

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería Industrial

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza.

Autor: Francisco Ordóñez Romero

Tutor: José Julio Guerra Macho

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza.

Autor:

Francisco Ordóñez Romero

Tutor:

José Julio Guerra Macho

Catedrático de Universidad

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2015

Agradecimientos

La realización del presente documento representa un punto y seguido en el aspecto formativo de todo alumno que se ha formado académica, profesional y personalmente en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla. Dicha Institución cuenta con un gran número de profesionales, los cuáles son capaces de transmitir, no sólo conocimientos técnicos, sino una serie de valores como: esfuerzo, tenacidad, competitividad y emprendimiento, valores que son muy útiles en muchos aspectos de la vida aparte del profesional.

El agradecimiento anterior, es totalmente aplicable al Departamento de Ingeniería Energética que cuenta con un gran equipo profesional y humano con el que codo a codo personalmente he ido creciendo en mi etapa académica. Dentro de dicho departamento menciono especialmente a mi Tutor, el Señor José Julio Guerra Macho, dándole las gracias por sus lecciones, apoyo y disposición, no sólo para la realización del Proyecto Fin de Carrera aquí expuesto sino en toda y cada una de las materias en las que hemos coincidido siendo él docente de las mismas.

En estas líneas quiero agradecer a los servicios técnicos de la empresa LIPASAM el facilitarme datos sobre sus instalaciones y como no a mis compañeros de trabajo por haberme ayudado a conocer de primera mano el mundo de las auditorías energéticas.

Por último, y no por ser menos importantes sino todo lo contrario, quiero agradecer su apoyo, comprensión y dedicación a mi familia, pareja, amigos y compañeros de estudios que sin duda me han dado fuerzas en mi época estudiantil pero que seguirán apoyándome en cualquier otra aventura que inicie y que sin duda no sería posible llevar a cabo sin ellos.

Francisco Ordóñez Romero

Sevilla, Abril 2.015

Índice

1. INTRODUCCIÓN A LA AUDITORÍA ENERGÉTICA.....	11
1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO.....	11
1.2 IDENTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES.	12
1.3 DISTRIBUCIÓN.....	12
1.4 CALIDADES CONSTRUCTIVAS.	16
1.5 HORARIOS DE USO DE LAS INSTALACIONES.	20
1.6 RESUMEN CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES AUDITADAS.	20
2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INSTALACIONES OBJETO DE ESTUDIO.....	21
2.1 SISTEMAS DE MEDIDA Y CONTROL.	21
2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CLIMATIZACIÓN.	21
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE ACS.	29
2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.	30
2.5 OTROS EQUIPOS CONSUMIDORES.	41
2.6 DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS ACTUALES.....	42
2.7 RESUMEN DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.....	49
3. PROPUESTAS DE MEJORAS DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA (MAEES)	50
3.1 INTRODUCCIÓN	50
3.2 INCORPORACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE ACS.	51
3.2.1 INTRODUCCIÓN.....	51
3.2.2 METODOLOGÍA F-CHART.	54
3.2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.	58
3.2.4 DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA.	61
3.2.5 UBICACIÓN, ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS CAPTADORES	63
3.2.6 SELECCIÓN DE CAPTADOR SOLAR	68
3.2.7 CÁLCULO DEL ÁREA DE CAPTACIÓN.....	70
3.2.8 DEPÓSITO ACUMULADOR PARA A.C.S.	78
3.2.9 DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE BATERÍAS DE CAPTADORES.....	80
3.2.10 FLUIDO CALORPORTADOR CIRCUITO PRIMARIO.	82

3.2.11	SELECCIÓN DE INTERCAMBIADOR EXTERNO.....	83
3.2.12	DISEÑO HIDRÁULICO DEL CIRCUITO PRIMARIO Y SELECCIÓN DE GRUPO DE BOMBEO.....	85
3.2.13	VASO DE EXPANSIÓN.....	91
3.2.14	DISEÑO HIDRÁULICO DEL CIRCUITO SECUNDARIO Y SELECCIÓN DE GRUPO DE BOMBEO.....	93
3.2.15	AISLAMIENTO TÉRMICO DE LAS INSTALACIONES.	95
3.2.16	SISTEMAS DE REGULACIÓN Y CONTROL.....	97
3.2.17	DISEÑO DEL SISTEMA DE ENERGÍA AUXILIAR.	100
3.2.18	AHORRO ENERGÉTICO ALCANZADO MEDIANTE LA INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR PARA ACS.	104
3.3	MEJORAS EN EL SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN.	105
3.3.1	INTRODUCCIÓN.....	105
3.3.2	CORRECCIÓN DE DEFECTOS EN AISLAMIENTO TÉRMICO DE TUBERÍAS DE LOS EQUIPOS PARTIDOS.	107
3.4	DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO.....	108
3.4.1	INTRODUCCIÓN.....	108
3.4.2	PERFIL DE CARGA DE LA INSTALACIÓN.	111
3.4.3	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	111
3.4.4	SELECCIÓN DE GENERADOR FOTOVOLTAICO.	118
3.4.5	SELECCIÓN DE INVERSOR TRIFÁSICO.	119
3.4.6	CONFIGURACIÓN DEL CAMPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	121
3.4.7	UBICACIÓN DEL CAMPO SOLAR Y ANÁLISIS DE PÉRDIDAS.	125
3.4.8	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.....	129
3.4.9	EVALUACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA SATISFECHA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON RESPECTO A LAS MEDICIONES DE CONSUMO REALIZADAS.	132
3.5	MEJORAS EN LOS EQUIPOS DE ILUMINACIÓN.	134
3.5.1	INTRODUCCIÓN.....	134
3.5.2	SUSTITUCIÓN DE REACTANCIAS POR EQUIPOS AUXILIARES ELECTRÓNICOS.....	141
3.5.3	INCORPORACIÓN DE INTERRUPTORES CREPUSCULARES EN PASILLOS.	143
3.5.4	MEJORAS DE ALUMBRADO EXTERIOR.....	144
3.5.5	SUSTITUCIÓN DE PROYECTORES DE HALOGENUROS METÁLICOS POR PROYECTORES LED EN EXTERIOR.	146
4.	<u>ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICO DE LAS MAEES.</u>	<u>146</u>
5.	<u>CONCLUSIONES.....</u>	<u>151</u>
6.	<u>NORMATIVA.....</u>	<u>155</u>
7.	<u>BIBLIOGRAFÍA.....</u>	<u>157</u>

8.	<u>ANEXOS</u>	<u>159</u>
8.1	A: ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.	159

Índice de figuras

FIGURA 1.1:	VISTA AÉREA DE LAS INSTALACIONES.....	12
FIGURA 1.2:	EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.	13
FIGURA 1.3:	PARTE DEL PARQUE AUXILIAR.	15
FIGURA 1.4:	DETALLE CELOSÍA METÁLICA	16
FIGURA 1.5:	CONTROL DE ACCESO.	17
FIGURA 1.6:	NAVE DE ESTRUCTURA METÁLICA ZONA DE LAVADO	17
FIGURA 1.7:	DETALLE TERMINACIONES EXTERIORES DE LA ENVOLVENTE TÉRMICA	18
FIGURA 1.8:	DETALLE CUBIERTA NO TRANSITABLE.	18
FIGURA 1.9:	DETALLE CUBIERTA PLANA TIPO SÁNDWICH.....	19
FIGURA 1.10:	DETALLE HUECOS.	19
FIGURA 2.1:	DETALLE FALLO DE AISLAMIENTO	27
FIGURA 2.2:	TEMPERATURA DE CONSIGNA ASIGNADA PARA REFRIGERACIÓN.	28
FIGURA 2.3:	DETALLE RESISTENCIAS ELÉCTRICAS.	29
FIGURA 2.4:	DESGLOSE GRÁFICO DEL TIPO DE LÁMPARAS INSTALADAS.....	31
FIGURA 2.5:	DESGLOSE GRÁFICO POR EQUIPOS AUXILIARES.	31
FIGURA 2.6:	DESGLOSE DEL TIPO DE LÁMPARAS EXISTENTE EN EL EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.	36
FIGURA 2.7:	DESGLOSE GRÁFICO DEL TIPO DE EQUIPO AUXILIAR EN OFICINAS CENTRALES.	36
FIGURA 2.8:	DESGLOSE TIPO DE LÁMPARAS EN PARQUE AUXILIAR.	40
FIGURA 2.9:	DESGLOSE GRÁFICO DE EQUIPOS AUXILIARES EN PARQUE AUXILIAR.	41
FIGURA 2.10:	EVOLUCIÓN TEMPORAL DEL CONSUMO ELÉCTRICO PARA EL AÑO 2.013	44
FIGURA 2.11:	EVOLUCIÓN ANUAL DEL CONSUMO ELÉCTRICO POR PERIODOS DE TARIFICACIÓN.	45
FIGURA 2.12:	DESGLOSE DE CONSUMO ELÉCTRICO.	46
FIGURA 2.13:	DESGLOSE DE CONSUMOS EN OFICINAS CENTRALES.	47
FIGURA 2.14:	DESGLOSE DE CONSUMO EN PARQUE AUXILIAR.	48
FIGURA 3.1:	CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	58
FIGURA 3.2:	UBICACIÓN PROPUESTA PARA EL CAMPO DE CAPTADORES SOLARES	64
FIGURA 3.3:	REPRESENTACIÓN ÁNGULOS DE INCLINACIÓN Y ÁNGULO AZIMUT.....	65
FIGURA 3.4:	CÁLCULO LÍMITES DE INCLINACIÓN.	65
FIGURA 3.5:	DETERMINACIÓN DE PATRÓN DE SOMBRAS.....	67
FIGURA 3.6:	TABLAS DE REFERENCIA PARA LA EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBRA	68
FIGURA 3.7:	DESCRIPCIÓN CAPTADOR SOLAR.	69
FIGURA 3.8:	CORRECCIÓN POR INTERCAMBIADOR.....	72
FIGURA 3.9:	VARIACIÓN DE F CON LA VARIACIÓN DE LA SUPERFICIE DE CAPTACIÓN	76
FIGURA 3.10:	ESQUEMA ACUMULADOR DE A.C.S.	80

FIGURA 3.11:	CONEXIÓN DE CAPTADORES: A) SERIE B) PARALELO Y C) SERIE-PARALELO	81
FIGURA 3.12:	TEMPERATURAS DE REFERENCIA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL INTERCAMBIADOR SOLAR.	83
FIGURA 3.13:	INTERCAMBIADOR DE PLACA ELEGIDO.	84
FIGURA 3.14:	CORRELACIÓN HAZEN-WILLIAMS	85
FIGURA 3.15:	RECORRIDO HIDRÁULICO DEL CIRCUITO PRIMARIO	87
FIGURA 3.16:	CURVA CARACTERÍSTICA GRUPOS DE BOMBEO CIRCUITO PRIMARIO.....	91
FIGURA 3.17:	CURVA CARACTERÍSTICA GRUPOS DE BOMBEO CIRCUITO SECUNDARIO.	95
FIGURA 3.18:	SENSORES DE CONTROL	98
FIGURA 3.19:	ESQUEMA DE CONTROL ESTÁNDAR PARA EL DISPOSITIVO SELECCIONADO.	101
FIGURA 3.20:	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EDIFICIOS DE OFICINAS UNE 149201	102
FIGURA 3.21:	PERFIL DE CARGA EDIFICIO DE OFICINAS	111
FIGURA 3.22:	ESQUEMA ILUSTRATIVO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO.	112
FIGURA 3.23:	ELEMENTOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.	113
FIGURA 3.24:	DIMENSIONES EN MILÍMETROS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.	119
FIGURA 3.25:	DETALLE INVERSOR INGTEAM.....	120
FIGURA 3.26:	DESCRIPCIÓN DE LOS ÁNGULOS DE CARACTERÍSTICOS PARA LA POSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS...	125
FIGURA 3.27:	VALORES LÍMITES DE PÉRDIDAS SEGÚN CTE.	127
FIGURA 3.28:	DESCRIPCIÓN GRÁFICA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS Y OTROS OBSTÁCULOS CERCANOS.	128
FIGURA 3.29:	VALORES PARÁMETRO K	128
FIGURA 3.30:	PLANTA UBICACIÓN GENERADORES FOTOVOLTAICOS.	128
FIGURA 3.31:	VISTA DE PERFIL DE LAS HILERAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	129
FIGURA 3.32:	GRÁFICO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA MENSUAL.	132
FIGURA 3.33:	COMPARACIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FRENTE A LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA EN UN DÍA LABORABLE	133
FIGURA 3.34:	COMPARACIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FRENTE A LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA EN UN DÍA NO LABORABLE.....	134
FIGURA 3.35:	INTERRUPTOR CREPUSCULAR.....	143
FIGURA 3.36:	RELOJ HORARIO ASTRONÓMICO DE DOS CANALES.	145

Índice de tablas

TABLA 1.1:	REPARTO DE SUPERFICIES EN EL EDIFICIO DE OFICINAS.....	14
TABLA 1.2:	HORARIOS DE OCUPACIÓN POR PARTE DEL PERSONAL	20
TABLA 1.3:	OCUPACIÓN MEDIA EN LAS INSTALACIONES	20
TABLA 2.1:	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS GENERADORES PARTIDOS POR CONDUCTOS EN OFICINAS CENTRALES ...	23
TABLA 2.2:	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS COMPACTOS EN OFICINAS CENTRALES	23
TABLA 2.3:	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS PARTIDOS TIPO SPLIT Y CASSETTE EN OFICINAS CENTRALES	24
TABLA 2.4:	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS PARTIDOS TIPO SPLIT EN PARQUE AUXILIAR	24
TABLA 2.5:	CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROTERMOS DE LOS VESTUARIOS DEL PARQUE AUXILIAR	25
TABLA 2.6:	CARACTERÍSTICAS DE LOS RADIADORES CERÁMICOS DEL TALLER DEL PARQUE AUXILIAR	25
TABLA 2.7:	ZONAS CLIMATIZADAS POR EQUIPOS DE CONDUCTOS	26
TABLA 2.8:	CARACTERÍSTICAS DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ACS.	29
TABLA 2.9:	DESGLOSE DE POTENCIA TOTAL INSTALADA EN LOS SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.	30
TABLA 2.10:	DESGLOSE POR EQUIPOS AUXILIARES	31
TABLA 2.11:	INVENTARIO DE ILUMINACIÓN EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.	35
TABLA 2.12:	RESUMEN INVENTARIO DE ILUMINACIÓN EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.	35
TABLA 2.13:	DESGLOSE DE EQUIPOS AUXILIARES PRESENTES EN EL EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.	36
TABLA 2.14:	INVENTARIO DE ILUMINACIÓN EN PARQUE AUXILIAR.	39
TABLA 2.15:	DESGLOSE TIPO DE LÁMPARAS EN PARQUE AUXILIAR.....	39
TABLA 2.16:	DESGLOSE DEL TIPO DE EQUIPO AUXILIAR EN PARQUE AUXILIAR.....	40
TABLA 2.17:	CONSUMOS ELÉCTRICOS Y COSTE ELÉCTRICO PARA EL AÑO 2.013	43
TABLA 2.18:	CONSUMO ELÉCTRICO POR PERIODOS DE TARIFICACIÓN	44
TABLA 2.19:	DESGLOSE DE CONSUMOS ELÉCTRICOS	46
TABLA 2.20:	DESGLOSE DE CONSUMO EN OFICINAS CENTRALES.	47
TABLA 2.21:	DESGLOSE DE CONSUMOS EN PARQUE AUXILIAR.....	48
TABLA 3.1:	INVENTARIO DE MAEES PROPUESTAS	51
TABLA 3.2:	CONSUMO DIARIO ESTIMADO DE ACS PARA DIMENSIONAMIENTO.	62
TABLA 3.3:	ENERGÍA MENSUAL Y ANUAL NECESARIA PARA SATISFACER LA DEMANDA DE ACS	63
TABLA 3.4:	RESUMEN DEL CÁLCULO DE ORIENTACIONES Y PÉRDIDAS DEL CAMPO SOLAR.	68
TABLA 3.5:	PROPIEDADES CAPTADOR SOLAR.	70
TABLA 3.6:	RESULTADOS MENSUALES PARA EL PARÁMETRO ADIMENSIONAL D1	73
TABLA 3.7:	FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.....	74
TABLA 3.8:	CÁLCULO DEL PARÁMETRO ADIMENSIONAL D2.....	75
TABLA 3.9:	VALORES DE F MENSUALES	77
TABLA 3.10:	RESUMEN DEMANDA SATISFECHA MEDIANTE APROVECHAMIENTO SOLAR	78

TABLA 3.11:	CARACTERÍSTICAS DEPÓSITO DE ACUMULACIÓN.....	80
TABLA 3.12:	DETALLES INTERCAMBIADOR DE CALOR EXTERNO.....	84
TABLA 3.13:	LONGITUD EQUIVALENTE ACCESORIOS DE COBRE.....	86
TABLA 3.14:	CÁLCULOS HIDRÁULICOS CIRCUITO PRIMARIO.....	89
TABLA 3.15:	CARACTERÍSTICAS BOMBEO CIRCUITO PRIMARIO.....	90
TABLA 3.16:	VOLUMEN TOTAL DE CIRCUITO PRIMARIO.....	92
TABLA 3.17:	CARACTERÍSTICAS VASO DE EXPANSIÓN.....	93
TABLA 3.18:	CARACTERÍSTICAS BOMBEO CIRCUITO SECUNDARIO.....	94
TABLA 3.19:	ESPOSOR DE AISLAMIENTO PARA TUBERÍAS CALIENTES QUE DISCURREN RESPECTIVAMENTE POR EL INTERIOR Y EXTERIOR DEL EDIFICIO.....	96
TABLA 3.20:	ESPESORES DE AISLAMIENTO REQUERIDOS.....	96
TABLA 3.21:	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SISTEMA DE APOYO AUXILIAR.....	103
TABLA 3.22:	CARACTERÍSTICAS ACUMULACIÓN DEL SISTEMA DE AUXILIAR.....	104
TABLA 3.23:	AHORROS ENERGÉTICOS ESPERADOS CON LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA PARA A.C.S.....	104
TABLA 3.24:	ESPESORES MÍNIMOS DE AISLAMIENTO EN CIRCUITOS FRIGORÍFICOS PARA CLIMATIZACIÓN.....	108
TABLA 3.25:	PÉRDIDAS TÉRMICAS LINEALES CONSIDERADAS (W/M).....	108
TABLA 3.26:	AHORRO ENERGÉTICO ESPERADO AL CORREGIR LOS DEFECTOS DE AISLAMIENTO EN TUBERÍAS DEL CIRCUITO DE CLIMATIZACIÓN.....	108
TABLA 3.27:	CARACTERÍSTICAS MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	119
TABLA 3.28:	CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR SELECCIONADO.....	121
TABLA 3.29:	ESQUEMA CONEXIONADO DEL INVERSOR.....	121
TABLA 3.30:	RADIACIÓN GLOBAL DIARIA EN WH/M ² PARA LA CIUDAD DE SEVILLA SEGÚN LA INCLINACIÓN DE LA SUPERFICIE.....	126
TABLA 3.31:	RESUMEN DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN Y POR SOMBRAS.....	127
TABLA 3.32:	GDM(A,B) EXPRESADO EN WH/M ² Y DÍA.....	129
TABLA 3.33:	CÁLCULO DEL PARÁMETRO PERFORMANCE RATIO.....	131
TABLA 3.34:	ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE EL PRIMER AÑO.....	131
TABLA 3.35:	CONSUMO DE ILUMINACIÓN EN EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.....	138
TABLA 3.36:	CONSUMOS DE ILUMINACIÓN POR ESTANCIAS EN PARQUE AUXILIAR.....	140
TABLA 3.37:	CONSUMOS DE ILUMINACIÓN EN EXTERIORES.....	140
TABLA 3.38:	RESUMEN DE LUMINARIAS DONDE INCORPORAR BE EN EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.....	142
TABLA 3.39:	RESUMEN DE LUMINARIAS DONDE INCORPORAR BE EN PARQUE AUXILIAR.....	142
TABLA 3.40:	AHORROS ENERGÉTICOS PRODUCIDOS POR LA INCORPORACIÓN DE BALASTOS ELECTRÓNICOS.....	143
TABLA 3.41:	AHORROS ENERGÉTICOS ESPERADOS CON LA INCORPORACIÓN DE UN INTERRUPTOR CREPUSCULAR PARA EL CONTROL DE LA ILUMINACIÓN DE LOS PASILLOS DEL EDIFICIO DE OFICINAS CENTRALES.....	144
TABLA 3.42:	EQUIVALENCIA LÁMPARAS.....	145

TABLA 3.43:	AHORROS ENERGÉTICOS POR MEJORAS EN EL ALUMBRADO EXTERIOR.....	145
TABLA 3.44:	EQUIVALENCIA HM CON LED.....	146
TABLA 3.45:	AHORROS ENERGÉTICOS EN ALUMBRADO EXTERIOR CON INCORPORACIÓN DE PROYECTORES LEDS.....	146
TABLA 4.1:	INVERSIÓN REQUERIDA PARA MAEE_1.....	148
TABLA 4.2:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_1	148
TABLA 4.3:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_2	148
TABLA 4.4:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_3	149
TABLA 4.5:	DESGLOSE INVERSIÓN EN BALASTOS ELECTRÓNICOS.....	150
TABLA 4.6:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_4.1	150
TABLA 4.7:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_4.2	150
TABLA 4.8:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_4.3	151
TABLA 4.9:	CÁLCULO PRS PARA MAEE_4.4	151
TABLA 5.1:	TABLA RESUMEN MEDIDAS DE AHORRO PROPUESTAS.....	152
TABLA 5.2:	PLAN DE INVERSIÓN PROPUESTO	153

1. Introducción a la auditoría energética.

1.1 Objetivo del proyecto

El presente Proyecto Fin de Carrera (PFC) desarrolla una auditoría energética sobre unas instalaciones reales que actualmente se encuentran en pleno funcionamiento. Se usarán datos reales para realizar el diagnóstico energético de las instalaciones, datos que han sido facilitados por los servicios técnicos de la empresa que explota las instalaciones.

Debido al objetivo académico del presente documento se plantearán medidas de mejoras energéticamente viables aunque la inversión económica haga que no sean rentables a corto plazo. En este mismo aspecto no se llegará a plantear un gran número de medidas debido al carácter académico del Proyecto Fin de Carrera, pero si se planteará al menos una medida en cada uno de los grupos de consumo mayoritarios que puede encontrarse en un edificio de oficinas. En la realidad, el grupo de auditores se reúnen previamente con el cliente auditado para establecer el alcance del estudio incluyendo las medidas de mejora que son interesantes estudiar desde el punto de vista de las posibilidades tanto técnicas como económicas que tenga el cliente para llevarlas a cabo. Por último, se presentará una estimación de las inversiones para ejecutar las medidas planteadas y facilitar así al lector una estimación de los plazos de recuperación de las inversiones necesarias.

Las auditorías energéticas son un instrumento fundamental para introducir el concepto de eficiencia energética en las empresas. El conocimiento del consumo energético en las instalaciones y la identificación de los factores que influyen directamente en el consumo de energía, permiten identificar las posibilidades de ahorro energético que las empresas tienen a su alcance además de analizar la viabilidad técnica y económica de su implantación.

La auditoría comienza con una descripción del edificio, del tipo de sistema de climatización empleado para su acondicionamiento y demás sistemas consumidores de energía, especificando en cada caso los equipos constituyentes y sus características técnicas. A continuación, se muestran los consumos anuales y mes a mes, separados en consumos eléctricos y térmicos (si los hubiera), que servirán de referencia para valorar las posibles medidas de ahorro que se proponen en los apartados siguientes. Seguidamente se analizan las posibles medidas de mejora en el rendimiento de los sistemas de climatización y de generación de agua caliente sanitaria (en adelante A.C.S.), así como las posibilidades de ahorro mediante actuaciones sobre la instalación de iluminación. Posteriormente, se analiza la posibilidad de implementar energías renovables en el edificio, en concreto, se analiza la viabilidad técnico – económica de emplear instalaciones solares o cualquier otro sistema de origen renovable.

1.2 Identificación y ubicación de las instalaciones.

Las instalaciones objeto de estudio pertenecen a una empresa de limpieza situada en Sevilla cuya única línea de negocio es la limpieza de espacios urbanos mediante unidades de limpieza compuesta por medios humanos y flota de vehículos ligeros. El recinto alberga tanto las oficinas centrales de la empresa como un pequeño parque auxiliar destinado a la limpieza, mantenimiento y parking para los vehículos ligeros y servicios para el personal de limpieza de la empresa. En la figura 1.1 puede encontrarse una vista aérea de las instalaciones quedando delimitada por la línea de color rojo la parte del edificio donde se ubican las oficinas centrales y en color amarillo queda delimitado el parque auxiliar comentado. La planta baja del edificio de oficinas centrales alberga además una zona de vestuarios, salas de descanso y despachos de los encargados de personal.



Figura 1.1: Vista Aérea de las Instalaciones

La parcela que ocupa ambas instalaciones tiene una superficie de 5.163 m². La geolocalización de las instalaciones puede realizarse mediante las siguientes coordenadas UTM: X = 765309; Y = 4140353; 29S

1.3 Distribución.

En las instalaciones centrales de la empresa auditada se pueden distinguir las siguientes zonas:

- Edificio de Oficinas Centrales.
- Parque Auxiliar.

A continuación, se describe cada una de las zonas en mayor profundidad:

a) *Edificio de Oficinas Centrales*

En la siguiente imagen puede observarse el edificio a describir:



Figura 1.2: Edificio de Oficinas Centrales.

La figura 1.2 muestra la entrada principal al edificio de oficinas, este edificio cuenta con dos plantas sobre rasante, planta baja y primera, junto con una planta sótano. Parte de la planta baja del edificio de oficinas pertenecen al parque auxiliar y se indica así en la descripción que se realiza más adelante.

La comunicación vertical del edificio se realiza a través de un núcleo de escalera y un único ascensor. Las principales estancias se muestran a continuación clasificadas por plantas:

- Planta Sótano:
 - Salón de Actos
 - Servicio Médico
 - Archivo
 - Sala de cuadros eléctricos
 - Sala de servidores informáticos.
- Planta Baja:
 - Recepción
 - Registro
 - Dpto. Informática
 - Dpto. de RRHH e Infraestructura

- Dpto. de prevención
- Vestuarios (*Parque Auxiliar*)
- Sala Instalaciones (*Parque Auxiliar*)
- Taller (*Parque Auxiliar*)
- Despachos encargados (*Parque Auxiliar*)

- Planta Primera:

- Sala de Reuniones
- Dirección y Gerencia
- Dirección corporativa
- Dpto. Económico-Financiero
- Dpto. de Compras
- Dpto. Organización y Sistemas
- Dpto. Calidad ambiental
- Dpto. Planificación, Proyectos y Control
- Secretaria General
- Dpto. Atención y Participación Ciudadana

Comentar que la única comunicación entre la zona de la planta baja perteneciente al parque auxiliar y las oficinas centrales, es mediante una salida de emergencia, la cual comunica el sótano con el taller del parque. Además desde la planta primera puede accederse a través de algunos despachos a zonas transitables de la cubierta del edificio de oficinas centrales.

La superficie total construida para este edificio es de 3.543 m², siendo el siguiente reparto de superficies el mostrado en la tabla 1.1.

Planta Sótano	523 m ²
Planta Baja	2.091 m ²
Planta Primera	929 m ²

Tabla 1.1: *Reparto de superficies en el Edificio de Oficinas*

b) Parque Auxiliar

La figura 1.3 muestra una panorámica del parque auxiliar donde pueden distinguirse las siguientes estancias:



Figura 1.3: Parte del Parque Auxiliar.

- Control de acceso: Se trata de una garita junto a la puerta de acceso, donde se ubica el guarda de seguridad. La superficie total construida para esta garita es de 36 m².
- Zona exterior, parking: Las instalaciones cuentan con una pequeña zona ajardinada y un pequeño parking al aire libre. Por el contrario, en el parque auxiliar se pueden distinguir las siguientes zonas:
 - Edificio del parque.
 - Nave metálica.
 - Zona de limpieza
 - Patio interior.

A continuación, se describe cada una de las zonas en mayor profundidad:

- Edificio del parque

Este edificio cuenta con una planta sobre rasante y cuenta con las siguientes estancias:

- Aparcamiento de motos
- Cuarto de contadores
- Nave central
- Sala de Descanso
- Despachos
- Almacenes

La superficie total construida para este edificio es de 411 m².

- Nave Metálica

Se trata de una nave junto al edificio del parque con cerramiento metálico que se utiliza como almacén y un pequeño taller de reparación. El área de esta nave es de 181 m².

- Zona Limpieza

En la esquina Noroeste, existe una zona de limpieza de vehículos compuesta por una caseta metálica, donde se ubica la zona de limpieza y un almacén. El área de esta caseta es de 160 m².

- Patio Interior

Prácticamente, toda la extensión del parque auxiliar la ocupa un patio interior para el aparcamiento de los diferentes vehículos de limpieza y para la carga de agua mediante la toma de aguas dispuestas. El área de esta zona es de 2.951 m².

Como se comentó anteriormente, el parque cuenta con una zona de talleres, vestuarios y despachos de encargados, a los cuales se accede desde el parque auxiliar.

1.4 Calidades constructivas.

La estructura portante en el edificio de oficinas se compone de una estructura con pilares metálicos y forjados compuestos por bovedilla de hormigón y viguetas metálicas con su correspondiente capa de compresión. En la zona central de la primera planta, existe una celosía metálica tridimensional de nudos articulados tal y como puede visualizarse en la figura 1.4.

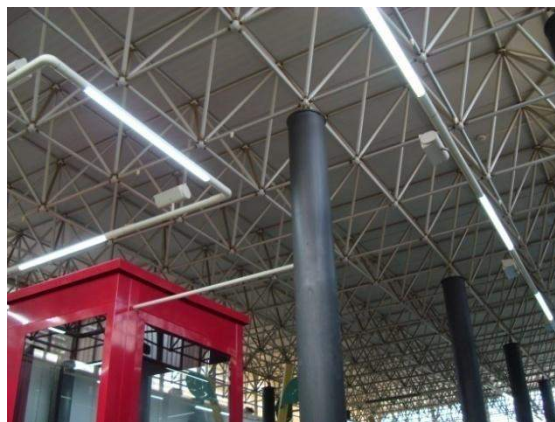


Figura 1.4: Detalle celosía metálica

La construcción para el control de acceso posee una estructura en base a pilares metálicos tal y como se muestra en la figura 1.5. Del mismo modo, en el edificio del parque la estructura es de pilares metálicos, donde en la nave central, existen unas cerchas metálicas.



Figura 1.5: Control de acceso.

Para el resto de naves y casetas del parque se han empleado una estructura metálica como la que se muestra a continuación en la figura 1.6 perteneciente a la zona de lavado de vehículos.



Figura 1.6: Nave de estructura metálica zona de lavado

Respecto a la epidermis comentar que el estado de conservación en todos los edificios existentes en las instalaciones es bueno. En el edificio de oficinas, el cerramiento exterior, de forma general, está realizado en base a muros multicapa de fábrica de ladrillo, compuesto por mortero de cemento, citara de ladrillo cerámico hueco doble o cara vista, enfoscado con mortero de cemento, cámara de aire con o sin aislamiento, tabicón y revestimiento interior de mortero de cemento o yeso, desconociendo la existencia de aislamiento y el espesor del mismo. Para el revestimiento exterior de las diferentes fachadas, se conjuga el ladrillo cara

vista con placas de piedra caliza y placas cerámicas. Los detalles de la terminación exterior de la fachada se muestran en la figura 1.7

En las medianeras, la solución más utilizada es en base a paneles modulares, sin embargo algunas estancias están separadas mediante tabiques de ladrillo cerámico con embarrado de mortero y revestimiento cerámico en ambos lados.



Figura 1.7: Detalle terminaciones exteriores de la envolvente térmica

Para el edificio del parque auxiliar, el cerramiento exterior está realizado mediante citaras de ladrillo cara vista y ladrillo cerámico con revestimiento interior de mortero de cemento. Para el revestimiento exterior, se conjuga el propio ladrillo cara vista o enfoscado con mortero de cemento. El resto de naves y casetas, utilizan como cerramiento chapa grecada.

En cuanto a la cubierta, destacar que en ambos edificios principales son cubiertas planas invertidas no transitables (figura 1.8), compuesta por bovedilla cerámica con viguetas metálicas, capa de compresión de 5 cm, impermeabilizante, aislamiento con porexpan con acabado de gravilla lavada.



Figura 1.8: Detalle cubierta no transitable.

En el edificio de oficinas, en la zona central donde se encuentra la celosía, la cubierta es plana de chapa sándwich. En la parte exterior de esta cubierta y para generar las pendientes, existe una sobre cubierta a dos aguas de chapa grecada (figura 1.9). Del mismo modo, en el edificio del parque auxiliar, en la nave central, la cubierta es a dos de chapa grecada. Como se comentó, en el edificio de oficinas, parte de la planta baja, disponen de cubiertas transitables, a las que se accede desde algunos despachos de la planta primera. Estas cubiertas cuentan con solería compuesta por ladrillo sevillano. En el resto de naves y caseta, las cubiertas son a un agua y de chapa grecada.



Figura 1.9: Detalle cubierta plana tipo sándwich.

En lo que se refiere a los huecos de ventanas, en ambos edificios principales, están compuestos por carpintería de aluminio en tono blanco sin rotura de puente térmico y con vidrio simple de 6 mm tal y como se muestra en la figura 1.10. En cuanto a las protecciones solares, señalar que ambos edificios principales, disponen de protección exterior mediante persianas y protección interior mediante stores. En el lucernario perimetral que existe en la zona central de la primera planta, existen unas lamas exteriores.



Figura 1.10: Detalle huecos.

1.5 Horarios de uso de las instalaciones.

En la tabla 1.2 se muestra el horario suministrado por el personal de mantenimiento de las distintas zonas y estancias existentes en las instalaciones auditadas, el horario de trabajo indicado se corresponde con el horario funcional, no obstante y para las tareas de limpieza, el horario es de 15:00 a 21:00 horas de lunes a viernes. Una vez analizados los horarios de las distintas zonas, se indica la ocupación media de cada edificio, dentro de sus horarios de funcionamiento en la tabla 1.3, además del número de ocupantes indicados, existe personal de mantenimiento y limpieza que no se ha considerado.

Zona		Régimen de Funcionamiento
Oficinas Centrales	Oficinas y Despachos	7:30 a 15:00 de lunes a viernes
	Garita de Seguridad	24 horas de lunes a domingos
Parque Auxiliar	Talleres Almacén y Limpieza	6:30 a 21:00 de lunes a viernes
	Parque Auxiliar	6:30 a 14:00 de lunes a viernes

Tabla 1.2: *Horarios de ocupación por parte del personal.*

Edificio	Ocupación
Oficinas Centrales	78
Parque Auxiliar	152

Tabla 1.3: *Ocupación media en las instalaciones*

Es necesario indicar que para la realización de la auditoria no se ha tenido en cuenta la disminución de ocupación que sufre el edificio en época estival debido al periodo vacacional del personal.

1.6 Resumen características de las instalaciones auditadas.

Las instalaciones descritas muestran claramente un edificio típico de oficinas con una parte anexa destinada a servicios auxiliares, la ocupación y actividad en cada una de las partes está bastante definida, por un lado en la parte de oficinas se realiza un trabajo puramente administrativo mientras que en la parte auxiliar existen tareas de mantenimiento de vehículos, servicios auxiliares para los operarios de limpieza y estacionamiento de vehículos.

La situación geográfica del edificio, la ciudad de Sevilla, además de la orientación y espacio disponible en la cubierta no transitable invita a plantear medidas que aprovechen la radiación

solar como fuente de energía para su conversión en energía útil que sea aprovechada por los usuarios que trabajan en el edificio descrito.

Finalmente, respecto a las características constructivas siempre podría ser mejorable la envolvente térmica o la distribución interna del edificio, no obstante, se consideran que las características actuales son suficientes para el uso para el cual fue diseñado el edificio, por lo que no serán propuestas medidas de mejoras en este último aspecto.

2. Situación actual de las Instalaciones objeto de estudio.

2.1 Sistemas de medida y control.

En lo que se refiere a la instalación eléctrica, se dispone de una acometida de baja tensión que suministra electricidad a todas las dependencias e instalaciones de las oficinas centrales y el parque auxiliar. El suministro cuenta con su propio módulo de medida en baja tensión, telegestionado en régimen de alquiler. Las características del módulo de medida son las siguientes:

- Contador digital ZIV
- Nº de contador: 2519369
- Régimen de alquiler
- Telegestionado: nº de Telf. 659201842
- Medida de energía activa, reactiva y máxímetros en tres periodos

Este módulo de medida se ubica en una sala destinada a tal efecto en el edificio principal del parque auxiliar, junto al parking de motos. En la misma sala se encuentra el cuadro general de baja tensión, desde este cuadro se alimentan a las diferentes instalaciones del parque y se alimenta al cuadro general de las oficinas centrales. De igual forma, en la sala, para compensar el consumo de energía reactiva la instalación cuenta con una batería automática de 55 kVAr de la marca ABB, compuesta por 5 escalones de 10 kVAr más uno de 5 KVar. Esta batería, está fuera de servicio en la actualidad.

En los edificios no existe ningún dispositivo de control, gestión y supervisión de la distribución eléctrica.

