



## ANEXOS TEXTUALES

### Trabajo Fin de Grado

Cálculo de instalaciones de autoconsumo basadas  
en energía solar fotovoltaica y térmica para un  
entorno residencial

Calculation of self-consumption facilities based on  
photovoltaic and thermal solar energy for a  
residential environment

Autor

Leticia Gómez Sánchez

Directores

Raúl Igual Catalán

Adrián Navas Montilla

Escuela Universitaria Politécnica de Teruel

2023



## Índice de contenidos

<b>Anexo textual I: CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA.....</b>	<b>1</b>
a. CONSUMO ELÉCTRICO ACTUAL.....	1
Potencia consumo eléctrico actual. ....	3
b. SUPOSICIÓN ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.....	3
Potencia suposición adición de vitrocerámicas. ....	4
c. SUPOSICIÓN ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	5
Potencia suposición adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico. ....	6
<b>Anexo textual II: COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y FUNDAMENTOS PRINCIPALES.....</b>	<b>7</b>
1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	7
a. PARTES, COMPONENTES Y ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO [10]. ....	7
b. TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [9]. ....	9
c. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS [3]. ....	11
Explicación física.....	11
Comportamiento eléctrico y ecuaciones matemáticas.....	13
Factor de forma, FF. ....	16
Eficiencia o rendimiento, $\eta$ . ....	16
Influencia de la temperatura y la radiación solar [66]. ....	16
2. SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA RED FRENTE A SISTEMA FOTOVOLTAICO FUERA DE LA RED. 18	
a. ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS. ....	19
Parámetros fundamentales.....	20
Efecto de la temperatura en baterías [21].....	21
Características deseables para un acumulador eléctrico. [21] .....	21
b. VENTAJAS DE INCORPORAR BATERÍAS A LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. ....	22
c. REGULADOR O CONTROLADOR DE CARGA. ....	22
3. INVERSOR DC-AC. ....	23
a. PARTES DEL INVERSOR Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. [67] .....	24
Inversores PWM: monofásicos y trifásicos [18], [19], [20]. ....	25
Inversores MPPT [68]. ....	27
b. PARÁMETROS FUNDAMENTALES [75]. ....	28
Características deseables para un inversor DC-AC [75]. ....	30

c. TIPOS DE INVERSORES [17], [23].....	30
<b>Anexo textual III: ¿CÓMO AFECTAN LAS SOMBRA</b> .....	<b>33</b>
a. TECNOLOGÍAS PARA EVITAR LOS EFECTOS DEL SOMBREADO [72].....	33
b. POSICIONAMIENTO ADECUADO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	35
c. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	35
Procedimiento.....	36
d. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS SOLARES.....	38
<b>Anexo textual IV: ELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>39</b>
1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	39
a. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL.....	40
b. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.....	41
c. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	42
2. ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS.....	44
a. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA CON CONSUMO ACTUAL.....	45
b. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.....	45
c. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICA Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	46
3. INVERSORES DC-AC.....	47
a. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL.....	47
b. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.....	48
c. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	49
Comprobación de parámetros de los inversores elegidos respecto al número de módulos fotovoltaicos.....	51
La corriente máxima de entrada del inversor no puede ser superada por la corriente máxima de cortocircuito fotovoltaica generada.....	51
La tensión máxima de entrada del inversor no puede ser superada por la tensión máxima de circuito abierto fotovoltaica generada.....	52
La tensión fotovoltaica generada debe estar comprendida entre los límites de tensión del inversor.....	52
<b>Anexo textual V: PUNTO DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>54</b>

a. CATEGORÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS [41], [42] .....	54
Vehículo eléctrico de batería (BEV, battery electric vehicle).....	54
Vehículo eléctrico con pila de combustible (FCEV, fuel cell electric vehicle).....	54
Vehículo híbrido eléctrico (HEV, hybrid electric vehicle).....	54
Vehículo híbrido eléctrico enchufable (PHEV, plug-in hybrid electric vehicle).....	54
b. COMPONENTES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO [38], [39] .....	55
c. VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO FRENTE AL VEHÍCULO DE COMBUSTIÓN [39] .....	56
d. MODOS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS [40].....	57
Modo 1: conector Schuko. ....	57
Modo 2: carga lenta. ....	57
Modo 3: carga semi-rápida. ....	58
Modo 4: carga rápida. ....	58
e. INSTALACIÓN DEL PUNTO DE RECARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO EN ESTE PROYECTO .....	59
<b>Anexo textual VI: ELECCIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES DE BAJA TENSIÓN.....</b>	<b>61</b>
a. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: ENTRE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y LA ENTRADA DC DEL INVERSOR, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA. ....	61
Protecciones de baja tensión en corriente continua: la caja de conexiones y protección de corriente continua.....	66
b. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: ENTRE LA CONEXIÓN DEL INVERSOR Y EL CONJUNTO DE BATERÍAS, PASANDO POR LA CAJA DE DESCONEXIÓN. ....	69
Protecciones de baja tensión en corriente continua: la caja de desconexión del conjunto de baterías.....	73
c. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA: ENTRE LA SALIDA AC DEL INVERSOR Y LA ENTRADA ELÉCTRICA A LA VIVIENDA, ASÍ COMO ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LA ENTRADA AC DEL INVERSOR, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA. ....	74
Protecciones de baja tensión en corriente alterna: la caja de conexiones y protección de corriente alterna. ....	78
d. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA: ENTRE LA TOMA C <sub>13</sub> Y EL PUNTO DE CARGA, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DEL PUNTO DE CARGA. ....	79
Protecciones de baja tensión en corriente alterna: la caja de conexiones y protección del punto de carga del vehículo eléctrico. ....	82
<b>Anexo textual VII: CONSUMO DE AGUA CALIENTE SANITARIA DE LA VIVIENDA.....</b>	<b>84</b>

<b>Anexo textual VIII: COMPONENTES DEL SISTEMA TÉRMICO Y FUNDAMENTOS PRINCIPALES.....</b>	<b>86</b>
1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN [53].....	86
a. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN INSTANTÁNEA.....	86
b. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON ACUMULACIÓN.....	87
2. INTERCAMBIADORES DE CALOR [43], [44].....	87
a. INTERCAMBIADORES TUBULARES.....	88
b. INTERCAMBIADORES DE PLACAS [43].....	88
3. DEPÓSITOS [78].....	89
a. INTERACUMULADOR [45].....	89
Interacumulador de serpentín interior.....	89
Interacumulador de doble envolvente.....	90
b. ACUMULADOR.....	90
4. VÁLVULAS DE REGULACIÓN [49], [78] .....	91
a. VÁLVULAS TERmostáticas.....	91
b. VÁLVULAS MOTORIZADAS .....	92
5. BOMBAS DE CIRCULACIÓN [56].....	92
6. CONTADORES [57].....	93
7. TUBERÍAS [78] .....	94
8. AISLAMIENTO TÉRMICO [61].....	94
<b>Anexo textual IX: PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA LEGIONELOSIS.....</b>	<b>96</b>
<b>Anexo textual X: ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....</b>	<b>98</b>
a. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE COLECTORES SOLARES.....	100
b. CÁLCULO DE LA COBERTURA SOLAR GENERADA POR EL NÚMERO DE COLECTORES SOLARES .....	101

## Índice de tablas

Tabla 1 Energía mensual en caso de adición de vitrocerámicas. ....	4
Tabla 2 Energía mensual en caso de adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico. ....	6
Tabla 3 Pérdidas límite. ....	36
Tabla 4 Límites de inclinación de los módulos fotovoltaicos. ....	37
Tabla 5 Presentación módulos solares. ....	39
Tabla 6 Potencia fotovoltaica caso actual. ....	40
Tabla 7 Potencia margen caso actual. ....	40
Tabla 8 Elección panel solar para generar el consumo actual. ....	40
Tabla 9 Potencia fotovoltaica en caso de adición de vitrocerámicas. ....	41
Tabla 10 Potencia margen en caso de adición de vitrocerámicas. ....	41
Tabla 11 Elección panel solar para generar el consumo actual con adición de vitrocerámicas. ....	42
Tabla 12 Potencia fotovoltaica en caso de adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico. ....	42
Tabla 13 Potencia margen caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico. ....	42
Tabla 14 Elección de panel solar para generar el consumo actual con adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico. ....	43
Tabla 15 Principales características US5000. ....	44
Tabla 16 Energía fotovoltaica diaria caso actual. ....	45
Tabla 17 Capacidad y energía mínima caso actual. ....	45
Tabla 18 Energía fotovoltaica diaria caso actual con adición de vitrocerámicas. ....	45
Tabla 19 Capacidad y energía mínima caso actual con adición de vitrocerámicas. ....	46
Tabla 20 Energía fotovoltaica diaria caso adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico. ....	46
Tabla 21 Capacidad y energía mínima caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de recarga de un vehículo eléctrico. ....	47
Tabla 22 Características generales módulos fotovoltaicos caso actual. ....	47
Tabla 23 Características inversor caso actual. ....	48
Tabla 24 Características generales módulos fotovoltaicos caso actual con adición de vitrocerámicas. ....	49
Tabla 25 Características inversor caso adición de vitrocerámicas. ....	49
Tabla 26 Características generales módulos fotovoltaicos caso adición de vitrocerámicas y punto de recarga para un vehículo eléctrico. ....	50
Tabla 27 Características inversor tejado nº1 y tejado nº2 caso actual con adición de dos vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico. ....	50
Tabla 28 Condición corriente máxima. ....	51
Tabla 29 Condición tensión máxima. ....	52
Tabla 30 Condición tensión límite inferior. ....	53
Tabla 31 Condición tensión límite superior. ....	53
Tabla 32 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie. ....	63
Tabla 33 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente hacia la entrada DC del inversor. ....	63

Tabla 34 Secciones mínimas conductores corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie.....	64
Tabla 35 Secciones mínimas conductores corriente continua hacia la entrada DC del inversor. ....	64
Tabla 36 Secciones hipotéticas cable de corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie.....	65
Tabla 37 Secciones hipotéticas cable de corriente continua hacia la entrada DC del inversor..	66
Tabla 38 Voltaje a considerar para la elección del sobretensiones caja de conexiones y protección corriente continua.....	67
Tabla 39 Corrientes corregidas caja de conexiones y protección corriente continua.....	67
Tabla 40 Condiciones magnetotérmico caja de conexiones y protección corriente continua...	68
Tabla 41 Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de conexiones y protección corriente continua. ....	68
Tabla 42 Intensidades máximas caso corregidas con margen del 25% cables conexión batería-inversor. ....	71
Tabla 43 Secciones mínimas conductores conexión batería-inversor. ....	71
Tabla 44 Secciones hipotéticas cable de conexión batería-inversor. ....	72
Tabla 45 Corriente corregidas cable de los módulos fotovoltaicos a la caja de desconexión del conjunto de baterías.....	73
Tabla 46 Condiciones fusibles entre los módulos fotovoltaicos a la caja de desconexión del conjunto de baterías. ....	73
Tabla 47 Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de desconexión del conjunto de baterías. ....	74
Tabla 48 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente alterna. .	76
Tabla 49 Secciones mínimas conductores corriente alterna. ....	76
Tabla 50 Secciones hipotéticas cable de corriente alterna.....	77
Tabla 51 Corrientes corregidas caja de conexiones y protección corriente alterna.....	78
Tabla 52 Condiciones magnetotérmico caja de conexiones y protección corriente alterna.....	78
Tabla 53 Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de conexiones y protección corriente alterna .....	79
Tabla 54 Intensidades máximas corregidas cables de la línea C <sub>13</sub> . ....	81
Tabla 55 Secciones mínimas conductores de la línea C <sub>13</sub> .....	81
Tabla 56 Sección hipotética cable de la línea C <sub>13</sub> .....	82
Tabla 57 Consumo de agua en la vivienda. ....	84
Tabla 58 ACS diaria y mensual. ....	84
Tabla 59 Datos generales del emplazamiento. ....	98
Tabla 60 Características térmicas panel aH72SK de Abora Solar.....	100
Tabla 61 Características fotovoltaicas panel aH72SK de Abora Solar.....	100
Tabla 62 Valores de carga calorífica mensual, energía absorbida mensual y energía perdida mensual. ....	101
Tabla 63 Valores de fracción de carga calorífica mensual y energía útil mensual.....	101
Tabla 64 Valores de cobertura solar mensual y déficit energético mensual producidos por los ocho colectores solares aH72SK.....	102
Tabla 65 Energía eléctrica mensual de la vivienda con la caldera eléctrica. ....	102
Tabla 66 Potencia fotovoltaica, cobertura térmica-fotovoltaica y déficit mensual para la vivienda más caldera eléctrica.....	103

## Índice de figuras

Figura 1 Consumo anual por meses. ....	1
Figura 2 Consumo horario por meses. ....	2
Figura 3 Consumo horario por estaciones. ....	2
Figura 4 Consumo anual promedio en comparativa con la estación más desfavorable. ....	3
Figura 5 Simbología del módulo fotovoltaico.. ....	7
Figura 6 Estructura del módulo fotovoltaico. ....	9
Figura 7 Estructura auxiliar del módulo fotovoltaico [6]. ....	9
Figura 8 Panel solar policristalino y célula policristalina [12]. ....	10
Figura 9 Panel solar monocristalino y célula monocristalina [12]. ....	10
Figura 10 Resumen método Czochralski [13]....	11
Figura 11 Placa solar de capa fina [12]....	11
Figura 12 Circuito eléctrico equivalente de la célula fotovoltaica [7]....	13
Figura 13 Simbología de la célula fotoeléctrica [8]. ....	13
Figura 14 Curvas I-V y P-V [65]. ....	15
Figura 15 Curvas $I_{sc}$ , $V_{oc}$ y $\eta$ frente a temperatura [21]....	17
Figura 16 Componentes sistema Off-grid [14]....	18
Figura 17 Componentes sistema On-grid [14]. ....	18
Figura 18 Componentes sistema híbrido [14]....	19
Figura 19 Efecto de la temperatura en la capacidad de una batería [70]....	21
Figura 20 Esquema de sistema con batería.....	22
Figura 21 Esquema regulador con carga puramente continua [69]. ....	23
Figura 22 Esquema regulador con carga puramente alterna [69]. ....	23
Figura 23 Esquema regulador con carga continua y alterna independientemente [69]. ....	23
Figura 24 Esquema regulador con carga continua o alterna híbridamente [69]. ....	23
Figura 25 Componentes instalación autónoma. ....	24
Figura 26 Componentes instalación conectada a red.....	24
Figura 27 Esquema electrónico de un inversor DC-AC [67]. ....	25
Figura 28 Esquema electrónico de un inversor DC-AC PWM monofásico [18]....	25
Figura 29 Control monofásico PWM unipolar [19]. ....	26
Figura 30 Control monofásico PWM bipolar [20]. ....	27
Figura 31 Esquema electrónico de un inversor DC-AC PWM trifásico [18]. ....	27
Figura 32 Gráfico de potencias [15]. ....	29
Figura 33 Comparativa entre panel de célula dividida y panel tradicional [4]. ....	34
Figura 34 Comparación posición paneles solares [5].....	35
Figura 35 Ángulo de inclinación y ángulo de orientación [1]....	35
Figura 36 Porcentaje de energía máxima debida a pérdidas de inclinación y orientación [1]..	37
Figura 37 Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos [11]....	38
Figura 38 Esquema conexionado módulos fotovoltaicos tejado nº1 caso actual.....	47
Figura 39 Esquema conexionado módulos fotovoltaicos tejado nº1 caso adición de vitrocerámicas.....	48
Figura 40 Esquema conexionado módulos fotovoltaicos tejado nº1 y tejado nº2 caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de recarga para un vehículo eléctrico. ....	50
Figura 41 Principales partes del vehículo eléctrico [38]. ....	56
Figura 42 Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos [40]. ....	57

Figura 43 Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos [40]. .....	58
Figura 44 Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos [40] .....	58
Figura 45 Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos [40]. .....	59
Figura 46 Instalación con circuito adicional individual para la recarga del vehículo eléctrico en viviendas unifamiliares.....	59
Figura 47 Potencias normalizadas en un circuito de recarga para una vivienda unifamiliar.....	60
Figura 48 Método de instalación sobre bandeja perforada.....	61
Figura 49 Tablas de referencia según el método de instalación E.....	62
Figura 50 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30ºC a aplicar a los valores de corrientes.....	63
Figura 51 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable..	63
Figura 52 Corrientes admisibles (A) para conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70ºC y temperatura ambiente=30ºC.....	65
Figura 53 Instalación cableado reducción sobretensión [26]. .....	66
Figura 54 Método de instalación sobre bandeja perforada.....	69
Figura 55 Tablas de referencia según el método de instalación E.....	69
Figura 56 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30ºC a aplicar a los valores de corrientes.....	70
Figura 57 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable..	70
Figura 58 Corrientes admisibles (A) para conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70ºC y temperatura ambiente=30ºC.....	72
Figura 59 Método de instalación sobre un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes. ....	74
Figura 60 Tablas de referencia según el método de instalación A2.....	75
Figura 61 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30ºC a aplicar a los valores de corrientes.....	76
Figura 62 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable..	76
Figura 63 Corrientes admisibles (A) para dos conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70ºC, temperatura ambiente=30ºC y temperatura del terreno=20ºC.....	77
Figura 64 Método de instalación sobre un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes. ....	79
Figura 65 Tablas de referencia según el método de instalación A2.....	80
Figura 66 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30ºC a aplicar a los valores de corrientes.....	81
Figura 67 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable..	81
Figura 68 Corrientes admisibles (A) para dos conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70ºC, temperatura ambiente=30ºC y temperatura del terreno=20ºC.....	82
Figura 69 Kit de producción instantánea de ACS [53].....	87
Figura 70 Esquema sistema de producción de ACS con acumulación [54].....	87
Figura 71 Representación gráfica de un intercambiador de calor tubular [44]. .....	88
Figura 72 Representación gráfica de un intercambiador de calor de placas [43].....	88
Figura 73 Representación gráfica de un interacumulador de serpentín interior [46]. .....	90
Figura 74 Representación gráfica de un interacumulador de doble envolvente [47]. .....	90
Figura 75 Representación gráfica de un acumulador [48]. .....	91

Figura 76 Válvula de cuatro vías termostática para la salida del depósito de ACS [51]. .....	92
Figura 77 Válvula de tres vías termostática para puntos cercanos de consumo de ACS [52]. ...	92
Figura 78 Válvula de tres vías motorizada para ACS [50].....	92
Figura 79 Ejemplo bomba de circulación para ACS [55]. .....	93
Figura 80 Ejemplo contador de agua [58].....	93
Figura 81 Ejemplo sistema de tuberías preaisladas con dos tubos para calefacción y dos tubos para agua caliente sanitaria [59].....	94
Figura 82 Uniones y accesorios para tuberías [60]. .....	94
Figura 83 Ejemplos de aislamiento térmico: coquilla, tubo corrugado y espuma expansiva (de izquierda a derecha) [62], [63], [64].....	95
Figura 84 Bacteria "Legionella Pneumophila".....	96



## Anexo textual I: CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA

### a. CONSUMO ELÉCTRICO ACTUAL.

En primer lugar, se ha representado el consumo mensual de un año completo. En la Figura 1, se muestran los valores conseguidos, dando comienzo en octubre del 2021 y finalizando por septiembre del 2022.

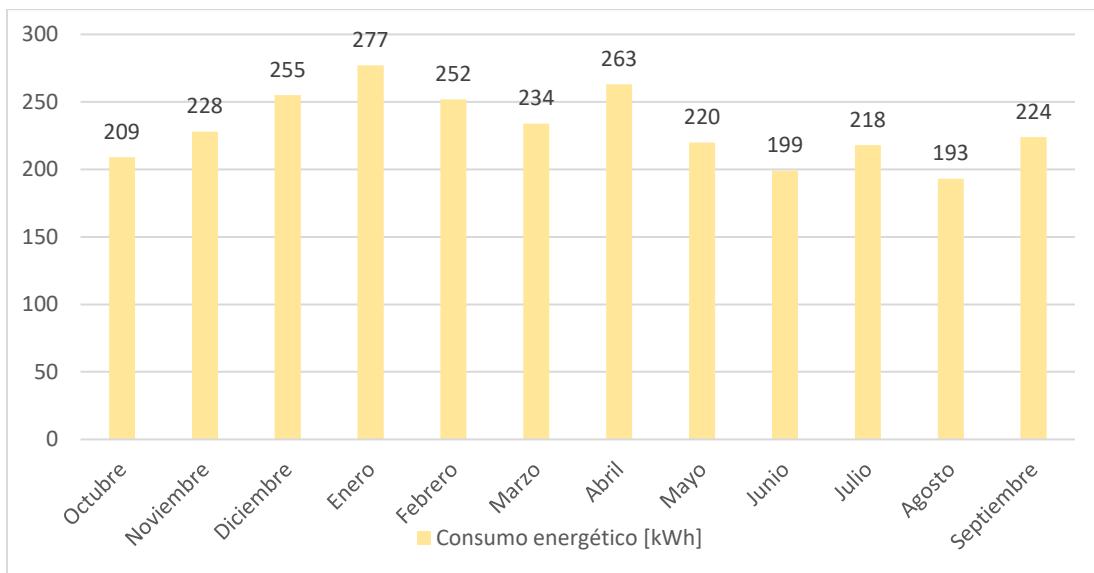


Figura 1 Consumo anual por meses.

El mayor consumo tiene lugar en el mes de enero con una demanda de 277kWh, mientras que el menor consumo ocurre en el mes de agosto con una demanda de 193kWh. Por lo tanto, se advierten cambios notorios puesto que la demanda no permanece constante a lo largo del año, cometiendo una desviación porcentual del 11,28%.

Para el desarrollo de la instalación fotovoltaica, es necesario conocer los momentos del día más demandantes de electricidad, por lo que se ha realizado un análisis horario mensual para llevar a cabo esta tarea, lo que se muestra en la siguiente gráfica (Figura 2):

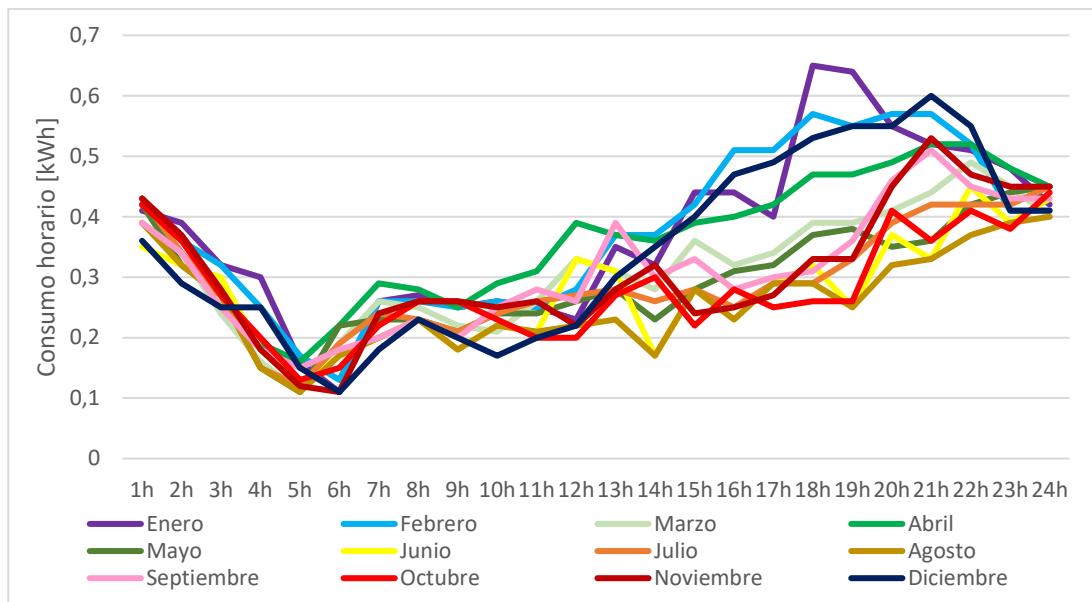


Figura 2 Consumo horario por meses.

