	1,29	
ud.	UD007. Tuberías colectores 18mm					
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe		
m	Tubo de cobre rígido con e=1mm y 16/18mm diámetro	1	7,30	7,30		
m	Coquilla cilíndrica moldeada de lana de vidrio dint=21mm con 40mm espesor	1	4,18	4,18		
kg	Emulsión asfáltica para protección de coquillas de lana de vidrio	0,476	2,04	0,97		
kg	Pintura protectora de polietileno clorosulfonado para exteriores	0,04	24,03	0,96		
h	Oficial 1ª calefactor	0,293	19,42	5,69		
h	Ayudante calefactor	0,293	17,86	5,23		
%	Costes directos complementarios	2%	24,34	0,49		
				TOTAL	24,82	

ud. UD008. Tuberías 22mm				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
m	Tubo de cobre rígido con e=1mm y 20/22mm diámetro	1	8,74	8,74
m	Coquilla cilíndrica moldeada de lana de vidrio dint=27mm con 40mm espesor	1	4,75	4,75
kg	Emulsión asfáltica para protección de coquillas de lana de vidrio	0,504	2,04	1,03
kg	Pintura protectora de polietileno clorosulfonado para exteriores	0,042	24,03	1,01
h	Oficial 1ª calefactor	0,335	19,42	6,51
h	Ayudante calefactor	0,335	17,86	5,98
%	Costes directos complementarios	2%	28,02	0,56
TOTAL				28,58
ud. UD009. Tuberías 32mm				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
m	Tubo de cobre rígido con e=1mm y 32/35mm diámetro	1	15,40	15,40
m	Coquilla cilíndrica moldeada de lana de vidrio dint=42mm con 40mm espesor	1	5,86	5,86
kg	Emulsión asfáltica para protección de coquillas de lana de vidrio	0,575	2,04	1,17
kg	Pintura protectora de polietileno clorosulfonado para exteriores	0,048	24,03	1,15
h	Oficial 1ª calefactor	0,377	19,42	7,32
h	Ayudante calefactor	0,377	17,86	6,73
%	Costes directos complementarios	2%	37,64	0,75
TOTAL				38,39
ud. UD010. Tuberías 50mm				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
m	Tubo de cobre rígido con e=1,5mm y 50/54mm diámetro	1	28,67	28,67
m	Coquilla cilíndrica moldeada de lana de vidrio dint=60mm con 40mm espesor	1	6,07	6,07
kg	Emulsión asfáltica para protección de coquillas de lana de vidrio	0,66	2,04	1,35
kg	Pintura protectora de polietileno clorosulfonado para exteriores	0,055	24,03	1,32
h	Oficial 1ª calefactor	0,391	19,42	7,59
h	Ayudante calefactor	0,391	17,86	6,98
%	Costes directos complementarios	2%	51,98	1,04
TOTAL				53,02
ud. UD011. Ingeniería				
unidad	descripción	rendimiento	precio	importe
h	Estudiante	1	5,50	5,50
h	Tutor	0,3	60,00	18,00
%	Costes directos complementarios	2%	23,50	0,47
TOTAL				23,97

4 Presupuesto del TFG

I. Mano de obra

Mano de obra			
Descripción	horas	coste unitario	Importe
Estudiante	315	5,50 €/h	1.732,50 €
Tutorización	80	30,00 €/h	2.400,00 €
Subtotal			4.132,50 €

II. Software necesario

Software necesario		
Software	Tipo licencia	Importe
DIALux EVO	Licencia gratuita	0,00 €
PVSYST 7	Licencia estudiante	25,00 €
Autocad 2020	Licencia mensual	279,00 €
Acsol 2.5	Licencia gratuita	0,00 €
Microsoft Office 365	Licencia estudiante	149,00 €
Subtotal		453,00 €

III. Material para el desarrollo del estudio

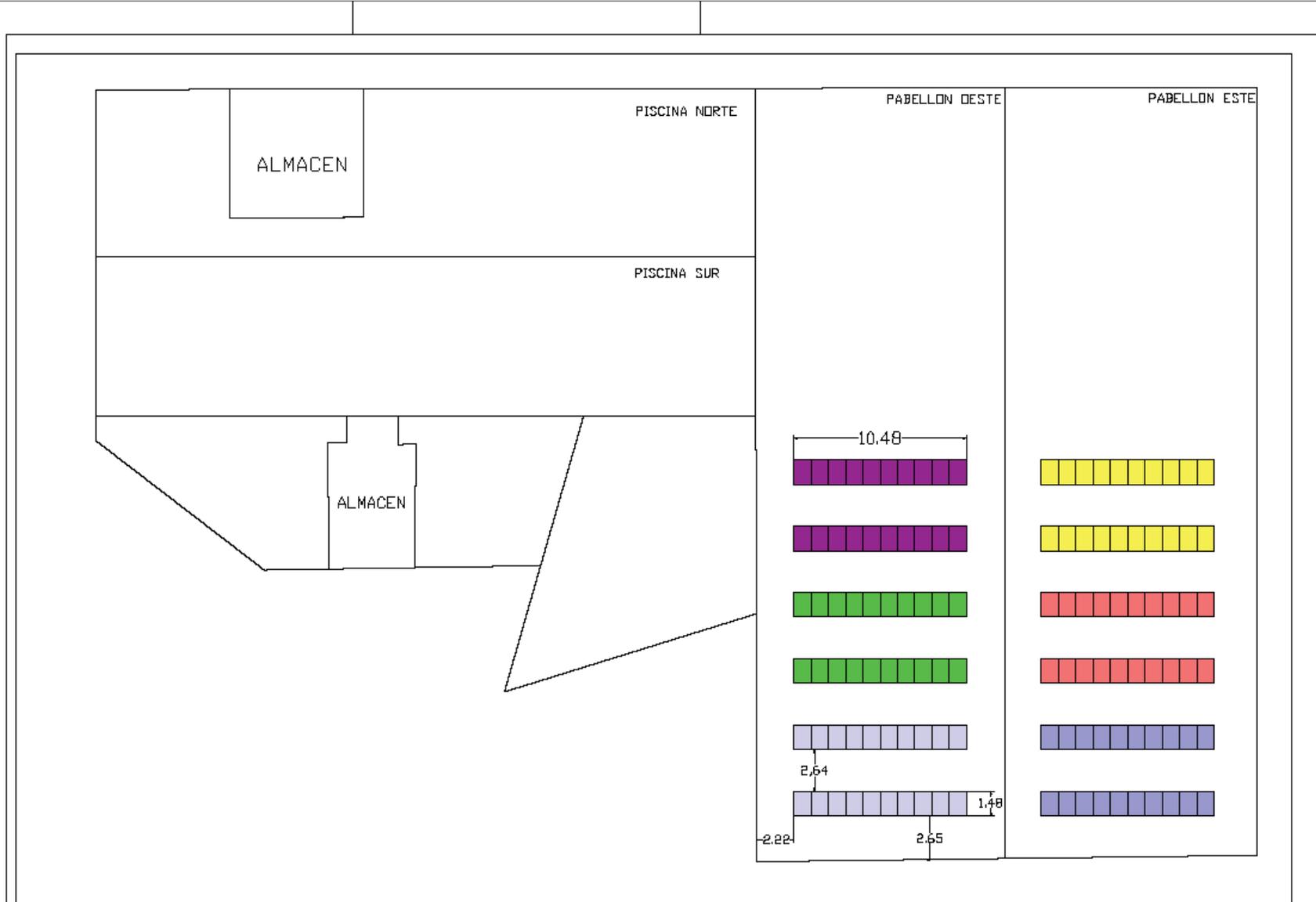
Material para el desarrollo del estudio	
Material	Importe
Ordenador portátil	670,00 €
Documentación, normas, libros, publicaciones	60,00 €
Impresión del documento	30,00 €
Subtotal	730,00 €