2.2 Descripción de los sistemas de climatización.

En las oficinas centrales, indicar que salvo los aseos, archivos y salas de instalaciones, el resto de dependencias se encuentran climatizadas. El sistema de climatización consiste en un sistema compuesto por los siguientes equipos:

- Para la planta baja y sótano, existen dos equipos autónomos aire-aire partidos de expansión directa bomba de calor donde a cada unidad exterior se conectan una unidad interior. Estas unidades distribuyen el aire mediante una red de conductos que impulsan el aire a los locales a través de una serie de difusores y el retorno se produce a través de rejillas. Las unidades interiores son de tipo horizontal.
- Para la primera planta, existen dos equipos autónomos aire-aire compacto de expansión directa bomba de calor, tipo Roof-Top. Estas unidades distribuyen el aire mediante una red de conductos que impulsan el aire a los locales a través de una serie de difusores, el retorno se produce a través de rejillas.
- Para la sala de reuniones de la primera planta, existe un equipo autónomo aire-aire compacto de expansión directa bomba de calor. Esta unidad distribuye el aire mediante un conducto que impulsan el aire a la sala a través de una serie de difusores, el retorno se produce a través de rejillas.
- Como apoyo o por ampliaciones realizadas, existen equipos autónomos aire-aire partido de expansión directa bomba de calor tipo Split y tipo Cassette. En el caso de la sala de servidores, los equipos son solo de frío.

Respecto al parque auxiliar, se encuentra climatizados todos los despachos y la sala de descanso, junto con los vestuarios y el taller que se encuentran calefactados. El sistema de climatización se compone por los siguientes equipos:

- En los despachos y en la sala de descanso, existen equipos autónomos aire-aire partidos de expansión directa bomba de calor tipo Split.
- En los vestuarios, existen aerotermos murales eléctricos, mientras que en el taller existen radiadores cerámicos.

Se describen a continuación los elementos mencionados del sistema de climatización.

a) Equipos de generación frío/calor.

En las oficinas centrales, las unidades exteriores de los equipos principales, se ubican en la cubierta del edificio. El resto de equipos autónomos tipo Split, se reparten por las fachadas y las cubiertas transitables, cercanas a las zonas climatizadas. Las características de los dos equipos autónomos aire-aire partidos de expansión directa bomba se describen a continuación:

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. eléct. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
Equipo partido por Conductos	1	Fujitsu General	AOG90TPC3L	25,4	29,5	12,5	2.03	2,36	R-407C	Aire	Informática, vestíbulo y sótano

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. electr. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
	1	Lennox Refac	KNHK 43E	40	43	17,02	2,35	2,83	R-407C	Aire	R.R.H.H. y Prevención

Tabla 2.1: Características de los equipos generadores partidos por conductos en Oficinas Centrales

Las características de los tres equipos autónomos aire-aire compactos de expansión directa bomba de calor se describen en la tabla 2.2:

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. electr. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
Equipo Compacto	1	Ciatesa	IPC 80	18,9	19,8	8,0	2,4	3,0	R-407C	Aire	Sala reuniones
	1	Ciatesa	IPC 255	59,4	60,6	23.76	2,5	3,1	R-407C	Aire	Mitad 1ª Planta
	1	Ciatesa	IPC 255	59,4	60,6	23.76	2,5	3,1	R-407C	Aire	Mitad 1ª Planta

Tabla 2.2: Características de los equipos compactos en Oficinas Centrales

Las características de los equipos autónomos aire-aire partidos de expansión directa bomba tipo Split y Cassette se describen a continuación:

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. electr. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
Split	2	Fujitsu General	AOG17UNBK	4,70	5,40	1,76	2,67	2,71	R410A	Aire	Cuadros Eléctricos

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. eléct. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
	1	Fujitsu General	AOH14USBC	4,25	4,80	1,38	3,08	3,78	R410A	Aire	Gabinete médico
	1	Fujitsu General	AOH9UFCC	2,60	2,95	1,07	2,43	3,27	R410A	Aire	
	1	Fujitsu General	AOH9UFCC	2,60	2,95	1,07	2,43	3,27	R410A	Aire	Formación y R. Laborales
	2	Fujitsu General	AOY30FNBDL	7,90	-	2,75	2,87	-	R410A	Aire	Servidores
	1	Fujitsu General	-	-	-	-	-	-	R410A	Aire	Garita
	2	Carrier	38YE012N	3,50	4,10	1,31	2,66	2,88	R-407C	Aire	Atención y Participación Ciudadana
	1	Fujitsu General	AOHR24LCL	7,10	8,10	2,21	3,21	3,61	R410A	Aire	Calidad Ambiental
	1	Fujitsu General	-	-	-	-	-	-	R410A	Aire	Desp. Org y Sistemas
	4	Orbegozo	ABR 121	4,65	4,65	1,34	4,47	3,34	R-407C	Aire	Caracolas
Cassette	1	Mitsubishi Electric	SUZ-KA50VA	4,90	5,90	1,74	2,82	3,49	R410A	Aire	Prevención

Tabla 2.3: Características de los equipos partidos tipo Split y Cassette en Oficinas Centrales

En el parque auxiliar, las unidades exteriores de los equipos autónomos partidos tipo Split, se ubican en la cubierta del edificio del parque y en la cubierta transitable del edificio de oficinas centrales. Las características de los equipos autónomos aire-aire partidos de expansión directa bomba tipo Split se describen a continuación:

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Pot. frig. (kW)	Pot. calor. (kW)	Pot. eléct. (kW)	EER	COP	Ref.	Cond.	Zona
Split	1	Fujitsu General	AOH9UFCC	2,60	2,95	1,07	2,43	3,27	R410A	Aire	Despacho Taller
	3	Orbegozo	ABR 121	4,65	4,65	1,34	4,47	3,34	R-407C	Aire	Despacho edificio
	1	Saunier Duval	-	-	-	-	-	-	-	Aire	Sala Descanso
	5	Orbegozo	-						R-407C	Aire	Despachos Encargados

Tabla 2.4: Características de los equipos partidos tipo Split en Parque Auxiliar

Por el contrario las características de los aerotermos murales eléctricos y radiadores cerámicos existentes en los vestuarios y el taller respectivamente, se muestran a continuación.

Nº	Modelo	Tensión 50 Hz (V)	Potencia total (W)	Potencia calefacción (W)	Intensidad máxima (A)	Velocidad (r.p.m.)	Caudal máximo (m3/h)	Aumento de temperatura (°C)	Velocidad aire en descarga (m/s)
12	EC-3N	230	3.033	1500/3000	13	1.300	350	26	2

Tabla 2.5: Características de los aerotermos de los vestuarios del Parque Auxiliar

Nº	Modelo	Tensión 50 Hz (V)	Potencia total (W)	Potencia calefacción (W)
12	-	230	3.033	600/1.200

Tabla 2.6: Características de los radiadores cerámicos del Taller del Parque Auxiliar

b) Equipos de distribución de aire.

En las oficinas centrales, la distribución de aire, mayoritariamente en las diferentes estancias, se realiza mediante conductos. El aire es impulsado a los locales a través de conductos de fibra de vidrio con aislamiento recubierto por aluminio y se reparte en el local mediante difusores cónicos o rejillas de impulsión. Por su parte el retorno de aire se realiza a través de unas rejillas que llevan el aire de retorno al plenum o directamente al exterior. Por tanto en los equipos partidos, las unidades interiores toman el aire del plenum, donde se mezcla el aire de retorno con aporte de aire exterior. Los equipos compactos toman el aire directamente del exterior, donde se mezcla con el aire de retorno.

La distribución de aire en las zonas donde se disponen de los equipos tipo Split y Cassette, se realiza directamente a partir de los equipos autónomos. En el caso de los equipos tipo Split y Cassette, la unidad terminal se encuentra en la propia estancia a la que abastecen, produciéndose en la misma unidad la impulsión y retorno de aire.

Referente a los equipos partidos de conductos, señalar que cada unidad exterior, dispone de una unidad interior con las mismas características térmicas. Como se ha indicado anteriormente, la unidad interior Lennox, situada en el falso techo entre el armario situado a la izquierda de la entrada y un despacho de R.R.H.H., distribuye el aire sobre la zona del Departamento de R.R.H.H., Prevención e Infraestructura. Por el contrario la unidad interior Fujitsu General, situada en el falso techo del aseo femenino del vestíbulo de entrada, distribuye el aire sobre la zona del vestíbulo de entrada, Departamento de Informática, Registro y planta sótano.

Respecto a los equipos compactos, el equipo de la sala de reuniones distribuye el aire a la propia sala de reuniones. Por el contrario los equipos Ciatesa IPC 255, distribuye el aire a la mitad de la planta primera correspondiente con la zona de Gerencia, Departamento Económico Financiero disponiendo de rejillas al patio central. El otro equipo de las mismas características distribuye el aire a la mitad opuesta de la planta disponiendo igualmente las rejillas al patio central. La tabla 2.7 muestra un resumen de los distintos equipos autónomos partidos de expansión directa bomba de calor y qué unidades interiores de conducto tienen conectadas, junto con la zona que climatiza.

Tipo	Nº	Marca	Modelo	Zona climatizada
Equipo partido por Conductos	1	Fujitsu General	AOG90TPC3L	Vestíbulo de entrada, Departamento de Informática, Registro y planta sótano
	1	LennoxRefac	KNHK 43E	Departamento de R.R.H.H., Prevención e Infraestructura
Equipo Compacto	1	Ciatesa	IPC 80	Sala de Reuniones
	1	Ciatesa	IPC 255	Mitad de la planta primera correspondiente a: Gerencia, Departamento Económico Financiero, etc. y mitad del patio central
	1	Ciatesa	IPC 255	Mitad de la planta primera correspondiente a: Calidad Ambiental, Secretaría General, etc. y mitad del patio central

Tabla 2.7: Zonas Climatizadas por equipos de conductos

En el parque auxiliar, al disponer de equipos autónomos partidos tipo Split, la distribución de aire se realiza directamente a partir de los equipos autónomos ya que la unidad terminal se encuentra en la propia estancia a la que abastecen, produciéndose en la misma unidad la impulsión y retorno de aire. Señalar que en los despachos de los encargados, se han localizado dos ventiladores de techo.

c) Sistema de control de la climatización

Respecto al sistema de control, indicar que para el control de los equipos compactos y equipos partidos de conductos existentes en las oficinas centrales, existe un termostato instalado por cada equipo. Estos termostatos, aunque existe un aviso rogando que no se manipulen, pueden ser manipulados por cualquiera de los usuarios controlando el encendido y apagado así como la temperatura de consigna.

Al existir principalmente conductos para la distribución de aire, se han detectado algunos despachos y zonas, como son el despacho de Dirección Corporativa y el Salón de Actos que disponen de Air Zone, dispositivo mediante el cual se abre o cierra una rejilla, variando el caudal de aire.

En cuanto a los equipos autónomos partidos tipo Split o Cassette, comentar que el control se realiza mediante el mando individual por los usuarios de las zonas donde se encuentran ubicados, controlando el encendido y apagado, así como la temperatura de consigna.

Para los aerotermos murales eléctricos de los vestuarios del parque auxiliar, existe un reloj para programar el funcionamiento de los mismos.

d) Unidades de extracción

En el taller del parque auxiliar, existe una unidad de extracción, que se activa manualmente al existir vehículos en marcha dentro del taller. No se disponen de las características de esta unidad de extracción.

e) Observaciones a las instalaciones de climatización.

Tras el trabajo de inventario realizado se ha observado deficiencias en el sistema de climatización. De cara a los conductos de refrigerante que unen las unidades exteriores con las unidades interiores de los equipos autónomos tipo Split y en el equipo partido de conducto Lennox, se han detectado fallos de aislamiento (figura 2.1) lo que provocan pérdidas y su correspondiente aumento del consumo de energía. Se recomienda la colocación de coquillas para evitar las perdidas existentes actualmente.



Figura 2.1: Detalle fallo de aislamiento

De cara al sistema de control, los termostatos pueden ser manipulados por cualquier persona, además según Real Decreto 1826/2009, de 27 de noviembre, por el que se modifica el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), es suficiente mantener la climatización a una temperatura de 26 °C en verano, y de 21°C en invierno, con una humedad relativa comprendida entre el 30% y el 70% para edificios administrativos. En este sentido, durante las visitas de inventario, se ha observado que trabajando en régimen de refrigeración la

temperatura era inferior a 26 °C (figura 2.2). Esta disminución de temperatura respecto a la recomendada, provoca aumentos en el consumo de energía, aumentando el consumo de climatización en un 7% por cada grado de desviación en refrigeración y de un 4% en modo calefacción.



Figura 2.2: Temperatura de consigna asignada para refrigeración.

De cara al sistema de climatización general presente en las oficinas centrales, existen cuatro equipos principales que climatizan prácticamente todo el edificio. De cada unidad interior o equipo tipo Roof-Top, parte una serie de conductos para climatizar las diferentes estancias. Aunque las oficinas disponen de un horario establecido, existen estancias a lo largo de la jornada de trabajo que se encuentran desocupadas de forma temporal y que se encuentran climatizadas. Además esto ocurre y de forma más acusada, cuando un trabajador permanece fuera del horario de trabajo y se debe climatizar una zona bastante más amplia a lo que es su puesto de trabajo. Este mismo caso, ocurre durante el horario de limpieza. Por tanto, dado lo anterior, el sistema existente, no es el sistema más adecuado para edificios de oficinas con diferentes zonas o despachos delimitados por tabiquería. Este sistema se suele utilizar en zonas diáfanas como centros comerciales o en edificios de oficinas donde no existan separaciones físicas entre las distintas zonas.

De cara a la unidad interior del equipo Lennox, que climatiza el Departamento de R.R.H.H, Prevención e Infraestructura, señalar que se encuentra situada en el falso techo entre el armario situado a la izquierda de la entrada y un despacho de R.R.H.H. En este caso la toma de aire se encuentra en el lado del armario, en el cual no se dispone de aire de retorno, ni una entrada correcta de aire exterior. En este sentido, se recomienda la modificación de la situación del mismo.

Por último, remarcar que durante la visita, se han observado ventanas abiertas, estando la climatización en funcionamiento, provocando pérdidas a través de los huecos y derroche energético bastante elevado.

2.3 Descripción de la instalación de ACS.

Para satisfacer la demanda de ACS del Parque Auxiliar y Oficinas Centrales, existe un depósito aislado de acumulación de 4.000 l, el cual dispone de dos resistencias eléctricas para generar el ACS.

Las características del depósito, son las siguientes:

Nº	Marca	Modelo	Volumen (l)	Temperatura Acumulación (°C)	Presión (bar)	Nº Resistencias	Potencia Resistencia (kW)
1	Lapesa	ME-4000-LPR V	4.000	60	8	2	Sin datos

Tabla 2.8: Características de sistema de generación de ACS.

En la siguiente imagen se muestra en detalle las resistencias eléctricas existentes:



Figura 2.3: Detalle resistencias eléctricas.

Para garantizar la presión de consumo de agua potable y ACS, se dispone de un grupo de presión, el cual es alimentado por un depósito de 1.000 l. Estos elementos se encuentran instalados en la sala de instalaciones junto a los vestuarios.

El grupo de presión se compone de una bomba de 1,8 kW junto con un acumulador hidroneumático de 20 litros.

2.4 Descripción de los sistemas de iluminación.

En las tablas que se muestran a continuación se desglosan los tipos de lámparas localizados, así como varias de sus características básicas: su potencia, el tipo de luminaria sobre el que se encuentran instalados, su instalación y el equipo auxiliar que utilizan. En cuanto al equipo auxiliar, se han encontrado lámparas utilizando las siguientes tipologías: reactancias electromagnética (EM) y balasto electrónico (BE).

Para el alumbrado exterior, se cuenta con células crepusculares como elementos de maniobra. En la tabla 2.11 donde se muestra un listado de las lámparas instaladas actualmente, se indica si el encendido y apagado es manual mediante la letra M en la columna de elemento de maniobra.

En primer lugar, la tabla 2.9 muestra el desglose de potencia total instalada para cada uno de los tipos de lámparas encontradas en el conjunto de las instalaciones. Igualmente figura 2.4 puede visualizarse gráficamente el desglose de los sistemas de iluminación.

Tipo de lámpara	Potencia Instalada (W)	Porcentaje (%)
Fluorescente convencional T8	31.890	70,40%
Bajo c. integrado	638	1,41%
Bajo consumo no integrado	1.020	2,25%
Incandescente	4.320	9,54%
Halogenuro metálico	5.880	12,98%
Halógena	1.550	3,42%
TOTAL	45.298	100%

Tabla 2.9: *Desglose de potencia total instalada en los sistemas de iluminación.*

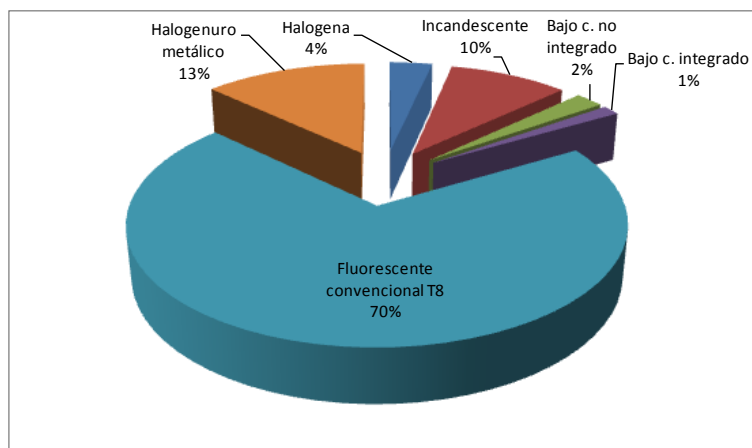


Figura 2.4: Desglose gráfico del tipo de lámparas instaladas.

La mayoría de lámparas instaladas emplean equipos auxiliares tal y como se ha comentado anteriormente, en la tabla 2.10 se muestra un desglose de estos equipos. Es importante apreciar que la gran mayoría de los equipos auxiliares son reactancias electromagnéticas lo que implica un factor de sobreconsumo importante respecto a la potencia de la lámpara a la que está vinculado el equipo auxiliar.

Tipo de lámpara	Nº de equipos	Porcentaje (%)
EM (equipo electromagnético)	502	81,63%
BE (balasto electrónico)	11	1,79%
Sin equipo	102	16,59%
TOTAL	615	100%

Tabla 2.10: Desglose por equipos auxiliares

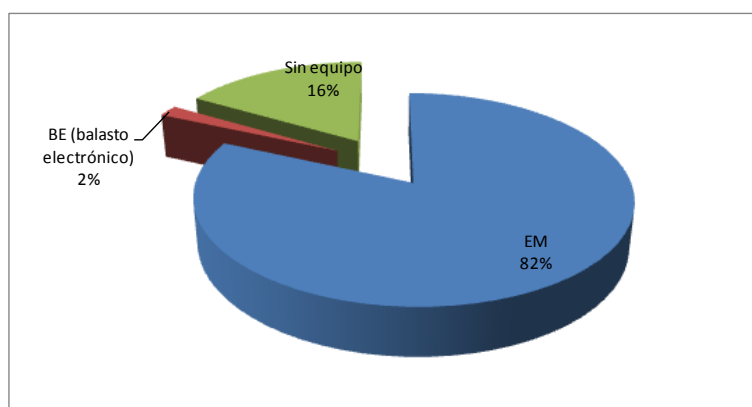


Figura 2.5: Desglose gráfico por equipos auxiliares.

Por otro lado, como se puede observar en la tabla 2.9, un 70% de la potencia instalada en iluminación total corresponde a lámparas de fluorescentes convencionales, la mayoría con equipo electromagnético. Sobre este tipo de lámparas se propondrán diversas actuaciones de mejora con el objetivo de disminuir el factor de sobreconsumo asociado. Así mismo de forma general, se recomienda ir sustituyendo las lámparas incandescentes por otras más eficientes (bajo consumo integrado, fluorescentes tipo ECO o Leds) a medida que vaya siendo necesario su reemplazo.

Las siguientes tablas desglosan las lámparas según la zona del edificio donde se encuentren instaladas, la tabla 2.11 muestra el inventario correspondiente a la iluminación del edificio de oficinas:

Pta.	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
PS	Aseo femenino	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Aseo masculino	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Aseo-Zona Común	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Salón de Actos	6	Aplicado pared/techo	2 x Bajo c. no integrado	2	8	EM	M
PS	Salón de Actos	20	Empotrada falso techo	Halógena	1	50	-	M
PS	Salón de Actos	8	Empotrada falso techo	Halógena	1	50	-	M
PS	Salón de Actos	6	Proyector	Incandescente	1	120	-	M
PS	Ser. Médico-Gabinete 1	3	Regleta suspendida	Fluorescente 2 tubos	2	18	EM	M
PS	Ser. Médico-Gabinete 2	8	Regleta suspendida	Fluorescente 2 tubos	2	18	EM	M
PS	Servicio Médico	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Servicio Médico	6	Regleta suspendida	Fluorescente 2 tubos	2	18	EM	M
PS	Zona Común	6	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Zona Común	1	Estancia adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
PS	Zona Común	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
PS	Sala Cuadros Eléctricos	2	Estancia adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	-
P0	Admón. RR.HH.	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Pta.	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P0	Aplique exterior	13	Aplique pared/techo	Incandescente	1	60	-	Célula
P0	Aseo femenino	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Aseo masculino	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Balizas exterior	8	Baliza	1 x Bajo c. no integrado	1	20	EM	-
P0	Caseta guarda	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	CPD	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Dist. RR.HH. e Infraestruct.	5	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Distribuidor	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Distribuidor	5	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Dpcho. Desocupado	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Dpcho. Desocupado	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P0	Dpcho. Informática	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Dpcho. RR.HH.	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Dpcho. RR.HH.	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P0	Dpcho. RR.HH.	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Dpcho. RR.HH.	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Dpcho. RR.HH.	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P0	Dpto. Informática	5	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Dpto. Informática	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Formación y R. Laborales	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Formación y R. Laborales	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P0	Globo exterior	4	Globo	Incandescente	1	60	-	-
P0	Porche	6	Empotrada falso techo	1 x Bajo c. no integrado	1	12	EM	Célula

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Pta.	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P0	Registro general	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	RR.HH.	24	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	RR.HH.	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P0	Sala fotografía	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P0	Sala reuniones	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Aseo femenino	4	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P1	Aseo femenino	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Aseo masculino	2	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P1	Aseo masculino	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Aseo-Zona Común	1	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P1	Atención y participación ciudadana	8	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Atención y participación ciudadana	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Dirección corporativa	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Dpcho. Atención 1	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Dpcho. Atención 2	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Dpcho. Desocupado	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Dpto. Económico-Financiero	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Dpto. Económico-Financiero	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Dpto. Económico-Financiero	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Dpto. Calidad Ambiental	10	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Dpto. Control varios	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Dpto. Operaciones	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	36	EM	M
P1	Dpto. Planificación	15	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Dpto. Secretaría General	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M

Pta.	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P1	Gerencia y Dirección Corporativa	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Gerente	6	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Jefe de servicios	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Organización y Sistemas	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P1	Pasillo	33	Regleta suspendida	Fluorescente 1 tubos	1	36	EM	M
P1	Pasillo	34	Proyector	2 x Bajo c. no integrado	2	15	EM	M
P1	Pasillo	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Pasillo	4	Aplicado pared/techo	Incandescente	1	60	-	M
P1	Reprografía	12	Regleta suspendida	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P1	Sala Reuniones	12	Regleta suspendida	Fluorescente 1 tubo	1	36	EM	M
P1	Sala Reuniones	21	Luminaria suspendida	Incandescente	1	40	-	M
P1	Secretario general 1	3	Empotrada falso techo	Fluorescente 3 tubos	3	36	EM	M
P1	Secretario general 2	6	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M

Tabla 2.11: *Inventario de Iluminación edificio de Oficinas Centrales.*

El desglose de potencia total instalada para cada uno de los tipos de lámparas encontradas en el edificio de oficinas se muestra a continuación, mediante una tabla y un gráfico:

Tipo de lámpara	Potencia Instalada (W)	Porcentaje (%)
Fluorescente convencional T8	20.232	77,16%
Bajo consumo no integrado	1.020	3,89%
Bajo consumo integrado	328	1,25%
Incandescente	3240	12,36%
Halógena	1.400	5,34%
TOTAL	26.220	100%

Tabla 2.12: *Resumen inventario de Iluminación edificio de Oficinas Centrales.*

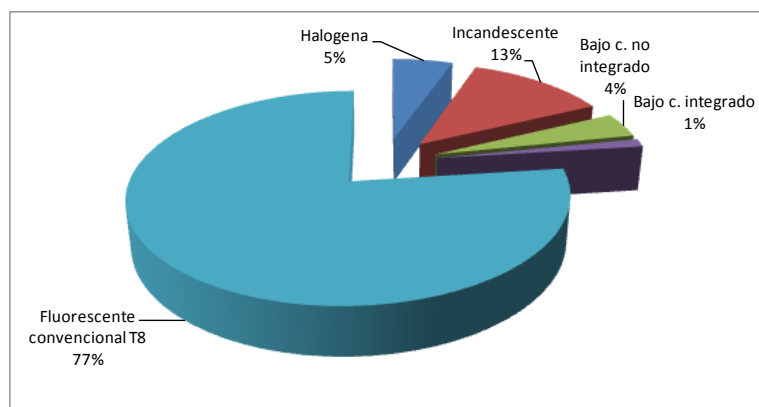


Figura 2.6: Desglose del tipo de lámparas existente en el edificio de Oficinas Centrales.

El desglose de equipos auxiliares encontrados en el edificio de oficinas se muestra a continuación, mediante una tabla y un gráfico:

Tipo de lámpara	Nº de lámparas	Porcentaje (%)
EM (equipo electromagnético)	315	79,15%
Sin equipo	83	20,85%
TOTAL	398	100%

Tabla 2.13: Desglose de equipos auxiliares presentes en el Edificio de Oficinas Centrales.

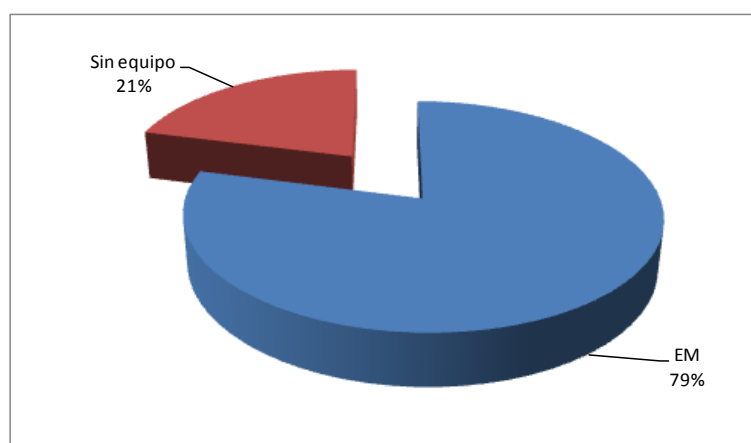


Figura 2.7: Desglose gráfico del tipo de equipo auxiliar en Oficinas Centrales.

Como se puede observar, un 79% de la potencia instalada en iluminación en el edificio de oficinas corresponde a lámparas de fluorescentes convencionales T8 con equipo electromagnético. La tabla 2.8 recoge un inventario de iluminación en el parque auxiliar:

Planta	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P0	Pasillo	7	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Vestuario Masc. 1	4	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Vestuario Masc. 1	22	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Vestuario Masc. 2	4	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Vestuario Masc. 2	26	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Aseo masculino 1	2	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Aseo masculino 1	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Aseo masculino 2	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Auxiliar limpieza	1	Empotrada falso techo	Fluorescente 2 tubos	2	58	EM	M
P0	Sala_Calderas	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Desp_Encargado_Gen	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Despacho_Común	7	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Despacho_Part_1	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Despacho_Part_2	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Vestuario Fem. 3	3	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Vestuario Fem. 3	6	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	BE	M
P0	Aseo femenino 1	2	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Aseo femenino 1	6	Empotrada falso techo	Fluorescente 1 tubo	1	58	EM	M
P0	Aseo femenino 2	5	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Aseo femenino 2	3	Empotrada falso techo	Incandescente	1	60	-	M
P0	Taller_Compresor	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Planta	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P0	Taller_Aceites	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Taller_Despacho	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Taller_Almacén	4	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	18	EM	M
P0	Taller_Almacén	2	Estanca adosada	Fluorescente 1 tubo	1	18	EM	M
P0	Taller_Almacén	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	
P0	Taller	16	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Entrada_Taller	3	Proyector	Halog. metálico	1	70	EM	M
P0	Entrada_Taller	1	Asimétrica cerrada	Halog. metálico	1	70	EM	M
P0	Parking_Motos	6	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Sala_Contador_Eléct	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	4	14	BE	M
P0	Sala_Descanso	9	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Acceso_Sala_Descanso	4	Aplicación pared/techo	Bajo c. integrado	1	20	EM	M
P0	Acceso_Sala_Descanso	2	Luminaria suspendida	Bajo c. integrado	1	85	EM	M
P0	Auxiliar_Servicio	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Encargado_General	4	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Atención al ciudadano	2	Empotrada falso techo	Fluorescente 4 tubos	4	18	EM	M
P0	Almacén_1	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Almacén_2	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Almacén_3	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Almacén_chapa_1	5	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Almacén_chapa_2	4	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Almacén_chapa_2	1	Proyector	Halógeno	1	150	-	M
P0	Desp_chapa_1	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M

Planta	Estancia	Uds.	Luminaria	Lámpara	Nº lámp. por lum.	Pot. unit. lámpara (W)	Equipo auxiliar	Elemento maniobra
P0	Desp_chapa_2	1	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	M
P0	Limpieza_Vehículos	4	Proyector	Halog. metálico	1	40	EM	M
P0	Almacén_Limpieza	2	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	58	EM	M
P0	Exterior	3	Estanca adosada	Fluorescente 2 tubos	2	36	EM	Célula
P0	Exterior	3	Aplicque pared/techo	Bajo c. integrado	1	20	EM	Célula
P0	Exterior	3	Columna	Halog. metálico	2	400	EM	Célula
P0	Exterior	1	Columna	Halog. metálico	4	400	EM	Célula

Tabla 2.14: *Inventario de Iluminación en Parque Auxiliar.*

El desglose de potencia total instalada para cada uno de los tipos de lámparas encontradas en el Parque Auxiliar se muestra a continuación, mediante una tabla y un gráfico:

Tipo de lámpara	Potencia Instalada (W)	Porcentaje (%)
Fluorescente convencional	11.658	61,11%
Halógena	150	0,79%
Bajo consumo integrado	310	1,62%
Incandescente	1.080	5,66%
Halogenuro metálico	5.880	30,82%
TOTAL	19.078	100%

Tabla 2.15: *Desglose tipo de lámparas en Parque Auxiliar.*

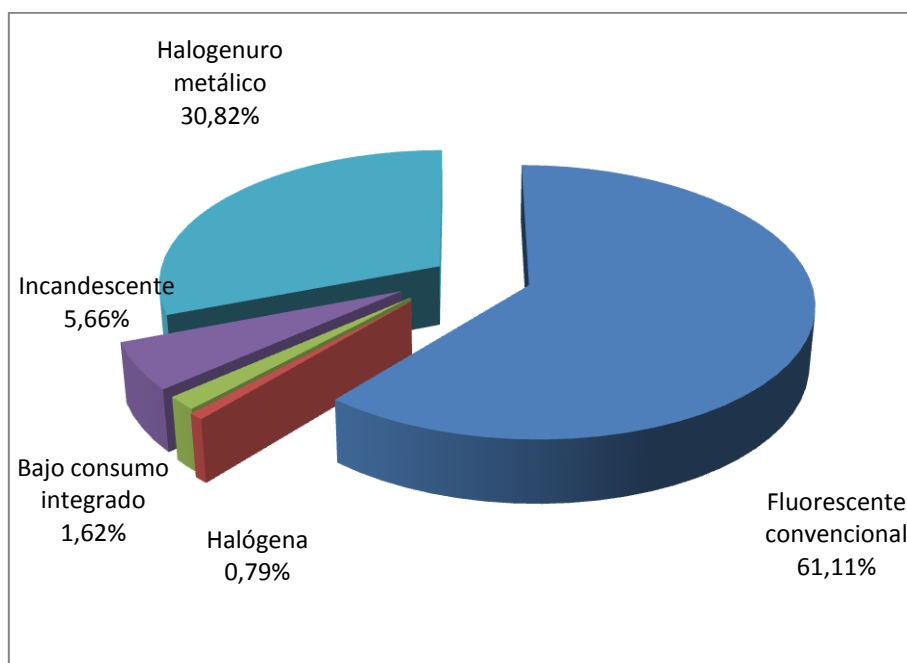


Figura 2.8: Desglose tipo de lámparas en Parque Auxiliar.

El desglose de equipos auxiliares encontrados en el Parque Auxiliar se muestra a continuación, mediante una tabla y un gráfico:

Tipo de lámpara	nº de lámparas	Porcentaje (%)
EM (equipo electromagnético)	187	86,18%
BE (balasto electrónico)	11	5,07%
Sin equipo	19	8,76%
TOTAL	217	100%

Tabla 2.16: Desglose del tipo de equipo auxiliar en Parque Auxiliar.

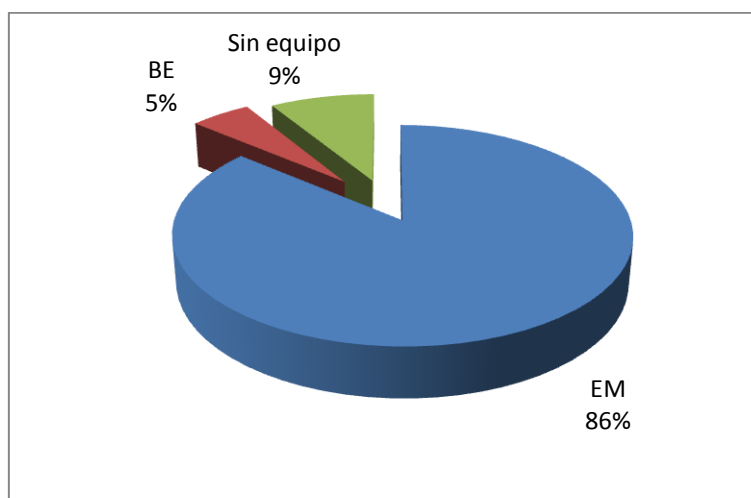


Figura 2.9: Desglose gráfico de equipos auxiliares en Parque Auxiliar.

2.5 Otros equipos consumidores.

En este apartado se indica una relación de los equipos inventariados consumidores de energía, diferentes a los sistemas de iluminación, calefacción, refrigeración y A.C.S., los cuales son tratados en sus apartados correspondientes.

En el caso de las oficinas centrales, al tratarse de un edificio administrativo, los equipos más significativos son los ordenadores e impresoras localizados en los puestos de trabajo, junto con los servidores. Tras la visita realizada, se han localizado los equipos que se indican a continuación:

- 67 ordenadores con pantalla TFT
- 15 impresoras multifunción
- 1 plotter
- 2 proyectores (Sala de Reuniones y Salón de Actos)
- 1 TV

Además de estos equipos, existen los servidores en el Departamento de Informática, que presentan un consumo importante dentro de las oficinas. Para no interrumpir el suministro eléctrico, de los servidores y equipos ofimáticos, en la sala de cuadros eléctricos de la planta sótano, se encuentran dos SAI (sistema de alimentación ininterrumpida). En esta misma sala de servidores, y para evitar los daños de la subida del nivel freático, se dispone de dos bombas sumergibles de achique de 0,75 kW.

Por otro lado, en los Aseos existen instalados secadores de manos eléctricos, los cuales poseen una potencia de 1,2 kW por unidad.

En último lugar, como equipos de desplazamiento vertical en el edificio de Oficinas, existe un ascensor hidráulico de 11 kW que según el personal empleado apenas se usa ya que sólo comunica la planta baja con la planta primera.

En el caso del Parque Auxiliar, al tratarse de una instalación de servicios, los equipos más significativos son las herramientas de Taller y elementos de limpieza, junto con la bomba de llenado de camiones. Existen diferentes herramientas y equipos para la reparación de los vehículos, entre ellos destacar el compresor para aire comprimido de la casa PUSKA de 7,5 kW de 15 bares de presión nominal. En la zona de limpieza, existe un grupo de presión, el cual es alimentado por un depósito de 1.000 l. El grupo de presión se compone de una bomba de 5,5 kW junto con un acumulador hidroneumático de 300 l. En esta zona de limpieza, se dispone además de diferentes máquinas de limpieza y aspiradoras. Para el llenado de agua de los camiones, existe una serie de tomas de agua distribuidas por el patio exterior.

Nombrar también, que el patio exterior, existe tres puntos de recargar para vehículos eléctricos. Finalmente, además de los equipos indicados, se han localizado:

- 8 ordenadores con pantalla TFT
- 2 máquinas expendedoras

2.6 Distribución de consumos actuales

Las instalaciones cuentan con un único suministro eléctrico de baja tensión con las siguientes características:

Precios: Mercado Eléctrico

Tarifa de Acceso: 3.0 A

Tensión: 1.000 V

Potencia contratada en P1: 140 kW

Potencia contratada en P2: 140 kW

Potencia contratada en P3: 140 kW

A partir de las facturas del último año 2.013 y los costes eléctricos mensuales actualizados del suministro, sin incluir el IVA, se obtiene la tabla 2.17 donde se recopilan los consumos eléctricos mensuales y el importe abonado. De la misma forma en la figura 2.10 se muestra gráficamente la variación del consumo eléctrico para el año analizado.

Mes	Consumo (kWh/mes)	Coste eléctrico (€/mes)
Enero	45.591	5.653,36 €
Febrero	44.851	5.561,55 €
Marzo	37.446	4.643,30 €
Abril	41.768	5.179,28 €
Mayo	46.796	5.802,75 €
Junio	44.702	5.543,10 €
Julio	50.826	6.302,42 €
Agosto	51.471	6.382,48 €
Septiembre	43.752	5.425,25 €
Octubre	36.158	4.483,64 €
Noviembre	37.142	4.605,66 €
Diciembre	46.455	5.760,49 €
TOTAL	526.962	65.343,29 €

Tabla 2.17: Consumos eléctricos y coste eléctrico para el año 2.013

Con estos datos se ha estimado que el precio medio del kWh es de 0,1240 €/kWh, precio que será empleado para el cálculo de la rentabilidad económica de las medidas de mejora que se estudien para estas instalaciones. Para el cálculo de este precio se ha tenido en cuenta el precio de cada uno de los tres períodos de facturación así como el impuesto eléctrico, conceptos que afectan directamente al precio variable de la energía.