Según los datos horarios obtenidos, se ha calculado el consumo medio diario para cada estación del año, quedando representado en la Figura 3.

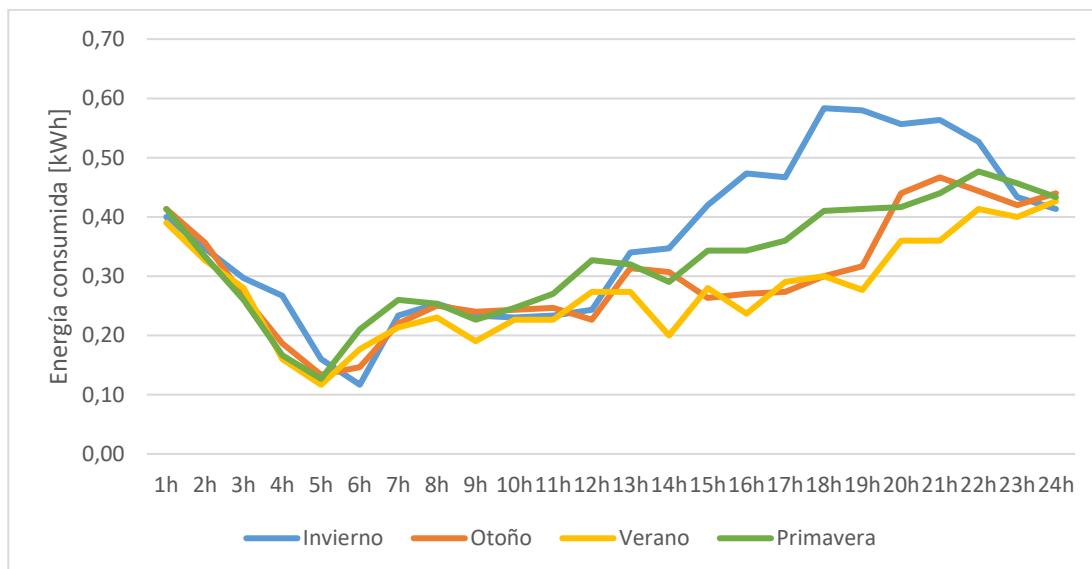


Figura 3 Consumo horario por estaciones.

Como se puede observar, en verano es cuando menos demanda energética hay, con un valor promedio de 6,63kWh diarios, mientras que en invierno se produce la mayor demanda energética, con un valor promedio de 8,72kWh. A continuación, se presenta una gráfica en la que se muestra el valor promedio diario por horas anual; además del valor promedio diario por horas invernal, ya que, al ser el caso más desfavorable, es a su vez el que mayor importancia supone para la instalación.

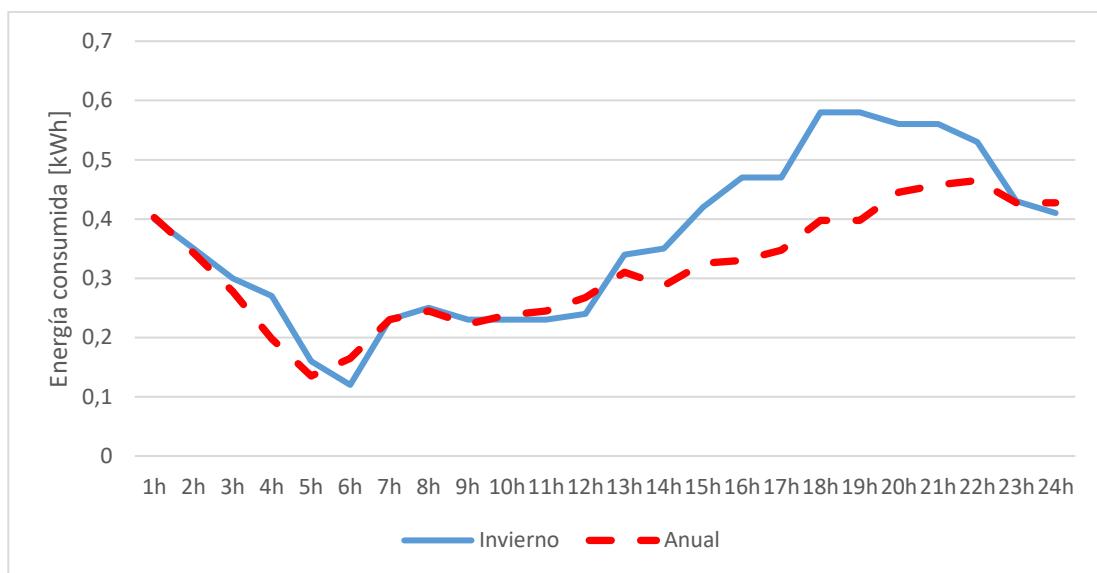


Figura 4 Consumo anual promedio en comparativa con la estación más desfavorable.

Considerando la Figura 4, se aprecia que el mayor gasto energético se encuentra en horario vespertino-nocturno, empezando alrededor de las 18 horas y acabando alrededor de las 1 horas de la madrugada, ambos con valores anuales promedio mayores de 0,4kWh.

Como se ha mencionado anteriormente, la estación invernal supone un gasto energético mucho más elevado, por lo que se presenta la existencia del mayor pico de energía entre las 18 horas y las 23 horas durante los meses de invierno, con valores mayores de 0,5kWh.

Por el contrario, destaca la existencia de un valle con valor menor a 0,2kWh entre las 4 horas y 7 horas de la mañana a causa del requerimiento energético constante que suponen ciertos electrodomésticos, como los frigoríficos, que se encuentran en el edificio.

Mediante el análisis del consumo de la vivienda se resalta la necesidad de baterías recargables, puesto que el mayor consumo de electricidad se produce fuera de las horas de Sol. Según los datos, solo se consume el 44% de la energía diaria durante las horas de luz, es decir, de 8 horas de la mañana a 18 horas de la tarde en el caso del invierno, y puesto que es el caso que más influye en la instalación, será este porcentaje el que determinará la capacidad de almacenaje de las baterías.

#### Potencia consumo eléctrico actual.

En cuanto al consumo eléctrico real en la vivienda, se obtiene de los datos cedidos por la comercializadora eléctrica una potencia máxima de 2,5kW de consumo por los usuarios. A su vez, teniendo en cuenta los cálculos a realizar posteriormente, es conveniente corresponder un margen superior del 20% contemplando futuros momentos en los que se demande una potencia superior, ya que el inversor será el dispositivo encargado en suministrarla y debe estar dotado o, por el contrario, detendrá el abastecimiento eléctrico. Finalmente,  $P'_{real}=3,00\text{kW}$ .

#### b. SUPOSICIÓN ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.

Como se ha explicado, se desea realizar un análisis energético en cuanto a la adición de dos placas vitrocerámicas en la vivienda. Para ello, a la energía consumida real del caso anterior se le va a adicionar el gasto energético de estos dos nuevos componentes, lo cual se ha realizado de la siguiente manera: se han elegido dos vitrocerámicas idénticas cuya potencia es de 3kW,

las cuales poseen un aro térmico grande (el cual constituye el 50% de la potencia total) y dos pequeños (cada uno constituyendo el 25% de la potencia total).

La siguiente ecuación (Ecuación (1)) muestra el modo de calcular la energía mensual de las placas vitrocerámicas:

$$\begin{aligned} E_{vitros\ mensual} &= E_{vitro\ 1} + E_{vitro\ 2} = \\ &= d \cdot [\sigma_{potencia} \cdot P_{vitro\ 1} \cdot (\gamma_{grande} \cdot t_{grande} + \gamma_{peque\tilde{n}o} \cdot t_{peque\tilde{n}o}) \\ &\quad + \sigma_{potencia} \cdot P_{vitro\ 2} \cdot (\gamma_{grande} \cdot t_{grande} + \gamma_{peque\tilde{n}o} \cdot t_{peque\tilde{n}o})] \end{aligned} \quad (1)$$

donde  $\sigma_{potencia}$  es el porcentaje de la potencia media que se va a demandar (en este estudio se ha optado por el 50%),  $P_{vitro}$  es la potencia de ambas vitrocerámicas (en este caso, 3kW como se ha especificado anteriormente) (kW),  $\gamma_{grande}$  y  $\gamma_{peque\tilde{n}o}$  es el porcentaje de potencia total que conlleva el aro térmico grande y pequeño respectivamente (50% y 25% correspondientemente como se ha especificado),  $t_{grande}$  y  $t_{peque\tilde{n}o}$  es el tiempo en horas que va a estar activo el aro térmico grande y pequeño respectivamente (h) y  $d$  es el número de días que tiene un mes determinado (día).

Con propósito de llevar a cabo dicho cálculo, se ha concebido la hipótesis de  $t_{grande}=2h$  y  $t_{peque\tilde{n}o}=2h$  para la placa de la casa principal, mientras que  $t_{grande}=0,5h$  y  $t_{peque\tilde{n}o}=2h$  para la placa del piso adosado.

Cabe destacar que para la obtención de la energía total mensual en la vivienda, debe realizarse el cómputo entre la energía obtenida en la Ecuación (1) y los valores energéticos reales presentados en la Figura 1.

Tanto la energía total mensual de las placas vitrocerámicas como la total quedan representadas en la Tabla 1, habiendo empleado los cálculos nombrados:

Tabla 1 Energía mensual en caso de adición de vitrocerámicas.

Meses	Energía mensual placas vitrocerámicas (kWh)	Energía mensual total (kWh)
Enero	104,63	381,63
Febrero	94,50	346,50
Marzo	104,63	338,63
Abril	101,25	364,25
Mayo	104,63	324,63
Junio	101,25	300,25
Julio	104,63	322,63
Agosto	104,63	297,63
Septiembre	101,25	325,25
Octubre	104,63	313,63
Noviembre	101,25	329,25
Diciembre	104,63	359,63

#### Potencia suposición adición de vitrocerámicas.

Para este caso, se debe ampliar la potencia capaz de proporcionar la instalación fotovoltaica puesto que hay que tener en consideración la potencia de las dos placas vitrocerámicas a instalar, la cual se adiciona a la potencia máxima real, dando como resultado

$P_{suposición\ vitrocerámicas}=4,75\text{ kW}$ .

$$P_{suposición\ vitros} = \sigma_{potencia} \cdot (\gamma_{grande} + \gamma_{pequeño}) \cdot [P_{vitro\ 1} + P_{vitro\ 2}] + P_{máx\ real} = \quad (2) \\ = 4,75\text{W}$$

donde  $\sigma_{potencia}$  es el porcentaje de la potencia media que se va a demandar (en este estudio se ha optado por el 50%),  $\gamma_{grande}$  y  $\gamma_{pequeño}$  es el porcentaje de potencia total que conlleva el aro térmico grande y pequeño respectivamente (50% y 25% correspondientemente como se ha especificado anteriormente),  $P_{vitro}$  es la potencia de ambas vitrocerámicas (en este caso, 3kW como se ha especificado anteriormente) (kW) y  $P_{máx\ real}$  es la potencia máxima obtenida de los datos de la distribuidora eléctrica en el caso real (2,50kW como se ha especificado anteriormente) (kW).

A su vez, teniendo en cuenta los cálculos a realizar posteriormente, es conveniente corresponder un margen superior del 20% contemplando futuros momentos demandantes de una potencia superior, ya que el inversor será el dispositivo encargado en suministrarla y debe estar dotado o, por el contrario, detendrá el suministro eléctrico.

Finalmente,  $P'_{suposición\ vitrocerámicas}=5,70\text{ kW}$ .

### c. SUPOSICIÓN ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Conjuntamente a la adición de dos placas vitrocerámicas en la vivienda, también se desea realizar un análisis energético en cuanto a la adición de un enchufe de carga para un vehículo eléctrico. Debido a lo cual, a la energía consumida real del caso anterior se le va a incluir el gasto energético de este nuevo punto de carga eléctrico.

El vehículo con el que se va a trabajar es de la marca Mercedes-Benz, modelo EQB con 66,5kWh en cuanto a energía de batería. Este vehículo va a ser empleado mayoritariamente para realizar cuatro viajes diarios dirección Cella-Teruel, existiendo una distancia de 20km. Conocida su autonomía de 419km, se puede realizar la hipótesis de cinco días de independencia de carga, es decir, alrededor de seis veces al mes.

La siguiente ecuación muestra el modo de calcular el consumo mensual estimado que conlleva la recarga del coche eléctrico:

$$E_{vehículo\ eléctrico} = \frac{d}{d_{autonomía}} \cdot P_{batería} = \frac{d}{\frac{l_{autonomía}}{l}} \cdot E_{batería} \quad (3)$$

donde  $d$  es el número de días que tiene un mes determinado,  $d_{autonomía}$  es el número de días de autonomía del vehículo eléctrico,  $l_{autonomía}$  es la distancia que puede recorrer en condiciones normales antes de agotarse la batería desde una carga completa,  $l$  es la distancia diaria que va a recorrer el vehículo eléctrico (en este estudio se presuponen 80km diarios aproximadamente) y  $E_{batería}$  es la energía máxima que posee la batería del vehículo a cargar (66,5kWh como se ha especificado).

Se ha de enfatizar que para la obtención de la energía total mensual en la vivienda, debe realizarse el cómputo entre la energía obtenida en la Ecuación (3), la Ecuación (1) y los valores energéticos reales presentados en la Figura 1.

A continuación, partiendo de todos los cálculos nombrados, se presentan en la Tabla 2 los consumos energéticos referentes al vehículo eléctrico, además de la energía total:

Tabla 2 Energía mensual en caso de adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico.

Meses	Energía mensual punto de recarga (kWh)	Energía mensual total (kWh)
Enero	412,30	793,93
Febrero	372,40	718,90
Marzo	412,30	750,93
Abril	399,00	763,25
Mayo	412,30	736,93
Junio	399,00	699,25
Julio	412,30	734,93
Agosto	412,30	709,93
Septiembre	399,00	724,25
Octubre	412,30	725,93
Noviembre	399,00	728,25
Diciembre	412,30	771,93

Potencia suposición adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico.

Por último, en este caso también se debe ampliar la potencia capaz de proporcionar la instalación fotovoltaica puesto que hay que tener en consideración la potencia del punto de carga del vehículo eléctrico conjuntamente con las dos placas vitrocerámicas a instalar, la cual se adiciona a la potencia real contratada. No obstante, se establece la recarga del vehículo fuera de las horas de uso de las vitrocerámicas, así pues, se toma en consideración la mayor potencia demandada, correspondiendo a la potencia del punto de carga.

De acuerdo a la tabla 1 de la ITC-52 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [71], se escoge para este proyecto un circuito de recarga monofásico para una vivienda unifamiliar de potencia 3,68kW, dando como resultado  $P_{suposición\ vitrocerámicas\ y\ vehículo}=6,18kW$ .

$$P_{suposición\ vitros\ y\ vehículo} = P_{punto\ carga} + P_{máx\ real} = 6,18kW \quad (4)$$

donde  $P_{punto\ carga}$  es la potencia del punto de recarga del vehículo eléctrico (en este proyecto se ha optado por 3,68kW) (kW) y  $P_{máx\ real}$  es la potencia máxima obtenida de los datos de la distribuidora eléctrica en el caso real (2,50kW como se ha especificado anteriormente) (kW).

A su vez, teniendo en cuenta los cálculos a realizar posteriormente, es conveniente corresponder un margen superior del 20% contemplando futuros momentos demandantes de una potencia superior, ya que el inversor será el dispositivo encargado en suministrarla y debe estar dotado o, por el contrario, detendrá el suministro eléctrico.

Finalmente,  $P'_{suposición\ vitrocerámicas\ y\ vehículo}=7,42kW$ .

## Anexo textual II: COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y FUNDAMENTOS PRINCIPALES

En este apartado se explican los diversos componentes fundamentales en una instalación fotovoltaica, además de la justificación detallada de la elección de cada uno de ellos a través de un breve análisis entre algunos distribuidores que trabajan este sector.

### 1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.

En primer lugar, los módulos fotovoltaicos, o paneles solares, son dispositivos capaces de emplear la energía del sol, es decir, la irradiación solar, para producir electricidad. Estos artefactos están formados por un conjunto de celdas, denominadas células fotovoltaicas, poseyendo la mayoría entre 36 y 96 celdas conectadas en serie. De este modo, la potencia total del módulo equivale a la suma de la potencia generada por cada celda y el voltaje total del módulo es la suma del voltaje obtenido a partir de cada celda, sin embargo, la intensidad total del módulo es la correspondiente a la de las celdas.

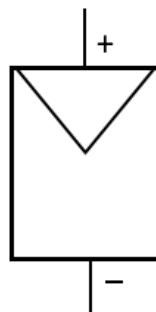


Figura 5 Simbología del módulo fotovoltaico..

#### a. PARTES, COMPONENTES Y ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO [10].

El elemento fundamental de los paneles solares es el conjunto de células fotovoltaicas, las cuales son responsables de la producción eléctrica mediante la radiación solar, mientras que los demás elementos se encargan tanto de aportar solidez y utilidad a la instalación como de protegerla.

Hoy en día, su estructura consta de siete partes:

- Cubierta frontal: constituye la pieza del módulo solar encargada de protegerlo antes las inclemencias del tiempo. Para ello, se emplea vidrio templado que contiene pequeños valores de hierro añadido, pues es un excelente captador de energía solar y ofrece alta resistencia a los golpes. Según la calidad del vidrio protector, puede disminuir la eficiencia del módulo pese a la necesidad de una cubierta fija para proteger las células fotovoltaicas.

- Capas encapsuladas: permiten conservar las celdas, así como sus contactos, garantizando la adhesión de todo el panel solar ya que cubre el volumen entre las cubiertas delantera y posterior, lo que atenúa los posibles impactos y vibraciones. El material más común es etil-vinil-acetileno (EVA), el cual no se degenera ante la radiación ultravioleta y ofrece una gran transmisión de la energía solar. Se trata de un polímero termoplástico que permite el paso a la luz solar hacia las celdas y sirve también como aislante térmico. Sin embargo, los principales problemas del EVA son su breve durabilidad, lo que afecta a la vida útil general del panel, y la fácil acumulación de polvo, lo que reduce la recepción de los fotones.
- Marco de apoyo: es el elemento que proporciona la fuerza mecánica a la estructura. Se fija a la estructura anclada al tejado que proporciona la orientación e inclinación, ya que dispone consigo de lo requerido para el montaje de la placa contra la infraestructura sustentadora, además de facilitar la agrupación de distintos módulos fotovoltaicos. Suele ser de aluminio, puesto que este material resiste bien a las variaciones meteorológicas, garantiza la impermeabilidad y propicia la evacuación del calor, pues una elevada energía térmica limita el funcionamiento.
- Protector posterior: constituye la pieza del módulo solar encargada de protegerlo ante la humedad del tejado. Está formado por varias películas opacas, por lo general de color blanco, que reflejan los rayos de luz que ya han cruzado las celdas otra vez hacia ellas, de manera que mejora su rendimiento. Los materiales más empleados son los acrílicos, como Tedlar o EVA.
- Caja de conexiones eléctricas: permite combinar las corrientes eléctricas originadas a partir de todas las células fotovoltaicas. De ella, aparecen los bornes que permiten la conexión de la placa (dos cables, uno positivo y otro negativo, entre los que existe una diferencia de potencial eléctrico). Además, si la potencia es elevada, los módulos pueden estar equipados con un sistema de conexión a tierra.
- Diodos de protección: previenen los riesgos derivados del sombreado. (*Explicado en el apartado a del Anexo textual III*).
- Células fotovoltaicas: representan el elemento fundamental que conforma el módulo fotovoltaico. Son elementos semiconductores que permiten la producción de electricidad aprovechando los efectos de la irradiación solar.

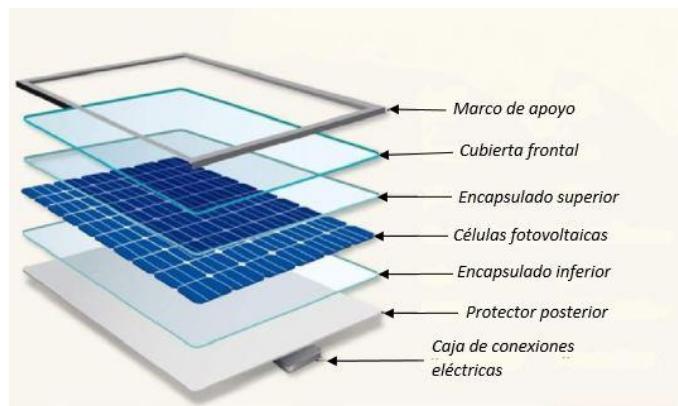


Figura 6 Estructura del módulo fotovoltaico.

Por otra parte, es indispensable señalar que los paneles fotovoltaicos precisan de la utilización de estructuras externas auxiliares para proporcionarles la inclinación y orientación deseadas sin importar las condiciones de la cubierta donde se posicionan, tal y como se muestra en la siguiente imagen:



Figura 7 Estructura auxiliar del módulo fotovoltaico [6].

## b. TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [9].

Actualmente, cerca del 90% de los sistemas fotovoltaicos consisten en el empleo del silicio y sus diferencias radican fundamentalmente en la pureza, composición y distribución que presenta el material. A mayor pureza de las moléculas de silicio, más ventajosa es la conversión de la energía solar en electricidad.

Por ello, el mercado ofrece diversos tipos de módulos fotovoltaicos destinados al ámbito particular.

→ Paneles solares policristalinos: en este tipo de paneles solares, el silicio virgen es fundido y vertido en un molde para que se formen pequeños cristales orientados de manera no uniforme. Una vez enfriado, es cortado en láminas cuadradas para dar lugar a las células policristalinas, como se muestra en la Figura 8. Este tipo de paneles se distingue por su uniformidad entre celdas, así como por su color azul.

Su principal ventaja es un coste de producción reducido, mientras que su principal desventaja es una baja eficiencia cuando aumenta la temperatura. Según las estimaciones, las celdas policristalinas alcanzan una eficiencia de hasta el 17%, debido en gran parte al menor contenido de silicio que poseen.

