



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de sistema de generación de energía eléctrica, en equivalencia plena al suministro de electricidad, y análisis de medidas de eficiencia energética de polideportivo municipal en Alfafar de 3,3 GWh/año.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Roig Suárez, Alberto

Tutor/a: Quijano Lopez, Alfredo

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

Agradecimientos

En un primer lugar quiero agradecerle a mi padre, que me ha ayudado y apoyado durante toda mi vida y en especial durante mi carrera universitaria. Mencionar también a todos mis compañeros de la carrera de ingeniería de la energía que me han acompañado y en los que me he apoyado durante esta etapa de mi vida. Quisiera hacer una mención especial a mi tutor del TFG, Alfredo Quijano, y al sr. Manuel Novella por su guía y supervisión en la realización de este trabajo. Agradecer también a la empresa Cavo Energías por facilitarme los medios necesarios para la parametrización que se ha realizado en este proyecto.



Resumen

El proyecto se desarrolla en una instalación con un consumo anual aproximado de 2,2 GWh/año, de los cuales 1,2 GWh/año corresponden a Gas Natural y 1 GWh/año corresponden a energía eléctrica. Esta instalación, un polideportivo municipal en Alfafar, estaba en busca de medidas para eliminar, o al menos reducir, su consumo de Gas Natural, además de reducir su consumo de energía eléctrica, dado el incremento de los precios de ambos suministros a causa del conflicto armado en Ucrania.

Este proyecto se divide en dos partes. La primera parte trata sobre la instalación de placas solares fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica. Para esta parte haremos uso del programa AutoCad para el diseño de la instalación y de la plataforma PVGIS para el cálculo de la energía que se espera producir. En la segunda trataremos la optimización de los consumos de energía eléctrica y la adaptación de los consumos de gas para aprovechar la totalidad de la energía generada con la instalación fotovoltaica. Entre estas medidas estudiaremos la sustitución de equipos deshumectadores y otros equipos de consumo eléctrico relevante, además de la instalación de una caldera eléctrica para dar soporte a la caldera de Gas Natural de la piscina. Adicionalmente, calcularemos la reducción en la huella de carbono siguiendo la norma GHG Protocol y la obtención de Certificados de Ahorro Energético (CAE) recogidos en el BOE 257-27/10/2023 debidos a las medidas que finalmente se adapten. Para el análisis de los consumos haremos uso de los datos de telemedida que proporcionan las plataformas de Iberdrola distribución, en el caso de la energía eléctrica, y Nedgia, en el caso del Gas Natural.

Palabras clave

Fotovoltaica, polideportivo, sustitución gas, eficiencia energética



Índice

1.	Introducción.....	5
1.1.	Objetivo del proyecto.....	5
1.2.	Alcance del proyecto.....	5
DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO		6
1.	Descripción y localización	7
2.	Datos previos	7
2.1.	Datos de consumo de energía eléctrica	8
2.2.	Datos de consumo de Gas Natural	10
2.3.	Datos de irradiación	11
3.	Demanda de Gas Natural	12
4.	Demanda de energía eléctrica	12
MEDIDAS DE AHORRO ENERGÉTICO.....		15
1.	Caldera eléctrica en apoyo a las calderas de Gas Natural.....	16
2.	Instalación fotovoltaica	16
3.	Cambio de grifos monomando por pulsadores.....	17
3.1.	Introducción	17
3.2.	Medida a implementar.....	17
4.	Instalación deshumectadoras	17
5.	Tecnologías a implementar	18
5.1.	Módulos solares fotovoltaicas.....	18
5.2.	Caldera eléctrica.....	20
5.3.	Pulsadores temporizados	21
5.4.	Máquinas deshumectadoras	21
6.	Certificados de Ahorro Energético (CAE).....	22
DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....		24
1.	Sistema de inversores	25
2.	Sistemas de soporte.....	25
3.	Sistema de monitorización y medida	26
4.	Circuitos de baja tensión.....	26
5.	Cuadro de conexiones y protecciones en DC.....	27
6.	Cuadro de conexiones y protecciones en AC	27
7.	Canalizaciones.....	28
SIMULACIÓN Y CALCULOS.....		29
Instalación módulos fotovoltaicos.....		30
1.	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	30



1.1.	Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie	31
1.2.	Número de módulos conectados en paralelo	32
1.3.	Distribución eléctrica del generador solar.....	33
2.	Dimensionado del inversor	33
3.	Dimensionado del cableado.....	34
3.1.	Cableado entre módulos e inversor (DC).....	34
3.2.	Cableado entre inversores y cuadro de protecciones (AC).....	37
3.3.	Cableado de cuadro de protecciones de AC a acometida (AC).....	38
4.	Dimensionado de las protecciones	39
4.1.	Protecciones tramo en DC.....	39
4.2.	Protecciones en tramo AC.....	42
5.	Esquema unifilar	43
	Caldera eléctrica en apoyo a las calderas de Gas Natural	45
1.	Cálculos y dimensionamiento	45
1.1.	Dimensionado y consumos de la caldera eléctrica.....	45
1.2.	Dimensionado de la instalación.....	46
	Cambio de grifos monomando por pulsadores	49
1.	Cálculos	49
1.1.	Ahorro Gas Natural.....	49
1.2.	Ahorro agua sanitaria	51
2.	Datos utilizados	52
	Renovación y mejora en equipos deshumectadores	54
1.	Estudio del consumo	54
2.	Dimensionamiento de las nuevas máquinas.....	54
3.	Cálculo de ahorros	55
	ANÁLISIS ECÓNOMICO	56
1.	Cambio de grifos monomando.....	57
1.1.	Presupuesto.....	57
1.2.	Viabilidad económica	57
2.	Instalación caldera eléctrica.....	58
2.1.	Presupuesto.....	58
2.2.	Obtención de CAEs	58
2.3.	Viabilidad económica	59
3.	Instalación fotovoltaica	60
3.1.	Presupuesto.....	61
3.2.	Viabilidad económica	62



4.	Instalación deshumectadores	62
4.1.	Presupuesto.....	62
4.2.	Viabilidad económica	62
ANÁLISIS AMBIENTAL.....		63
1.	Introducción	64
2.	Cálculo de la huella de carbono	64
3.	Reducción en la huella de carbono de cada actuación	66
3.1.	Cambio de grifos monomando	66
3.2.	Instalación caldera eléctrica	66
3.3.	Instalación fotovoltaica	67
3.4.	Instalación deshumectadores.....	67
4.	Obtención sello “Reduzco”	67
COMPARATIVA DE RESULTADOS		69
1.	Comparativa energética	70
2.	Comparativa económica.....	70
3.	Comparativa ambiental	70
4.	Comparativa Pay-Back.....	71
CONCLUSIONES		72
1.	Objetivos de Desarrollo Sostenible cumplidos.....	73
2.	Conclusión.....	73
Bibliografía		75
ANEXOS		76
1.	Planos.....	77
2.	Fichas técnicas	80

1. Introducción

En un contexto de conflictos armados internacionales externos, los precios de la energía eléctrica y del Gas Natural (GN) alcanzan máximos históricos. Es por ello por lo que muchas empresas están en busca de su independencia energética mediante la instalación de placas fotovoltaicas, la implantación de medidas de eficiencia energética para reducir sus consumos y la electrificación de sus equipos que dependen del GN u otros combustibles fósiles.

En lo referente a la electrificación de los consumos, si bien a priori puede no resultar económicamente interesante, pues el precio del GN es inferior al precio de la energía eléctrica, sí que puede ser interesante si se fija como objetivo el autoconsumo mediante las placas fotovoltaicas. Además, en el contexto actual de descarbonización, la electrificación de los consumos proporciona una notable reducción de la huella de carbono producida por las empresas, cuestión que socialmente ayuda a la imagen pública de dichas empresas ayudándolas a imponerse en el mercado frente al resto de sus competidores y ayudándolas a recuperar la inversión realizada en dicho proceso.

La implantación de placas fotovoltaicas, las medidas de eficiencia energética y la reducción de la huella de carbono son medidas que, si bien pueden ser costosas, son altamente rentables, dado la gran cantidad de ayudas y beneficios fiscales que conllevan dichas medidas. Por lo que estas medidas son un gran reclamo para las empresas, pudiendo así mejorar sus beneficios y su imagen de marca.

1.1. Objetivo del proyecto

El objetivo principal de este proyecto es el análisis del impacto que genera la instalación de módulos fotovoltaicos, donde además se buscará la mejorar en la eficiencia energética y la electrificación de los consumos de Gas Natural para maximizar la instalación fotovoltaica, con el objetivo final de que la empresa en cuestión sea lo más energéticamente independiente posible. El objetivo del proyecto se puede resumir en los siguientes puntos:

- Dimensionado e instalación de módulos fotovoltaicos.
- Reducción de los consumos de GN mediante la electrificación de la instalación.
- Identificación de los Usos Significativos de Energía (USE) y el análisis de Medidas de Ahorro Energético (MAEs).
- Evaluación de la viabilidad técnico-económica y su impacto.

1.2. Alcance del proyecto

El alcance de este proyecto conlleva, además de las medidas mencionadas anteriormente, el análisis de las consecuencias económicas y ambientales de dichas medidas, desde el cálculo de la reducción de la huella de carbono hasta el estudio económico, que abarca la obtención de los Certificados De Ahorro Energético (CAEs), el estudio económico que incluye las ayudas europeas y la consecuente amortización del proyecto.

Por otro lado, se estudiarán los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que se conseguirían cumplir con este proyecto. Los ODS son objetivos que ha marcado la Unión Europea que se han de cumplir para 2030; entre estos objetivos encajan acciones tanto del ámbito humanitario como del ámbito energético, siendo estas últimas a las que se hará referencia en este trabajo.



DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO

1. Descripción y localización

En esta instalación se dispone a implementar una instalación de módulos solares fotovoltaicos, además de implementar una serie de mejoras de eficiencia energética para maximizar utilización de la instalación solar fotovoltaica.

La ubicación donde se realizará este proyecto es en polideportivo municipal de Alfafar a cargo, mediante una concesión pública, de la empresa SUMA Fitness club, filial del complejo empresarial Demero Group S.L. La dirección del suministro es C/ Manuel Baixauli Andrés, S/N, 46910, Alfafar, Valencia.

Para el posterior dimensionado de la instalación solar requeriremos de la zona climática y de las coordenadas de la instalación. En este caso se trata de la zona climática IV, con latitud 39.41743 y longitud -0.39169



Ilustración 1: Zonas climáticas de España

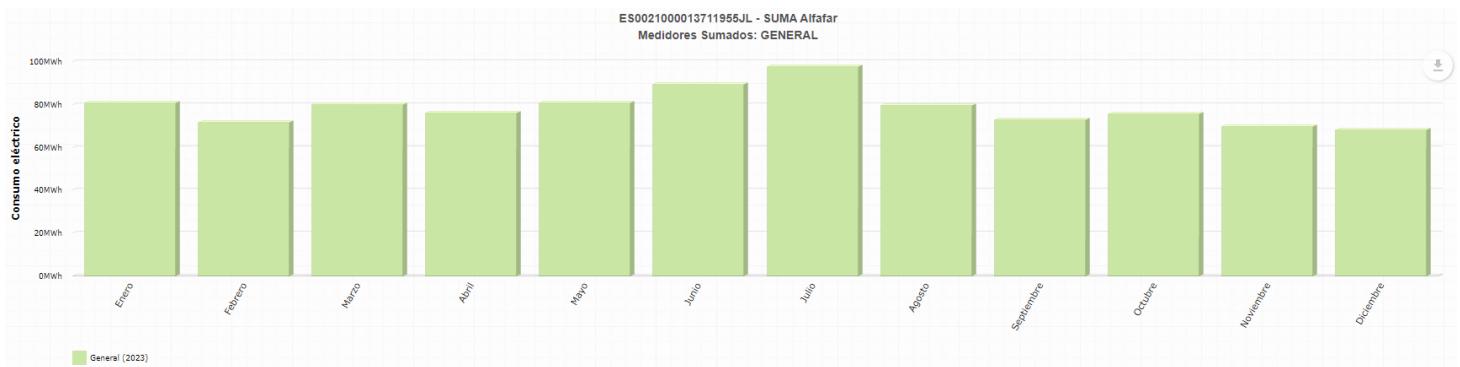
2. Datos previos

A continuación, detallaremos los datos previos recogidos que serán necesarios para el dimensionado del proyecto y para poder calcular la amortización de dicho proyecto en su conjunto.

2.1. Datos de consumo de energía eléctrica

Para el correcto dimensionado de la instalación fotovoltaica es requerido saber el consumo de la instalación. Mediante la distribuidora del suministro, Iberdrola distribución, se han obtenido las curvas horarias de consumo, ya que al disponer el suministro de un contador tipo 4 no se registran las curvas cuarto-horarias. No obstante, como el suministro tiene una potencia contratada mayor de 50 kW se está llevando a cabo una transición a un contador tipo 3, que ya registrará la curva cuarto-horaria.

Se ha hecho uso de la plataforma Energygest para el análisis de los datos, donde se ha subido las curvas previamente descargadas; estas curvas han sido extrapoladas primero a curvas cuarto-horarias, pues así lo requiere la plataforma para poder subirlas. Gracias a dicha plataforma hemos podido obtener la siguiente gráfica, que hace referencia al consumo de la instalación en el año 2023.



Gráfica 1: Consumos mensuales del suministro

Mes	Consumo (kWh)
Enero	80.862
Febrero	71.564
Marzo	79.789
Abril	75.901
Mayo	80.712
Junio	89.447
Julio	97.790
Agosto	79.696
Septiembre	72.663
Octubre	75.507
Noviembre	69.764
Diciembre	68.003
Total	941.698

Tabla 1: Consumos mensuales año 2023

Como podemos observar, el mes con más consumo es julio y el mes con menos es diciembre; esto es debido a que uno de los mayores consumidores de electricidad de la instalación son los equipos de climatización, que aumentan su consumo notablemente en los meses de verano.

Gracias a la plataforma de Energygest también podemos observar el consumo promedio de todos los meses; a continuación se detallan los consumos promedio del mes de más consumo y del mes con menos consumo.

Hora	Promedio kWh							Total
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	
H0	55	56,8	60,3	55	58,8	58,4	56,8	57,3
H1	55,5	57,3	60,3	55,5	59	57,8	56,8	57,5
H2	55,5	56,8	60,5	54,5	59,8	57,4	56,6	57,3
H3	55,3	56,5	60,8	55	59	59,8	56,4	57,5
H4	55,3	56,5	60	54,5	59,2	59,6	57,4	57,5
H5	58	60	62,8	56,8	60,6	60	57,2	59,3
H6	64,3	64,3	68,3	62	65,4	61,8	58,4	63,5
H7	86	81,3	95,3	94,8	72,4	75,2	65,8	81,5
H8	100,3	102	117,3	104	90,2	112,2	110	105,1
H9	114,3	129,8	133,8	121,3	101,8	120,8	119,6	120,2
H10	116,3	137	138,5	130	133,2	124,8	119,8	128,5
H11	116	138,3	144,5	139,3	136,6	133,4	130,6	134,1
H12	114,3	127,3	142	129,5	131,6	137,8	135,6	131,2
H13	108,3	119	124,8	128,5	117,8	117,8	110,2	118,1
H14	103	114	107,3	122,8	104,2	68,4	64,6	97,8
H15	102,8	116	105,3	118,8	103,2	66,2	62	96,3
H16	105,5	112	108,8	117,3	106	74,2	61,6	97,9
H17	110,3	130,8	119	122,5	111	103,2	64,2	108,7
H18	128,3	149,5	134,5	139	128	108,6	65	121,8
H19	137	155,5	141,3	146,8	131,2	98,4	64,6	125,0
H20	133,8	147,3	134,5	147,3	122,2	65,4	61,6	116,0
H21	107,5	120,5	112,3	118	100,6	61,4	60	97,2
H22	71,5	76,3	68	74,5	65	57,4	57,6	67,2
H23	59,3	62,3	57,5	62,3	58,2	56,2	55,5	58,8
SUMA 24H	2.213,4	2.427,1	2.417,7	2.410	2.235	1.996,2	1.807,9	

Tabla 2: Consumo promedio semanal diciembre 2023

Hora	Promedio kWh							Total
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	
H0	60	63,8	60,8	56	54	62,8	58,8	59,5
H1	59,4	64,3	58,8	55	55,5	62,6	60	59,4
H2	58,4	62,3	58	56,8	53,8	62,4	58,6	58,6
H3	61,2	62,8	59,5	55,3	54	60,8	58,8	58,9
H4	59,8	61,5	58,5	55,3	55,3	61,4	60	58,8
H5	62,2	60,5	59,3	55,8	57,3	60,6	57,8	59,1
H6	79,2	77,8	72,3	72,5	71	60,4	59,8	70,4
H7	126,8	113,3	126,5	125,3	84,8	77,6	74	104,0
H8	161,8	149	172,5	152,8	138	153	146,6	153,4
H9	202	191	201	196	174,5	174,4	181,8	188,7
H10	229,4	201,8	236,5	214,5	208,8	180,6	186,4	208,3
H11	215,8	213,5	224,8	226,3	227,5	195,4	197,4	214,4
H12	206,6	210,8	219,3	222,8	223,5	199,4	188,8	210,2
H13	209,8	211,5	220,5	223,3	212,5	165	165,2	201,1
H14	212,6	206,5	212	220,5	206,3	124,4	120	186,0
H15	204	201,8	203,3	209,3	202,8	123,2	114,2	179,8
H16	188,8	182,8	187,8	185,5	187,8	118,6	108,2	165,6
H17	196,8	191,5	193,8	193	195	141,6	86,4	171,2
H18	209,8	212,8	219,5	217,3	201,8	138,8	83,2	183,3
H19	222,6	215,5	222,3	212,8	210,8	122,4	79,4	183,7
H20	200,8	194,3	200,8	197,8	192,3	62,6	60,4	158,4
H21	156,6	156,3	155,5	158,3	142	58,8	61,2	127,0
H22	83,8	79,5	68	71,5	67,3	60,4	62,4	70,4
H23	65,6	58,8	55	55,5	59,3	58,4	59,2	58,8
SUMA 24H	3.533,8	3.443,7	3.546,3	3.489,2	3.335,9	2.585,6	2.388,6	

Tabla 3: Consumo promedio semanal julio 2023

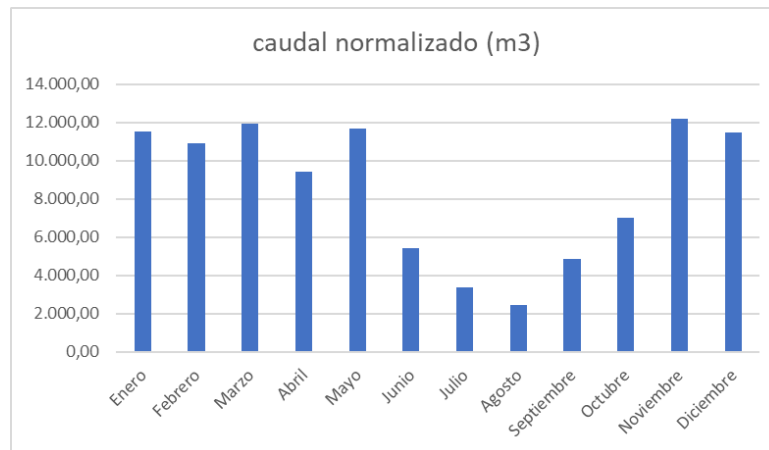
El propósito de este proyecto es realizar una instalación fotovoltaica sin vertido a red. No se plantea preparar la instalación para el vertido a red porque al ser un suministro de alta tensión 6.1 TD las protecciones requeridas superarían los 20.000€ y, dado lo que se paga actualmente el kWh (0,1 €/kWh), en el caso de que se vertieran 30.000 kWh/año la amortización de dichas protecciones podría superar los 7 años; por lo que el dimensionado de la instalación se realizará con el objetivo de cubrir la totalidad del consumo, buscando que el excedente sea el mínimo.

El precio de energía eléctrica que tienen contratado hasta el año 2028 es de 59 €/MWh, que será utilizado para el cálculo de las amortizaciones en apartados posteriores.

2.2. Datos de consumo de Gas Natural

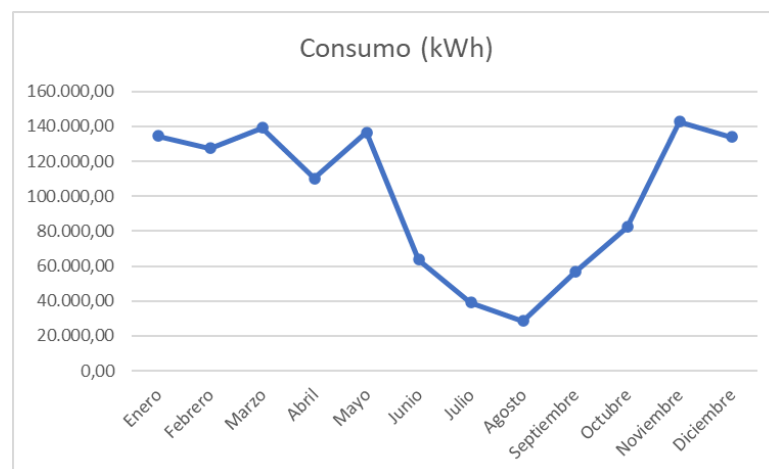
Mediante la plataforma de la distribuidora Nedgia se ha podido conseguir las curvas de carga del consumo de Gas Natural (GN), con lo que se ha podido obtener los consumos mensuales y, gracias a los datos de las facturas, se ha podido obtener los valores promedio del PCS, los porcentajes de nitrógeno y CO₂, la densidad y el coste del GN; dado que el suministro tiene un contrato indexado, se ha calculado la media de los últimos 12 meses (de abril del 2023 a marzo del 2024), obteniendo los siguientes valores:

- PCS_{medio}: 11,6923 kWh/m³.
- Densidad_{medio}: 0,7869 kg/m³.
- N₂ medio: 0,5367 %
- CO₂ medio: 0.7697 %
- Precio_{medio}: 0,067598 €/kWh



Gráfica 2: Caudal normalizado de Gas Natural

Multiplicando los consumos registrados por Nedgia, en m³, por el PCS medio obtenido de las facturas, obtenemos en consumo en kWh de cada mes:



Gráfica 3: Consumo anual de Gas Natural en kWh

Como se puede observar, los meses de verano se reduce sustancialmente los consumos de Gas Natural. Esto es debido principalmente al aumento de la temperatura ambiente, lo que reduce las pérdidas térmicas de la piscina, uno de los grandes consumidores de Gas Natural.

Obteniendo un consumo anual de 1,195 GWh.

2.3. Datos de irradiación

Mediante la plataforma de PVGIS, implementando las coordenadas de la instalación, obtenemos la irradiación del suministro del año 2020, el último que sale en la base de datos.

Dado que la instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará de manera coplanar, se ha incluido en la plataforma los datos de inclinación (5%) y del acimut (11º) de dicha cubierta, obteniendo los siguientes datos de irradiación.

↓

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.418,-0.391
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	10
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	5
Ángulo de azimut [°]:	11
Producción anual FV [kWh]:	1457.92
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1837.93
Variación interanual [kWh]:	38.29
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.34
Efectos espectrales [%]:	0.47
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-9.25
Pérdidas totales [%]:	-20.68

Ilustración 2: Datos de irradiación en Alfafar, PVGIS

En esta ilustración podemos observar tanto los datos de irradiación del emplazamiento como los valores de los diferentes índices de pérdidas de la instalación fotovoltaica. Por consiguiente, observamos que:

- Irradiación anual: 1837,93 kWh/m².
- Pérdidas en la producción de la instalación:
 - Debidas al sistema (k_{sistema}): 10%
 - Debidas al ángulo de incidencia ($k_{\text{ang. inci.}}$): 3,34%
 - Debidas a la temperatura y la baja irradiancia ($k_{T^{\circ}}$): 9,25%
 - Efectos espectrales($k_{\text{espectral}}$): 0,47%

3. Demanda de Gas Natural

En la actualidad la instalación demanda Gas Natural únicamente para el uso de las dos calderas, que alimentan los depósitos que reabastecen las piscinas y el depósito de agua caliente sanitaria (ACS). Usualmente funciona una única caldera, pudiéndose poner en funcionamiento la segunda en caso de una gran demanda o en el caso de que la otra caldera se encuentre fuera de funcionamiento.

Ambas calderas son el mismo modelo con la misma potencia nominal y funcionan con el mismo combustible, GN G20/G25. El modelo de estas calderas es WG40N/1-A ZM-LN, con un rango potencia térmica, refiriéndose al poder calorífico inferior, de 55-550 kW, siendo 80-550 kW refiriéndose al poder calorífico superior; la presión de operación adquiere un rango de 15-500 mbar y los requisitos eléctricos de ambas calderas son de tensión 230 V, una fase, con conductor neutro, consumo de potencia en el encendido de 0,91 kW y durante el funcionamiento nominal de 0,85 kW, frecuencia 50 Hz y una corriente nominal de 10 A.