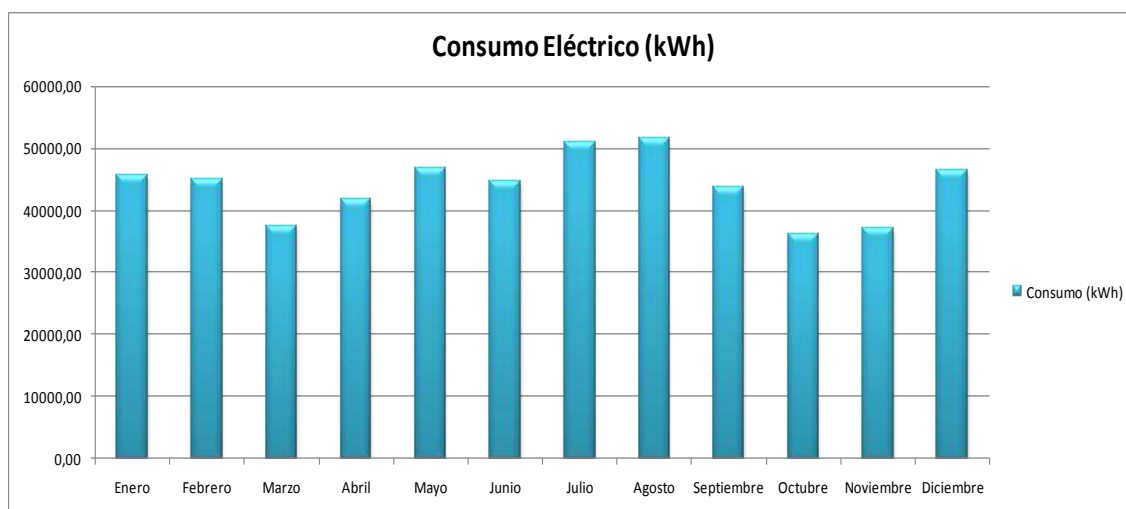


Figura 2.10: Evolución Temporal del Consumo Eléctrico para el año 2.013

De las facturas recopiladas puede conocerse el consumo energético en cada uno de los periodos:

Mes	P1 (Punta)	P2 (Llano)	P3 (Valle)
Enero	4.767,6	28.508,4	12.315,6
Febrero	4.778,4	27.908,4	12.164,4
Marzo	5.247,6	21.174,0	11.024,4
Abril	8.811,6	21.022,8	11.934,0
Mayo	11.397,6	24.576,0	10.822,8
Junio	11.672,4	24.452,4	8.577,6
Julio	12.907,2	27.302,4	10.616,4
Agosto	12.676,8	27.004,8	11.790,0
Septiembre	10.238,4	22.454,4	11.059,2
Octubre	8.865,6	17.413,2	9.879,6
Noviembre	6.234,0	20.829,6	10.078,8
Diciembre	8.685,6	24.916,8	12.853,2
TOTAL	106.282,8	287.563,2	133.116,0

Tabla 2.18: Consumo Eléctrico por periodos de tarificación

Gráficamente los consumos anteriores quedarían de la siguiente forma para cada uno de los periodos:

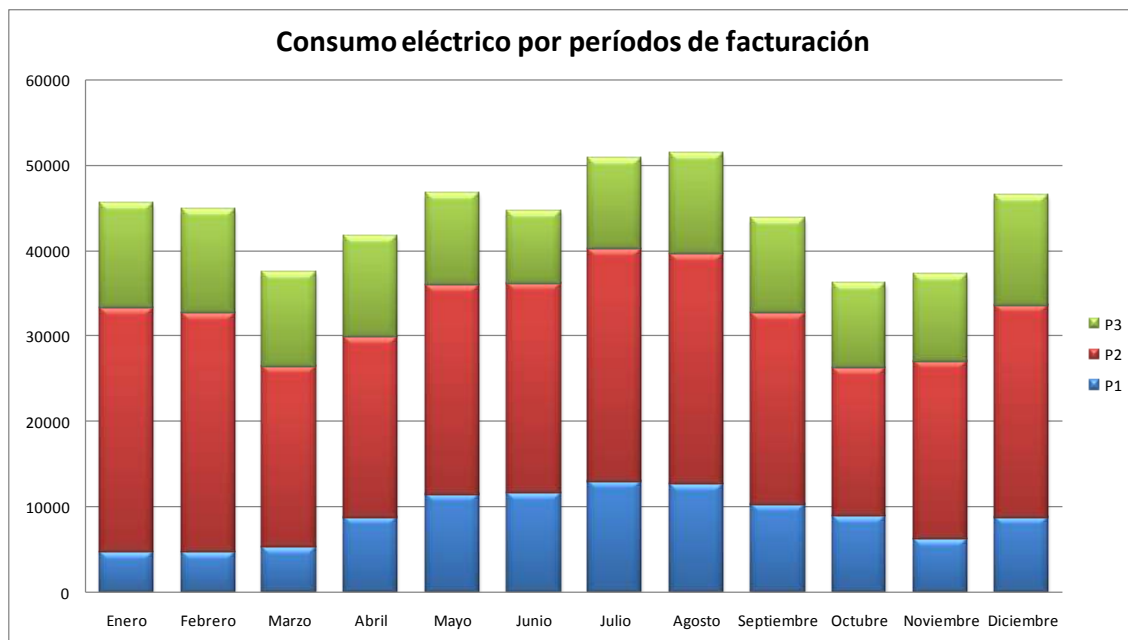


Figura 2.11: Evolución anual del consumo eléctrico por periodos de tarificación.

El consumo eléctrico en las instalaciones a estudio, se puede distribuir en cuatro grandes grupos, los cuales son iluminación, climatización, A.C.S. y equipos varios. En apartados posteriores se desglosarán esos grandes grupos. Para la distribución de consumos se ha identificado todos y cada uno de los equipos consumidores de energía eléctrica ya que no existe actualmente otra fuente de energía diferente al suministro eléctrico.

Para estimar el peso de la iluminación en el consumo global de las instalaciones se ha inventariado los sistemas de iluminación teniendo en cuenta tres aspectos fundamentales para conocer el consumo en iluminación del edificio: potencia de lámpara, sobreconsumo de equipos auxiliares y horas de funcionamiento. Con los datos anteriores puede conocerse la fracción de energía eléctrica consumida por los sistemas de iluminación con respecto al global del consumo energético.

La energía consumida para el consumo de A.C.S. se ha estimado en función de los consumos de referencia establecidos por el Código Técnico de la Edificación (CTE) en su Documento Básico Ahorro de Energía (DB-HE) a 60 °C y las temperaturas de referencia del agua de suministro establecidas en dicho documento. Para la distribución de consumos no se ha tenido en cuenta las pérdidas térmicas en la instalación de ACS.

Por otro lado, para conocer el consumo eléctrico atribuible a los equipos de climatización se ha consultado al personal de mantenimiento sobre los horarios de puesta en marcha de las

instalaciones de climatización así como se ha realizado un inventariado de las instalaciones existentes. Sobre la información facilitada, tipo de estancia climatizada y mes del año se han supuesto unas horas equivalentes de funcionamiento a carga nominal para cada mes del año y con ello conocer de forma aproximada el consumo eléctrico derivado de estas instalaciones.

Por último, por diferencia del consumo total eléctrico con el consumo de los equipos de climatización, ACS e iluminación puede obtenerse el consumo debido a equipos varios. En cuanto al grupo de equipos varios, señalar que en él se incluyen el consumo de todos los equipos eléctricos de las distintas instalaciones, como son los servidores, equipos ofimáticos, motores, bombas, ascensores, etc. Este último concepto es difícilmente medible ya que el uso de equipos varios es muy dispar además de ser un consumo bastante arbitrario.

De esta forma, la distribución del consumo anual queda según lo reflejado en la tabla 2.19.

Desglose del consumo eléctrico	Consumo (kWh/año)	Porcentaje
ACS	84.524	16 %
Iluminación	110.396	21 %
Climatización	223.972	43 %
Equipos Varios	108.070	21 %
TOTAL	526.962	100 %

Tabla 2.19: Desglose de Consumos Eléctricos

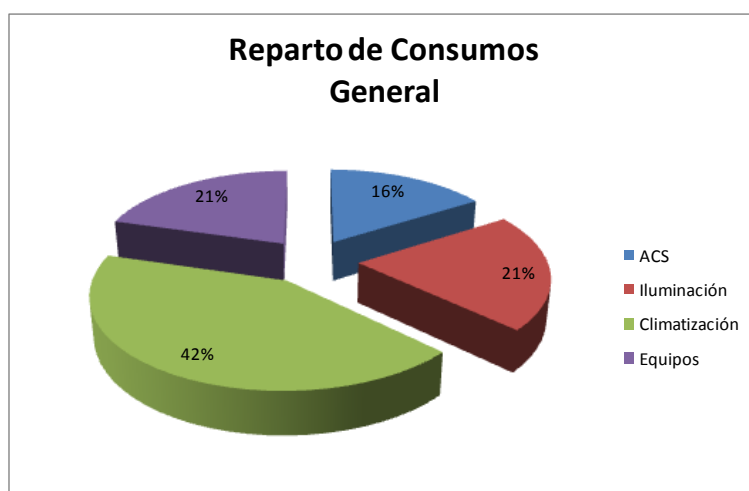


Figura 2.12: Desglose de Consumo Eléctrico.

Para conocer la cantidad de energía eléctrica consumida por las oficinas centrales y el parque auxiliar se han tomado medidas eléctricas en bornas de los interruptores generales de cada una de las instalaciones durante un período de 7 días y estimar que porcentaje es atribuible a cada una de las instalaciones. Esos porcentajes pueden ser tomados como representativos para conocer el consumo anual en cada una de las instalaciones y de forma igual al consumo general realizar una distribución de consumos por separado en oficinas centrales y parque auxiliar.

a) OFICINAS CENTRALES

La distribución del consumo anual en las oficinas centrales, se muestra en la tabla 2.20. Dentro de equipos varios, se ha distinguido el consumo de los servidores, que como se puede apreciar, es un consumo considerable y el cual permanece constante durante todo el año.

Desglose del consumo eléctrico	Consumo (kWh/año)	Porcentaje
ACS*	3.511	1 %
Iluminación	62.567	21%
Climatización	104.304	35 %
Equipos Varios	79.879	27 %
Servidores	50.107	17 %
TOTAL	300.368	100 %

Tabla 2.20: Desglose de Consumo en Oficinas Centrales.

* El consumo de ACS, se corresponde con el ACS de los aseos y el utilizado para la limpieza.

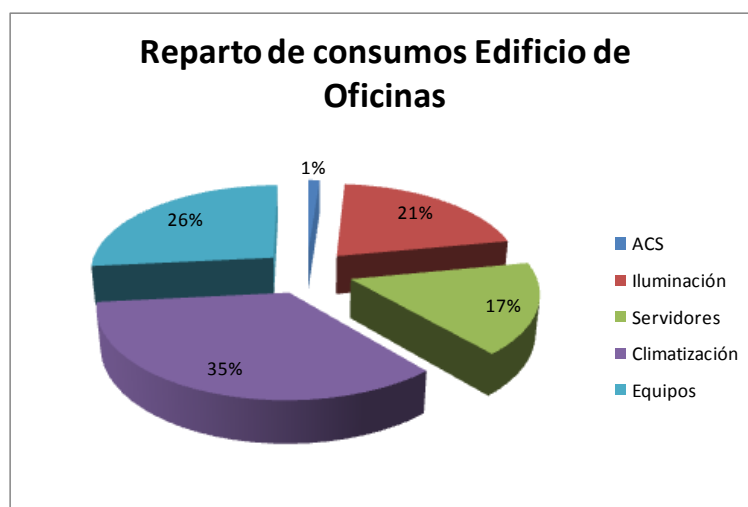


Figura 2.13: Desglose de consumos en Oficinas Centrales.

b) PARQUE AUXILIAR

La distribución del consumo anual en el parque auxiliar queda reflejado en la tabla 2.21, donde puede distinguirse que el consumo de equipos varios es el más mayoritario debido evidentemente a los equipos empleados en el taller de vehículos. Del mismo modo se muestra en la figura 2.14 la distribución de consumos indicada.

Desglose del consumo eléctrico	Consumo (kWh/año)	Porcentaje
ACS	81.579	36 %
Iluminación	47.829	21 %
Climatización	11.175	5 %
Equipos Varios	86.010	38 %
TOTAL	226.594	100 %

Tabla 2.21: Desglose de Consumos en Parque Auxiliar

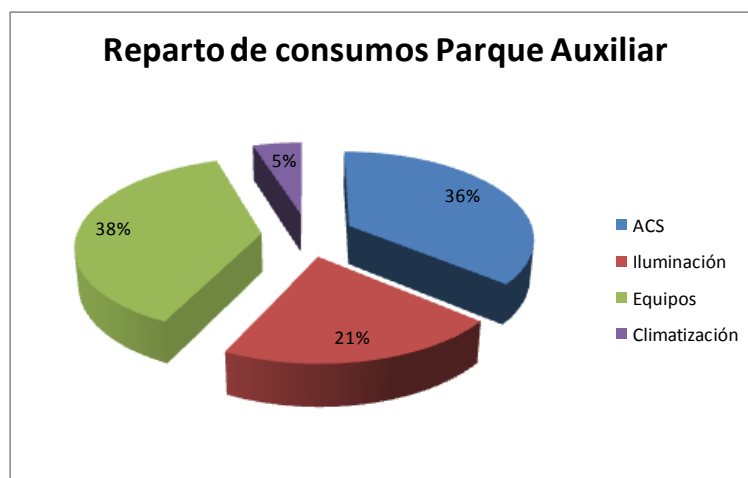


Figura 2.14: Desglose de Consumo en Parque Auxiliar.

La distribución realizada señala que el consumo de las oficinas centrales, representa el 57% del consumo global del suministro, frente al 43% del parque auxiliar. Cabe señalar que las distribuciones de consumo mostradas son estimaciones basadas en los horarios de ocupación de las dependencias, la distribución del funcionamiento de los equipos de climatización, la información del personal de mantenimiento y de las características ambientales, junto con las mediciones eléctricas realizadas en las distintas instalaciones.

2.7 Resumen del Diagnóstico Energético

El diagnóstico energético realizado en el apartado 2 dibuja un mapa energético de las instalaciones auditadas. El único suministro energético existente es un suministro eléctrico trifásico de baja tensión siendo facturada la energía eléctrica consumida en tres periodos: punta, llano y valle.

El consumo energético de las instalaciones se agrupa en cuatro grupos principales: agua caliente sanitaria, iluminación, climatización y equipos varios; cada uno de ellos muestra tendencias distintas según se asocien al edificio de oficinas centrales o al parque auxiliar.

El edificio de oficinas centrales presenta un mayor consumo eléctrico debido a los sistemas de climatización, esto era de esperar debido a la alta capacidad frigorífica y de calefacción instalada en el edificio de oficinas. La climatización de este edificio se lleva a cabo mediante diferentes tipologías de sistemas pero todos tienen un rasgo común y es su antigüedad lo que conlleva a que los rendimientos sean bajos en comparación con los sistemas que actualmente son comercializados y en consecuencia esto repercute en un alto consumo eléctrico, además, el mal estado de las instalaciones de climatización y los malos hábitos detectados por parte de los usuarios del edificio no favorecen un menor consumo eléctrico.

Al consumo por climatización en el edificio de oficinas centrales se suman otros dos grupos que tienen un gran peso en el consumo eléctrico, que son la iluminación y los equipos varios, incluidos en este último el consumo de servidores. El sistema de iluminación está compuesto en su mayoría por tubos fluorescentes con reactancias electromagnéticas como equipos auxiliares lo que conlleva un factor de sobre consumo mayor, además siendo estas accionadas manualmente por el personal de trabajo hace concluir que debido a las horas de encendido de los sistemas de iluminación en labores administrativas, el consumo eléctrico de estos sistemas sea un punto importante respecto al que plantear medidas de ahorro energético. También como era de esperar el consumo de equipos varios y de servidores tiene un alto peso en el consumo eléctrico de las instalaciones debido al gran número de horas anuales en los que estos se encuentran en funcionamiento, además muchos de los equipos presentes durante el resto del tiempo en los que no se están usando pasan a modo stand-by, que no olvidemos que también repercute en un consumo eléctrico y que anualmente puede llegar a ser muy importante.

Respecto al parque auxiliar el menor consumo identificado se debe a los sistemas de climatización debido a que la mayoría de usuarios de esta parte de las instalaciones desempeñan su trabajo en exteriores o trabajan en zonas no climatizadas como puede ser el taller que sólo cuenta con una serie de radiadores para los días más fríos del año. En contraposición, debido al alto número de usuarios de las instalaciones auxiliares, como los vestuarios o el lavado de vehículos, existe una alta demanda de agua caliente sanitaria que a

día de hoy se produce directamente a través de la energía eléctrica consumida por las resistencias que calientan el A.C.S. en el depósito de acumulación existente. Las posibilidades de reducción de este consumo eléctrico están bastante claras mediante el aprovechamiento de la energía solar para producir parte del A.C.S. demandado. Otros grupos consumidores en parque auxiliar son los sistemas de iluminación y equipos varios. Sobre los equipos varios simplemente comentar que se tratan de equipos con potencias medias como compresores, bombas, herramientas, etc... empleadas en los talleres con altas horas de funcionamiento. Un punto que podría analizarse para reducir el consumo energético es el estado de los sistemas de aire comprimido, ya que el uso de herramientas neumáticas en un taller es bastante elevado y una optimización de los sistemas de producción y distribución del aire comprimido puede suponer un ahorro energético interesante. Por último, los sistemas de iluminación en parque auxiliar representan un consumo energético importante debido a que en su mayoría se trata de alumbrado exterior con un alto número de horas de encendido anual y el consiguiente importante consumo eléctrico.

Tras el diagnóstico energético realizado y desde un punto de vista global del edificio auditado los grupos consumidores más importantes y sobre los que se van a proponer medidas de ahorros y eficiencia energética serán: agua caliente sanitaria, climatización y por último la iluminación. En apartados posteriores se expondrán las medidas analizadas y los ahorros energéticos que podrían obtenerse en cada una de ellas.

3. Propuestas de mejoras de ahorro y eficiencia energética (MAEEs)

3.1 Introducción

Llegados a este punto de la auditoría energética ya se conocen los consumos energéticos existentes en las instalaciones estudiadas, del estudio de consumos realizado en el apartado anterior se observa que la mayoría de la energía eléctrica consumida por el edificio se emplea en climatizar las instalaciones, en torno al 43% del consumo eléctrico es empleado para este fin, le siguen el consumo por iluminación y equipos con un 21% cada uno y por último un 16% de la energía consumida se destina a la generación de ACS.

En base a lo expuesto anteriormente llega el momento de plantear una serie de medidas de ahorro y eficiencia energética (en adelante MAEEs) que reduzcan el consumo energético de las instalaciones y en consecuencia una disminución en la generación de gases de efecto invernadero. Las medidas que se incluirán en este trabajo académico no son las únicas que podrían estudiarse, pero debido al objetivo académico del presente documento se han

seleccionado una serie de ellas que a efectos académicos pueden resultar más ilustrativas además de ser viables. Se obviarán las MAEEs que puedan llevarse a cabo sobre la envolvente térmica del edificio u otros aspectos constructivos, instalaciones de aire comprimido u otro tipo de sumideros energéticos que puedan ser susceptibles de evaluación, que sin dejar de ser importantes quedan fuera del alcance del presente documento por lo ya expuesto anteriormente.

Las MAEEs expuestas en la tabla 3.1 serán las que se estudiarán detalladamente, estableciendo el dimensionamiento, características de operación, coste y ahorro energéticos conseguidos con cada una de ellas.

Medida de ahorro y eficiencia energética	Denominación	Grupo consumidor energético
MAEE_1	Incorporación de Energía Solar Térmica para la generación de A.C.S.	A.C.S.
MAEE_2	Corrección de defectos en el aislamiento térmico de tuberías en equipos partidos.	Climatización
MAEE_3	Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo instantáneo	Todos
MAEE_4.1	Sustitución de reactancias por equipos auxiliares electrónicos	Iluminación
MAEE_4.2	Incorporación de interruptores crepusculares en pasillos	Iluminación
MAEE_4.3	Mejoras en el alumbrado exterior	Iluminación
MAEE_4.4	Sustitución de proyectores halógenos por proyectores Leds en el exterior.	Iluminación

Tabla 3.1: *Inventario de MAEEs propuestas*

De las MAEEs propuestas se prestará especial interés a la de incorporación de energía solar térmica para la producción de A.C.S. ya que es de las medidas que presumiblemente aportarán un ahorro energético y recuperación de la inversión más interesante.

3.2 Incorporación de energía solar térmica para la generación de A.C.S.

3.2.1 Introducción.

La necesidad de utilizar A.C.S. durante todo el año hace que la inversión en el sistema solar se rentabilice de una forma relativamente rápida. Los cálculos que se han de realizar se basarán en el cumplimiento de la normativa que rige actualmente el CTE, el cual exige que un

determinado tanto por ciento de la demanda de A.C.S. sea aportado por energía solar u otra fuente de carácter renovable.

Una de las formas de aprovechamiento directo de la energía solar es la que se consigue empleando una instalación termosolar, donde la energía radiante del sol se transforma en energía térmica, es decir, calor para generar agua caliente sanitaria (A.C.S.) destinada al consumo. A esta tecnología se le conoce también como conversión térmica a baja temperatura, dada que el rango de temperaturas máximas que alcanza el fluido que forma parte del sistema se sitúa en torno a los 100 °C ($T < 100$ °C).

Las instalaciones más comunes cuentan con sistemas termosolares de circuitos cerrados e independientes (al menos dos, un circuito primario y otro secundario), donde el agua de consumo no pasa directamente por los colectores solares, sino que es un fluido caloportador el que circula por el circuito primario pasando por los captadores solares para ganar energía térmica, y posteriormente, a través de un intercambiador de calor, ceder el calor al agua de consumo que forma parte de un circuito secundario e independiente. Por tanto, ambos fluidos, fluido caloportador de trabajo y el agua de red, nunca se mezclan.

De esta manera, todo sistema termosolar estará constituido, al menos en la versión más simplificada, por dos circuitos independientes: un circuito primario por donde va el fluido de trabajo caloportador (mezcla de agua y líquido anticongelante para resistir las heladas del exterior) que al pasar por una batería de tubos situados dentro de los captadores solares, se calienta y aumenta su temperatura por la radiación solar recibida.

Posteriormente el circuito primario llega hasta un intercambiador, que en los sistemas más sencillos se encuentra en el interior de un depósito acumulador (en otros casos el intercambiador es de tipo externo al depósito acumulador). En el caso de un intercambiador interno, éste se trata de un serpentín de tubos de cobre, que actúa como un intercambiador de calor, por donde circula el fluido caloportador y cede parte de ese calor ganado al agua contenida en el depósito acumulador, que proviene de la red de abastecimiento de agua, la cual se irá calentando. Por tanto, es en el interior del acumulador, mediante el empleo de un intercambiador de calor, donde se produce la transferencia de calor entre el líquido anticongelante calentado en las placas solares y el agua de consumo, que una vez caliente, se usará para abastecer las necesidades de consumo.

En caso que el agua contenida en el acumulador no alcance la temperatura de uso deseada (por falta de radiación suficiente, por ejemplo), entrará en funcionamiento automáticamente un sistema auxiliar de apoyo (caldera de gas o termo eléctrico) que se encarga de generar el calor complementario. Todo el proceso es automático y vigilado por un sistema de control que será necesario instalar.

El agua caliente sanitaria que se obtiene en una instalación termosolar se emplea en los edificios para usos sanitarios (baños, duchas, etc.) y para otros usos de limpieza (fregado de platos, lavadora, lavavajillas, fregado de suelos, etc.), de ahí que las instalaciones termosolares sean de gran aplicación en viviendas y en otras edificaciones tales como hoteles, hospitales, comedores y restaurantes, vestuarios y en general en edificios donde el uso del agua caliente sea necesario.

No es objeto de este proyecto extenderse en la explicación de la legislación vigente por lo que simplemente se citan los puntos clave para el dimensionamiento de una instalación de A.C.S., y se harán referencias a ellos cuando proceda sin profundizar en exceso.

Las instalaciones térmicas en edificios deben ajustarse al Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios que fue establecido en el Real Decreto 1027/2007 y que a su vez fue modificado por el Real Decreto 238/2013 del 5 de Abril de 2013, donde puede leerse lo siguiente:

IT 1.2.4.6.1 Contribución de calor renovable o residual para la producción térmica del edificio.

- 1. En los edificios nuevos o sometidos a reforma, con previsión de demanda térmica, una parte de las necesidades energéticas térmicas derivadas de esa demanda se cubrirán mediante la incorporación de sistemas de aprovechamiento de calor renovable o residual.*
- 2. Estos sistemas se diseñarán para alcanzar los objetivos de ahorro energía primaria y emisiones de CO₂ establecidos en el Código Técnico de la Edificación. En la selección y diseño de la solución se tendrán en consideración los criterios de balance de energía y rentabilidad económica. (...)*

Según la instrucción técnica anterior debemos acudir al CTE donde en su sección “HE-4 Contribución Solar mínima de Agua Caliente Sanitaria” se establece lo siguiente:

2.1 Caracterización de la exigencia

- 1 Se establece una contribución mínima de energía solar térmica en función de la zona climática y de la demanda de ACS o de climatización de piscina del edificio (...)*

2.2 Cuantificación de la exigencia

2.2.1 Contribución solar mínima para ACS y/o piscinas cubiertas

- 1 La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual para ACS o climatización de piscina cubierta, obtenidos a partir de los valores mensuales.*

- 2 En la tabla 2.1 se establece, para cada zona climática y diferentes niveles de demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60°C, la contribución solar mínima anual exigida para cubrir las necesidades*

de ACS.

Tabla 2.1. Contribución solar mínima anual para ACS en %.

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Finalmente, el porcentaje de contribución solar que se indica en la exigencia anterior será el objetivo último a alcanzar por el cual se dimensionará la instalación solar térmica para la generación de A.C.S. En los siguientes apartados se describirá técnicamente el dimensionamiento de la instalación solar térmica.

3.2.2 Metodología f-chart.

De entre los diversos métodos de cálculo existentes, se deberán elegir aquellos que procedan de entidades de reconocida solvencia y estén suficientemente avalados por la experiencia práctica.

Deberá adoptarse el método más adecuado a las características de la instalación solar. El tamaño y complejidad de la misma será determinante para considerar un método simplificado que no requiera gran nivel de detalle para la definición de las bases de cálculo, y que en consecuencia sea relativamente fácil de usar, o bien un método más detallado en el que se realice el estudio de un modelo de la instalación con todos sus componentes y se simule el comportamiento energético de la misma con amplios detalles.

Como ejemplo de uno de dichos métodos de cálculo simplificado, se describirá a continuación el de las curvas f (f-chart), que permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar, es decir, de su contribución a la aportación de calor total necesario para cubrir las cargas térmicas, y de su rendimiento medio en un largo período de tiempo. El método f-chart es ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones pero no ha de aplicarse para estimaciones de tipo semanal o diario.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar el rendimiento o factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento, en todo tipo de edificios, mediante captadores solares planos.

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante ordenador, para

dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado período de tiempo.

La ecuación utilizada en este método es:

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

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

1. Elección de localidad y valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a la producción de A.C.S. o calefacción.
2. Elección de un captador solar $F_r(\tau\alpha)_n$ y $F_r U_L$
3. Definir agrupación de captadores y volumen de acumulación.
4. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores.
5. Corrección por caudal.
6. Corrección por intercambiador de calor
7. Corrección por agrupación de captadores en serie
8. Cálculo del parámetro D_1 para cada mes
9. Corrección por acumulación y demanda
10. Cálculo del parámetro D_2 para cada mes
11. Determinación de la gráfica f .
12. Valoración de la cobertura solar mensual.
13. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Las cargas caloríficas determinan la cantidad de calor necesaria mensual para calentar el agua destinada al consumo doméstico, calculándose mediante la siguiente expresión:

$$E_i = n_i * M_{agua} * \overline{C_p} * (60 - T_i) / 3600$$

donde:

E_i : energía mensual necesaria para el mes i expresada en kWh/mes

n_i : número de días mensuales

M_{agua} : masa diaria de A.C.S. necesaria

C_p : calor específico (puede suponerse el valor medio de 4.187 kJ/(kg°C))

T_i : temperatura del agua fría en el mes i .

El parámetro D_1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes:

$$D_1 = \text{Energía absorbida por el captador} / \text{Carga calorífica mensual}$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = A F_r'(\tau\alpha) R_1 N$$

donde:

A: superficie del captador (m^2)

R_1 : radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (kJ/m^2). Debe corregirse para superficie inclinada ya que el dato que suele darse viene referenciado a superficie de captación en plano horizontal.

N: Número de días del mes

$F_r'(\tau\alpha)$: Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F_r'(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha) \times [(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n] \times C_M \times C_A \times (F_r' / F_r)$$

donde:

$F_r(\tau\alpha)$: Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$: Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

C_M : corrección por caudal del captador solar para caudales diferentes al de ensayo.

C_A : corrección por agrupación de captadores en serie. En el caso de existir N captadores en serie, los factores $F_r'(\tau\alpha)$ y $F_r U_L$ deberán ser corregidos mediante las siguientes correlaciones. La corrección del factor de pérdidas del captador será usada más adelante.

$$\frac{F_r'(\tau\alpha)}{F_r(\tau\alpha)} = \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right]$$

$$\frac{F_r' U_L}{F_r U_L} = \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right]$$

Siendo $K = AF_r U_L / MC_p$

F_r' / F_r : Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador.

$$\frac{F_r'}{F_r} = \left[1 + \frac{F_r U_L}{G C_{PP}} \left(\frac{G A C_{PP}}{\varepsilon C_{min}} - 1 \right) \right]^{-1}$$

donde:

$F_r U_L$: pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador).

G: caudal específico por el captador; ($G = M_P / A_{TOTAL}$)

A: área captador (m^2)

$C_{\min}$: capacidad calorífica mínima de entre los fluidos de intercambio de energía

C_{pp} : capacidad calorífica circuito primario

ε : eficiencia del intercambiador

El parámetro D_2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

D_2 : Energía perdida por el captador / Carga calorífica mensual

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_P = S_c F_r' U_L (100 - t_a) \Delta t K_1 K_2$$

donde:

A: superficie del captador (m^2)

$$F_r' U_L = F_r U_L (F_r' / F_r)$$

donde:

$F_r U_L$: pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador)

t_a : temperatura media mensual del ambiente durante las horas diurnas

Δt : período de tiempo considerado, en segundos (s)

K_1 : factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$K_1 = [V / (75 S_c)]^{0,25}$$

$$37,5 < (\text{litros acumulación}) / (m^2 \text{ captación}) < 300$$

K_2 : factor de corrección, para A.C.S., que relaciona la temperatura mínima de A.C.S., la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = (11,6 + 1,18 t_{ac} + 3,86 t_r - 2,32 t_a) / (100 - t_a)$$

donde:

t_{ac} : temperatura preparación de A.C.S.

t_r : temperatura del agua de red

t_a : temperatura media mensual del ambiente.

Una vez obtenido D_1 y D_2 , aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

De esta forma, la energía útil captada cada mes, Q_u , tiene el valor:

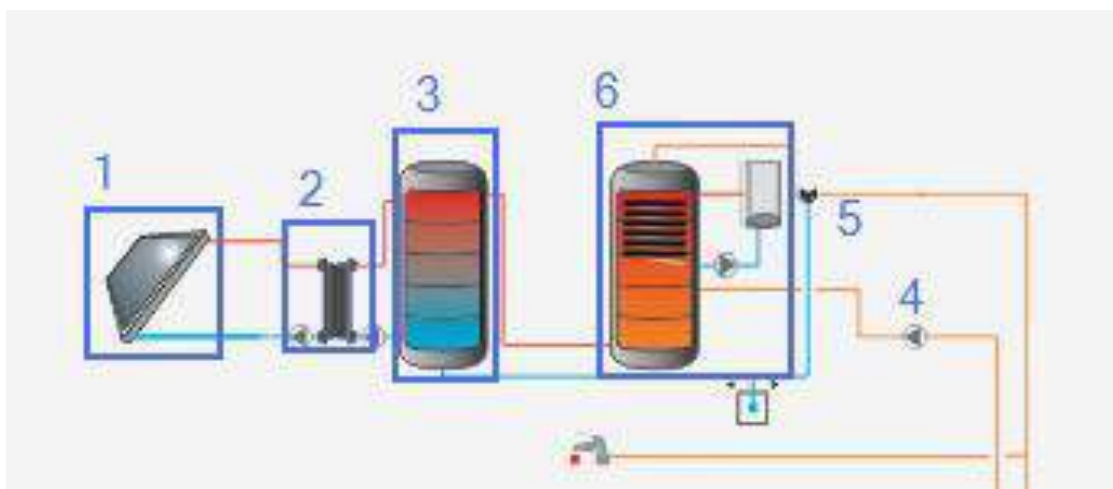
donde:

E_j: carga calorífica mensual de A.C.S.

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. La relación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas, o necesidades mensuales de calor, determinará la cobertura anual del sistema:

Cobertura solar anual: $\sum_{u=1}^{12} Q_u / \sum_{a=1}^{12} Q_a$

La instalación que se dimensionará será una instalación de tamaño grande (área de captación mayor de 50 m²) debido al tamaño de edificio, ocupación y actividad que se desarrolla en él. Para este tipo de casos se recomienda una configuración con circulación forzada e intercambiador de calor independiente. El sistema diseñado tendrá la configuración mostrada en la figura 3.1, no obstante, en el ANEXO A se detalla el esquema de principio de la instalación aquí dimensionada.



En una instalación según el esquema representado en la figura 3.1, los captadores calientan primero el fluido del circuito primario. Tras haberse alcanzado una diferencia de temperaturas suficiente entre dicho circuito y la parte inferior del acumulador solar, se conecta la bomba de carga en el circuito secundario y el acumulador de agua sanitaria se calienta a través del intercambiador de calor externo, si el calentamiento del agua sanitaria por energía solar no es suficiente para alcanzar la temperatura de consigna, se efectúa el calentamiento del

acumulador del sistema convencional automáticamente por medio de la caldera de apoyo auxiliar.

Según lo anterior puede decirse que el sistema de preparación de A.C.S está formado por dos subsistemas: el solar y el auxiliar. Los componentes más importantes de los que consta la instalación son:

1. Sistema de captación:

El captador solar térmico es el elemento más característico de las instalaciones solares. Es un dispositivo cuyo diseño trata de recibir la mayor cantidad de radiación solar, para posteriormente transferirla a un fluido térmico que circula por su interior.

2. Sistema de intercambio:

Un intercambiador realiza la transferencia de calor entre el fluido que circula por el circuito primario y el fluido que circula por el circuito secundario o el contenido en el acumulador solar. Puede ubicarse en el mismo acumulador solar (interacumulador) como los de serpentín o doble envolvente o funcionar externamente al mismo como los de placas.

En este caso el intercambiador será externo, esto permite independizar el primario y el secundario permite utilizar como fluido de trabajo en el primario agua con anticongelante que protege a la instalación frente a heladas. Otra ventaja de este tipo de instalación es que se evita el contacto directo del agua sanitaria de consumo con los captadores, disminuyendo el riesgo de corrosión en el circuito primario.

3. Sistema de acumulación:

Una vez que el agua del circuito secundario sale del intercambiador se irá almacenando en el sistema de acumulación solar. La utilización de acumuladores en este tipo de instalaciones es imprescindible debido a la no simultaneidad entre generación de agua caliente sanitaria y demanda.

La eficiencia de una instalación solar aumenta al hacerlo la estratificación de temperaturas en los acumuladores debido a que el agua de la parte superior es la que va primero hacia el consumo consiguiéndose por tanto transvasar el agua a mayor temperatura y retardar, en su caso, la activación del sistema auxiliar. Además, el agua almacenada en la parte inferior, que está a menor temperatura, es la que va desde el acumulador hasta el intercambiador, por lo que el fluido caloportador del subsistema primario solar que va hacia los captadores también

está a menor temperatura. Por lo tanto la temperatura de entrada a los captadores es más baja y el rendimiento de estos aumenta.

4. Transporte:

Como material para las tuberías de transporte de fluidos se empleará el cobre ya que es un material ampliamente utilizado en instalaciones de todo tipo, y el más aconsejable para instalaciones de energía solar, por ser técnicamente idóneo y económicamente competitivo

Será necesario en el dimensionamiento de las mismas con objeto de evitar pérdidas térmicas que la longitud de tuberías del sistema deberá ser tan corta como sea posible, evitando al máximo los codos y pérdidas de carga en general.

Existirán grupos de bombeo en los circuitos primario y secundario, en ambos casos las bombas se montarán en las zonas más frías del circuito teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación. Los cuerpos y rotor de bomba tendrán que ser compatibles con el fluido que impulsan.

En circuitos cerrados como es el primario será necesaria la incorporación de un vaso de expansión en la aspiración del grupo de bombeo que absorba el aumento de volumen del fluido caloportador al ser calentado.

Si en el interior de los circuitos cerrados existe aire, se pueden reducir las características termoconductoras de los fluidos caloportadores. Si no se elimina el aire se puede ir acumulando en los puntos altos de los circuitos y reducir o incluso anular el caudal de circulación. Por lo tanto en los puntos altos de la instalación en los que se pueda almacenar el aire habrá que instalar un sistema de purga de aire.

5. Sistema de Control:

El diseño del sistema de control asegurará el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar. El sistema de regulación y control comprende los siguientes sistemas:

- Control de funcionamiento del circuito primario y secundario.
- Sistemas de protección y seguridad de las instalaciones contra sobrecalentamientos, heladas, etc.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.