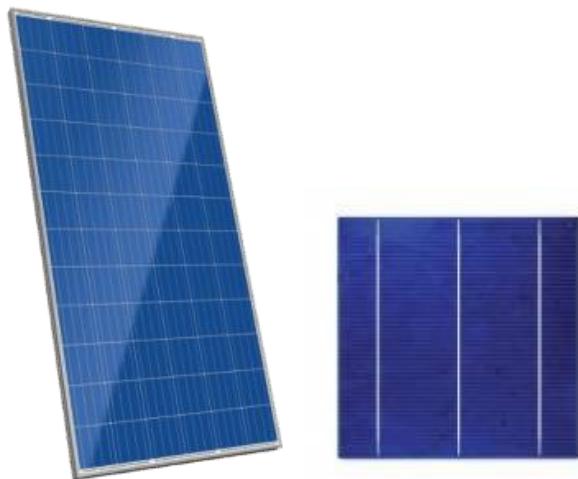


Figura 8 Panel solar policristalino y célula policristalina [12].

- Paneles solares monocristalinos: en este tipo de paneles solares, las celdas presentan una alta pureza, ya que solo contienen una sola variedad de silicio. A partir del método de Czochralski (Figura 10), las células monocristalinas están hechas de bloques de silicio, cuyos cristales están orientados en la misma dirección, y las esquinas son recortados con un chaflán para abaratar costes y maximizar su rendimiento, como se muestra en la Figura 9. Asimismo, se diferencian por su color azul oscuro o negro. Su principal ventaja es su eficiencia, ya que presenta el rendimiento más alto en el mercado, mientras que su principal desventaja es que el precio también es más elevado. Si los rayos del sol inciden perpendicularmente, los módulos monocristalinos permiten un alto rendimiento energético de hasta el 21%.

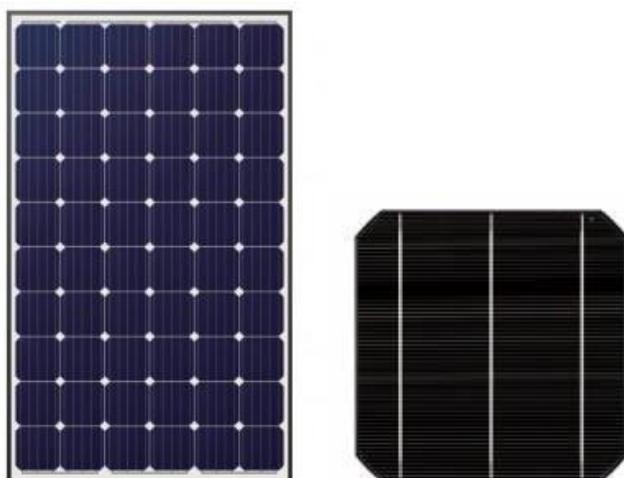


Figura 9 Panel solar monocristalino y célula monocristalina [12].

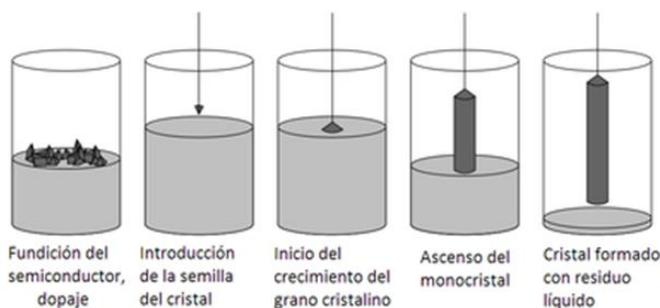


Figura 10 Resumen método Czochralski [13].

→ Paneles solares de capa fina o amorfos: en este tipo de paneles solares, se colocan sobre un soporte de vidrio (para los módulos rígidos) o de plásticos (para los módulos flexibles) diversas láminas de material semiconductor, sin necesidad de celdas individuales como se puede ver en la Figura 11.

Su principal ventaja es que el volumen de material semiconductor es significativamente inferior, el cual viene manufacturado como un bloque sin exigir el ensamblaje de un conjunto de celdas (posibilidad de automatización y menor gasto energético), por lo que se consigue una disminución en los costes de fabricación, mientras que su principal desventaja es un bajo rendimiento respecto a los otros tipos de módulos fotovoltaicos debido en gran parte a una peor calidad del silicio, que entorpece la absorción de fotones. A pesar de su eficiencia reducida, los módulos amorfos trabajan mejor a temperaturas elevadas e iluminaciones difusas y se ajustan mejor a los espacios interiores o ambientes sucios, por ejemplo, con gran cantidad de polvo.



Figura 11 Placa solar de capa fina [12].

### c. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS [3].

#### Explicación física.

Las células fotovoltaicas están compuestas de silicio (Si), perteneciente al grupo IV. Para aumentar su conductividad, este es mezclado con impurezas de otro material, convirtiéndose de semiconductor intrínseco a semiconductor extrínseco. Con esta finalidad, puede experimentar dos tipos de dopaje: el dopaje de tipo N ocurre cuando un semiconductor del grupo IV es dopado con átomos del grupo V (impurezas donadoras que dan lugar a un exceso de electrones y ausencia de huecos), mientras que el dopaje de tipo P ocurre cuando un

semiconductor del grupo IV es dopado con átomos del grupo III (impurezas aceptoras que dan lugar a un exceso de huecos y ausencia de electrones). Así pues, las células solares están compuestas de una capa de semiconductor tipo P situada debajo de una capa de semiconductor tipo N.

En su mayoría, la radiación solar recibida por la Tierra se compone de fotones cuya energía está por encima de la energía de la banda prohibida del silicio, de manera que cuando un fotón proveniente de la irradiación solar incide en el módulo fotovoltaico, su energía es suficiente para producir el movimiento de un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción. Como consecuencia, este electrón es libre de moverse por el semiconductor, y al marcharse de su posición original, deja esa posición libre conocida como “hueco”.

La ausencia de un enlace covalente posibilita a los electrones unidos a átomos cercanos a desplazarse para ocupar esas vacantes libres, creando así otra nueva vacante, lo que da lugar a una difusión de huecos a través de la red cristalina. De esta manera, los fotones absorbidos originan pares de electrón-hueco. Sin embargo, la diferencia energética entre los fotones y la banda prohibida del silicio no se convierte en electricidad aprovechable, sino en calor por medio de unas vibraciones en la red cristalina llamadas “fonones”.

Es necesario reiterar que en situaciones de desequilibrio de portadores aparecen corrientes eléctricas: las corrientes de deriva están ligadas a la aparición de campos eléctricos, en cambio, cuando las concentraciones de portadores no son uniformes, se manifiesta corrientes de difusión desde las regiones de mayor a las de menor concentración. Así, el valor total de la corriente corresponde a la suma de las corrientes de deriva y de difusión asociadas a los diferentes tipos de portadores.

Las células solares por excelencia están concebidas como una unión PN a lo largo de una capa de silicio. De este modo, al acercar un ejemplar de silicio de tipo P y un ejemplar de silicio de tipo N, la difusión de electrones tiene lugar desde la región con mayor concentración a la región con menor concentración de portadores mayoritarios, es decir, electrones de la región N a la región P de la unión y huecos de la región P a la región N de la unión, puesto que los electrones se recombinan con los huecos al atravesar la unión PN.

Adicionalmente, aparece carga neta a ambos lados de la unión, positiva en el lado N y negativa en el lado P, la cual produce un campo eléctrico del lado N al lado P que proporciona dirección y sentido a los pares electrón-huecos mientras el semiconductor reciba radiación solar. A pesar de ello, la unión PN es seccionada por una región media situada entre ambos lados de la unión, denominada “capa de carga espacial”. En esta zona se encuentran átomos donantes positivamente ionizados cerca del lado N y átomos aceptores negativamente ionizados cerca del lado P, es decir, es una zona neutra de carga y uniforme ya que todos los electrones originarios de la región N se han situado en todos los huecos originarios de la región P.

Cuando esto ocurre fuera de la región de carga espacial, se crea un gradiente de concentración fuera de la región de carga espacial. Esto es debido a que las fuerzas en la unión continúan arrastrando los electrones que llegan a la región P hacia la región N y los huecos que llegan a la región N hacia la región P.

En las células solares, la capa de carga espacial es regulada por el campo eléctrico, el cual se opone al movimiento natural de los portadores antes de que estos hayan formado un par electrón-hueco. Aquí, solamente se admite el avance de los electrones desde la región P hacia

la región N y, por el contrario, el avance de los huecos desde la región N hacia la región P. La finalidad es cargar negativamente el lado N de la unión y positivamente el lado P, cuyo comportamiento constituye esencialmente como polo negativo y polo positivo del circuito, respectivamente.

En conclusión, al incidir los fotones en capa de silicio tipo N, se crea una corriente eléctrica en el interior de la unión PN. A su vez, también se crea una corriente eléctrica en el exterior debida a la aparición de una diferencia de potencial entre la capa N y la capa P. Si ambas capas son conectadas por medio de un receptor, esta corriente eléctrica exterior fluye a través de él.

Esto es debido a que los electrones que se encuentran en la capa N (bien pertenecientes a la propia capa N o bien los recombinados en la unión que han sido arrastrados a la región N por el campo magnético) recorren el cable para alimentar la carga receptora y continuar por él hasta encontrar la capa P, donde se recombinan con un hueco (bien pertenecientes a la propia capa P o bien los recombinados en la unión o los creados en la capa N por el movimiento del electrón, en ambos casos, que han sido arrastrados a la región P por el campo magnético) y se da lugar de nuevo el proceso siempre que la capa de silicio tipo N reciba fotones.

#### Comportamiento eléctrico y ecuaciones matemáticas.

El comportamiento eléctrico de una celda fotovoltaica se puede modelar a través de un circuito eléctricamente equivalente, el cual se muestra en la Figura 12 y está formado por una fuente de corriente y un diodo en paralelo. A su vez, debido a los factores no ideales que interfieren en el comportamiento de la celda, debe agregarse una resistencia también en paralelo debida a factores de derivación, al igual que una resistencia en serie con la carga  $Z$  a causa del valor resistivo del semiconductor.

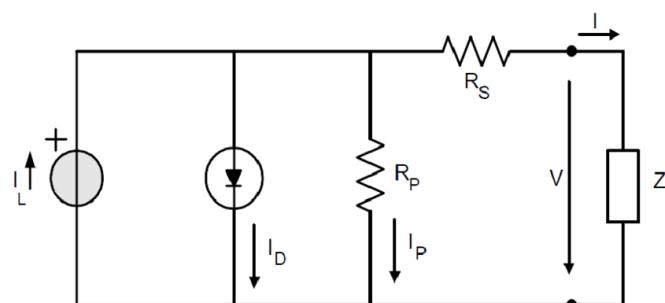


Figura 12 Circuito eléctrico equivalente de la célula fotovoltaica [7].

La simbología electrónica relacionada a la célula fotoeléctrica es la siguiente:

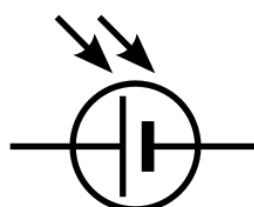


Figura 13 Simbología de la célula fotoeléctrica [8].

La corriente resultante de este circuito, es decir, la cual llegará a la carga  $Z$ , tendrá el valor de la corriente generada por la célula menos las que atraviesan al diodo y a la resistencia de derivación, resultando las siguientes ecuaciones características (Ecuación (5) y Ecuación (6)):

$$V = V_{L,D,P} - V_S \quad (5)$$

$$I = I_L - I_D - I_P \quad (6)$$

donde  $I$  es la corriente que atraviesa a la carga  $Z$  (Amperios),  $I_L$  es la corriente fotoeléctrica (Amperios),  $I_D$  es la corriente del diodo (Amperios),  $I_P$  es la corriente de derivación (Amperios),  $V$  es la tensión que consume la carga  $Z$  (Voltios),  $V_{L,D,P}$  es la tensión que consumen la fuente de corriente, el diodo y la resistencia de derivación (Voltios) y  $V_S$  es la tensión que consume la resistencia en serie (Voltios).

De acuerdo con la ley de Ohm:

$$V_S = I \cdot R_S \quad (7)$$

$$V_{L,D,P} = I_P \cdot R_P \rightarrow I_P = \frac{V + V_S}{R_P} = \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (8)$$

donde  $R_P$  es la resistencia de derivación (Ohmios) y  $R_S$  es la resistencia en serie (Ohmios).

De la misma manera, de acuerdo con la ecuación del diodo de Shockley (Ecuación (9)), la corriente que atraviesa el diodo es:

$$I_D = I_0 \cdot \left( e^{\left( \frac{V_D}{nV_T} \right)} - 1 \right), \text{ donde } V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (9)$$

donde  $I_0$  es la corriente de saturación inversa del diodo (Amperios),  $V_D$  es la tensión que consume el diodo (Voltios),  $n$  es el factor de idealidad del diodo (siendo 1 para el diodo ideal),  $V_T$  es la tensión térmica (Voltios),  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1,380649 \times 10^{-23}$  Julios/Kelvin),  $T$  es la temperatura (Kelvin) y  $q$  es la carga elemental ( $1,602176 \times 10^{-19}$  C).

Finalmente, sustituyendo tanto la Ecuación (8) como la Ecuación (9) en la Ecuación (6), se obtiene la siguiente ecuación característica de una célula fotovoltaica (Ecuación (10)):

$$I(V) = I_L - I_0 \cdot \left( e^{\left( \frac{(V+I \cdot R_S) \cdot q}{n \cdot k \cdot T} \right)} - 1 \right) - \left( \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \right) \quad (10)$$

Así mismo, como se muestra en la representación gráfica siguiente de las curvas  $I-V$  y  $P-V$ , hay otros valores característicos en una celda solar: el punto de máxima potencia  $P_M$ , el cual la máxima potencia proporcionada a la carga como resultado del producto del valor máximo de corriente y tensión alcanzadas; corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ , la cual es la corriente resultante cuando la celda opera en cortocircuito ( $V=0$ ); y el voltaje de circuito abierto  $V_{OC}$ , la cual es la tensión resultante cuando la celda opera en circuito abierto ( $I=0$ ).

$$P_M = I_{MPP} \cdot V_{MPP} \quad (11)$$

$$I_{SC} \approx I_L \quad (12)$$

(13)

$$V_{OC} \approx \frac{n \cdot k \cdot T}{q} \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

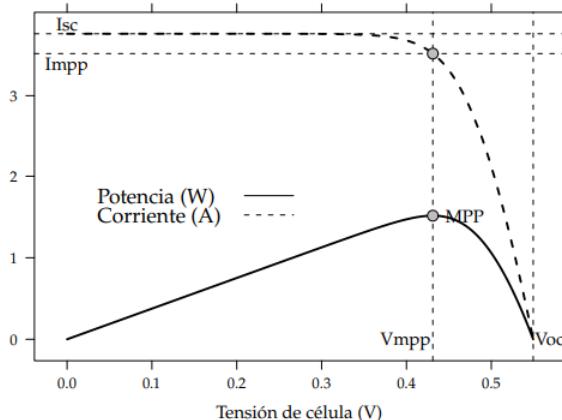


Figura 14 Curvas I-V y P-V [65].

En las curvas características de un módulo fotovoltaico se reflejan los puntos de intensidad y potencia frente al voltaje obtenidos de forma experimental en un entorno con temperatura, radiación solar, velocidad del viento y distribución espectral determinadas. Las condiciones estándar (STC) se dan a 25°C de temperatura, 1000W/m<sup>2</sup> de irradiación, sin presencia de viento y espectro AM 1,5, en cambio, las condiciones por temperatura nominal de funcionamiento del módulo (NMOT) se dan a 20°C, 8000W/m<sup>2</sup> de irradiación, 1m/s de velocidad del viento y espectro AM 1,5.

Una célula solar estándar crea una corriente máxima aproximadamente de 7-8A y una tensión máxima de 0,5-0,6V, lo que genera alrededor de 4W. Sin embargo, cabe destacar que es imposible que estas generen corriente eléctrica cuando trabaja tanto en cortocircuito como en circuito abierto. Asimismo, hay que enfatizar que las resistencias provocan pérdidas de eficiencia, de tal forma que la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  está básicamente condicionada por la resistencia en serie (cuanto mayor sea el valor de  $R_S$ , mayores serán las pérdidas) y la tensión de circuito abierto  $V_{OC}$  es influída por la resistencia en paralelo (cuanto menor sea el valor de  $R_P$ , mayores serán las pérdidas).

En razón de lo cual, se requiere conectar en serie y paralelo varias células fotovoltaicas debido a los bajos valores de potencia, lo que da lugar al elemento fundamental del panel o módulo fotovoltaico, ya con la intensidad y voltaje de salida aumentados.

Adicionalmente, los valores de la corriente fotoeléctrica  $I_L$  y la corriente de saturación inversa del diodo  $I_0$ , además de la resistencia de derivación  $R_P$  y la resistencia en serie  $R_S$ , varían en función de las dimensiones de la celda. Si se contrastan dos celdas idénticas cuya única diferencia es el tamaño, se observa que una celda con la mitad de tamaño genera la mitad de corriente fotoeléctrica  $I_L$  y de corriente de saturación inversa del diodo  $I_0$ , puesto que posee la mitad de espacio para receptar fotones. De igual manera, se observa que la resistencia de derivación  $R_P$  y la resistencia en serie  $R_S$  representan el doble ya que el espacio donde ocurren los sucesos físicos es la mitad.

Para poder comparar células solares de diversos tamaños, se hace uso de la Ecuación (14) donde sus características se ajustan para no depender de la superficie.

$$J = J_L - J_0 \cdot \left( e^{\left( \frac{(V+J \cdot r_s) \cdot q}{n \cdot k \cdot T} \right)} - 1 \right) - \left( \frac{V + J \cdot r_s}{r_p} \right) \quad (14)$$

donde  $J$  es la densidad de corriente que atraviesa a la carga  $Z$  (Amperios/cm<sup>2</sup>),  $J_L$  es la densidad de corriente fotoeléctrica (Amperios/cm<sup>2</sup>),  $J_0$  es la densidad de corriente del diodo (Amperios/cm<sup>2</sup>),  $V$  es la tensión que consume la carga  $Z$  (Voltios),  $r_p$  es la resistencia específica de derivación (Ohmios\*cm<sup>2</sup>) y  $r_s$  es la resistencia específica en serie (Ohmios\*cm<sup>2</sup>).

Sin embargo, esta ecuación tiene algunas restricciones en la práctica, como los efectos parásitos, que se vuelven más relevantes cuando se reduce el tamaño de la celda, o la recombinación de portadores, que suele ser mayor en el perímetro de la célula fotovoltaica por lo que las de menor tamaño muestran valores de  $J_0$  más alto y valores de  $r_p$  más bajos que las células de mayor tamaño.

#### Factor de forma, FF.

El factor de forma es la relación entre la potencia máxima y el producto entre  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ . Su valor viene relacionado con las pérdidas de rendimiento en el módulo fotovoltaico, por lo que una buena calidad de las células viene ligada a un alto factor de forma. Comúnmente, este coeficiente oscila entre 0,7 y 0,8.

$$FF = \frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (15)$$

#### Eficiencia o rendimiento, $\eta$ .

La eficiencia o rendimiento es la relación entre la potencia que genera el panel solar y la potencia de la radiación que este recibe. Como se ha explicado anteriormente, este coeficiente depende del tipo de fabricación de los módulos fotovoltaicos, presentando la eficiencia más alta los módulos monocristalinos.

$$\eta = \frac{P_M}{P_{solar}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{G \cdot S} \quad (16)$$

donde  $G$  es la irradiación solar (Vatios/m<sup>2</sup>) y  $S$  es la superficie de la célula (m<sup>2</sup>).

#### Influencia de la temperatura y la radiación solar [66].

En cuanto al trabajo de las células fotovoltaicas, hay que tener en consideración la influencia de la temperatura y de la radiación solar.

Al trabajar con células solares, se debe tener presente que la banda prohibida de los semiconductores disminuye a causa de los ascensos de temperatura, por lo que se necesita menos energía para romper el enlace y repercute en sus parámetros, especialmente en la potencia. Esta repercusión es reflejada en el Coeficiente de Temperatura  $P_{max}$  (Temperature Coefficient  $P_{max}$ ), el cual es un valor constante negativo expresado en W/°C y también puede darse en porcentaje de la potencia máxima facilitada por el fabricante respecto a la temperatura de la celda, es decir, %/°C.

$$\text{coeficiente de temperatura } P_{max} = \frac{dP_{max}}{dT_{celda}} \quad (17)$$

donde  $T_{celda}$  es la temperatura de la celda que depende de la temperatura ambiente y la radiación incidente (°C).

Se puede observar una reducción del valor de la tensión de circuito abierto cuando se incrementa la temperatura, el cual es indicado en la hoja de características del módulo solar como Coeficiente de Temperatura  $V_{OC}$  (Temperature Coefficient  $V_{OC}$ ). Este coeficiente es un valor constante negativo expresado en mV/°C o en porcentaje de la tensión de circuito abierto facilitada por el fabricante respecto a la temperatura de la celda, es decir, %/°C.

$$\text{coeficiente de temperatura } V_{OC} = \frac{dV_{OC}}{dT_{celda}} \quad (18)$$

Del mismo modo, también aparece una disminución en cuanto al rendimiento y factor de forma, los cuales son valores constantes negativos expresados en tanto por ciento respecto a la temperatura de la celda y se calculan con las siguientes expresiones:

$$\text{coeficiente de rendimiento} = \frac{d\eta}{dT_{celda}} \quad (19)$$

$$\text{coeficiente de factor de forma} = \frac{dFF}{dT_{celda}} \quad (20)$$

Por el contrario, se puede observar un aumento del valor de la corriente de cortocircuito cuando se incrementa la temperatura, el cual se presenta como Coeficiente de Temperatura  $I_{SC}$  (Temperature Coefficient  $I_{SC}$ ) en la hoja de características del panel fotovoltaico. Este coeficiente es un valor constante positivo expresado en mA/°C y también puede mostrarse en porcentaje de la corriente de cortocircuito facilitada por el fabricante respecto a la temperatura de celda, es decir, %/°C. Sin embargo, este coeficiente puede despreciarse ya que es un valor muy pequeño comparado con el resto.

$$\text{coeficiente de temperatura } I_{SC} = \frac{dI_{SC}}{dT_{celda}} \quad (21)$$

Todo lo explicado se ve reflejado en la Figura 15, donde se aprecia la tensión de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y la eficiencia respecto al aumento de la temperatura.

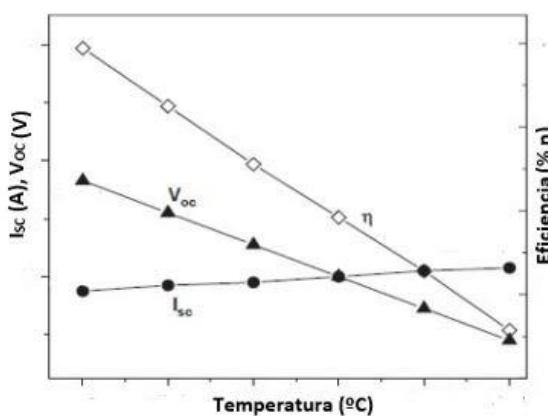


Figura 15 Curvas  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  y  $\eta$  frente a temperatura [21].