4. Demanda de energía eléctrica

Mediante la plataforma Energygest se puede obtener el perfil de consumo de cada uno de los meses, como se ha mostrado anteriormente mostrando el promedio de kWh demandados. En este apartado se busca obtener el consumo de la instalación en las horas solares y así poder saber en los siguientes apartados el aprovechamiento que tendrá la instalación fotovoltaica. Se muestra, a modo de ejemplo, el caso del mes de enero:

Hora	Sumatorio kWh							Total
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	
H0	348	354	282	280	282	272	352	2.170
H1	349	357	284	283	288	278	356	2.195
H2	353	357	282	282	286	274	354	2.188
H3	349	353	282	278	284	272	350	2.168
H4	348	354	279	282	283	273	354	2.173
H5	369	373	293	289	289	274	350	2.237
H6	409	407	327	325	311	279	356	2.414
H7	572	484	457	456	327	305	395	2.996
H8	683	624	534	514	389	503	559	3.806
H9	736	751	562	554	425	543	616	4.187
H10	823	809	605	613	519	575	637	4.581
H11	803	796	613	606	587	612	685	4.702
H12	724	744	562	563	566	601	690	4.450
H13	717	724	519	537	548	507	576	4.128
H14	685	689	517	561	540	365	406	3.763
H15	693	685	542	565	530	355	393	3.763
H16	687	667	560	545	544	375	394	3.772
H17	707	708	569	570	538	517	408	4.017
H18	832	819	652	659	572	557	405	4.496
H19	893	851	674	656	592	457	397	4.520
H20	838	789	632	552	567	295	371	4.044
H21	678	654	534	482	455	294	364	3.461
H22	432	412	327	319	299	282	349	2.420
H23	360	356	289	294	278	283	351	2.211
SUMA 24H	14.388	14.117	11.177	11.065	10.299	9.348	10.468	80.862

Tabla 4: Sumatorio energía demandada por hora en enero

La instalación depende energéticamente de dos suministros; del suministro de energía eléctrica y del suministro de Gas Natural, este último utilizado únicamente para alimentar las dos calderas descritas anteriormente.

Para un correcto análisis e implantación de medidas de eficiencia y ahorro energético es necesario saber los principales consumidores de energía eléctrica y los usos que se les da. A continuación, se detalla un listado de cada uno de los equipos de la instalación junto con el número de horas de funcionamiento por semana:

Equipo	Numero de equipos	Potencia (W)	Tiempo de funcionamiento semanal (Horas)
Maquinas expendedoras	3	500	168
Cintas de correr	17	1500	7
Luces de sala	196	50	90
Luces vestuario	64	40	90
Bomba de impulso de agua tipo 1	4	2500	60
Bomba de impulso de agua tipo 2	5	2500	40
Bomba de impulso de agua tipo 3	4	1500	53
Bomba de impulso de agua tipo 4	16	1000	120
Bomba de filtro	8	5500	120
Bomba de aire	6	3500	120
Deshumectador	2	30000	168
Climatizador	3	25000	90

Tabla 5: Usos significativos de la energía eléctrica

Como se puede observar, existen varios equipos con consumo elevado que no pueden ser optimizados ni mejorados en su uso, como son las bombas de circulación de agua; por lo que una de las medidas de mejora de la instalación debe ser una instalación fotovoltaica, con el objetivo de reducir el consumo de la red eléctrica.

Para saber las horas de sol promedio para la generación fotovoltaica de cada mes se hace uso de la plataforma "meteogram.es". En esta plataforma se pueden obtener los datos de la hora de salida y puesta del sol, así como la duración de "la hora dorada", que es el periodo de tiempo que dura el amanecer y el atardecer y donde la intensidad solar es insuficiente como para generar energía eléctrica. En consiguiente, las horas solares utilizadas en este estudio serán las comprendidas entre el fin del amanecer (u hora dorada matutina) y el inicio del atardecer. Así pues, las horas resultantes son las siguientes:

mes	Fin amanecer	Inicio atardecer	Horas solares
Enero	8:54	17:24	8:30
Febrero	8:27	18:00	9:33
Marzo	8:14	19:04	10:50
Abril	7:58	20:04	12:06
Mayo	7:25	20:31	13:05
Junio	7:15	20:48	13:33
Julio	7:27	20:45	13:18
Agosto	7:51	20:35	12:44
Septiembre	8:17	19:34	11:16
Octubre	8:19	18:16	9:57
Noviembre	8:53	17:10	8:17
Diciembre	8:52	17:02	8:10

Tabla 6: Horas solares medias de cada mes

Así pues, el consumo en las horas solares del año 2023 fue:

Mes	Consumo en horario solar (kWh)
Enero	35.333
Febrero	38.709
Marzo	39.692
Abril	41.046
Mayo	34.127
Junio	63.538
Julio	68.828
Agosto	56.386
Septiembre	50.077
Octubre	45.329
Noviembre	33.448
Diciembre	28.451
Total	534.964

Tabla 7: Consumo en horario solar.



MEDIDAS DE AHORRO ENERGÉTICO

En esta parte del trabajo se va a disponer a explicar cada una de las medidas de ahorro energético (MAE) que se van a estudiar. Entre estas medidas está la instalación de una caldera eléctrica en apoyo a las calderas de GN, la instalación de módulos fotovoltaico, el cambio de grifos monomando en las duchas por pulsadores con regulador de temperatura y la renovación y estudio del consumo de las maquinas deshumectadoras.

Uno de los objetivos del cliente es buscar la neutralidad climática. Para ello es necesario la instalación de una serie de módulos fotovoltaicos que cubran la totalidad del consumo energético y trasladar, en la medida de lo posible, todas las tecnologías de la instalación que utilicen como combustible los combustibles fósiles, como es el Gas Natural, a tecnologías que utilicen como combustible la energía eléctrica, buscando siempre que este incremento en el consumo de energía eléctrica sea cubierto por la instalación fotovoltaica. Para ayudar a que el consumo se adapte a la producción de la instalación fotovoltaica se van a desarrollar las MAE citadas anteriormente.

1. Caldera eléctrica en apoyo a las calderas de Gas Natural

La instalación cuenta con dos calderas de Gas Natural, descritas en el apartado de “Demanda de Gas Natural”, que trabajan individualmente o al unísono, dependiendo de la demanda existente en la instalación. La idea de esta medida es la de implantar las calderas eléctricas necesarias para que sirvan de apoyo a las calderas de GN y que estas calderas se suministren de la energía producida por la instalación fotovoltaica, reduciendo así el consumo de GN sin aumentar excesivamente el consumo de energía eléctrica proveniente de la red eléctrica. Además, el rendimiento de una caldera eléctrica es mayor a una de GN, por lo que se espera que el consumo, medido en kWh, se vea reducido.

Las calderas eléctricas se colocarán en paralelo a las calderas de GN existentes, modificando la programación del actual sensor de llenado de los depósitos de agua caliente sanitaria (ACS) para que las calderas de GN se activen únicamente en momentos de gran demanda que requieran una incorporación inmediata de agua caliente al depósito.

2. Instalación fotovoltaica

Se va a realizar una instalación fotovoltaica con la que se pretende suministrar la casi totalidad del consumo energético de la instalación. La instalación de los módulos fotovoltaicos se ha realizado en distintas fases. En la primera fase se instaló una potencia menor a la que se buscaba instalar finalmente por dos razones: la primera razón por la que se realizó esta instalación parcial era la de medir la producción real que pueden generar los módulos fotovoltaicos, evitando hacer uso de plataformas de medición y proyección de cálculos como PVGIS que, a pesar de que pueden otorgar datos fiables, no llegan a ser tan exactos como este método. La segunda razón de realizar la instalación por fases era hacer que la instalación fuera generando ahorros que pudieran ser reinvertirlos en las siguientes fases, haciendo que la inversión inicial requerida fuera menor y que el proyecto se fuera “pagando” por sí solo.

En consiguiente, la instalación fotovoltaica se realizará en tres fases: la primera fase, citada anteriormente, tendría el objetivo de servir de base para correcto dimensionamiento de la instalación fotovoltaica; en la segunda fase se pretende instalar una cantidad suficiente de módulos fotovoltaicos que cubran la máxima cantidad de consumo sin producir excedentes, con

lo que toda la energía generada sería consumida y aprovechada; en la tercera y última fase, que no se detalla en este trabajo, se buscará cubrir la totalidad del consumo diurno de la instalación, haciendo que la instalación sea lo más climáticamente neutra y energéticamente independiente posible. Para la realización de esta última fase será necesario saber exactamente cuánto se ha reducido el consumo gracias a las MAEs aplicadas y cuanto se ha podido incrementar a causa de la instalación de la caldera eléctrica; una vez se tengan dichos datos se podrá dimensionar correctamente la fase final de la instalación del mismo modo que se va a dimensionar la segunda.

3. Cambio de grifos monomando por pulsadores

3.1. Introducción

En el siguiente estudio se va a estudiar la rentabilidad de un posible cambio en las duchas del centro deportivo. Dicho cambio consistiría en cambiar los grifos de ducha con monomando convencionales por pulsadores temporizados. Dichos pulsadores contarían con regulador de temperatura para que la experiencia del cliente se merme lo mínimo posible. Para la realización de este estudio hemos cogido los datos de centros deportivos con pulsador en las duchas que, debido a la ley de protección de datos, los gimnasios cogidos de ejemplo deben de ser anónimos y nombrados como Gimnasio 1 y Gimnasio 2. Seguidamente, los datos de estos gimnasios los hemos comparado con el centro de Suma Alfafar para la realización de este estudio. Además, también se hará uso de los datos de dos gimnasios más, denominados como Gimnasio 3 y Gimnasio 4, que cuentan con grifos con monomando y que se usarán a modo de comparación.

3.2. Medida a implementar

Como hemos mencionado anteriormente, la idea es mermar lo mínimo posible la experiencia del cliente. Por ello se ha pensado que lo idóneo es implementar pulsadores con regulador de temperatura, mostrados en el apartado de “Tecnologías a implementar”.

En el centro deportivo constan un total de 80 duchas con grifos monomando, 6 en la zona de la piscina y 74 repartidas entre los distintos vestuarios de la instalación. El objetivo es cambiar cada uno de los grifos monomando de la instalación, dado que si se cambiaran parcialmente podría ocasionar que los usuarios fueran a hacer uso de las duchas con grifos monomando y no de las duchas con pulsador, mermando de este modo el ahorro que se generaría.

4. Instalación deshumectadoras

Actualmente la instalación cuenta con dos deshumectadoras, donde únicamente una de ellas trabaja las 24 horas del día para reducir la humedad de la zona donde se encuentran las dos piscinas climatizadas; mientras, la segunda de ellas se encuentra a la espera de que la principal se averíe. Esta MAE consta de dos partes.

En la primera parte se estudiará como afectaría a la instalación la desconexión de las deshumectadoras durante los periodos de cierre de la instalación. En concreto, se busca saber cuánto tiempo necesitan las máquinas deshumectadoras para disminuir la humedad relativa de la zona climatizada del 100 % hasta el 60-70 % que tiene en condiciones normales de funcionamiento y, en consiguiente, saber cuántas horas pueden permanecer apagadas estas máquinas para reducir su consumo, en especial el consumo nocturno que no puede ser generado

por la instalación fotovoltaica. Para la realización de este estudio, una vez cerrado el centro al público, se apagarán las deshumectadoras y, mediante un higrómetro (aparato capaz de medir la humedad relativa del ambiente), se irán haciendo medidas continuas de la humedad relativa hasta llegar al 100 %. Una vez se haya llegado al 100 % de humedad relativa y se haya medido cuanto tiempo ha tardado en llegar hasta ahí, se conectarán de nuevo las máquinas deshumectadoras y se volverán a hacer las mediciones pertinentes hasta que la humedad relativa de la zona climatizada ronde el 60-70 %, que es la humedad relativa de funcionamiento normal que marca el SILOE (Sistema de Información sobre Piscinas) de la instalación.

En la segunda parte se estudiará la sustitución de las deshumectadoras, dado que las que están instaladas actualmente son equipos antiguos, de casi 20 años de antigüedad, de menor eficiencia que los equipos que se desarrollan actualmente y llevan varios años acumulando averías cada vez más serias y costosas de reparar, la última factura ascendía casi hasta los 3.000€.

Las dos deshumectadoras actuales tienen, cada una individualmente, una potencia de 30 kW, una potencia frigorífica de 93,9 kW, una potencia calorífica de 119,6 kW, una intensidad máxima de 54,6 A, una carga máxima de 28,4 kg (que se dividen en dos grupos cargas de 14,2 kg cada uno) y una alimentación trifásica de tensión 380 V y frecuencia 50 Hz. Ambas máquinas trabajan con un refrigerante tipo R-407 C.

5. Tecnologías a implementar

El objetivo de este trabajo, como ya se ha mencionado con anterioridad, es alcanzar la independencia energética de la instalación. Para alcanzar esta independencia es necesario optimizar el consumo y proporcionar a la instalación de su propia instalación generadora de energía eléctrica. Para ello, es necesario implementar las tecnologías que se detallan a continuación.

5.1. Módulos solares fotovoltaicos.

Las placas o módulos solares fotovoltaicos son sistemas de captación de fotones provenientes de la luz solar, con los cuales se aprovecha el efecto fotovoltaico para la generación de electricidad. Las células fotovoltaicas, hechas de materiales semiconductores como el silicio, son los componentes básicos que componen estos módulos. Otros materiales que se utilizan en la fabricación de módulos fotovoltaicos son el fósforo y el aluminio, para “dopar” a los semiconductores de silicio y aumentar así su rendimiento. Cuando los fotones de la luz solar inciden en estas células desplazan los electrones de su capa de valencia y generan una corriente eléctrica.

Un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan entre sí, en serie o en paralelo, para generar una corriente eléctrica útil, se les llama módulo fotovoltaico. Por lo general, estos módulos están protegidos por una capa de vidrio u otro material similar para aumentar su durabilidad y protegerlos de los elementos.

Un factor determinante de un módulo fotovoltaico es su potencia nominal, que indica la máxima potencia que puede producir en condiciones de prueba típicas (STC), expresada en vatios pico (Wp).

La eficiencia es otro concepto crucial en los módulos fotovoltaicos, expresada como un porcentaje que refleja su capacidad para convertir la energía solar en electricidad. La eficiencia puede variar según la tecnología y la calidad del panel. Los paneles solares más eficientes son aquellos que pueden producir más electricidad en un área específica.

Los módulos fotovoltaicos generan corriente continua (DC). Esta tensión y corriente pueden cambiar según la carga conectada y la intensidad de la luz solar. Para utilizar la electricidad generada se necesita un inversor electrónico que convierta la DC en corriente alterna (AC), el tipo de electricidad utilizado en los sistemas de gestión de energía eléctrica. [1]

Para este proyecto se ha realizado una matriz de decisión, con la cual se ha elegido el modelo de módulo fotovoltaico que se iba a instalar. Para la elaboración de dicha se ha elegido cuales son los principales criterios que deben de ser valorados la elección del módulo y se ha decidido que valor tiene cada uno de los criterios sobre los demás. Para ello se puntúa del 0 al 1 qué importancia se le debe dar al parámetro de la primera columna sobre el parámetro de la primera fila, resultando en la siguiente tabla.

CRITERIOS DECISIÓN	Eficiencia	Coste	Potencia / Superficie del módulo	Peso módulo	Resistencia dinámica	IP	Total
Eficiencia (%)	1,000	0,750	0,900	0,600	0,500	0,500	4,250
Coste (€)	0,250	1,000	0,400	0,600	0,200	0,400	2,850
Potencia (W) / Superficie del módulo (m ²)	0,100	0,600	1,000	0,700	0,500	0,650	3,550
Peso módulo (kg)	0,400	0,400	0,300	1,000	0,300	0,300	2,700
Resistencia dinámica	0,500	0,800	0,500	0,700	1,000	0,700	4,200
IP	0,500	0,600	0,350	0,700	0,300	1,000	3,450

Tabla 8: Criterios de decisión para la matriz de decisión

La suma de todos los totales da como resultado 21. Si dividimos cada uno de los totales entre 21 se obtendrá el porcentaje de importancia, de cada uno de los parámetros, sobre el total, necesario para la elección del panel. Siendo los porcentajes resultantes los siguientes:

- Eficiencia: 20%
- Coste: 14%
- Potencia por superficie del módulo: 17%
- Peso del módulo: 13%
- Resistencia dinámica: 20%
- Protección IP: 16%

Seguidamente, se ha obtenido los criterios a valorar de tres módulos distintos, provenientes de tres fabricantes distintos. Se han valorado los módulos de los fabricantes Jinko Solar, Canadian y Vertex, de los cuales se han obtenido los siguientes datos:

Datos	Jinko Solar Pro	Canadian HiKu6 Mono PERC	Vertex TSM-DE18M(II)
Eficiencia (%)	21,40	21,50	21,10
Coste (€)	188,00	116,64	155,00
Potencia pico (Wp)	560	550	510
Potencia (W) / Superficie del módulo (m ²)	278,77	275,85	252,30
Peso módulo (kg)	28,00	27,80	26,30
Resistencia dinámica	5400,00	5400,00	5400,00
IP	IP68	IP68	IP68

Tabla 9: Datos de los módulos solares a valorar

Por último, se ha realizado la matriz de decisión. Para ello se ha realizado una calificación arbitraria, basándose en los valores existentes en el mercado, para cada uno de los valores, eligiendo un valor mínimo que tendrá una puntuación de 1 y un valor máximo que tendrá una puntuación de 10, obteniendo los siguientes parámetros para la calificación:

	Calificaciones de 1-10	
	Puntuación mínima (1)	Puntuación máxima (10)
Eficiencia (%)	20	25
Coste (€)	200	80
Potencia (W) / Superficie del módulo (m ²)	200	400
Peso módulo (kg)	35	15
Resistencia dinámica	2400	5400
IP	Todas IP68, calificadas como 10	

Tabla 10: Parámetros para la calificación

De este modo, se ha podido calificar cada uno de los parámetros principales de los módulos, obteniendo una puntuación del 1 al 10, y, tras multiplicar esta calificación por su porcentaje de importancia, se ha obtenido la siguiente matriz de decisión:

	Jinko Solar Pro	Canadian HiKu6 Mono PERC	Vertex TSM-DE18M(II)
Eficiencia (%)	0,71	0,75	0,60
Coste (€)	0,26	0,98	0,59
Potencia (W) / Superficie del módulo (m ²)	0,77	0,75	0,57
Peso módulo (kg)	0,53	0,55	0,63
Resistencia dinámica	2,00	2,00	2,00
IP	1,64	1,64	1,64
Total	5,91	6,67	6,04

Tabla 11: Matriz de decisión de los módulos fotovoltaicos

Como se puede observar, el módulo del fabricante Canadian es el que mayor puntuación tiene, por lo que será el módulo escogido para esta instalación

5.2. Caldera eléctrica

Según la Real Academia Española (RAE), para una instalación de calefacción, una caldera es un aparato dotado de energía donde se calienta el agua [2]. En el caso que ocupa a este trabajo, la caldera tiene la finalidad de calentar el agua que alimenta los depósitos de agua caliente sanitaria (ACS) y los depósitos que compensan las pérdidas térmicas de la piscina.

En este trabajo se va a realizar un estudio sobre la implementación de una caldera eléctrica en apoyo a las calderas de Gas Natural (GN) ya existentes. A diferencia de las calderas de GN que trabajan con quemadores de GN, las calderas eléctricas trabajan con grupos calefactores. Un grupo calefactor está compuesto por elementos resistivos, también conocidos como resistencias, que, aprovechándose de la Ley de Joule, generan calor cuando una corriente circula

por ellos. Estos elementos resistivos están fabricados con elementos altamente resistivos, como pueden ser el níquel o el cromo, para aumentar el rendimiento y la potencia de estas calderas.

5.3. Pulsadores temporizados

Se va a hacer uso de pulsadores temporizados con regulador de temperatura. Estos pulsadores serán los sustitutos de los grifos con monomando convencionales que, al tener un tiempo de funcionamiento establecido, consiguen reducir notablemente el consumo de agua caliente sanitaria (ACS) y con ello reducir también el GN necesario para calentar el ACS.

Se va a hacer uso de un pulsador “Mezclador Presto Alfa 80 M 3/4”, con un temporizador programable de 30 s (+5 s / -10 s) y que, como se ha mencionado anteriormente, permite al usuario regular la temperatura de salida del agua.



Ilustración 3: Grifo pulsador con regulador de temperatura

5.4. Máquinas deshumectadoras

Una deshumectadora es aquel equipo con el cual se consigue reducir la humedad relativa de un espacio definido. Este tipo de equipos suelen ser utilizados en piscinas, como las de este suministro, para compensar la humedad que genera una piscina a través de la evaporación del agua contenida en esta.

El funcionamiento de una deshumectadora se basa en hacer condensar el agua contenida en el aire de una zona climatizada de manera controlada; para ello hace pasar un caudal de aire por el equipo y reduce su humedad, su cantidad de agua evaporada. Una vez este caudal de aire está libre de agua se vuelca en la zona climatizada y, gracias a la mezcla de gases, se consigue reducir la humedad relativa.

La principal forma de reducir la humedad relativa de un caudal de aire es enfriando la corriente de aire por debajo de la temperatura de rocío, con lo que se consigue que el agua condense y se “seque” el aire; esto se puede realizar haciendo pasar la corriente de aire por una ducha de agua fría, con lo que se consigue que las partículas de agua presentes en el aire condensen alrededor de las gotas de agua ya existentes.

Se va a hacer uso de una deshumidificadora de alta eficiencia HRR-70 de la marca Borealis con una capacidad calorífica y frigorífica similar a la de los equipos instalados actualmente, en concreto estos nuevos equipos tendrán una capacidad calorífica de 120,5 kW, frente a los 119,6 kW instalados actualmente, y una capacidad frigorífica de 105,7 kW, frente a los 93,9 kW instalados actualmente. La potencia nominal de este equipo se estima, según la ficha técnica, en 29,3 kW.

Se ha decidido instalar los equipos de la marca Borealis porque es el mismo fabricante que instaló los equipos instalados actualmente, y que ha atendido los avisos de averías desde que se instalaron los equipos. Gracias a esta fidelidad que se ha conseguido con el fabricante se ha conseguido un mejor precio frente a la competencia, fabricantes como Munters o PoolPak cuyas ofertas eran significativamente superiores.

6. Certificados de Ahorro Energético (CAE)

Una vez implementadas las medidas se estudiará la obtención de CAEs para cada una de ellas. Un CAE es un certificado que se otorga a una empresa por implementar medidas de mejora o de eficiencia energética. Este CAE es un certificado electrónico que garantiza un ahorro de energía final de 1 kWh.

La idea de los CAEs lleva ya años implantada en países como Francia y se está empezando a implementar en España, por lo que actualmente no está muy desarrollada la idea. Para poder entender el sistema CAE es necesario saber que actualmente las empresas comercializadoras de energía eléctrica están obligadas a realizar una aportación anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) en función de los kWh con los que comercialicen. Es sistema CAE se sustenta en la idea de que las comercializadoras puedan compensar parte de esta aportación con CAEs, siendo el coste del CAE menor a la aportación que deberían hacer al FNEE.

Por otro lado, obtener estos certificados es interesante para una empresa porque las empresas comercializadoras están interesadas en pagar y obtener estos certificados, con lo que permite a la empresa impulsora de la actuación monetizar los ahorros, aumentando el beneficio y reduciendo la amortización de la mejora, en el caso de que la mejora en eficiencia energética implicase un coste.

La idea de este sistema es que sean las propias empresas privadas las que se fomenten, unas a otras, a realizar las Medidas de Ahorro Energético (MAE) (o medidas de eficiencia energética) y que ya no sea el estado el que otorga ayudas para su realización, pues dichas ayudas se financian actualmente gracias a las aportaciones al FNEE. Una gran ventaja de los CAEs frente a las ayudas otorgadas por el estado es la rapidez con la que se recibe el pago por parte de las comercializadoras, dado que las ayudas públicas, otorgadas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), suelen tener un mayor tiempo de demora.

Para la obtención de un CAE se ha de seguir los siguientes pasos:

En primer lugar, como es evidente, se ha de realizar una MAE con la cual se genere un ahorro considerable. Se considera que el proceso para obtener un CAE es rentable cuando el ahorro generado por la MAE es superior a los 100 MWh para actuaciones estandarizadas, o superior a 300 MWh para actuaciones singulares. Una actuación estandarizada es aquella MAE que ya ha sido reconocida por el IDAE y, por tanto, existe ya un precedente. Una actuación singular es aquella MAE que no encaja en ninguna actuación estandarizada, es decir, no está definida ni

existen precedentes del impacto que pueda tener esa medida en el ahorro energético, por lo tanto, ha de ser estudiada en detenimiento para calcular su posible ahorro y que el IDAE lo certifique, aumentando así el coste de su obtención. Se espera que cada año se vaya añadiendo más actuaciones estandarizadas, según se vayan reconociendo las singulares.

En segundo lugar, es necesario que un sujeto delegado acredite el ahorro energético de una MAE. Un sujeto delegado es aquella empresa que está certificada por el IDAE para la certificación de ahorros. Un ejemplo de estas empresas sería la empresa Green Flex, una filial de la comercializadora TotalEnergies. Una vez este ahorro ha sido certificado por el sujeto delegado se emiten los CAEs correspondiente y el sujeto obligado, las comercializadoras, compran dichos CAEs.