Diseño de una instalación solar térmica y fotovoltaica para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria, climatización de piscina y consumo eléctrico de un pabellón polideportivo en el Grao de Castellón

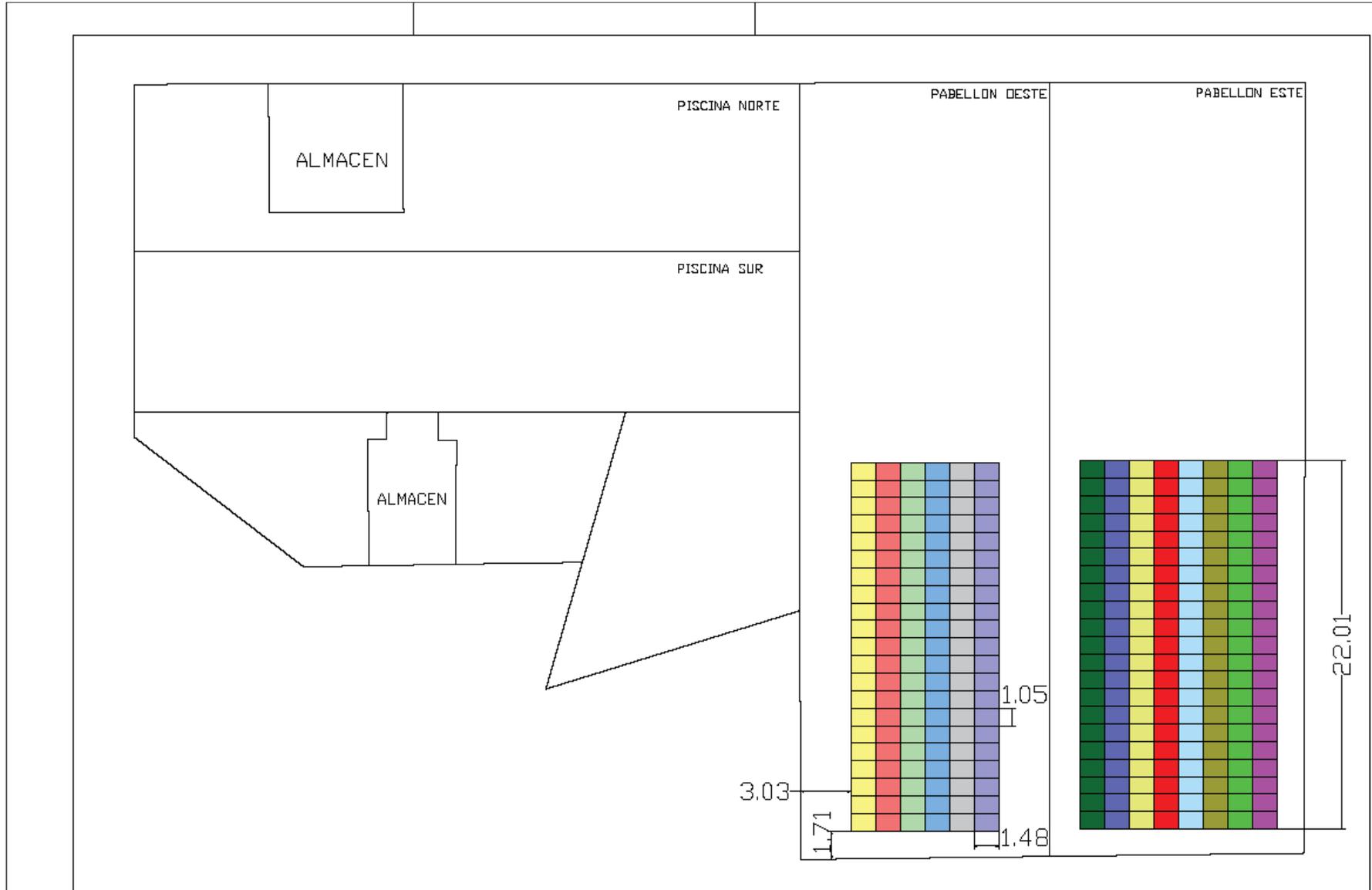
El presupuesto del TFG en el caso de que se vendiese al complejo deportivo Emilio Fabregat sería de **7.653,79 €**.