## 2. SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA RED FRENTE A SISTEMA FOTOVOLTAICO FUERA DE LA RED.

Los sistemas fuera de la red eléctrica (Off-grid systems) están completamente desconectados de la distribuidora, por lo que son totalmente autónomos, acumulando el exceso de electricidad en baterías para ser empleada cuando no hay luz solar, por ejemplo, por la noche. Suelen utilizarse en zonas remotas sin posibilidad de conexión a red o donde conviene tener total independencia, y están formadas por módulos fotovoltaicos, reguladores (o controladores) de carga, baterías de capacidad adecuada para abarcar el tiempo de consumo calculado e inversores.

Aunque el coste es mayor debido a la incorporación de las baterías y la instalación suele ser de mayor tamaño, la principal ventaja es que brinda al usuario independencia energética, la cual es energía limpia y sostenible a largo plazo.



Figura 16 Componentes sistema Off-grid [14].

Los sistemas basados en la red eléctrica (On-grid systems) están conectados a la distribuidora para poder funcionar, suministrándole el exceso de electricidad que se ha producido en la instalación fotovoltaica pero no se ha empleado a cambio de un pequeño beneficio. Asimismo, cuando los módulos fotovoltaicos ya no generan suficiente electricidad, se recurre al suministro de la red. Los sistemas On-grid están formados por módulos fotovoltaicos e inversores acoplados a la red.

Aunque este sistema dependa totalmente de la distribuidora eléctrica (subida de precios, cortes de energía etc), los gastos del sistema y su instalación son mucho menores en comparación con los sistemas no conectados a la red, ya que no hay que incorporar baterías.



Figura 17 Componentes sistema On-grid [14].

Dicho esto, los sistemas más eficientes son los sistemas híbridos, debido a que son una mezcla de los dos sistemas anteriores. Las baterías se recargan con la electricidad generada por los paneles solares para que esta electricidad sea suministrada posteriormente al usuario. Cuando la instalación fotovoltaica genera en un periodo de tiempo más de lo consumido, esta energía sobrante puede ser almacenada en baterías o directamente vertida a la red eléctrica. Suelen utilizarse en emplazamientos con posibilidad de conexión a red que se busca ahorrar en cuanto a gastos de electricidad, y están formadas por módulos fotovoltaicos, reguladores (o controladores) de carga, baterías e inversores programados para trabajar tanto en On-grid como Off-grid.

Aunque este tipo de inversores tiene un coste económico elevado, la instalación de este tipo de sistemas es menor dado que hacen uso de la red cuando la energía proporcionada por los paneles o baterías no es suficiente.



Figura 18 Componentes sistema híbrido [14].

Como se observa en la Figura 17 y en la Figura 18, en las instalaciones que permiten la conexión a la red se debe incluir un sistema para medir la energía que se cede a la distribuidora de electricidad, así como la energía que se toma de ella.

#### a. ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS.

En primer lugar, los acumuladores o baterías son aparatos electromagnéticos cuyo objetivo es almacenar energía eléctrica para utilizarla posteriormente.

Así, el objetivo principal de los acumuladores eléctricos dentro de una instalación fotovoltaica consiste en el almacenaje de energía eléctrica durante un periodo de tiempo, el cual se produce mediante un regulador (o controlador) de carga, pero también ajustar la tensión a la que va a funcionar el sistema y ofrecer una mayor potencia instantánea.

Se debe añadir que, para garantizar un trabajo óptimo del regulador, estos deben tener siempre un voltaje de funcionamiento menor a la de los módulos. La razón de que el conjunto de paneles solares tenga un voltaje más alto es principalmente para mitigar las posibles caídas de tensión debidas al incremento de la temperatura, así como para garantizar que el conjunto de baterías se cargue correctamente, por lo que es necesario que la tensión de cortocircuito de los paneles sea superior a la tensión nominal de las baterías.

### Parámetros fundamentales.

- Tensión nominal, es la tensión de trabajo a la que debe funcionar el acumulador eléctrico. Su unidad es el Voltio y sus valores característicos son 6, 12, 24 y 48V.
- Capacidad, es el potencial de un acumulador eléctrico para proporcionar una magnitud de corriente eléctrica en un periodo determinado de tiempo, partiendo de un estado total de carga del acumulador, es decir, la cantidad de energía eléctrica que es capaz de acumular una batería durante su carga para liberarla durante su descarga. Su unidad es el Amperio por hora (Ah).

$$C = I \cdot \Delta t \quad (22)$$

donde  $I$  es la intensidad de descarga (Amperios) y  $\Delta t$  es el periodo temporal en el que se produce (segundos).

- Eficiencia de carga (%), es la ratio entre la energía utilizada para la recarga del acumulador eléctrico y la energía que verdaderamente se almacena. Debe ser cercano al 100%, significando que la energía empleada para cargar la batería ha sido usada adecuadamente. Sin embargo, frente a un valor bajo es preciso elevar el número de módulos para reducir estas pérdidas.
- Tiempo de recarga, es el tiempo necesario para que la batería se cargue completamente. Su unidad es la hora (h).
- Régimen de carga/descarga o *C-rate*, es el ritmo de carga y descarga de una batería. Es el tiempo estimado en condiciones variables de carga y descarga. Una tasa 1C se conoce como descarga de una hora; 0,5C como descarga de dos horas, 0,2C como descarga en cinco horas...

$$C - rate = \frac{I_{batería}}{C} \quad (23)$$

donde  $I_{batería}$  es la corriente que la batería cede en su descarga (Amperios).

- Estado de carga, *SOC* (%), es la ratio entre la energía almacenada en un momento dado y la energía que es capaz de almacenar el acumulador eléctrico, es decir, la energía disponible.

$$SOC (\%) = \frac{E_{disponible}}{C \cdot V_{nominal}} \cdot 100 \quad (24)$$

donde  $E_{disponible}$  es la energía de la que se dispone en un momento dado (Wh).

- Profundidad de descarga, *DOD* (%), es la ratio entre la energía que realmente se libera en una descarga y la energía que es capaz de almacenar el acumulador eléctrico. Para garantizar una mayor vida útil de este dispositivo, es necesario que los ciclos de descarga sean cortos.

$$DOD (\%) = \frac{E_{liberada}}{C \cdot V_{nominal}} \cdot 100 \quad (25)$$

donde  $E_{liberada}$  es la energía descargada (Wh).

- Tensión de corte,  $V_C$ , es la tensión en la que la batería deja de descargarse. Define la capacidad útil del dispositivo.

$$C_{útil} = DOD_{max} \cdot C \quad (26)$$

donde  $C_{útil}$  es la verdadera capacidad de descarga (Ah).

- Autodescarga, es un efecto de las reacciones químicas internas de la batería mediante el cual se reduce la carga almacenada a pesar de no estar conectada a un circuito externo. Este efecto supone futuras cargas incompletas a la hora de su uso, acortando la vida útil de los acumuladores eléctricos. La velocidad con la que se da la autodescarga está influida por la capacidad de carga y su estado, así como el tipo de batería, la temperatura ambiente y otros factores.
- Densidad energética, es la ratio entre la energía que es capaz de almacenar el acumulador eléctrico y su masa o volumen. Su unidad es el vatio hora por kilogramo (Wh/kg) en cuanto a masa y el vatio hora por litro (Wh/l) en cuanto a volumen.

#### Efecto de la temperatura en baterías [21].

Con motivo de prolongar la vida útil de las baterías y su correcto funcionamiento, conviene que operen dentro de un determinado intervalo de temperatura.

En general, los fabricantes recomiendas una temperatura de funcionamiento de 25°C. Como se puede observar en la Figura 19, la capacidad de la batería aumenta a medida que se eleva la temperatura debido a la aceleración de las reacciones químicas. A la inversa, la capacidad de la batería disminuye a medida que desciende la temperatura debido al incremento de su resistencia interna.

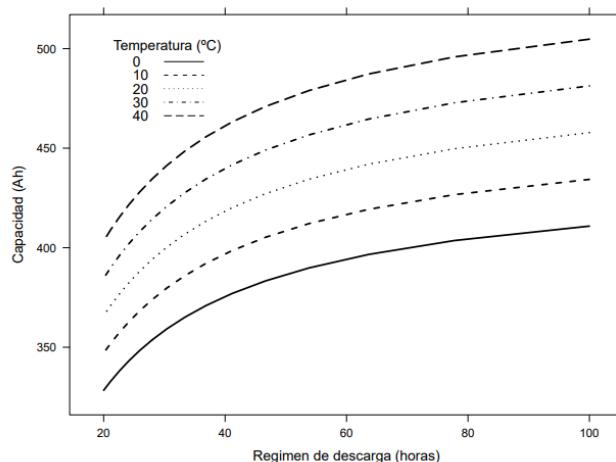


Figura 19 Efecto de la temperatura en la capacidad de una batería [70].

#### Características deseables para un acumulador eléctrico. [21]

- Buena resistencia al ciclado, es decir, al proceso de carga-descarga.
- Bajo mantenimiento.
- Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.

- Amplia reserva de electrolito.
- Depósito para materiales desprendidos.
- Vasos transparentes.

### b. VENTAJAS DE INCORPORAR BATERÍAS A LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

- Aumento de la rentabilidad de la instalación de autoconsumo y ahorro en la factura de la luz, debido a que, al acumular la electricidad no consumida es posible abastecer la demanda cuando no haya radiación solar suficiente que la produzca, en vez de consumir electricidad de la distribuidora eléctrica. Así, se reduce el periodo de amortización de la inversión económica.
- Mayor independencia de las distribuidoras eléctricas, evitando así la subida de precios. Sin embargo, si es posible conectarse a la red, es aconsejable para evitar cortes de energía.
- Mayor durabilidad del inversor, gracias a que las tensiones de trabajo en la entrada de este dispositivo tienen una distribución más uniforme.
- Disminuir la huella de carbono, ya que se producen menos emisiones de CO<sub>2</sub> mediante el uso de energías renovables en lugar del uso de las energías empleadas en las distribuidoras eléctricas actualmente.

### c. REGULADOR O CONTROLADOR DE CARGA.

En primer lugar, se debe implementar un sistema de regulación de carga entre los módulos fotovoltaicos y las baterías para un funcionamiento óptimo de la instalación. El dispositivo encargado es el regulador o controlador de carga, cuya finalidad es prevenir la sobrecarga de la batería y asegurar una carga idónea para prolongar su vida útil, pero a su vez, impedir que la descarga sea exagerada cuando garantiza el suministro eléctrico necesario.

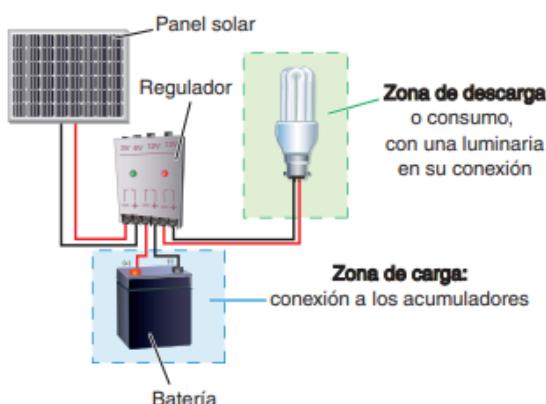


Figura 20 Esquema de sistema con batería.

Como se ha comentado anteriormente, al tener el conjunto de módulos solares una tensión nominal superior a la del conjunto de baterías, es posible que se originen sobrecargas sin un regulador. Asimismo, dimensionar la instalación solar para asegurar el suministro energético en las peores condiciones puede provocar que en las condiciones óptimas, la energía generada por los paneles solares sea demasiado elevada y, en caso de no conectar un controlador de carga entre paneles y acumuladores, es posible que el exceso de corriente haga alcanzar al electrolito de los acumuladores temperaturas extremadamente elevadas.

Al igual que con todos los dispositivos, cabe mencionar la temperatura a la que funcionará el regulador o controlador de carga y la repercusión que esta puede suponer en su adecuado rendimiento, ya que no resulta igual su instalación en una zona fría que en una calurosa.

En las imágenes siguientes (Figura 21, Figura 22, Figura 23 y Figura 24) se muestran respectivamente cuatro sistemas con un conjunto de batería y regulador para los distintos tipos de carga: carga puramente continua, carga puramente alterna, carga continua o alterna independientemente y carga continua o alterna híbridamente.

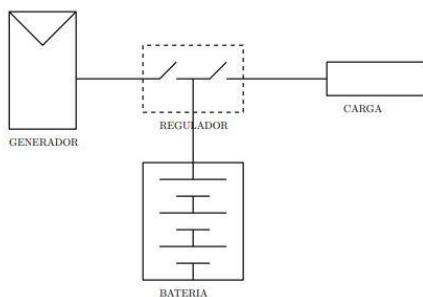


Figura 21 Esquema regulador con carga puramente continua [69].

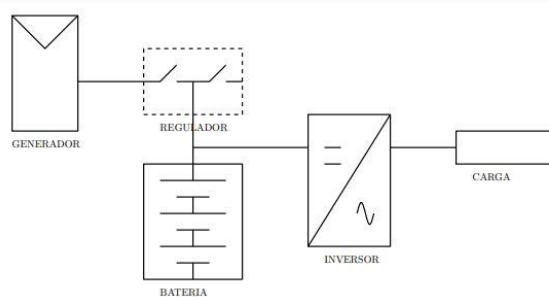


Figura 22 Esquema regulador con carga puramente alterna [69].

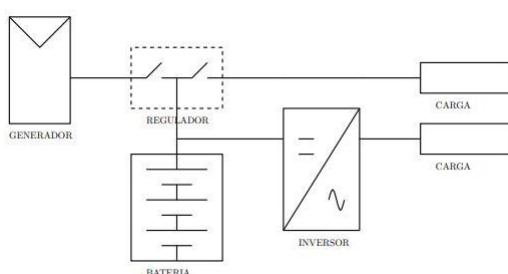


Figura 23 Esquema regulador con carga continua y alterna independientemente [69].

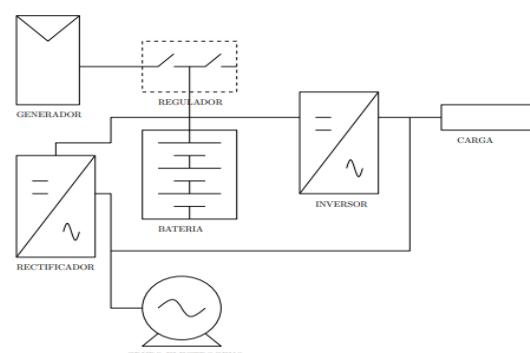


Figura 24 Esquema regulador con carga continua o alterna híbridamente [69].

Para finalizar, el regulador tiene una salida de consumo, la cual puede abastecer a los dispositivos que funcionan con corriente continua. No obstante, para los dispositivos que necesitan corriente alterna, debe conectarse un inversor (dicho elemento se explica en el apartado siguiente). Cabe destacar que algunos inversores hacen a su vez la función de controlador de carga de las baterías, por lo que, en este caso, es innecesaria la incorporación del controlador.

### 3. INVERSOR DC-AC.

En primer lugar, el inversor es un dispositivo obligatorio en las instalaciones conectadas a la red eléctrica, cuya función es transformar la corriente continua producida en la instalación fotovoltaica en corriente alterna, la cual puede ser empleada en la red (220V de valor eficaz con una frecuencia de 50Hz).

La finalidad del inversor en las instalaciones autónomas es suministrar corriente alterna como si esta fuera suministrada por la red eléctrica, para poder conectar los aparatos de uso habitual.

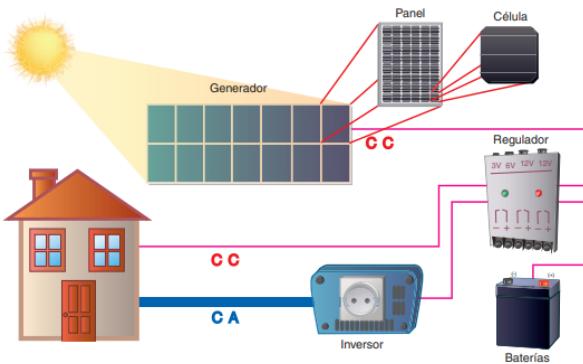


Figura 25 Componentes instalación autónoma.

Cuando se trata de instalaciones conectadas a la red, la onda eléctrica que produce el sistema fotovoltaico debe ser totalmente compatible con la onda eléctrica de la distribuidora, por lo que el inversor debe suministrar corriente alterna con las mismas características que la red eléctrica en la que se conecta, es decir, forma senoidal con valor eficaz de 230V y frecuencia de 50Hz. Dicho esto, el inversor incorpora un sistema que protege la estabilidad de la electricidad inyectada para no perturbar la red de distribución, ya que no se admiten variaciones en la corriente, pero además debe garantizar tanto la seguridad de la instalación como la de los usuarios.

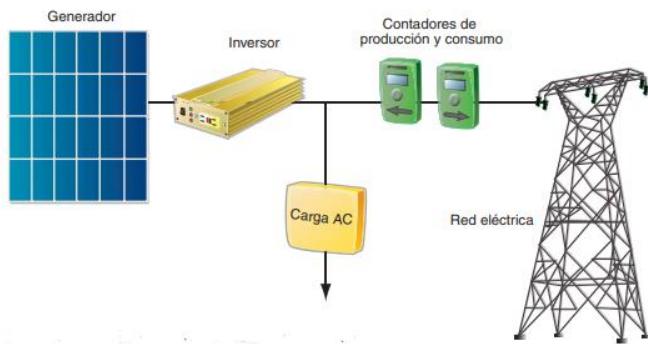


Figura 26 Componentes instalación conectada a red.

### a. PARTES DEL INVERSOR Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO. [67]

Los inversores suelen estar formados por las siguientes partes:

- Filtro de entrada, para amortiguar el rizado de la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC, para adaptar la tensión de salida del generador necesaria para el puente de conmutación.
- Puente inversor, para segmentar la señal continua y transformarla en alterna.
- Filtro de salida, para descartar al máximo posible los armónicos no deseados.
- Transformador, para adaptar la tensión de salida del puente necesaria para la red y proporcionar aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control, para regular la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor.

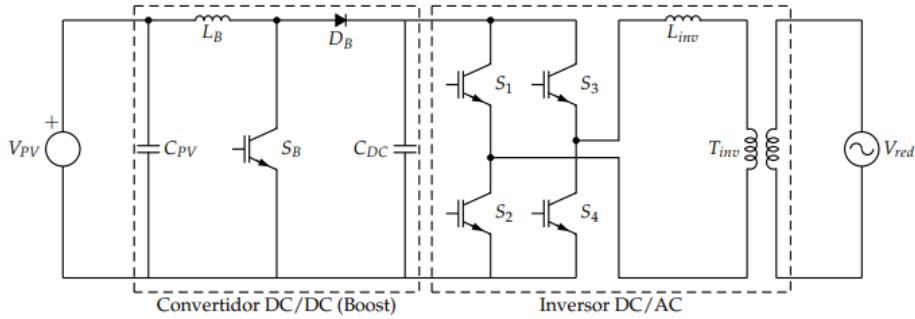


Figura 27 Esquema electrónico de un inversor DC-AC [67].

### Inversores PWM: monofásicos y trifásicos [18], [19], [20].

Los inversores monofásicos constan de cuatro transistores con un diodo en paralelo (diodo de recuperación inversa), como se observa en la Figura 28, y se aprecia un desfase de 180º entre los que se encuentran en la misma rama.

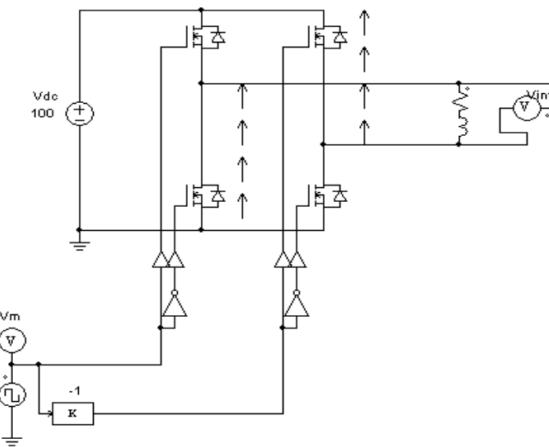


Figura 28 Esquema electrónico de un inversor DC-AC PWM monofásico [18].

La tensión se transforma de continua a alterna debido a la conmutación por pares de transistores de ramas opuestas. Sin embargo, a pesar de que la tensión se invierte, la corriente no es posible a causa del efecto inductivo de la carga, por lo que los diodos de recuperación inversa son estrictamente necesarios para que la corriente fluya por ellos. Asimismo, estos diodos son fundamentales para evitar discontinuidades de corriente, ya que los transistores permiten únicamente la circulación de la corriente en un sentido, y también evitar sobretensiones en los transistores, puesto que permiten en cambio de polaridad en la tensión percibida por la carga.

A pesar de que la frecuencia de salida puede ser fácilmente regulada en los inversores de único pulso, no ocurre lo mismo con el valor de tensión, y dado el gran componente armónico que se produce, se implementa el procedimiento de modulación PWM (Pulse Width Modulation). La modulación PWM supone la contraposición de una onda triangular de alta frecuencia con la onda que se va a modular, de baja frecuencia, lo que da lugar a la conversión de la tensión continua en tensión alterna, con frecuencia y valor eficaz modulables. Cabe destacar que la frecuencia de la onda triangular se relaciona con la frecuencia de interrupción del inversor e interesa que sea muy alta para disminuir la distorsión debida a los armónicos. Este procedimiento se lleva a cabo gracias a las Series de Fourier (Ecuación (27), Ecuación (28) y Ecuación (29)):

$$V_{inv} = \frac{4V_{dc}}{\pi} \left( \sin(\omega t) + \frac{1}{3} \sin(3\omega t) + \frac{1}{5} \sin(5\omega t) + \frac{1}{7} \sin(7\omega t) \dots \right) \quad (27)$$

donde  $\omega = 2\pi f$

$$\text{Valor máximo del primer armónico: } V_{inv,1} = \frac{4V_{dc}}{\pi} \quad (28)$$

$$\text{Valor eficaz máximo del primer armónico: } V_{inv,1 \text{ rms}} = \frac{4V_{dc}}{\pi\sqrt{2}} \quad (29)$$

donde  $V_{dc}$  es la tensión continua que se obtiene de los paneles solares (Voltios),  $\omega$  es la frecuencia angular de la onda (Radianes/segundo),  $t$  es el tiempo (segundos) y  $f$  es la frecuencia de la onda (Hercios, Hz).

Se encuentran dos tipos de PWM:

- Control unipolar: se basa en dos señales de modulación desfasadas 180º entre sí. De este modo, una señal se encarga de regular una de las ramas del inversor en específico y a la salida se encuentra una diferencia de potencial entre los dos terminales, los cuales reciben alternadamente la salida positiva o 0V.

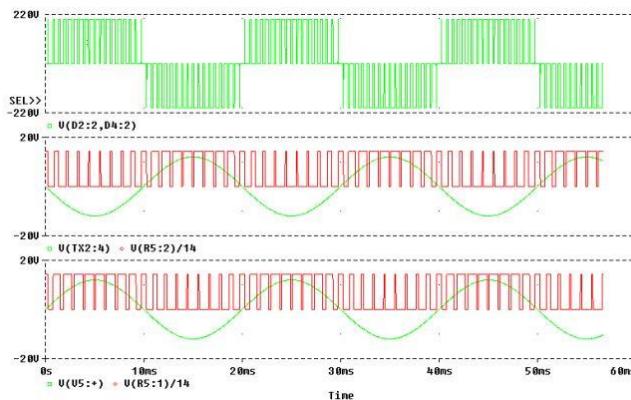


Figura 29 Control monofásico PWM unipolar [19].