Con independencia de que realice otras funciones, el sistema de control se realizará por control diferencial de temperaturas, mediante un dispositivo electrónico que compare la temperatura de captadores con la temperatura de acumulación o retorno. Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores, de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. Cuando exista, el sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior, en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.

6. Subsistema auxiliar

La instalación contará con un sistema auxiliar de apoyo cuyo funcionamiento está previsto en situaciones de baja o nula radiación solar, en el caso de que la demanda sea superior a la de diseño o en caso de mantenimiento o reparación de la instalación solar.

Según la forma de realizar el aporte de energía de apoyo se puede distinguir entre sistemas instantáneos (también denominado en línea) o en acumulador auxiliar. Los sistemas instantáneos suelen usarse en caso de pequeñas instalaciones, porque las potencias necesarias para calentamiento instantáneo son muy elevadas cuando la instalación alcanza un cierto tamaño. Para un máximo aprovechamiento de la energía solar y por tanto un mayor ahorro de la energía primaria, el calentador instantáneo debe ser modulante (CTE) (tiene la capacidad de adecuar la energía de apoyo en función de la temperatura con que le llega el agua).

El sistema de apoyo en acumulador auxiliar presenta la ventaja de que existe un mejor ajuste en la temperatura de utilización y una disponibilidad inmediata en la capacidad acumulada. Por los motivos expuestos anteriormente, en la instalación aquí diseñada se ajustará mejor un sistema de apoyo en acumulador solar.

3.2.4 Demanda de energía térmica.

Para dimensionar la instalación solar de A.C.S. tomaremos como referencia los datos de ocupación del edificio así como los consumos diarios de referencia que se establecen en el apartado 4.1 de la Sección HE-4 del CTE. También, a parte del consumo de A.C.S. para vestuarios, aseos y talleres, existe un consumo de agua caliente a 60 °C de temperatura para el lavado de vehículos y otras necesidades para la limpieza de las instalaciones por parte del servicio de limpieza. En la tabla 3.2 se indican los consumos diarios estimados de A.C.S.

Criterio de demanda	Consumo referencia (litros/día persona)	Unidad	Cantidad	Consumo (l/día)
Oficinas	2	Por persona	78	156
Fábricas y Talleres	21	Por persona	10	210
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona	152	3.182
Lavado de Vehículos	30	Por vehículo	30	900
Limpieza	30	-	-	30
			TOTAL	4.478

Tabla 3.2: Consumo diario estimado de ACS para dimensionamiento.

Esta demanda de litros diarios a 60°C puede reflejarse en términos de energía (kWh) (tabla 3.3) a partir de la temperatura media mensual de agua fría para la ciudad de Sevilla. Las temperaturas de agua fría se han tomado a partir de la base de datos que contiene el procedimiento reconocido CHEQ4.2.

La expresión matemática sería la siguiente:

$$E_i = n_i * M_{agua} * \overline{C_p} * (60 - T_i) / 3600$$

donde:

E_i : energía mensual necesaria para el mes i expresada en kWh

n_i : número de días mensuales

M_{agua} : masa diaria de ACS necesaria (kg)

C_p : capacidad media calorífica del agua (kJ/kgK)

T_i : temperatura del agua fría en el mes i (°C)

Mes	Temperatura agua fría (°C)	Salto de temperatura para alcanzar 60°C	Energía necesaria (kWh)
Enero	11	49	7.909
Febrero	11	49	7.143
Marzo	13	47	7.586
Abril	14	46	7.185
Mayo	16	44	7.102
Junio	19	41	6.404
Julio	21	39	6.295
Agosto	21	39	6.295
Septiembre	20	40	6.248
Octubre	16	44	7.102
Noviembre	13	47	7.341
Diciembre	11	49	7.909
TOTAL			84.523

Tabla 3.3: *Energía mensual y anual necesaria para satisfacer la demanda de A.C.S.*

Para calcular la energía necesaria se ha supuesto que la ocupación media durante todos los meses del año es del 100% ya que en periodo estival el personal que se encuentra de vacaciones es sustituido por personas contratadas temporalmente para esos periodos.

3.2.5 Ubicación, orientación e inclinación de los captadores

El campo solar se ubicaría en la cubierta no transitable del edificio de oficinas ya que en ella existe una superficie libre de unos 400 m² que permitiría una orientación sur de los captadores solares así como unas pérdidas por sombra despreciables. Habrá que analizar el posible patrón de sombras de la arboleda que rodea al edificio para comprobar el porcentaje de pérdidas debido a las sombras. En la siguiente imagen se resalta la zona donde se ubicará el campo de captadores solares:



Figura 3.2: Ubicación propuesta para el campo de captadores solares

Las pérdidas límite se establecen en el apartado 2.2.3 de la sección HE-4 del CTE donde establece lo siguiente:

2.2.3 Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

1 Las pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar que incidiría sobre la superficie de captación orientada al sur, a la inclinación óptima y sin sombras.

2 La orientación e inclinación del sistema generador y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites establecidos en la tabla 2.3. Este porcentaje de pérdidas permitido no supone una minoración de los requisitos de contribución solar mínima exigida.

Tabla 2.3 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición de captadores	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica de captadores	40 %	20 %	50 %

3 En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombras y las pérdidas totales deberán ser inferiores a los límites estipulados en la tabla anterior, respecto a los valores de energía obtenidos considerando la orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna.

4 Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima, dependiendo del periodo de utilización, uno de los valores siguientes:

- a) demanda constante anual: la latitud geográfica;
- b) demanda preferente en invierno: la latitud geográfica + 10 °;
- c) demanda preferente en verano: la latitud geográfica – 10 °.

La inclinación de los captadores debe elegirse en función de la latitud del lugar y de la estacionalidad de la demanda. El edificio auditado se encuentra en la ciudad de Sevilla donde la latitud es de 37° . Como criterio de diseño se va a considerar como preferente la demanda en invierno. Los principales ángulos son el azimut (α) y el ángulo de inclinación de los captadores (β) tal y como se definen en la figura 3.3. Como ángulo azimut se fija el mismo con un de $\alpha=+10^\circ$ con respecto al sur.

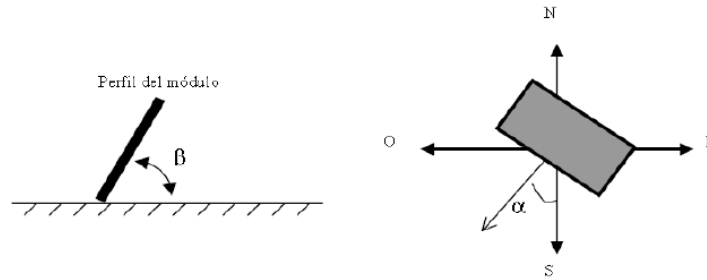


Figura 3.3: Representación ángulos de inclinación y ángulo azimut

Determinado el ángulo azimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas permitidas respecto a la inclinación óptima establecidas en la siguiente figura, válida para una latitud de ($\varphi=41^\circ$).

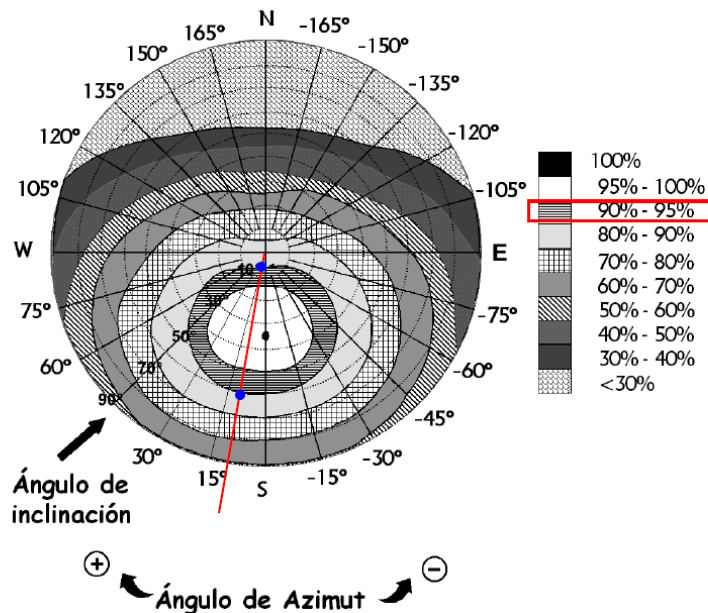


Figura 3.4: Cálculo límites de inclinación.

De la figura 3.4 se deduce lo siguiente que los ángulos de inclinación mínimo y máximo son los siguientes:

- $\beta_{\min}=5^{\circ}$
- $\beta_{\max}=60^{\circ}$

Estos valores son válidos para una latitud de $\varphi=41^{\circ}$, luego para una latitud como la de nuestro caso $\varphi=37^{\circ}$, debemos corregir los valores de inclinación máxima e inclinación mínima. Para obtener los límites de inclinación correspondientes a la latitud del lugar de la instalación se emplean las siguientes relaciones tal y como menciona el CTE:

$$\beta_{MAX}(\varphi = 37^{\circ}) = \beta_{MAX}(\varphi = 41^{\circ}) - [41^{\circ} - 37^{\circ}] = 56^{\circ}$$

$$\beta_{MIN}(\varphi = 37^{\circ}) = \beta_{MIN}(\varphi = 41^{\circ}) - [41^{\circ} - 37^{\circ}] = 1^{\circ}$$

Según el intervalo anterior se decide seleccionar como ángulo de inclinación la latitud de la localidad más 10° para favorecer como se indicó anteriormente la captación en los meses de invierno, por tanto la inclinación de los captadores será de $\beta=47^{\circ}$

Finalmente para cuantificar las pérdidas por orientación e inclinación se empleará la siguiente expresión que sugiere el CTE:

$$Pérdidas\ orientación(\%) = 100 \times \left[1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2 \right] = 1,55\%$$

El resultado anterior está por debajo del máximo admisible por el CTE, por lo tanto válido para el dimensionamiento de la instalación.

En cuanto a las pérdidas por sombra el procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol. Primeramente será necesario localizar los principales obstáculos que afecten a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth y elevación (ángulo de inclinación respecto al plano horizontal). Estos puntos se representan sobre un diagrama de trayectoria solar y al unir los puntos se crean una serie de poliedros que determinan el perfil de los obstáculos. En la instalación estudiada el patrón de sombras arrojado sobre la superficie de donde se ubicarán los captadores es el mostrado en la figura 3.5.

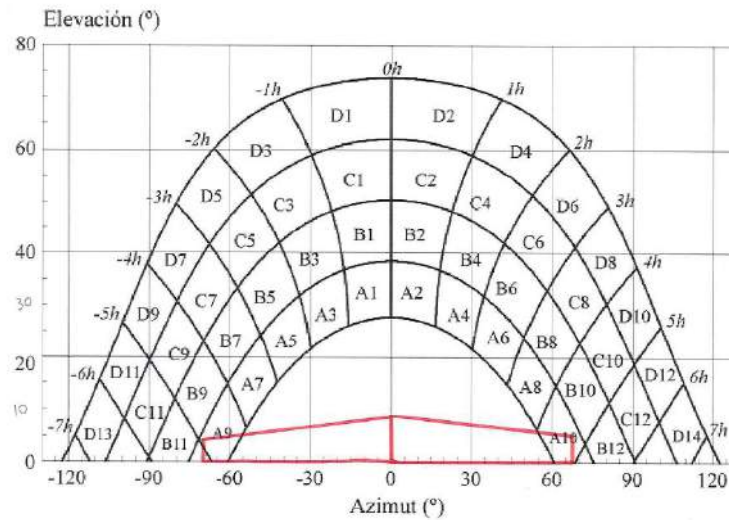


Figura 3.5: Determinación de patrón de sombras

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1.

Para determinar el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería se emplean una serie de tablas de referencia que incluyen una serie de coeficientes relacionados con la trayectoria solar representada en el diagrama anterior. De las tablas disponibles se selecciona aquella cuyo ángulo de orientación e inclinación sean lo más cercano posible a la superficie estudiada. En el caso estudiado la tabla empleada es la siguiente:

Tabla 5-A

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Figura 3.6: Tablas de referencia para la evaluación de las pérdidas por sombra

Finalmente, multiplicaremos los coeficientes de la tabla anterior perteneciente a las áreas cubiertas por el perfil de sombra respectivamente por la fracción oculta respecto al total de la porción:

$$\text{Pérdidas por sombra}(\%) = 0,5 \times 0,13 + 0,5 \times 0,11 = 0,12\%$$

El valor anterior se encuentra por debajo del valor límite del 10% que establece el CTE. Por lo que la superficie seleccionada puede considerarse como aceptable para la ubicación del campo de captadores. En la siguiente tabla a modo de resumen se indican los parámetros calculados en este apartado:

Inclinación (β)	Azimut (α)	Pérdidas por orientación e inclinación	Pérdidas por sombras
47°	10°	1,55 %	0,12 %

Tabla 3.4: Resumen del cálculo de orientaciones y pérdidas del campo solar.

3.2.6 Selección de captador solar

Previamente al dimensionamiento del área de captadores solares mediante el método f-chart será necesario seleccionar un tipo de captador solar de todos aquellos que existen en el mercado. La herramienta para la validación de la sección HE4 del CTE denominada como CHEQ4.2 dispone de una base de datos de captadores solares testados por organismos de control independientes que certifican las características de los mismos bajo ensayos normalizados. Para esta instalación se emplearán colectores planos de la marca KAYSUN perteneciente al grupo FRIGICOLL

Los colectores planos son dispositivos que nos permiten obtener energía calorífica de baja temperatura. Estos se caracterizan por no poseer métodos de concentración, ser más económicos y resultar eficientes para obtener agua caliente sanitaria, además, nos ofrecen la ventaja de usar una orientación fija y de aprovechar tanto la radiación directa como la difusa.

Se componen de cuatro elementos principales la cubierta transparente (vidrio o similar), la placa captadora (superficie negra que va absorber la luz solar), el aislante y la carcasa (contenedor de todo lo anterior). La cubierta transparente se encarga de dejar pasar la radiación solar, logrando un efecto invernadero y aumentar la eficiencia del colector. La placa captadora, protegida por un aislamiento, tiene por misión absorber de la forma más eficiente posible la radiación solar y transformarla en energía térmica utilizable mediante su transferencia al fluido caloportador. Por último, la carcasa es la encargada de proteger y soportar los elementos que constituyen el colector solar, además de servir de enlace con el edificio por medio de los soportes.

1. Vidrio templado solar
2. Placa absorbidora
3. Conexión roscada
4. Aislamiento de poliuretano
5. Papel de aluminio
6. Lana de roca
7. Marco de aluminio
8. Sellado de caucho EPDM
9. Tubos de cobre

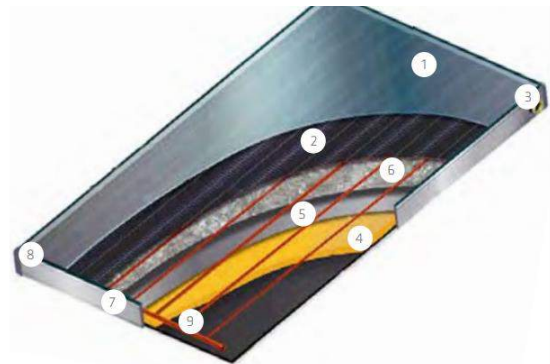


Figura 3.7: Descripción captador solar.

El tipo de captador solar elegido de la gama anterior y sus características se recogen en la siguiente tabla:

Propiedades captador solar	
Marca	KAYSUN
Modelo	CO 2500 SH HORIZONTAL
Dimensiones exteriores LxAxH (mm)	2086 x 1333 x 80
Dimensión apertura LxA (mm)	2000 x 1251
Superficie apertura (m ²)	2,5
Absortividad (%)	95
Emisividad (%)	5
Caudal nominal en colector (l/h)	90
Presión de trabajo máxima (bar)	8
$F_r(\tau\alpha)_n$	0,747

$F_r U_L$ (W/m ² K)	3,35
--------------------------------	------

Tabla 3.5: *Propiedades captador solar.*

El área de captación necesaria para alcanzar la cubrición de la demanda mediante energía solar que establece el CTE será calculada mediante la metodología expuesta anteriormente. El área de captación permitirá conocer el número de captadores a emplear y su configuración.

3.2.7 Cálculo del área de captación.

Para la determinación de la superficie de captadores solares necesaria para alcanzar la fracción solar requerida se procederá a realizar un cálculo energético a partir del método f-chart descrito en el apartado 3.2.2.

El método consiste en calcular la fracción solar proporcionada por la instalación solar a partir de dos parámetros D_1 y D_2 mediante la siguiente ecuación que relaciona ambas variables:

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

La secuencia de pasos a seguir en el proceso iterativo es la siguiente tal y como se definió en apartados anteriores:

1. Elección de un captador solar $F_r(\tau\alpha)_n$ y $F_r U_L$
2. Definir agrupación de captadores y volumen de acumulación.
3. Corrección por caudal.
4. Corrección $F_r(\tau\alpha)$ y $F_r U_L$ por agrupación de captadores en serie
5. Corrección F_r' / F_r por intercambiador de calor
6. Cálculo del parámetro D_1 para cada mes
7. Corrección por acumulación y por demanda
8. Cálculo del parámetro D_2 para cada mes
9. Determinación de la gráfica f .
10. Valoración de la cobertura solar mensual.
11. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Los conceptos a los que pertenecen las variables a las que aquí se les asigna valor ya fueron expuestos en el apartado 3.2.2 donde se exponía de forma general la metodología del método f-chart. Se recomienda al lector la lectura de dicho apartado para conocer totalmente el significado de las variables que se emplearán a continuación.

Paso 1.

El proceso iterativo comienza con la elección de un captador solar, elección que ya se ha expuesto en el apartado 3.2.6. Los datos necesarios del captador elegido para la realización de los cálculos son los siguientes:

$$F_r(\tau\alpha)_n=0,747 \qquad F_r U_L=3,35 \text{ W/m}^2\text{K} \qquad A=2,5 \text{ m}^2$$

Paso 2.

Para proseguir con el proceso de cálculo habrá que definir previamente un volumen de acumulación y la existencia o no de un número de captadores conectados en serie ya que será necesario aplicar respectivamente unos factores de corrección según las decisiones tomadas en el diseño de la instalación.

Como criterio de dimensionamiento se decide emplear baterías formadas por 3 captadores solares conectados en serie, lo que conlleva aplicar una corrección al factor de eficiencia óptica del captador así como al coeficiente global de pérdidas del captador. Esta corrección se calculará en el paso 5.

Con respecto al volumen de acumulación se ha escogido un volumen de 4.000 litros debido a que ya existe un depósito de acumulación de A.C.S. con esa capacidad en la sala de calderas, depósito que se emplea en la actualidad para generar A.C.S. tal y como se ha descrito anteriormente en la parte de descripción del sistema de generación de A.C.S. que existe actualmente. En el apartado 3.2.8 se profundiza sobre este tema.

Paso 3.

Si se usase un caudal por captadores distinto al de diseño hay que corregirlo. En este caso se decide dimensionar la instalación con un caudal igual al de ensayo del captador por lo que no será necesario realizar corrección alguna por este motivo.

Paso 4.

La conexión de captadores en serie modifica los parámetros de la curva de la recta de rendimiento del captador con respecto a la obtenida en condiciones de ensayo, por tanto será necesario modificar el factor de eficiencia óptica así como el coeficiente global de pérdidas del captador. Los nuevos valores de estos parámetros vienen definidos el siguiente par de expresiones:

$$F_r^*(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right]$$

$$F_r^* U_L = F_r U_L \left[\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right]$$

siendo $K = AF_r U_L / MC_p$. El valor de las variables que intervienen son los siguientes:

$$N=3 \text{ captadores} \quad A=2,5 \text{ m}^2 \quad M=0,0521 \text{ kg/s}$$

Obteniéndose los siguientes resultados tras la corrección por el uso de captadores en serie:

$$K=0,0384 \quad F_r^*(\tau\alpha)=0,7187 \quad F_r^* U_L=3,223 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Paso 5.

Si existe un intercambiador de calor en el circuito primario, se corrigen los grupos adimensionales D_1 e D_2 a través de los factores $F_r'(\tau\alpha)$ y $F_r' U_L$, en función de la efectividad del intercambiador y de las capacidades caloríficas del fluido calorportador:

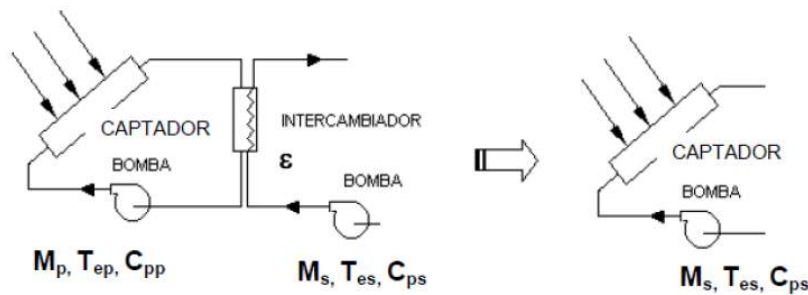


Figura 3.8: Corrección por intercambiador

La expresión para este factor de corrección es la siguiente:

$$\frac{F_r'}{F_r} = \left[1 + \frac{F_r^* U_L}{G_p C_{pp}} \left(\frac{G A C_{pp}}{\varepsilon C_{min}} - 1 \right) \right]^{-1}$$

En nuestro caso como criterio de diseño se establece que la capacidad calorífica mínima pertenece al agua del circuito secundario tendrá un caudal del orden del 80% del fluido que circula por el circuito primario. Los valores de cada una de las variables implicadas son los siguientes:

$$G_p=0,0208 \text{ kg/sm}^2 \quad C_{pp}=2,1802 \text{ W/K} \quad C_{min}=1,7442 \text{ W/K}$$

$$\varepsilon=0,8 \quad F_r^* U_L=3,223 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Dando lugar al siguiente valor del factor de corrección por empleo de intercambiador:

$$F_r' / F_r = 0,9221$$

Paso 6.

En este paso se muestran directamente los valores mensuales obtenidos para el parámetro adimensional D_1 que expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total del calentamiento durante cada mes. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Mes	R_1 (MJ/m ²)	Carga calorífica (kWh)	Energía absorbida por el captador (kWh)	D_1
Enero	13,23	7.909	5.435	0,687
Febrero	16,5	7.144	6.123	0,857
Marzo	20,091	7.586	8.254	1,088
Abril	21,658	7.186	8.611	1,198
Mayo	22,176	7.102	9.111	1,283
Junio	24,14	6.405	9.598	1,499
Julio	25,696	6.295	10.557	1,677
Agosto	25,641	6.295	10.534	1,673
Septiembre	23,92	6.248	9.510	1,522
Octubre	19,43	7.102	7.983	1,124
Noviembre	15,33	7.342	6.095	0,830
Diciembre	12,18	7.909	5.004	0,633

Tabla 3.6: Resultados mensuales para el parámetro adimensional D_1

Puede observarse que los valores del parámetro D_1 se encuentran entre 0 y 3 por tanto se considera correcto el resultado obtenido.

Paso 7.

A continuación, se procede a calcular la corrección por almacenamiento K_1 , para ello empleamos la siguiente ecuación en la cual se relaciona los litros por metros cuadrados de captación con el factor de corrección de almacenamiento. En este caso el volumen de acumulación V son 4000 litros.

$$K_1 = [V/(75 S_C)]^{0,25}$$

El valor resultante para este factor es $K_1=1,089$.

Paso 7

A continuación será calculado el factor de corrección por demanda A.C.S. para cada uno de los meses del año mediante la siguiente expresión:

$$K_2 = (11,6 + 1,18 t_{ac} + 3,86 t_r - 2,32 t_a) / (100 - t_a)$$

La temperatura de A.C.S. es de 60 °C. El resto de temperaturas y el resultado del coeficiente de corrección mensual se muestran en la siguiente tabla:

Mes	$t_a(^{\circ}\text{C})$	$t_r(^{\circ}\text{C})$	K_2
Enero	10,7	11	1,120
Febrero	11,9	11	1,104
Marzo	18,1	13	1,106
Abril	16,0	14	1,182
Mayo	19,6	16	1,227
Junio	23,4	19	1,324
Julio	26,8	21	1,384
Agosto	26,8	21	1,384
Septiembre	24,4	20	1,362
Octubre	19,5	16	1,229
Noviembre	14,3	13	1,160
Diciembre	11,1	11	1,115

Tabla 3.7: Factor de corrección por demanda

Paso 8.

A continuación se calculará el parámetro adimensional D_2 que relaciona las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes. Para ello es necesario evaluar la energía perdida del captador a través de la siguiente expresión.

$$E_p = S_c F_r' U_L (F_r' / F_r) (100 - t_a) \Delta t K_1 K_2$$

Los resultados mensuales para el coeficiente D_2 se muestran a continuación:

Mes	D ₂
Enero	2,883
Febrero	2,841
Marzo	2,968
Abril	3,242
Mayo	3,518
Junio	4,074
Julio	4,474
Agosto	4,474
Septiembre	4,295
Octubre	3,522
Noviembre	3,112
Diciembre	2,869

Tabla 3.8: Cálculo del parámetro adimensional D_2

Los valores del parámetro se encuentran dentro del rango de valores comprendido entre 0 y 18 por lo que se considera correcta la aplicación de la metodología de cálculo aquí desarrollada.

Paso 9.

Para determinar la superficie de captación total necesaria para conseguir a través del sistema de captación solar cubrir el 60% de la demanda energética anual como se establece en el CTE, se realiza una simulación matemática del proceso aquí descrito donde se relaciona la fracción de cobertura solar media anual para diferentes áreas totales de captación:

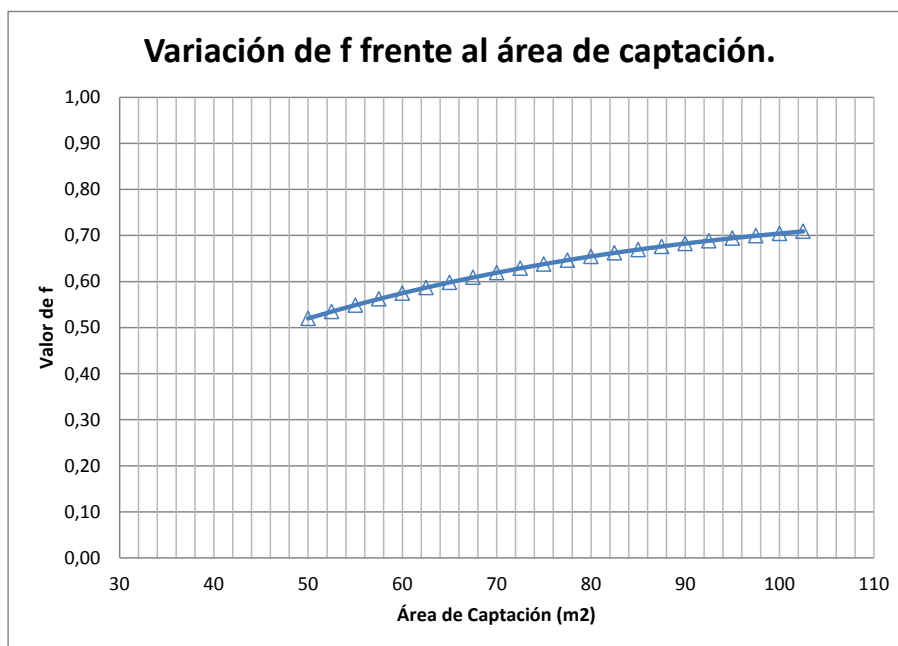


Figura 3.9: Variación de f con la variación de la superficie de captación

A tenor de la gráfica anterior se elige como **superficie de captación 75 m²** con lo que será necesaria la instalación de **30 captadores solares**.

Paso 10.

En penúltimo lugar estudiaremos la fracción de cobertura solar que se produce en cada mes para la superficie de captación elegida. En la siguiente tabla se recogen los resultados mensuales:

Mes	D ₁	D ₂	f
Enero	0,509	2,883	0,43
Febrero	0,686	2,841	0,55
Marzo	0,980	2,968	0,68
Abril	1,223	3,242	0,73
Mayo	1,458	3,518	0,76
Junio	1,763	4,074	0,83
Julio	1,906	4,474	0,88
Agosto	1,690	4,474	0,88
Septiembre	1,324	4,295	0,83
Octubre	0,839	3,522	0,67
Noviembre	0,569	3,112	0,51
Diciembre	0,436	2,869	0,39

Tabla 3.9: Valores de *f* mensualesPaso 11.

Por último, una vez conocidos los valores anuales *f*, puede calcularse la producción de energía útil por parte de la instalación solar, multiplicando la demanda energética mensual por la fracción de cobertura solar mensual.

La energía necesaria de apoyo para satisfacer las demandas de A.C.S. se obtiene por diferencia entre la carga calorífica mensual y la producción energética de la instalación solar. En la tabla 3.10 se muestran dichos conceptos.

Mes	Demanda Térmica (kWh)	f	Energía producción solar (kWh)	Energía Sistema auxiliar (kWh)
Enero	7.909	0,43	3.369	4.540
Febrero	7.143	0,55	3.896	3.248
Marzo	7.586	0,68	5.160	2.426
Abril	7.185	0,73	5.220	1.965
Mayo	7.102	0,76	5.368	1.734
Junio	6.404	0,83	5.311	1.093
Julio	6.295	0,88	5.560	735
Agosto	6.295	0,88	5.551	744
Septiembre	6.248	0,83	5.176	1.072
Octubre	7.102	0,67	4.765	2.337
Noviembre	7.341	0,51	3.765	3.577
Diciembre	7.909	0,39	3.059	4.851
TOTAL	84.524		56.202	28.322

Tabla 3.10: Resumen demanda satisfecha mediante aprovechamiento solar

Para obtener la fracción solar anual F dividimos la energía de producción solar entre la necesidad térmica para la generación de ACS:

$$F = \frac{56.202}{84.524} \cdot 100 = 66 \%$$

Como comentario al dimensionamiento del área de captación es necesario notar que se cubrirá un porcentaje algo mayor al exigido por el CTE, eso repercute en un menor consumo energético del equipo de apoyo para cubrir las necesidades de A.C.S. de las instalaciones auditadas.

3.2.8 Depósito acumulador para A.C.S.

Los depósitos de acumulación de A.C.S. pueden ser interacumuladores o acumuladores, según contengan o no en su interior al intercambiador. La característica más importante para su selección es el material con el que están fabricados, existiendo tres tipos fundamentales:

- Acero Inoxidable.
- Acero con tratamientos especiales, los más habituales con resinas epoxi.
- Acero con esmalte vitrificado, generalmente para pequeños volúmenes.

Otros aspectos básicos para su selección son la presión y la temperatura de trabajo. Atendiendo a los requisitos de presión a garantizar en los puntos de consumo establecidos en el documento HS4 (Tabla 05) la presión mínima de trabajo debe ser de 6 bar, siendo recomendable 8 bar. En cuanto a la temperatura de trabajo, atendiendo a los requisitos de prevención de la legionelosis, la misma no deberá ser inferior a 60 °C. Los depósitos deben disponer de las siguientes conexiones (figura 3.10):

- Entrada de agua de consumo con un deflector que la dirija hacia la parte inferior del depósito, de manera que se reduzca la zona de mezcla favoreciendo la estratificación del agua en su interior.
- Salida del A.C.S. hacia consumo, situada en la parte superior del depósito.
- Vaciado en la parte inferior para la purga de lodos y para la toma de muestras para los análisis de legionela.
- Registro para limpieza; para capacidades inferiores a 750 l se admiten tamaños de registro que permitan la limpieza interior manual; para capacidades superiores el tamaño mínimo del registro será DN 400, también denominado “Boca de Hombre” ya que permiten el acceso de una persona a su interior.
- Tomas para la conexión de los sistemas de producción, bien con intercambiadores exteriores de placas, o bien con serpentines interiores; estos últimos habitualmente tienen su acceso por la Boca de Hombre, a través de la cual pueden ser extraídos.
- Se requieren otras conexiones para sondas de regulación, termómetros, válvula de seguridad, recirculación de A.C.S., etc.
- Asimismo, por tratarse de equipos metálicos con riesgo de corrosión, suelen incorporar la posibilidad de protecciones catódicas.

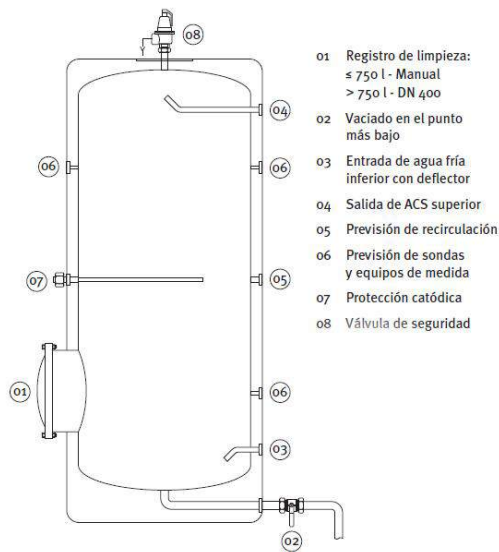


Figura 3.10: Esquema acumulador de A.C.S.

El edificio auditado cuenta actualmente con un depósito de acumulación de A.C.S. en la sala de calderas con las siguientes características:

Marca	Modelo	Volumen (l)	Temperatura Acumulación (°C)	Presión (bar)
Lapesa	ME-4000-LPR V	4.000	60	8

Tabla 3.11: Características depósito de acumulación

Por razones económicas y técnicas puede mantenerse dicho depósito de acumulación para la nueva instalación aquí dimensionada ya que la instalación solar contará con un intercambiador de calor externo por lo que no es necesario el uso de interacumulador. Por otro lado, la capacidad de acumulación cumple la siguiente condición entre volumen almacenado y área de la superficie de captadores:

$$V/A = 4000 \frac{l}{75} m^2 = 53,33$$

Valor comprendido entre 50 y 180 l/m² por lo que cumple la condición del volumen específico según pliego de condiciones técnicas de la guía ASIT.

3.2.9 Distribución y conexionado de baterías de captadores

Los captadores se dispondrán en filas constituidas, preferentemente, por el mismo número de elementos. Las filas de captadores se pueden conectar entre sí en paralelo, en serie o en serie-

paralelo, debiéndose instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc.

Dentro de cada fila los captadores se conectarán en serie o paralelo (figura 3.11). El número de captadores que se pueden conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante.

Como norma general la superficie de una fila de captadores conexcionados en serie no será superior a 10 m^2 . En el caso de A.C.S, el número de captadores conexcionados en serie no será superior a lo fijado en la Sección HE4 del CTE.

Se dispondrá de un sistema para asegurar igual recorrido hidráulico en todas las baterías de captadores. En general se debe alcanzar un flujo equilibrado mediante el sistema de retorno invertido. Si esto no fuera posible, se puede controlar el flujo mediante mecanismos adecuados, como válvulas de equilibrado.

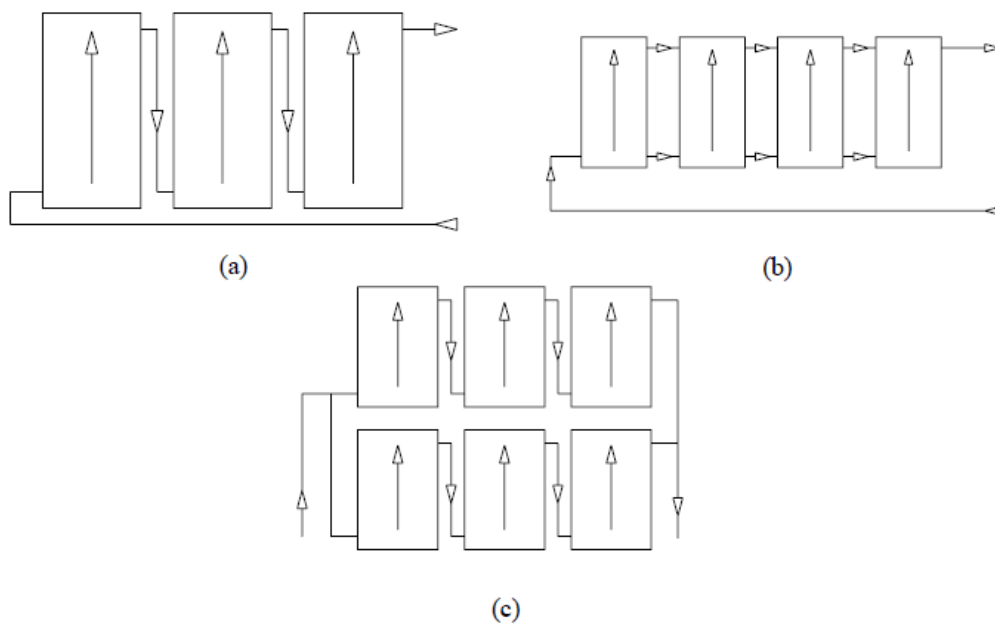


Figura 3.11: Conexión de captadores: a) Serie b) Paralelo y c) Serie-paralelo.

Tal y como se calculó en el apartado 3.2.7 se necesitan 30 captadores solares que se ubicarán en un mismo sector que contará con 10 baterías conectadas en paralelo y cada batería contará con tres captadores conectados en serie.

El sistema de conexionado para la circulación del fluido caloportador será diseñado bajo el sistema de retorno inverso para obtener un circuito equilibrado y poder prescindir así de válvulas de equilibrado o de control de caudal.

La distancia mínima entre fila de captadores queda definida mediante la siguiente expresión:

$$d = h \times k$$

Siendo k un parámetro adimensional que para la latitud de la localidad de Sevilla tiene un valor de 2,246, dada también las dimensiones del captador y la inclinación de la instalación tenemos que la distancia mínima entre fila de captadores es de $d=2,20$ m.