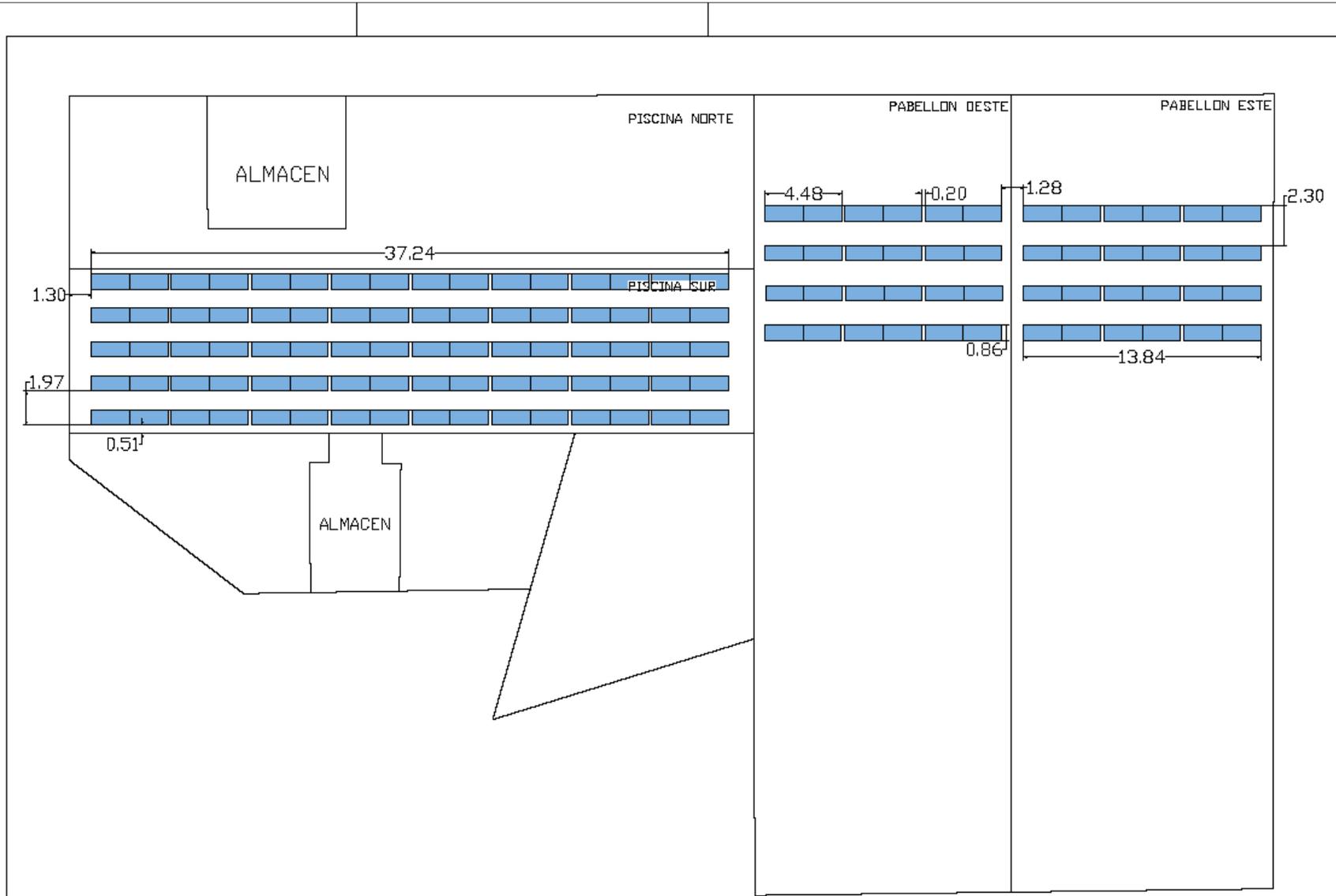
PRESUPUESTO REALIZACIÓN DEL TFG		
Mano de obra		4.132,50 €
Software necesario		453,00 €
Material para el desarrollo del estudio		730,00 €
Presupuesto de Ejecución Material del TFG		5.315,50 €
Gastos generales	13%	691,02 €
Beneficio industrial	6%	318,93 €
Presupuesto de Contrata (PC)		6.325,45 €
I.V.A.	21%	1.328,34 €
PRESUPUESTO TOTAL		7.653,79 €