Las comercializadoras pagarán entonces la cantidad correspondiente a los CAEs emitidos a la empresa generadora del ahorro o al propietario de los ahorros, que puede ser la empresa consultora que haya gestionado la tramitación de dichos CAEs. La compra final de los CAEs por partes de los sujetos obligados suele rondar los 160 €/MWh; no obstante, a las empresas generadoras del ahorro se les está pagando actualmente alrededor de los 85 € por MWh ahorrado.

No son actuaciones perceptibles de recibir CAEs la instalación de módulos fotovoltaicos ni, en el sector terciario como en el que encaja la empresa protagonista de este proyecto, los ahorros en materia de energía procedente del Gas Natural, como pueden ser medidas de reducción del consumo energético. Sí lo es, como veremos más adelante, la sustitución de tecnologías que utilicen combustibles fósiles por tecnologías que utilicen energía eléctrica, es decir, la electrificación de los consumos.



DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1. Sistema de inversores

El inversor es un elemento fundamental en la instalación fotovoltaica. Este elemento es un convertidor electrónico de potencia que genera una tensión y/o corriente de salida senoidal a partir de una tensión de entrada continua.

Además, el inversor debe realizar algunas funciones adicionales, entre las que se encuentra el seguimiento del punto de máxima potencia (PMP o MPPT) o la detección de funcionamiento en isla. En el caso de que la instalación también contase con baterías, sería el inversor el encargado de desviar la energía excedente a dichas baterías; como en esta instalación no se va a implementar el vertido a red, el inversor deberá contar también con un sistema antivertido, evitando así que la energía excedente se vierta a la red. El inversor se coloca en un armario eléctrico, que estará bajo llave y protegido de las inclemencias del tiempo.

El sistema PMP, mediante el algoritmo “Perturbar y Observar”, permite maximizar la producción de energía eléctrica de la instalación. Este algoritmo provoca pequeñas variaciones en la tensión producida y mide la potencia obtenida, de este modo aumenta o disminuye la tensión hasta obtener la máxima potencia posible, maximizando así la producción.

El funcionamiento en isla de inversor se da cuando las cargas a las que alimenta se desconectan de la red eléctrica. Este tipo de funcionamiento ha de evitarse, siempre que no sea deseado, por criterios de seguridad. En el caso de que un inversor funcione en isla y siga inyectando corriente, en las cargas que estén conectadas, aparecerá una tensión no controlada que puede dañar dichas cargas.

El inversor escogido es un Huawei SUN20000L de 20 kW de potencia nominal de salida. Se ha escogido este modelo frente a otros de mayor tamaño, como podían ser de 50 kW o 100 kW, porque este equipo puede ser manejado enteramente por una única persona, las protecciones requeridas son de menor capacidad al ser menor la tensión de salida, lo que abarata enormemente el coste de instalación, y los equipos mayores, generalmente, requieren de equipos auxiliares, lo que puede encarecer el coste de instalación; además de que, en caso de avería del inversor, cuanto mayor capacidad albergue el inversor mayor parte de la producción estará paralizada hasta que se realicen las labores de mantenimiento pertinentes, que suelen ser más caras cuanto mayor es el equipo. Por otro lado, se ha escogido el inversor de 20 kW frente al de 25 kW de potencia nominal de salida porque, al tener ambos las mismas limitaciones técnicas, el inversor de 20 kW de potencia se ajustaba mejor, como se podrá observar en futuros apartados.

2. Sistemas de soporte

La estructura de soporte es fundamental en una instalación fotovoltaica. Su objetivo es maximizar la captación de radiación solar y asegurar la integración estética de los paneles. Sostiene los paneles fotovoltaicos con la inclinación adecuada para optimizar su rendimiento y garantizar la seguridad de la cubierta.

En un primer lugar se planteó la instalación de una estructura inclinada sobre la cubierta inclinada que permitiera el paso del viento, con lo que se refrigerarían los módulos fotovoltaicos además de obtener una mejor orientación, mejorando de esta forma la eficiencia de dichos

módulos. No obstante, finalmente se descartó para evitar vibraciones y desprendimientos de la instalación.

En cubiertas inclinadas, ya sea de teja o de marquesina, las estructuras deben atornillarse a las vigas transversales para asegurar una correcta fijación de los paneles fotovoltaicos. Estas estructuras cumplen con las normativas españolas y están diseñadas para resistir cargas como el viento y los movimientos sísmicos.

En el caso de este proyecto, se va a hacer uso de soportes coplanares con anclaje en chapa, que son adquiridos del mismo distribuidor del cual se obtienen los módulos fotovoltaicos.

3. Sistema de monitorización y medida

En una instalación fotovoltaica se requiere de un vatímetro, o medidor de potencia eléctrica, para el funcionamiento de diversos sistemas del inversor que requieren de mediciones continuas, como el sistema antivertido. Este complemento será el encargado de leer la energía producida por el sistema, siendo clave para resolver futuras incidencias que puedan surgir.

Además, también se requiere de transformadores, o trafos, que se instalan en la acometida de la instalación. La función de estos trafos es medir la energía eléctrica demandada por la instalación, dato necesario para el sistema antivertido del inversor. Gracias a estos datos el inversor sabe cuanta energía eléctrica demanda la instalación y puede generar la energía justa para ser consumida y que no se vuelque a la red eléctrica ningún excedente.

4. Circuitos de baja tensión

Dentro de los circuitos de baja tensión (BT) se engloba todo el cableado de BT, los cuadros de DC de los inversores y la conexión de los inversores al cuadro general del suministro. El cableado debe garantizar que las caídas de tensión no superen el máximo permitido establecido por el Instituto para la diversificación y el Ahorro energético (IDAE); este límite es, tanto para DC como para CA, de una caída de tensión no superior al 1,5%. [3]

El circuito de baja tensión comienza en los módulos, que se conectan en serie y/o en paralelo (llevando DC), siguiendo por la caja de fusibles de DC y las protecciones contra sobretensiones, finalizando, el tramo en DC, en el inversor; a la salida del inversor, ya en AC, se conecta el inversor con el cuadro general del suministro, donde la energía eléctrica es volcada para su uso, pasando previamente por el cuadro de protecciones de AC de los inversores.

En la parte de DC se va a hacer uso de un cable tipo H1Z2Z2-K, de la marca Keylios. Siendo estos cables negros, para las conexiones de carga negativa, y rojos, para las conexiones de carga positiva. La tensión nominal de este cable es de 1,5 kV, pudiendo llegar a los 1,8 kV

En la parte de AC se va a hacer uso de un cable tipo RZ1-K, en concreto el modelo EXZHELLENT-XXI RZ1-K de general cable, con una tensión nominal de 1 kV.

Tanto la sección como la longitud de los cables se detallarán en el apartado de cálculos.

5. Cuadro de conexiones y protecciones en DC

El objetivo del cuadro de conexiones y protecciones es agrupar las diferentes líneas que componen la instalación fotovoltaica. Este equipo está formado por:

- Prensaestopas, sistemas cuyo objetivo es el de garantizar la unión del cable con el propio cuadro. En este caso se ha hecho uso de una prensa Iris M20, de cierre por diafragma con junta de NBR y un índice de protección de IP68.
- Fusibles: Son la forma de proteger la instalación, en el tramo en DC, frente a una sobrecorriente. Los fusibles funcionan fundiéndose e impidiendo que circule corriente cuando esta es superior a la corriente nominal; una vez accionados es necesario cambiarlos. Los tipos de sobrecorrientes son:
 - Cortocircuitos (CC): Cuando se da este fenómeno puede llegar a circular una corriente mucho mayor a la corriente de diseño, se da en cortos periodos de tiempo.
 - Sobrecargas: cuando circula una corriente ligeramente mayor a la nominal durante un largo periodo de tiempo se dice que hay una sobrecarga.
- Protecciones frente sobretensiones. Protegen frente a sobretensiones transitorias, que son valores de tensión superiores a la nominal durante un periodo de tiempo. Para escoger la protección adecuada, el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) establece los siguientes factores a tener en cuenta:
 - Nivel de protección o tensión limitada (U_p), en función de la categoría de los equipos a proteger.
 - Al considerarse que los equipos a proteger pertenecen a la categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija), $U_p \leq 2,5$ kV.
 - Tensión máxima de servicio permanente (UC). es el valor eficaz de tensión máximo que puede aplicarse permanentemente a los bornes del dispositivo de protección. Se considera como un 10 % superior al valor de tensión nominal
 - $UC = 230 \cdot 1,1 = 253$ V
 - Intensidad nominal de descarga e intensidad máxima de descarga (I_n), en función de las intensidades de descarga previstas. Es la corriente de cresta que puede soportar el dispositivo de protección sin fallo. La forma de onda de la corriente aplicada está normalizada como 8/20 μ s.
 - Tipo de conexión (régimen de neutro, tipo de red...) [5]
- Conectores de cables, elementos cuya función es la de unificar los distintos cables provenientes de los distintos strings de la instalación fotovoltaica.

6. Cuadro de conexiones y protecciones en AC

En este cuadro se recogen todas las conexiones y protecciones del tramo de la instalación en la que circula AC. En este tipo de protecciones se engloban:

- Interruptores magnetotérmicos (IA): Un interruptor magnetotérmico, también conocido como interruptor automático (IA), está constituido por dos partes: un disparador térmico, que protege frente a sobrecargas y un disparador magnético, que protege frente a cortocircuitos y que tiene tiempos de disparo mucho más altos. A diferencia del fusible, esta protección no se funde al dispararse, por lo que puede ser reintegrado en la instalación

accionando una palanca. Existen tres tipos de interruptores (Tipo B, C o D) que varían en función del valor de la corriente al cual disparan. Debido a las características del inversor y de otros componentes de la instalación, el tipo más adecuado de IA es el tipo C, que se dispara cuando circula una corriente entre cinco y diez veces mayor a la nominal.

- Interruptores diferenciales (ID): Es un dispositivo diseñado para proteger frente a contactos directos e indirectos. Este dispositivo mide la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes de la instalación. Cuando esta diferencia difiere de cero, exactamente cuándo dicha diferencia supera los 300 mA en la industria o 30 mA en locales de vivienda, se acciona cortando el suministro. Esto puede pasar cuando hay un defecto en el aislamiento de la instalación y se realizan derivaciones a tierra por parte de la corriente.

7. Canalizaciones

Para el aprovechamiento de la energía eléctrica generada gracias a los módulos fotovoltaicos es necesario la canalización del cableado que permita conectar los módulos fotovoltaicos con el centro de transformación (CT) de la instalación, pasando antes por los inversores. Por ello, se diferenciarán dos tramos de canalizaciones: las necesarias para conectar el tramo en DC, de los módulos a los inversores, y las necesarias para conectar el tramo en AC, de los inversores al CT.

- Canalizaciones en DC: son aquellas que conectarán a los módulos entre sí, aquellos que estén conectados en serie, y las que irán desde los módulos, que se encuentran en el tejado del edificio, hasta los inversores, que se encuentran en un armario a ras de suelo.
 - Las canalizaciones para la interconexión de los módulos se realizarán por la parte posterior de los módulos, evitando así exposición al sol, y se amararán a los soportes de los módulos mediante bridas o abrazaderas.
 - Para conectar los módulos con los inversores serán necesarias bandejas metálicas galvanizadas, para la canalización eléctrica, que irán atornilladas a la fachada del edificio y por donde circularán los cables que conecten ambos dispositivos. Estas bandejas serán recubiertas con un canal de aluminio del color de la fachada para proteger los cables de la exposición del sol y de las inclemencias del tiempo. Una vez a ras de suelo, se colocará una arqueta que será el inicio del tramo subterráneo del cableado. Dicho cableado avanzará por debajo del suelo, a una profundidad de 1 metro, mediante tubos de PVC hasta llegar al armario donde se encuentran los inversores.
- Canalizaciones en AC: Si bien el armario de los inversores está pegado al centro de transformación, los separa un muro. Por lo que será necesario pasar un tubo de PVC por debajo de dicho muro para que puedan pasar los cables de un habitáculo a otro.



SIMULACIÓN Y CALCULOS

Instalación módulos fotovoltaicos

1. Dimensionado del generador fotovoltaico

Para el dimensionado de la instalación haremos uso de los datos de consumo mencionados anteriormente. El centro tiene una demanda de potencia media máxima de 170 kW, que coincide con las horas de mayor producción solar.

El dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas se suele hacer haciendo uso de plataformas que miden la irradiación solar y otorgan datos estimados de la posible producción, como puede ser PVGIS. No obstante, en este proyecto, se ha optado por un método más práctico, citado en el apartado de MAEs, con el cual se dimensionará haciendo uso de la Fase 1 de la instalación.

En la primera fase se ha instalado un total de 70 módulos fotovoltaicos con una potencia pico teórica total de 38,5 kWp. La instalación de esta primera fase se realizó en marzo de 2024, con el objetivo de realizar las mediciones pertinentes los meses de marzo, abril y mayo; los meses de mayor producción solar pico, sobre todo abril, dado que son los meses con un número elevado de horas solares y con un rango de temperaturas aún bajo, en comparación a otros meses de verano, donde las elevadas temperaturas reducen la eficiencia de los módulos, o invierno, donde la irradiación solar y las horas de sol son mucho menores.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se ha realizado de forma coplanar a un tejado con una inclinación del 5% y un azimut de 10,8°. De este modo, gracias a la aplicación de seguimiento de Huawei "Fusión solar", se ha podido observar que la producción pico ha sido de 34,6 kW. En consiguiente, la eficiencia de los paneles es de 89,87%. Por tanto, para obtener una producción pico de 170 kW se ha de realizar una instalación de 189 kWp; eso son un total de 344 paneles fotovoltaicos de 550 Wp.

- PR (Performance Ratio) o rendimiento energético de la instalación sigue la siguiente ecuación (ecuación 1):

$$PR = \frac{\text{Potencia medida}}{\text{Potencia instalada}} * 100 = \frac{34,6}{38,5} * 100 = 89,87\%$$

- kWp a instalar (ecuación 2):

$$\frac{\text{Potencia objetivo}}{PR} = \frac{170}{0,8987} = 189,16 \text{ kWp}$$

- Módulos fotovoltaicos a instalar (ecuación 3):

$$\frac{\text{kWp a instalar}}{\text{kWp por módulo}} = \frac{189,16}{\frac{550}{1000}} = 343,93 = 344 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Si bien el número de paneles óptimo es de 344, dado su elevado número y su elevada inversión asociada, se decide junto al cliente realizar una instalación menor en la segunda fase para reducir costes, estando abiertos a realizar una ampliación una vez la instalación propuesta haya generado los suficientes ahorros que permitan instalar los paneles óptimos.

Así pues, se decide instalar un total de 284 módulos de 550 Wp; estos son 156,2 kWp teóricos pero, según la eficiencia calculada anteriormente, serán un total de 140 kWp reales. Con esta potencia se asegura que prácticamente la totalidad de la producción solar anual será aprovechada, no habiendo excedentes. Haciendo uso de la siguiente ecuación (ecuación 4) y de los datos de irradiancia obtenidos de PVGIS se obtendrá la energía anual producida por la instalación.

$$P_{\text{anual}} = P_{M,G} \cdot Y_r \cdot PR$$

Donde:

- $P_{M,G}$: Potencia pico instalada.
- P_{anual} : Producción anual de la instalación fotovoltaica.
- Y_r : Coeficiente de la irradiación del emplazamiento entre la irradiancia de referencia G (1000 W/m²)

Así, la producción anual de la instalación será:

$$P_{\text{anual}} = 156,2 \text{ (kWp)} \cdot \frac{1837,93 \text{ (kWh/m}^2\text{)}}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}} \cdot 0,8987 = 258.000 \text{ kWh/año}$$

1.1. Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie

El número de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie, también denominado string, viene delimitado por la máxima tensión de entrada del inversor. Para este cálculo obtenemos los siguientes datos de las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos y del inversor.

- Inversor:
 - Rango de voltaje de carga completa PMP (Punto de Máxima Potencia) (V_{INV}): 480 V - 800 V.
 - Rango de tensión admitido para el PMP ($V_{\text{PMP-INV}}$): 200 V – 1000 V.
- Módulo fotovoltaico:
 - Tensión nominal para PMP (V_{PMP}): 41,7 V
 - Tensión de circuito abierto (V_{OC}): 49,6 V
 - Coeficiente de temperatura V_{OC} (C_V): - 0,26 %/° C
 - Temperatura nominal de operación del módulo (NOTC): 42 ± 3° C
 - Tolerancias mediadas STC:
 - V_{OC} y V_{PMP} : ± 2%

Dado que los valores que aparecen en las fichas técnicas están medidos para condiciones estándar STC (25° C e irradiancia de 1.000 W/m²), hay que corregir estos datos para el rango de temperaturas diurna del emplazamiento [16-43]° C. Las ecuaciones serían las siguientes:

- Ecuación 5:

$$V_{\text{OC-MAX}} = V_{\text{OC-STC}} \cdot \left(1 + \frac{C_V}{100} \cdot (T_{\text{MIN}}^a - T_{\text{STC}}^a) \right) \cdot \text{tolerancia}$$

- Ecuación 6:

$$V_{\text{PMP-MAX}} = V_{\text{PMP-STC}} \cdot \left(1 + \frac{C_V}{100} \cdot (T_{\text{MIN}}^a - T_{\text{STC}}^a) \right) \cdot \text{tolerancia}$$

- Ecuación 7:

$$V_{PMP-MIN} = V_{PMP-STC} \cdot \left(1 + \frac{C_V}{100} \cdot (T_{MAX-CEL}^a - T_{STC}^a) \right) \cdot \text{tolerancia}$$

Donde $T_{MAX-CEL}^a$ es la temperatura máxima del módulo, obtenida mediante la siguiente expresión (ecuación 8):

$$T_{MAX-CEL}^a = T_{MAX}^a + \text{irradiancia}_{STC} \cdot \frac{NOTC_{MAX} - T_{NMOT}^a}{\text{irradiancia}_{NMOT}}$$

$$T_{MAX-CEL}^a = 43^\circ \text{C} + 1000 \text{ W/m}^2 \cdot \frac{(45 - 20)^\circ \text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \approx 74^\circ \text{C}$$

Con el valor de la temperatura máxima de la célula obtenemos los siguientes valores:

$$V_{OC-MAX} = 49,6 \cdot \left(1 + \frac{-0,26}{100} \cdot (16 - 25) \right) \cdot (1 + 0,02) = 51,76 \text{ V}$$

$$V_{PMP-MAX} = 41,7 \cdot \left(1 + \frac{-0,26}{100} \cdot (16 - 25) \right) \cdot (1 + 0,02) = 43,53 \text{ V}$$

$$V_{PMP-MIN} = 41,7 \cdot \left(1 + \frac{-0,26}{100} \cdot (74 - 25) \right) \cdot (1 - 0,02) = 35,67 \text{ V}$$

Se calcula el número de módulos en serie (N_s) óptimo para cada parámetro:

- Ecuación 8:

$$N_s \geq \frac{V_{INV-MIN}}{V_{PMP-MIN}} = \frac{480}{35,67} = 13,46 \rightarrow N_s \geq 14 \text{ módulos}$$

- Ecuación 9:

$$N_s \leq \frac{V_{INV-MAX}}{V_{PMP-MAX}} = \frac{800}{43,53} = 18,38 \rightarrow N_s \leq 18 \text{ módulos}$$

- Ecuación 10:

$$N_s \leq \frac{V_{PMP-INV-MAX}}{V_{OC-MAX}} = \frac{1000}{51,76} = 19,31 \rightarrow N_s \leq 19 \text{ módulos}$$

En consiguiente, el rango de módulos fotovoltaicos que pueden pertenecer a un string es de 14 a 18 módulos. El número máximo de módulos en serie es 18 y no 19 porque se ha de escoger los valores más restrictivos.

1.2. Número de módulos conectados en paralelo

El número de strings que se pueden asociar en paralelo (N_p), cuyo conjunto se denomina array, viene delimitado por la intensidad máxima que puede admitir el inversor. Por tanto, necesitaremos los siguientes datos inversor y de los módulos fotovoltaicos:

- Inversor:
 - Corriente máxima de entrada para PMP (I_{MAX-PV}): 30 A
- Módulo fotovoltaico

- Corriente máxima de cortocircuito (I_{SC}): 14 A
- Coeficiente de temperatura I_{SC} (C_I): 0,05 %/° C.
- Tolerancia medidas STC (I_{SC} y I_{PMP}): $\pm 4\%$

Al igual que en el apartado anterior, los valores de los módulos fotovoltaicos, en este caso la I_{SC} , hay que corregirlos para las condiciones climáticas del emplazamiento, siguiendo la ecuación (ecuación 11):

$$I_{SC-MAX} = I_{SC-STC} \cdot \left(1 + \frac{C_I}{100} \cdot (T_{MAX-CEL}^a - T_{STC}^a) \right) \cdot \text{tolerancia}$$
$$I_{SC-MAX} = 14 \cdot \left(1 + \frac{0,05}{100} \cdot (74 - 25) \right) \cdot (1 + 0,04) = 14,92 \text{ A}$$

Una vez tenemos los datos corregidos, podemos calcular el número de strings admisibles en cada array. Esto se puede calcular mediante la ecuación (ecuación 12):

$$N_p \leq \frac{I_{MAX-PV}}{I_{SC-MAX}} = \frac{30}{14,92} = 2,01 \rightarrow N_p \leq 2 \text{ strings}$$

1.3. Distribución eléctrica del generador solar

Con los cálculos realizados anteriormente se obtiene que el rango de número de módulos fotovoltaicos que pueden componer un string es de 14 a 18 módulos fotovoltaicos y que cada array puede estar compuesto por un máximo de dos strings. Así pues, en el caso de máximo número de módulos por string y máximo número de strings por array, cada array dispondría de una potencia instalada de 19,8 Wp.

Se va a hacer uso de inversores de Huawei SUN2000-20KTL-M5 de 20 kW. Estos inversores albergan dos entradas de MPPT (Maximum Power Point Tracking) con cuatro entradas cada una de ellas. La potencia fotovoltaica instalada máxima que permite el inversor es de 30 kWp.

Se dispondrá del mínimo número de módulos posibles en cada string, es decir 14, para que en el caso de avería de uno de ellos entorpezca lo mínimo posible a la producción total. Se instalarán siete inversores; en seis de ellos se conectarán 3 strings, dos a una misma entrada MPPT y uno a la otra entrada MPPT; esto es una potencia instalada por inversor de 23,1 kWp que, multiplicado por la eficiencia del sistema, son 20,76 kW en los meses de mayor producción solar pico. En el séptimo se conectarán dos strings de dieciséis módulos fotovoltaicos a entradas MPPT distintas, pudiéndose conectar a una misma entrada MPPT y dejando la otra libre para ser utilizada en una tercera fase de la instalación fotovoltaica.

2. Dimensionado del inversor

Como se ha mencionado anteriormente, los equipos utilizados en esta instalación son SUN2000-20KTL-M5 de 20 kW potencia nominal de salida.

Para saber si un inversor está bien dimensionado se ha de comprobar que el cociente (r) entre la potencia instalada (P_{DC}) y la potencia del inversor (P_{INV}) está dentro de los parámetros admisibles:

$$0,8 \leq r \leq 1,55$$

Donde la r se calcula siguiendo la siguiente ecuación (ecuación 13):

$$r = \frac{P_{DC}}{P_{INV}} = \frac{23,1}{20} = 1,16$$

Dado que el cociente en cuestión se encuentra dentro de los parámetros admisibles, se puede asumir que el inversor está bien dimensionado.

Para el caso del séptimo inversor que, de manera temporal, tiene una potencia instalada de 17,6 kWp, el cociente r' quedaría:

$$r' = \frac{P_{DC}}{P_{INV}} = \frac{17,6}{20} = 0,86$$

Como se puede observar, pese a ser una potencia instalada temporal, también se encontraría dentro de los parámetros aceptables.

3. Dimensionado del cableado

En este apartado se va a calcular la sección del cable requerida para la instalación. La sección viene determinada por un criterio de seguridad, la corriente máxima admisible por el cable ha de soportar un 125 % el valor de la I_{SC-MAX} , y por un criterio de servicio, la caída de tensión (CdT o ΔV) máxima admisible ha de ser inferior al 1,5 %. Estos parámetros están fijados por el IDAE, tanto para el cableado de DC como el de CA.

Un factor determinante a la hora de dimensionar el cableado es la longitud de este. La longitud del cableado se medirá sobre el plano. Tres factores a tener en cuenta durante la medición son la longitud del panel (2261 mm), por seguridad se asumirá que es 2350 mm, la anchura del módulo (1134 mm), por seguridad se asumirá que es 1200 mm, y la distancia entre arrays (350 mm).