Las estructuras soporte de los captadores solares tendrán en cuenta los ángulos de orientación e inclinación especificados en el presente documento, deberán resistir sobrecargas de viento y otras posibles acciones de acuerdo con lo indicado en la normativa vigente. Será importante que la estructura permita las necesarias dilataciones sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores solares y del circuito primario.

3.2.10 Fluido calorportador circuito primario.

El circuito primario contendrá una mezcla de agua y anticongelante, en este caso el fabricante de los captadores solares recomienda el uso de propilenglicol. Existen marcas comerciales que venden directamente este tipo de mezcla calorportadora como Tyfocor LS[®] cuyas propiedades físicas serán las usadas para el dimensionamiento del circuito primario.

El fluido calorportador es un líquido transparente y de olor tenue compuesto por una solución acuosa de 1,2–propilenglicol toxicológicamente inofensiva. La mezcla contiene inhibidores de corrosión muy efectivos que aportan una protección duradera contra la corrosión, la degradación y la formación de depósitos en las superficies de intercambio. Por otro lado, usando este tipo de mezclas anticongelantes protegemos al sistema de heladas que pueden llegar a producirse por temperaturas bajas.

En la ciudad de Sevilla, según datos de la AEMET, la temperatura más baja y alta históricamente registrada son las siguientes: $T_{MAX}=46,6^{\circ}\text{C}$ y $T_{MIN}=-5,5^{\circ}\text{C}$.

La instalación por norma deberá estar protegida al menos en 5°C por debajo de la mínima histórica registrada, con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas, luego la mezcla debe aportar una protección anti heladas de al menos -11°C . El producto seleccionado presenta resistencia frente a heladas hasta la temperatura de -28°C . Por otro lado el punto de ebullición de la mezcla se sitúa entre los 102 - 105°C .

Como criterio de diseño se establece que la temperatura de trabajo del fluido caloportador en el circuito primario será de 60°C , por lo que las propiedades físicas del fluido a dicha temperatura son las siguientes:

- Calor específico a 60°C . $C_p = 3,762 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{C}$
- Densidad a 60°C $\rho = 1,002 \text{ kg/l}$

- Viscosidad cinemática a 60 °C $\nu = 1,8 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

Según el fabricante de los captadores y para fluidos caloportadores de este tipo, el caudal nominal bajo el que se ensayó el captador es de 75 l/hm^2 , esto hace que dada la configuración de la conexión de los captadores y la superficie de los mismos el caudal de diseño que circulará por el circuito primario sea de $Q_{pp} = 1.875 \text{ l/h}$.

3.2.11 Selección de intercambiador externo.

En este apartado se dimensionará el intercambiador de calor externo teniendo en cuenta que debe soportar las presiones máximas existentes en los circuitos, que resistirá la temperatura máxima de trabajo del circuito primario y será compatible con el fluido de trabajo del circuito primario y al mismo tiempo no contamine el agua caliente del circuito secundario. También es importante en la instalación aquí diseñada la importancia de emplear intercambiadores de calor hechos con cobre o acero inoxidable ya que a través de él discurre directamente el agua caliente sanitaria.

Para dimensionar el intercambiador puede tomarse como referencia la siguiente tabla donde se establecen las temperaturas a tener en cuenta según la aplicación de la instalación:

<i>Aplicación</i>	<i>Temperatura entrada primario</i>	<i>Temperatura salida secundario</i>	<i>Temperatura entrada secundario</i>
Piscinas	50 °C	28 °C	24 °C
Agua caliente sanitaria	60 °C	50 °C	45 °C
Calefacción a baja temperatura	60 °C	50 °C	45 °C
Refrigeración/Calefacción	105 °C	90 °C	75 °C

Figura 3.12: Temperaturas de referencia para el dimensionamiento del intercambiador solar.

También debe tenerse en cuenta que la efectividad del intercambiador no puede estar en ningún momento por debajo de 0,7 además la pérdida de carga de diseño en los intercambiadores de calor externos no será superior a 2 m.c.a., tanto en el circuito del lado del primario como en el circuito del lado del secundario.

La potencia del intercambiador puede estimarse según la siguiente correlación siendo "A" el área total de captación solar:

$$P(W) \geq 500A$$

Por lo que en nuestro caso la potencia de intercambio debe ser superior a $P \geq 37,5 \text{ kW}$. Para esta instalación se ha elegido el siguiente intercambiador con las siguientes características:

Fabricante	VISSMAN
Modelo	Vitotrans100 / 3003 489
Caudal Primario (l/h)	1.875
Caudal Secundario (l/h)	1.500
Salto térmico en primario (°C)	60 – 45
Salto térmico en secundario (°C)	40 – 50
Pérdida de carga primario (m.c.a)	0,38
Pérdida de carga en secundario (m.c.a)	0,25
Potencia de intercambio (kW)	46
Presión máxima admisible (bar)	30

Tabla 3.12: *Detalles intercambiador de calor externo*Figura 3.13: *Intercambiador de placa elegido.*

Nótese el aislamiento térmico en el que se encuentra encapsulado el intercambiador de placas evitándose así pérdidas energéticas y el peligro de quemaduras por contacto directo.

3.2.12 Diseño hidráulico del circuito primario y selección de grupo de bombeo.

El diámetro de las tuberías para los dos circuitos hidráulicos, primario y secundario solar, deber ser diseñado de forma que las pérdidas máximas admisibles en las tuberías sean inferiores a 40 mm.c.a. por metro lineal de tubería cuando el líquido que circula es agua sin aditivos, como es el caso del circuito secundario. Si es una mezcla de agua y un anticongelante a base de glicol, como en el caso estudiado para el circuito primario, se multiplica el valor anterior por 1,3, es decir, 52 mm.c.a. por metro lineal de tubería.

El circuito primario discurre en su totalidad por el exterior por lo que la velocidad máxima por la que puede circular el fluido calorportador es de 3 m/s.

Para el cálculo de las pérdidas de carga en las diferentes tuberías de la instalación se ha utilizado la correlación de Hazen – Williams para tuberías de cobre donde a partir de la longitud, caudal y diámetro interior de tubería puede determinarse la pérdida de carga en el tramo correspondiente:

HAZEN-WILLIAMS

$$P = \frac{L \cdot Q^{1,85}}{C^{1,85} \cdot d^{4,87}} \cdot 6,05 \cdot 10^5$$

- P: Pérdida de carga (bar).
- Q: Caudal (l/min).
- C: Constante Hazen-Williams

* 100: Fundición gris, Acero al carbono vieja.
 * 110: Fundición dúctil.
 * 120: Acero al carbono clase negra o galvanizada.
 * 130: Cemento centrifugado.
 * 140: Materiales plásticos, fundición cementada interiormente, cobre, acero inoxidable.

- d: diámetro interior tubería en mm.
- L: longitud equivalente tubería y accesorios en m.

$$L = L_t + L_e$$

L_t : longitud del tubo.

L_e : longitud equivalente de accesorios.

Figura 3.14: Correlación Hazen-Williams

Para la pérdida de carga en elementos como por ejemplo cambios de dirección, derivaciones, codos, etc. se considera una longitud equivalente dada por la tabla 2.6.

Longitudes equivalente para algunos accesorios en tuberías soldadas de cobre.

Díámetro nominal (")	Codo 90°	Curva 90°	Curva 45°	Codo doble 180°	Curva doble 180°	Tiendas alineadas	Tienda derivada	Válvula esférica	Válvula de compuerta	Válvula en ángulo	Válvula de retención
1/4	0.07	0.07	0.04	0.07	0.07	0.05	0.17	2.13		0.68	0.33
3/8	0.12	0.12	0.06	0.12	0.12	0.08	0.28	3.53		1.12	0.55
1/2	0.17	0.16	0.09	0.17	0.17	0.11	0.40	5.01	0.17	1.59	0.80
3/4	0.29	0.26	0.15	0.29	0.27	0.17	0.66	8.05	0.27	2.56	1.34
1	0.40	0.36	0.21	0.40	0.37	0.24	0.92	11.11	0.37	3.52	1.93
1-1/4	0.52	0.46	0.27	0.52	0.47	0.31	1.19	14.09	0.46	4.47	2.55
1-1/2	0.64	0.56	0.33	0.64	0.57	0.37	1.45	16.96	0.55	5.38	3.20
2	0.87	0.74	0.46	0.87	0.74	0.49	1.98	22.27	0.70	7.06	4.57
2-1/2	1.10	0.89	0.59	1.10	0.90	0.59	2.48	26.95	0.83	8.56	6.01
3	1.32	1.03	0.72	1.32	1.03	0.68	2.96	31.01	0.91	9.86	7.52
3-1/2	1.53	1.14	0.85	1.53	1.14	0.76	3.40	34.48	0.97	10.99	9.07
4	1.73	1.24	0.97	1.73	1.22	0.83	3.83	37.46	1.00	11.99	10.68
5	2.10	1.38	1.22	2.10	1.35	0.92	4.60	42.32	0.98	13.71	14.00

Tabla 3.13: Longitud equivalente accesorios de cobre

El trazado hidráulico del circuito primario se ha discretizado en diferentes tramos para una vez integradas las ecuaciones en una hoja de cálculo poder determinar la pérdida de carga en los diferentes tramos del circuito hidráulico.

El estudio de cada uno de los diferentes tramos que componen el circuito primario determinará el diámetro de la tubería a emplear en función de su caudal, su velocidad y la pérdida de carga unitaria. La pérdida de carga del circuito hidráulico debe contemplar, además de los tramos rectos, las pérdidas de carga de los accesorios. En la tabla 3.14 se recoge el dimensionamiento y la pérdida de carga de los diferentes tramos que conforman el circuito hidráulico solar primario. En dicha tabla se recoge también la pérdida de carga de los diferentes equipos que componen el circuito, dato aportado por los fabricantes de los respectivos equipos ya seleccionados. Otro dato que se ha incorporado en la tabla 3.14 son el número de válvulas y codos de las diferentes tuberías del circuito.

A continuación se muestran los tramos del circuito hidráulico así como los resultados del cálculo realizado:

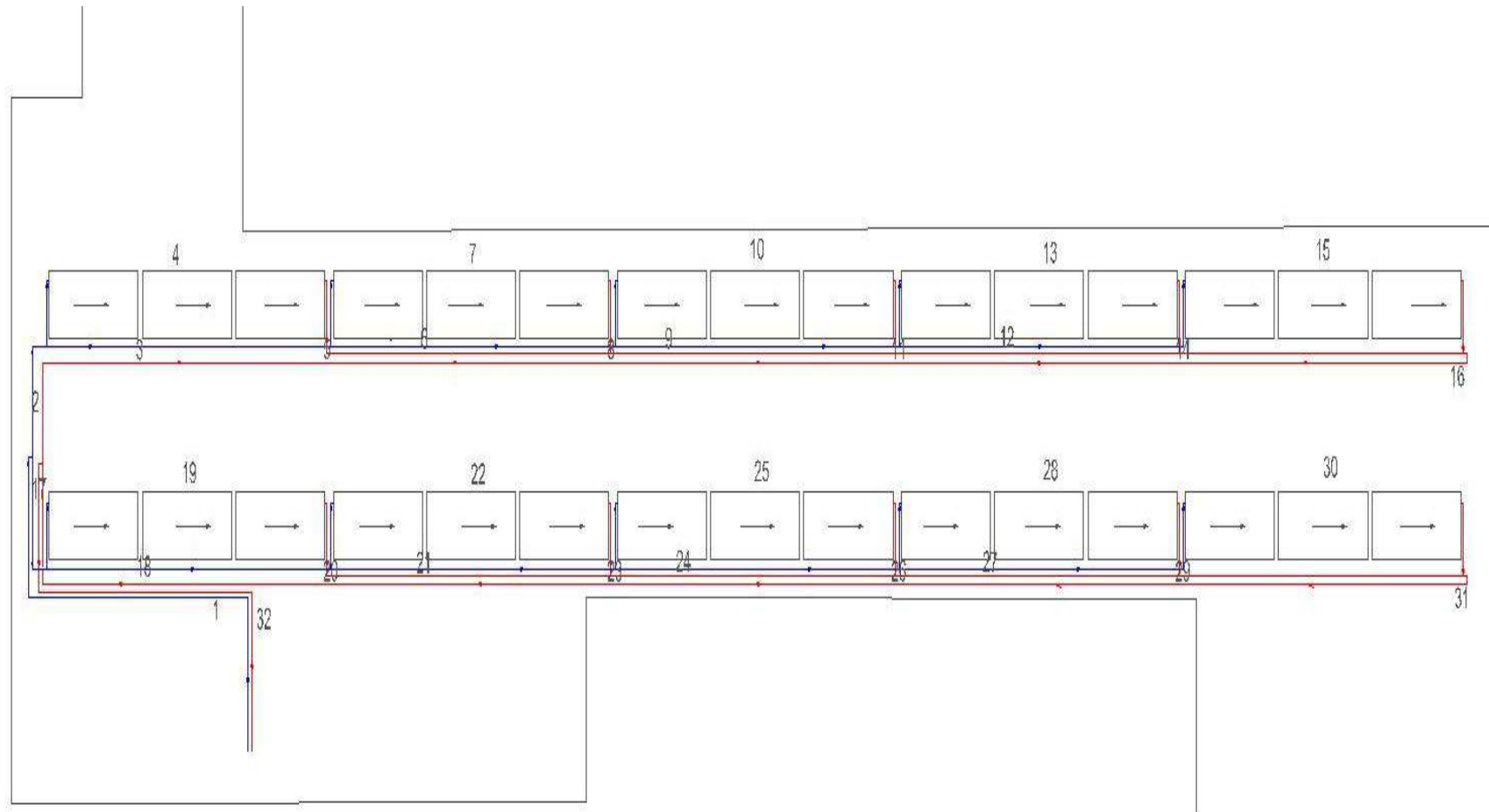


Figura 3.15: Recorrido hidráulico del circuito primario

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)	DN	Diámetro interior (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdidas por metro (mm.c.a)	Distribución en T	Codos a 90°	Válvula Esférica	Válvula compuerta	Válvula retención	Long Equivalente Accesorios (m)	ΔP equipos (m.c.a)	Pérdida total m.c.a
1	9,44	1875	1 1/4"	31,62	0,6633	24,32	1	2	1	2	1	19,79	0	0,711
2	3,95	937,5	1"	25,27	0,5192	20,10	2	1	0	1	0	1,25	0	0,105
3	6,65	750	1"	25,27	0,4154	13,30	2	0	0	0	0	0,48	0	0,095
4	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
5	6,65	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	1	0	0	0	0,28	0	0,156
6	6,65	562,5	3/4"	18,92	0,5558	31,98	2	0	0	0	0	0,34	0	0,224
7	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
8	6,65	375	3/4"	18,92	0,3705	15,11	2	0	0	0	0	0,34	0	0,106
9	6,65	375	3/4"	18,92	0,3705	15,11	2	0	0	0	0	0,34	0	0,106
10	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
11	6,65	562,5	3/4"	18,92	0,5558	31,98	2	0	0	0	0	0,34	0	0,224
12	6,65	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	1	0	0	0	0,28	0	0,156
13	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
14	6,65	750	1"	25,27	0,4154	13,30	2	0	0	0	0	0,48	0	0,095
15	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
16	35	937,5	1"	25,27	0,5192	20,10	0	1	0	1	0	0,77	0	0,719
17	3,95	937,5	1"	25,27	0,5192	20,10	2	1	0	1	0	1,25	0	0,105
18	6,65	750	1"	25,27	0,4154	13,30	2	0	0	0	0	0,48	0	0,095
19	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)	DN	Diámetro interior (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdidas por metro (mm.c.a)	Distribución en T	Codos a 90°	Válvula Esférica	Válvula compuerta	Válvula retención	Long Equivalente Accesorios (m)	ΔP equipos (m.c.a)	Pérdida total m.c.a
20	6,65	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	1	0	0	0	0,28	0	0,156
21	6,65	562,5	3/4"	18,92	0,5558	31,98	2	0	0	0	0	0,34	0	0,224
22	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
23	6,65	375	3/4"	18,92	0,3705	15,11	2	0	0	0	0	0,34	0	0,106
24	6,65	375	3/4"	18,92	0,3705	15,11	2	0	0	0	0	0,34	0	0,106
25	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
26	6,65	562,5	3/4"	18,92	0,5558	31,98	2	0	0	0	0	0,34	0	0,224
27	6,65	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	1	0	0	0	0,28	0	0,156
28	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
29	6,65	750	1"	25,27	0,4154	13,30	2	0	0	0	0	0,48	0	0,095
30	3,6	187,5	1/2"	13,39	0,3699	22,56	1	7	0	2	0	1,93	0,02325	0,125
31	35	937,5	1"	25,27	0,5192	20,10	0	1	0	1	0	0,77	0	0,719
32	9,19	1875	1 1/4"	31,62	0,6633	24,32	1	2	1	2	1	19,79	0,38	0,705

Tabla 3.14: Cálculos hidráulicos circuito primario

La pérdida de carga que tendrá que vencer el grupo de bombeo del circuito primario será la del camino más desfavorable, es decir, la del circuito con mayor pérdida de carga. Para ello se calculan las pérdidas de carga de todos los circuitos desde la descarga de la bomba hasta cada una de las unidades terminales, en este caso las baterías de captadores, y su retorno hasta la aspiración de la bomba sumando las pérdidas de carga de los tramos que conforman cada circuito. La pérdida de carga debida al intercambiador de calor se ha incluido como pérdida de carga por equipos en el tramo 32.

Como se ha diseñado el circuito para que no hubiera desequilibrios hidráulicos, todos los circuitos tienen una pérdida de carga similar, sin embargo, los circuitos con mayor pérdida de carga son los que llegan a las baterías de captadores 4, 19, 15 y 30 según el esquema de la figura 3.14. En estos circuitos la pérdida de carga es de **2,95 m.c.a.**

En instalaciones con superficies de captación superiores a 50 m² se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se establecerá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.

La selección de las bombas se hará directamente a partir de las curvas de funcionamiento del fabricante GRUNDFOS sabiendo que el caudal que debe impulsar la bomba es de **1.875 l/h** y la pérdida de carga que tendrá que vencer es de **2,95 m.c.a.**

El grupo de bombeo como se ha comentado estará compuesto por dos unidades de las siguientes características:

Fabricante	GRUNDFOS
Modelo	MAGNA3 25-40
Caudal Nominal(m³/h)	1.88
Altura nominal (m)	2,95
Tipo	Rotor encapsulado
Unidades	2
Rango temperatura fluido (°C)	-10 - 110
Material Cuerpo	Fundición EN-GJL-200
Bridas conexión	G 1 ½"
Potencia P1 (W)	33,7
Tensión nominal (V)	230



Tabla 3.15: Características bombeo circuito primario.

Finalmente, en la imagen siguiente se ilustra mediante las curvas características de la bomba seleccionada el punto de funcionamiento del equipo:

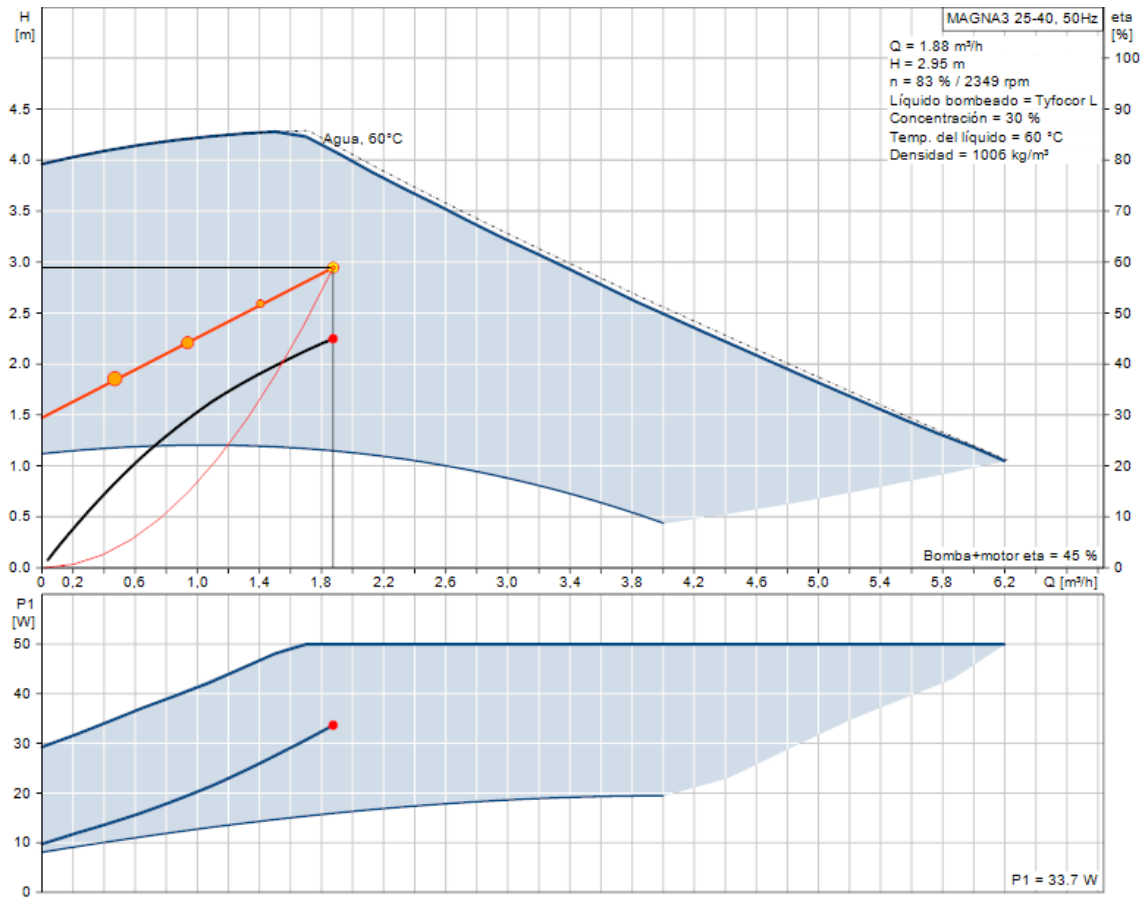


Figura 3.16: Curva característica grupos de bombeo circuito primario.

3.2.13 Vaso de expansión

Será necesario instalar un vaso de expansión en el circuito solar primario para absorber las variaciones de volumen de fluido caloportador que se puedan producir en el circuito cerrado. El vaso de expansión debe ser capaz de compensar el volumen del medio de transferencia de calor en todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías, intercambiador y bombas más un 10 %.

El cálculo del vaso de expansión en el circuito solar primario se hará de acuerdo a la norma UNE 100155:2004. En vasos de expansión cerrados el volumen del vaso viene dado por la siguiente expresión:

$$V_t = V \cdot C_e \cdot C_p$$

Siendo:

- V_t : Volumen total del vaso de expansión (l)
- V : Contenido total del fluido de trabajo en el circuito (l)
- C_e : Coeficiente de expansión del fluido
- C_p : Coeficiente de presión.

El volumen total del fluido caloportador en circuito primario es el siguiente:

Tuberías (l)	90,81
Bombas (l)	30
Intercambiador (l)	1,14
Captadores (l)	62,1
TOTAL	184,05 litros

Tabla 3.16: Volumen total de circuito primario

El coeficiente de expansión se calcula aplicando la siguiente expresión:

$$C_e = (-1,75 + 0,064 \cdot T + 0,0036 \cdot T^2) \cdot 10^{-3}$$

Siendo T la temperatura del fluido a su paso por el vaso de expansión, temperatura de aproximadamente 50 °C. Como el fluido es una solución de agua y glicol, el coeficiente de expansión debe multiplicarse por el siguiente factor de corrección:

$$f_c = a \cdot (1,8 \cdot T + 32)^b$$

Donde:

$$a = -0,0134 \cdot (G^2 - 143,8 \cdot G + 1918,2)$$

$$b = 3,5 \cdot 10^{-4} \cdot (G^2 - 94,57 \cdot G + 500)$$

Siendo G el porcentaje en volumen de glicol en agua de 30%. Así el coeficiente de expansión tiene un valor de 0,0187.

El coeficiente de presión se calcula a través de la siguiente expresión:

$$C_p = \frac{P_M}{P_M - P_m}$$

Siendo:

- P_M : presión máximo del vaso, 8,2 bar.(valor en función de la presión de tarado de la válvula de seguridad 8 bar)
- P_m : presión mínima del vaso 1,7 bar.

El valor del coeficiente de presión es 1,26. En conclusión se obtiene un volumen del vaso de expansión de 4,34 litros.

El vaso de expansión seleccionado tiene una capacidad de 5 litros, que es el volumen inmediatamente superior al calculado. Las características técnicas del vaso seleccionado se detallan a continuación:

Fabricante	INDUSTRIAS IBAIONDO
Modelo	5SMF
Capacidad (l)	5
Peso (kg)	2
Presión Máxima (bar)	10
Diámetro (mm)	200
Altura (mm)	250
Conexión	3/4"

Tabla 3.17: Características Vaso de Expansión.

El vaso de expansión anterior es compatible con el uso de glicoles hasta una concentración de un 50% además de contar con protección anticorrosiva y aislamiento térmico para evitar pérdidas de calor.

3.2.14 Diseño hidráulico del circuito secundario y selección de grupo de bombeo.

El circuito secundario se encarga de conducir el agua desde el acumulador de A.C.S. hasta el intercambiador de calor situado en el campo solar para calentar la misma y retornarla de nuevo al acumulador a una temperatura más elevada. El grupo de bombeo estará compuesto por dos bombas paralelas de las mismas características para ser usadas de forma alternativa, manteniéndose una de ellas como reserva para garantizar el suministro de agua.

La diferencia de cotas geométricas entre la aspiración del acumulador y la altura a la que se encuentra la cubierta no transitable es de unos 10 metros y la longitud de tubería necesaria es de unos 12 metros. Por último, se necesitarán 8 codos a 90°, 4 válvulas de tipo compuerta y 2 válvulas de retención.

Para el cálculo del diámetro de tubería es necesario tener en cuenta que la caída de presión por metro lineal de tubería no será superior a 40 mm.c.a. Por otro lado, el agua circulará por

zonas habitables del edificio por lo que la velocidad máxima de circulación de agua en el circuito secundario será de 2 m/s. El caudal nominal en el circuito secundario es de 1.500 l/h.

La altura que debe vencer el grupo de bombeo viene determinada por la siguiente expresión:

$$H = \Delta z + \Delta p_{tub} + \Delta p_{intercambiador}$$

Siendo:

- $\Delta z = 10 \text{ m}$
- $\Delta p_{tub} = 0,687 \text{ m.c.a}$
- $\Delta p_{intercambiador} = 0,25 \text{ m.c.a}$

La metodología de cálculo empleada para este circuito ha sido idéntica al apartado de diseño del circuito primario. Se emplearán tuberías de cobre con un diámetro nominal de 1". Los criterios para la selección del equipo de bombeo son los siguientes:

$$H_{\text{diseño}} = 11 \text{ m.c.a}$$

$$Q = 1.500 \text{ l/h}$$

La selección de las bombas se hará directamente a partir de las curvas de funcionamiento del fabricante GRUNDFOS con las condiciones hidráulicas ya descritas. El grupo de bombeo como se ha comentado estará compuesto por dos unidades de las siguientes características:

Fabricante	GRUNDFOS
Modelo	MAGNA1 25-120N
Caudal Nominal(m³/h)	1.62
Altura nominal (m)	12,8
Tipo	Rotor encapsulado
Unidades	2
Rango temperatura fluido (°C)	-10 - 110
Material Cuerpo	Acero Inox.EN 1.4308
Bridas conexión	G 1 ½"
Potencia P1 (W)	178
Tensión nominal (V)	230



Tabla 3.18: Características bombeo circuito secundario.

Finalmente, en la imagen siguiente se ilustra mediante las curvas características de la bomba seleccionada el punto de funcionamiento del equipo:

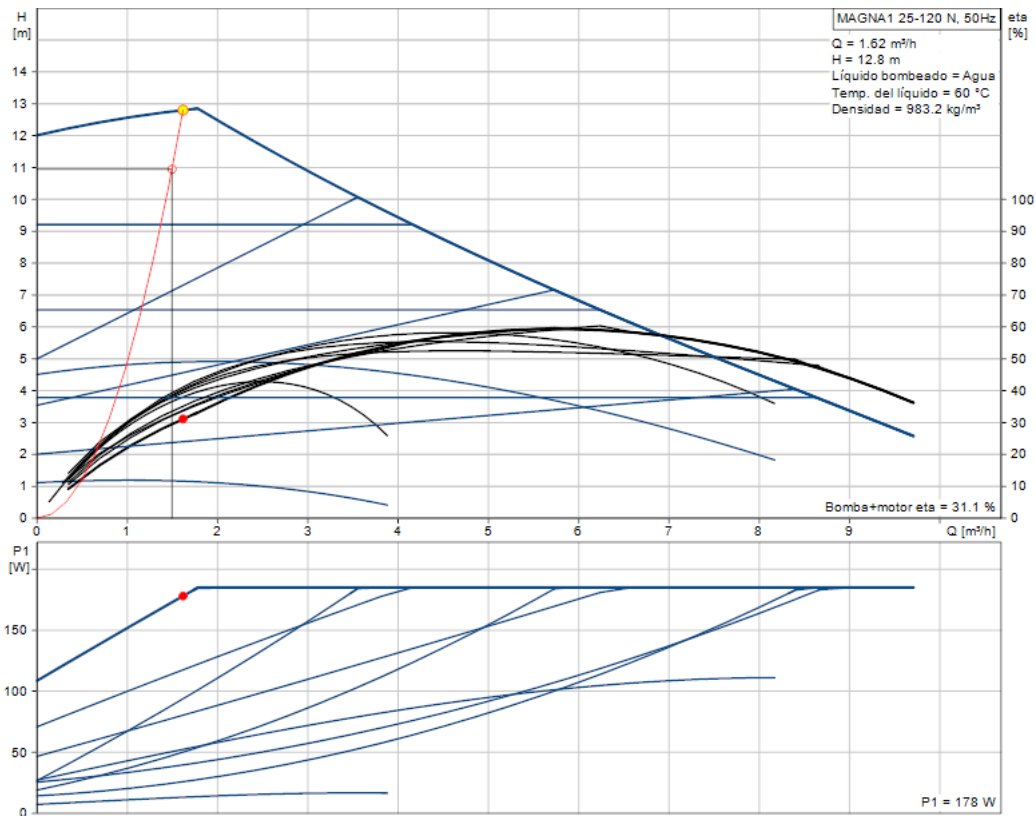


Figura 3.17: Curva característica grupos de bombeo circuito secundario.

3.2.15 Aislamiento térmico de las instalaciones.

Los aparatos, equipos y conducciones estarán aislados térmicamente. De esta forma se evitarán consumos de energía superfluos y los fluidos caloportadores llegarán a las unidades terminales con una temperatura próxima a la de producción. Por otro lado, también se cumplirán las condiciones de seguridad para evitar contactos accidentales con superficies calientes. El material de aislamiento a utilizar estará formado por fibra de vidrio.

Los espesores de aislamiento térmico de la instalación cumplirán con lo indicado en el apartado IT 1.2.4.2.1. del RITE. Como señala éste, los componentes de la instalación dispondrán de aislamiento térmico cuando contengan fluidos a temperatura superior a 40°C. Los componentes que vienen aislados de fábrica cumplen el nivel marcado por la normativa, como es el caso del acumulador de A.C.S., el intercambiador de calor y el vaso de expansión.

El aislamiento de las tuberías de intemperie deberá llevar protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas admitiéndose revestimientos con pinturas asfálticas, poliésteres reforzados con fibra de vidrio o pinturas acrílicas. El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

El RITE establece el espesor mínimo del aislamiento de las tuberías en función de la temperatura máxima del fluido que circula por su interior y el diámetro de la tubería. A continuación se muestran los espesores mínimos de aislamiento para tuberías en función de la temperatura del fluido y de si están en exterior o interior:

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60

Tabla 3.19: *Espesor de aislamiento para tuberías calientes que discurren respectivamente por el interior y exterior del edificio.*

Estos espesores mínimos son válidos para materiales de aislamiento con una conductividad térmica λ igual a 0,04 W(m K) a 20 °C.

Para el dimensionamiento del espesor de aislamiento se ha empleado el Documento Reconocido RITE denominado AISLAM. Los espesores de aislamiento necesarios se muestran en la siguiente tabla:

Circuito	Tramos con Diámetro Nominal (pulgadas)	Espesor aislamiento necesario (mm)
Primario	1 ¼	40
	1	35
	¾	35
	½	35
	Accesorios	35
Secundario	1	25
	Accesorios	25

Tabla 3.20: *Espesores de aislamiento requeridos.*

Como se observa en los resultados anteriores los espesores de aislamientos necesarios se corresponden con los mínimos fijados por el RITE.

3.2.16 Sistemas de regulación y control.

El sistema de control (abreviadamente, «control») de una instalación solar asume la función de regular los flujos de energía entre el campo de captadores, el acumulador y el consumo. Los componentes de un sistema de control son:

- El control del proceso de carga, que tiene la misión de regular la conversión de la radiación solar en calor y de transferirla al acumulador de manera eficaz.
- El control del proceso de descarga (en tanto que la descarga no se lleve a cabo automáticamente en el momento de la extracción de A.C.S.), cuya tarea es garantizar la mejor transferencia de energía posible del acumulador hacia el consumo.

En nuestra instalación sólo existirá control del proceso de carga. Además, se tratará de instalar un sistema sencillo evitando cualquier complejidad innecesaria que por sí misma pueda contribuir a un posible mal funcionamiento de la instalación.

Por otra parte, entre los requisitos más importantes que debe cumplir el control de la instalación solar, cabe mencionar los siguientes:

- Las temperaturas del circuito primario se deben mantener en un valor lo más bajo posible, a fin de lograr un alto rendimiento de los captadores.
- El control de la instalación solar no debe repercutir de manera negativa en la operación del sistema de calentamiento convencional viceversa.
- El manual de instrucciones debe incluir detalles claros y concisos de todos los componentes, así como de su funcionamiento, al igual que una descripción y un diagrama del circuito del sistema de control propiamente dicho. La información debe ser comprensible para que una persona capacitada pueda realizar todas las operaciones necesarias sin tener que ponerse en contacto con los fabricantes de los componentes.

En rigor, el control del proceso de carga se divide en dos partes: el control del circuito primario y el control de la transferencia de calor al acumulador. Mientras que el control del circuito primario puede ser idéntico para las instalaciones pequeñas y las grandes, pueden existir ciertas diferencias con respecto a la transferencia de calor hacia el acumulador, según que los intercambiadores sean internos o externos.

Tal y como se indica en el DB-HE 4 apartado 3.3.7 del CTE, en circulación forzada el control normal de las bombas del circuito de captadores deberá ser siempre de tipo diferencial y,

existiendo depósito de acumulación solar, deberá actuar en función de la diferencia entre la temperatura del fluido caloportador a la salida de la batería de captadores y la del depósito de acumulación. El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor que 7°C . La diferencia de temperaturas entre los puntos de arranque y de parada del termostato diferencial no será menor que 2°C .

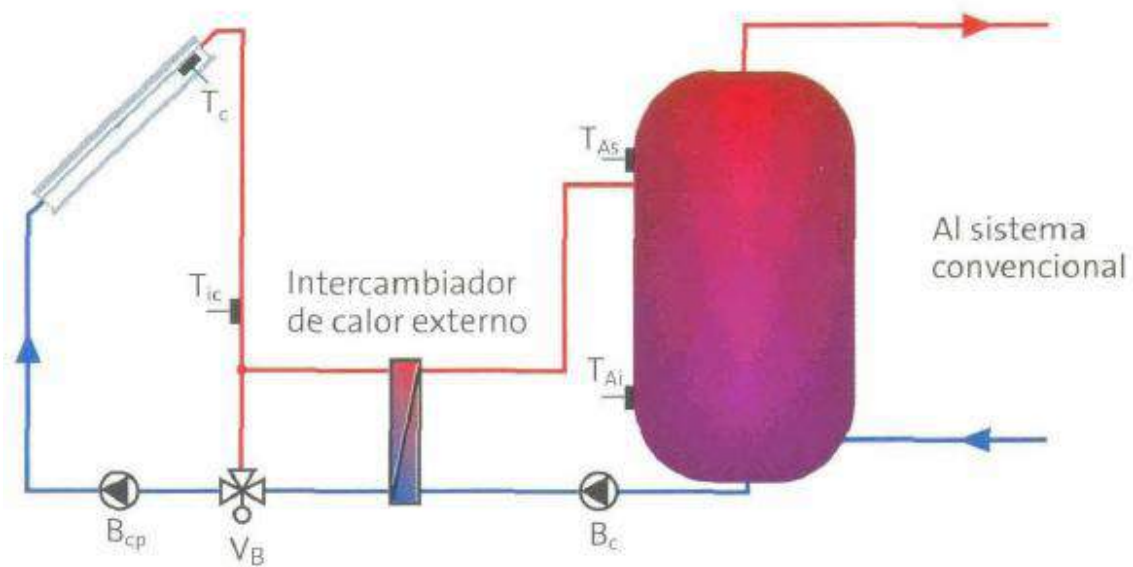


Figura 3.18: Sensores de control

En la figura 3.18 se representa una parte de una instalación solar (sin mostrar el sistema convencional) provista de un intercambiador de calor externo. Los posibles sensores de control están marcados en sus respectivos puntos de ubicación.

A continuación se indican los posibles sensores de control ubicados según la figura:

- T_c : Sensor de temperaturas del captador utilizado para medir la temperatura del fluido de trabajo en el mismo.
- T_{ic} : Mide la temperatura en la tubería de impulsión del circuito primario previamente a la entrada del fluido en el intercambiador de calor.
- T_{Ai} : Para medir la temperatura en la parte inferior del acumulador.
- T_{AS} : Para medir la temperatura en la parte superior del acumulador.

Por tanto, según lo indicado anteriormente, la bomba de circulación del circuito primario:

- Se conecta cuando $T_c - T_{Ai} \geq 7^{\circ}\text{C}$.
- Se desconecta cuando $T_c - T_{Ai} \leq 2^{\circ}\text{C}$.