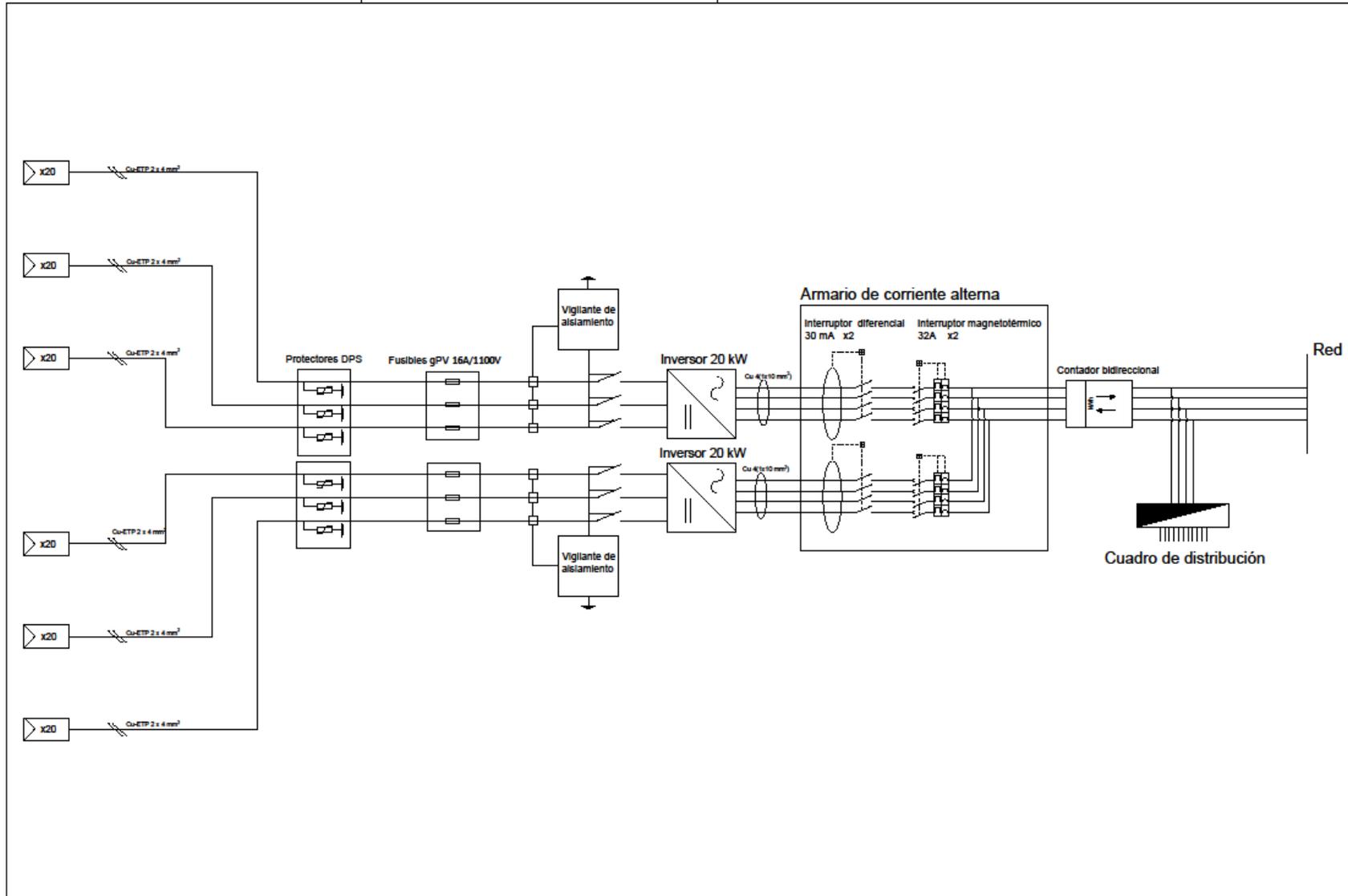
PLANOS



<p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>	<p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: PROYECTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 40KW</p>	<p>Plano: Distribución en planta</p>	<p>Fecha: Septiembre 2020</p>	<p>Nº Plano: 1</p>
			<p>Autor: Gabriel Gallén Rivera</p>	<p>Escala: 1:200</p>	







BIBLIOGRAFÍA

- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2013). *REBT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión*. Obtenido de <http://www.industria.gob.es>
- Asociación Solar de la Industria Térmica. (2010). *Guía ASIT de la energía solar térmica*. Obtenido de <http://www.exowrex.org>
- Código Técnico de la Edificación. (2019). *Documento Básico HE Ahorro de Energía CTE*. Obtenido de <https://www.codigotecnico.org>
- Dirección general de Industria, Energía y Minas de la C. de Madrid. (2008). *Guía de eficiencia energética en instalaciones deportivas*. Obtenido de <http://www.madrid.org>
- Duffie, J., & Beckman, W. (1980). *Solar Engineering of Thermal Process*. John Wiley & Sons.
- Grupo de Formadores Andalucía, P. d. (n.d.). *Instalaciones Solares Térmicas, Predimensionado y Dimensionado*. Obtenido de <http://www.coavn.org>
- IDAE & ATECYR. (2010). *Guía Técnica Agua Caliente Sanitaria Central*. Obtenido de <http://www.energia.gob.es>
- IDAE & ATECYR. (2013). *RITE. Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios*. Obtenido de <http://www.energia.gob.es>
- IDAE & Censolar. (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones a Baja Temperatura*. Obtenido de <http://www.idae.es>
- IDAE & Censolar. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conecatadas a Red*. Obtenido de <http://www.idae.es>
- IDAE. (2010). *Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto*. Obtenido de <http://www.idae.es>
- IDAE. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. Madrid. Obtenido de <http://www.idae.es>
- IDAE. (2020). *Guía Técnica de Energía Solar*. Obtenido de <http://www.idae.es>
- PVGIS. (2020). Obtenido de <https://re.jrc.ec.europa.eu>
- Roger Fich, J., Riera Guasp, M., & Roldán Porta, C. (2010). *Tecnología eléctrica*. Síntesis.

ANEXO

1 Flujos de caja

1.1 Mejora luminarias LED

FLUJOS DE CAJA MEJORA LUMINARIAS LED						
Año	Ahorro eléctrico	Costes mantenimiento	Deuda	Cash flow/año	VAN proyecto	
0				-2251,62	-2251,62	
1	1.716,55 €	265,52 €	193,32 €	1.257,70 €	-993,92 €	
2	1.651,77 €	255,50 €	186,03 €	1.210,24 €	216,33 €	
3	1.589,44 €	245,86 €	179,01 €	1.164,57 €	1.380,90 €	
4	1.529,46 €	236,58 €	172,25 €	1.120,63 €	2.501,53 €	
5	1.471,75 €	227,65 €	165,75 €	1.078,34 €	3.579,87 €	
6	1.416,21 €	219,06 €	159,50 €	1.037,65 €	4.617,51 €	
7	1.362,77 €	210,80 €	153,48 €	998,49 €	5.616,01 €	
8	1.311,34 €	202,84 €	147,69 €	960,81 €	6.576,82 €	
9	1.261,86 €	195,19 €	142,11 €	924,56 €	7.501,37 €	
10	1.214,24 €	187,82 €	136,75 €	889,67 €	8.391,04 €	
11	1.168,42 €	180,74 €	131,59 €	856,09 €	9.247,13 €	
12	1.124,33 €	173,91 €	126,63 €	823,79 €	10.070,92 €	
13	1.081,90 €	167,35 €	121,85 €	792,70 €	10.863,62 €	
14	1.041,07 €	161,04 €	117,25 €	762,79 €	11.626,41 €	
15	1.001,79 €	154,96 €	112,82 €	734,00 €	12.360,42 €	
16	963,99 €	149,11 €	108,57 €	706,31 €	13.066,72 €	
17	927,61 €	143,49 €	104,47 €	679,65 €	13.746,38 €	
18	892,60 €	138,07 €	100,53 €	654,01 €	14.400,38 €	
19	858,92 €	132,86 €	96,73 €	629,33 €	15.029,71 €	
20	826,51 €	127,85 €	93,08 €	605,58 €	15.635,29 €	
21	795,32 €	123,02 €	89,57 €	582,73 €	16.218,01 €	
22	765,31 €	118,38 €	86,19 €	560,74 €	16.778,75 €	
23	736,43 €	113,91 €	82,94 €	539,58 €	17.318,33 €	
24	708,64 €	109,61 €	79,81 €	519,22 €	17.837,54 €	
25	681,90 €	105,48 €	76,80 €	499,62 €	18.337,16 €	
VAN	28.100,13 €	4.346,62 €	3.164,72 €			