3.1. Cableado entre módulos e inversor (DC)

Criterio de servicio

Como se ha comentado anteriormente, uno de los factores a tener en cuenta es la longitud del cableado. Por ello se ha medido sobre plano la distancia de cada uno de los strings hasta su inversor. Cada uno de los strings se han numerado del uno al siete, haciendo referencia al inversor al que pertenecen, y dentro de esta numeración, se han numerado del uno al tres, donde los dos primeros pertenecen a un mismo array. Así, los strings 1.1, 1.2 y 1.3 pertenecen al inversor 1, y donde el 1.1 y 1.2 pertenecen al mismo array conectados a las dos entradas del mismo MPPT.

La sección (S) mínima requerida se puede calcular mediante la expresión (ecuación 14):

$$S = \frac{2 \cdot \text{Longitud} \cdot I_{PMP}}{\Delta V \cdot V_{PMP} \cdot \sigma}$$

Donde:

- I_{PMP} : Corriente máxima que recorre cada string (13,2 A)
- σ : Conductividad lineal del cable ($m/(\Omega \cdot mm^2)$)
- V_{PMP} : tensión total del string

La conductividad del cable se calcula mediante la siguiente ecuación (ecuación 15):

$$\sigma = \frac{1}{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T^a)}$$

Donde:

- ρ_{20} : Resistividad del cable a la temperatura de referencia 20º C (0,018 ($\Omega \cdot \text{mm}^2$)/m)
- α : Coeficiente de temperatura de la resistividad (0,00392 $^{\circ}\text{C}^{-1}$)
- ΔT^a : Diferencia entre la temperatura de referencia (20º C) y la temperatura ambiente máxima (43º C).

Por consiguiente, la conductividad tiene un valor de:

$$\sigma = \frac{1}{0,018 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (43 - 20))} = 50,96 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$$

De este modo, obtenemos los siguientes datos:

String	Nº Paneles	Longitud (m)	Tensión (V)	Sección (mm ²)
String 1.1	14	81	609,42	4,60
String 1.2	14	84	609,42	4,73
String 1.3	14	81	609,42	4,60
String 2.1	14	86	609,42	4,89
String 2.2	14	89	609,42	5,02
String 2.3	14	84	609,42	4,73
String 3.1	14	86	609,42	4,89
String 3.2	14	89	609,42	5,02
String 3.3	14	91	609,42	5,17
String 4.1	14	91	609,42	5,17
String 4.2	14	94	609,42	5,31
String 4.3	14	94	609,42	5,31
String 5.1	14	96	609,42	5,46
String 5.2	14	99	609,42	5,59
String 5.3	14	96	609,42	5,46
String 6.1	14	101	609,42	5,74
String 6.2	14	104	609,42	5,88
String 6.3	14	99	609,42	5,59
String 7.1	16	104	696,48	5,15
String 7.3	16	106	696,48	5,26

Tabla 12: Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en DC

Según el reglamento, la sección mínima para este tipo de instalaciones es de 4 mm². No obstante, como el valor máximo es 5,88 mm², se escoge la siguiente sección normalizada de 6 mm².

Criterio de seguridad

A continuación, se va a comprobar que la sección escogida de 6 mm² cumple con los criterios de seguridad establecidos por el IDAE mencionados anteriormente. Para realizar este apartado se ha de establecer los criterios de instalación, referenciados en UNE-HD 60364-5-52 (Tabla A.52.3). Las condiciones de instalación de este proyecto se ajustan al elemento número 4, método de instalación de referencia B1:





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

Tabla 13: Condiciones de instalación. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Por tanto, las condiciones de instalación son B1-2 XLPE-Cu, al tratarse de un conductor unipolar (2) de cobre (Cu) y con aislamiento XLPE. Seguidamente, en la tabla C.52.1 de la misma norma UNE-HD se puede observar que para un conductor de 6 mm² de sección, y con las condiciones de instalación citadas anteriormente, la intensidad máxima que puede circular es de 54 A. La intensidad del conductor (I_{COND}) ha de soportar un 125% la I_{SC-MAX}; Así pues:

$$I_{COND} \geq 1,25 \cdot I_{SC-MAX} = 1,25 \cdot 14,92 = 18,65 \text{ A} \rightarrow I_{COND} \geq 19 \text{ A}$$

A priori, cumple con creces la exigencia establecida por el IDAE. No obstante, la capacidad del conductor puede ser mermada por la temperatura. Para saber cuál es la intensidad capaz de soportar en las peores condiciones de temperatura (I_Z) se hace uso de la siguiente ecuación (ecuación 16):

$$I_Z = I_{\text{Tabla C52.1}} \cdot K_T \cdot K_A$$

Donde:

- K_T: Es el factor de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30º C, obtenido de la tabla B.52.14 de la UNE-HD 60364-5-52 (Para T^a_{ambiente} = 45º C K_T = 0,87).
- K_A: Es el factor de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cable multipolar, obtenido de la tabla B.52.17 de la UNE-HD 60364-5-52 (K_A = 0,87).

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

Tabla 14: Valores del factor de corrección K_A. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

En consiguiente, el valor de I_Z es:

$$I_Z = 54 \cdot 0,87 \cdot 0,8 = 37,58 \text{ A} > 1,25 \cdot I_{SC-MAX} = 19 \text{ A}$$

Dado que se cumplen todos los criterios técnicos, el conductor será un cable de cobre, con aislamiento XLPE y de 6 mm² de sección

3.2. Cableado entre inversores y cuadro de protecciones (AC)

De forma análoga a los conductores de DC, se establecen los mismos criterios de seguridad y servicio para el cableado en AC.

Criterio de servicio

En este caso, la sección del cableado viene determinada por la ecuación (ecuación 17):

$$S = \frac{\text{Longitud} \cdot P_{\text{salida inversor}}}{\Delta V \cdot V_{\text{línea}}^2 \cdot \sigma}$$

Donde:

- $V_{\text{línea}}$: Tensión de línea del suministro (400 V)
- $P_{\text{salida inversor}}$: Potencia nominal de salida máxima del inversor (20 kW)

De este modo, y dado que los inversores tienen una distancia entre ellos de 1 metro, obtenemos las distintas secciones para cada inversor:

Inversor	Longitud (m)	P salida máx (kW)	Sección (mm ²)
1	1,5	400	0,25
2	2,5	400	0,41
3	3,5	400	0,57
4	4,5	400	0,74
5	5,5	400	0,90
6	6,5	400	1,06
7	7,5	400	1,23

Tabla 15: Datos y resultados del cálculo de la sección del cableado en AC

Por tanto, para cumplir los criterios de servicio, se ha de escoger un cableado de sección igual o superior a 1,5 mm², que es siguiente valor de tamaño comercial a 1,23 mm².

Criterio de seguridad

Para cumplir este criterio, la intensidad que pueda circular por el cableado (I_{Cab}) tiene que ser igual o superior a un 125 % de la intensidad máxima de salida del inversor ($I_{\text{S inv}}$). La intensidad máxima de salida del inversor, para una tensión de salida de 400 V, es de 31,9 A. En consiguiente:

$$I_{\text{Cab}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{inv}} = 1,25 \cdot 31,9 \rightarrow I_{\text{Cab}} \geq 39,9 \text{ A}$$

Para unas condiciones de instalación C, según la tabla C.52.1 citada anteriormente, la sección comercial correspondiente es de 6 mm², capaz de soportar 51 A. No obstante, al igual que en caso de AC, hay que comprobar que en las condiciones climáticas de la instalación el cableado elegido siga pudiendo cumplir la normativa. Para ello, volvemos a hacer uso de la ecuación 16:

$$I_Z = I_{\text{Tabla C52.1}} \cdot K_T \cdot K_A$$

Donde la $K_T = 0,87$ y la $K_A = 0,54$.

$$I_Z = 51 \cdot 0,87 \cdot 0,54 = 24 \text{ A} < I_{\text{Cab}}$$

Dado que la I_z es menor a la I_{cab} , el cableado de sección 6 mm^2 no es una opción válida. Es por ello por lo que finalmente se escoge un cable de 16 mm^2 de sección, pues cumple la ecuación:

$$I_{z-AC} = 94 \cdot 0.87 \cdot 0,54 = 44 \text{ A} > I_{Cab} = 39,9 \text{ A}$$

3.3. Cableado de cuadro de protecciones de AC a acometida (AC)

Una vez pasadas las protecciones de AC se realiza la conexión del cableado proveniente de los inversores; en este caso se conectan los inversores del 1 al 5 y del 6 al 7 (este último grupo se dimensiona como si se fueran a conectar cinco inversores también, puesto que está previsto su conexión en la fase tres del proyecto) y se conectan mediante un cable a la acometida de la instalación.

Dado que se realiza la conexión en paralelo, se suma la intensidad máxima de salida de los cinco inversores ($I_{conjunto}$), que resulta en $159,5 \text{ A}$. La tensión de la línea sigue siendo la misma, 400 V ; y la potencia máxima que ha de soportar es de 100 kW . Así pues, al igual que en apartado anterior, calculamos la sección según dos criterios:

Criterio de servicio

Se hace uso de nuevo de la ecuación 17:

$$S = \frac{\text{Longitud} \cdot P_{\text{salida inversor}}}{\Delta V \cdot V_{\text{línea}}^2 \cdot \sigma}$$

Para una longitud de cable igual a 5 metros, se obtiene:

$$S = \frac{5 \cdot 100000}{1,5\% \cdot 400^2 \cdot 50,96} = 4,09 \text{ mm}^2$$

Se escogería la siguiente sección normalizada de 6 mm^2 .

Criterio de seguridad

En este caso se ha de cumplir que:

$$I_{\text{acometida}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{conjunto}} = 1,25 \cdot 159,5 = 199 \text{ A} \rightarrow I_{\text{acometida}} \geq 199 \text{ A}$$

Donde $I_{\text{acometida}}$ es la intensidad que ha de soportar el cableado en cuestión.

Para unas condiciones de instalación C, escogemos un cable de 70 mm^2 de sección y una capacidad máxima de 229 A . Corregimos para las condiciones ambiente con una $K_T = 0,87$ y una $K_A = 1$, obteniendo:

$$I_{z-CA'} = 229 \cdot 0.87 \cdot 1 = 199 \text{ A} \geq I_{\text{conjunto}} = 199 \text{ A}$$

Al cumplirse los criterios de seguridad y de servicio, el cableado escogido tendrá una sección de 70 mm^2 para este tramo de la instalación.

4. Dimensionado de las protecciones

En este apartado se dimensionarán las protecciones necesarias tanto para el tramo de DC como para el tramo de AC.

4.1. Protecciones tramo en DC

Las protecciones que se van a dimensionar a continuación buscan proteger de todo tipo de incidencias eléctricas el tramo de la instalación que empieza en los módulos fotovoltaicos hasta llegar a los inversores. A continuación, se detalla, para cada tipo de incidencia, las protecciones requeridas.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

En este apartado se calcularán las protecciones necesarias para evitar que las sobrecorrientes, cuando circula una corriente mayor a la de diseño (o nominal) en mayor o menor medida, afecten negativamente a la instalación.

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) establece que la corriente de diseño de un fusible ($I_{N-fusible}$) para proteger frente a sobrecargas debe seguir, en función de la corriente de diseño de la instalación ($I_{Diseño}$), la siguiente ecuación (ecuación 18):

$$I_{Diseño} \leq I_{N-fusible} \leq \frac{1,45}{K} \cdot I_{MAX-Cable}$$

Donde:

- $I_{MAX-Cable}$: Intensidad máxima que puede circular por el cable.
- $I_{Diseño} = 1,25 \cdot I_{PMP}$
- K: Parámetro corrector del fusible que depende de la intensidad nominal que vaya a circular por el cable (I_N).
 - $K = 1,6$ si $I_N \geq 16$ A
 - $K = 1,9$ si 4 A $< I_N < 16$ A, este es el valor que se aplicará en esta instalación.
 - $K = 2,1$ si $I_N \leq 4$ A

En consiguiente, la $I_{N-fusible}$ estará fijada entre los siguientes valores:

$$1,25 \cdot 13,2 \text{ A} \leq I_{N-fusible} \leq \frac{1,45}{1,9} \cdot 54$$

$$16,5 \text{ A} \leq I_{N-fusible} \leq 41,21 \text{ A}$$

Por otro lado, para proteger frente a cortocircuitos, hay que calcular el tiempo máximo (t_{MAX}) que puede circular la corriente de cortocircuito (I_{CC}) sin dañar el cable. Este tiempo se calcula mediante la siguiente ecuación (ecuación 19):

$$t_{MAX} \leq \frac{k^2 \cdot S^2}{I_{CC}^2}$$

Donde:

- S es la sección del cable

- K es la constante del material del cual está hecho el aislamiento del cable ($k = 143$ para cables de cobre con aislamiento XLPE)

Para el cálculo de la I_{CC} se utiliza la siguiente ecuación (ecuación 20):

$$I_{CC} = \frac{\text{Tensión de línea (U)}}{\text{Impedancia de la línea (Z}_{\text{Línea}})}$$

La $Z_{\text{Línea}}$ está formada por una resistencia $R_{\text{Línea}}$ y por una reactancia $X_{\text{Línea}}$ que, al tratarse de un cable con una sección menor de 120 mm^2 se puede considerar despreciable ($X_{\text{Línea}} \approx 0$). La $R_{\text{Línea}}$ está compuesta por dos resistencias, una aparentemente constante, que es la resistencia de red (R_{Red}) y otra que varía en función de la temperatura (R_{Cable}). Para esta última, se han escogido las peores condiciones de temperatura posibles; éstas son: la temperatura mínima registrada en Alfafar (5°C) y la temperatura máxima a la cual se funde el aislamiento XLPE del cable (90°C). respecto a la R_{Red} , dado que es una instalación sin volcado a red y que se protegerá frente a CC de red más adelante, se puede omitir en el cálculo. Se tienen las ecuaciones 21 y 22 respectivamente:

$$R_{\text{Red}} = \frac{\text{Tensión de línea}}{\text{Corriente de CC al inicio de la línea}} \quad R_{\text{Cable}} = \frac{\text{Longitud} \cdot \rho}{\text{Sección}}$$

Donde:

- ρ : Resistividad del cable a las temperaturas de referencia (5°C y 90°C)
 - $\rho_5 = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T^a) = 0,018 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (5 - 20)) = 0,01694 \text{ } (\Omega \cdot \text{mm}^2) / \text{m}$
 - $\rho_{90} = 0,023 \text{ } (\Omega \cdot \text{mm}^2) / \text{m}$
- La longitud de cable escogida es la mayor de todas (106 m)

$$R_{\text{Cable-5}} = \frac{106 \cdot 0,01694}{6} = 0,3 \text{ } \Omega$$

$$R_{\text{Cable-90}} = \frac{106 \cdot 0,023}{6} = 0,406 \text{ } \Omega$$

En consiguiente:

$$I_{CC}(5^\circ \text{C}) = \frac{230}{0,3} = 766,67 \text{ A}$$

$$I_{CC}(90^\circ \text{C}) = \frac{230}{0,406} = 566,5 \text{ A}$$

Para el cálculo del t_{MAX} usamos la I_{CC} (5°C), que es la de mayor valor y la más desfavorable. Por lo tanto:

$$t_{\text{MAX}} \leq \frac{143^2 \cdot 6^2}{766,67^2} = 1,25 \text{ s}$$

Dado que $t_{\text{MAX}} > 10 \text{ ms}$, cumple la normativa establecida por en el REBT, por lo que los fusibles serán para una intensidad nominal de 20 A, la siguiente intensidad comercial a 16,5 A, y para una sección de 6 mm^2 .

Protección frente a sobretensiones

Según el REBT, en la ITC-BT-23, una instalación fotovoltaica se debe proteger frente a sobretensiones transitorias, valores de tensión superiores al nominal durante un periodo de tiempo, con dispositivos de protección de tipo 2 para que no superen los valores de tensión admisible por los equipos de la instalación.

Siguiendo los criterios establecidos por el REBT y que se han mencionado en el apartado de "Descripción de la instalación", concretamente en el subapartado "Cuadro de conexiones y protecciones en DC", se ha escogido un dispositivo de protección frente a sobretensiones de tipo 2, con $I_n = 15 \text{ kA}$ a $8/20 \mu\text{s}$, $U_p \leq 2,5 \text{ kV}$, tensión nominal 480/1000 V y tensión de trabajo 200/1100 V.

Protección frente a contactos directos e indirectos y puesta a tierra

Para el cálculo y el dimensionamiento de estas protecciones se seguirá la normativa establecida en el REBT, ITC-BT 18, donde se establece que se ha de limitar la tensión que, con respecto a tierra, pueden presentar las masas metálicas, asegurando la actuación de protecciones y eliminando o disminuyendo el riesgo que supone una avería. Esta protección se realiza estableciendo una unión eléctrica directa de una parte del circuito a un electrodo enterrado en el suelo, evitando así que aparezcan diferencias de potencial peligrosas y permitiendo el paso a tierra de las corrientes de defecto. La normativa establece que, para el caso que nos ocupa, los primeros 50 cm de enterramiento no podrán ser usados, pues son necesarios para prevenir la falta de humedad o pérdida de suelo. [6]

En esta instalación se pretende instalar una pica vertical de acero recubierta de cobre de 14,2 mm de diámetro (según establece la ITC-BT 18) en un terreno con una resistividad (ρ) de 50 Ohm·m.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 16: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. Fuente: REBT-ITC-BT 18

Por otro lado, la normativa también establece que la sensibilidad del diferencial ($I_{\Delta N}$) ha de ser de 300 mA y que cualquier masa no puede dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V, estableciendo también la siguiente ecuación (ecuación 23):

$$R_A \cdot I_{\Delta N} \leq 24 \text{ V} \rightarrow R_A \leq \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Según el ITC-BT 18, la resistencia de una pica vertical (R_A) se puede calcular como (ecuación 24):

$$R = \frac{\rho}{\text{Longitud}}$$

Obteniendo la longitud de la siguiente forma (ecuación 25):

$$\text{Longitud} = \frac{\rho}{R} = \frac{50}{80} = 0,625 \text{ m}$$

La toma de tierra instalada será una pica vertical de acero recubierta de cobre de 14,2 mm de diámetro y de 1,5 m de longitud. La protección frente a contactos indirectos será un diferencial con una sensibilidad de 300 mA y de una corriente nominal menor igual al fusible, 20 A.

Elemento seccionador

Además de las protecciones mencionadas anteriormente, se debe añadir un elemento seccionador en carga para que se puedan realizar labores de mantenimiento, si fueran necesarias. La intensidad que debe de poder soportar este seccionador debe ser igual o mayor a la intensidad nominal de operación. Así pues, añadiéndole el margen de seguridad establecido, la intensidad del seccionador (I_{Sec}) debe ser:

$$I_{\text{Sec}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{PMP}} = 1,25 \cdot 13,2 \rightarrow I_{\text{Sec}} \geq 16,5 \text{ A}$$

Se escogerá un seccionador de intensidad nominal de 20 A, el siguiente valor comercial.

4.2. Protecciones en tramo AC

En este apartado se busca proteger la instalación que comprende desde los inversores hasta el cuadro de protecciones de la instalación, donde se conectará el generador eléctrico, frente a todo tipo de incidencias eléctricas.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Para proteger la instalación frente a este tipo de incidencias eléctricas en AC es necesario implementar un interruptor magnetotérmico. Este tipo de protección, al contrario que el fusible, no se funde y cuando se dispara se puede volver a implementar mediante una palanca.

Según establece el REBT, la corriente nominal del IA (I_{IA}) se calcula como:

$$I_{\text{Diseño-AC}} \leq I_{\text{IA}} \leq I_{\text{z}} \rightarrow 1,25 \cdot 31,9 \leq I_{\text{IA}} \leq 44$$
$$39,8 \text{ A} \leq I_{\text{IA}} \leq 44 \text{ A}$$

Por otro lado, gracias a la distribuidora eléctrica, se ha sabido que la corriente de cortocircuito en el punto de acometida es de 10,1 kA, por lo que el poder de corte (PdC) del IA ha de ser mayor o igual a ese valor.

Por tanto, gracias a lo calculado, se ha escogido un IA tipo C, con una I_{N} de 40 A y con un PdC de 15 kA.

Protección frente a contactos directos e indirectos y puesta a tierra

Al igual que en el tramo de DC, la sensibilidad del interruptor diferencial (ID) debe de ser de 300mA. Dado que en este tramo de la instalación se ha instalado un IA, la corriente nominal y el PdC del ID deben de ser mayores o iguales al del IA. En consiguiente, el ID tendrá un PdC de 15 kA y una intensidad nominal de 40 A con una sensibilidad de 300 mA.

Respecto a la toma de tierra, se hará uso de la pica vertical calculada en el tramo de DC, capaz de absorber las derivaciones a tierra que hubiese. El conductor neutro que recorrerá la instalación será de 35 mm² de sección y tendrá, en su tramo final, una sección de cobre desnuda de 1 metro, aumentando así la capacidad de la toma de tierra.

Elemento seccionador

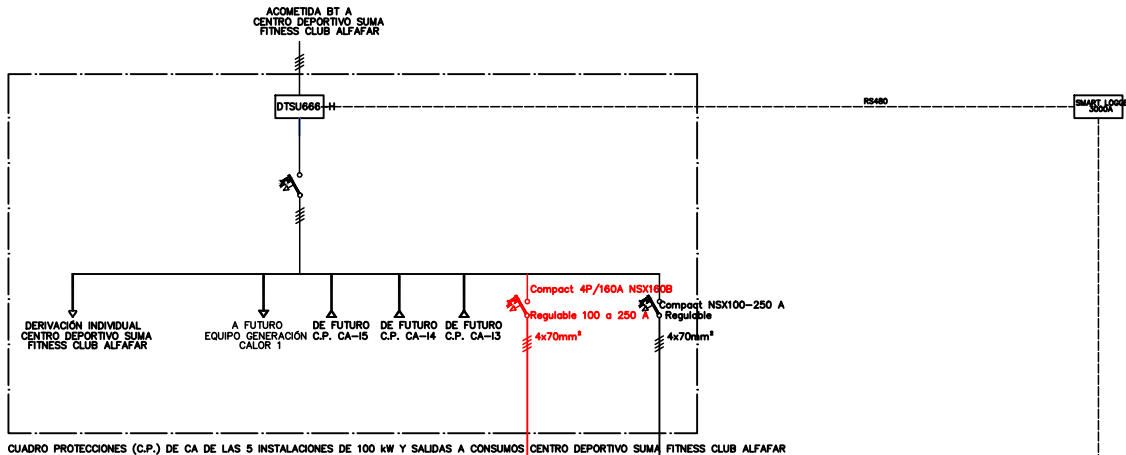
Al igual que el caso del tramo de DC, se debe añadir un elemento seccionador en carga para que se puedan realizar labores de mantenimiento, si fueran necesarias. La intensidad que debe de poder soportar este seccionador debe ser igual o mayor a la intensidad nominal de operación. Así pues, añadiéndole el margen de seguridad establecido, la intensidad del seccionador (I_{Sec}) debe ser:

$$I_{Sec} \geq 1,25 \cdot I_{PMP} = 1,25 \cdot 31,9 \rightarrow I_{Sec} \geq 39,8 \text{ A}$$

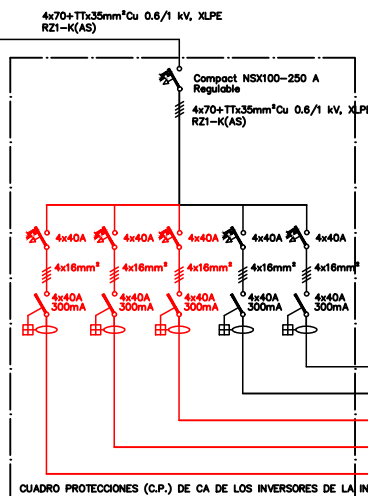
Se escogerá un seccionador de intensidad nominal de 40 A, el siguiente valor comercial.

5. Esquema unifilar

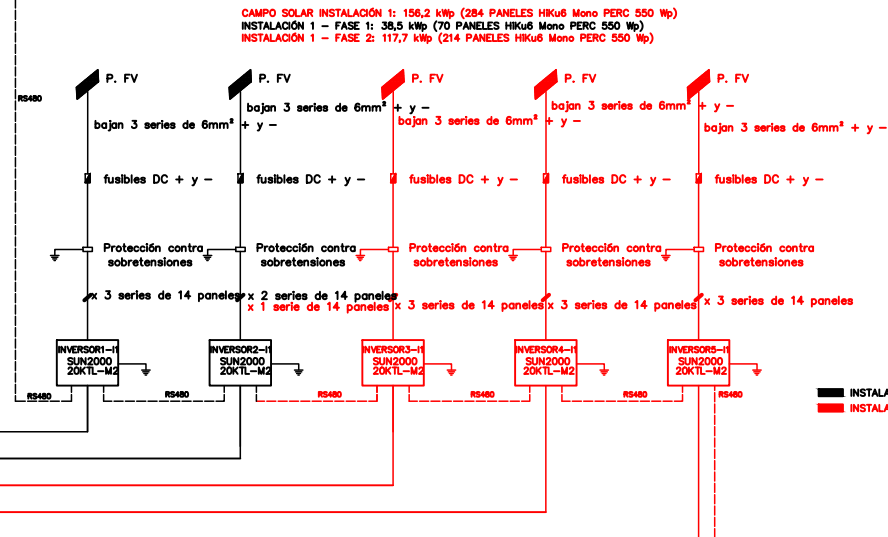
En la siguiente página se muestra el esquema unifilar de la instalación fotovoltaica. En dicho esquema se estable la distribución eléctrica de los módulos fotovoltaicos y de los equipos necesarios para dar soporte a la instalación (inversores, cuadro de protecciones, etc.).