- Se recomienda el ajuste de un tiempo de operación mínimo de la bomba, a fin de que el circuito primario se estabilice: 3 min.

Si se dispone de un “bypass”, regulado por la válvula V_B como se señala en la figura 3.18, la transferencia de calor al acumulador no comenzará en el mismo momento en que la bomba de circulación arranca, sino cuando la diferencia de temperaturas ($T_{ci} - T_{ai}$) alcanza un valor positivo. Inicialmente, el fluido circula sólo en el circuito primario a través del “bypass”. En caso de que la temperatura T_{ic} , sea superior a la T_{ai} la válvula se conectará para que el fluido circule por el intercambiador de calor. La válvula volverá a abrir el “bypass” cuando la diferencia de temperaturas alcance un valor demasiado reducido, ligeramente inferior al valor umbral de desconexión de la bomba de circulación del captador. De esta forma se evita el funcionamiento del intercambiador de calor con fluidos fríos.

Este método también es útil para evitar la operación intermitente de la bomba de circulación del circuito primario.

No obstante, en este tipo de conexionado puede que la bomba arranque durante noches calurosas de verano. Mediante un temporizador que impida el funcionamiento de la misma, por ejemplo, entre las 22 h y 7 h (horario de verano), se podrán evitar tales conexiones indeseables, que en principio no representan un problema serio.

Por otra parte, el sensor de temperaturas T_{As} sirve para limitar la temperatura en el acumulador solar. Si su valor llega a sobrepasar una temperatura de, aproximadamente 90°C (caso de agua con muy bajo contenido de cal), se desconectará la bomba del circuito primario y el sistema entrará en estado de estancamiento.

Por último, además de los elementos citados pertenecientes al sistema de control y de los aparatos de medida de presión y temperatura que permitan la correcta operación, el CTE (apartado 3.3.8 del DB-HE 4) obliga a disponer en las instalaciones de tamaño superior a 20 m² de un sistema analógico de medida local y registro de datos que indique como mínimo las siguientes variables:

- Temperatura de entrada del agua fría de red.
- Temperatura de salida del acumulador solar.
- Caudal de agua fría de la red.

El tratamiento de estos datos proporcionará al menos la energía solar térmica acumulada a lo largo del tiempo.

El sistema de control seleccionado es del fabricante BAXI modelo CS-10 que cuenta con las siguientes propiedades:

- Control de la temperatura del colector solar.
- Control y regulación de la temperatura del acumulador de A.C.S.

- Control y regulación del funcionamiento de la bomba de circulación de la instalación solar en función de la temperatura del colector y la del acumulador.
- Función recirculación nocturna para evacuar excedentes energéticos.
- Protección antilegionela (con caldera de apoyo).
- Posibilidad de conectar un contador de impulsos.
- Posibilidad de conectarse vía Bus.
- Función control de unitermo.

El esquema de instalación de control y regulación para el dispositivo seleccionado queda definido según la figura 3.19.

3.2.17 Diseño del sistema de energía auxiliar.

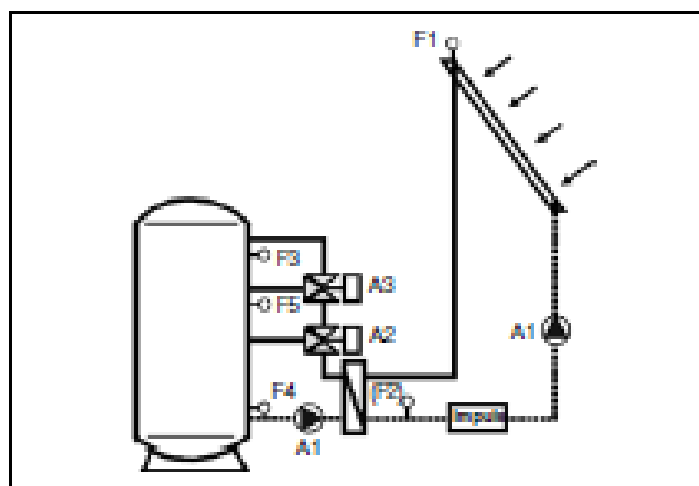
Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía auxiliar.

Por razones de eficiencia energética, entre otras, se desaconseja la utilización de energía eléctrica obtenida por efecto Joule como fuente auxiliar, especialmente en los caso de altos consumos y fracciones solares anuales bajas.

En este caso, se empleará un sistema de apoyo en serie con acumulación mediante una caldera de gas natural de baja condensación. El acoplamiento en serie permite que todo el agua que va a ser preparada pase previamente por la instalación solar con lo cual se evacua toda la energía disponible en la misma y se maximizan las prestaciones energéticas de la instalación solar. En esta situación, debe destacarse la importancia de ajustar la temperatura de preparación por la influencia que tiene en el caudal que pasa por la instalación solar.

El acoplamiento siempre debería disponer de un bypass de conexión que permita no interrumpir el suministro de agua caliente para las operaciones de mantenimiento de las instalaciones.

La potencia en producción debe ser capaz de proporcionar las necesidades del momento punta más desfavorable del año, el resto del tiempo la regulación adecuará la potencia a las necesidades de cada momento.



Control de una instalación de producción de ACS mediante energía solar con intercambiador de placas y depósito acumulador de gran capacidad con estratificación.

()= opcional

SONDAS		
	Bornas	Descripción
F1	15 - GND	Sonda de temperatura de colectores solares.
(F2)	17 - GND	Sonda de temperatura de retorno para determinación de producción de energía
F3	18 - GND	Sonda de temperatura del acumulador zona superior
F4	20 - GND	Sonda de temperatura del acumulador zona inferior
F5	21 - GND	Sonda de temperatura del acumulador zona central
Impuls	22 - GND	Transmisor de impulsos para medición de caudal circuito solar

RELÉS		
	Bornas	Descripción
A1	6 - N	Circulador del primario solar y circulador del acumulador
A2	5 - N	Válvula de 3 vías zona inferior
A3	9 - N	Válvula de 3 vías zona superior

Figura 3.19: Esquema de control estándar para el dispositivo seleccionado.

El caudal punta corresponde al caudal simultáneo calculado la norma UNE 149201:2008. Según la normativa indicada el caudal de cálculo, Q_c , es el caudal utilizado para el dimensionado de los distintos tramos de la instalación. Se establece a partir de la suma de los caudales instantáneos mínimos, calculados según las fórmulas siguientes, dependiendo del tipo de edificación:

EDIFICIOS DE OFICINAS, ESTACIONES, AEROPUERTOS, ETC.:

Para	$Q_t > 20 \text{ l/s}$	$\Rightarrow$	$Q_c = 0,4 \times (Q_t)^{0,54} + 0,48 \text{ (l/s)}$
Para	$Q_t \leq 20 \text{ l/s}$,	dependiendo de los caudales instantáneos mínimos:	
Si todo	$Q_{\min.} < 0,5 \text{ l/s}$	$\Rightarrow$	$Q_c = 0,682 \times (Q_t)^{0,45} - 0,14 \text{ (l/s)}$
Si algún	$Q_{\min.} \geq 0,5 \text{ l/s}$	$\Rightarrow$	$\left\{ \begin{array}{ll} Q_t \leq 1 \text{ l/s} & \Rightarrow Q_c = Q_t \text{ No simultaneidad} \\ Q_t > 1 \text{ l/s} & \Rightarrow Q_c = 1,7 \times (Q_t)^{0,21} - 0,7 \text{ (l/s)} \end{array} \right\}$

Figura 3.20: Procedimiento de cálculo para edificios de oficinas UNE 149201

Los caudales instantáneos mínimos de agua caliente según para cada tipo de aparato presente en el edificio, son los siguientes:

- Grifo: 0,10 l/s
- Ducha: 0,10 l/s
- Lavamanos: 0,03 l/s

Que para las instalaciones existentes hacen que $Q_t = 1,8 \text{ l/s}$ por lo que habrá que aplicar la siguiente expresión para determinar el valor de Q_c :

$$Q_c = 0,682 \times (Q_t)^{0,45} - 0,14$$

Resultando el siguiente valor de caudal punta $Q_c = 0,748 \text{ l/s}$. se estima que este valor punta puede llegar a producirse durante un intervalo de duración de 0,15 horas al día. Para el dimensionamiento del sistema auxiliar de apoyo además se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

Como datos de consumo para el dimensionamiento a temperatura de distribución (T_{ACS}) dependerá del tipo de edificio, si bien considerando las especificaciones para prevención de la legionela, según las cuales la temperatura en el punto más alejado de la producción debe ser de 50°C , se puede tomar esta como temperatura de producción instantánea; siendo los usuarios quienes mezclarán en los puntos de consumo hasta la temperatura adecuada.

La temperatura del agua fría (T_{AFCH}) dependerá de la localidad en la que se encuentre el edificio; en este caso para la localidad de Sevilla la temperatura mínima se sitúa en torno a los 11 °C.

Con los datos anteriores puede determinarse el consumo energético punta:

$$E_{punta}(Wh) = 0,748 \frac{l}{s} \times 3.600 \frac{s}{h} \times 0,15h \times (50 - 11)^{\circ}C \times 1,16 \frac{Wh}{l^{\circ}C} = 18.273 Wh$$

Por otro lado, la temperatura máxima de acumulación será de 60 °C y la mínima de 50 °C que coincide con la del punto de suministro más alejado, si además consideramos un coeficiente de estratificación de 0,60, podemos estimar la capacidad del depósito de acumulación del sistema auxiliar:

$$V_{Aux} = \frac{18.273 Wh}{(60 - 50)^{\circ}C \times 1,16 (Wh/l^{\circ}C)} \times 0,60 = 945 \text{ litros}$$

Para determinar la potencia instantánea de la caldera supondremos un rendimiento de la misma del 95% valor compatible con las características de las calderas de gas de baja condensación. El consumo diario es de 4.478 litros, consumo que se produce durante 10 horas diarias, por lo que la potencia de caldera necesaria será de al menos:

$$P_{caldera} = \frac{4478l}{24h} \times \frac{1h}{3600s} \times 4,186 \frac{kJ}{l^{\circ}C} \times (50 - 11)^{\circ}C / 0,95 = 8,46 kW$$

Finalmente será necesario seleccionar una caldera de gas natural cuya potencia sea de unos 9 kW aproximadamente y un depósito de acumulación de unos 1.000 litros.

La caldera seleccionada es del fabricante SAUNIER-DUVAL con las siguientes características:

Fabricante	SAUNIER-DUVAL
Modelo	THEMA CODENS F25
Tipo	Caldera de condensación a gas para gas natural
Potencia térmica útil (kW)	5,1 - 25
Presión Máxima de Servicio (bar)	10
Regulación	Modulante

Tabla 3.21: Características técnicas sistema de apoyo auxiliar.

Por otro lado será necesario seleccionar el depósito de acumulación del equipo auxiliar. El depósito de acumulación deberá contar con serpentín para poder generar ACS a partir de la caldera de apoyo. Las características del sistema depósito elegido son las siguientes:

Fabricante	LAPESA
Modelo	Gx - 1000 – M1
Capacidad (l)	1.000
Altura (mm)	2.250
Diam. Exterior (mm)	950
Superficie serpentín (m²)	3,4

Tabla 3.22: Características acumulación del sistema de auxiliar

Con este apartado finaliza el dimensionamiento de la instalación propuesta para satisfacer las necesidades de A.C.S. que tiene la instalación auditada. En el Anexo A puede consultarse el esquema de principio de la instalación proyectada.

3.2.18 Ahorro energético alcanzado mediante la instalación de energía solar para ACS.

El ahorro energético que se espera alcanzar con esta medida vendrá dado al eliminar el consumo de energía eléctrica con la que se produce el ACS, por energía de origen renovable y con apoyo de la caldera de gas natural. En la tabla 3.25 se muestra el ahorro energético anual así como la reducción de emisiones. Para el cálculo de emisiones de CO₂, en esta medida como en el resto que se plantean en la presente auditoría, se emplearán los factores de conversión de emisiones publicados en el año 2.011 por el IDAE.

Para conocer la energía consumida por la caldera partir de las necesidades de energía necesaria de apoyo habrá que tener en cuenta el rendimiento de la caldera de gas natural que por los datos técnicos indicados por el fabricante para las condiciones de operación en la que funcionará será de un 97,7% aproximadamente.

Consumo eléctrico actual para A.C.S. (kWh/año)	Consumo energético caldera de apoyo (kWh/año)	Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro energético (%)	Reducción en emisiones (tCO₂/año)
84.524	28.988	55.535	65,7	54,39

Tabla 3.23: Ahorros energéticos esperados con la instalación solar térmica para A.C.S.

Se hace evidente la gran reducción que se produce en emisiones de CO₂ ya que la mayor energía necesaria para generar el A.C.S tendrá origen renovable. Con respecto al ahorro

energético es necesario indicar que el ahorro no es una reducción de la demanda de energía para generar A.C.S ya que las necesidades energéticas siguen presentes, lo que se considera como ahorro es la energía aportada por la instalación solar.

3.3 Mejoras en el sistema de climatización.

3.3.1 Introducción

En el apartado 2.2 del presente documento se describieron los sistemas de climatización existentes. En las oficinas centrales el sistema de climatización se compone principalmente de un sistema bajo conducto con dos equipos partidos para la planta baja y sótano y tres equipos compactos para la planta primera, junto con una serie de equipos autónomos partido tipo Split y Cassette repartidos por diferentes estancias del edificio.

Con este sistema y a pesar de que las oficinas disponen de un horario establecido, existen estancias a lo largo de la jornada de trabajo que se encuentran desocupadas de forma temporal y que se encuentran climatizadas. Además esto ocurre y de forma más acusada, cuando un trabajador permanece fuera del horario de trabajo y se debe climatizar una zona bastante más amplia a lo que es su puesto de trabajo. Este mismo caso, ocurre durante el horario de limpieza. Por tanto, el sistema existente no es el sistema más adecuado para edificios de oficinas con diferentes zonas o despachos delimitados por tabiquería. Este sistema se suele utilizar en zonas diáfanas como centros comerciales o en edificios de oficinas donde no existan separaciones físicas entre las distintas zonas. En la actualidad, existen dispositivos más eficientes y que pueden realizar una zonificación más adecuada, intentando aprovechar los conductos de distribución existentes. Estos sistemas, son los llamados sistemas VRV de caudal variable, que a una unidad condensadora exterior, se pueden conectar varias unidades interiores, con lo que el volumen de refrigerante es variable en función del número de unidades interiores que se encuentren en funcionamiento. Además, en paralelo con este sistema y para edificios de oficinas con multitud de usuarios, es recomendable instalar una centralita de control que se encargue del encendido y apagado de los equipos, así como del control de la temperatura de consigna y la velocidad del ventilador. De esta forma, los usuarios solo podrán encender o apagar los dispositivos durante el régimen de funcionamiento establecido.

Por otro lado, las máquinas presentes en el edificio tienen rendimientos bajos frente a la tecnología de la que se dispone actualmente en el mercado, por ejemplo, los equipos partidos existentes presentan un EER de un valor aproximado de 2,20 y los rendimientos actuales para una máquina de la misma potencia frigorífica puede llegar a alcanzar valores de EER de en torno a 3. En el caso de que acudamos a bombas de calor con tecnología VRV podemos alcanzar valores de EER muy cercano al 4.

Este tipo de instalaciones zonificadas requieren una inversión elevada y lo ideal es llegar a un compromiso entre la zonificación y la inversión. Las mejoras de tal envergadura en el sistema de climatización son costosas puesto que implican la modificación de todos los elementos del sistema y sólo son asumibles ante una reforma importante del edificio, el cual sería un buen momento para incorporar este tipo de sistemas.

Por el contrario en el parque auxiliar, la climatización se realiza mediante equipos autónomos partidos tipo Split, el cual resulta eficiente para este tipo de instalaciones. Por otro lado en los vestuarios y taller, existe calefacción mediante aerotermos y radiadores cerámicos, pero el reducido nº de horas de funcionamiento, no hace viable el cambio por otro sistema.

Todo lo comentado anteriormente, hace concluir que debido a la alta inversión económica que se necesita para mejorar la eficiencia energética en los sistemas de climatización, la antigüedad de los equipos existentes y las diferentes tipologías presentes, no sea viable plantear medidas de ahorro y eficiencia energética en los sistemas existentes diferentes a la de reparar las deficiencias encontradas en el aislamiento de las tuberías de los equipos partidos.

No obstante, para el adecuado funcionamiento de las instalaciones de climatización existen ciertas recomendaciones que deberían tenerse muy presentes desde los servicios de mantenimiento de las instalaciones. Algunas de esas recomendaciones son:

- Mantener la climatización a una temperatura de 26 °C en verano, y de 21°C en invierno, siempre teniendo en cuenta el grado de humedad.
- Revisar periódicamente las instalaciones, definiendo un calendario de mantenimiento preventivo.
- Informar al personal sobre la necesidad de mantener cerradas ventanas y puertas mientras los sistemas se encuentren funcionando.
- Revisar si los caudales de ventilación son correctos para mantener una buena calidad del aire interior.
- Avisar a los responsables del funcionamiento incorrecto de cualquier instalación que pueda provocar efectos medioambientales negativos.
- La limpieza periódica de los filtros de los equipos de aire acondicionado asegura que el consumo energético no se dispare. Las revisiones regulares de los equipos de aire acondicionado y de refrigeración ayudan a minimizar pérdidas a la atmósfera de los gases refrigerantes que puedan contener.
- Conocer bien características técnicas de las instalaciones para evitar un uso incorrecto.

3.3.2 Corrección de defectos en aislamiento térmico de tuberías de los equipos partidos.

Durante el estudio de la instalación pronto llamó la atención el hecho de que en la superficie transitable, las tuberías por donde circula el líquido refrigerante desde las unidades exteriores a las unidades interiores de los equipos partidos de climatización se aprecian deficiencias o tramos de impulsión y retorno del sistema no contaran con aislamiento (ver figura 2.1). Se estima conveniente reducir los tramos sin aislamiento para reducir así las pérdidas térmicas en el ciclo de refrigeración y calefacción de dichas máquinas frigoríficas.

Para analizar las pérdidas térmicas lineales producidas puede resolverse de manera simplificada el problema de transmisión de calor o emplear, como se ha realizado en este caso, un programa de cálculo para el aislamiento de tuberías. El programa informático empleado es el programa AISLAM, siendo este un documento reconocido para la verificación de las condiciones establecidas en el RITE, más específicamente en la IT 1.2.4.2.1 sobre aislamiento en redes de tuberías. Para el uso del software será necesario definir el tipo de tubería (material y diámetro nominal), configuración (horizontal al aire exterior), temperatura del fluido interior, temperatura ambiente y coeficientes de transmisión de calor por convección tanto interior como exterior. Por simplicidad se han elegido los siguientes marcados por defecto: $h_{int}=9 \text{ W/m}^2\text{°C}$ y $h_{ext}=16 \text{ W/m}^2\text{°C}$. Las tuberías son de cobre con un diámetro nominal de media pulgada.

Respecto a las temperaturas exteriores se estudia el caso para la temperatura exterior media más alta y la más baja registrada anualmente, que en este caso corresponden a los meses de Julio y Enero respectivamente. En relación a la temperatura del refrigerante empleado por las máquinas (R-407C) normalmente este llega al evaporador a una temperatura de 3°C y al condensador a una temperatura de 50°C para un ciclo de refrigeración. En el ciclo de calefacción ambas temperaturas se invierten.

El espesor mínimo de aislamiento de tuberías de sistemas de climatización está totalmente establecido en el RITE y cuyos valores se muestran en la tabla 3.24, si bien los valores que aparecen se encuentran referenciados para un aislamiento térmico con una conductividad térmica de 0,040 W/mK. En nuestro caso el aislante elegido es poliuretano con una conductividad térmica de 0,024 W/mK por lo que los valores de espesor mínimo requerido son corregidos según lo indicado por el RITE. En nuestro caso el espesor mínimo requerido es de 12 mm.

Diámetro Exterior (mm)	Espesor aislamiento material de referencia (mm)	Espesor de aislamiento para poliuretano (mm)
D<13	15	7
13<D<26	20	9
26<D<35	25	12

35<D<90	40	18
D>90	50	25

Tabla 3.24: *Espesores mínimos de aislamiento en circuitos frigoríficos para climatización.*

En la tabla 3.25 se muestran las pérdidas térmicas lineales obtenidas mediante el software AISLAM para el caso en ausencia de aislamiento y con la incorporación de aislamiento, clasificándose en las dos situaciones extremas planteadas respecto a la temperatura ambiente. Para calcular las pérdidas se tendrán en cuenta las horas de funcionamiento de las instalaciones según se definieron las mismas para obtener la distribución de consumos realizada en el apartado 2.6. La longitud total de tuberías que muestra defecto de aislamiento es de 10 metros 5 de los cuales son tuberías de impulsión a la unidad interna y otros 5 de retorno a la unidad externa.

Diámetro nominal de tubería	Sin aislamiento				Con aislamiento			
	A temperatura media máxima exterior		A temperatura media mínima exterior		A temperatura media máxima exterior		A temperatura media mínima exterior	
	Impulsión	Retorno	Impulsión	Retorno	Impulsión	Retorno	Impulsión	Retorno
½ "	10,26	9,83	17,1	2,99	3,66	3,5	5,94	1,22

Tabla 3.25: *Pérdidas térmicas lineales consideradas (W/m)*

Teniendo en cuenta en que el nº de horas de funcionamiento en ciclo de refrigeración es de unas 520 horas anuales y en ciclo de calefacción de unas 290 horas podemos estimar los ahorros energéticos conseguidos con esta medida (tabla 3.26).

Pérdidas energéticas actuales sin aislamiento (kWh/año)	Pérdidas térmicas con aislamiento térmico en tuberías (kWh/año)	Ahorro energético (kWh/año)	Reducción en emisiones (tCO ₂ /año)
2.513	896	1.618	1,58

Tabla 3.26: *Ahorro energético esperado al corregir los defectos de aislamiento en tuberías del circuito de climatización*

3.4 Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaico para autoconsumo instantáneo.

3.4.1 Introducción.

El grado de dependencia energética de España se encuentra entre los más elevados de la Unión Europea y presenta una tendencia creciente, mientras que los niveles medios en la UE

se sitúan en torno al 50%, las importaciones energéticas en España componen aproximadamente el “80% del consumo total de energía primaria” (Observatorio de energía y sostenibilidad de España 2.012, Cátedra BP, U.P. Comillas)

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,001 por ciento del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria puntera que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio superior al 30% en todo el mundo. Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo.

Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad. La tendencia de los sistemas eléctricos en países europeos están basados en sistemas de producción distribuida localizándose la generación cercana a los puntos de consumo. La generación distribuida mediante fuentes de energías renovables también presentan las siguientes ventajas con respecto al sistema actual:

- Ahorro en el consumo de energía primaria.
- Reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- Menores inversiones en redes de transporte y distribución.
- Reducción de las puntas de demanda de energía.
- Mejora nuestra dependencia energética del exterior.

No obstante, en contraposición a las ventajas enumeradas anteriormente, la inestabilidad legislativa en España a este respecto dificulta la proliferación de estas nuevas tecnologías en nuestro sistema eléctrico.

En el aspecto normativo, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, abre la puerta al Autoconsumo y al Balance Neto de Energía aunque aún dista bastante de ser un marco legislativo que de seguridad a la hora de invertir y dimensionar las instalaciones.

Desde la Unión Europea se insta a los Gobiernos de los Países Miembros a regularizar el autoconsumo. Actualmente existe una propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto. Las características más importantes de esta nueva regulación son las siguientes:

- Se limita su ámbito de aplicación a los consumidores con potencia contratada no superior a 100 kW.
- La energía excedente deberá ser saldada en los mismos periodos tarifarios en los que se ha generado.
- Establece los requisitos técnicos incluidos en el RD 1699/2011, de conexión de instalaciones de pequeña potencia.
- Para los procedimientos de acceso y conexión se estará a lo dispuesto en el RD 1699/2011.
- La cesión genera derechos de consumo diferidos que podrán ser utilizados durante los 12 meses siguientes.
- Por la energía compensada el consumidor pagará exclusivamente coste de peaje de acceso y coste del servicio de balance neto.

En cuanto esta interesante regulación sobre balance neto salga adelante a lo más tardar durante el presente año 2.015 tal y como anunció el Ministerio de Industria Energía y Turismo, existe una modalidad de autoconsumo bastante interesante para el caso que nos ocupa en el presente proyecto. La solución propuesta es el autoconsumo instantáneo.

El autoconsumo permite al consumidor autoabastecerse de energía eléctrica, colocando en su propiedad una instalación de generación renovable (fotovoltaica o eólica). En las instalaciones de autoconsumo instantáneo toda la energía generada es consumida por las propias cargas de la instalación, sin que se inyecte energía a la red eléctrica.

Esta “no inyección” se puede asegurar mediante dos alternativas:

- Dimensionar la instalación fotovoltaica para que sea menor que el consumo mínimo previsto.
- Disponer de sistemas de gestión que permitan limitar la potencia generada por los inversores fotovoltaicos.

La primera opción permite utilizar inversores convencionales. Sin embargo tiene varios inconvenientes: requiere un conocimiento previo del perfil de cargas de la instalación, limita la potencia instalada y reduce el ratio de autoconsumo.

La segunda opción permite llegar a grados de autoconsumo de hasta el 100% garantizando en todo momento la no inyección de energía a la red.

En el siguiente apartado analizaremos el perfil de carga de la instalación para decantarnos por una opción de autoconsumo.

3.4.2 Perfil de carga de la instalación.

Para determinar el perfil de carga de la instalación se ha conectado un analizador de redes aguas arriba del cuadro general de protecciones para un periodo representativo de una semana completa. Una vez analizados las lecturas recogidas, el perfil de carga es el siguiente:



Figura 3.21: Perfil de carga Edificio de Oficinas

Salta a la vista que existe una carga base en las instalaciones en el periodo de medida analizado de en torno a 20 kW de potencia activa. Esta carga se debe básicamente al sistema de servidores y refrigeración de los mismos que funcionan constantemente durante las 24 horas del día inclusive los fines de semana por lo que puede tomarse como representativo el perfil mostrado en la figura 3.21.

En base a lo explicado en el apartado anterior una de las medidas a estudiar que puede resultar interesante es la de autoconsumo instantáneo mediante instalación fotovoltaica que aporte durante las horas de sol esta demanda base de 20 kW. En los próximos apartados se detallará el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica que sea capaz de aportar la energía eléctrica suficiente para satisfacer esta carga básica teniendo en cuenta que la energía excedentaria será nula, por lo que la instalación solar fotovoltaica no producirá excedentes. Por último, en el caso de que el marco regulatorio en un futuro permitiese el balance neto, podría estudiarse ampliar la instalación que aquí se diseñará para autosatisfacer la mayor demanda de carga que tiene las instalaciones auditadas.

3.4.3 Descripción general de la instalación

Las instalaciones conectadas a red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de

acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

La instalación solar fotovoltaica estará constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico y estructura soporte.
- Inversores.
- Centro de Inversor.
- Sistema DC/AC.
- Protecciones.
- Medida.
- Puesta a tierra.
- Conexión a red.
- Sistemas auxiliares.

De forma ilustrativa el esquema de la instalación puede quedar definida por la figura 3.22. A continuación se hará una breve descripción de los elementos más importantes de la instalación solar fotovoltaica:

Kit de Autoconsumo trifásico superior a 15 kW por fase
(corriente máxima superior a 65 A por fase)

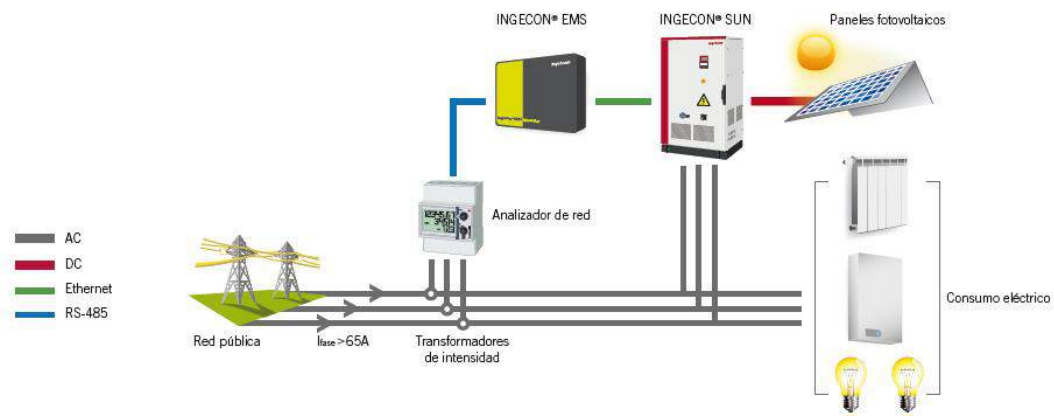


Figura 3.22: Esquema ilustrativo de la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo instantáneo.

Generador Fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las

encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos. Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila.

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células monocristalinas, en torno al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, inferior al 10%.

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de células en serie en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.



Figura 3.23: Elementos de un módulo fotovoltaico.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornas.
- Tensión de circuito abierto (U_{oc}): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornas del panel y dichos bornas están al aire.
- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , U_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (U_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Debe tenerse en cuenta que éstos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m^2
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- Coeficiente de temperatura U_{oc} : es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- Coeficiente de temperatura I_{sc} : es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito

aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

Inversor

Anteriormente se ha visto que los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la

potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 14 del Real Decreto 1669/2011 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de

conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 U_m , respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este casos sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
 - El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
 - El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
 - En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - Los valores de tara de tensión.
 - Los valores de tara de frecuencia.
 - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
 - Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

- Protecciones de continua: Este tipo de aparamenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- Protecciones de alterna: Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

Puesta a tierra

La puesta a tierra de las masas de una instalación es, en general, una medida que tiene por objeto proteger a las personas en el caso de que un defecto provoque la aparición de tensión donde normalmente no debe de haberla.

Según el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011 la puesta tierra debe cumplir las siguientes exigencias:

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

3.4.4 Selección de generador fotovoltaico.

Para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica se ha elegido un panel compuesto por células de tipo monocristalina del fabricante SOLARWORLD con las siguientes características:

Características del módulo seleccionado	
Fabricante	SolarWorld
Serie	Sunmodule
Modelo	SW240
Potencia pico ($P_{max}^{(1)}$)	240 Wp
Tensión a circuito abierto ($U_{oc}^{(1)}$)	37,7 V
Tensión a potencia máxima ($U_{mpp}^{(1)}$)	30,8 V

Corriente de cortocircuito (I_{sc}) ⁽¹⁾	8,25 A
Corriente de potencia máxima (I_{mpp}) ⁽¹⁾	7,96 A
Células por módulo	60
Méridas Célula	156x156 mm
TONC	47 °C
Variación U_{oc} con la temperatura	-0,33 %/°C
Protección clase II	1000 V
Caja de Conexión	IP65
Nº de diodos By-Pass	3

Tabla 3.27: Características Módulo Fotovoltaico

(1) Comportamiento bajo condiciones estándar de prueba.

Las dimensiones en milímetros del módulo pueden encontrarse en la siguiente figura:

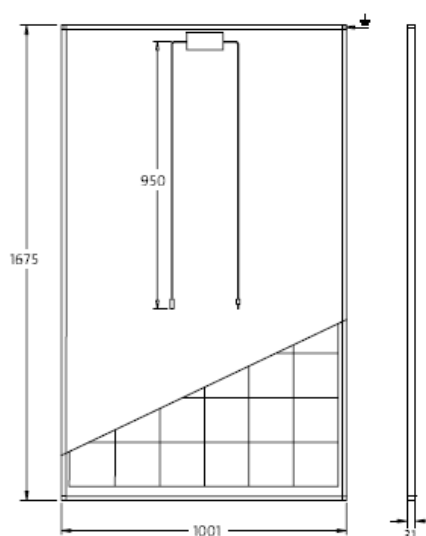


Figura 3.24: Dimensiones en milímetros del módulo fotovoltaico.

3.4.5 Selección de inversor trifásico.

Para la elección del inversor es necesario tener en cuenta que el suministro eléctrico de las instalaciones auditadas es trifásico en baja tensión, es por ello que se selecciona un inversor trifásico sin transformador diseñado especialmente para uso industrial y para instalaciones fotovoltaicas de campo.

Los inversores del fabricante INGETEAM llevan implementado un software para la monitorización y registro de los datos a través de internet. El hardware de comunicación también se encuentra integrado en el mismo equipo lo que nos permite conocer el régimen de

funcionamiento de la instalación en tiempo real desde cualquier dispositivo móvil conectado a internet.



Figura 3.25: Detalle inversor INGETEAM

Las características del inversor seleccionado se muestran a continuación:

Características del módulo seleccionado	
Fabricante	Ingeteam
Serie	Sun 3Play
Modelo	20TL P ⁺
Valores de Entrada (DC)	
Potencia de campo recomendada	20,2 – 26,8 kW
Rango de tensión MPP	420 – 820 V
Tensión mínima	420 V
Tensión máxima	1.000 V
Corriente máxima por entrada	11 A
Nº de entradas	5
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal	20 kW
Corriente máxima	29 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
cosφ	1
THD	<3%
Eficiencia máxima	98,5 %
Consumo en Stand By	10 W
Consumo nocturno	1 W

Características del módulo seleccionado	
Grado de protección	IP 65

Tabla 3.28: Características del inversor seleccionado.

El esquema de conexión del inversor se muestra en la siguiente figura:

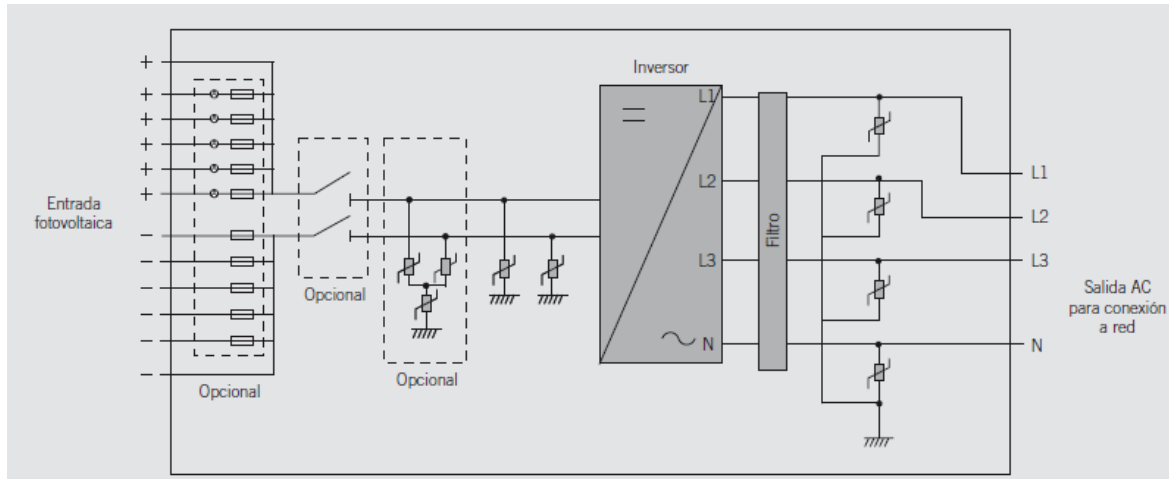


Tabla 3.29: Esquema conexionado del inversor

Puede apreciarse como el inversor dispone en el lado de continua de 5 entradas para la conexión de los módulos fotovoltaicos. El modelo elegido incluye toda la aparamenta que en la figura aparece como opcional.

3.4.6 Configuración del campo de módulos fotovoltaicos.

Para cada inversor seleccionado, el número de módulos fotovoltaicos máximo que se pueden conectar en serie vendrá dado según las condiciones extremas que se puedan dar a lo largo del año. Se tendrán en cuenta los efectos de temperatura, las máximas y mínimas radiaciones, etc., tal y como se va a exponer a continuación para, en primer lugar, asegurar el funcionamiento del inversor garantizándose la tensión mínima de arranque del mismo, y en segundo lugar, para no provocar averías en el inversor por sobretensiones, con el principal objetivo de maximizar la producción eléctrica. Por último será necesario comprobar que es admisible la inyección de intensidad por el campo de paneles al inversor.

Número mínimo de paneles en serie

En primer lugar se calculará el número mínimo de paneles en serie. Para ello, evaluamos el peor caso que nos podemos encontrar, y que será cuando la radiación incidente sobre el plano

del generador sea máxima. Teniendo en cuenta que la tensión suministrada por cada panel fotovoltaico disminuye conforme a la intensidad incidente sobre el panel, debe asegurarse que el número de paneles en serie a conectar proporcionarán, como mínimo, la tensión mínima de arranque del inversor.

Denominando:

- $N_{ps,min}$: Número mínimo de paneles en serie.
- $U_{minfunc}$: Tensión mínima de funcionamiento del inversor (mínima tensión de arranque) (420 V).
- U_{oc} : Tensión a circuito abierto de los paneles (V).
- U_{minr} : Tensión a mínimo rendimiento de la célula (V).
- α : Coeficiente tensión/temperatura
- U_{mpp} : Tensión a potencia máxima (V)

Para determinar la temperatura de trabajo de la célula en estas condiciones se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2) \cdot \left(\frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800} \right)$$

Siendo:

- T_c : Temperatura real de trabajo de la célula.
- T_{amb} : Temperatura media ambiente ($^{\circ}C$).
- $I_{inc}(W/m^2)$: Irradiancia incidente (máxima media anual).
- TONC: Temperatura de Operación Normal de la Célula cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m², a una temperatura ambiente 20 $^{\circ}C$, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

La mayor radiación incidente en la zona se producirá durante el mes de Julio, en el que la temperatura ambiente máxima registrada es de (T_{amb}) es de 45,2 $^{\circ}C$ y la intensidad incidente media diaria sobre el plano del generador es de unos 1.000 W/m².