1.2 Alternativas fotovoltaicas

FLUJOS DE CAJA 40 kW						
Año	Ahorro electrico	Costes O&M y seguro	Deuda	Cash flow/año	VAN proyecto	
0				-17601,17	-17601,17	
1	6.618,27 €	1.886,79 €	1.511,23 €	3.220,25 €	-14.380,92 €	
2	6.368,53 €	1.815,59 €	1.454,20 €	3.098,73 €	-11.282,18 €	
3	6.128,21 €	1.747,08 €	1.399,32 €	2.981,80 €	-8.300,38 €	
4	5.896,95 €	1.681,15 €	1.346,52 €	2.869,28 €	-5.431,10 €	
5	5.674,43 €	1.617,71 €	1.295,71 €	2.761,01 €	-2.670,09 €	
6	5.460,30 €	1.556,67 €	1.246,81 €	2.656,82 €	-13,28 €	
7	5.254,25 €	1.497,92 €	1.199,76 €	2.556,56 €	2.543,28 €	
8	5.055,97 €	1.441,40 €	1.154,49 €	2.460,09 €	5.003,37 €	
9	4.865,18 €	1.387,01 €	1.110,92 €	2.367,25 €	7.370,62 €	
10	4.681,59 €	1.334,67 €	1.069,00 €	2.277,92 €	9.648,54 €	
11	4.504,93 €	1.284,30 €	1.028,66 €	2.191,96 €	11.840,51 €	
12	4.334,93 €	1.235,84 €	989,84 €	2.109,25 €	13.949,75 €	
13	4.171,35 €	1.189,20 €	952,49 €	2.029,65 €	15.979,41 €	
14	4.013,94 €	1.144,33 €	916,55 €	1.953,06 €	17.932,47 €	
15	3.862,47 €	1.101,14 €	881,96 €	1.879,36 €	19.811,83 €	
16	3.716,72 €	1.059,59 €	848,68 €	1.808,44 €	21.620,27 €	
17	3.576,46 €	1.019,61 €	816,66 €	1.740,20 €	23.360,47 €	
18	3.441,50 €	981,13 €	785,84 €	1.674,53 €	25.035,00 €	
19	3.311,63 €	944,11 €	756,18 €	1.611,34 €	26.646,35 €	

20	3.186,67 €	908,48 €	727,65 €	1.550,54 €	28.196,88 €
21	3.066,41 €	874,20 €	700,19 €	1.492,03 €	29.688,91 €
22	2.950,70 €	841,21 €	673,77 €	1.435,72 €	31.124,63 €
23	2.839,35 €	809,47 €	648,34 €	1.381,54 €	32.506,17 €
24	2.732,21 €	778,92 €	623,88 €	1.329,41 €	33.835,59 €
25	2.629,11 €	749,53 €	600,33 €	1.279,24 €	35.114,83 €
VAN	108.342,05 €	30.887,05 €	24.739,00 €		

FLUJOS DE CAJA 98,5 kW						
Año	Ahorro eléctrico	Costes O&M y seguro	Deuda	Cash flow/año	VAN proyecto	
0				-37217,26		-37217,26
1	11.219,53 €	4.622,64 €	3.195,45 €	3.401,43 €		-33.815,83 €
2	10.796,15 €	4.448,20 €	3.074,87 €	3.273,08 €		-30.542,75 €
3	10.388,75 €	4.280,35 €	2.958,84 €	3.149,56 €		-27.393,19 €
4	9.996,72 €	4.118,82 €	2.847,18 €	3.030,71 €		-24.362,47 €
5	9.619,49 €	3.963,40 €	2.739,74 €	2.916,35 €		-21.446,13 €
6	9.256,49 €	3.813,83 €	2.636,36 €	2.806,30 €		-18.639,83 €
7	8.907,18 €	3.669,92 €	2.536,87 €	2.700,40 €		-15.939,44 €
8	8.571,06 €	3.531,43 €	2.441,14 €	2.598,50 €		-13.340,94 €
9	8.247,63 €	3.398,17 €	2.349,02 €	2.500,44 €		-10.840,50 €
10	7.936,40 €	3.269,93 €	2.260,38 €	2.406,08 €		-8.434,42 €
11	7.636,91 €	3.146,54 €	2.175,08 €	2.315,29 €		-6.119,13 €
12	7.348,72 €	3.027,80 €	2.093,00 €	2.227,92 €		-3.891,21 €
13	7.071,41 €	2.913,55 €	2.014,02 €	2.143,85 €		-1.747,37 €
14	6.804,57 €	2.803,60 €	1.938,02 €	2.062,95 €		315,58 €
15	6.547,79 €	2.697,80 €	1.864,89 €	1.985,10 €		2.300,68 €
16	6.300,71 €	2.596,00 €	1.794,52 €	1.910,19 €		4.210,86 €
17	6.062,94 €	2.498,04 €	1.726,80 €	1.838,11 €		6.048,97 €
18	5.834,15 €	2.403,77 €	1.661,64 €	1.768,74 €		7.817,72 €
19	5.614,00 €	2.313,06 €	1.598,93 €	1.702,00 €		9.519,71 €
20	5.402,15 €	2.225,78 €	1.538,60 €	1.637,77 €		11.157,49 €
21	5.198,29 €	2.141,79 €	1.480,54 €	1.575,97 €		12.733,46 €
22	5.002,13 €	2.060,97 €	1.424,67 €	1.516,50 €		14.249,96 €
23	4.813,37 €	1.983,19 €	1.370,91 €	1.459,27 €		15.709,23 €
24	4.631,73 €	1.908,36 €	1.319,17 €	1.404,21 €		17.113,44 €
25	4.456,95 €	1.836,34 €	1.269,39 €	1.351,22 €		18.464,65 €
VAN	183.665,22 €	75.673,28 €	52.310,03 €			

1.3 Solar térmica para ACS y climatización de piscina

FLUJO DE CAJA TERMOSOLAR						
Año	Ahorro Gas Natural	Costes mantenimiento	Deuda	Cash flow/año	VAN proyecto	
0				-79753,03		-79753,03
1	12.909,06 €	376,19 €	6.847,55 €	5.685,31 €		-74.067,72 €
2	12.421,92 €	362,00 €	6.589,16 €	5.470,77 €		-68.596,95 €
3	11.953,17 €	348,34 €	6.340,51 €	5.264,32 €		-63.332,62 €
4	11.502,11 €	335,19 €	6.101,24 €	5.065,67 €		-58.266,95 €
5	11.068,07 €	322,54 €	5.871,01 €	4.874,51 €		-53.392,44 €
6	10.650,40 €	310,37 €	5.649,46 €	4.690,57 €		-48.701,87 €
7	10.248,50 €	298,66 €	5.436,27 €	4.513,57 €		-44.188,30 €
8	9.861,76 €	287,39 €	5.231,13 €	4.343,24 €		-39.845,06 €
9	9.489,62 €	276,54 €	5.033,73 €	4.179,35 €		-35.665,71 €
10	9.131,52 €	266,11 €	4.843,78 €	4.021,64 €		-31.644,07 €
11	8.786,94 €	256,07 €	4.660,99 €	3.869,88 €		-27.774,19 €
12	8.455,36 €	246,40 €	4.485,11 €	3.723,84 €		-24.050,35 €
13	8.136,29 €	237,11 €	4.315,86 €	3.583,32 €		-20.467,03 €
14	7.829,26 €	228,16 €	4.153,00 €	3.448,10 €		-17.018,93 €
15	7.533,81 €	219,55 €	3.996,28 €	3.317,98 €		-13.700,94 €