- Control bipolar: se basa en una única señal que regula las parejas de transistores. Así, los terminales reciben el valor de la tensión continua, pero con polaridad inversa.

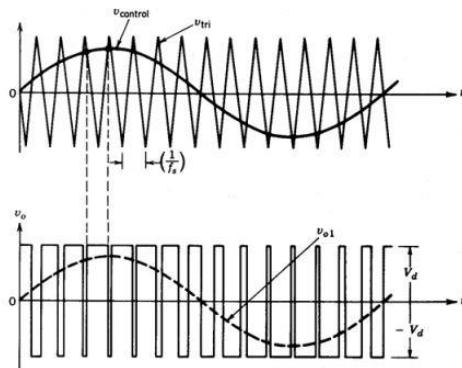


Figura 30 Control monofásico PWM bipolar [20].

Los inversores trifásicos constan de seis transistores con un diodo en paralelo (diodo de recuperación inversa), como se observa en la Figura 31, y se aprecia un desfase de 180º entre los que se encuentran en la misma rama, pero añadiendo también un desfase de 120º entre distintas ramas.

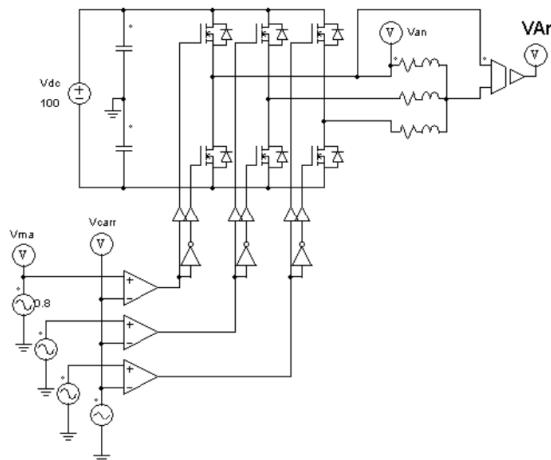


Figura 31 Esquema electrónico de un inversor DC-AC PWM trifásico [18].

Hoy en día, los inversores trifásicos son los más empleados tanto en la industria eléctrica como en sistemas de producción eléctrica a gran escala con energías renovables y su distribución, y como en este proyecto no van a ser utilizados debido a las necesidades de la instalación fotovoltaica, no se le va a dar más importancia. Señalar que la finalidad y planteamiento de regulación de este tipo de dispositivos es el mismo que el del inversor monofásico.

### Inversores MPPT [68].

Tanto si son monofásicos como trifásicos, los inversores MPPT (Maximum Power Point Tracker en inglés) emplean un algoritmo para encontrar el punto de máxima potencia del conjunto de módulos fotovoltaicos a lo largo de un rango de tensiones, el cual varía con el tiempo ya que depende de la irradiación solar y temperatura.

Uno de los métodos para llevar esto a la práctica es el algoritmo de “alterar y observar”, P&O (Perturb and Observe, en inglés), utilizado por su sencillez. Su funcionamiento se basa en observar, es decir, medir la potencia en un punto de trabajo de los paneles solares para alterarlo después y observar de nuevo la potencia en ese punto. Este algoritmo es capaz de determinar el tramo de la curva donde se encuentra el punto de trabajo hasta llegar al punto en el que se produce la máxima potencia, tal como se muestra en la Ecuación (30).

$$Curva P - V: \begin{cases} \text{si } \frac{dP}{dV} > 0 \rightarrow V_{MPP} > V > 0 \\ \text{si } \frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow V = V_{MPP} \\ \text{si } \frac{dP}{dV} < 0 \rightarrow V_{MPP} < V < V_{oc} \end{cases} \quad (30)$$

Otro de los métodos más usados es el algoritmo de “conductancia incremental”, basado en el método anterior, ya que  $P=I \cdot V$  y el coeficiente  $I/V$  expresa la conductancia.

Cabe destacar que este método es más preciso, puesto que, al trabajar con la corriente, se conoce la dirección para reubicar el punto de trabajo tras un cambio de radiación, el cual no se modifica hasta que se perciba una variación de la intensidad. Así, se previenen los desequilibrios por movimientos innecesarios. La Ecuación (31) es la usada por el sistema de control que trabaja con el algoritmo de “conductancia incremental”.

$$Curva I - V: \begin{cases} \text{si } \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \rightarrow V_{MPP} > V > 0 \\ \text{si } \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \rightarrow V = V_{MPP} \\ \text{si } \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \rightarrow V_{MPP} < V < V_{oc} \end{cases} \quad (31)$$

## b. PARÁMETROS FUNDAMENTALES [75].

- Forma de onda, generalmente onda sinusoidal de corriente alterna.
- Fases, puesto que los inversores de baja potencia suelen ser monofásicos mientras que los inversores de alta potencia suelen ser trifásicos. Así mismo, se pueden conectar varios modelos monofásicos para obtener una corriente trifásica.
- Potencia nominal, es la potencia aparente máxima de salida en circunstancias ideales. Su unidad es el Voltio-Amperio. Actualmente, numerosos modelos se diseñan para que puedan conectarse entre sí en paralelo, lo que posibilita incrementar la potencia total del sistema fotovoltaico.
- Potencia activa, es la potencia real máxima de salida en circunstancias ideales, considerando los desfases entre voltaje e intensidad. Su unidad es el Vatio.
- Factor de potencia [15], FP, es la ratio entre la potencia activa y la potencia aparente a la salida del inversor, la cual se representa como el coseno entre estas dos potencias,  $\cos\Phi$ . Idealmente, cuando no existen pérdidas por potencia reactiva, su valor es de 1.

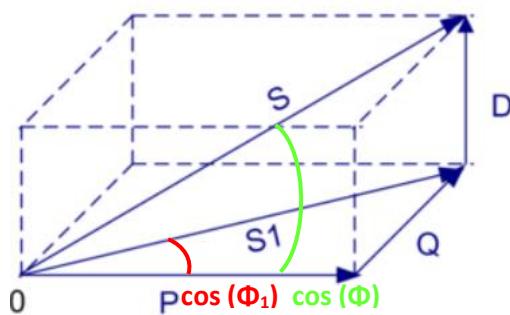


Figura 32 Gráfico de potencias [15].

La Figura 32 muestra la relación de potencias en un circuito lineal ( $S_1$ ) y en un circuito no lineal ( $S$ ), donde  $D$  hace referencia a las distorsiones,  $P$  hace referencia a la potencia activa (con unidad de Vatios, W),  $Q$  hace referencia a la potencia reactiva (con unidad de Voltio-Amperios reactivos, VAR) y  $S$  hace referencia a la potencia aparente (con unidad de Voltio-Amperios, VA).

En los circuitos lineales, las ondas de tensión y corriente son sinusoides puras, por lo que la expresión del factor de potencia es la siguiente (Ecuación (32)):

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}} \quad (32)$$

[22] Sin embargo, las ondas de tensión y corriente no son ideales en los circuitos no lineales, de manera que aparecen corrientes armónicas que generan una tasa de distorsión (THD, porcentaje de la onda en la salida del inversor que experimenta distorsión armónica) y, en consecuencia, a la Ecuación (32) se le debe añadir el componente de distorsión, resultando la siguiente expresión del factor de potencia (Ecuación (33)):

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2 + D^2)}} \quad (33)$$

- Tensión nominal, es la tensión de trabajo a la entrada del inversor, 230V para sistemas monofásicos y 400V para sistemas trifásicos. Su unidad es el Voltio.
- Rendimiento energético (%), es la ratio entre la potencia de salida y la potencia de entrada y hace relación a las pérdidas que tienen lugar en un inversor. Para mejorar el rendimiento energético, es esencial que la potencia nominal del inversor concuerde con la potencia máxima del conjunto de paneles solares, debido a que este valor aumenta cuanto más cercano de su potencia nominal se trabaja. La eficiencia media de los ejemplares que se comercializan en la actualidad ronda el 90%.
- Capacidad de sobrecarga, consiste en el tiempo y la potencia que el inversor puede aportar por encima de la nominal. Este valor es de gran importancia cuando la carga requiere más potencia en el momento de su arranque.

- Autoconsumo (%), es la ratio entre la potencia consumida por el inversor y la potencia nominal.
- Rizado de corriente, es la alteración del valor de la onda cuando se transforma de corriente continua a alterna, ya que se modifica tanto en forma (transformación cualitativa) como en valor (transformación cuantitativa).
- Protecciones:
  - Interruptor automático: mecanismo automático de corte y conexión de la instalación con la distribuidora mediante relés de máxima y mínima tensión correspondientes a la red eléctrica que operan sobre él en presencia de algún problema.
  - Funcionamiento “en isla”: equipo para el funcionamiento del sistema cuando se ha desconectado de la red o su voltaje se encuentra muy inferior al umbral requerido.
  - Limitador de la tensión máxima y mínima.
  - Limitador de la frecuencia máxima y mínima.
  - Protección contra contactos directos.
  - Protección contra sobrecarga.
  - Protección contra cortocircuito.
  - Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.

Conjuntamente a estas protecciones, para facilitar la actuación frente a averías o una operatividad fallida, conviene que el inversor manifieste su estado de operación, por ejemplo, en una pantalla o con señalizadores luminosos.

Además, la supervisión y control del inversor desde un ordenador es una opción muy aconsejable, especialmente cuando la instalación posee sensores que podrían ser fácilmente analizados gracias al ordenador, como información referente a la generación eléctrica, la irradiación solar, etc.

#### Características deseables para un inversor DC-AC [75].

- Alta eficiencia, pues debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad, con alta resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya se ha comentado, debe ser compatible con la red eléctrica.

#### c. TIPOS DE INVERSORES [17], [23].

En general, los inversores pueden clasificarse en cuatro tipos: inversor central o de cadena, inversor multicadena, inversor de cadena e inversor módulo o microinversor.

En primer lugar, el inversor central alude a un solo inversor que trabaja con la energía producida por todos los paneles solares, los cuales deben ser del mismo tipo y tener la misma potencia nominal. El uso principal de los inversores centrales se debe a los proyectos “utility scale”, los

cuales son proyectos de gran escala y alta inversión, con procesos de conexión con el Coordinador Eléctrico Nacional y estudios medio ambientales extensos. [16]

Su principal ventaja es, como se ha explicado, que solo es necesario un dispositivo para todo el sistema fotovoltaico, por lo que la instalación resulta menos costosa, además de ser muy rentables en cuanto a precio-potencia. Los problemas son más sencillos de solucionar, ya que, al haber menos conexiones de cableado, la probabilidad de presentar averías disminuye y, también, tiene la capacidad para presentar códigos de error en el propio dispositivo.

Sin embargo, al estar todos los paneles conectados entre sí, aparece un problema considerable si un módulo sufre de sombreado durante un largo periodo de tiempo, y relacionado con los módulos solares, es imposible que sean monitorizados puesto que no dispone de este tipo de componentes. Del mismo modo, es preciso que el inversor central trabaje cerca de su potencia nominal con el fin de conseguir su máximo rendimiento, por ello, en el futuro puede no ser posible aumentar el tamaño de la instalación fotovoltaica. Se debe añadir que la vida útil de este inversor es relativamente corta (alrededor de 10 años).

El inversor de cadena (String-inverter) trabaja con la energía que genera solamente una rama de paneles solares, los cuales deben ser del mismo tipo y tener la misma potencia nominal, pero, además, tener la misma dirección y orientación ya que, si cuenta con seguidor del punto de máxima potencia, es decir, sistema MPPT, todos los módulos dependen de él.

Son usados habitualmente en proyectos de pequeña escala, como instalaciones de autoconsumo.

Sus ventajas principales son las mismas que las del inversor central: rentabilidad, muy pocos errores de cableado y fácil resolución de problemas. Además, tiene desventajas similares: ineficientes frente a sombras, problemático a la hora de aumentar la capacidad de producción y vida útil limitada en comparación a otros inversores (alrededor de 10 años).

El inversor multicadena (Multistring-inverter) es un inversor de cadena pero que posee diversas entradas independientes para el conexionado de varias cadenas de módulos juntas. Si cuenta con un seguidor MPPT, cada entrada posee un seguidor autosuficiente para cada cadena. Estos dispositivos trabajan en un intervalo superior de voltajes de entrada gracias a su configuración, pero a pesar de ello, pueden tener un rendimiento inferior.

Este dispositivo es el más usado en grandes instalaciones (uso industrial, producción eléctrica a gran escala...) ya que son sencillos de encontrar, mantener y reparar, representando la opción más asequible y estandarizada.

Por último, el inversor módulo, también conocido como microinversor, se focaliza en trabajar únicamente con un panel solar. Son idóneos para emplazamientos con inclinaciones y orientaciones distintas o donde haya dificultades por las sombras.

Su principal ventaja la eficiencia frente a los otros tipos de inversores debido a que simplemente se ocupan de la electricidad producida de forma individual, por lo que, si uno de los módulos tiene inconvenientes, esto no repercute en la producción general y en consecuencia con operar con corrientes pequeñas, los microinversores presentan un riesgo de incendio más bajo. Conjuntamente, si cuenta con un sistema MPPT, cada panel solar se encontrará en su punto de máxima potencia sin estar condicionados por el resto, de manera que el rendimiento se incrementa significativamente. Además, estos dispositivos se diferencian por presentar una gran vida útil (incluso mayor de 20 años) y ofrecen la posibilidad de ampliar el número de módulos fotovoltaicos en el futuro.

Sin embargo, implantar este tipo de inversores en una instalación fotovoltaica supone un coste mayor porque hay comprar tantos como módulos haya, presentando una mayor probabilidad

de averías debido a su localización en el techo frente a las condiciones meteorológicas. Esto supone también una mayor necesidad de mantenimiento.

## Anexo textual III: ¿CÓMO AFECTAN LAS SOMBRA A LOS PANELES FOTOVOLTAICOS?

Es necesario considerar las posibles zonas sombreadas a la vista de colocar los paneles solares puesto que la sombra es el principal problema de estos. Esto se debe a que disminuye la producción de la instalación fotovoltaica a la vez que puede provocar puntos de calor, los cuales provocan un sobrecalentamiento y finalizan con desperfectos en las células del panel solar, por lo que las sombras deben ser evitadas al máximo.

Mediante un sistema en cadena (o string), si la producción de un panel solar se limita, el resultado perjudica a todos los paneles de la cadena. Es decir, los paneles en serie adoptarán el porcentaje de potencia del que esté generando menor potencia ya que la corriente del sistema en cadena está marcada por la de menor intensidad. En términos genéricos, se considera que cuando una celda sufre de sombra, toda la serie también sufre de sombra.

Se puede diferenciar dos tipos de sombreado:

- El sombreado parcial ocurre cuando un obstáculo impide el paso de la luz solar a algunas células fotovoltaicas, por ejemplo, las nubes en movimiento.
- El sombreado total ocurre cuando un obstáculo impide el paso de la luz solar a todas las células fotovoltaicas, por ejemplo, la suciedad.

### a. TECNOLOGÍAS PARA EVITAR LOS EFECTOS DEL SOMBREADO [72].

Actualmente, la tecnología en el campo fotovoltaico permite reducir el impacto de las sombras en cuanto a la producción fotovoltaica gracias a los optimizadores de potencia, sistemas con microinversores o los paneles de célula dividida, además de los diodos de derivación.

- La mayoría de los módulos están equipados con diodos de derivación (diodos de bypass), los cuales ayudan a mantener una potencia estable en caso de sombreado. Su función es dirigir el flujo de corriente para prevenir los posibles fallos de las células afectadas por el sombreado.
- Los optimizadores de potencia son pequeños dispositivos que se colocan junto a cada panel solar y contribuyen a atenuar el riesgo del sombreado, ya que cuando un módulo con optimizador presenta una disminución en su rendimiento, no influenciará a los demás módulos, los cuales seguirán operando a su máxima potencia. Estos dispositivos aumentan la corriente continua que se suministra al inversor solar y pueden ser gestionados y monitoreados de forma independiente para cada placa.
- Los microinversores también son localizados en cada panel fotovoltaico, al igual que permiten su vigilancia y control individualmente. Su trabajo es garantizar que se mantenga el funcionamiento del resto del sistema a máxima potencia cuando el rendimiento de una de las placas se vea reducida.

→ Los paneles solares de célula dividida son células de silicio tradicionales que se han sido cortadas por la mitad mediante láser. El tamaño de la célula es menos que el convencional pero el número de células aumenta, por lo que este tipo de paneles cuentan normalmente con 120 o 144 células. Esta tecnología incrementa la eficiencia de los paneles solares al reducir las pérdidas de energía cuando las células transforman en electricidad de energía proveniente del sol, esto se debe a que, al reducir el tamaño de las células a la mitad, la corriente que estas crean también se reduce a la mitad, dando lugar a pérdidas menores por resistencia a medida que atraviesa tanto las células como los cables del panel solar.

De igual modo, una célula más pequeña es más robusta que una célula más grande. Por esta razón, para aumentar la resistencia total, el tamaño de las células solares es disminuido, evitando así el riesgo de roturas y la aparición de grietas con el tiempo.

Los módulos fotovoltaicos de célula dividida reaccionan mejor ante las sombras siempre y cuando estas solo afecten a una parte del panel. Esto se debe a la existencia de diversos diodos de derivación conectados en el centro del panel, los cuales lo subdividen en dos partes que operan independientemente. En el caso de que una sombra influya en un panel solar de celdas divididas, surge un paso de corriente alternativo que circula por la parte no sombreada, evitándola así.

Asimismo, cuando una célula de un string se encuentra sombreada, puede recibir, en forma de calor, la energía que las demás producen, de manera que pueden aparecer puntos calientes que deterioran el panel si se prolongan demasiado en el tiempo. Sin embargo, doblar el número de strings supone la mitad de energía calorífica, de modo que se mejora la capacidad de soportar los efectos negativos por puntos calientes y aumentar la vida útil del módulo fotovoltaico.

En la Figura 33 se muestra una comparativa entre un panel de célula dividida y un panel tradicional.

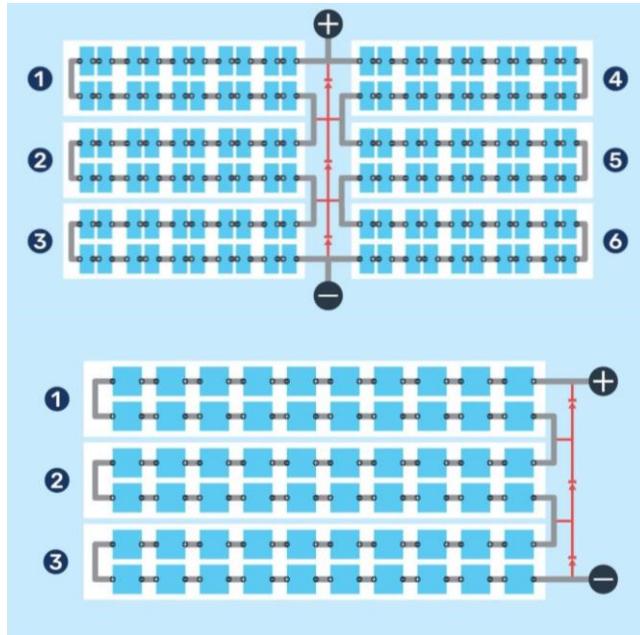


Figura 33 Comparativa entre panel de célula dividida y panel tradicional [4].

El primer panel posee 6 strings de células fotovoltaicas mientras que el segundo panel posee 3 strings. Si una célula no recibe suficiente radiación solar, todas las celdas de

ese string serán perjudicadas, significando solo una sexta parte sufrirá una reducción en su rendimiento del primer panel mientras que esa reducción afectará a un tercio del segundo panel.

### b. POSICIONAMIENTO ADECUADO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Si la sombra tapa completamente el panel o una sombra parcial tapa la fila inferior donde están situados los buses de conexión, no se dará lugar ninguna salida.

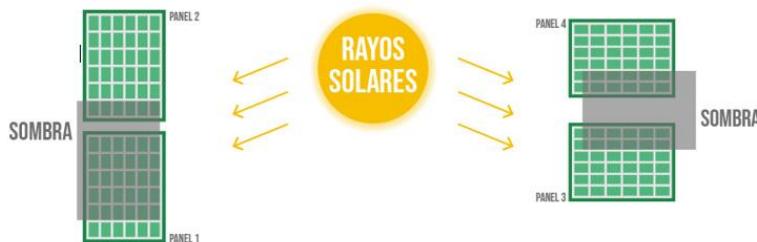


Figura 34 Comparación posición paneles solares [5].

Como se puede observar en la Figura 34, si se sitúan los módulos fotovoltaicos de forma vertical y estos sufren de una sombra parcial, se podrá obtener el 100% de potencia del panel 1 mientras que el panel 2 no generará nada. Sin embargo, si se sitúan los módulos fotovoltaicos de forma horizontal y estos sufren de una sombra parcial, se obtendrá el 100% de potencia del panel 4 mientras que el panel 3 generará la parte proporcional de la parte del panel que no está sombreada.

### c. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

El propósito de este apartado es el análisis de la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

El ángulo de inclinación,  $\beta$ , entendido como el ángulo entre la superficie de los módulos y el plano horizontal, se utiliza para calcular las pérdidas. Este valor es de  $0^\circ$  para los módulos horizontales y de  $90^\circ$  para los verticales. De la misma manera, se utiliza el ángulo Azimuth,  $\alpha$ , entendido como el ángulo entre la normal de la superficie del módulo y el meridiano del emplazamiento. Este valor es de  $0^\circ$  para los módulos orientados al Sur,  $180^\circ$  para los orientados al Norte,  $90^\circ$  para los orientados al Oeste y  $270^\circ$  para los orientados al Este.

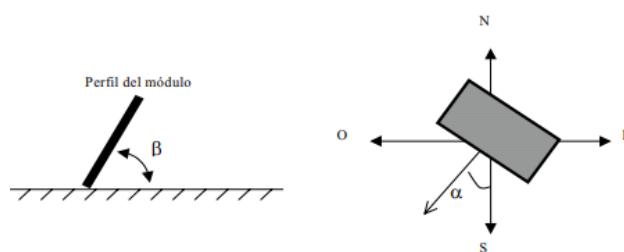


Figura 35 Ángulo de inclinación y ángulo de orientación [1].

Según queda indicado en el Documento Básico para el Ahorro de Energía [1]: “La orientación e inclinación del sistema generador y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la Tabla 3, donde se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica.

- a) Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.
- b) Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos.”

Tabla 3 Pérdidas límite.

Caso	Orientación e inclinación
General	10%
Superposición	20%
Integración arquitectónica	40%

Como se puede comprender, el caso de este estudio es el caso general, por lo que no se podrá tener pérdidas por orientación e inclinación mayores del 10%.

#### Procedimiento.

Primeramente, debe determinarse el ángulo de Azimuth de la instalación. En este proyecto, y como se ha mostrado en la sección de Características Generales, el tejado nº2 posee una orientación de 0º Sur, en cambio, el tejado nº1 posee una orientación de 10º Oeste desde el Sur.