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 $^{\circ}C$ de las Condiciones Estándar de Medida (CEM), del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, como es este el caso, esta diferencia es normalmente del orden de 30 $^{\circ}C$ sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1.000 W/m².

Con esta temperatura calculamos la tensión de salida:

$$U_{minr} = U_{mpp} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_c - 25)}{100} \right)$$

Resultando:

- $T_C = 78,95 \text{ } ^\circ\text{C}$
- $U_{\text{minr}} = 25,32 \text{ V}$

Con estos datos ya podemos calcular el número mínimo de paneles en serie que se pueden conectar al inversor:

$$Nps_{\text{min}} = \frac{U_{\text{minfunc}}}{U_{\text{minr}}} = \frac{420\text{V}}{25,32\text{V}} = 17 \text{ módulos}$$

Esta será la configuración de módulos conectados en serie mínima para el arranque del inversor en el peor de los casos.

Número máximo de paneles en serie

Para el segundo caso extremo, el número máximo de paneles en serie que pueden instalarse para conectar al inversor, vendrá dado por el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto de los paneles fotovoltaicos. La tensión a circuito abierto máximo de entrada al inversor se producirá cuando la radiación incidente sea menor. El método de cálculo es idéntico al del apartado anterior.

Denominando,

- Nps_{max} : Número máximo de paneles en serie.
- U_{maxfunc} : Tensión máxima de funcionamiento del inversor (máxima tensión de entrada)
- U_{OC} : Tensión a circuito abierto de los paneles (V).
- U_{maxr} : Tensión a máximo rendimiento de la célula (V).
- α : Coeficiente tensión/temperatura.
- $U_{\text{pot.max}}$: Tensión a potencia máxima (V)

La menor radiación incidente en la zona se producirá durante el mes de Diciembre, al darse la temperatura mínima de $-3,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ y la intensidad incidente media diaria sobre el plano del generador es de unos 100 W/m^2 .

En dicho caso, la tensión de salida a circuito abierto de los paneles resulta:

$$U_{\text{maxr}} = U_{\text{OC}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha \cdot (T_C - 25)}{100} \right)$$

Con estos datos, el número máximo de paneles en serie que se pueden conectar al inversor se obtendrá del siguiente modo:

$$Nps_{\text{max}} = \frac{U_{\text{maxfunc}}}{U_{\text{maxr}}} = \frac{820\text{V}}{40,83\text{V}} = 20 \text{ módulos}$$

Por lo tanto se podrán adoptar un número máximo de paneles en serie para no sobrepasar la tensión máxima del inversor en ningún caso.

Finalmente se adoptaran 17 paneles en serie para satisfacer ambas condiciones en la zona.

Número máximo de series de paneles conectadas en paralelo

El número de series de paneles en paralelo máximo que pueden instalarse conectados al inversor, se calculará tomando en cuenta los peores casos de inyección de intensidad por el campo de paneles (series de paneles conectados en paralelo) al inversor. Esta intensidad inyectada dependerá de la temperatura de célula (y, por tanto, de la radiación incidente sobre el campo de paneles), según los meses más significativos. El proceso de cálculo se desarrolla para la intensidad máxima suministrada por los paneles al inversor así como por el dato de potencia máxima admisible por el mismo, escogiéndose el caso más favorable.

Para calcular el número máximo de series en función de la corriente máxima, se evalúa el peor caso que nos podemos encontrar, y que será cuando se produzca cortocircuito en la serie de paneles.

Denominando,

- $I_{max,inv}$: Intensidad máxima por cada entrada al inversor (Recordemos que el inversor dispone de 5 entradas).
- I_{SC} : Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

Con estos datos, el número máximo de series de paneles que pueden conectarse al inversor vendrá dado por:

$$Nspp_{max} = \frac{I_{max,inv}}{I_{SC}} \times 5 = \frac{11A}{8,25A} \times 5 = 5 \text{ hileras}$$

Del resultado anterior se desprende que cada entrada del inversor podrá tener conectada una única hilera de paneles conectados en serie. Dado que el inversor cuenta con 5 entradas independientes, tendremos 5 hileras de paneles conectados en serie.

Por último comprobaremos que la configuración elegida cumple con los valores de entrada del rango de potencia del inversor elegido.

$$N_p = Nspp \times Nps = 5 \times 17 = 85 \text{ paneles}$$

Dado que se adopta una configuración compuesta por 85 paneles, la potencia de entrada al inversor será de:

$$85 \text{ paneles} \times 240 \frac{Wp}{panel} = 20,4 \text{ kWp}.$$

Este valor se encuentra dentro del rango de potencias de entrada del inversor elegido, por tanto, puede concluirse que la instalación contará con 85 paneles repartidos en 5 hileras de 17 paneles conectados en serie en cada una de esas hileras.

3.4.7 Ubicación del campo solar y análisis de pérdidas.

Los generadores fotovoltaicos se ubicarán en la superficie de la cubierta no transitable disponible del edificio de oficinas.

En la medida de ahorro y eficiencia energética para el A.C.S. ya se definieron los ángulos que caracterizan la posición de los captadores solares. La definición de aquellos ángulos característicos son totalmente extrapolables al caso de generadores fotovoltaicos. La orientación que se dará a los módulos fotovoltaicos es la misma que la obtenida para la ubicación de los captadores solares en la medida de ahorro y eficiencia energética para A.C.S. Por tanto el ángulo de azimut será de $\alpha=+10^\circ$:

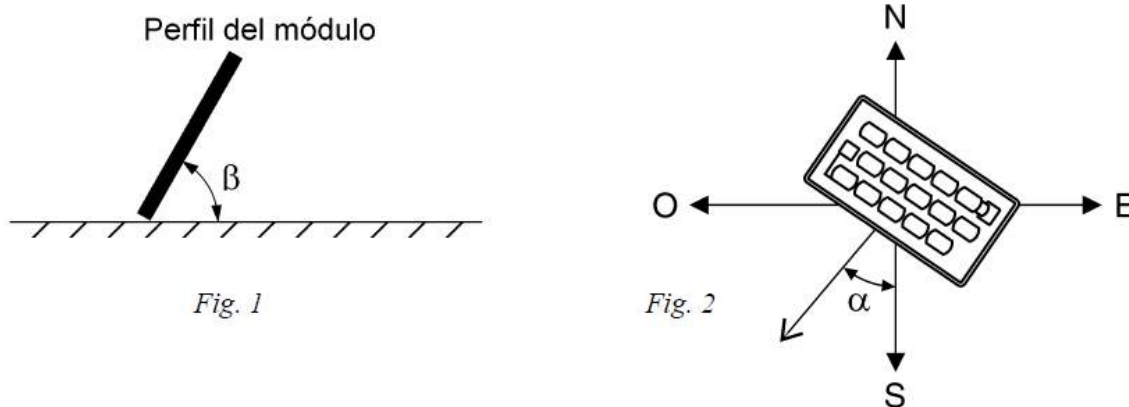


Figura 3.26: Descripción de los ángulos de característicos para la posición de los módulos fotovoltaicos.

Otro punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas, es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

Según el Pliego de Condiciones del IDAE, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulo horizontal y 90° para módulos verticales.

Dado que se pretende obtener la mayor energía incidente durante todo el año se estudiará la inclinación óptima que hace que los Wh/año por m^2 sea máximo a lo largo del año. Para ello a partir de la siguiente tabla donde aparecen, para la orientación elegida, la radiación global diaria sobre superficie en función de la inclinación de la misma. Seleccionaremos como inclinación óptima aquella que muestre un mayor ratio anual. En la siguiente tabla puede observarse estos datos:

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Inclinación (°)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Ratio anual
0	2.333	3.097	4.519	5.439	6.514	6.953	7.047	6.328	5.042	3.592	2.622	2.058	4.637
5	2.619	3.367	4.789	5.608	6.600	6.992	7.114	6.481	5.289	3.869	2.919	2.333	4.839
10	2.889	3.617	5.031	5.747	6.644	6.989	7.133	6.597	5.503	4.128	3.197	2.597	5.013
15	3.142	3.844	5.239	5.850	6.650	6.939	7.108	6.678	5.683	4.358	3.458	2.844	5.156
20	3.375	4.047	5.417	5.919	6.625	6.847	7.045	6.722	5.828	4.561	3.697	3.072	5.269
25	3.586	4.225	5.558	5.953	6.567	6.739	6.953	6.722	5.936	4.736	3.911	3.283	5.353
30	3.775	4.378	5.667	5.950	6.467	6.589	6.819	6.678	6.006	4.881	4.100	3.472	5.404
35	3.939	4.503	5.739	5.908	6.328	6.397	6.644	6.594	6.036	4.997	4.264	3.636	5.420
40	4.078	4.600	5.772	5.831	6.147	6.169	6.425	6.467	6.028	5.078	4.400	3.781	5.402
45	4.192	4.667	5.772	5.717	5.933	5.903	6.167	6.297	5.983	5.128	4.508	3.897	5.350
50	4.278	4.703	5.733	5.569	5.681	5.600	5.869	6.089	5.900	5.147	4.586	3.992	5.265
55	4.333	4.711	5.658	5.386	5.394	5.267	5.539	5.844	5.778	5.131	4.633	4.056	5.146
60	4.361	4.689	5.547	5.172	5.086	4.933	5.197	5.561	5.619	5.081	4.650	4.097	5.000
65	4.361	4.636	5.400	4.925	4.764	4.572	4.833	5.253	5.425	5.000	4.636	4.108	4.826
70	4.333	4.553	5.219	4.656	4.417	4.183	4.442	4.919	5.200	4.886	4.594	4.094	4.624
75	4.275	4.442	5.008	4.361	4.042	3.775	4.025	4.558	4.939	4.742	4.519	4.050	4.394
80	4.189	4.303	4.764	4.044	3.647	3.353	3.586	4.175	4.650	4.569	4.417	3.983	4.138
85	4.078	4.136	4.492	3.706	3.244	2.958	3.161	3.769	4.333	4.367	4.283	3.886	3.866
90	3.936	3.944	4.192	3.347	2.847	2.550	2.739	3.347	3.992	4.136	4.125	3.767	3.574

Tabla 3.30: Radiación global diaria en Wh/m^2 para la ciudad de Sevilla según la inclinación de la superficie.

Según el criterio elegido aquella inclinación que presenta un ratio anual más alto es la de $\beta=35^\circ$.

La cuantificación de las pérdidas por inclinación y orientación se realiza de la misma forma que en el apartado 3.2.5 del dimensionamiento de la instalación solar térmica para A.C.S con la salvedad que el ángulo de inclinación es diferente.

Con respecto a las pérdidas por sombra, se decide que sobre los módulos fotovoltaicos puede considerarse un patrón de sombra similar al patrón de sombra que existe en la parte donde se ubican los captadores solares de A.C.S.

Según las consideraciones anteriores puede concluirse lo siguiente:

Inclinación (β)	Azimet (α)	Pérdidas por orientación e inclinación	Pérdidas por sombras
35°	10°	1,12 %	0,12 %

Tabla 3.31: Resumen de pérdidas por orientación e inclinación y por sombras.

Como puede observarse estos valores son inferiores a los límites establecidos en el CTE y se muestran en la siguiente figura:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Figura 3.27: Valores límites de pérdidas según CTE.

Por último nos quedaría determinar la distancia mínima en filas de módulos fotovoltaicos así como salientes del propio edificio que puedan arrojar sombras sobre los módulos. Para ello se procederá de la misma forma que para los captadores solares de A.C.S:

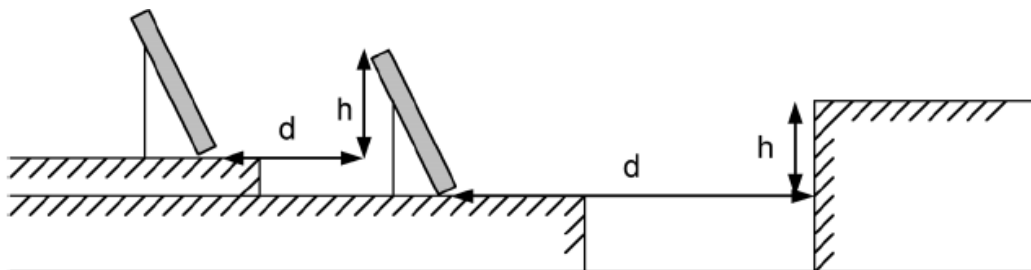


Figura 3.28: Descripción gráfica distancia mínima entre filas y otros obstáculos cercanos.

Para conocer la distancia “d” únicamente será necesario obtener el valor de “h” y multiplicar ese último por el factor k que aplique según la latitud correspondiente. Los valores de k aparecen en la siguiente tabla:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Figura 3.29: Valores parámetro k

Resultando las siguientes distancias:

- Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos $d_1=2,63$ metros.
- Distancia con obstáculo edificatorio que podría arrojar sombras $d_2=1,37$ metros.

Esta última distancia no será necesario respetarla ya que los paneles fotovoltaicos estarán a la misma cota que el obstáculo edificatorio por lo que no existe posibilidad de arrojamiento de sombras por parte de este saliente.

En las figuras 3.30 y 3.31 puede visualizarse la vista en planta y de perfil respectivamente donde puede apreciarse como quedarían distribuidos los módulos fotovoltaicos en el espacio habilitado.

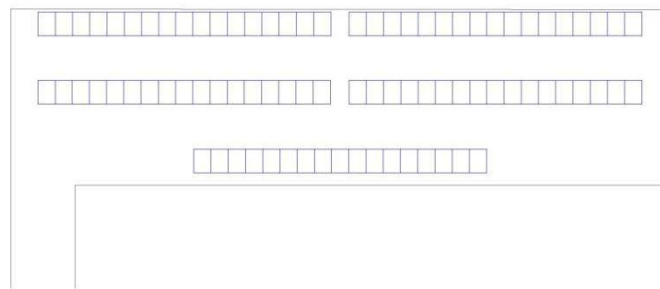


Figura 3.30: Planta ubicación generadores fotovoltaicos.

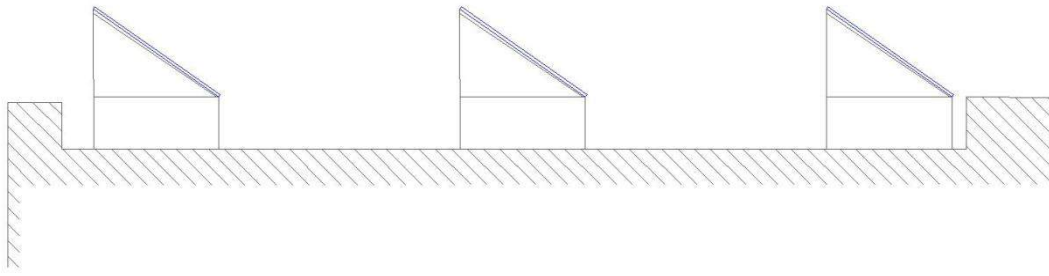


Figura 3.31: Vista de perfil de las hileras de módulos fotovoltaicos.

3.4.8 Producción eléctrica.

Como datos de partida tenemos la radiación global por día y m^2 incidente sobre el plano inclinado a 35° y una orientación de 10° ($G_{dm}(\alpha, \beta)$):

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
3.939	4.503	5.739	5.908	6.328	6.397	6.644	6.594	6.036	4.997	4.264	3.636

Tabla 3.32: $G_{dm}(\alpha, \beta)$ expresado en Wh/m^2 y día.

Para obtener la producción mensual será necesario tener en cuenta el rendimiento de la generación fotovoltaica en las condiciones de trabajo reales. Este rendimiento es denominado Performance Ratio (PR) y su definición tienen en cuenta las siguientes pérdidas:

- **Rango de Potencia de un Módulo:** La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series. Esta pérdida suele cuantificarse en el entorno del 4% con respecto a la energía teórica o nominal.
- **Dispersión de parámetros entre módulos:** El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos, por lo cual al conectarlos en serie tendremos una pérdida que se cuantifica en 3% con respecto a la energía teórica o nominal.
- **Efecto de la Temperatura:** La temperatura afecta fundamentalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en la tensión de circuito

abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de la I_{sc} (aunque muy ligeramente). Con altas temperaturas de célula, se produce una desviación del punto de máxima potencia del panel, por lo que se producen un empeoramiento del rendimiento del generador fotovoltaico.

- **Pérdidas por suciedad sobre los Módulos:** Con un mantenimiento adecuado de la instalación las pérdidas por suciedad en los módulos no tiene por qué superar el 1%, salvo condiciones extremas que deberán ser consideradas en cada caso.
- **Pérdidas por degradación fotónica:** Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y comienza al exponer al sol por primera vez al panel fotovoltaico, aumentado a lo largo de su vida útil de forma aproximadamente constante a razón de 1% anual.
- **Rendimiento del inversor:** Es evidente que un inversor tienen siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Aunque el rendimiento máximo del inversor es alto, este no siempre se encontrará trabajando en el punto de mayor rendimiento, por lo que es usual considerar unas pérdidas óhmicas por operación del inversor en el entorno del 2% con respecto a la energía de entrada al inversor.
- **Pérdidas de conexionado y elementos de protección:** Son las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores y bornas de conexión, así como las debidas a las caídas de tensión y calentamiento. Puede considerarse de en torno a 1% aunque este parámetro de pérdida puede ser calculado en el dimensionamiento del cableado.

Con todo lo anterior puede concluirse que el valor de PR puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$PR = 100 - \sum_{i=1}^n P_i$$

Este valor será calculado de forma mensual. Los resultados obtenidos se exponen en la siguiente tabla:

Mes	Pérdidas por orientación e incl.(%)	Pérdidas por sombras (%)	Pérdidas por temperatura (%)	Pérdidas por cableado (%)	Pérdidas por suciedad (%)	Pérdidas por Inversor (%)	Otros (%)	PR (%)
Enero	1,12	0,12	2,68	1,00	1,00	2,00	9,00	83,08
Febrero	1,12	0,12	2,83	1,00	1,00	2,00	9,00	82,93
Marzo	1,12	0,12	3,59	1,00	1,00	2,00	9,00	82,26
Abril	1,12	0,12	3,34	1,00	1,00	2,00	9,00	82,42
Mayo	1,12	0,12	3,77	1,00	1,00	2,00	9,00	81,99

Junio	1,12	0,12	4,21	1,00	1,00	2,00	9,00	81,55
Julio	1,12	0,12	4,60	1,00	1,00	2,00	9,00	81,16
Agosto	1,12	0,12	4,60	1,00	1,00	2,00	9,00	81,16
Sept.	1,12	0,12	4,33	1,00	1,00	2,00	9,00	81,43
Oct.	1,12	0,12	3,76	1,00	1,00	2,00	9,00	82,00
Nov.	1,12	0,12	3,13	1,00	1,00	2,00	9,00	82,63
Dic.	1,12	0,12	2,73	1,00	1,00	2,00	9,00	83,03

Tabla 3.33: Cálculo del parámetro Performance Ratio

La estimación de energía inyectada puede realizarse mediante la siguiente expresión:

$$E_p(kWh/día) = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mpp} PR}{1(kW/m^2)}$$

Donde $G_{dm}(\alpha, \beta)$ están definidos mensualmente en la tabla 3.28 y P_{mpp} es igual a 0,24 kWp. Con todo ello resulta que la energía producida durante el primer año de vida de la instalación de **38.943 kWh** y equivalente a una reducción en emisiones igual a **30,61 tCO₂**. La tabla 3.34 junto con el gráfico de la figura 3.32 indican mensualmente la energía producida por la instalación solar fotovoltaica.

Mes	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/m ² día)	PR (%)	Nº de días/mes	Energía producida (kWh/mes)
Enero	3,94	83,08	31	2.435
Febrero	4,50	82,93	28	2.509
Marzo	5,74	82,26	31	3.512
Abril	5,91	82,42	30	3.506
Mayo	6,33	81,99	31	3.860
Junio	6,40	81,55	30	3.756
Julio	6,64	81,16	31	4.012
Agosto	6,60	81,16	31	3.982
Septiembre	6,03	81,43	30	3.539
Octubre	5,00	82,00	31	3.049
Noviembre	4,26	82,63	30	2.537
Diciembre	3,64	83,03	31	2.246
Total anual (kWh)				38.943

Tabla 3.34: Energía producida durante el primer año.

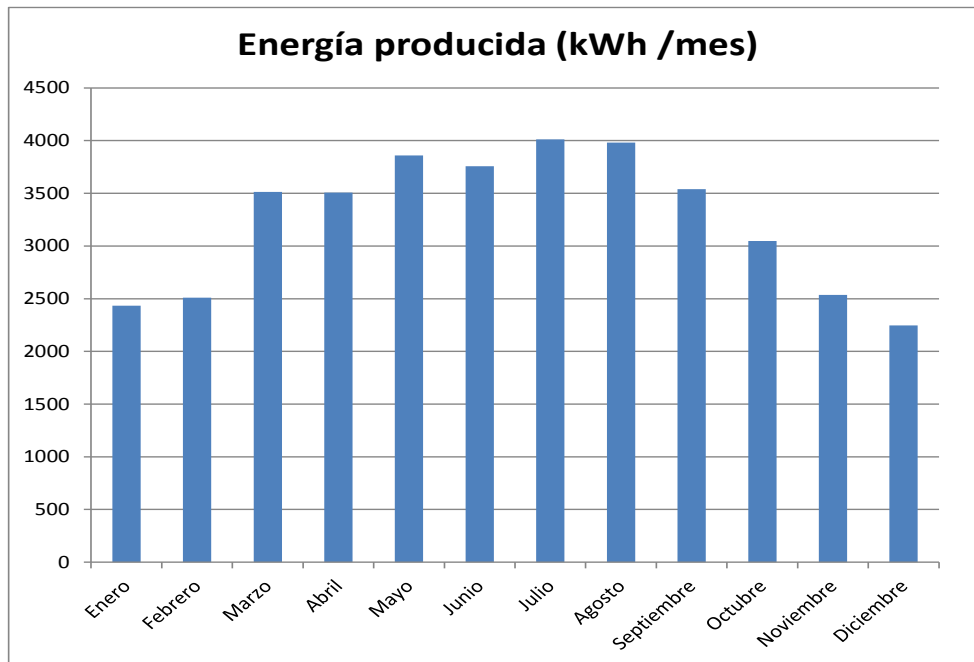


Figura 3.32: Gráfico de producción de energía mensual.

3.4.9 Evaluación de la demanda eléctrica satisfecha por la instalación fotovoltaica con respecto a las mediciones de consumo realizadas.

En este apartado se va a realizar una comparación muy ilustrativa sobre la energía producida por la instalación fotovoltaica dimensionada y el consumo eléctrico del edificio auditado. Para la comparación se han tomado los kWh consumidos hora a hora en uno de los días en los que un analizador de redes ha registrado dichos consumos. La comparación se realizará para un día laborable y para un día ambos pertenecientes al mes de Octubre.

En la figura 3.33 puede observarse como para un día laborable la energía producida por la instalación fotovoltaica es instantáneamente consumida por las cargas que se encuentran en funcionamiento en cada hora por lo que no se inyectará energía a la red de distribución. En este caso el porcentaje de energía demandada que es satisfecha por la instalación fotovoltaica durante las horas de producción alcanza un 13%, por tanto, el resto de la energía necesaria será aportada mediante suministro eléctrico contratado.

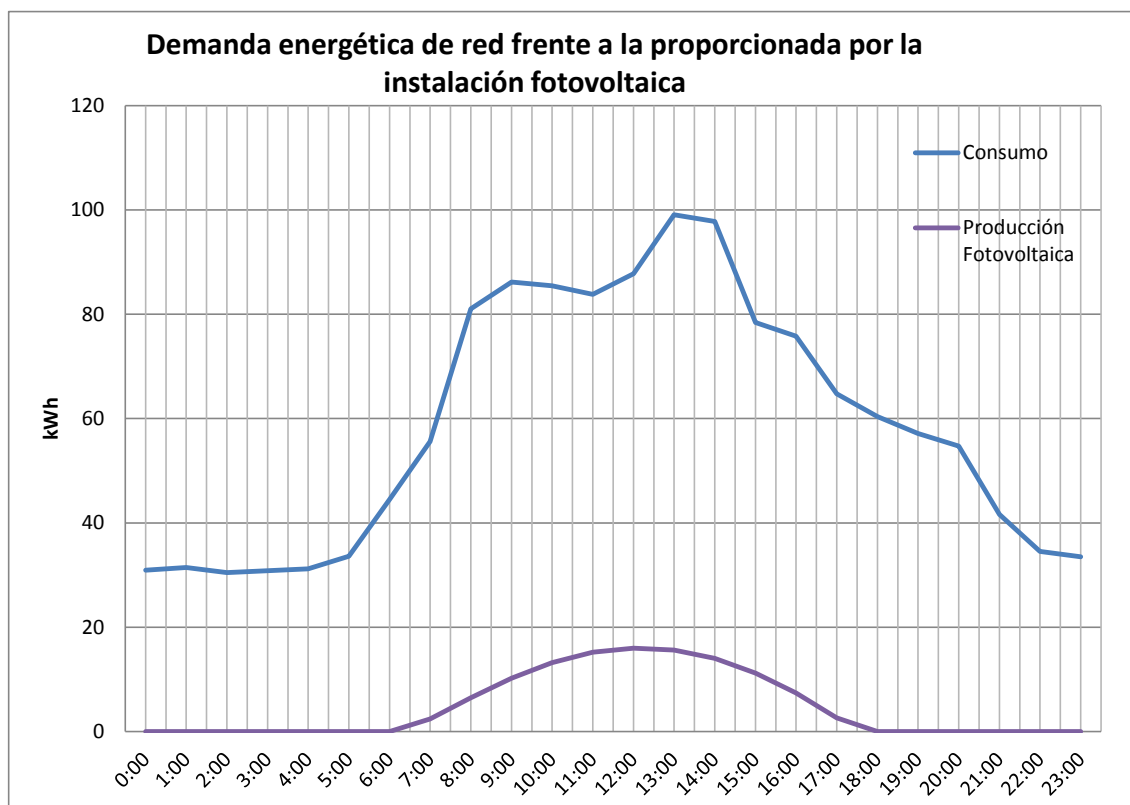


Figura 3.33: Comparación horaria de la demanda de energía frente a la producción fotovoltaica en un día laborable

En relación a un día festivo donde la demanda de energía cae bastante y es prácticamente constante hora a hora, el porcentaje de la demanda energética cubierta mediante la instalación solar fotovoltaica alcanza un valor del 36% durante las horas de generación. En la figura 3.34 puede visualizarse la comparación para días no laborables.

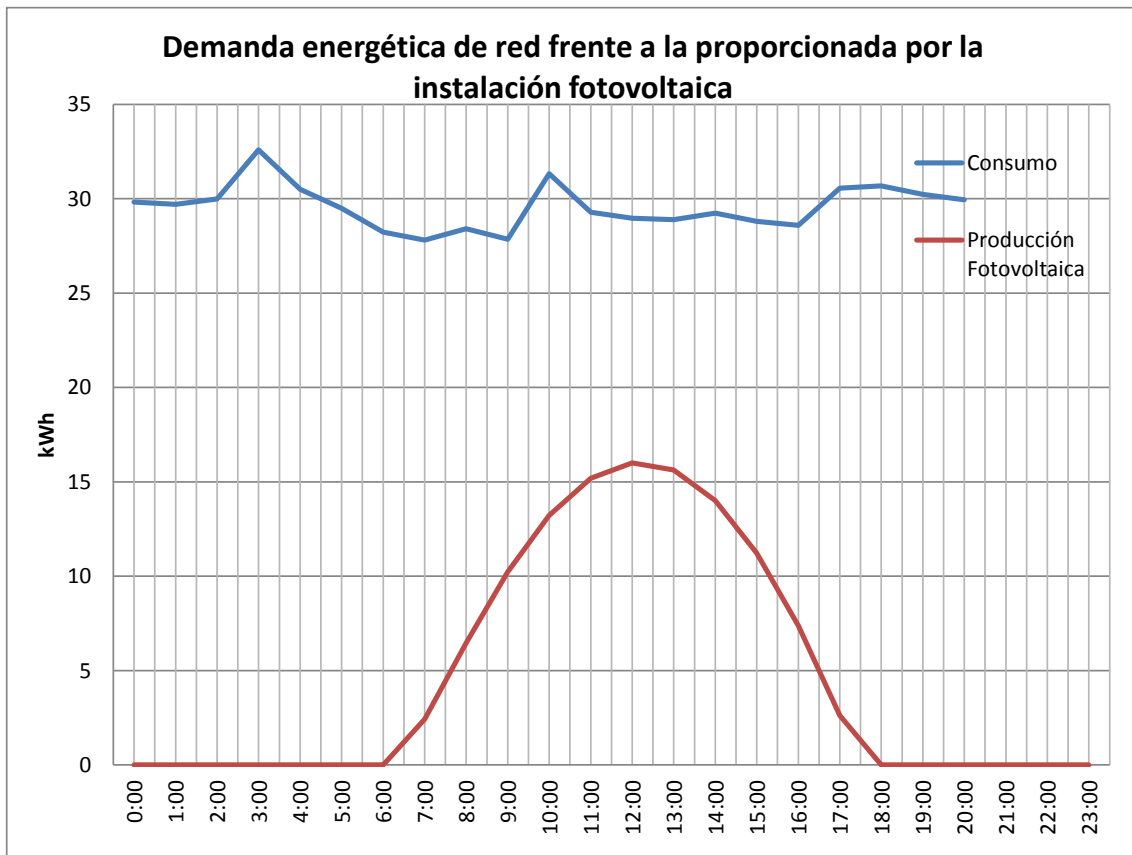


Figura 3.34: Comparación horaria de la demanda de energía frente a la producción fotovoltaica en un día no laborable

Como comentario final a esta medida de mejora de ahorro y eficiencia energética sería necesario decir que en este caso la disponibilidad de superficie libre para la instalación de generadores fotovoltaicos es un factor limitante en el edificio auditado, en caso de que se diese la posibilidad de una mayor superficie disponible, las posibilidades de autoconsumo hubiesen sido mayores reflejándose en un mayor porcentaje de demanda autosatisfecha mediante la instalación fotovoltaica. A pesar de esta condición, el aprovechamiento de los espacios disponibles ha sido optimizado al máximo a la hora de dimensionar esta medida.

3.5 Mejoras en los equipos de iluminación.

3.5.1 Introducción

La iluminación representa un consumo destacable frente al resto de instalaciones del complejo, puesto que representa aproximadamente un 21% de su consumo eléctrico total anual, tal y como se indica en el apartado 2.6, siendo además una cantidad que puede ser directamente optimizada.

Para evaluar correctamente las posibles medidas de ahorro energético en iluminación es preciso, en primer lugar, definir las necesidades reales de las distintas zonas y/o dependencias de cada edificio. La definición de las mismas permite optimizar, en cada caso, la selección del tipo de luminaria.

La eficacia energética luminosa, definida como el flujo que la luz emite por cada unidad de potencia eléctrica consumida para su obtención, es el aspecto que se ha considerado prioritario al proponer las medidas de ahorro. Sin embargo, existen criterios adicionales como la apariencia de color, la reproducción cromática o la duración de la lámpara que también se han tenido en cuenta. Así pues, para la elección del tipo de iluminación se debe llegar a un compromiso entre todos ellos: se escoge el tipo de lámpara más eficiente con una duración aceptable y una adecuada calidad cromática.

Por otra parte, cabe recordar que en las instalaciones, las tipologías de lámparas mayoritariamente utilizadas, si lo cuantificamos en base a su potencia, son las lámparas fluorescentes, especialmente de 36 W y 18 W en luminarias de 4 tubos y de 18W y 36 W en luminarias de 1, 2 y 3 tubos; tal y como se puede observar en lo reflejado en el apartado 2.4

En las siguientes tablas se desglosan los tipos de lámparas encontrados, así como su potencia unitaria y utilización diaria; siendo este valor un promedio para un día tipo. Asimismo, en la última columna, se incluye la energía anual consumida (kWh/año), obtenida como el producto de la potencia instalada, la utilización estimada y el sobreconsumo debido a los equipos auxiliares que precise cada lámpara para su funcionamiento.

A continuación se muestran las tablas de consumos eléctricos por estancias. En primer lugar la correspondiente a la iluminación del edificio de oficinas centrales:

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialámp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
-1	Zona Común	6	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	1.168
-1	Zona Común	1	Fluorescente 2 tubos	36	2.112	195
-1	Zona Común	1	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	195
-1	Aseo-Zona Común	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
-1	Aseo masculino	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
-1	Aseo femenino	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
-1	Servicio Médico	1	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	195
-1	Servicio Médico	6	Fluorescente 2 tubos	18	2.112	584

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialámp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
-1	Ser. Médico-Gabinete 1	3	Fluorescente 2 tubos	18	2.112	292
-1	Ser. Médico-Gabinete 2	8	Fluorescente 2 tubos	18	2.112	779
-1	Salón de Actos	6	Bajo c. integrado	8	79	8
-1	Salón de Actos	20	Halógena	50	79	79
-1	Salón de Actos	8	Halógena	50	79	32
-1	Salón de Actos	6	Incandescente	120	79	57
-1	Sala_Cuadros_Eléctr	2	Fluorescente 2 tubos	36	26	5
0	Registro general	2	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	584
0	Dpcho. Informática	2	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	584
0	Dpto. Informática	5	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	1.460
0	Dpto. Informática	2	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	389
0	CPD	2	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	584
0	Aseo masculino	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
0	Aseo femenino	2	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	195
0	Distribuidor	4	Fluorescente 4 tubos	18	3.696	1.362
0	Distribuidor	5	Fluorescente 3 tubos	36	3.696	2.555
0	Dist. RR.HH. e Infraestruct.	5	Fluorescente 3 tubos	36	3.696	2.555
0	Dpcho. Desocupado	3	Fluorescente 4 tubos	18	0	0
0	Dpcho. Desocupado	1	Fluorescente 4 tubos	36	0	0
0	Sala fotografía	2	Fluorescente 3 tubos	36	132	36
0	Formación y R. Laborales	3	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	584
0	Formación y R. Laborales	1	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	389
0	Sala reuniones	3	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	1.168
0	RR.HH.	24	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	4.671
0	RR.HH.	4	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	1.557

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialámp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
0	Dpcho. Serv. Prevención	2	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	389
0	Dpcho. Serv. Prevención	4	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	1.557
0	Dpcho. Serv. Prevención	1	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	292
0	Admon. RR.HH.	2	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	779
0	Dpcho. RR.HH.	1	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	195
0	Dpcho. RR.HH.	2	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	779
0	Caseta guarda	3	Fluorescente 4 tubos	18	8.760	2.422
1	Pasillo	33	Fluorescente 1 tubo	36	3.696	5.620
1	Pasillo	34	2 x Bajo c. no integrado	15	0	0
1	Pasillo	3	Fluorescente 3 tubos	36	3.696	1.533
1	Reprografía	12	Fluorescente 2 tubos	36	0	0
1	Jefe de servicios	4	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	779
1	Organización y Sistemas	4	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	779
1	Dpto. Calidad Ambiental	10	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	1.946
1	Sala reuniones	12	Fluorescente 1 tubo	36	264	146
1	Sala reuniones	21	Incandescente	40	264	222
1	Dpto. Planificación proyect. Y control	15	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	2.920
1	Secretario general 1	3	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	876
1	Dpto. secretaría general	2	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	584
1	Secretario general 2	6	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	1.168
1	Atención y participación ciudadana	8	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	2.336
1	Atención y participación ciudadana	2	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	779
1	Dpcho. Atención 1	1	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	389

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialámp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
1	Dpcho. Atención 2	1	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	389
1	Gerencia y Dirección Corporativa	3	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	876
1	Gerente	6	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	1.168
1	Dirección Corporativa	3	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	876
1	Aseo-Zona Común	1	Incandescente	60	1.056	63
1	Aseo masculino	2	Incandescente	60	1.056	127
1	Aseo masculino	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
1	Aseo femenino	4	Incandescente	60	1.056	253
1	Aseo femenino	1	Fluorescente 4 tubos	18	1.056	97
1	Dpto Económico-Financiero	3	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	876
1	Dpto Económico-Financiero	3	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	876
1	Dpto Económico-Financiero	3	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	584
1	Dpto. Operaciones	2	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	779
1	Dpcho. Desocupado	2	Fluorescente 3 tubos	36	2.112	584
1	Dpto. Control varios	1	Fluorescente 4 tubos	36	2.112	389
TOTAL CONSUMO:						57.171

Tabla 3.35: Consumo de iluminación en edificio de Oficinas Centrales

En segundo lugar las correspondientes a las estancias del parque auxiliar:

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialámp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
0	Pasillo	7	Fluorescente 1 tubo	58	2.112	1.098
0	Vestuario Masc. 1	4	Incandescente	60	792	190
0	Vestuario Masc. 1	22	Fluorescente 1 tubo	58	792	1.294
0	Vestuario Masc. 2	4	Incandescente	60	792	190
0	Vestuario Masc. 2	26	Fluorescente 1 tubo	58	792	1.529
0	Aseo masculino 1	2	Incandescente	60	792	95

Auditoría Energética en Edificio de Oficinas Centrales de Empresa Municipal de Limpieza

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialá mp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
0	Aseo masculino 1	4	Fluorescente 1 tubo	58	792	235
0	Aseo masculino 2	4	Fluorescente 1 tubo	58	792	235
0	Almacén limpieza	1	Fluorescente 2 tubos	58	132	20
0	Vestuario Fem. 3	3	Incandescente	60	792	143
0	Vestuario Fem. 3	6	Fluorescente 4 tubos	18	792	323
0	Aseo femenino 1	2	Incandescente	60	792	95
0	Aseo femenino 1	6	Fluorescente 1 tubo	58	792	353
0	Aseo femenino 2	5	Fluorescente 4 tubos	18	792	269
0	Aseo femenino 2	3	Incandescente	60	792	143
0	Sala_Calderas	1	Fluorescente 2 tubos	36	40	4
0	Desp_Encargado_General	4	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	779
0	Despacho_Común	7	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	1.362
0	Archivo_1	4	Fluorescente 4 tubos	18	26	10
0	Archivo_2	4	Fluorescente 4 tubos	18	26	10
0	Taller_Compresor	1	Fluorescente 2 tubos	36	40	4
0	Taller_Aceites	1	Fluorescente 2 tubos	36	1.320	122
0	Taller_Despacho	2	Fluorescente 2 tubos	36	3.828	706
0	Taller_Almacén	4	Fluorescente 2 tubos	18	3.828	706
0	Taller_Almacén	2	Fluorescente 1 tubo	18	3.828	176
0	Taller_Almacén	2	Fluorescente 2 tubos	36	3.828	706
0	Taller	16	Fluorescente 2 tubos	36	3.960	5.839
0	Entrada_Taller	3	Halog. metálico	70	1.320	319
0	Entrada_Taller	1	Halog. metálico	70	1.320	106
0	Parking_Motos	6	Fluorescente 2 tubos	36	528	292
0	Sala_Contador_Eléct	1	Fluorescente 2 tubos	36	13	1
0	Sala_Descanso	9	Fluorescente 4 tubos	18	264	219
0	Acceso_Sala_Descanso	2	Bajo c. integrado	85	264	45
0	Auxiliar_Servicio	4	Fluorescente 4 tubos	18	2.112	779
0	Encargado_General	4	Fluorescente 4 tubos	18	18	7
0	Atención al ciudadano	2	Fluorescente 4 tubos	18	18	3
0	Almacén_1	2	Fluorescente 2 tubos	36	53	10
0	Almacén_2	2	Fluorescente 2 tubos	36	53	10
0	Almacén_3	2	Fluorescente 2 tubos	36	53	10
0	Almacén_chapa_1	5	Fluorescente 2 tubos	36	2.112	973
0	Almacén_chapa_2	4	Fluorescente 2 tubos	36	2.112	779
0	Almacén_chapa_2	1	Halógena	150	2.112	317
0	Desp_chapa_1	1	Fluorescente 2 tubos	36	2.112	195

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialá mp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
0	Desp_chapa_2	1	Fluorescente 2 tubos	36	2.112	195
0	Limpieza_Vehículos	4	Halog. metálico	400	2.640	4.858
0	Almacén_Limpieza	2	Fluorescente 2 tubos	58	2.640	784
TOTAL CONSUMO:						26.532

Tabla 3.36: Consumos de iluminación por estancias en Parque Auxiliar

Y en tercer lugar las correspondientes a la iluminación de exteriores:

Pta	Estancia	Uds.	Lámpara	Pot. unitarialá mp. (W)	Horas uso anual	Consumo (kWh/año)
-	Porche	6	Bajo c. integrado	12	4.310	310
-	Balizas exterior	8	Bajo c. integrado	20	4.310	690
-	Aplique exterior	13	Incandescente	60	4.310	3.362
-	Globo exterior	4	Incandescente	60	4.310	1.034
-	Exterior (Parque Auxiliar)	3	Fluorescente 2 tubos	36	4.310	1.192
-	Exterior (Parque Auxiliar)	3	Bajo c. integrado	20	4.310	259
-	Exterior (Parque Auxiliar)	3	Halog. metálico	400	4.310	11.896
-	Exterior (Parque Auxiliar)	1	Halog. metálico	400	4.310	7.930
TOTAL CONSUMO:						26.672

Tabla 3.37: Consumos de iluminación en Exteriores

Como puede observarse en las tablas 3.35, 3.36 y 3.37, el consumo mayoritario de los sistemas de iluminación corresponde a los sistemas del edificio de oficinas centrales mientras que el consumo por iluminación en parque auxiliar y alumbrado exterior es del orden de la mitad del consumo del edificio de oficinas.