16	7.249,52 €	211,26 €	3.845,48 €	3.192,78 €	-10.508,17 €
17	6.975,95 €	203,29 €	3.700,36 €	3.072,30 €	-7.435,87 €
18	6.712,71 €	195,62 €	3.560,73 €	2.956,36 €	-4.479,51 €
19	6.459,40 €	188,24 €	3.426,36 €	2.844,80 €	-1.634,71 €
20	6.215,65 €	181,14 €	3.297,06 €	2.737,45 €	1.102,74 €
21	5.981,09 €	174,30 €	3.172,65 €	2.634,15 €	3.736,88 €
22	5.755,39 €	167,72 €	3.052,92 €	2.534,75 €	6.271,63 €
23	5.538,21 €	161,39 €	2.937,72 €	2.439,10 €	8.710,73 €
24	5.329,22 €	155,30 €	2.826,86 €	2.347,05 €	11.057,78 €
25	5.128,12 €	149,44 €	2.720,19 €	2.258,49 €	13.316,27 €
VAN	211.323,03 €	6.158,34 €	112.095,40 €		

2 Protecciones eléctricas

Los equipos de la instalación fotovoltaica deben estar protegidos tanto para posibles sobrecargas como para sobretensiones. Además, se debe garantizar una protección de los usuarios frente a contactos directos e indirectos. Para ello, se instalan los siguientes dispositivos de protección:

- Fusibles gPV
- Protección SPD frente a sobretensiones
- Interruptor magneto térmico
- Interruptor diferencial

Sobreintensidades y sobretensiones en corriente continua

La protección frente a corrientes de cortocircuito se consigue con fusibles, instalados tanto en los polos positivos como en los negativos de cada string. Según la norma UNE-EN 60269-6/2012 de Fusibles de baja tensión, para que se garantice la protección frente a sobre intensidades se debe cumplir que:

$$I_B < I_N < I_Z \quad 79)$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z$$

I_B	Corriente de diseño. (expresión 32)	$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$
I_N	Corriente nominal del fusible	
I_Z	Corriente máxima admisible (expresión 33)	22,23 A
I_2	Corriente que garantiza el funcionamiento del dispositivo	$I_2 = 1,9 \cdot I_N$

Por tanto, se opta por fusibles de tipo fotovoltaico gPV de 16A/1100V. También se realizan las comprobaciones de protección detalladas en el libro de Tecnología Eléctrica para garantizar que protege correctamente (Roger Fich, Riera Guasp, & Roldán Porta, 2010).

$$I_N > 1,4 \cdot I_{sc} \quad 80)$$

$$V_{\max} > n \cdot V_{oc} \quad 81)$$

I_{sc}	Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico	10,9 A
$V_{oc_{stc}}$	Tensión máxima en condiciones estándar: 1000 W/m2 y 25°C	39,4 V
n	Número de módulos en serie	20 módulos

Por tanto, el fusible escogido es capaz de proteger correctamente los equipos de la instalación.

Además, la protección frente a sobretensiones se realiza mediante un protector SPD de tipo 2 que desvía las sobretensiones a tierra. El dispositivo de protección funciona a tensión nominal de 1000 V con una máxima tensión permitida de 1200 V protegiendo así contra rayos directos e indirectos.

Sobrecargas, contactos directos e indirectos en corriente alterna

El interruptor magnetotérmico se encarga de la protección del inversor frente a sobrecargas que vengan de la red eléctrica. Para ello se deben de cumplir unas comprobaciones que garanticen que el interruptor magnetotérmico funciona correctamente (Roger Fich, Riera Guasp, & Roldán Porta, 2010).

$$Poder\ de\ corte > I_{cc_{max}} \quad 82)$$

$$I_{cc_{min}} > I_a \quad 83)$$

$$I_{cc_{max}} < I_b \quad 84)$$

$I_{cc_{max}}$	Máxima corriente de salida del inversor (expresión 34)	28,9 A
$I_{cc_{min}}$	Mínima corriente de cortocircuito para una línea con neutro distribuido de menor sección que las fases	$I_{cc_{min}} = 0,333 \cdot I_{cc_{max}}$

Se opta por un interruptor magnetotérmico iC60N 32A 4P de SCHNEIDER, ya que cuenta con una intensidad nominal mayor que la máxima corriente a la salida del inversor.

$$I_N > I_{salida\ inversor} \quad 85)$$

El interruptor magnetotérmico seleccionado presenta un poder de corte 6 kA. Al ser de curva C, el disparador electromagnético actúa entre $5I_N$ y $10I_N$.

Por último, el interruptor diferencial se encarga de proteger a humanos frente a contactos directos e indirectos. Según el REBT la corriente diferencial ha de ser inferior o igual a 30 mA.

$$I_{\Delta N} \leq 30\ mA \quad 86)$$

El interruptor diferencial CDC742J de HAGER 4 polos es adecuado.

Puesta a tierra

La puesta a tierra se realiza para garantizar la protección de las personas frente a contactos indirectos, evitando las sobrecorrientes generadas en un fallo de aislamiento. El Reglamento para Instalaciones generadoras de Baja Tensión ICT-BT-40, publicado en septiembre de 2013, cita que:

“Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública.”

En el esquema TT, el neutro y las masas de la instalación de baja tensión deben estar conectados a dos puestas a tierra distintas. Al tener la instalación acoplada a la red a la Red, el neutro está conectado a tierra por la compañía eléctrica. Por lo que las masas del inversor y de las protecciones se conectan a la puesta a tierra común de las instalaciones del centro deportivo.