Ahora, debe determinarse mediante la Figura 36 los límites para la inclinación, estando los paneles situados en una latitud de 40,455º y con una inclinación de 60º. En la intersección de un radio con una circunferencia se obtiene un punto ubicado en una de las áreas marcada, a la vez que la leyenda lateral muestra el porcentaje de uso máximo de la energía incidente.

La Figura 36 muestra un caso general con una latitud de 41º, por lo que se dará por válido para la situación de este proyecto. No obstante, de acuerdo con el Documento Básico para el Ahorro de Energía HE 4-3 [2]: “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 + 10º;
- c) demanda preferente en verano: la latitud geográfica – 10º.”

De este modo, posteriormente se deberán realizar unas pequeñas correcciones ya que se pretende optimizar la energía en la temporada de invierno.

Para el emplazamiento de este estudio, suponiendo la latitud de 41º y que las pérdidas máximas son del 10º (lo que supone un aprovechamiento energético mínimo del 90%), corresponde el margen marcado por la línea roja para el tejado nº1, con orientación 10º Oeste; y el margen marcado por la línea verde para el tenado nº2, con orientación 0º.

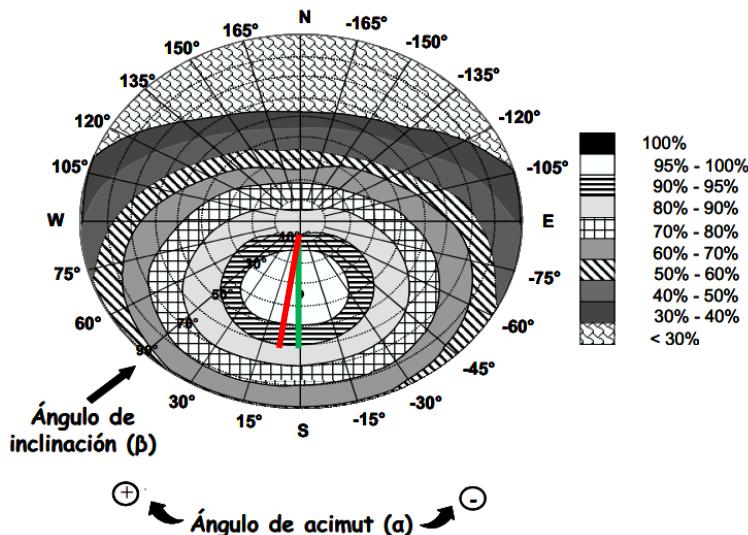


Figura 36 Porcentaje de energía máxima debida a pérdidas de inclinación y orientación [1].

Por ende, se han apuntado en la siguiente tabla las inclinaciones máximas y mínimas de los valores registrados en la Figura 36:

Tabla 4 Límites de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Tejado	Inclinación máxima	Inclinación mínima
nº 1	60º	5º
nº 2	60º	5º

Como se ha explicado con anterioridad, se deben realizar unas correcciones puesto que, para conseguir un mayor aprovechamiento energético en invierno, es necesario modificar la latitud en 10º positivos. Visto que tanto la inclinación máxima como la mínima coinciden en los dos tejados, las modificaciones pertinentes serán idénticas para ambos, donde  $\beta$  es la inclinación y  $\delta$  es la latitud [1].

$$\beta_{\text{máxima}} = \beta(\delta = 41^\circ) - (41^\circ - \delta_{\text{real}}) = 60^\circ - (41^\circ - (40,455^\circ + 10^\circ)) = 69,455^\circ \quad (34)$$

$$\beta_{\text{mínima}} = \beta(\delta = 41^\circ) - (41^\circ - \delta_{\text{real}}) = 5^\circ - (41^\circ - (40,455^\circ + 10^\circ)) = 14,455^\circ \quad (35)$$

La inclinación que se había elegido ( $\beta_{\text{estudio}}=60^\circ$ ) se ajusta dentro de los márgenes calculados, por lo tanto, se va a proceder a calcular las pérdidas en tanto por ciento referentes a esta inclinación y con las orientaciones oportunas, donde  $\alpha$  es la orientación,  $\beta$  es la inclinación y  $\delta$  es la latitud [1].

$$\begin{aligned} \text{pérdidas}_{\text{tejado } n^{\circ}1} &= 100 [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \delta_{\text{invierno}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] = \\ &= 100 \cdot [1,2 \times 10^{-4} \cdot (60 - (40,455 + 10))^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot 10^2] \\ &= 1,4\% \end{aligned} \quad (36)$$

$$\begin{aligned} \text{pérdidas}_{\text{tejado } n^{\circ}2} &= 100 [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \delta_{\text{invierno}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] = \\ &= 100 \cdot [1,2 \times 10^{-4} \cdot (60 - (40,455 + 10))^2] = 1,1\% \end{aligned} \quad (37)$$

En vista de los resultados obtenidos, se puede concluir que las pérdidas en ambos tejados están muy por debajo del límite permitido.

d. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS SOLARES.

A fin de evitar que haya problemas de sombras causados por los propios módulos de dos strings diferentes, es necesario determinar la distancia mínima que debe de existir entre ellos.

Como concepto general, lo que se trata de hacer mediante este estudio es obtener una distancia  $d$  donde no aparezcan sombreado entre filas considerando la época del año en la cual se producen las sombras más largas, es decir, en el solsticio de invierno.

Valorando la Figura 37, se puede deducir la siguiente expresión:

$$d = d_1 + d_2 = l \cdot \cos(\beta) + S \cdot \cos(\gamma_{min}) \quad (38)$$

Como ambos triángulos comparten el mismo cateto opuesto  $h$ :

$$l \cdot \text{sen}(\beta) = S \cdot \text{sen}(\gamma_{min}) \rightarrow S = \frac{l \cdot \text{sen}(\beta)}{\text{sen}(\gamma_{min})} \quad (39)$$

Sustituyendo la expresión obtenida en la Ecuación (39) en la Ecuación (38), se logra la siguiente relación:

$$d = l \cdot \left( \cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\gamma_{min})} \right) \quad (40)$$

Cabe destacar que los tejados del emplazamiento están inclinados ( $\alpha_{tejado\ 1}=20^\circ$ ,  $\alpha_{tejado\ 2}=24^\circ$ ), por lo que se deben incluir estos valores a la hora de realizar los cálculos en este proyecto haciendo uso de la Ecuación (41), donde  $l$  es la longitud del módulo fotovoltaico,  $\beta$  es el ángulo que forma el módulo con la horizontal,  $\gamma_{min}$  es la inclinación mínima del Sol (en la localización del estudio se produce el 21 de diciembre con un valor de  $23^\circ$  como se muestra en la *Tabla 2 de la Memoria* y  $\alpha_{tejado}$  es la inclinación del tejado donde se van a colocar los módulos.

$$d = l \cdot \left( \cos(\beta - \alpha_{tejado}) + \frac{\sin(\beta - \alpha_{tejado})}{\tan(\gamma_{min} + \alpha_{tejado})} \right) \quad (41)$$

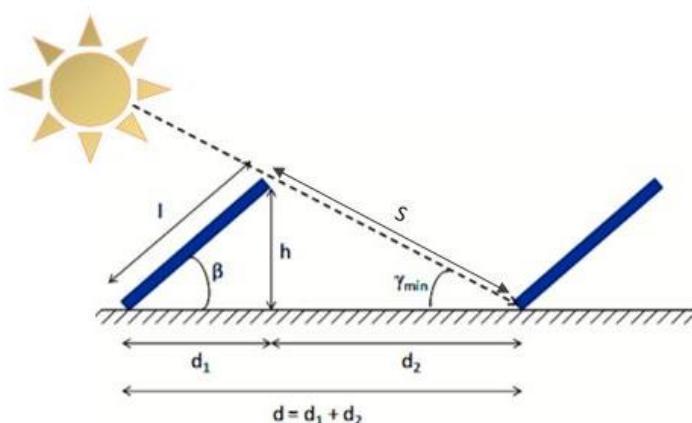


Figura 37 Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos [11].

# Anexo textual IV: ELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

## 1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Tabla 5 Presentación módulos solares.

<b>Fabricante</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>Dimensiones (m)</b>	<b>Precio (€)</b>	<b>Precio/Potencia (€/W)</b>
ATERSA	A-450M GS Mono PERC	450	2,094x1,038	203,06	0,451
TRINA SOLAR	The Vertex MONO MODULE	490	2,176x1,098	222,70	0,454
JA SOLAR	Mono JAM66S30	495	2,094x1,134	214,01	0,432
CANadiansolar	HIKU7 Mono PERC	590	2,172x1,303	257,04	0,436

En los apartados siguientes, se procede a hacer el cálculo del número mínimo necesario de paneles fotovoltaicos para cada uno de los casos explicados con anterioridad. Para ello, es necesario saber cuál es la máxima potencia consumida en cada caso, a la cual se le aplica un coeficiente superior del 20% para minimizar los efectos adversos de bajas irradiancias en días nublados o consumos puntuales mayores a lo que se experimenta actualmente.

Para ello, se conoce la siguiente relación:

$$P_{fotovoltaica} = \frac{\frac{E_{mensual}}{d}}{HSP} \quad (42)$$

donde  $P_{fotovoltaica}$  es la potencia necesaria a generar por los módulos fotovoltaicos (W),  $E_{mensual}$  es la energía conocida o prevista de cada mes (Wh), d es el número de días de un determinado mes y  $HSP$  son las horas solares pico de ese mes (h).

Además, se procede a analizar su distribución óptima en cuanto a espacio para conocer las dimensiones máximas que ocuparían en los tejados a usar, resaltando que el cálculo del largo mínimo del tejado para cada tipo de panel se ha realizado multiplicando el mayor número de paneles en un string por su largura, mientras que el ancho mínimo del tejado para cada tipo de panel se ha realizado de igual manera, pero atendiendo a la Ecuación (11) que considera el espacio mínimo entre dos strings.

### a. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (42) para los diferentes meses del año, se presenta en la Tabla 6 cada uno de los valores obtenidos, donde se observa que el mayor consumo se produce en el mes de enero con  $P_{fotovoltaica}=1,905\text{ kW}$ .

Tabla 6 Potencia fotovoltaica caso actual.

Meses	Potencia fotovoltaica (kW)
Enero	1,905
Febrero	1,721
Marzo	1,403
Abril	1,673
Mayo	1,383
Junio	1,276
Julio	1,238
Agosto	1,061
Septiembre	1,274
Octubre	1,235
Noviembre	1,614
Diciembre	1,754

Tabla 7 Potencia margen caso actual.

Potencia fotovoltaica más desfavorable (kW)	Potencia fotovoltaica más desfavorable con margen del 20% (kW)
1,905	2,286

Aplicando el margen diario del 20%, se debe trabajar con una potencia diaria de 2,286kW para los cálculos futuros.

Como se observa en la Tabla 8, el módulo fotovoltaico de la marca CanadianSolar es el más adecuado puesto que se necesitan solamente cuatro módulos (frente a cinco y seis módulos imprescindibles de las otras marcas) y, comparando el precio, este modelo también es el más económico. En cuanto a las medidas, colocando dos filas de dos paneles cada una en el centro del tejado nº1, se evitarían problemas de sombreado.

A pesar de que el conjunto de los cuatro módulos de CanadianSolar es del que menos potencia sobrante se puede obtener, se considera el más óptimo para la instalación fotovoltaica capaz de generar el consumo actual de la vivienda.

Tabla 8 Elección panel solar para generar el consumo actual.

Tipo de panel	Nº				Potencia total (kW)	Potencia sobrante (kW)	Precio total (€)
	mínimo paneles	Distribución tejado nº1	Largo mínimo tejado nº1 (m)	Ancho mínimo tejado nº1 (m)			
ATERSA	6	3 Y 3	6,282	2,235	2,700	0,414	1218,36
TRINA SOLAR	5	3 Y 2	6,528	2,364	2,450	0,164	1113,50
JA SOLAR	5	3 Y 2	6,282	2,441	2,475	0,189	1070,05
CANADIAN SOLAR	4	2 Y 2	4,344	2,805	2,360	0,074	1028,16

## b. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (42) para los diferentes meses del año, se presenta en la Tabla 9 cada uno de los valores obtenidos, donde se observa que el mayor consumo se produce en el mes de enero con  $P_{fotovoltaica}=2,625\text{ kW}$ .

Tabla 9 Potencia fotovoltaica en caso de adición de vitrocerámicas.

Meses	Potencia fotovoltaica (kW)
Enero	2,625
Febrero	2,366
Marzo	2,030
Abril	2,317
Mayo	2,041
Junio	1,925
Julio	1,832
Agosto	1,636
Septiembre	1,850
Octubre	1,853
Noviembre	2,330
Diciembre	2,474

Tabla 10 Potencia margen en caso de adición de vitrocerámicas.

Potencia fotovoltaica más desfavorable (kW)	Potencia fotovoltaica más desfavorable con margen del 20% (kW)
2,625	3,150

Aplicando el margen diario del 20%, se debe trabajar con una potencia diaria de 3,150kW para los cálculos futuros en el caso de la adición de vitrocerámicas.

Como se observa en la Tabla 11, en este caso no hay un módulo fotovoltaico claramente más adecuado que el resto.

En cuanto a precio, el módulo de la marca JA SOLAR es uno de los más económico y presenta una de las mayores potencias sobrantes, de manera que podría ser interesante para la realización de este proyecto. Sin embargo, la necesidad de conectar entre sí siete módulos en equilibrio es causante de dos situaciones: conectar los siete paneles en paralelo y provocar una corriente muy alta o conectarlos en serie y provocar un voltaje muy elevado. Asimismo, si se entiende este caso como una adición de potencia al caso actual, se deben analizar los paneles solares que se han elegido en el caso anterior.

El panel solar de la marca CanadianSolar destaca en cuanto a solo necesitarse seis paneles (frente a siete módulos imprescindibles de las otras marcas), los cuales se pueden colocar en dos filas de tres paneles cada una en el centro-oeste del tejado nº1, es decir, añadir simplemente un módulo en serie a cada string previamente instalado en el caso anterior. De la misma manera, al requerir un ancho mínimo del tejado menor, se puede dejar más espacio entre strings para garantizar completamente la no existencia de sombras causadas por los propios módulos y por donde puedan transitar tranquilamente los operarios a la hora, tanto de su montaje, como de

ampliaciones y revisiones futuras; hecho impensable con el módulo de la marca JA SOLAR puesto que linda casi el ancho total del tajado nº1, el cual es de 4,50 metros.

Además, el conjunto de los seis módulos de CanadianSolar es del que más potencia sobrante se puede obtener, aunque, comparando el precio, este modelo presenta un coste un poco más elevado. No obstante, haciendo la comparativa de potencia-coste y teniendo en cuenta la sencillez de su colocación en cuanto a espacio, se considera el más óptimo para la instalación fotovoltaica capaz de generar el consumo actual de la vivienda a la vista de adicionar dos vitrocerámicas.

Tabla 11 Elección panel solar para generar el consumo actual con adición de vitrocerámicas.

Tipo de panel	Nº	Distribución tejado nº1	Largo mínimo tejado nº1 (m)	Ancho mínimo tejado nº1 (m)	Potencia	Potencia	Precio total (€)
	mínimo paneles				total (kW)	sobrante (kW)	
ATERSA	7	3, 3 Y 1	6,282	3,674	3,150	0,000	1421,42
TRINA SOLAR	7	3, 3 Y 1	6,528	3,886	3,430	0,280	1558,90
JA SOLAR	7	3, 3 Y 1	6,282	4,014	3,465	0,315	1498,07
CANADIAN SOLAR	6	3 Y 3	6,516	2,805	3,540	0,390	1542,24

c. ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GENERAR EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (42) para los diferentes meses del año, se presenta en la Tabla 12 cada uno de los valores obtenidos, donde se observa que el mayor consumo se produce en el mes de enero con  $P_{fotovoltaica}=5,461\text{ kW}$ .

Tabla 12 Potencia fotovoltaica en caso de adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico.

Meses	Potencia fotovoltaica (kW)
Enero	5,461
Febrero	4,909
Marzo	4,502
Abril	4,855
Mayo	4,634
Junio	4,482
Julio	4,174
Agosto	3,901
Septiembre	4,120
Octubre	4,289
Noviembre	5,154
Diciembre	5,309

Tabla 13 Potencia margen caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico.

Potencia fotovoltaica más desfavorable (kW)	Potencia fotovoltaica más desfavorable con margen del 20% (kW)
5,461	6,553

Aplicando el margen diario del 20%, se debe trabajar con una potencia diaria de 6,553kW para los cálculos futuros en el caso de la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico.

Como se observa en la Tabla 14, el módulo fotovoltaico de JA SOLAR es el más adecuado ya que destaca por ser el más económico y presenta una de las mayores potencias sobrantes. En cuanto a las medidas, cabe destacar que se necesita hacer uso tanto del tejado nº1 como del tejado nº2. Así, colocando tres filas de tres paneles cada una en el centro-oeste del tejado nº1, dos filas de dos paneles cada una en el lado derecho del tejado nº2 y uno en el lado izquierdo de esta, se evitarían problemas de sombreado. No obstante, añadir que la elección de este tipo de módulos fotovoltaicos es adecuada si se realiza la instalación completa desde el principio, debido a que, si se entiende este caso como una ampliación de potencia al caso actual junto con el caso de adición de vitrocerámicas, es más óptimo el aumento del número de paneles solares anteriormente colocados.

El panel solar de la marca CanadianSolar destaca en cuanto a solo necesitarse doce paneles (frente a catorce o quince módulos imprescindibles de las otras marcas), los cuales se pueden colocar en dos filas de cuatro paneles cada una en el centro-oeste del tejado nº1, es decir, añadir simplemente un módulo en serie a cada string previamente instalado en el caso anterior; además de la colocación de cuatro paneles en el tejado nº2 distribuidos en dos filas de dos paneles cada una al lado derecho de la ventana. De la misma manera que se ha comentado en el caso anterior, al requerir un ancho mínimo del tejado nº1 menor, se puede dejar más espacio entre strings para garantizar completamente la no existencia de sombras causadas por los propios módulos, además de un mayor camino para desempeñar las tareas de mantenimiento y ensamblaje de los paneles fotovoltaicos.

Asimismo, el conjunto de los doce módulos de CanadianSolar presenta una potencia sobrante significativa frente al resto a pesar de no tener un coste tan competitivo como su rival. Pese a esto, considerando la sencillez de su colocación en cuanto a espacio y el balance potencia-precio que muestra, se considera el más óptimo para la instalación fotovoltaica capaz de generar el consumo actual de la vivienda a la vista de adicionar dos vitrocerámicas y un punto de carga para un vehículo eléctrico.

Tabla 14 Elección de panel solar para generar el consumo actual con adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico.

Tipo de panel	Nº				Potencia tejado nº1 (kW)
	mínimo paneles	Distribución tejado nº1	Largo mínimo tejado nº1 (m)	Ancho mínimo tejado nº1 (m)	
ATERSA	15	4, 3 Y 3	8,376	3,674	4,500
TRINA SOLAR	14	3, 3 Y 3	6,528	3,886	4,410
JA SOLAR	14	3, 3 Y 3	6,282	4,014	4,455
CANADIAN SOLAR	12	4 Y 4	8,688	2,805	4,720

Distribución tejado nº3	Largo mínimo tejado nº2 (m)	Ancho mínimo tejado nº2 (m)	Potencia tejado nº2 (kW)	Potencia total (kW)	Potencia restante (kW)	Precio total (€)
3 Y 2	6,282	2,235	2,250	6,750	0,197	3045,90
3 Y 2	6,528	2,364	2,450	6,860	0,307	3117,80
3 Y 2	6,282	2,441	2,475	6,930	0,377	2996,14
2 Y 2	4,344	2,805	2,360	7,080	0,527	3084,48

## 2. ACUMULADORES ELÉCTRICOS O BATERÍAS.

Tabla 15 Principales características US5000.

Nº de módulos	Energía utilizable (kWh)	Máxima corriente de salida (A)	Voltaje nominal (V)	Eficiencia ida/vuelta (DOD) (%)	Precio (€)
1	4,80	120	48	95	1507,31

En los apartados siguientes, se procede a hacer el cálculo del número mínimo necesario de acumuladores eléctricos para cada uno de los casos explicados con anterioridad. Debido a lo cual, es preciso saber cuál es la energía total producida en la instalación en cada caso.

Para ello, se conoce la siguiente relación:

$$E_{fotovoltaica\ diaria} = P_{fotovoltaica} \cdot HSP \quad (43)$$

donde  $E_{fotovoltaica\ diaria}$  es la energía producida en un día por la instalación fotovoltaica (Wh),  $P_{fotovoltaica}$  es la potencia necesaria a generar por los módulos fotovoltaicos (W) y  $HSP$  son las horas solares pico de ese mes (h).

A su vez, es imprescindible conocer la capacidad mínima que debe poseer el grupo de baterías en conjunto para aportar la energía demandada en el periodo de tiempo donde los paneles solares no están en funcionamiento, a la cual se le aplica un coeficiente superior del 20% para minimizar los efectos adversos que se producen durante el proceso.

Para ello, se conoce la siguiente relación:

$$C_{min\ baterías} = \frac{E_{fotovoltaica\ diaria} \cdot \vartheta}{DOD \cdot V} \quad (44)$$

donde  $C_{min\ baterías}$  es la capacidad mínima que debe de tener el conjunto de acumuladores eléctricos (Ah),  $E_{fotovoltaica\ diaria}$  es la energía producida en un día por la instalación fotovoltaica (Wh),  $\vartheta$  es el porcentaje de energía que se demanda fuera de las horas de radiación solar en el caso más desfavorable (invierno),  $DOD$  es la profundidad de descarga en porcentaje y  $V$  es el voltaje nominal de la batería (V).

Por último, es importante determinar la energía mínima que debe poseer el grupo de baterías en conjunto, lo cual se realiza mediante la Ecuación 16, a la cual se le aplica un coeficiente superior del 20% para minimizar los efectos adversos que se producen durante el proceso.

$$E_{min\ baterías} = E_{fotovoltaica\ diaria} \cdot \vartheta \quad (45)$$

donde  $E_{min\ baterías}$  es la energía mínima que debe almacenar el conjunto de acumuladores eléctricos (Ah),  $E_{fotovoltaica\ diaria}$  es la energía producida en un día por la instalación fotovoltaica (Wh) y  $\vartheta$  es el porcentaje de energía que se demanda fuera de las horas de radiación solar en el caso más desfavorable (invierno).

Mediante los valores obtenidos en la Figura 3, se ha calculado que el porcentaje diario de energía utilizada fuera del periodo de radiación solar es  $\vartheta=56\%$ , valor empleado para los futuros cálculos.

### a. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA CON CONSUMO ACTUAL.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (43) y teniendo en cuenta el caso más desfavorable, es decir, el mes de enero, se presenta en la Tabla 16 la cantidad de energía fotovoltaica imprescindible para hacer frente a la mayor demanda eléctrica anual, con valor de  $E_{fotovoltaica\ diaria\ actual}=11,068\text{ kWh}$ .

Tabla 16 Energía fotovoltaica diaria caso actual.