CUADRO PROTECCIONES (C.P.) DE CA DE LAS 5 INSTALACIONES DE 100 kW Y SALIDAS A CONSUMOS

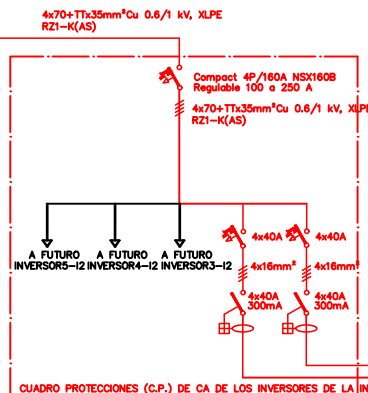


CUADRO PROTECCIONES (C.P.) DE CA DE LOS INVERSORES DE LA INSTALACIÓN 1 (1)



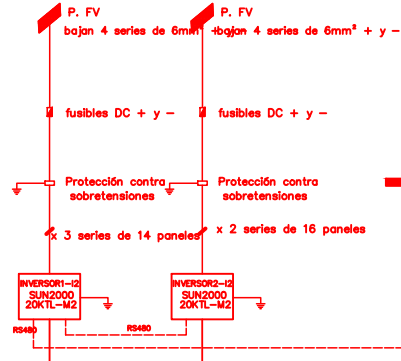
CAMPO SOLAR INSTALACIÓN 1: 156,2 kWp (284 PANELES HIKU6 Mono PERC 550 Wp)
 INSTALACIÓN 1 - FASE 1: 38,5 kWp (70 PANELES HIKU6 Mono PERC 550 Wp)
 INSTALACIÓN 1 - FASE 2: 117,7 kWp (214 PANELES HIKU6 Mono PERC 550 Wp)

■ INSTALACIÓN 1 - FASE 1
 ■ INSTALACIÓN 1 - FASE 2



CUADRO PROTECCIONES (C.P.) DE CA DE LOS INVERSORES DE LA INSTALACIÓN 2 (2)

CAMPO SOLAR INSTALACIÓN 2: 13,2 kWp (24 PANELES A-550W GS ATERSA 550 Wp)



■ INSTALACIÓN 2 - FASE 1

Caldera eléctrica en apoyo a las calderas de Gas Natural

1. Cálculos y dimensionamiento

El objetivo de esta medida es compensar las pérdidas térmicas de la piscina, estimadas en 100 kW. No obstante, se va a dimensionar para cubrir las máximas demandas energéticas posible. Para ello, se ha obtenido de la distribuidora Nedgia los consumos horarios de todo el año 2023 y se ha obtenido el caudal máximo de GN en una hora en todo el año, siendo de 32 m³ en el mes de noviembre, el mes con mayor consumo de GN.

1.1. Dimensionado y consumos de la caldera eléctrica

La mayor demanda en una hora ha sido de 32 m³ de GN; esto es, cogiendo un PCS medio de 11,6923 kWh/m³, una demanda máxima de 374,15 kWh. Las pérdidas en la instalación (gases de escape, fugas, etc.) se estiman en un 25%, por lo que la demanda máxima real (D_{MR}) es de 280 kWh (ecuación 26).

$$D_{MR} = \text{Volumen}_{GN} \cdot \text{PCS} \cdot (1 - 0,25) = 32 \cdot 11,6923 \cdot (1 - 0,25) = 280,62 \text{ kWh}$$

Las calderas de GN que están instaladas actualmente tienen una potencia máxima de 550 kW, haciendo un total de 1100 kW de potencia instalados. Por lo que se puede observar, las calderas que están instaladas actualmente están altamente sobredimensionadas; por tanto, el dimensionamiento de las nuevas calderas eléctricas se realizará en base a la demanda máxima registrada.

Se va a hacer uso de una caldera eléctrica GPS256/6 de la compañía Thermic Electric Solutions o ETE. Esta caldera cuenta con una potencia máxima de 300 kW, lo que debería permitir cubrir con creces la demanda energética máxima de agua caliente. Además, la potencia de esta caldera es regulable, en escalones de 50 kW, lo que permite que la caldera consuma aproximadamente la energía justa necesaria para cubrir la demanda.

Respecto a las características de esta caldera respecto a las calderas de GN ya instaladas, hacemos la siguiente comparación:

- Presión de trabajo: La nueva caldera tiene una presión máxima de trabajo de 6 bar, superior a la presión máxima de la caldera de GN de 5 bar, por lo que podrá satisfacer la demanda.
- Temperatura de trabajo: Es de 90° C, con una temperatura máxima de seguridad de 110° C. Esta temperatura permite cumplir la normativa sanitaria contra la legionela, que establece que el ACS debe permanecer a una temperatura de 60° C.
- Grupos de trabajo: Esta caldera contiene 6 grupos de calefactores de 50 kW de potencia, lo que le permite ajustar su consumo a la demanda.
- Rendimiento: La caldera eléctrica tiene un rendimiento del 100 %, en comparación a una caldera de GN que, al tener distintos tipos de pérdidas (gases de escape, fugas, etc.), tiende a tener un rendimiento menor al 100 %.

Otra razón para haber escogido la caldera eléctrica de ETE es por su experiencia desarrollando calderas eléctricas, gracias a la cual garantizan un ahorro en el consumo, medido en kWh, de más del 50 %, medida que se usará más adelante para calcular el ahorro económico. En

consiguiente, con un consumo anual de 1,195 GWh con las calderas de GN, se estima un ahorro de casi 0,6 GWh/año.

No obstante, la caldera tiene el defecto de que no puede exactamente la potencia que demanda la instalación, sino que trabaja en tramos de 50 kW. Por ello, para calcular el consumo de energía eléctrica que tendrá la nueva caldera se han seguido los siguientes pasos. En un primer lugar se han obtenido los consumos, en kWh, horarios de todo un año y, a partir de aquí, se ha trabajado en dos hipótesis.

En el Caso 1 se ha cogido como consumo requerido la mitad del consumo actual, como asegura el fabricante de la nueva caldera que será; en el Caso 2 se han cogido los consumos actuales y, después de despreciar un 25% que se estima que son pérdidas, se han cogido como los consumos requeridos. En segundo lugar, para ambos casos, se ha aproximado los consumos horarios al siguiente escalón de potencia de la caldera eléctrica, es decir, si el consumo requerido es de 79 kWh se estima que la caldera funcionará con una potencia de 100 kW.

Solo en una ocasión del Caso 2, asumiendo un consumo igual al del año de estudio, se superan los 300 kW de potencia demandados y, en el Caso 1 en escasas ocasiones se superan los 250 kW de potencia demandados, por lo que se puede asumir que la caldera está bien dimensionada.

Los consumos de energía eléctrica son, para cada caso:

- Caso 1: 610.050 kWh/año
- Caso 2: 835.100 kWh/año

Para ambos casos la potencia máxima demandada, junto con la potencia máxima demanda actualmente de la instalación, no superaría la potencia máxima contratada (la potencia contratada en el periodo 6) de 500 kW.

1.2. Dimensionado de la instalación

La instalación de esta caldera se va a hacer, como se ha mencionado anteriormente, en paralelo y a una distancia de 2 metros de las calderas de GN existen ya en la instalación, dado que se dispone del espacio suficiente para hacerlo.

En este apartado se va a dimensionar los materiales necesarios (tuberías, cableado, etc.) para la instalación de la caldera.

En lo referente a la instalación de fontanería necesaria, se requieren:

- Para la entrada (agua fría) y la salida (agua caliente) tuberías de 3" y de una longitud total de 6 metros, junto con 2 codos de tubería para permitir el giro.
- Para la toma de vaciado y la válvula de seguridad: tuberías de 1" y una longitud total de 6 metro, junto con 6 codos de tubería.
- Toma de llenado: tubería de 1/2" de 3 metros de longitud y un único codo.

En lo referente a la instalación eléctrica, dada la alta potencia de la caldera se va a conectar directamente a la toma de corriente de la instalación, en concreto al embarrado de esta. Para ello se necesita una longitud de cable de 60 metros

La sección del cable ha de ser tal que cumpla las restricciones técnicas de servicio y de seguridad establecidas por el IDAE, asegurando que la corriente admisible por el cable sea un 125% de la

nominal y que la caída de tensión sea menor al 1,5% como se ha visto en el apartado de la instalación fotovoltaica.

Para realizar los cálculos necesarios se necesitará saber:

- Intensidad máxima nominal: 69 A
- Tensión de línea: 400 V
- Conductividad lineal del cable (σ): 50,59 m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)
- Potencia de la caldera: 300 kW.

Así pues, la sección del cable que cumple el criterio de servicio sigue la ecuación 17 mencionada anteriormente:

$$S = \frac{\text{Longitud} \cdot P_{\text{caldera}}}{\Delta V \cdot V_{\text{línea}}^2 \cdot \sigma}$$

Para una longitud de cable igual a 60 metros, se obtiene:

$$S = \frac{60 \cdot 300000}{1,5\% \cdot 400^2 \cdot 50,96} = 1,47 \text{ mm}^2$$

Se escogería la siguiente sección normalizada de 1,5 mm².

Criterio de seguridad

En este caso se ha de cumplir que:

$$I_{\text{acometida}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{conjunto}} = 1,25 \cdot 69 = 86,25 \text{ A} \rightarrow I_{\text{acometida}} \geq 86,25 \text{ A}$$

Donde $I_{\text{acometida}}$ es la intensidad que ha de soportar el cableado en cuestión.

Para unas condiciones de instalación C, escogemos un cable de 16 mm² de sección, aislamiento XLPE y una capacidad máxima de 94 A. Corregimos para las condiciones ambiente utilizando la ecuación 16 con una $K_T = 0,87$ y una $K_A = 1$, obteniendo:

$$I_{Z-CA} = 94 \cdot 0,87 \cdot 1 = 81,78 \text{ A} \leq I_{\text{conjunto}} = 86,25 \text{ A}$$

Dado que no se cumple los criterios de seguridad se acude a una sección mayor de 25 mm² de sección y una capacidad máxima de 119 A.

$$I_{Z-CA'} = 119 \cdot 0,87 \cdot 1 = 103,5 \text{ A} \geq I_{\text{conjunto}} = 86,25 \text{ A}$$

Al cumplirse los criterios de seguridad y de servicio, el cableado escogido tendrá una sección de 25 mm² para este tramo de la instalación.

Por otro lado, dado que la caldera se va a conectar a la toma de corriente de la instalación es necesario instalar unas protecciones para proteger la línea que conecta la caldera con la toma de corriente.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Para proteger la instalación frente a este tipo de incidencias eléctricas en AC es necesario implementar un interruptor magnetotérmico.

Según establece el REBT, la corriente nominal del IA (I_{IA}) se calcula como:

$$I_{\text{Diseño-AC}} \leq I_{IA} \leq I_Z \rightarrow 1,25 \cdot 69 \leq I_{IA} \leq 103,5$$

$$86,25 \text{ A} \leq I_{IA} \leq 103,5 \text{ A}$$

Por otro lado, gracias a la distribuidora eléctrica, se ha sabido que la corriente de cortocircuito en el punto de acometida es de 10,1 kA, por lo que el poder de corte (PdC) del IA ha de ser mayor o igual a ese valor.

Por tanto, gracias a lo calculado, se ha escogido un IA tipo C, con una I_N de 90 A y con un PdC de 15 kA.

Protección frente a contactos directos e indirectos y puesta a tierra

Al igual que en el tramo de DC, la sensibilidad del interruptor diferencial (ID) debe de ser de 300mA. Dado que en este tramo de la instalación se ha instalado un IA, la corriente nominal y el PdC del ID deben de ser mayores o iguales al del IA. En consiguiente, el ID tendrá un PdC de 15 kA y una intensidad nominal de 90 A con una sensibilidad de 300 mA.

Respecto a la toma de tierra, se hará uso de la pica vertical calculada en el tramo de DC, capaz de absorber las derivaciones a tierra que hubiese. El conductor neutro que recorrerá la instalación será de 16 mm² de sección y tendrá, en su tramo final, una sección de cobre desnuda de 1 metro, aumentando así la capacidad de la toma de tierra.

Cambio de grifos monomando por pulsadores

1. Cálculos

1.1. Ahorro Gas Natural

Para la realización de este estudio hemos obtenido los consumos de cada centro mediante el Sistema de Información del Punto de Suministro (SIPS) de la plataforma de agentes de Total Energys, donde se debe introducir el Código Unificado de Punto de Suministro (CUPS) referente al Gas Natural (GN) y de la cual se pueden obtener las lecturas mensuales con sus respectivas medias diarias. Con estos consumos hemos calculado el gasto medio diario cada dos meses del año 2023 e inicios de 2024. No obstante, para la realización de los cálculos se ha cogido el promedio de consumo desde enero de 2022 a febrero de 2024. Con el número de socios proporcionados hemos calculado el consumo medio diario por centro y por socio. Dado que existe una única caldera para el agua caliente de la piscina y el depósito de ACS, junto con el técnico de mantenimiento, estimamos que el gasto de gas correspondiente al ACS ronda el 30% del consumo, pero como ese dato resultaba en un gasto excesivamente elevado en comparación a otros centros con monomando (otros centros, que llamaremos Gimnasio 3 y Gimnasio 4, salía un consumo de entre 0,20 y 0,22 kWh/socio, aunque en dichos centros no disponen de piscina ni de las duchas que esta conlleva) he realizado el estudio suponiendo que el consumo de gas correspondiente al ACS representaba el 30, el 25 o el 20 % del consumo de GN, obteniendo la siguiente tabla:

Meses	Gimnasio 1 (Pulsador) diaria(kWh)/socios	Gimnasio 2 (Pulsador) diaria(kWh)/socios	Suma 30% (Monomando) diaria (kWh)/socios	Suma 25% (Monomando) diaria (kWh)/socios	Suma 20% (Monomando) diaria (kWh)/socios
Ene-feb	0,07084	0,03963	0,52670	0,43892	0,35113
Marz-Abr	0,05153	0,05966	0,26817	0,22347	0,17878
May-Jun	0,05154	0,05184	0,32347	0,26956	0,21565
Jul-Ago	0,05741	0,00489	0,09871	0,08226	0,06581
Sep-Oct	0,04059	0,08721	0,21188	0,17657	0,14125
Nov-Dic	0,04823	0,05023	0,41869	0,34891	0,27913
Ene-feb	0,06716	0,05687	0,40355	0,33629	0,26903
Promedio	0,05533	0,05005	0,32160	0,26800	0,21440
Promedio 01/2022-02/2024	0,05106	0,05144	0,30855	0,25713	0,20570

Tabla 17: Consumo medio diario por socio

Como se puede observar, existe una gran diferencia en el consumo entre los centros que tienen pulsador y los que no. No obstante, como los centros que se han cogido de ejemplo no disponen ni de piscina ni el pulsador de dichos centros constan con regulador de temperatura, elementos que podrían incrementar el consumo, se han estudiado tres distintas situaciones. El caso 1 es en el cual se consumiría lo mismo que en los centros con pulsador cogidos como ejemplo; en el caso 2 el consumo sería un 50% superior al de los centros ejemplo; y en el caso 3 el consumo sería el doble que en los centros ejemplo. De este modo hemos obtenido las siguientes tablas de ahorro de consumo:

Meses	Promedio Gimnasio 1 y Gimnasio 2 diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 30% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 25% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 20% diaria(kWh)/socios
Ene-feb	0,05523	0,47147	0,38368	0,29590
Marz-Abr	0,05559	0,21257	0,16788	0,12318
May-Jun	0,05169	0,27178	0,21787	0,16396
Jul-Ago	0,03115	0,06756	0,05111	0,03466
Sep-Oct	0,06390	0,14798	0,11267	0,07735
Nov-Dic	0,04923	0,36946	0,29968	0,22990
Ene-feb	0,06201	0,34153	0,27428	0,20702
Promedio	0,05269	0,26891	0,21531	0,16171
Promedio 01/2022-02/2024	0,05125	0,25731	0,20588	0,15446

Tabla 18: Ahorro en el consumo diario por socio, Caso 1

Meses	Promedio Gimnasio 1 y Gimnasio 2 diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 30% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 25% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 20% diaria(kWh)/socios
Ene-feb	0,08285	0,44385	0,35607	0,26828
Marz-Abr	0,08339	0,18478	0,14008	0,09539
May-Jun	0,07754	0,24593	0,19202	0,13811
Jul-Ago	0,04673	0,05198	0,03553	0,01908
Sep-Oct	0,09585	0,11603	0,08072	0,04540
Nov-Dic	0,07384	0,34485	0,27507	0,20528
Ene-feb	0,09302	0,31053	0,24327	0,17601
Promedio	0,07903	0,24256	0,18897	0,13537
Promedio 01/2022-02/2024	0,07687	0,23168	0,18026	0,12883

Tabla 19: Ahorro en el consumo diario por socio, Caso 2

Meses	Promedio Gimnasio 1 y Gimnasio 2 diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 30% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 25% diaria(kWh)/socios	Diferencia Suma 20% diaria(kWh)/socios
Ene-feb	0,11047	0,41623	0,32845	0,24067
Marz-Abr	0,11119	0,15698	0,11229	0,06759
May-Jun	0,10339	0,22009	0,16618	0,11226
Jul-Ago	0,06230	0,03641	0,01996	0,00350
Sep-Oct	0,12780	0,08408	0,04877	0,01345
Nov-Dic	0,09846	0,32023	0,25045	0,18067
Ene-feb	0,12403	0,27952	0,21226	0,14500
Promedio	0,10538	0,21622	0,16262	0,10902
Promedio 01/2022-02/2024	0,10249	0,20606	0,15463	0,10321

Tabla 20: Ahorro en el consumo diario por socio, Caso 3

Dividiendo la diferencia de consumo entre el consumo por socio sin la implementación de la mejora obtenemos un ahorro que varía entre un 83% y un 50% del consumo por socio. La diferencia de consumo por socio se ha multiplicado por el número de socios y el número de días hábiles de funcionamiento de la instalación, obteniendo un ahorro de entre 230 MWh/año y 92 MWh/año; esto es, cogiendo un precio medio de 67,60 €/MWh, unos ahorros anuales aproximados de entre 15.600€ y 6.260€.

	Ahorro Suma 30%	Ahorro Suma 25%	Ahorro Suma 20%
promedio (kWh/socio)	0,25731	0,20588	0,15446
Ahorro (%)	83,39%	80,07%	75,09%
Ahorro anual (MWh)	230,84	184,70	138,57
Ahorro anual (€/año)	15.604,16 €	12.485,51 €	9.366,85 €

Tabla 21: Tabla de ahorros de Gas Natural, Caso 1

	Ahorro Suma 30%	Ahorro Suma 25%	Ahorro Suma 20%
promedio (kWh/socio)	0,23168	0,18026	0,12883
Ahorro (%)	75,09%	70,10%	62,63%
Ahorro anual (MWh)	207,85	161,71	115,58
Ahorro anual (€/año)	14.050,27 €	10.931,61 €	7.812,95 €

Tabla 22: Tabla de ahorros de Gas Natural, Caso 2

	Ahorro Suma 30%	Ahorro Suma 25%	Ahorro Suma 20%
promedio (kWh/socio)	0,20606	0,15463	0,10321
Ahorro (%)	66,78%	60,14%	50,17%
Ahorro anual (MWh)	184,86	138,73	92,59
Ahorro anual (€/año)	12.496,37 €	9.377,72 €	6.259,06 €

Tabla 23: Tabla de ahorros de Gas Natural, Caso 3

1.2. Ahorro agua sanitaria

Por otro lado, gracias a esta medida se espera también un ahorro sustancial en el consumo de agua potable. Según un estudio del gobierno de Aragón, con un modelo de grifería de agua para ducha modelo Presto 65, que no tiene regulador de temperatura, se estima un ahorro de más del 50% en el consumo de agua. A pesar de que no se trate del mismo modelo, la duración del temporizador es la misma para ambos modelos, por lo que para la realización de este estudio estimaremos el ahorro en un 50%.

En la instalación se dispone de un sistema de submedida, también conocido como submetering, en el cual se registran los distintos usos del agua gracias a diversos contadores implementados estratégicamente en la instalación. Uno de estos contadores está instalado a la salida de los depósitos de ACS, por lo que gracias a este contador se ha sabido que en el año 2023 se ha consumido un total de 4405,55 litros de ACS.

Respecto al agua fría consumida, sabiendo la temperatura de entrada del agua caliente (60° C), la temperatura de entrada del agua fría (Según el IDAE la temperatura media de suministro a lo largo del año es de 15°C) y sabiendo que la temperatura de confort oscila entre los 37 y los 40°C (para este estudio cogeremos una temperatura media de 38,5°C), podemos realizar un balance de masas para obtener el volumen de agua fría requerido para alcanzar la temperatura de confort por cada litro de agua caliente utilizado. Obtenemos la siguiente ecuación (ecuación 27):

$$m_1 \cdot C_p \cdot T_1 + m_2 \cdot C_p \cdot T_2 = (m_1 + m_2) \cdot C_p \cdot T_3$$

Donde:

- C_p : Calor específico del agua con valor 4,18 kJ/(kg·K)
- $m_1 \cdot T_1$: Valores de masa y temperatura del agua caliente

- $m_2 \cdot T_2$: Valores de masa y temperatura del agua fría
- T_3 : valor de la temperatura de confort del agua.

Sabiendo que la densidad del agua es de 1.000 kg/m^3 y que 1.000 litros (l) equivalen a 1 m^3 , podemos obtener que 1 l equivale a 1 kg . Por tanto, de la anterior ecuación obtenemos que por cada litro de agua caliente se requiere $0,9149$ litros de agua fría. En consiguiente, sabiendo el consumo anual de ACS podemos obtener el consumo anual de agua fría, que es de $4030,61 \text{ l/año}$.

Con el volumen de agua ahorrado se puede calcular el ahorro en euros que se generaría. La factura del agua tiene tres conceptos dependientes del consumo que son: el coste del agua, el coste de alcantarillado y el canon de saneamiento. Los dos primeros términos tienen una franja de precios según el consumo; dado que a pesar de implementar la mejora siempre nos encontraremos en el rango más alto, trabajaremos con el precio unitario de este. La cuota de consumo de agua es de $1,8595 \text{ €/m}^3$, la cuota de alcantarillado es de $0,1717 \text{ €/m}^3$ y la cuota de saneamiento es de $0,57 \text{ €/m}^3$; esto hace que el consumo por metro cubico consumido sea de $2,6012 \text{ €/m}^3$.

Por tanto, el ahorro económico derivado del ahorro de agua sería de (ecuación 28):

$$\begin{aligned} \text{Ahorro economico} &= \%_{\text{ahorro}} \cdot (m_{\text{ACS}}^3 + m_{\text{agua fría}}^3) \cdot \text{precio del m}^3 \text{ de agua} = \\ &= 0,5 \cdot (4405,55 + 4030,61) \cdot 2,6012 \\ \text{Ahorro económico} &= 10.972,08\text{€} \end{aligned}$$

2. Datos utilizados

Para la realización de este estudio hemos usado los siguientes datos:

Consumos del Gimnasio 3 y Gimnasio 4:

Meses	Gimnasio 3 (Monomando) diaria(kWh)/socios	Gimnasio 4 (Monomando) diaria(kWh)/socios
Ene-feb	0,16685	0,31802
Marz-Abr	0,26460	0,26496
May-Jun	0,22880	0,19660
Jul-Ago	0,08711	0,14481
Sep-Oct	0,16792	0,22372
Nov-Dic	0,19108	0,22472
Ene-feb	0,21008	0,30373
Promedio	0,18806	0,23951
Promedio 01/2022- 02/2024	0,20113	0,21725

Tabla 24: Consumo medio diario por socio Gimnasio 3 y Gimnasio 4

- Número de socios:
 - Gimnasio 1: 1.900 socios.
 - Gimnasio 2: 2.450 socios.
 - Gimnasio 3: 680 socios.



- Gimnasio 4: 2.500 socios
- Suma Alfajar: 3.200 socios

- Días hábiles para el cálculo de ahorros:

El centro tiene un horario de lunes a viernes de 7:00 a 22:00, los sábados su horario es de 8:00 a 14:00 y de 17:00 a 20:00 y los domingos de 8:00 a 14:00. Así pues, los sábados equivalen a un 73,33 % de un día hábil corriente y los domingos a un 40 %.

Por otro lado, la actividad desciende los fines de semana y, dado que es un parámetro que afecta al consumo, debemos de tenerlo en cuenta. Se ha podido obtener de la empresa el número de registros de entrada a las instalaciones, siendo el número de usuarios los sábados un 47,5 % del total q suele acudir a las instalaciones entre semana y un 30 % los domingos.

Así pues, con los datos obtenidos, se ha estimado que el número de días hábiles con el cual se ha estimado el ahorro ha sido de **280,35 días**.