3 Cálculo del ángulo óptimo según el Pliego de Condiciones Técnicas (2011)

La orientación del pabellón se encuentra a un azimut de $+20^\circ$ respecto al sur. El cálculo de la inclinación óptima necesaria se estima siguiendo el proceso proporcionado por Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red (IDAE & Censolar, 2011).

Para el cálculo del grado de inclinación se debe garantizar un límite máximo de 10% de pérdidas. Se calcula con la Figura 55, establecida para latitudes de 41° , como podría ser Barcelona.

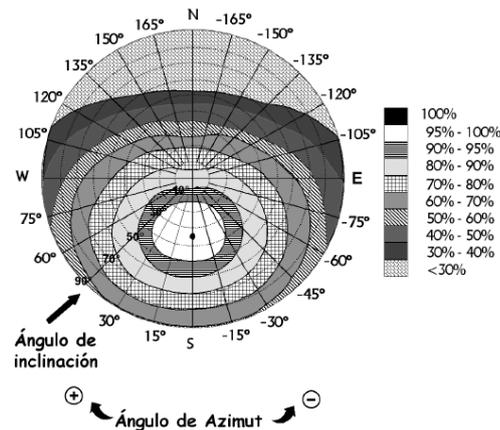


Figura 55. Cálculo inclinación. Fuente: PCT IDAE (2011)

En la Figura 56 se traza una línea hasta el centro que marque el ángulo de azimut $\alpha=+20^\circ$, y se limitan las inclinaciones máximas que se pueden alcanzar. Para no sobrepasar el límite del 10% de pérdidas, se traza la línea a la altura del borde de la región 90%.

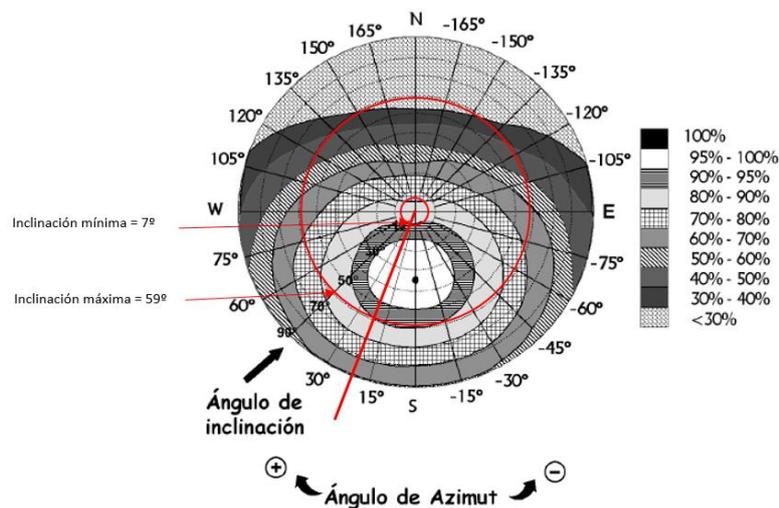


Figura 56. Inclinación máx., mín. Fuente: PCT IDAE (2011)

Se observa en la Figura 56 que para evitar pérdidas mayores al 10% el ángulo debe comprenderse entre 7° y 59° . El ángulo de la cubierta (5°) genera pérdidas de más del 10%, por lo que no es recomendado según el Pliego de Condiciones Técnicas. El ángulo óptimo se obtiene trazando una circunferencia desde el punto de menores pérdidas e intersectando con la orientación fija de 20° .

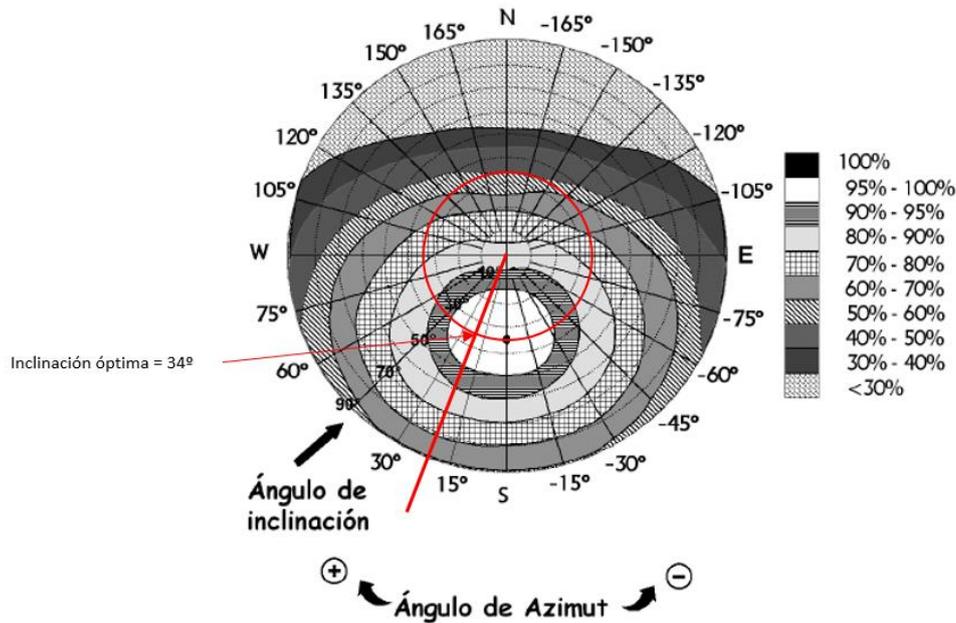


Figura 57. Cálculo inclinación óptima. Fuente: PCT IDAE (2011)