Energía fotovoltaica total diaria generada en el caso más desfavorable (kWh)	Potencia fotovoltaica total generada (kW)	Hora solar punta en el caso más desfavorable (h)
11,068	2,360	4,69

Haciendo uso de la Ecuación (44) y de la Ecuación (45), y aplicando a ambas el coeficiente superior del 20%, se ha llegado a la conclusión de ser necesarios dos acumuladores eléctricos para cumplir los requerimientos energéticos de la vivienda, es decir,  $C_{min\ baterías}=163,113\text{ Ah}$  y  $E_{min\ baterías}=7,438\text{ kWh}$ .

Tabla 17 Capacidad y energía mínima caso actual.

Nº mínimo de baterías	Capacidad mínima baterías (Ah)	Capacidad grupo baterías a instalar (Ah)	Energía mínima baterías (kWh)	Energía grupo baterías a instalar (kWh)	Precio total (€)
2	163,113	200	7,438	9,600	3014,62

### b. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (43) teniendo en cuenta el caso más desfavorable, es decir, el mes de enero, se presenta en la Tabla 18 la mayor de energía fotovoltaica imprescindible para hacer frente a la mayor demanda eléctrica anual, con valor de  $E_{fotovoltaica\ diaria\ vitrocerámicas}=16,603\text{ kWh}$ .

Tabla 18 Energía fotovoltaica diaria caso actual con adición de vitrocerámicas.

Energía fotovoltaica total diaria generada en el caso más desfavorable (kWh)	Potencia fotovoltaica total generada (kW)	Hora solar punta en el caso más desfavorable (h)
16,603	3,540	4,69

Haciendo uso de la Ecuación (44) y de la Ecuación (45), y aplicando a ambas el coeficiente superior del 20%, se ha llegado a la conclusión de ser necesarios tres acumuladores eléctricos para cumplir los requerimientos energéticos de la vivienda, es decir,  $C_{min\ baterías}=244,670\text{ Ah}$  y  $E_{min\ baterías}=11,157\text{ kWh}$ .

Tabla 19 Capacidad y energía mínima caso actual con adición de vitrocerámicas.

Nº mínimo de baterías	Capacidad mínima baterías (Ah)	Capacidad grupo baterías a instalar (Ah)	Energía mínima baterías (kWh)	Energía grupo baterías a instalar (kWh)	Precio total (€)
3	244,670	300	11,157	14,400	4521,93

c. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICA Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Para llevar a cabo este apartado del proyecto se debe suponer el empleo de 3,150kW como potencia solicitada para uso doméstico (Tabla 10), lo que equivale a la generación de 14,774kWh de los módulos fotovoltaicos diariamente (Ecuación (43)) en el caso más desfavorable, es decir, el mes de enero. En el caso del vehículo eléctrico, este dispone de 66,50kWh de energía en cuanto a su batería, y como se ha explicado en el *apartado c del Anexo textual I*, se puede realizar la hipótesis de cinco días de independencia de carga, por lo que se decide que esta sea cargada cada cinco días.

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (43), se presenta en la Tabla 20 la cantidad de energía fotovoltaica imprescindible para hacer frente a la mayor demanda eléctrica anual, con valor de  $E_{fotovoltaica\ diaria\ vitrocerámicas\ y\ vehículo}=33,205\text{kWh}$ .

Tabla 20 Energía fotovoltaica diaria caso adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico.

Energía fotovoltaica total diaria generada en el caso más desfavorable (kWh)	Potencia fotovoltaica total generada (kW)	Hora solar punta en el caso más desfavorable (h)
33,205	7,080	4,69

Para garantizar el consumo actual más el consumo de las dos vitrocerámicas y el punto de carga para un vehículo eléctrico, se debe hacer uso tanto del tejado nº1 como del tejado nº2, produciendo una potencia de 4,720kW (22,137kWh) y 2,360kW (11,068kWh) respectivamente como se ha explicado anteriormente (Tabla 14).

Sin embargo, para asegurar la demanda de la vivienda son solamente imprescindibles 8,273kWh diarios, es decir, el 56% ( $\vartheta=56\%$ ) de la energía diaria demandada. Conjuntamente, se tienen en cuenta los  $66,500\text{kWh}_{\text{batería\ vehículo}}/5\text{ días}=13,300\text{kWh}$  diarios necesarios para la recarga del vehículo eléctrico, dando lugar al almacenaje de 21,573kWh en baterías.

De acuerdo a los valores recién explicados y haciendo uso de la Ecuación (44) y de la Ecuación (45), con  $\vartheta=100\%$  y aplicando a ambas el coeficiente superior del 20%, se ha llegado a la conclusión de ser necesarios seis acumuladores eléctricos para cumplir los requerimientos energéticos explicados, es decir,  $C_{\min\ baterías}=567,715\text{Ah}$  y  $E_{\min\ baterías}=25,888\text{kWh}$ .

Tabla 21 Capacidad y energía mínima caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de recarga de un vehículo eléctrico.

Nº mínimo de baterías	Capacidad mínima baterías (Ah)	Capacidad grupo baterías a instalar (Ah)	Energía mínima baterías (kWh)	Energía grupo baterías a instalar (kWh)	Precio total (€)
6	567,715	600	25,888	28,800	9043,86

### 3. INVERSORES DC-AC.

Con la finalidad de realizar la selección del inversor para cada caso en específico, hay que tener en cuenta las dimensiones de la instalación fotovoltaica. Para ello, es necesario conocer la intensidad de consumo del regulador (Ecuación (46)), así como la intensidad máxima de carga del regulador, la cual es la máxima corriente producida por el conjunto fotovoltaico. También es imprescindible que el máximo voltaje en circuito abierto del regulador supere a la tensión máxima de los paneles solares, es decir,  $V_{oc\ regulador} > V_{oc\ fotovoltaico}$ .

$$I_{consumo\ regulador} = \frac{P_{fotovoltaica}}{V_{batería}} \quad (46)$$

donde  $I_{consumo\ regulador}$  es la intensidad máxima de trabajo (carga y descarga) (A),  $P_{fotovoltaica}$  es la potencia necesaria a generar por los módulos fotovoltaicos (W) y  $V_{batería}$  es el voltaje nominal de la batería (V).

#### a. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL.

Primeramente, se debe conocer la forma de conexión de los paneles solares para elegir un inversor-cargador coherente a los valores de producción. Acorde a la elección de cuatro módulos fotovoltaicos del fabricante CanadianSolar, se decide realizar la siguiente conexión en el tejado nº1:

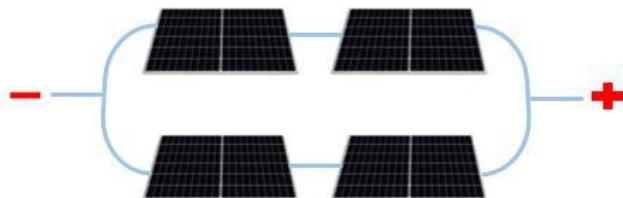


Figura 38 Esquema conexionado módulos fotovoltaicos tejado nº1 caso actual.

Así pues, se presentan en la Tabla 22 los valores más relevantes presentados en la hoja de características del módulo escogido, además de los resultantes de su conexión.

Tabla 22 Características generales módulos fotovoltaicos caso actual.

Tipo de panel	Potencia total (kW)	Potencia máxima potencia, $V_{mp}$ (V)	Corriente máxima potencia, $I_{mp}$ (A)	Voltaje circuito abierto, $V_{oc}$ (V)	Corriente cortocircuito, $I_{sc}$ (A)	Máximo voltaje total (V)	Máxima corriente total (A)
CANadiansolar	0,59	2,36	17,11	40,90	18,37	81,80	36,74

Teniendo en cuenta las necesidades del consumo actual de la vivienda y en vista de lo anteriormente explicado, se ha tomado la decisión de la instalación del inversor Axpert MKS 3K-48 Plus del fabricante Voltronic Power. Este es un dispositivo con cargador incluido, el cual está diseñado para ser empleado en instalación de aislada y capaz de trabajar con baterías de 48V de voltaje nominal. Asimismo, incluye un sistema MPPT (Maximum Power Point Tracking) que garantiza el funcionamiento del conjunto de paneles solares en su punto de máxima potencia.

En la Tabla 23 se muestran los parámetros más relevantes de este dispositivo en comparación con los que demanda la instalación fotovoltaica.

Tabla 23 Características inversor caso actual.

Máxima potencia inversor (kW)	Máxima potencia fotovoltaica (kW)	Máxima potencia usuarios con margen del 20% (kW)	Máximo voltaje fotovoltaico (V)	Máximo voltaje cargador del inversor (V)
3,000	2,360	3,000	81,80	145,00

Intensidad máxima de carga (A)	Máxima corriente fotovoltaica cargador del inversor (A)	Intensidad consumo cargador (A)	Máxima corriente cargador del inversor (A)	Precio (€)
44,09	60,00	49,17	75,00	694,89

## b. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS.

Acorde a la elección de seis módulos fotovoltaicos del fabricante CanadianSolar, se decide realizar la siguiente conexión en el tejado nº1:

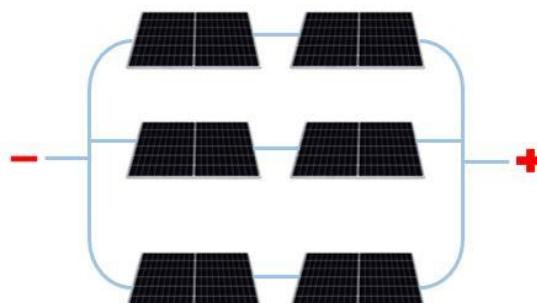


Figura 39 Esquema conexión módulos fotovoltaicos tejado nº1 caso adición de vitrocéramicas.

Así pues, se presentan en la Tabla 24 los valores más relevantes presentados en la hoja de características del módulo escogido, además de los resultantes de su conexión.

Tabla 24 Características generales módulos fotovoltaicos caso actual con adición de vitrocerámicas.

<i>Tipo de panel</i>	<b>Potencia total (kW)</b>	<b>Potencia máxima potencia, <math>V_{mp}</math> (V)</b>	<b>Voltaje máxima potencia, <math>I_{mp}</math> (A)</b>	<b>Voltaje circuito abierto, <math>V_{oc}</math> (V)</b>	<b>Corriente cortocircuito <math>I_{sc}</math> (A)</b>	<b>Máximo voltaje total (V)</b>	<b>Máxima corriente total (A)</b>
CANADIAN SOLAR	0,59	3,54	34,50	17,11	40,90	18,37	81,80 55,11

Este caso se ha querido tratar como una pequeña extensión del caso anterior en cuanto a potencia, puesto que en las hojas de características del inversor modelo Axpert MKS 3K-48 Plus del fabricante Voltronic Power (inversor escogido en el caso anterior) se especifica que pueden trabajar hasta nueve dispositivos en paralelo, de modo que se decide reutilizar el inversor ya instalado y adquirir otro idéntico para configurarlos en paralelo, de manera que se duplica la potencia y corriente grupal respecto a la admitida por un único inversor, mientras que el voltaje grupal se mantiene constante al admitido por un único inversor.

En la Tabla 25 se muestran los parámetros más relevantes de esta conexión de dispositivos en comparación con los que demanda la instalación fotovoltaica.

Tabla 25 Características inversor caso adición de vitrocerámicas.

<b>Máxima potencia inversor (kW)</b>	<b>Máxima potencia fotovoltaica (kW)</b>	<b>Máxima potencia usuarios con margen del 20% (kW)</b>	<b>Máximo voltaje fotovoltaico (V)</b>	<b>Máximo voltaje cargador del inversor (V)</b>
2x3,000=6,000	3,540	5,700	81,80	145,00
<b>Intensidad máxima de carga (A)</b>	<b>Máxima corriente fotovoltaica cargador del inversor (A)</b>	<b>Intensidad consumo cargador (A)</b>	<b>Máxima corriente cargador del inversor (A)</b>	<b>Precio (€)</b>
66,13	2x60,00=120,00	73,75	2x75,00=150,00	2x694,89=1389,78

### c. ELECCIÓN DEL INVERSOR PARA EL CONSUMO ACTUAL CON LA ADICIÓN DE VITROCERÁMICAS Y PUNTO DE CARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.

Acorde a la elección de doce módulos fotovoltaicos del fabricante CanadianSolar, se decide realizar las siguientes conexiones tanto en el tejado nº1 como en el tejado nº2:

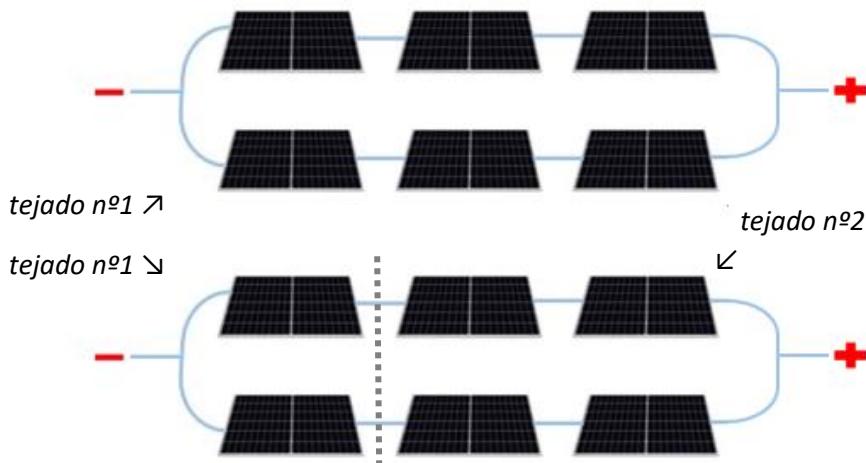


Figura 40 Esquema conexionado módulos fotovoltaicos tejado nº1 y tejado nº2 caso actual con adición de vitrocerámicas y punto de recarga para un vehículo eléctrico.

Así pues, se presentan en la Tabla 26 los valores más relevantes presentados en la hoja de características de módulo escogido, además de los resultantes de su conexión.

Tabla 26 Características generales módulos fotovoltaicos caso adición de vitrocerámicas y punto de recarga para un vehículo eléctrico.

Tipo de panel	Potencia (kW)	Potencia total (kW)	Voltaje	Corriente	Voltaje	Corriente	Máximo	Máxima
			máxima potencia, $V_{mp}$ (V)	máxima potencia, $I_{mp}$ (A)	circuito abierto, $V_{oc}$ (V)	cortocircuito, $I_{sc}$ (A)	voltaje total (V)	corriente total (A)
CANADIANSOLAR	0,59	7,08	34,50	17,11	40,90	18,37	122,70	36,74

Para trabajar con la energía producida por los paneles, se ha tomado la decisión de la instalación del inversor Axpert MAX II 8000 del fabricante Voltronic Power. Este es un dispositivo con cargador incluido, el cual está diseñado para ser empleado en instalaciones de aislada y capaz de trabajar con baterías de 48V de voltaje nominal. Asimismo, incluye dos sistemas MPPT (Maximum Power Point Tracking) que garantizan el funcionamiento del conjunto de paneles solares en su punto de máxima potencia para dos grupos diferentes de módulos solares.

En la Tabla 27 se muestran los parámetros más relevantes de este dispositivo en comparación con los que demanda la instalación fotovoltaica.

Tabla 27 Características inversor tejado nº1 y tejado nº2 caso actual con adición de dos vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico.

Máxima potencia inversor (kW)	Máxima potencia fotovoltaica (kW)	Máxima potencia usuarios con margen del 20% (kW)	Máximo voltaje fotovoltaico (V)	Máximo voltaje cargador del inversor (V)
2x4,000=8,000	2x3,540=7,080	7,420	122,70	500,00

Intensidad máxima de carga (A)	Máxima corriente fotovoltaica cargador del inversor (A)	Intensidad consumo cargador (A)	Máxima corriente cargador del inversor (A)	Precio (€)
44,09	150,00	73,75	150,00	1340,99

### Comprobación de parámetros de los inversores elegidos respecto al número de módulos fotovoltaicos.

Al comprobar los valores característicos del número de módulos fotovoltaicos que se van a colocar en serie en el mismo string, se debe garantizar que la tensión que estos producen no exceda el rango de tensión de entrada del inversor. Por otra parte, el número de paralelos de strings ha de ser de tal manera que no se supere la corriente máxima de entrada del inversor, ya que, si esto pasara, éste sería susceptible a interrumpir su operatividad.

Seguidamente, se va a revisar la elección de paneles solares tanto en serie como en paralelo de manera que las condiciones citadas a continuación se cumplan, considerando las características técnicas del inversor elegido conjuntamente con los coeficientes de temperatura de los módulos tanto para el punto de máxima potencia como para la corriente de cortocircuito y la tensión en circuito abierto.

Todo ello se va a realizar teniendo en cuenta una temperatura máxima exterior de 45°C y una temperatura mínima exterior de -15°C, las cuales son acompañadas por alrededor de 700W/m<sup>2</sup> de irradiación solar. Así, el valor de temperatura al cual se encontrarán las células fotovoltaicas a máxima (Ecuación (48)) y mínima (Ecuación (49)) temperatura es:

$$T_{módulo} = T_a + G \cdot \frac{(NMOT - 25)}{800} \quad (47)$$

donde  $T_a$  es la temperatura máxima exterior (°C),  $G$  es la radiación solar (W/m<sup>2</sup>) y  $NMOT$  es la temperatura nominal de operación del módulo (Nominal Module Operating Temperature en inglés) (°C).

$$T_{módulo \text{ máxima}} = 45 + 700 \cdot \frac{(41 - 25)}{800} = 59^{\circ}\text{C} \quad (48)$$

$$T_{módulo \text{ mínima}} = -15 + 700 \cdot \frac{(41 - 25)}{800} = -1^{\circ}\text{C} \quad (49)$$

La corriente máxima de entrada del inversor no puede ser superada por la corriente máxima de cortocircuito fotovoltaica generada.

$$I_{max_{inversor}} > Isc_{Tmax} \times n^{\circ}_{paralelos} \quad (50)$$

$$Isc_{Tmax} = Isc_{(STC)} \times \left(1 + \Delta T \frac{\alpha}{100}\right) \rightarrow$$

$$Isc_{Tmax} = 18,37 \times \left(1 + (45 - 25) \frac{0,05}{100}\right) = 18,55A \quad (51)$$

Tabla 28 Condición corriente máxima.

Suposición	$I_{max_{inversor}} \text{ (A)}$	$Isc_{Tmax \text{ total}} \text{ (A)}$	¿Se cumple la condición?
Caso actual	60,00	$2 \times 18,55 = 37,10$	Sí
Caso vitrocerámicas	$2 \times 60,00 = 120,00$	$3 \times 18,55 = 55,65$	Sí
Caso vitro + punto carga	150,00	$2 \times 18,55 = 37,10$	Sí

Como se muestra en la Tabla 28, la corriente máxima de cortocircuito fotovoltaica generada en la situación de temperatura más desfavorable es inferior en todos los casos a la corriente máxima de entrada de los inversores elegidos, por lo tanto, cumplen la condición.

La tensión máxima de entrada del inversor no puede ser superada por la tensión máxima de circuito abierto fotovoltaica generada.

Esta situación será influida por los módulos conectados en serie, los cuales deberán ser observados en invierno, puesto que, en esta estación, sufrirán la temperatura mínima anual.

$$V_{max_{inversor}} > V_{oc_{Tmin}} \times n_{series} \quad (52)$$

$$V_{oc_{Tmin}} = V_{oc(STC)} \times \left(1 + \Delta T \frac{\beta}{100}\right) \rightarrow$$

$$V_{oc_{Tmin}} = 40,9 \times \left(1 + (-15 - 25) \frac{(-0,26)}{100}\right) = 45,15V \quad (53)$$

Tabla 29 Condición tensión máxima.

Suposición	V <sub>max<sub>inversor</sub></sub> (V)	V <sub>oc<sub>Tmin</sub></sub> total (V)	¿Se cumple la condición?
Caso actual	145,00	2 x 45,15=90,30	Sí
Caso vitrocerámicas	145,00	2 x 45,15=90,30	Sí
Caso vitro + punto carga	500,00	3 x 45,15=135,45	Sí

Como se muestra en la Tabla 29, la tensión máxima de circuito abierto fotovoltaica generada en la situación de temperatura más desfavorable es inferior en todos los casos a la tensión máxima de entrada de los inversores elegidos, por lo tanto, cumplen la condición.

La tensión fotovoltaica generada debe estar comprendida entre los límites de tensión del inversor.

Cuando los módulos fotovoltaicos lleguen a la temperatura máxima, es decir, en verano, se producirá la tensión mínima a máxima potencia mientras que cuando los módulos fotovoltaicos lleguen a la mínima temperatura, es decir, en invierno, se producirá la tensión máxima a máxima potencia.

Cabe destacar que estos valores son dependientes del número de placas en serie que vayan a colocarse.

$$V_{MP\_min_{inversor}} < V_{MP\_min_{Tmax}} \times n_{series} \quad (54)$$

$$V_{MP\_min_{Tmax}} = V_{MP(STC)} \times \left(1 + \Delta T \frac{\beta}{100}\right) \rightarrow$$

$$V_{oc_{Tmin}} = 34,5 \times \left(1 + (45 - 25) \frac{(-0,34)}{100}\right) = 32.15V \quad (55)$$

Tabla 30 Condición tensión límite inferior.

Suposición	VMP_min <sub>inversor</sub> (V)	VMP <sub>min<sub>Tmax total</sub></sub> (V)	¿Se cumple la condición?
Caso actual	60,00	2 x 32,15=64,30	Sí
Caso vitrocerámicas	60,00	2 x 32,15=64,30	Sí
Caso vitro + punto carga	90,00	3 x 32,15=96,45	Sí

Como se muestra en la Tabla 30, la tensión mínima fotovoltaica generada en la situación de mayor temperatura es superior en todos los casos a la tensión límite inferior de entrada de los inversores elegidos, por lo tanto, cumplen la condición.

$$VMP_{max_{inversor}} > VMP_{max_{Tmin}} \times n^o_{series} \quad (56)$$

$$VMP_{max_{Tmin}} = VMP_{(STC)} \times \left(1 + \Delta T \frac{\beta}{100}\right) \rightarrow \quad (57)$$

$$Voc_{Tmin} = 34,5 \times \left(1 + (-15 - 25) \frac{(-0,34)}{100}\right) = 39,19V$$

Tabla 31 Condición tensión límite superior.

Suposición	VMP_max <sub>inversor</sub> (V)	VMP <sub>max<sub>Tmin total</sub></sub> (V)	¿Se cumple la condición?
Caso actual	115,00	2 x 39,16=78,38	Sí
Caso vitrocerámicas	115,00	3 x 39,16=78,38	Sí
Caso vitro + punto carga	450,00	4 x 39,16=117,57	Sí

Como se muestra en la Tabla 31, la tensión máxima fotovoltaica generada en la situación de menor temperatura es inferior en todos los casos a la tensión límite superior de entrada de los inversores elegidos, por lo tanto, cumplen la condición.

A efectos teóricos, se observa que los inversores cumplen todos los requisitos necesarios para ser conectados al conjunto de paneles solares elegidos.

## Anexo textual V: PUNTO DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Un vehículo eléctrico es, como su propio nombre indica, un vehículo impulsado por, al menos, un motor eléctrico, el cual aplica la energía eléctrica acumulada en baterías recargables para convertirla en energía cinética.