Renovación y mejora en equipos deshumectadores

1. Estudio del consumo

Como se ha explicado al inicio de este trabajo, este estudio de consumo se basará en saber cuánto tiempo requieren los equipos deshumectadores en alcanzar los valores óptimos de humedad relativa de la zona climatizada, entre el 60-70% de humedad relativa, partiendo de una humedad relativa del 100%.

Los equipos deshumectadores que están instalados actualmente trabajan las 24 horas del día un único aparato al mismo tiempo, con lo que se consigue llegar a la humedad relativa optima; por lo que los equipos están correctamente dimensionados.

En un primer lugar, una vez cerrada la instalación, se apagaron los equipos deshumectadores. Una vez apagados se pudo observar que en apenas dos horas se alcanzó la humedad relativa del 100%. Seguidamente se volvió a conectar los equipos, en este caso se conectaron los dos equipos para que trabajasen al unísono en vez de un único equipo como suele ser en condiciones normales de funcionamiento. Con los dos equipos trabajan al unísono se consiguió llegar a la humedad relativa optima en poco más de dos horas.

Con este experimento se pudo comprobar que si se apaga el equipo deshumectador a las 22:00 horas, hora de cierre de la instalación, y se conectan de forma temporal los dos equipos deshumectadores a las 5:00 horas, dos horas antes de la hora de apertura de la instalación, se podría apagar los equipos durante la noche y ahorrar en el consumo de energía eléctrica.

Para calcular el ahorro energético generado con este cambio de consumo hay que tener en cuenta toda la energía que se deja de consumir durante las horas de apagado y restarle el incremento del consumo por conectar el equipo deshumectador extra que se ha debido conectar durante un periodo de tiempo de dos horas y que en funcionamiento normal de la instalación no se encuentra conectado. No se tiene en cuenta el consumo del equipo principal, dado que se considera que trabaja en condiciones nominales, ni el incremento en el consumo por el encendido de los equipos, ya que resulta despreciable.

Así pues, dado que la potencia del equipo es de 30 kW, el ahorro de energía durante las horas de apagado será de 210 kWh por noche, lo que resulta en 76.650 kWh/año, y la energía extra consumida durante el periodo de tiempo de dos horas es de 60 kW por noche, lo que resulta en 21.900 kWh/año.

En consiguiente, el ahorro energético debido al cambio de hábitos de consumo de los equipos deshumectadores resulta en 54.750 kWh/año

2. Dimensionamiento de las nuevas máquinas

Como se ha podido comprobar en el apartado anterior, los equipos deshumectadores que están instalados actualmente suelen operar al 100 % de capacidad, por lo que se puede asumir que están correctamente dimensionados. Es por ello por lo que, como se ha mencionado en el apartado de "Tecnologías a implementar", se va a instalar unos equipos con características

similares a los equipos instalados actualmente; estos nuevos equipos tienen una potencia nominal de consumo de W , frente a la potencia nominal de consumo (P_N) de 30 kW de los equipos instalados actualmente.

Sin tener en cuenta el cambio en los hábitos de consumo sugeridos en el apartado anterior, el consumo de los nuevos equipos, suponiendo que solo funcione una a la vez como pasa con los equipos instalados actualmente, sería de 256.668 kWh/año. Se puede comprobar con la siguiente ecuación (ecuación 28):

$$\text{Consumo} = P_N \cdot n^{\circ} \text{ horas de funcionamiento} \cdot n^{\circ} \text{ días de funcionamiento}$$

$$\text{Consumo} = 29,3 \cdot 24 \cdot 365 = 256.668 \text{ kWh/año}$$

Frente al consumo de los equipos instalados actualmente de 262.800 kWh/año

$$\text{Consumo} = 30 \cdot 24 \cdot 365 = 262.800 \text{ kWh/año}$$

Esto resulta en un ahorro de 6.132 kWh/año.

Hay que tener en cuenta que el ahorro energético real será mayor; debido a que si los equipos actuales compensan la cantidad necesaria de calor latente (componente entálpica del aire referente a la humedad), los nuevos equipos que disponen de potencias caloríficas y frigoríficas superiores, además de una carga de aire máxima superior, consumirán necesariamente menos que los equipos actuales. No obstante, esta diferencia sería mínima y con ello despreciable.

3. Cálculo de ahorros

Por un lado, se tiene el ahorro debido al hábito de consumo de las deshumectadoras, con el cual se consigue un ahorro energético de 54.750 kWh/año; este ahorro traducido a un ahorro económico, a un precio de la electricidad de 59€/MWh, sería de 3.230,25€/año.

Por otro lado, se tiene la medida del cambio de las deshumectadoras. Dado que se va a realizar un cambio de un equipo por otro hay que asegurarse de que las características eléctricas de ambos equipos coinciden para poder reutilizar las protecciones ya existentes. En un primer lugar la potencia de consumo de los nuevos equipos es inferior a la potencia de los equipos ya instalados, 29,3 kW frente a 30 kW; por otro lado, la intensidad máxima de alimentación y la tensión admisible son la misma para ambos equipos, 54,6 A y 400 V a una frecuencia de 50 Hz. Al tener prácticamente las mismas características eléctricas se podrán reutilizar las protecciones eléctricas haciendo que el único coste de la instalación sean los propios equipos.

El ahorro económico de esta actuación sería, con unos ahorros energéticos de 6.132 kWh/año, de 361,79 €/año.



ANÁLISIS ECÓNOMICO

A continuación, se van a desarrollar los distintos presupuestos y cálculos de ahorros para cada una de las medidas que se pretende implementar, así como el tiempo de retorno o Pay-Back.

1. Cambio de grifos monomando

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación cuenta con 80 duchas con grifo monomando. La aplicación de esta medida debe de ser total, pues una instalación parcial podría implicar que varios usuarios acudieran a los vestuarios en los que se encontrasen las duchas con grifos monomando en vez de ir a las duchas con grifos pulsador, reduciendo así el ahorro estimado.

1.1. Presupuesto

Para esta instalación se requieren de 80 pulsadores con regulador de temperatura para duchas detallados anteriormente. El coste individual de cada uno de estos pulsadores a fecha de hoy es de 183 €; sumados al coste individual de instalación, que se llevará a cabo por el propio equipo técnico de la instalación, el coste estimado por unidad es de 200 €

Así pues, el coste de implementación de esta mejora es de 16.000 €.

1.2. Viabilidad económica

Como se ha detallado anteriormente, el ahorro de esta medida viene definida por dos partes: el ahorro en agua (aproximadamente 11.000 €/año) y el ahorro en GN, que varía en función de distintos la demanda estimada de GN que se destina al ACS (entre un 30 % y un 20 % del consumo total) y del consumo de GN que se espera tener una vez implementada la medida. Así pues, el ahorro total para cada uno de los casos sería:

Caso 1: Se estima un consumo de GN igual al de los gimnasios cogidos de ejemplo.

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (€/año)	26.576,24 €	23.457,58 €	20.338,92 €

Tabla 25: Ahorros económicos totales, Caso 1 de pulsadores

Caso 2: Se estima un consumo de GN un 50 % mayor al de los gimnasios cogidos de ejemplo.

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (€/año)	25.022,34 €	21.903,69 €	18.785,03 €

Tabla 26: Ahorros económicos totales, Caso 2 de pulsadores

Caso 3: Se estima un consumo de GN un 100 % mayor al de los gimnasios cogidos de ejemplo.

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (€/año)	23.468,45 €	20.349,79 €	17.231,13 €

Tabla 27: Ahorros económicos totales, Caso 3 de pulsadores

Así pues, para cada uno de los casos y cada una de las situaciones se obtiene el siguiente Pay-Back:

Tiempo de retorno (Pay-Back) (años)			
	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Caso 1	0,60	0,68	0,79
Caso 2	0,64	0,73	0,85
Caso 3	0,68	0,79	0,93

Tabla 28: Tiempo de retorno para cada caso y situación. Medida: pulsadores

En el mejor de los casos, el Pay-Back es de 0,6 años y en el peor de los casos es de 0,93 años. Ambas situaciones están por debajo de un año, por lo que se puede considerar una medida viable. Para la comparativa de resultados se utilizará el Pay-Back del peor de los casos, 0,93 años.

2. Instalación caldera eléctrica

Para la instalación de la caldera eléctrica se ha de tener en cuenta los costes de los materiales necesarios para la instalación de la caldera (tuberías, cableado, etc.) además del coste de la propia caldera y de la mano de obra necesaria para la instalación.

2.1. Presupuesto

El coste más importante de esta medida es el coste de la propia caldera, valorada en 58.721 €. Por otro lado, hay que tener en cuenta el coste de los sistemas de fontanería y cableado asociados, junto con el coste de mano de obra. Mediante el programa presto se ha obtenido unos costes asociados a la instalación de fontanería de 530 € y, respecto a la instalación eléctrica, los costes del cableado y de las protecciones necesarias, junto con la mano de obra requerida, ascienden a un total de 350 y 1.070 € respectivamente. En total, el coste de la instalación asciende a 60.141 €.

2.2. Obtención de CAEs

Se va a estudiar la obtención de los Certificados de Ahorro Energético (CAE). Este tipo de actuación entraría dentro de las actuaciones singulares, por lo que será rentable si el ahorro energético es superior a 100 MWh/año. Para realizar este estudio se ha de obtener el ahorro energético generado con esta medida. Se espera reducir un 95% el consumo anual de GN, esto es 1.135.464,12 kWh/año, por lo que el ahorro medido en kWh será, para cada uno de los casos, el siguiente:

- Caso 1: $1.135.464,12 - 610.050 = 525.414$ kWh/año
- Caso 2: $1.135.464,12 - 835.100 = 300.364$ kWh/año

Con un precio del CAE de 85 €/MWh, supondrán unos ingresos de:

- Caso 1: $525,414 \cdot 85 = 44.660,20 \text{ €}$
- Caso 2: $300,364 \cdot 85 = 25.530,95 \text{ €}$

No obstante, el sujeto delegado ha de poder certificar dicho ahorro. Para ello cogerá los consumos históricos de GN y elaborará un promedio. A continuación, gracias a que las calderas son las únicas tecnologías de la instalación que demandan GN, medirá los consumos registrados por la distribuidora Nedgia para corroborar los cálculos. Por otro lado, para poder corroborar el consumo de la nueva caldera eléctrica será necesario instalar un sistema de submetering, basado en un contador eléctrico propio de la caldera, en el cual se registren y almacenen los datos de consumo. El coste de un contador de este tipo no suele superar los 800 €, incluyendo la instalación.

Una vez el sujeto delegado tenga todos los datos podrá corroborar los ahorros y emitir los CAE.

Los ahorros finales percibidos por la empresa serán:

- Caso 1: 43.860,20 €
- Caso 2: 24.730,95 €

2.3. Viabilidad económica

Para el cálculo de los ahorros de la caldera eléctrica habrá que calcular el coste total de la cantidad de GN natural que se va a ahorrar, un 95% del consumo anual, y restarle el coste que tendrá en materia de energía eléctrica. No obstante, aunque no se tenga en cuenta para la realización de la amortización, el objetivo final de este proyecto es que la caldera eléctrica se nutra con la energía generada por la instalación fotovoltaica.

En consiguiente, el ahorro generado por la no utilización del GN se puede calcular con la siguiente ecuación (ecuación 29):

$$\text{Ahorro}_{\text{GN}} = 0,95 \cdot \text{Consumo anual GN} \cdot \text{Coste medio GN}$$

$$\text{Ahorro}_{\text{GN}} = 0,95 \cdot 1.195.225,39 \cdot 0,067598 = 76.755,10 \text{ €/año}$$

Por otro lado, el coste en energía eléctrica (EE) extra se puede calcular con la siguiente ecuación (ecuación 30):

$$\text{Coste}_{\text{EE}} = (\text{Consumo} \cdot \text{precio})_{\text{EE}}$$

$$\text{Coste}_{\text{EE-Caso 1}} = 610.050 \cdot 0,059 = 35.992,95 \text{ €/año}$$

$$\text{Coste}_{\text{EE-Caso 2}} = 835.100 \cdot 0,059 = 49.270,90 \text{ €/año}$$

En consiguiente, para cada uno de los casos, obtenemos el siguiente ahorro:

- Caso 1: 40.762,15 €/año
- Caso 2: 27.484,20 €/año

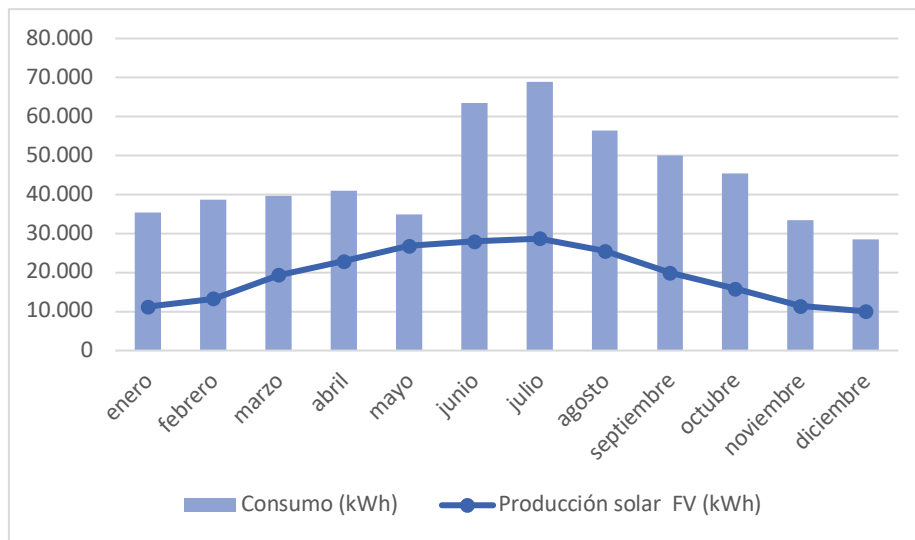
Obteniendo el consecuente tiempo de retorno o Pay-Back:

- Caso 1: 1,48 años
- Caso 2: 2,19 años

3. Instalación fotovoltaica

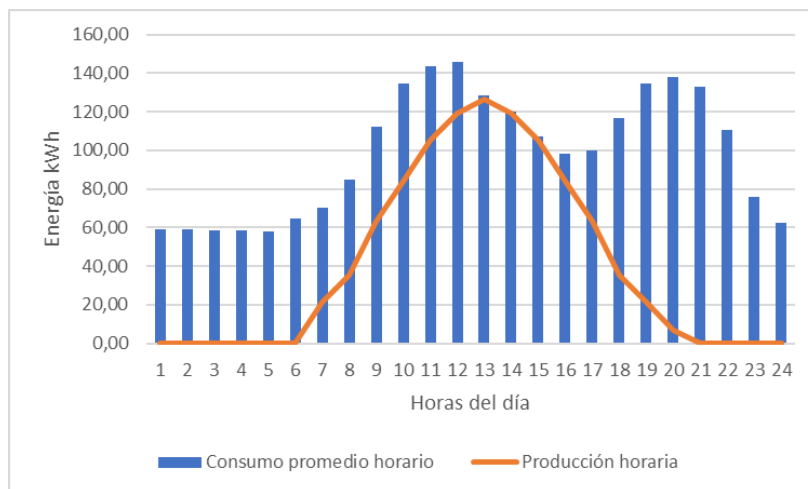
Para el análisis económico de la instalación fotovoltaica (FV) se tendrán en cuenta todos los gastos de los componentes necesarios, que se especifican en los siguientes apartados, y se calculará el ahorro con el coste que habría tenido la energía eléctrica generada si se hubiera consumido de red.

En primer lugar, hay que confirmar que toda la energía generada que se genere se va a consumir, dado que no se va a realizar un volcado a red ni se va a disponer de baterías. Por ello, haciendo uso del consumo en horario solar que se detalla al inicio de este trabajo, se compara la producción solar esperada por cada mes con el consumo histórico del cual se dispone:



Gráfica 4: Consumo vs Producción FV

Como se puede observar, a priori, toda la energía eléctrica producida va a ser consumida. No obstante, es necesario comprobar también que la curva de carga del suministro se ajusta a la curva de producción de la instalación fotovoltaica. Pese que se va a analizar todos los meses, se muestra como ejemplo el mes donde la producción y el consumo está más ajustado, el mes de mayo.



Gráfica 5: Consumo horario promedio vs Producción FV horaria. Mes de mayo

Como se puede observar, toda la energía producida por la instalación fotovoltaica es asumida por el consumo de la instalación; por lo que para el cálculo del Pay-Back se utilizará toda la energía eléctrica que pueda producir la instalación fotovoltaica.

3.1. Presupuesto

La elaboración del presupuesto se ha realizado mediante el programa Presto, con el cual se ha podido obtener el coste previsto de cada elemento de la instalación, que incluye la mano de obra y los materiales auxiliares requeridos para su instalación, obteniendo el siguiente presupuesto:

Elemento	Precio unidad (€/unidad)	Unidades	Coste
Sistema generador	153,21	284	43.511,64 €
Cableado paneles a inversor	1,14	1863	2.123,82 €
Cableado AC	5,91	32	186,17 €
Estructura soporte paneles	7,78	568	4.419,04 €
Bandeja metálica 35x300	18,8	40	752,00 €
Canal aluminio 70x40	7,81	9,45	73,80 €
Armario de protección	2834,23	1	2.834,23 €
Inversor	1967,1	7	13.769,70 €
Sistemas de protección DC	2395,63	1	2.395,63 €
Sistemas de protección AC	2018,23	1	2.018,23 €
Sistema de regulación	1529,27	1	1.529,27 €
Puesta a tierra			
Arqueta 38x50x25	170,88	1	170,88 €
Piqueta PT Ø14mm lg=1.5 m	15,35	1	15,35 €
Aprietacables p/cable tierra	4,57	1	4,57 €
Conductor puesta tierra AC	9,71	10	97,10 €
Soldadura aluminotérmica	13,86	1	13,86 €
Lin ppal tierra aisl 16mm ² Ø35mm	7,92	40	316,80 €
Conductor puesta tierra DC	3,33	38,85	129,37 €
Canalización			
Demolición pav asf bulldocer	6,3	5,81	36,60 €
Transp tierra 10km s/carga	1,97	5,81	11,45 €
Rell znj tie pro band	8,04	3,63	29,19 €
Rell znj arena pisón	19,96	2,18	43,51 €
Banda de señalización	0,25	6	1,50 €
Conexiones a realizar en el cuadro de BT en el CT	75	1	75,00 €
HA 25 znj-zap-rios plástica 40	104,65	1,39	145,46 €
Total			74.704,17 €
Coste/Wp instalado			0,48 €

Tabla 29: Presupuesto instalación fotovoltaica

3.2. Viabilidad económica

Con esta instalación fotovoltaica se espera una generación de 258.003,36 kWh/año, a un precio de 59 €/MWh hasta 2027, La instalación fotovoltaica generará un ahorro de 15.22,20 €/año. En consecuencia, el Pay-Back de esta instalación será de 4,91 años, es decir, prácticamente 5 años hasta que la instalación se amortice.

4. Instalación deshumectadores

En este apartado se van a estudiar como medidas independientes el impacto económico de cada una de las medidas calculadas en apartados anteriores, que son el cambio en los hábitos de consumo de los equipos y en cambio de dichos equipos por otros de mayor eficiencia.

4.1. Presupuesto

El cambio de hábitos de consumo de los equipos no tiene ningún coste, ya que los propios equipos deshumectadores cuentan con una opción de programación de encendido; es por ello por lo que no se necesita la implementación de ningún equipo externo y por lo que esta medida no tiene ningún coste asociado más allá del coste de los técnicos de la instalación que tuvieron que trabajar fuera de su horario laboral para estar presente en la realización del estudio realizado en este trabajo, cuyo coste se considera despreciable.

Por otro lado, la medida de cambio de los equipos sí que tiene costes propios asociados. El coste de los equipos, donde se incluye la mano de obra necesaria para su instalación, es de 17.500 €. Dado que son dos equipos los que están instalados actualmente, el coste de reemplazar ambos equipos sería de 35.000 €.

4.2. Viabilidad económica

Por un lado se tiene el cambio en los hábitos de consumo de los equipos, que al no tener un coste asociado su Pay-Back es de 0 años, por lo que resulta económicamente viable.

Por otro lado se tiene el cambio de los equipos, con un coste asociado de 35.000 €, unos ahorros anuales de 361,79 € y un Pay-Back de 96 años si se tiene únicamente en cuenta los ahorros generados por el ahorro energético.

Si bien esta última medida puede no ser económicamente viable, hay que tener en cuenta para su valoración los costes de reparación de los equipos, que se van incrementando según se incrementan las averías. Es por ello por lo que se recomienda cambiar los equipos únicamente en el futuro caso en el que el coste de reparar la próxima avería sea económicamente relevante. Además, como siempre se tiene un equipo a la espera de funcionar en caso de avería del equipo principal, se puede esperar a que se averíe dicho equipo sin que afecte al normal funcionamiento de la instalación, pues se tendrá ya un equipo en funcionamiento.

Únicamente se vería afectada la medida de cambio en los hábitos de consumo de los equipos, pues al necesitarse ambos durante un breve periodo de tiempo no se dispondrá del equipo de apoyo.



ANÁLISIS AMBIENTAL

1. Introducción

En esta parte del trabajo se va a analizar la huella de carbono de la instalación y las reducciones que tendría si se aplicaran cada una de las medidas.

Realizar y presentar la huella de carbono frente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) es una acción no solamente ecologista, sino también una acción que puede ser económicamente rentable. Presentar la huella de carbono frente al MITECO otorga la potestad de poder utilizar el sello acreditativo de que la empresa calcula su huella de carbono; además, si se presenta un plan con medidas de reducción de carbono, como las medidas presentadas en este trabajo, se puede hacer uso del sello acreditativo de cálculo más reducción.

La acción de presentar la huella de carbono frente al MITECO puede ser económicamente rentable porque le puede dar una ventaja competitiva frente a la competencia. Hay que entender que en la sociedad actual existe una gran concienciación sobre el impacto que una empresa tiene en el cambio climático, por lo que un gimnasio que calcula su huella de carbono y tiene un plan de reducción presenta una ventaja competitiva frente a otros gimnasios que ni siquiera calcula su huella de carbono.



Ilustración 4: sellos acreditativos para los distintos registros en el MITECO. Fuente: MITECO

Por otro lado, a partir de 2025 el cálculo de la huella será obligatorio para todas las empresas de la Comunidad Valenciana, por lo que calcularla ahora proporcionará la experiencia necesaria para poder hacerlo cuando sea obligatorio.

2. Cálculo de la huella de carbono

El MITECO proporciona una calculadora en formato Excel con la cual se puede calcular la huella de carbono. En este Excel se proporcionan todos los índices de conversión necesarios para calcular la huella de carbono.

Para obtener el sello de “reduzco” se ha de calcular la huella de carbono de los tres años anteriores a la implementación de las mejoras que hagan reducir la huella de carbono. De este modo, si las medidas de mejora se implementan en el año 2024, habrá que haber calculado la huella de carbono para los años 2021, 2022 y 2023. Una vez ya en 2025, que es cuando el MITECO publicará los índices de emisiones de 2024, se podrá calcular y presentar la huella de carbono del año 2024 frente al MITECO. El sello de reduzco será otorgado si la media del ratio de emisiones de CO₂ de los tres años anteriores a la implementación de las medidas de mejora es mayor a la media del ratio de emisiones de CO₂ del año en el cual se han implementado las medidas de mejora junto con los dos años anteriores (2024, 2023 y 2022).

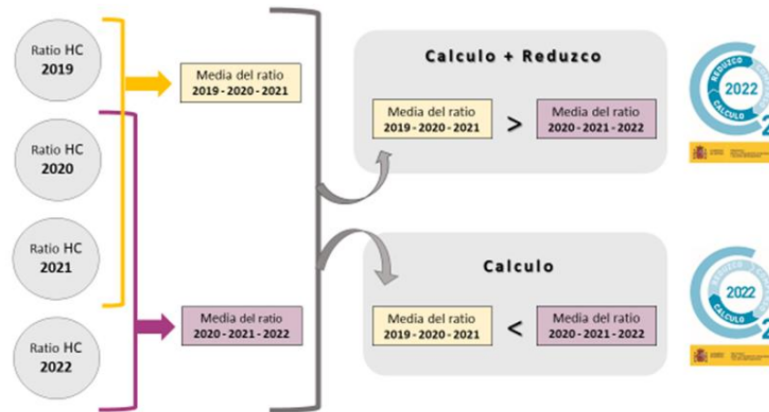


Ilustración 5: Formula para la obtención del sello reduzco. Fuente: MITECO

Para el cálculo de la huella de carbono se requiere de todos los consumos energéticos de la empresa solicitante. En el caso de Suma Alfajar serían únicamente los consumos anuales de energía eléctrica y de GN, ya que la empresa no dispone de vehículos de empresa y en los últimos años no se ha hecho ninguna recarga de gas en los equipos de climatización. Gracias a las facturas facilitadas por la empresa se ha podido obtener los consumos, medidos en kWh, de energía eléctrica y de GN de los años necesarios para obtener el sello, siendo los siguientes:

- 2021:
 - Energía eléctrica: 786.706 kWh
 - Índice de conversión: 0,232 kg CO₂/kWh
 - Gas Natural: 907.909.68 kWh
 - Índice de conversión: 0,182 kg CO₂/kWh
 - Emisiones de CO₂: 348,16 T CO₂ equivalentes
- 2022:
 - Energía eléctrica: 971.563 kWh
 - Índice de conversión: 0,270 kg CO₂/kWh
 - Gas Natural: 1.280.441 kWh
 - Índice de conversión: 0,182 kg CO₂/kWh
 - Emisiones de CO₂: 495,93 T CO₂ equivalentes
- 2023:
 - Energía eléctrica: 941.758 kWh
 - Índice de conversión: 0,241 kg CO₂/kWh
 - Gas Natural: 1.283.075 kWh
 - Índice de conversión: 0,182 kg CO₂/kWh
 - Emisiones de CO₂: 461,05 T CO₂ equivalentes

Como se puede observar, el índice de conversión de las emisiones por consumo de GN es constante a lo largo de los años; en cambio, el índice de conversión de las emisiones por consumo de energía eléctrica varía a lo largo de los años. Esta variación depende de la cantidad de energía renovable con la que comercie la comercializadora, a mayor cantidad menor será en índice de conversión. Para el cálculo de la reducción en la huella de carbono de cada una de las medidas se ha optado por un índice medio entre los tres expuestos anteriormente, de 0,248 kg CO₂/kWh de energía eléctrica consumida.