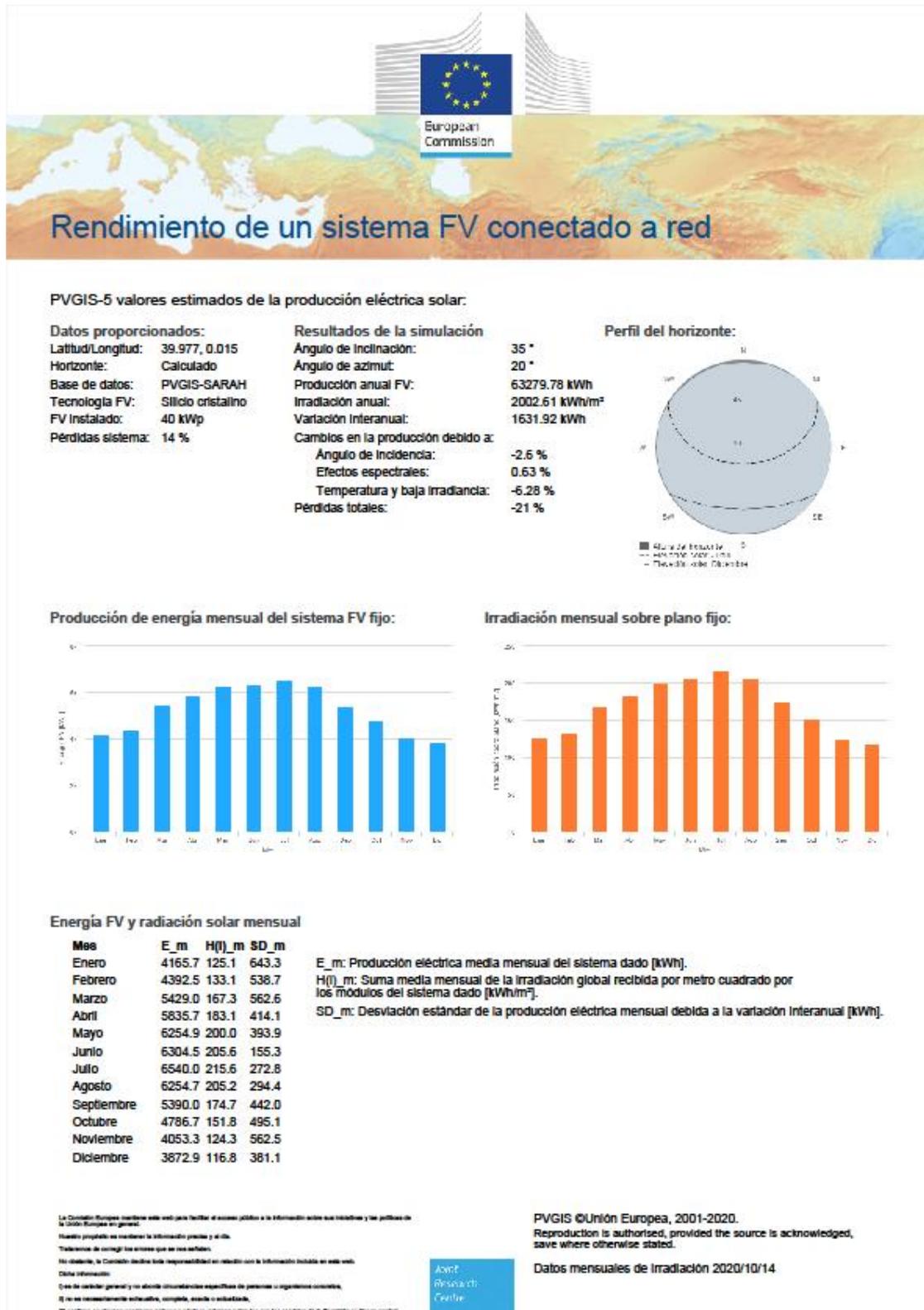
El ángulo óptimo obtenido en la Figura 57 es de 34°. Pero según el PCT de la IDAE, publicado en 2011, cita que:

“Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la del 41°, de acuerdo a las siguientes formulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) "$$

Como el complejo deportivo se ubica en el Grao de Castellón, con una latitud $\varphi=40^\circ$, la corrección sería de un grado menos. Por tanto, el **ángulo óptimo** es de **33°** según el PCT. Se busca inclinar la instalación a un ángulo cercano al óptimo, como podría ser 35°.

4 Informes PVGIS





PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

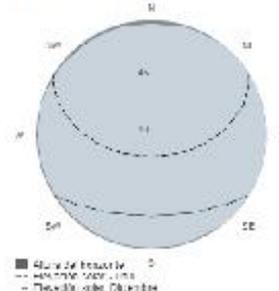
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.977, 0.015
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV Instalado: 100 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

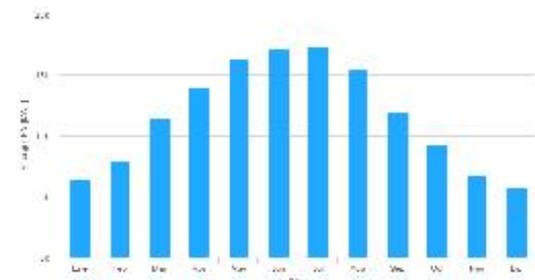
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 5 °
 Ángulo de azimut: 20 °
 Producción anual FV: 140013.22 kWh
 Irradiación anual: 1785.79 kWh/m²
 Variación Interanual: 2874.14 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.37 %
 Efectos espectrales: 0.5 %
 Temperatura y baja irradiancia: -6.12 %
 Pérdidas totales: -21.6 %

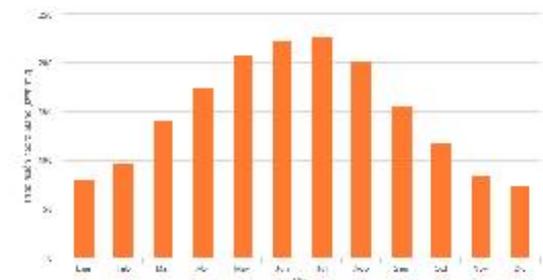
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(0)_m	SD_m
Enero	6508.3	81.2	796.1
Febrero	7933.6	97.5	834.1
Marzo	11512.0	141.9	1053.1
Abril	14026.4	175.2	940.8
Mayo	16370.1	208.1	1065.3
Junio	17114.8	221.9	396.6
Julio	17385.9	227.9	768.6
Agosto	15437.6	201.5	717.7
Septiembre	11988.4	154.9	867.7
Octubre	9309.5	118.7	835.3
Noviembre	6659.6	84.1	803.4
Diciembre	5766.9	73.0	446.6

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
 H(0)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación Interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene este sitio para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea en general.
 Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.
 Truébanos de correo: los errores que se nos señalen.
 No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en este sitio.
 Datos informáticos:
 Queda de carácter general y no abarca circunstancias específicas de personas u organizaciones concretas.
 El uso no es necesariamente exhaustivo, completo, exacto o actualizado.
 El contenido en algunos materiales gráficos e imágenes aparecen entre los que los servicios de la Comisión se tienen creditos.



PVGIS © Unión Europea, 2001-2020.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de Irradiación 2020/10/14