Las medidas de ahorro y eficiencia energética en iluminación que a continuación se proponen deberían ser llevadas a cabo junto a un plan de formación del personal en materia de uso responsable de la iluminación además de un estudio de los niveles lumínicos existentes para identificar zonas que se encuentren excesivamente iluminadas para llevar a cabo una optimización completa de los sistemas en esos casos. Como valores lumínicos recomendados y de eficiencia de los sistemas pueden tomarse los que aparecen en la norma UNE EN 12464-1:2012 y CTE DB-HE3 respectivamente.

3.5.2 Sustitución de reactancias por equipos auxiliares electrónicos.

Esta medida de ahorro consiste en la sustitución de los equipos convencionales de encendido y estabilización de lámparas fluorescentes, los llamados balastos electromagnéticos, por balastos electrónicos (BE).

Los equipos denominados balastos electrónicos (BE) o reactancias electrónicas, se fundamentan en la propiedad contrastada de que la eficacia luminosa (lumen/W), de las lámparas fluorescentes es muy superior a frecuencias superiores a 30 kHz. Por otro lado, el hecho de eliminar las reactancias convencionales, que son grandes disipadoras de energía en forma de calor, produce un ahorro de energía muy significativo.

Actualmente se dispone en el mercado de equipos electrónicos capaces no sólo de encender los fluorescentes, sino también de regular el flujo luminoso que emiten, prestación que no se podía conseguir con el sistema tradicional de reactancia-cebador-condensador. Y lo que es más importante, obteniendo ahorros de energía superiores al 25%.

Las principales ventajas del uso de los balastos electrónicos son las siguientes:

- **Ergonomía:** Las lámparas son alimentadas a alta frecuencia, con lo cual el ojo humano ya no es capaz de percibir ningún tipo de parpadeo ni dar lugar a falsas percepciones de movimiento. Además, las reactancias tradicionales producen un zumbido característico a medida que van envejeciendo. Los balastos electrónicos eliminan este inconveniente.
- **Economía:** El rendimiento de las lámparas fluorescentes aumenta a altas frecuencias de manera considerable. Por otro lado la eliminación de la reactancia convencional, gran disipadora de energía, es una razón más a tener en cuenta para explicar estos ahorros energéticos tan importantes. Al alargar el periodo de reemplazamiento de lámparas y reducir el número de elementos susceptibles de fallo disminuye la frecuencia de las tareas de mantenimiento. Con los balastos electrónicos se reduce la carga térmica y con ello el consumo en los sistemas de climatización. Además, el cableado es mucho más sencillo. Esto repercute en tiempo y costes al incorporarlo a la luminaria.
- **Funcionamiento:** El consumo y luminosidad de las lámparas no se ve afectado con las fluctuaciones de la tensión de alimentación. Además, los balastos electrónicos están protegidos contra condiciones de funcionamiento extremas y funcionamiento anormal de la lámpara. Los balastos pueden funcionar con cualquier lámpara fluorescente convencional y su capacidad para funcionamiento con corriente continua hace que se puedan incorporar en sistemas de iluminación de emergencia.

- Medioambientales: La reducción del consumo en iluminación fluorescente conlleva una menor generación de energía eléctrica, y con ello una menor emisión de CO₂ y otras sustancias contaminantes o radioactivas. Además los residuos son menores al aumentar la vida de las lámparas, ya que las lámparas fluorescentes contienen mercurio en su interior, sustancia altamente contaminante.

En esta medida se propone incorporar BE a luminarias fluorescentes de 1, 2,3 y 4 tubos y de potencias de 18 W, 36 W y 58 W. En las tablas 3.38 y 3.39 se hace un resumen de las luminarias encontradas objeto de esta medida de mejora.

Luminaria	18 W	36 W	Total
Fluorescente 1 tubo	-	45	45
Fluorescente 2 tubos	17	15	32
Fluorescente 3 tubos	-	54	54
Fluorescente 4 tubos	106	24	130
Total			261

Tabla 3.38: Resumen de luminarias donde incorporar BE en edificio de Oficinas Centrales

Luminaria	18 W	36 W	58 W	Total
Fluorescente 1 tubo	2	0	69	71
Fluorescente 2 tubos	4	47	3	54
Fluorescente 3 tubos	0	0	0	0
Fluorescente 4 tubos	49	0	0	49
Total				174

Tabla 3.39: Resumen de luminarias donde incorporar BE en Parque Auxiliar

El cálculo de ahorros energéticos se puede obtener en base a que el sobreconsumo de lámparas que disponen de balastos electrónicos es de un 5% mientras que el consumo actual con los equipos auxiliares presentes es de un 28%. En la tabla 3.40 se muestran la reducción de consumo energético alcanzado con esta medida tanto para el edificio de oficinas centrales como en parque auxiliar. Los consumos mostrados en dicha tabla se refieren al consumo actual de los fluorescentes presentes. Puede observarse como el ahorro energético respecto a la situación actual es de un 26%, valor similar al esperado en este tipo de medidas.

Edificio	Consumo energético actual (kWh/año)	Ahorro energético anual (kWh/año)	Ahorro energético (%)	Reducción en emisiones (tCO ₂ /año)
Oficinas Centrales	56.330	14.741	26,17	11,59

Parque Auxiliar	21.224	5.400	25,44	4,24
Total	77.554	20.141	26	15,83

Tabla 3.40: Ahorros energéticos producidos por la incorporación de balastos electrónicos

3.5.3 Incorporación de interruptores crepusculares en pasillos.

La medida de ahorro consiste en la instalación de interruptores crepusculares en ciertas estancias del edificio de oficinas centrales. Los interruptores crepusculares controlan automáticamente la iluminación en función de la luminosidad ambiental y el momento del día, encienden la luz en una instalación cuando el nivel de luz medido cae por debajo de un umbral definido y son especialmente útiles en estancias donde no existe una ocupación permanente o duradera, tales como los pasillos.



Figura 3.35: Interruptor Crepuscular

Con la instalación de los interruptores crepusculares se consiguen reducir las horas de funcionamiento de las luminarias, lo que conlleva asociado unos ahorros en el consumo energético.

Una vez realizado el inventario de iluminación, se ha detectado que para los pasillos existentes en la planta primera del edificio de oficinas centrales, la aplicación de esta medida puede conllevar un ahorro considerable al reducir las horas de funcionamiento de las luminarias, produciéndose una reducción del consumo energético. Dichos pasillos disponen de fluorescentes convencionales de un tubo de 36 W de potencia y se han detectado un total de 33 luminarias de este tipo.

Observando los consumos de dicha estancia, se propone la instalación de interruptores crepusculares que consiguen reducir el número de horas de funcionamiento de las luminarias indicadas. Las horas de funcionamiento actuales son de 3.696 horas al año que con la instalación de este tipo de sistemas de control pasarían a ser unas 2.640 horas anuales produciéndose los ahorros energéticos mostrados en la tabla 3.41.

Estancia	Consumo energético actual (kWh/año)	Ahorro energético anual (kWh/año)	Ahorro energético (%)	Reducción en emisiones (tCO ₂ /año)
Pasillos Oficinas Centrales	5.620	1.606	29	1,26

Tabla 3.41: *Ahorros energéticos esperados con la incorporación de un interruptor crepuscular para el control de la iluminación de los pasillos del edificio de Oficinas Centrales.*

3.5.4 Mejoras de alumbrado exterior

Esta medida de ahorro consiste en la sustitución de los equipos convencionales de encendido y estabilización de lámparas del alumbrado exterior, los llamados balastos electromagnéticos, por balastos electrónicos (BE) con reducción de flujo en las lámparas de halogenuro metálico. Además se propone la sustitución de aquellas lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo. De forma conjunta, se propondrá como elemento de maniobra la incorporación de un reloj horario astronómico en el parque auxiliar sustituyendo así la célula que se emplea actualmente. En las oficinas centrales, dada la reducida potencia instalada en el alumbrado exterior, se mantendrán las dos células actuales como elementos de maniobra.

Las propiedades de los balastos electrónicos (BE) ya han sido expuestas en la medida de mejora que describía su incorporación en las luminarias que emplean fluorescentes, añadir que al ser un balasto con reducción de flujo, a cierta hora programada, se realiza una reducción de flujo, produciéndose un ahorro energético del 60%. Señalar que comercialmente es difícil encontrar balastos electrónicos de HM de 400 W, no obstante existen una serie de casas que pueden fabricar o disponer de este tipo de equipos.

El interruptor horario astronómico es un sistema de control basado en el cálculo de los Ortos y Ocasos en la zona geográfica programada. De este modo se ajusta perfectamente el arranque y desconexión de la instalación a la puesta y salida del sol. Adicionalmente, estos elementos tienen la posibilidad de comandar un doble circuito permitiendo programar independientemente la desconexión parcial de la instalación a partir de ciertas horas. Las horas de funcionamiento medio al año con esta medida es de 4.200 h, proponiéndose un horario en régimen reducido a partir de las 01:00 horas de la noche para las lámparas de halogenuro metálico. En este caso al no disponer el circuito de alumbrado de hilo de mando, se programaran los balastos para que se produzca la reducción sobre el horario indicado.



Figura 3.36: Reloj horario astronómico de dos canales.

Por otro lado, se propone la sustitución de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo. La equivalencia entre lámparas incandescentes y lámparas de bajo consumo se muestran en la tabla 3.42. Este tipo de lámparas muestran las siguientes ventajas:

- Mayor rendimiento energético ya que con un quinto del consumo energético de una lámpara incandescente se obtiene el mismo flujo luminoso.
- Dimensiones más pequeñas, físicamente compatibles con las lámparas incandescentes.
- Mayor fiabilidad durante toda la vida de la lámpara que da lugar a un menor número de sustituciones. La duración media es 15 veces superior a las lámparas incandescentes.
- Flujo luminoso prácticamente constante (>90%) en el intervalo de temperaturas recomendado.

Potencia Lámpara Incandescente (W)	Potencia equivalente BC (W)
60	12
100	20

Tabla 3.42: Equivalencia lámparas

De forma conjunta, en la tabla 3.43 se evaluarán todas las posibles medidas de ahorro indicadas anteriormente para el alumbrado exterior del parque auxiliar y las oficinas centrales.

Consumo energético actual (kWh/año)	Ahorro energético anual (kWh/año)	Ahorro energético (%)	Reducción en emisiones (tCO ₂ /año)
26.672	10.824	40,6	8,50

Tabla 3.43: Ahorros energéticos por mejoras en el alumbrado exterior.

3.5.5 Sustitución de proyectores de halogenuros metálicos por proyectores LED en exterior.

Otra posibilidad dentro de las mejoras de alumbrado exterior, es realizar las mismas propuestas que en el caso anterior, salvo la de incorporar balastos electrónicos en las lámparas de halogenuros metálicos, dado que estos proyectores, serán sustituidos por proyectores Leds

La sustitución de lámparas de halogenuros metálicos del parque auxiliar por proyectores tipo LED, conllevaría una seria disminución de la potencia instalada y, como tal, del consumo eléctrico correspondiente.

La propuesta de sustitución de halogenuros metálicos por proyectores LED equivalentes es la mostrada en la tabla 3.44:

Luminaria	Potencia HM (W)	Potencia lámpara LED (W)
Proyector	400	180

Tabla 3.44: *Equivalencia HM con LED*

Como puede comprobarse la reducción de potencia es bastante alta, esto sumando al alto número de horas de encendido de este tipo de luminarias exteriores hará que la inversión produzca ahorros económicos muy interesantes tal y como se analizará en el Apartado 4. Nuevamente, de forma conjunta, en la tabla 3.45 se evaluarán los posibles ahorros energéticos producidos para el alumbrado exterior del parque auxiliar y las oficinas centrales.

Consumo energético actual (kWh/año)	Ahorro energético anual (kWh/año)	Ahorro energético (%)	Reducción en emisiones (tCO ₂ /año)
26.672	15.670	58,75	12,31

Tabla 3.45: *Ahorros energéticos en alumbrado exterior con incorporación de proyectores Leds*

4. Análisis de la rentabilidad económico de las MAEEs.

Una vez expuestas y analizadas las medidas de ahorro y eficiencia energética propuestas en el apartado tercero del presente documento, donde se han calculado los ahorros energéticos esperados así como la reducción de emisiones de CO₂ derivadas su implementación en las instalaciones auditadas, es necesario traducir estos ahorros a cifras económicas siendo estas las que más pueden llegar a interesar al propietario de las instalaciones.

Para el análisis económico de las medidas de mejora propuestas se propone como índice de referencia el concepto de período de retorno simple de la inversión o PRS, definiéndose el mismo como el tiempo medio esperado en el que los ahorros económicos derivados de una actuación igualan al tamaño de la inversión realizada para obtenerlos. Para obtener el PRS será necesario traducir los ahorros energéticos (kWh/año) en cifras económicas (€/año), debido a que el ahorro energético en nuestro caso se traduce en un menor consumo eléctrico podemos conseguir la transformación simplemente teniendo en cuenta que el precio medio de la energía eléctrica consumida tiene un valor de 0,1240 €.

Por otro lado para calcular el índice PRS (años) será necesario tener una estimación de los costes derivados de la ejecución de la medida de ahorro propuesta. En el caso de auditorías energéticas no orientadas a Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) como es la que se expone en este proyecto, no es necesario que la inversión sea una estimación al 100% exacta ya que la auditoría no contiene un proyecto técnico completo de ejecución de las medidas si no un dimensionamiento previo de las instalaciones necesarias para mejorar energéticamente. En caso de auditorías enfocadas a ESEs el valor de ahorros económicos es algo muy importante debido a que la remuneración recibida por la ESE está directamente relacionada con los ahorros que se han conseguido a partir de las medidas implementadas por lo que existe todo un protocolo para medir de forma muy precisa dichos ahorros. Además en auditorías tipo ESEs se emplean índices de rentabilidad más complejos que tienen en cuenta la variación del precio de la energía, la vida útil de las nuevas instalaciones, factores de pérdida de eficiencia con respecto al tiempo, etc...; una casuística que para el objetivo del Proyecto Fin de Carrera aquí expuesto estaría fuera de alcance.

A continuación se calcularán los conceptos indicados anteriormente para obtener el análisis económico de cada una de las medidas de mejora propuestas y enumeradas en el apartado 3.1.

- **MAEE_1: Incorporación de energía solar térmica para generación de A.C.S.**

La inversión requerida para ejecutar esta medida queda detallada en la tabla 4.1, los precios de instalaciones han sido obtenidos a través de las tarifas publicadas por los propios fabricantes, salvo el coste de tuberías, valvulería y mano de obra que son aproximados. El total de la inversión asciende a unos **38.300,00 €**, cantidad que será empleada para obtener el PRS de la medida en la tabla 4.2.

Concepto	Coste (€)
Captadores solares	18.750,00
Estructuras y soportes	4.400,00
Intercambiador de placas	357,00
Caldera Condensación a Gas Natural	1.240,00

Concepto	Coste (€)
Interacumulador de 1.000 litros	4.573,00
Sistema de Control	250,00
Vaso de Expansión	27,30
Valvulería, tuberías, evacuación de humos...	3.000,00
Mano de obra	3.500,00
TOTAL	38.309,30

Tabla 4.1: *Inversión requerida para MAEE_1*

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
55.535	6.886,34	38.309,30	5,56

Tabla 4.2: *Cálculo PRS para MAEE_1*

El PRS obtenido es de **5,56 años**, valor que se ha obtenido sin tener en cuenta que el apoyo a la instalación solar se hace desde una caldera de gas natural dejando de emplearse energía eléctrica para ello. En la actualidad el precio del kWh de gas natural en punto de suministro está algo por debajo del precio de la energía eléctrica ofertada por cualquier comercializadora por lo que si tuviésemos en cuenta esta circunstancia la inversión podría quedar amortizada en un plazo inferior a 5 años.

- **MAEE_2: Corrección de defectos en aislamiento térmico de tuberías de los equipos partidos**

Para esta medida de ahorro de los sistemas de climatización la única inversión requerida es la adquisición de los metros lineales necesarios de coquilla de poliuretano de espesor de 12 mm para tuberías de media pulgada. El precio del metro lineal de la coquilla asciende **2,30 €/m** y será necesario recubrir unos 20 metros por lo que la inversión requerida asciende a unos **46,00 €**. El PRS obtenido es inferior a 3 meses tal y como verse en la tabla 4.3.

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
1.618	200,63	46,00	0,23

Tabla 4.3: *Cálculo PRS para MAEE_2*

- **MAEE_3: Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo instantáneo**

Una instalación fotovoltaica conectada a red conlleva una inversión que normalmente se encuentra tipificada por ratios expresados en €/Wp instalados. El valor de este ratio ha ido disminuyendo progresivamente desde la irrupción de este tipo de tecnologías en el mercado de las soluciones energéticas de origen renovable. El ratio anterior incluye conceptos como el campo de generadores fotovoltaicos, inversor, protecciones eléctricas, cableado y puesta en marcha de la instalación.

Para estudiar la rentabilidad de esta medida se ha realizado una consulta al fabricante de inversores INGETEAM de amplia experiencia en el sector fotovoltaico y más concretamente en el tema del autoconsumo instantáneo. De hecho para el dimensionamiento de la instalación se ha tomado como referencia un inversor trifásico de este fabricante. Según INGETEAM para instalaciones de potencias pico comprendidas entre 5 kWp y 40 kWp el ratio de inversión actual se encuentra situado en torno a 2,00 €/Wp lo que se traduce en que para la instalación propuesta de 20 kWp, se estima una inversión necesaria de aproximadamente **40.000,00 €**.

En la tabla 4.4 se calcula el PRS de la medida que se sitúa en torno a los 8 años, teniendo en cuenta que la vida útil de los componentes se garantiza en al menos 20 años hace pensar que una instalación bien mantenida en el tiempo puede llegar a ser rentable.

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
38.943	4.828,93	40.000,00	8,28

Tabla 4.4: *Cálculo PRS para MAEE_3*

- **MAEE_4.1: Sustitución de reactancias por equipos auxiliares electrónicos**

La inversión requerida para la sustitución de los balastos electromagnéticos por equipos electrónicos para el funcionamiento de tubos fluorescentes se detalla en la tabla 4.5, donde se detalla el coste unitario del balasto electrónico más la instalación del mismo. Se detalla si el equipo auxiliar es para luminarias de fluorescentes a 1, 2, 3 y 4 tubos.

Concepto	Coste unitario (€/ud)	Unidades	Subtotal (€)
Balasto Electrónico a 1 tubo	21,00	116	2.436,00
Balasto Electrónico a 2 tubos	23,00	86	1.978,00
Balasto Electrónico a 3 tubos	28,00	54	1.512,00
Balasto Electrónico a 4 tubos	28,00	179	5.012,00

TOTAL	10.938,00
--------------	------------------

Tabla 4.5: *Desglose inversión en balastos electrónicos*

El PRS obtenido se sitúa en torno a 4 años tal y como se muestra en la tabla 4.6. La reducción de sobreconsumo de los equipos auxiliares hace que la inversión tenga un plazo de recuperación interesante.

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
20.141	2.497,48	10.938,00	4,38

Tabla 4.6: *Cálculo PRS para MAEE_4.1*

- **MAEE_4.2: Incorporación de interruptores crepusculares en pasillos.**

La incorporación de interruptores crepusculares para regular el encendido de las lámparas fluorescentes de pasillos es un inversión relativamente baja ya que sólo requiere el coste de la adquisición del interruptor y su instalación para comandar el encendido de las lámparas. De forma aproximada la inversión ascendería a unos **150 €**, con lo que la recuperación de la inversión se efectuaría según los valores obtenidos en la tabla 4.7.

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
1.606	199,14	150,00	0,75

Tabla 4.7: *Cálculo PRS para MAEE_4.2*

- **MAEE_4.3: Mejoras de alumbrado exterior.**

El conjunto de actuaciones de mejora de alumbrado exterior requiere una inversión en lámparas y equipos auxiliares. Estaríamos hablando de la sustitución de balastos electromagnéticos por balastos electrónicos en las lámparas de descarga, incorporación de un reloj astronómico para el funcionamiento en régimen reducido y la sustitución de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo de características lumínicas similares. El total de los conceptos anteriores alcanzaría una inversión de unos **1.900 €**, lo que produce el siguiente resultado económico:

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
10.824	1.342,18	1.964,35	1,46

Tabla 4.8: Cálculo PRS para MAEE_4.3

- **MAEE_4.4: Sustitución de proyectores de halogenuros metálicos por proyectores tipo LED.**

Esta medida tal y como se explicó en el apartado 3.5.4 combina las actuaciones de las medidas de alumbrado exterior con la salvedad de sustituir los proyectores de 400 W de halogenuros metálicos por proyectores LED de 180 W de potencia. La inversión requerida engloba los mismos conceptos que para la MAEE_4.3 a excepción de colocar balastos electrónicos en estos proyectores que van a sustituirse, pero existe un nuevo concepto que será la inversión en los nuevos proyectores LED; con todo ello la inversión será a la de la medida de alumbrado exterior pero con unos ahorros energéticos mayores, que en cierto modo compensan la inversión necesaria (tabla 4.9).

Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro económico (€/año)	Inversión requerida (€)	PRS (años)
15.670	1.943,08	6.166,75	3,17

Tabla 4.9: Cálculo PRS para MAEE_4.4

5. Conclusiones

Con lo recogido en la presente auditoría energética, se considera que se ha dado cumplimiento a los objetivos previstos para este tipo de análisis: se han inventariado los equipos e instalaciones de alumbrado, climatización, A.C.S y otros equipos existentes en las instalaciones, y en base a la información facilitada y los datos y mediciones tomadas, se ha realizado una valoración y estimación de su consumo y coste energético. Del diagnóstico energético realizado, se han detectado puntos en los cuales podrían obtener mejoras de ahorro energético proponiéndose para cada uno de esos ámbitos de aplicación alguna medida que haga disminuir el consumo energético además de reducir las emisiones de CO₂.

En la tabla 5.1 se mostrarán los ahorros energéticos obtenidos con las medidas propuestas, el porcentaje de ahorro sobre el consumo energético total y la reducción de emisiones, expresadas en toneladas de CO₂. Desde el punto de vista económico se muestran los ahorros que se conseguirían con las medidas estudiadas, así como la inversión para ponerlas en

práctica y el periodo de retorno simple. La denominación de cada una de las medidas ya ha sido explicada en el apartado 3.1.

DESCRIPCIÓN MEDIDA DE AHORRO ENERGÉTICO	EVALUACIÓN DEL AHORRO DE ENERGÍA			EVALUACIÓN ECONÓMICA		
	Ahorro energético (kWh/año)	Porcentaje sobre total (%)	Reducción Emisiones (toneladas CO ₂)	Ahorro Económico (€/año)	Inversión (€)	P.R.S (años)
Agua Caliente Sanitaria						
MAEE_1	55.535	10,54	54,39	6.886,34	38.309,30	5,56
Climatización						
MAEE_2	1.618	0,30	1,58	200,63	46,00	0,23
Autoconsumo instantáneo (Fotovoltaica)						
MAEE_3	38.943	7,40	30,61	4.828,93	40.000,00	8,28
Iluminación						
MAEE_4.1	20.141	3,82	11,59	2.497,48	10.938,00	4,38
MAEE_4.2	1.606	0,30	1,26	199,14	150,00	0,75
MAEE_4.3	10.824	2,05	8,50	1.342,18	1.964,35	1,46
MAEE_4.4	15.670	2,97	12,31	1.943,08	6.166,70	3,17

Tabla 5.1: *Tabla resumen medidas de ahorro propuestas.*

Los resultados obtenidos que se muestran en la tabla 5.1, en lo que se refieren a los ahorros energéticos, económicos e inversiones, son el resultado de la realización de estimaciones e hipótesis de cálculo validadas por la práctica, experiencia y datos aportados tanto de equipos, como sistemas y de funcionamiento reales, por lo tanto deben de entenderse como aproximaciones cercanas a la realidad, y no como resultados exactos, ya que estos dependen de múltiples factores entre los que se encuentran las mejoras tecnológicas, las diferencias en los patrones de uso y funcionamiento, los precios cambiantes de los suministros energéticos, el índice de precios al consumo, etc.

Dado lo anterior, se propone el siguiente Plan de Inversión (tabla 5.2), en las que se seleccionan únicamente las medidas que maximizan el ahorro energético teniendo en cuenta que las medidas MAEE_4.3 y MAEE_4.4 son incompatibles entre ellas ya que la segunda es una ampliación de la primera.

	EVALUACIÓN DEL AHORRO DE ENERGÍA			EVALUACIÓN ECONÓMICA		
DESCRIPCIÓN MEDIDA DE AHORRO ENERGÉTICO	Ahorro energético (kWh/año)	Porcentaje sobre total (%)	Reducción Emisiones (toneladas CO2)	Ahorro Económico (€/año)	Inversión (€)	P.R.S (años)
Agua Caliente Sanitaria						
MAEE_1	55.535	10,54	54,39	6.886,34	38.309,30	5,56
Climatización						
MAEE_2	1.618	0,30	1,58	200,63	46,00	0,23
Autoconsumo instantáneo (Fotovoltaica)						
MAEE_3	38.943	7,40	30,61	4.828,93	40.000,00	8,28
Iluminación						
MAEE_4.1	20.141	3,82	11,59	2.497,48	10.938,00	4,38
MAEE_4.2	1.606	0,30	1,26	199,14	150,00	0,75
MAEE_4.4	10.824	2,05	8,50	1.342,18	1.964,35	1,46
TOTAL						
TOTAL	133.513	25,34	107,93	16.555,61	95.610,05	5,78

Tabla 5.2: Plan de Inversión propuesto

Si se llevaran a cabo todas las medidas propuestas, se obtendría un ahorro de energía final cercano a los **133.513 kWh al año**, lo que equivale a un ahorro del **25,34 %** del consumo de energía final. Estas medidas supondrían una reducción del nivel de emisiones en **107,93 toneladas de CO2**. Acometer todas las medidas de la tabla 5.2 equivaldría a realizar una inversión aproximada de **95.610,05 €**, obteniendo con ello unos ahorros de **16.555,61 €** al año. Este ahorro conseguido era de esperar debido a que la energía solar tiene un gran peso en estas nuevas instalaciones propuestas.

Por último, comentar que, dado que se han detectado malos hábitos de consumo entre los usuarios, en este sentido, se propone impartir un programa de buenas prácticas medioambientales para conseguir en la medida de lo posible unas adecuadas pautas de consumo, creando conciencia en los usuarios y trabajadores de la empresa. Estas medidas deben ir acompañadas de una revisión de la potencia contratada para el suministro eléctrico ya que este puede ser un nuevo punto donde conseguir un ahorro económico.

6. Normativa

- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios.
- Real Decreto 1826/2009, de 27 de noviembre, por el que se modifica el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- Código Técnico de la Edificación (2.013).
- Real Decreto 1699/2011, de 18 Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.
- Norma UNE 149201:2008 Abastecimiento de agua. Dimensionado de instalaciones de agua para consumo humano dentro de los edificios.
- Norma UNE 216501:2009 Auditorías Energéticas – Requisitos Generales.
- ISO 50002:2014 Especificaciones mínimas para Auditorías Energéticas.
- Norma UNE-EN 16212:2013. Eficiencia energética y cálculo de ahorros. Métodos descendentes y ascendentes.
- Norma UNE 100155:2004. Climatización. Diseño y cálculo de sistemas de expansión.
- Norma UNE EN 12464-1:2012. Iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 1: Lugares de trabajo en interiores.

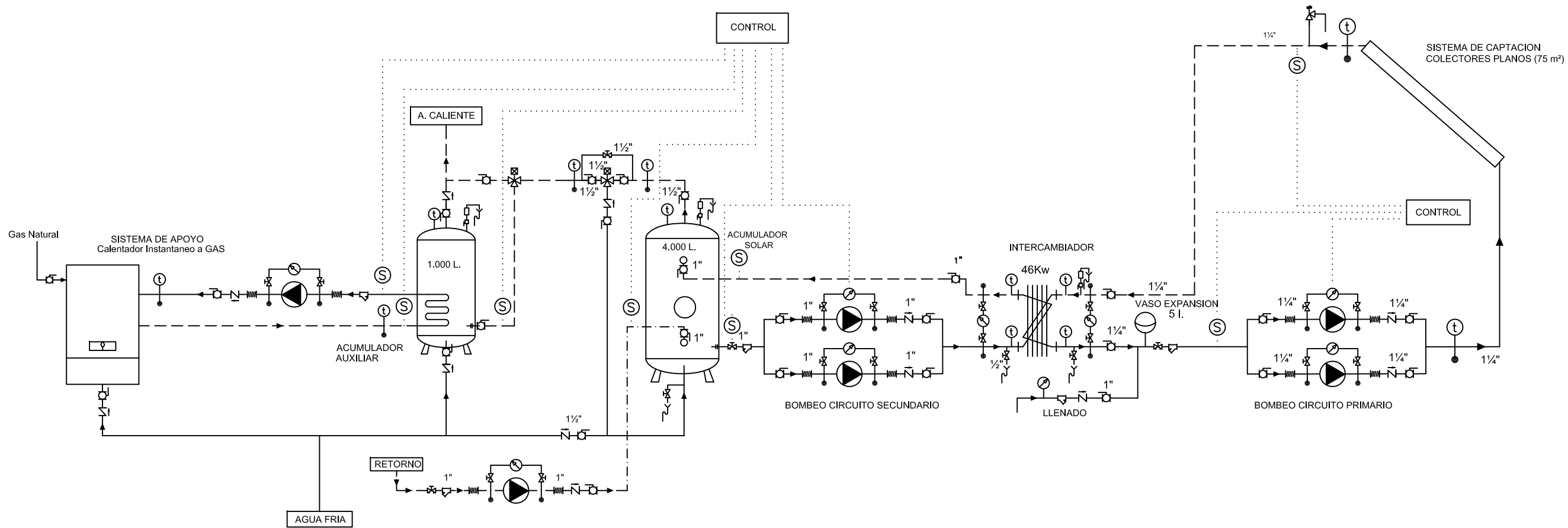
7. Bibliografía.

- Apuntes de clase de la asignatura de Energías Renovables impartida por el Departamento de Termotécnica de la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Sevilla. 2011.
- Documentación del Curso de Formación Técnica de la empresa MUNDOCLIMA. 2007.
- Guía Técnica: Condiciones Climáticas exteriores de proyectos. IDAE. 2010.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. IDAE. 2009.
- Ejemplos de cálculo de patrones de sombra. José Carlos Martínez Tascón. 2013
- Energía solar térmica de baja temperatura. Agencia Andaluza de la Energía. 2011.
- Guía ASIT de la energía solar térmica. ASIT. 2010.
- Guía técnica: ACS central. IDAE. 2010.
- Guía técnica: Diseño y cálculo del aislamiento térmico de conducciones, aparatos y equipos. IDAE. 2010
- Documentación Curso de Auditorías Energéticas y equipos de medición. Colegio de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental. 2015
- Guía Técnica para la realización de Auditorías Energéticas en Edificios de Oficinas. FENERCOM. 2012.
- Guía Técnica: Iluminación eficiente en edificios de oficinas. IDAE. 2010
- Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria. IDAE. 2010
- Observatorio de energía y sostenibilidad de España. Cátedra BP, U.P. Comillas. 2012
- Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET. 2012
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE. 2011.
- Proyecto técnico de instalación solar fotovoltaica de 20 KWp sobre cubierta conectada a red. Ilustrísimo Ayuntamiento de Murcia. 2010

- Optimización de instalación de ACS con incorporación de energía solar térmica. Aplicación a la empresa TUSAM. PFC Pablo Benavent Viñuales. 2012.
- Varios catálogos comerciales.

8. Anexos

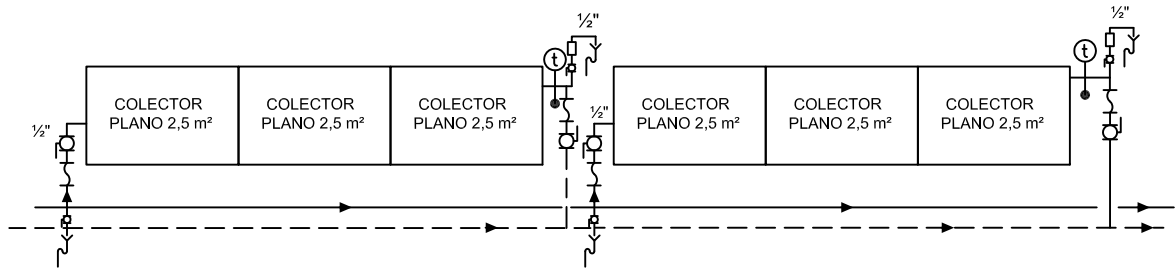
8.1 A: Esquema de principio de la instalación solar térmica.



LEYENDA

- | | | | |
|--|---|--|---|
| | TUBERIA DE FLUIDO FRIO. | | LATIGUILLO FLEXIBLE. |
| | TUBERIA DE FLUIDO CALIENTE. | | UNIDAD DE DESAGUE. |
| | TUBERIA DE AGUA CALIENTE RECIRCULACION. | | VALVULA DE REGULACION DE CAUDAL. |
| | SEÑAL DE CONTROL | | VALVULA DE SEGURIDAD. |
| | LLAVE DE ACOMETIDA. | | TERMOMETRO. |
| | VALVULA DE PASO. | | MANOMETRO DE ESFERA EN BADO GLICERINA. |
| | VALVULA DE RETENCION. | | SONDA DE TEMPERATURA |
| | FILTRO DE CESTILLA. | | VALVULA DE TRES VIAS PROPORCIONAL TERMOSTATICA. |
| | MANGUITO ANTIVIBRATORIO. | | PURGADOR MANUAL-AUTOMATICO. |

ESQUEMA CONEXIÓN DE PANELES
CONJUNTO TIPO



FECHA	10-02-15	AUDITORÍA ENERGÉTICA EN OFICINAS CENTRALES DE LA EMPRESA MUNICIPAL DE LIMPIEZA	
DIBUJADO	F.O.R.		
COMPROB.	J.J.G.M.		
EL INGENIERO INDUSTRIAL: FRANCISCO ORDOÑEZ ROMERO		TITULO:	ESQUEMA DE PRINCIPIO INSTALACIÓN SOLAR
			PROYECTO FIN DE CARRERA
		ESCALA	S/E
		PLANO N°	EP-01