Por otro lado, el ratio de emisiones con el que se comparará para obtener el sello de “Reduzco” es de 435,05 T CO₂ equivalentes.

3. Reducción en la huella de carbono de cada actuación

A continuación, se va a calcular las emisiones de CO₂ evitada por cada una de las medidas, utilizando los índices de conversión de emisiones por consumo de 0,182 kg CO₂/kWh provenientes del GN y de 0,248 kg CO₂/kWh provenientes de la energía eléctrica.

3.1. Cambio de grifos monomando

Gracias a esta medida se espera un ahorro, para cada uno de los casos, de:

- Caso 1:

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (T CO ₂ e/año)	42,01	33,62	25,22

Tabla 30: Ahorro Toneladas de CO₂ equivalentes al año, Caso 1

- Caso 2:

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (T CO ₂ e/año)	37,83	29,43	21,04

Tabla 31: Ahorro Toneladas de CO₂ equivalentes al año, Caso 2

- Caso 3:

	Consumo GN 30%	Consumo GN 25%	Consumo GN 20%
Ahorro anual total (T CO ₂ e/año)	33,65	25,25	16,85

Tabla 32: Ahorro Toneladas de CO₂ equivalentes al año, Caso 3

3.2. Instalación caldera eléctrica

El análisis del impacto de esta medida en la huella de carbono hay que dividirlo en dos partes. En un primer lugar hay que calcular las emisiones de CO₂ evitadas al dejar de consumir GN; en segundo lugar, hay que calcular el incremento en las emisiones de CO₂ emitidas al consumir energía eléctrica de la red eléctrica. La medida de energía eléctrica consumida se realizará mediante el sistema de submetering instalado para la obtención de CAEs. Los cálculos son:

- Emisiones de CO₂ provenientes del GN evitadas. Con esta medida se espera un ahorro en el consumo de GN de 1.195.225,39 kWh/año para el caso 1 y de 1.135.464,12 kWh/año para el caso 2; esto resulta en 217,53 y 206,65 T CO₂ equivalentes al año respectivamente.
- Emisiones de CO₂ provenientes de energía eléctrica incrementadas. Con esta medida se espera un incremento en el consumo de energía eléctrica de 610.050 kWh para el caso 1 y de 835.100 kWh para el caso 2; esto resulta en un incremento de 151,29 y 207,10 T CO₂ equivalentes al año respectivamente.
- Las emisiones resultantes para cada caso serán:
 - Caso 1: 66,24 T CO₂ equivalentes evitadas al año.

- Caso 2: 0,45 T CO₂ equivalentes incrementadas al año.

Como se puede observar, en el Caso 2 no se reduciría la huella de carbono. No obstante, hay que tener en cuenta que las comercializadoras están apostando cada vez más por las energías renovables, lo que hará que el índice de conversión de emisiones por kWh consumido de energía eléctrica otorgado por el MITECO se reduzca, aumentando así el ahorro de T CO₂ e emitidos. Además, existe la posibilidad de contratar Garantías de Origen (GdO) de energía renovable, lo que haría que índice de conversión en cuestión fuera 0 y que el ahorro en emisiones de CO₂ provenientes del decaimiento del consumo del GN fuera total.

3.3. Instalación fotovoltaica

Para calcular las emisiones de CO₂ evitadas gracias a la instalación fotovoltaica (FV) se ha cogido la energía eléctrica generada en un año natural por la instalación FV y calcular, gracias al índice medio obtenido del MITECO de 0,248 kg CO₂/kWh, las emisiones de CO₂ que habría generado esa energía si se hubieran consumido de la red eléctrica. En consiguiente, con una generación de 258.003,36 kWh/año, las emisiones de CO₂ equivalentes evitadas son de 63,98 T CO₂ equivalentes al año.

3.4. Instalación deshumectadores

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas hay que tener dos factores en cuenta. Las emisiones de CO₂ evitadas gracias a la instalación de nuevos equipos más eficiente y las emisiones de CO₂ evitadas gracias a los cambios en el consumo de las deshumectadoras. No obstante, también hay que tener en cuenta que el cambio de los equipos, y el consecuente cambio de los 3 kg de refrigerante R-407C que puede albergar cada equipo, tendrá un incremento en las emisiones de CO₂ con su consecuente impacto en la huella de carbono.

Con la medida de cambios en los hábitos de consumo de los equipos se conseguiría ahorrar una cantidad de energía eléctrica de 54.750 kWh/año, lo que equivale a 13,2 T CO₂ equivalentes al año.

Con el cambio de los equipos, con los que se obtiene un ahorro energético de 6.132 kWh/año, se emitirían 1,5 T CO₂ equivalentes menos al año; pero en el año de instalación de ambos equipos se incrementarían las emisiones en 5,7 T CO₂ equivalentes por equipo

4. Obtención sello “Reduzco”

Para la obtención del sello “Reduzco” se ha de comparar el ratio del año en el que se está realizando la actuación, junto con los dos años anteriores, con el ratio de los tres años anteriores a la realización de la actuación. Para la realización de este estudio se contemplará como año de actuación el 2025, dado que a fecha de julio de 2024 solo se ha procedido con la actuación de la primera fase de la fotovoltaica y no se espera realizar la segunda fase hasta septiembre de 2024. Gracias a esto podemos excluir del ratio, con el cual se debe comparar, el año 2021. Es necesario excluir este año del estudio porque, debido a las restricciones impuestas por en la pandemia del coronavirus SARS-CoV-2, la actividad del centro se vio mermada enormemente, reduciendo el consumo y, con ello, las emisiones de CO₂. Si bien es cierto que se realiza la media de los ratios teniendo en cuenta el índice de actividad, en este caso el número de socios, sigue siendo

interesante excluir este año del estudio porque el número de socios no disminuyó en gran medida; lo que pasó fue que se hizo más uso de las instalaciones exteriores, que no generan consumo, y el número de visitas por socio se redujo.

Dado que el consumo, y con ello las emisiones, y el número de socios, que es el índice de actividad que establece la empresa, es prácticamente igual los años 2022 y 2023, años de operación normales, se puede asumir que será igual tanto para 2024 como para 2025; teniendo en cuenta la reducción en las emisiones que producirán las fases 1 y 2 de la instalación fotovoltaica. Así pues, las emisiones de los años de estudio serán:

- 2022: 495,93 T CO₂ equivalentes
- 2023: 461,05 T CO₂ equivalentes
- 2024: 442,17 T CO₂ equivalentes
- 2025: 331,45 T CO₂ equivalentes

Y los ratios serán:

- Ratio 1 (2022-2023-2024): 466,38 T CO₂ equivalentes
- Ratio 2 (2023-2024-2025): 411,56 T CO₂ equivalentes

Al ser el Ratio 2 inferior al Ratio 1, la empresa podrá optar al sello “Reduzco” que muestra su compromiso con el medio ambiente.



COMPARATIVA DE RESULTADOS

En los siguientes apartados se va a realizar una comparativa de los resultados obtenidos en este trabajo. Se comparará cada una de las actuaciones con sus respectivos ahorros en el ámbito energético, económico y ambiental, además de comparar también su Pay-Back. En el caso de que una actuación tenga distintos casos posibles se utilizará el peor de ellos, con el objetivo de ser lo más estricto posible.

1. Comparativa energética

A continuación se van a comparar cada una de las medidas propuestas y su consecuente ahorro energético. Las medidas y sus ahorros ordenadas de mayor a menor son:

Actuación	Ahorro Energético (kWh/año)
Caldera eléctrica	300.364,12
Instalación fotovoltaica	258.003,36
Cambio de grifos monomando	92.592,34
Hábitos de consumo deshumectadoras	54.750,00
Cambio equipos deshumidificantes	6.132,00

Tabla 33: Ahorro energético de cada una de las actuaciones

Como se puede observar la instalación de las calderas eléctricas es la actuación con mayor ahorro energético, superando con creces al cambio de los equipos deshumectadores.

2. Comparativa económica

En este apartado se va a comparar los ahorros económicos anuales de cada actuación, buscando la actuación que mayor ahorro económico otorgue a la empresa. Los ahorros económicos por cada actuación son, ordenados de mayor a menor, los siguientes:

Actuación	Ahorro Económico (€/año)
Caldera eléctrica	27.484,20
Cambio de grifos monomando	17.440,51
Instalación fotovoltaica	15.222,20
Hábitos de consumo deshumectadoras	3.230,25
Cambio equipos deshumidificantes	361,79

Tabla 34: Ahorro económico de cada una de las actuaciones.

La instalación de la caldera eléctrica vuelve a ser la opción destacada, superando en 10.000€ a la siguiente actuación y en más de 27.000 € al cambio de los equipos deshumidificantes, que vuelve a ser la última actuación en la comparativa.

3. Comparativa ambiental

Como otro aspecto crucial a tener en cuenta, se va a comparar el impacto de cada una de las medidas en la reducción de la huella de carbono de la instalación, siendo las cantidades de Toneladas de CO₂ equivalentes evitadas las siguientes:

Actuación	Ahorro Ambiental (T CO ₂ equivalentes/año)
Instalación fotovoltaica	63,98
Cambio de grifos monomando	16,85
Hábitos de consumo deshumectadoras	13,20
Cambio equipos deshumidificantes	1,50
Caldera eléctrica	-0,45

Tabla 35: Toneladas de CO₂ equivalentes evitados con cada actuación.

En este caso es la instalación fotovoltaica la que mayor cantidad de Toneladas de CO₂ equivalentes evita emitir y la instalación de la caldera no es sola la última en esta comparativa, sino que, en el peor de los casos estudiados, incrementaría ligeramente las emisiones CO₂ equivalentes. Otro aspecto a tener en cuenta es que el cambio de los equipos deshumectadores incrementaría las emisiones de CO₂ equivalentes en 5,7 T CO₂ equivalentes por equipo el año en el que se llevara a cabo la actuación, a causa del cambio de refrigerante R-407C de los equipos.

4. Comparativa Pay-Back

Por último, se va a comparar en Pay-Back, o tiempo de retorno de la inversión, de cada una de las actuaciones, siendo los siguientes:

Actuación	Pay-Back (años)
Hábitos de consumo deshumectadoras	0
Cambio de grifos monomando	0,93
Caldera eléctrica	2,19
Instalación fotovoltaica	4,91
Cambio equipos deshumidificantes	96,00

Tabla 36: Pay-Back de cada una de las actuaciones.

Como se puede observar, hay actuaciones que requieren de poca inversión, o nula, en comparación a los ahorros que generan. Las actuaciones mejor valoradas en este sentido son la de cambiar los hábitos de consumo de las deshumectadoras, que no requieren de ninguna inversión, y el cambio de los grifos monomando, cuyo coste de 16.000 € es significativamente inferior al ahorro que generaría en el peor de los casos. La actuación peor parada en esta comparativa es el cambio de los equipos deshumidificantes, cuyo Pay-Back de 96 años hace plantearse su viabilidad.



CONCLUSIONES

Para finalizar este trabajo se van a comentar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) con los que se colaboraría a cumplir desarrollando las actuaciones estudiadas y las conclusiones a las que se ha llegado con este trabajo.

1. Objetivos de Desarrollo Sostenible cumplidos

Gracias a la elaboración del proyecto y de las Medidas de Ahorro Energético (MAE) desarrolladas en este trabajo, la instalación se suma al cumplimiento de los ODS establecidos por la Unión Europea en el ámbito energético. Gracias a la instalación fotovoltaica se facilita el cumplimiento de uno de estos ODS; en concreto el indicador 7.2.1., que establece que el consumo final de la población ha de ser, para el año 2030, de al menos el 32%.

Por otro lado, las MAE, en concreto las que tienen como objetivo reducir el consumo de Gas Natural y su consecuente huella de carbono, encajaría dentro del ODS número 13, Acción por el clima, cuyo objetivo es el de reducir el impacto del cambio climático reduciendo las emisiones emitidas por los estados miembros; las MAE que tienen como objetivo reducir el consumo de energía eléctrica también ayudarían a este objetivo pero en menor medida, dado que el impacto de la energía eléctrica de las comercializadoras es inferior a la del GAS Natural, teniendo en cuenta además de que cada vez más comercializadoras apuestan por energías renovables el impacto de su energía es cada vez menor.

2. Conclusión

En un contexto de concienciación energética y climática como la que se vive actualmente, hace que las empresas busquen su optimización energética y la disminución en su huella de carbono, buscando además un ahorro energético, con su consecuente ahorro económico, y una mejor visualización de su marca que le haga ver como una empresa concienciada con el medio ambiente. Es por ello por lo que las Medidas de Ahorro Energético (MAE) aquí planteadas son una buena opción para las empresas; pues no solo consiguen reducir su huella de carbono, sino que también consiguen un ahorro económico.

Durante este trabajo se han estudiado distintas MAE con las cuales se conseguiría los objetivos planteados. Las medidas más recomendables a instalar serían, en primer lugar, el cambio en los hábitos de consumo de las deshumectadoras y el cambio de los grifos monomando. Estas medidas tienen un coste nulo, en el caso del cambio en los hábitos de consumo, o bajo en comparación al ahorro que podrían generar, por lo que deberían ser las primeras medidas que se plantearan implementar.

Seguidamente sería recomendable realizar la instalación fotovoltaica, dado que los ahorros que podría generar son interesantes. Es recomendable realizar esta actuación antes de la actuación de la caldera eléctrica porque, a pesar de que la actuación de la caldera eléctrica tiene unos ahorros mayores y un Pay-Back inferior, el hecho de implementar una caldera de una potencia máxima de 300 kW haría incrementar enormemente los costes de potencia contratada de la instalación. El hecho de realizar la instalación fotovoltaica hace que gran parte de la potencia requerida por la caldera sea suministrada por dicho generador, haciendo que no sea necesario aumentar la potencia contratada, con sus respectivos costes asociados.



En último lugar quedaría el cambio de los equipos deshumectadores. Dado su alto coste y el poco ahorro energético que generaría esta actuación, esta medida solo es viable en el caso de que los equipos ya instalados sufran una avería tal que sus costes asociados sean demasiado elevados. En dicho caso el cambio de los equipos debería ser secuencial, cambiando únicamente el equipo averiado y dejando el otro equipo como equipo secundario.

Bibliografía

Ilustración 1: <https://certificacionenergetica.info/zonas-climaticas-solares/>

Ilustración 2: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Ilustración 3: https://www.tuandco.com/catalog/product/view/id/2273/s/presto-grifo-temporizado-mezclador-para-ducha-anti-legionella-alpa-80-sin-valvula-de-vaciado-35011/?gad_source=1&gclid=EAlaIQobChMI1JzUx6mEhwMVk4CDBx3EVwiqEAQYAiABEgKKQD_BwE

Ilustración 4: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/documentoapoyocomp_tcm30-479078.pdf

Ilustración 5: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/documentoapoyo_hc_tcm30-479076.pdf

Gráfica 1, Tablas 2, 3 y 4: <https://www.energygest.com/>

[1] Casagrande, Deise, ; Müller, Rafaela, ; Gebert, and Alice, “ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 1.”

[2] <https://dle.rae.es/caldera>

[3]

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

[4] Transparencias de la asignatura “Energía fotovoltaica y electrónica de potencia” del Grado de ingeniería de la energía. Tema 6 – “Dimensionado de sistemas fv aislados (extra)”. Iván Patrao, Universitat Politècnica de València. 2023

[5]https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_23_nov19R4.pdf

[6]https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_18_oct05R1.pdf

[7] CAE: <https://www.miteco.gob.es/ca/energia/eficiencia/cae.html>

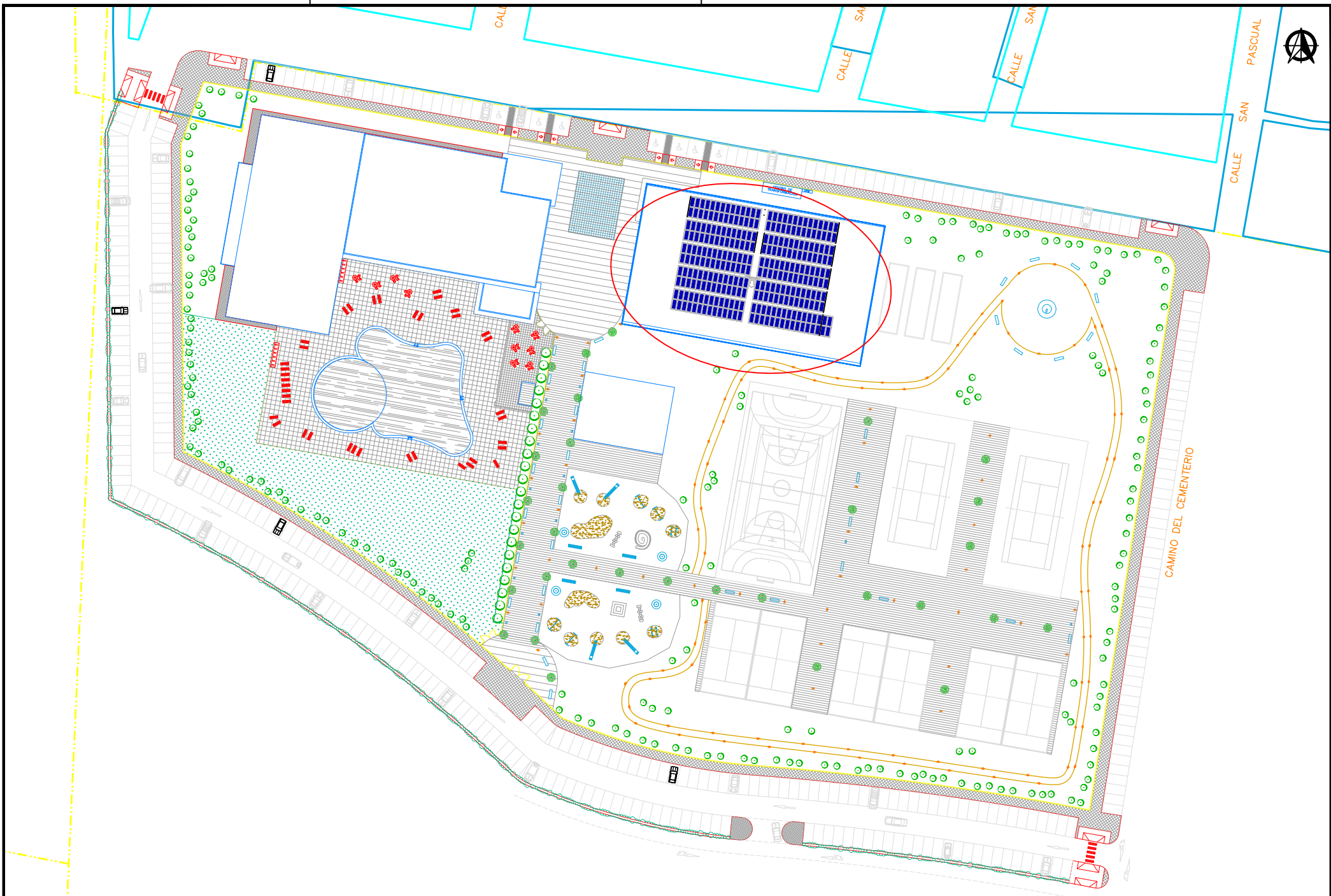


ANEXOS



1. Planos

En las siguientes páginas se muestran los planos de la instalación fotovoltaica. En un primer lugar se muestra el emplazamiento de la instalación fotovoltaica dentro del polideportivo municipal. En el segundo plano se muestra la distribución en planta de los módulos fotovoltaicos.



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIERÍA
INDUSTRIAL
VALENCIA

Proyecto: **PROYECTO DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EQUIVALENCIA PLENA AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, Y ANÁLISIS DE MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Plano: **Emplazamiento instalación fotovoltaica**
 Autor: **Alberto Roig Suárez**

Fecha: **Junio 2024**
 Escala: **1:750**

Nº Plano: **2**



CUADRO DE PROTECCIONES DE TODAS LAS FASES DE INSTALACIÓN Y LÍNEA A CPM COMPLEJO DEPORTIVO

HORNACINA ALOJAMIENTO EQUIPOS INSTALACIÓN 2

CUADRO PROTECCIONES CC SERIES PANELES INSTALACIÓN 2
CUADRO PROTECCIONES CA INVERSORES INSTALACIÓN 2
2 INVERSORES SUN2000-20KTL-M2 DE 20 KW

SMART LOGGER 3000

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

CPM

CANALES DE ALUMINIO COLOR FACHADA PARA BAJADA CABLEADO SERIES PANELES

HORNACINA ALOJAMIENTO EQUIPOS INSTALACIÓN 1

CUADRO PROTECCIONES CC SERIES PANELES INSTALACIÓN 1
CUADRO PROTECCIONES CA INVERSORES INSTALACIÓN 1
5 INVERSORES SUN2000-20KTL-M2 DE 20 KW

9,97

1,00

0,50

1,50

10,01

5,50

GENERADOR FOTOVOLTAICO DE 156,2 kWp
FORMADO POR 284 PANELES HiKu6 Mono
PERC GS DE 550 Wp

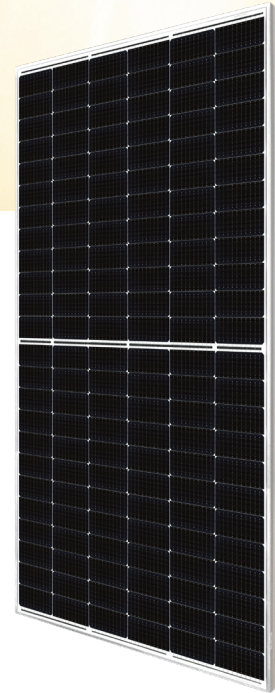




2. Fichas técnicas

Para finalizar este trabajo, se adjuntan las fichas técnicas de cada uno de los equipos que se propone instalar. Las fichas técnicas que se adjuntan son, en ese orden, las siguientes:

- Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos.
- Ficha técnica de los inversores de corriente.
- Ficha técnica de la caldera eléctrica.
- Ficha técnica de las deshumectadoras.



HiKu6 Mono PERC

525 W ~ 550 W

CS6W-525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

MORE POWER



Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.5 %



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



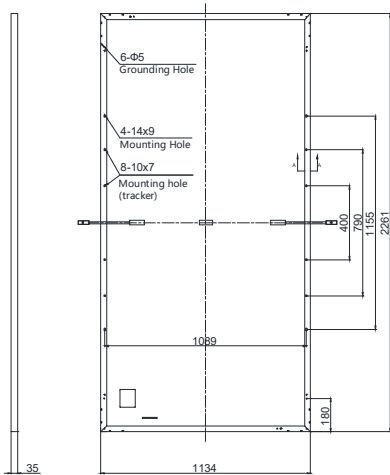
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 50 GW deployed around the world since 2001.

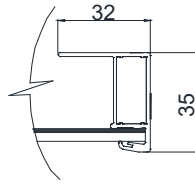
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

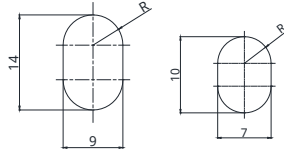
Rear View



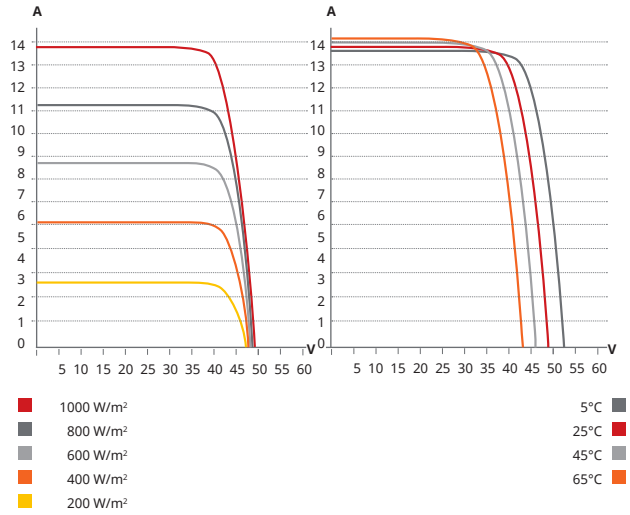
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	525 W	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.90 A	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.6 V	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.75 A	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 × 1134 × 35 mm (89.0 × 44.6 × 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	392 W	396 W	400 W	403 W	407 W	411 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.0 V	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.8 V	39.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.33 A	10.37 A	10.42 A	10.45 A	10.49 A	10.54 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V	46.6 V	46.8 V
Short Circuit Current (Isc)	11.09 A	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.30 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 Smart PV Controller



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



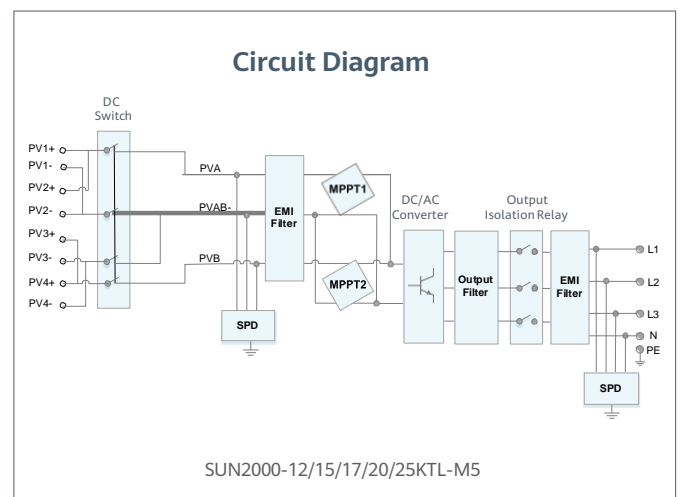
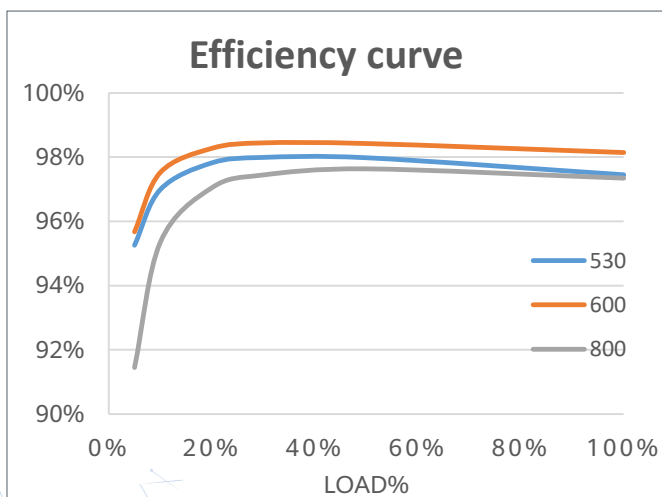
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M5	SUN2000 -15KTL-M5	SUN2000 -17KTL-M5	SUN2000 -20KTL-M5	SUN2000 -25KTL-M5
-------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European weighted efficiency	97.9%	98.0%	98.1%	98.1%	98.2%

Input

Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp	37,500 Wp
Max. input voltage ²	1100 V				
Full-load MPPT voltage range	370V~800V	410V~800V	440V~800V	480V~800V	530~800V
MPPT Operating voltage range ³	200 V ~ 1000 V				
Start-up voltage	200 V				
Rated input voltage	600 V				
Max. input current per MPPT	30 A (two string) / 20 A (single string)				
Max. short-circuit current	40 A				
Number of MPP trackers	2				
Max. number of inputs	4				

Output

Grid connection	Three phase				
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W	25,000 W
Max. apparent power	13,200 W	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA	27,500 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 239.6 Vac / 415Vac, 3W + N + PE				
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz				
Max. output current	18.2A/380Vac 17.3A/400Vac 16.7A/415Vac	25.2A/380Vac 23.9A/400Vac 23.1A/415Vac	28.6A/380Vac 27.1A/400Vac 26.1A/415Vac	33.6A/380Vac 31.9A/400Vac 30.8A/415Vac	42.0A/380Vac 39.9A/400Vac 38.5A/415Vac
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging				
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %				

Features & Protections

Overvoltage Category	PV II/AC III
Input-side disconnection device	Yes
Anti-islanding protection	Yes
AC over-current protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
String fault detection	Yes
DC surge protection	TYPE II
AC surge protection	CLASS II
Residual current monitoring unit	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple control	Yes
Integrated PID recovery ⁴	Yes

General Data

Operation temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Smart air cooling
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (with mounting plate)	21kg (46.4 lb)
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	546 x 460 x 228mm (21.5 x 18.1 x 9.0 inch)
Degree of protection	IP66

Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P, SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P, SUN2000-1300W-P, SUN2000-1100W-P
------------------------------	---

Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, C10/11, ABNT, VFR 2019, UNE 217001, UNE 217002, RD 244, TOR D4, IEC61727, IEC62116

^{*1} Inverter max input PV power is 40,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

^{*2} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*3} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

^{*4} SUN2000-12~20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly)



DOSSIER TÉCNICO

PRODUCCIÓN DE **CALOR** CON ELECTRICIDAD





ete electric solutions

Thermic Electric Solutions, somos una ingeniería que fabrica calderas eléctricas y calentadores de agua industriales de alta eficiencia desde 1977 bajo la marca **ete**.

Hemos desarrollado una línea de calderas eléctricas de alto rendimiento con una larga vida útil probada (más de 25 años), precisión en la entrega de temperatura (+ 0.5°C), instalación realmente fácil y costo de mantenimiento casi nulo. Nuestra gama de calderas de agua, vapor y aceite térmico es única en concepción y eficiencia.

Hemos suministrado desde Moscú a Kuwait o desde Chile a Grecia, las calderas eléctricas **ete** son el nuevo punto de referencia en diseño y construcción de calderas.

Nuestra capacidad de ingeniería y sistema de producción flexible nos permiten cumplir con cualquier especificación técnica, proyecto especial o requerimiento de producción.

Comprobará que la potencia que le hemos ofertado es un 60% más baja de la que otros fabricantes. El diseño de los equipos **ete**, la calidad de los componentes, la tecnología, los 40 años de desarrollo, la continua búsqueda de soluciones más eficiente, hacen que nuestros equipos que sean son muy superiores y la ventaja principal es que le van a permitir ahorrar más de un 60% en la potencia del equipo y más de un 50% en el consumo.

Con los equipos **ete** el ahorro es para siempre.

Si instala equipos de otras marcas, cada kW contratado de más hay que pagarlo cada mes, cada año, en invierno y en verano, independientemente de lo que consuma.

Diseñamos nuestros equipos para durar muchos años después de haberlos adquirido y en caso de parada es muy fácil la reparación.

Fabricamos en Guadalajara, España, para todo el mundo.

La electricidad es el presente y nosotros la transformamos en calor, el calor más eficiente que va a poder encontrar.

Las calderas eléctricas **ete** cumplen con la normativa CE.





El calentador de agua de alta eficiencia GP-ECO, ha sido diseñado con los más altos estándares de calidad, para garantizar un óptimo servicio durante su vida útil (más de 25 años).

- * Pensando en su **seguridad**, el equipo GP-ECO es eléctrico.
- * Pensando en su **economía**, nuestra tecnología exclusiva permite instalar equipos de bajas potencias con garantía de servicio.
- * Pensando en el **medio ambiente**, el equipo GP-ECO es cero emisiones.

El equipo está compuesto por cuerpo de acero carbono, presión máxima de trabajo 6 kg/cm², temperatura máxima de trabajo 110°C, aislado térmicamente con aislamiento icolen de 10mm.

El equipo se suministra montado en un chasis tubular, con un envolvente carenado con pintura al horno.

La potencia está dividida en varios grupos calefactores de potencia, haciendo la potencial nominal total que nos ha solicitado.

Como protección de seguridad de llenado del depósito lleva instalada una sonda de nivel mínimo de seguridad y como seguridad para la alta temperatura, lleva un termostato de seguridad (110 °C).

Todo el control va instalado en una placa de montaje que va montada sobre el chasis y protegida por el envolvente del equipo.

El cuadro eléctrico consta de: Unos Bornes de entrada para la distribución de energía, porta-fusibles trifásicos de protección uno por cada grupo de potencia y dos o tres contactores uno por grupo de potencia.

Para el control eléctrico de la caldera lleva un interruptor de maniobras la puesta en marcha del equipo, un bornero para la conexión de los componentes de regulan el funcionamiento del equipo, dos fusibles para la protección del circuito de maniobra y un interruptor diferencial para la protección de la maniobra.



EQUIPO GP256/6 - 300 Kw ECO

CARACTERISTICAS		PESOS Y MEDIDAS EXTERIORES	
Potencia:	300 kw/258.000 kcal	Alto:	1770 mm
Voltaje:	400V III	Frente:	1075 mm
Frecuencia:	50 Hz	Fondo:	1285 mm
Rendimiento:	100%	Peso vacía:	517 kg
Garantía:	2 años	Peso en servicio:	1178 kg
CONDICIONES DE TRABAJO		SEÑALIZACION LUMINOSA	
Temperatura de trabajo:	90°C	Equipo activado:	Si
Temperatura máx. de seguridad:	110°C	Alta temperatura:	Si
Presión de trabajo:	6 bar / 87,08 psi	Alta presión:	Si
Presión máxima de trabajo:	6 bar / 87,08 psi	Bajo nivel de agua:	Si
CARACTERISTICAS DEL RECIPIENTE Y GRUPOS DE CALDEO		TOMAS	
Material del depósito:	Acero al carbono	Toma Ida (agua caliente):	3"
Tipo de Aislamiento:	Espuma polietileno	Toma Retorno (agua fría):	3"
Volumen del depósito:	661 litros	Toma de vaciado:	1"
Nº de Grupos calefactores:	6	Toma para el llenado:	1/2"
Material grupos calefactores:	Cobre	Salida Válvula de Seguridad:	1"
COMPONENTES CUADRO ELÉCTRICO		COMPONENTES HIDRÁULICA	
Fusibles protección de potencia :	Si	Vaso de expansión:	No
Contactores de potencia:	Si	Bomba de recirculación:	No
Interruptor diferencial de protección circuito de maniobra:	Si	Alimentador automático de llenado agua con manómetro:	Si
Fusible de protección del circuito de maniobra:	Si	Manómetro para el alimentador automático:	Si
Reles circuito de maniobra:	Si	Válvula de seguridad:	Si
Regletero circuito de maniobra:	Si	Presión de tarado de la válv. seg.:	6 Bar
Interruptor gral de corte en carga:	No	Válvula de ida:	No
		Válvula de retorno:	No
		Válvula de vaciado:	Si
CONTROLES		CERTIFICADOS	
Manómetro:	Si	CE Recipiente a presión	
Termómetro:	Si	CE Compatibilidad electromagnética	
Termostatos de regulación:	Si	CE Baja tensión	
Termostato de Seguridad.:	Si		
Control de nivel de seguridad.:	Si		
Interruptor puesta en marcha.:	Si		



ete electric solutions



Los Equipos **ete** se realizan bajo pedido. La foto es orientativa y no vinculante.

HRR

Bombas de calor deshumidificadoras de alta eficiencia para piscinas cubiertas

La gama Borealis HRR está compuesta por climatizadores deshumidificadores para piscinas cubiertas, que emplean una combinación de sistemas de deshumidificación pasiva y activa para conseguir la mayor eficiencia energética.



Equipos con deshumidificación pasiva y activa

Se trata de bombas de calor aire - aire de expansión directa con recuperación de energía estática y frigorífica por medio de su circuito regenerativo. Los equipos HRR se caracterizan por ser capaces de realizar su función de deshumidificación por medio de tres sistemas diferentes y complementarios: deshumidificación frigorífica (activa), por intercambio térmico en los recuperadores y por medio de reemplazo con aire exterior. La cooperación de los tres sistemas proporciona una elevada capacidad de secado con un consumo mínimo.

Deshumidificación frigorífica, también asegurada

Aunque estas máquinas son capaces de deshumidificar por medio de secado gratuito con aire exterior, su capacidad de secado frigorífico y en recirculación es muy superior al de otros equipos de la competencia, con el fin de asegurar el secado en cualquier latitud geográfica y condición climática.

Bomba de calor de mayor potencia y rendimiento

Además, y tan importante como lo anterior, es de destacar que la disposición de los elementos del circuito frigorífico de la HRR está ideada para que el rendimiento de la bomba de calor integrada sea el máximo posible, ya que el evaporador funciona casi exclusivamente con calor latente. De ese modo, la potencia calorífica neta proporcionada por la máquina es mucho más elevada que la de cualquier deshumidificadora convencional, lo que permite costes de calefacción mucho más reducidos.

Recuperadores de eficiencia superior al 90%

Las deshumidificadoras Borealis HRR equipan un intercambiador aire-aire doble que presenta eficiencias certificadas por Eurovent superiores al 90% en condiciones estándar de invierno. Protegidos de la corrosión por medio de un lacado epoxi al horno de muy alta calidad, estos intercambiadores están especialmente diseñados para su uso en ambientes tipo piscina y fabricados por una de las empresas más prestigiosas de Europa.

Filtrado

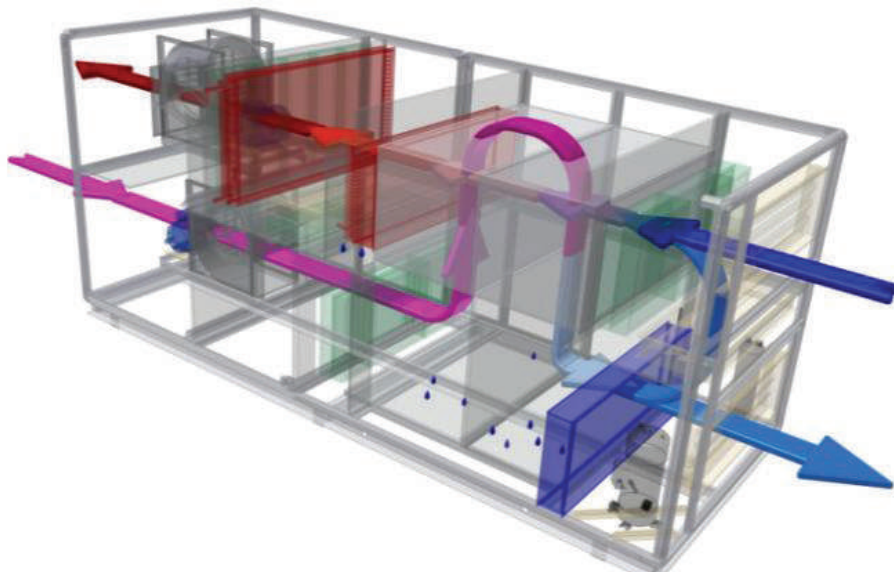
Nuestras HRR están preparadas de serie para incorporar filtrado de alta eficacia en cada uno de los circuitos de aire. Como estándar, están equipadas con filtrado R.I.T.E., que incluye filtros F8 en impulsión. Opcionalmente, y sin tener que añadir módulos adicionales ni cambiar elementos mecánicos de la máquina, es posible instalar filtrado de mayor eficacia.

Control completo y comunicable

Las unidades HRR equipan de serie un control iPro, programado por Borealis para esta aplicación específica. El iPro es un hardware fabricado por el grupo Emerson con control proporcional y comunicación IP y MODBUS integradas. Incorpora un servidor web con una página en la que se puede visualizar y modificar los parámetros de funcionamiento de la máquina. Se puede conectar directamente al router del edificio sin más coste que el cable de conexión y llevar a cabo la monitorización desde cualquier ordenador o dispositivo móvil (teléfono, tableta, etc.)

El software es de diseño e implementación propia de Borealis, lo que nos permite tener un control total del proceso y poder llevar a cabo mejoras y actualizaciones de forma continua, ágilmente.

Las Bombas de calor deshumidificadoras Borealis HRR son máquinas diseñadas alrededor de la eficiencia energética: la consecución del máximo rendimiento con la mínima energía consumida. También se han diseñado para ser duraderas y para que el mantenimiento sea sencillo y económico.



Descripción general

Equipo deshumidificador / climatizador de alta eficiencia destinado a piscinas cubiertas de mediano y gran tamaño, apto para ser instalado en exteriores o interiores. Está dotado de un sistema frigorífico regenerativo con doble recuperador de calor estático aire-aire que presenta una eficiencia superior al 90%.

Estructura realizada con perfilera de aluminio anodizado con rotura de puente térmico y paneles de cierre desmontables tipo sándwich formados por dos láminas de acero galvanizado lacado con alma de aislamiento termo-acústico PIR, de 45 mm de espesor como estándar. Bandeja de condensados de acero inoxidable.

Grupo frigorífico dotado de compresores scroll en uno o varios circuitos frigoríficos. Baterías fabricadas con tubo de cobre y aletas de aleación aluminio - magnesio resistentes a la corrosión. De serie, batería de apoyo para caldera con válvula de dos o de tres vías, integrada en el control.

Recuperador aire-aire doble fabricado en aluminio con lacado epoxi al horno, especialmente fabricado para su uso en piscinas cubiertas y certificado Eurovent.

De serie, ventiladores plug-fan EC con regulación de presión y caudal integrada en el control del equipo.

Los equipos HRR disponen de serie de sección de mezcla de tres compuertas con ventilador de retorno. Tanto este como el ventilador de impulsión son de tipo plug-fan EC.

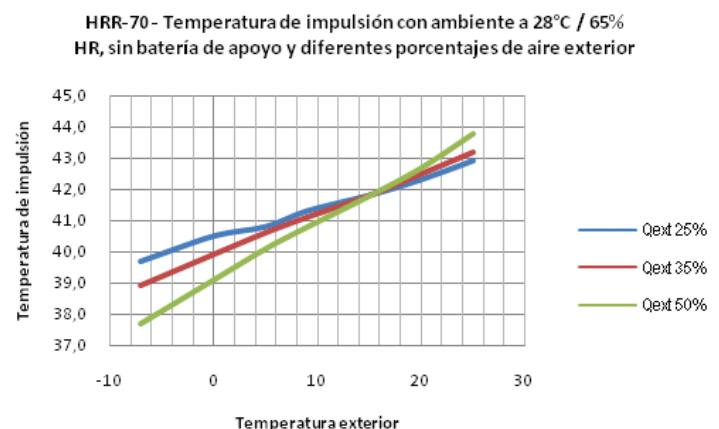
De serie, filtrado F8 en impulsión y G4 en retorno y toma de aire exterior.

Cuadro dotado de interruptor general y las protecciones correspondientes para cada motor.

Sistema de control proporcional libremente programable con pantalla gráfica para instalación local o a distancia. Menús en castellano. Dotado de serie de conectividad IP y MODBUS. Servidor web incorporado.

Opcionales más comunes

- Equipo en versión inverter.
- Baterías cobre-cobre.
- Batería de apoyo para caldera potenciada.
- Filtros de alta eficacia.
- Presostatos de filtros sucios.
- Ventiladores centrífugos convencionales.
- Caudal de aire diferente al estándar
- Encapsulamiento acústico de compresores.
- Inversión de ciclo para refrescamiento.
- Condensador refrigerante-aire remoto y función de refrigeración.
- Construcción en módulos en lugar de compacta.
- Tejadillo para instalación en exteriores.
- Tensión diferente a la estándar.
- Pasarela para comunicación con otros lenguajes BMS.



MODELO	HRR-16	HRR-25	HRR-33	HRR-42	HRR-53	HRR-60	HRR-70	HRR-84	HRR-93	HRR-112	HRR-134
Caudal nominal (m ³ /h)	3.590	5.000	7.000	8.600	10.500	11.700	13.500	16.000	17.145	20.574	22.117
Caudal máximo circuito interior (m ³ /h)	4.200	6.500	8.500	10.000	13.000	15.000	15.000	20.000	22.000	22.000	25.000
Gas refrigerante	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C	R-407C
Nº de compresores scroll	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3
Nº de circuitos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Presión disponible nominal impulsión (Pa)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Presión disponible nominal retorno (Pa)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Capacidad de secado en recirculación (kg/h) ¹	17,02	25,00	34,96	41,60	53,26	59,90	72,30	84,50	95,84	115,00	135,20
Capacidad de secado modo mezcla (kg/h) ²	20,26	29,18	41,38	49,76	62,92	70,40	82,32	98,42	109,66	131,56	151,86
Capacidad secado según VDI 2089, caudal nominal (kg/h)	23,30	32,45	45,43	55,81	68,14	75,93	87,61	103,84	111,27	133,52	143,54
Recuperación de calor (kW) ¹	8,60	13,40	20,40	24,10	30,50	33,50	38,80	46,70	51,90	62,30	71,30
Eficiencia Recuperador según ErP 2018 (%)	73,40%	74,10%	75,50%	73,60%	74,40%	72,80%	73,30%	73,70%	74,00%	74,00%	74,80%
Potencia Evaporador (kW) ¹	17,50	24,30	32,40	39,40	49,40	56,40	66,90	79,20	88,40	106,00	123,00
Potencia Condensador (kW) ¹	21,30	29,70	38,80	47,20	60,00	68,00	81,70	94,80	108,00	129,00	154,00
Potencia Calorífica total (kW) ¹	29,90	43,10	59,20	71,30	90,50	101,50	120,50	141,50	159,90	191,30	225,30
Potencia Frigorífica total (kW) ¹	26,10	37,70	52,80	63,50	79,90	89,90	105,70	125,90	140,30	168,30	194,30
Potencia Calorífica total (kW) ²	33,40	48,10	66,80	81,00	102,00	113,80	134,10	158,50	177,10	212,00	246,40

Características batería de caldera estándar											
Caudal de agua (l/s)	0,89	0,51	0,64	1,11	1,15	1,85	1,85	2,73	3,09	3,09	3,71
Pérdida de carga lado agua (kPa)	16,00	13,50	20,10	20,00	24,50	14,30	24,50	24,60	20,30	20,30	21,60

Potencia calorífica (kW) con agua entrando a 80°C, caudal de aire nominal											
Aire de entrada a 15°C	26,70	33,30	46,80	59,30	72,40	97,00	122,90	132,60	143,60	167,80	179,70
Aire de entrada a 20°C	24,50	30,60	43,00	54,50	66,50	88,90	112,70	121,90	131,60	153,90	164,85
Aire de entrada a 25°C	22,30	27,90	39,20	49,70	60,60	81,00	102,60	111,20	119,90	140,20	150,00
Aire de entrada a 30°C	20,10	25,20	35,40	44,90	54,70	73,20	92,70	100,50	108,30	126,70	135,15

Potencia calorífica (kW) con agua entrando a 80°C, caudal de aire máximo interior											
Aire de entrada a 15°C	29,60	38,70	52,60	65,40	81,90	112,90	131,40	152,90	168,20	174,80	179,70
Aire de entrada a 20°C	27,10	35,50	48,30	60,00	75,30	103,50	120,40	140,60	154,20	160,40	164,70
Aire de entrada a 25°C	24,70	32,40	43,90	54,60	68,80	94,30	109,70	128,20	140,50	146,00	150,00
Aire de entrada a 30°C	22,30	29,30	39,60	49,20	62,20	85,30	99,10	115,80	126,90	132,60	135,50

Consumos equipos con ventilador plug-fan, filtrado G4+F8 y batería de agua de caldera, con presión disponible nominal:											
Consumo nominal compresores (kW)	3,80	5,40	6,40	7,80	10,60	11,60	14,80	15,60	19,60	22,90	31,00
Consumo ventiladores, kW	3,00	4,86	5,07	7,58	10,04	11,30	13,21	14,52	16,60	21,07	14,85
Consumo total nominal, kW	6,80	10,30	13,24	15,40	20,94	22,90	29,30	30,12	36,20	43,90	45,95
Intensidad máxima máquina, A	17,50	25,80	31,00	38,20	51,70	54,60	62,20	74,00	82,60	98,60	110,00
Tensión alimentación (V/Ph/Hz)	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50	400/III/50

DIMENSIONES Y PESOS	HRR-16	HRR-25	HRR-33	HRR-42	HRR-53	HRR-60	HRR-70	HRR-84	HRR-93	HRR-112	HRR-134
Longitud (mm)	3.780	3.800	4.200	4.600	4.600	4.550	4.550	5.700	5.700	7.300	7.300
Anchura (mm)	1.650	1.650	1.800	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250	2.500	2.500	2.400
Altura (mm)	1.650	1.700	2.100	2.250	2.250	2.520	2.520	2.800	2.800	2.850	3.220
Peso (kg)	1.200	1.350	1.700	1.850	2.250	2.200	2.225	3.200	3.500	4.800	3.900

Condiciones de cálculo:
 Altitud de presión: 0 m (101,325 kPa).
 1) Recinto de la piscina: 28°C/65%HR, 0% aire exterior.
 2) Recinto de la piscina: 28°C/65%HR, con 35% aire exterior a 7°C/87%HR.