### a. CATEGORÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS [41], [42].

Actualmente, existen cuatro categorías de vehículos eléctricos: BEV, HEV, PHEV y FCEV.

#### *Vehículo eléctrico de batería (BEV, battery electric vehicle).*

Este tipo de vehículo posee motores completamente eléctricos puesto que utilizan la energía acumulada en su sistema de baterías, normalmente de tecnología ión-litio, las cuales son recargables mediante una red eléctrica o energía en corriente alterna proveniente por una instalación de energía renovable.

En cuanto a emisiones, la principal contaminación de los BEV se debe a la carga de las baterías, puesto que no emite gases de escape. Así pues, las emisiones totales asociadas a los BEV son inferiores a los vehículos de combustión, sobre todo si la electricidad se genera a partir de fuentes de energía renovable.

#### *Vehículo eléctrico con pila de combustible (FCEV, fuel cell electric vehicle).*

Este tipo de vehículo emplea el uso de hidrógeno como única fuente de energía. Sin embargo, es el vehículo eléctrico menos experimentado en este campo.

#### *Vehículo híbrido eléctrico (HEV, hybrid electric vehicle).*

Este tipo de vehículo posee un motor eléctrico y a su vez, un motor de combustión interna convencional (diésel o gasolina), por lo que en su interior se localiza tanto acumuladores eléctricos que alimentan al motor eléctrico como un tanque de combustible para alimentar al motor de combustión interna. Funciona de manera mixta, con etapas donde se emplea el motor eléctrico si hay suficiente energía acumulada en las baterías, y otras donde se emplea el motor de combustión. Asimismo, también pueden funcionar en el denominado “modo combinado”, el cual permite usar combustible y electricidad conjuntamente para alimentar al vehículo mientras la batería tenga carga.

Cabe destacar que las baterías se recargan mediante la energía que produce el motor de combustión y mediante la que recupera al frenar. Sin embargo, en cuanto a emisiones, los HEV emiten gases de escape cuando utilizan el motor de combustión.

#### *Vehículo híbrido eléctrico enchufable (PHEV, plug-in hybrid electric vehicle).*

Este tipo de vehículo funciona de la misma forma que los HEV con una única diferencia: su sistema de baterías tiene la posibilidad de ser recargadas mediante una red eléctrica o energía en corriente alterna proveniente por una instalación de energía renovable.

Su principal ventaja es que posee una gran autonomía de forma eléctrica al poder ser recargable, pero a su vez existe la posibilidad de emplearlo de forma híbrida.

## b. COMPONENTES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO [38], [39].

Los anteriores tipos de vehículos eléctricos se componen generalmente de:

- Unidad central de control: se encarga de administrar todos los sistemas del vehículo, así como la unidad de gestión de la batería, el flujo de electricidad entre la batería y el motor y el funcionamiento del cargador.
- Unidad de control del motor: se encarga de controlar la velocidad y el par del motor regulando el flujo de electricidad entre la batería y el motor eléctrico. Normalmente, esta regulación es bidireccional, ya que puede enviar energía al motor a la vez que puede obtener energía en las fases de frenada regenerativa.
- Motor eléctrico:
  - Los motores asíncronos se caracterizan por la diferencia entre las velocidades de giro del campo magnético generado por el estator y el del rotor, el cual puede ser tipo bobinado o jaula de ardilla. Este modelo de motor es muy eficiente y fiable pese a su bajo coste. No obstante, presenta un par de arranque no muy elevado, además de una densidad de potencia limitada comparada con su tamaño. El motor asíncrono es el más utilizado en la industria del vehículo eléctrico, destacando la marca Tesla.
  - Los motores síncronos se caracterizan por una velocidad de giro constante. A pesar de tener un coste alto, este modelo de motor puede ser empleado tanto en los vehículos puramente eléctricos como en los híbridos, destacando las marcas Lexus, Opel o Nissan, entre otros. Cabe nombrar la existencia del motor síncrono denominado “in-wheel motor”, el cual puede montarse directamente sobre el eje, ahorrando espacio y peso.
  - Los motores de corriente continua se caracterizan por contar con imanes permanentes sin escobilla, lo que favorece su facilidad de regulación. Este modelo de motor no requiere mantenimiento y es muy silencioso. No obstante, es el motor menos experimentado en este campo.
- Transmisión: actualmente, numerosos vehículos eléctricos cuentan con una sola marcha en la transmisión, debido a que el motor eléctrico proporciona íntegramente el par motor que produce.
- Batería de tracción: es la batería principal, de la cual se alimenta el vehículo. Hay numerosos tipos de baterías, sin embargo, las baterías de ión-litio poseen mejores características para su uso ya que admite múltiples ciclos de carga, son muy duraderas y no guardan memoria. Este tipo de baterías acumulan en forma de corriente continua la energía suministrada por el cargador, el cual se conecta a una red de corriente alterna.
- Batería auxiliar: es la encargada de garantizar electricidad para los sistemas auxiliares del vehículo antes de que se encienda la batería principal, la cual cuenta con 12V.
- Inversores: transforman la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna.

- Conversores: transforman la tensión aportada por las baterías a la tensión de funcionamiento de los elementos del vehículo, generalmente 12V, como la iluminación o los sistemas de control.
- Toma de corriente: permite conectar el vehículo con el punto de carga.
- Cargador: es un convertidor de la corriente alterna de entrada en la corriente continua que necesita el grupo de baterías.

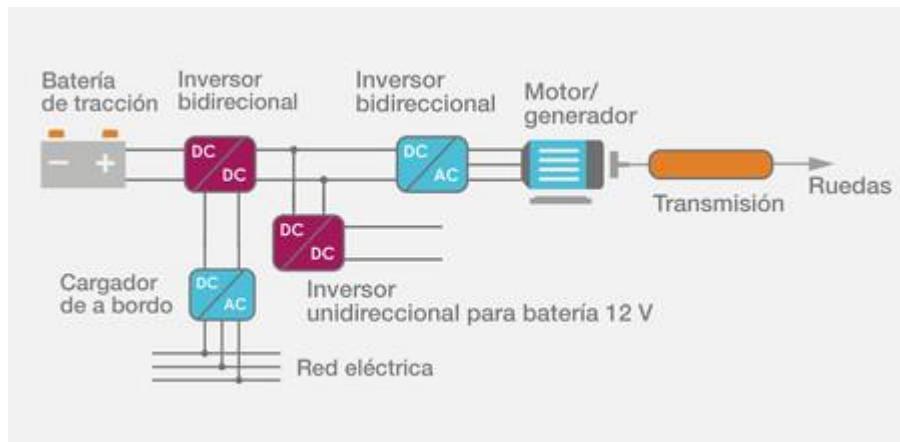


Figura 41 Principales partes del vehículo eléctrico [38].

### c. VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO FRENTE AL VEHÍCULO DE COMBUSTIÓN [39].

En cuanto a contaminación, el vehículo eléctrico presenta unas mejores condiciones debido principalmente a dos razones.

La primera razón es una menor contaminación del aire puesto que no existe proceso de combustión, o este se da en menor medida que en el vehículo de combustión. Así pues, los vehículos eléctricos producen un menor impacto medioambiental al no emitir o emitir niveles de gases contaminantes más reducidos a la atmósfera.

La segunda razón es una menor contaminación acústica puesto que el motor eléctrico es silencioso en comparación con los motores de combustión interna.

En lo que respecta a la eficiencia, un vehículo eléctrico posee comúnmente un rendimiento más alto que un vehículo de combustión, eficiencia cercana al 90% frente al 30%. No obstante, la autonomía de un vehículo de combustión es muchísimo más elevada que la de un vehículo eléctrico.

Por otra parte, el precio de los vehículos eléctricos es significativo.

A pesar de ello, una vez adquirido un vehículo eléctrico, este presenta un coste de mantenimiento y “combustible” bajo siendo comparado con los vehículos de combustión. Relacionado con los costes del motor, existen motores eléctricos con la misma potencia que motores de combustión interna que presentan costes inferiores. A modo de ejemplo, estos son más fiables, ya que no precisan de sistemas complementarios como el de lubricación o refrigeración del motor; además de ser más compactos, ya que el motor eléctrico solo requiere de una marcha continua durante todo el rango de velocidades y no necesita más que de una

única marcha y de un mecanismo que permita mover el vehículo tanto hacia adelante como hacia atrás.

Por estos motivos, es posible aprovechar de forma más efectiva el espacio en los vehículos eléctricos, puesto que las áreas ocupadas tradicionalmente por los sistemas necesarios en vehículos de combustión pueden ser cedidas para otros habitáculos del vehículo.

Finalmente, es complicado encontrar talleres aptos para arreglar este tipo de vehículos actualmente. De igual modo, no es común encontrar puntos de recarga en numerosos centros urbanos, especialmente en zonas rurales, aunque cada vez se observan más en instalaciones públicas como estaciones de servicio o centros comerciales, y estacionamientos tanto en la calle o párquines.

#### d. MODOS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS [40].

Tanto los vehículos eléctricos como los híbridos enchufables requieren un suministro eléctrico para cargar las baterías. Por este motivo, ha sido preciso la estandarización de diferentes modos de recarga para los vehículos eléctricos.

##### Modo 1: conector Schuko.

El modo 1 de recarga de vehículos eléctricos consiste en una toma de corriente doméstica clásica, es decir, mediante un enchufe Schuko de. Su funcionamiento es el menos complejo, pues únicamente hay que conectar el cable de carga del vehículo hasta la toma de 230V del enchufe Schuko. Usualmente, esta toma no presenta un sistema de seguridad, pero se debe tener en consideración una corriente máxima de 16A y una potencia máxima de 3,680kW.

Generalmente, el modo 1 es usado para la recarga de bicicletas eléctricas, motocicletas de pequeño tamaño u otros vehículos de poca carga.



Figura 42 Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos [40].

##### Modo 2: carga lenta.

El modo 2 de recarga de vehículos eléctricos consiste en una caja cargadora, la cual es especial para el vehículo eléctrico a recargar, que presenta un enchufe Schuko y está equipada con los correspondientes sistemas de protección. Como el modo 1, este funciona con un voltaje monofásico de 230V, una corriente máxima de 16A y una potencia máxima de 3,680kW.

Generalmente, el modo 2 está destinado a la carga doméstica y es usado para la recarga de cuadriciclos o coches híbridos enchufables.



Figura 43 Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos [40].

#### Modo 3: carga semi-rápida.

El modo 3 de recarga de vehículos eléctricos consiste en un dispositivo denominado “Wallbox”, el cual es un punto de recarga especial diseñado con varios sistemas de protección a fin de garantizar la seguridad tanto del vehículo como de la instalación eléctrica. Además, el vehículo debe conectarse con la “Wallbox” mediante un equipo concreto especial, de Tipo 1 (SAE J1772) o de Tipo 2 (IEC 62196-2), dependiendo de las características del vehículo. Funciona con un voltaje monofásico de 230V, una corriente máxima de 32A y una potencia máxima de 7,360kW; o con un voltaje trifásico de 400V, una corriente máxima de 32A y una potencia máxima de 22,170kW.

Usualmente, la carga semi-rápida se aplica en uso doméstico para la recarga de un vehículo con una capacidad de carga muy alta. Asimismo, de acuerdo con la ITC 52 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [71], el modo 3 es de aplicación obligatoria en los puntos públicos de recarga, como supermercados o aparcamientos.



Figura 44 Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos [40]

#### Modo 4: carga rápida.

El modo 4 de recarga de vehículos eléctricos consiste en un dispositivo denominado “CHAdeMo” o “CCS”. La conexión del vehículo se realiza mediante un equipo concreto especial, de Tipo 1 (SAE J1772) o de Tipo 2 (IEC 62196-2), además de un conector “CHAdeMo” o “SSC” dependiendo de las características del vehículo. Cabe destacar que el modo 4 funciona con corriente continua y su instalación se da a partir de los 50kW.

Se distinguen dos tipos de carga rápida: la carga “súper rápida” y la carga “ultra rápida”, la cual podría deteriorar la batería si se emplea habitualmente.

La carga rápida se aplica en estacionamientos públicos, como las electrolineras, y ofrece la posibilidad de recargar al menos el 70% de la batería en menos de treinta minutos.



Figura 45 Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos [40].

#### e. INSTALACIÓN DEL PUNTO DE RECARGA PARA UN VEHÍCULO ELÉCTRICO EN ESTE PROYECTO.

Primeramente, cabe destacar que las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos están reguladas en la ITC-BT 52 [71].

Tal como se indica en dicha normativa, el esquema más apropiado es el correspondiente presentado en la Figura 46, donde la toma de carga del vehículo eléctrico es un circuito independiente. Este circuito es denominado  $C_{13}$  conforme a la ITC 25 [73].

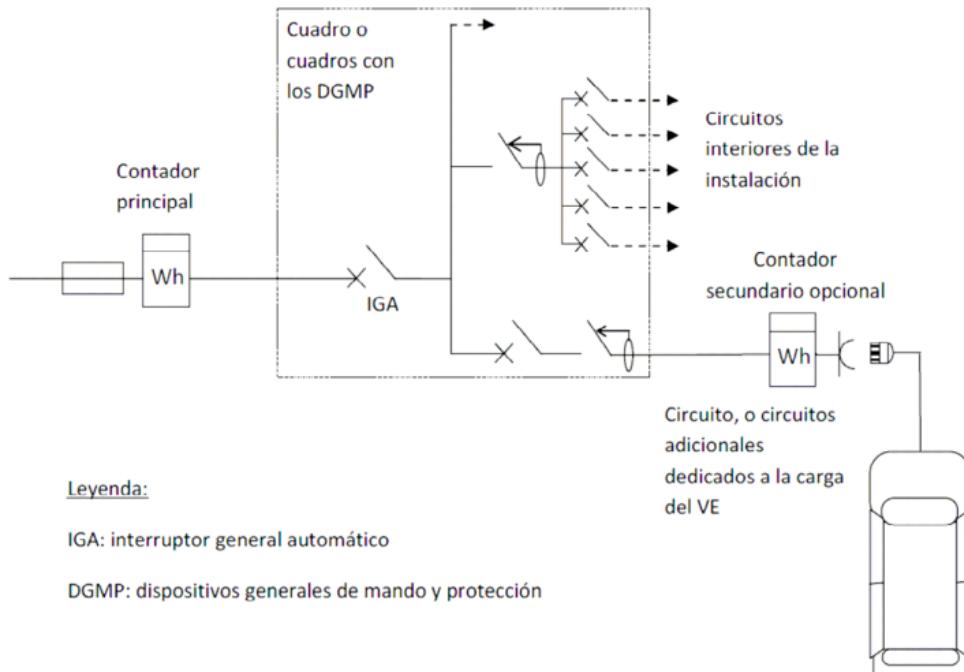


Figura 46 Instalación con circuito adicional individual para la recarga del vehículo eléctrico en viviendas unifamiliares.

Como se observa, el punto de recarga se define como una serie de componentes que permiten conectar el vehículo eléctrico a la instalación eléctrica fija prevista para ser recargado. En este proyecto se va a estudiar un punto de recarga simple, el cual está “compuesto por las protecciones necesarias, una o varias bases de toma de corriente no específicas para el vehículo eléctrico y, en su caso, la envolvente.” (ITC-BT 52-2, Real Decreto 1053/2014 de 12 de diciembre [71]).

Cabe destacar que el punto de conexión debe de situarse junto al vehículo e instalarse de forma fija en una envolvente. Tal como se indica, la altura mínima de la toma de corriente y el conector es de 0,6 metros sobre el nivel del suelo.

Como se ha especificado anteriormente, para garantizar la seguridad de la instalación, deben existir una serie de medidas y dispositivos.

- Para evitar los daños provocados por contactos directos o indirectos, debe aparecer una toma de tierra y conductores de protección en cuanto al circuito de alimentación del punto de recarga (ITC-BT 24 [74]). Además, es necesario la colocación de un dispositivo de protección diferencial. “Cada punto de conexión deberá protegerse individualmente mediante un dispositivo de protección diferencial de corriente diferencial-residual asignada máxima de 30 mA, que podrá formar parte de la instalación fija... Los dispositivos de protección diferencial serán de clase A.” (ITC-BT 52-6.1 [71], Real Decreto 1053/2014 de 12 de diciembre).
- Como medida de protección contra sobreintensidades: “Los circuitos de recarga, hasta el punto de conexión, deberán protegerse contra sobrecargas y cortocircuitos con dispositivos de corte omnipolar, curva C, dimensionados de acuerdo con los requisitos de la (ITC) BT-22.” (ITC-BT 52-6.3 [71], Real Decreto 1053/2014 de 12 de diciembre).
- Para evitar los daños provocados por las sobretensiones, debe aparecer un elemento contra sobretensiones temporales y transitorias, donde la protección frente a transitorias se localiza lo más próximo al origen de la instalación como sea posible.

La alimentación del C<sub>13</sub> puede ser tanto monofásica como trifásica, y respecto a esto, la potencia de la instalación debe corresponderse a un valor de la tabla mostrada en la Figura 47.

U <sub>nominal</sub>	Interruptor automático de protección en el origen del circuito	Potencia instalada	Estaciones de recarga por circuito
230 V	10 A	2.300 W	1
	16 A	3.680 W	1
	20 A	4.600 W	1
	32 A	7.360 W	1
	40 A	9.200 W	1
230/400 V	16 A	11.085 W	de 1 a 3
	20 A	13.856 W	de 1 a 4
	32 A	22.170 W	de 1 a 6
	40 A	27.713 W	de 1 a 8

Figura 47 Potencias normalizadas en un circuito de recarga para una vivienda unifamiliar.

## Anexo textual VI: ELECCIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES DE BAJA TENSIÓN

- a. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: ENTRE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y LA ENTRADA DC DEL INVERSOR, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA.

En este apartado, se divide el cálculo de la sección en dos tramos de conductor, ya que es conveniente evitar el empleo de secciones altas de cable. Esto se debe a que los conductores localizados en el tejado deben ser flexibles y de fácil manejo para acoplarse a los paneles de forma sencilla.

Los módulos fotovoltaicos en serie se conectan entre sí mediante una sección de cable menor que se lleva a la entrada de la caja de conexiones de corriente continua, y estos se unen en paralelo directamente en la caja de conexión. Sin embargo, para ser conectados a la entrada DC del inversor es necesaria otra sección de cable mayor provenientes de la caja de conexión. Todo ello se detalla a continuación.

Primeramente, se deben concretar las condiciones más desfavorables respecto al cálculo de la sección del cable, las cuales vienen dadas por la máxima temperatura ambiente que se pueda presentar en el emplazamiento, es decir, 45°C como se ha determinado con anterioridad. Esto provoca la máxima corriente de cortocircuito (18,55A) y la mínima tensión en circuito abierto (38,77V) generada por los paneles solares, las cuales corresponden a la Ecuación (51) y a la Ecuación (58), respectivamente.

$$V_{oc_{min}} = V_{oc_{Tmin}} = V_{oc(STC)} \times \left(1 + \Delta T \frac{\beta}{100}\right) \rightarrow \quad (58)$$

$$V_{oc_{Tmin}} = 40,9 \times \left(1 + (45 - 25) \frac{(-0,26)}{100}\right) = 38,77V$$

De acuerdo con la Norma UNE-HD 60364-5-52 tabla A.52.3, se ha decidido la instalación de los conductores sobre bandeja perforada en recorrido tanto horizontal como vertical, como se aprecia en la Figura 48.

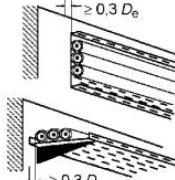
Ele- mento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
31	 <p>Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal o vertical <sup>c, h</sup> NOTA Refiérase al apartado B.52.6.2 para su descripción</p>		E o F

Figura 48 Método de instalación sobre bandeja perforada.

A continuación, en la tabla B.52.1 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 se muestran las siguientes tablas a consultar para obtener tanto las corrientes admisibles por los conductores como los

factores de temperatura ambiente y factor de reducción por agrupamiento que se le deben aplicar. En este proyecto se toman dos conductores de cobre aislados mediante aislamiento termoplástico (PVC), por lo que se examinan las tablas de la Normal UNE presentadas en un círculo amarillo en la Figura 49.

Método de instalación de referencia		Tabla y columna						
		Corrientes admisibles para los circuitos simples			Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable	Aislamiento mineral				
		Número de conductores aislados						
1	2	2	3	2 y 3	8	9		
	Cable multipolar al aire libre	E	<b>Cobre B.52.10</b>	Cobre B.52.12	Cubierta 70 °C B.52.8	<b>B.52.14</b>	<b>B.52.20</b>	
			Aluminio B.52.11	Aluminio B.52.13	Cubierta 105 °C B.52.9			

Figura 49 Tablas de referencia según el método de instalación E.

$I_{SCmax}$  se halla con la temperatura ambiente máxima, es decir, a 45°C. No obstante, es necesario aplicar a la intensidad máxima del sistema el factor corrector de temperatura presente en la tabla B.52.14 de la Norma UNE-HD 60364-5-52, puesto que la temperatura ambiente de referencia es de 30°C. Como se señala en la Figura 50, el factor corrector de temperatura es 0,79.

A su vez, sería conveniente revisar el factor de reducción por agrupamiento presente en la tabla B.52.20 de la Norma UNE-HD 60364-5-52. Para la realización de este proyecto solo es preciso la colocación de una bandeja, la cual va a sostener solamente a un cable bipolar. Así pues, como se observa en la tabla representada en la Figura 51, el factor de reducción por agrupamiento es 1,00.

Las correcciones se realizan según la siguiente relación matemática:

$$I_{\max \text{ corregida}} = \frac{I_{SCmax}}{f_{temp} \cdot f_{agrup}} \quad (59)$$

donde  $I_{\max \text{ corregida}}$  es la intensidad máxima hipotética para ser comparada con las tablas de referencia dadas por la Norma UNE-HD 60364-5-52 (A),  $I_{SCmax}$  es la intensidad máxima de cortocircuito producida por el conjunto de paneles solares (A),  $f_{temp}$  es el factor de corrección por temperatura cuando la temperatura de referencia difiere de la real y  $f_{agrup}$  es el factor de corrección por agrupamiento.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	PVC
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,06
30	1,00
35	0,94
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50

Figura 50 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30°C a aplicar a los valores de corrientes.

Método de instalación de la tabla A.52.3	Número de bandejas o bandejas de escalera	Número de cables por bandeja o bandeja de escalera				
		1	2	3	4	6
	En contacto	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76
		2	1,00	0,87	0,80	0,77
		3	1,00	0,86	0,79	0,76
Sistemas de bandejas perforadas	31	6	1,00	0,84	0,77	0,73
					0,71	0,68
					0,71	0,66
					0,71	0,64

Figura 51 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable.

Llevando a cabo el cálculo de la Ecuación (59) y teniendo en cuenta la condición de intensidad marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max\ sistema}$ , quedan reflejadas las intensidades máximas corregidas para cada caso con el margen del 25% requerido en la Tabla 32 para los conductores de unión de los módulos fotovoltaicos en serie (entrada de la caja de conexiones) y en la

Tabla 33 para los conductores hacia la entrada DC del inversor (salida de la caja de conexiones):

Tabla 32 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie.

Suposición	Intensidad máxima sistema (A)	Intensidad máxima corregida sistema (A)	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)
Caso actual	18,55	23,48	29,35
Caso vitrocerámicas	18,55	23,48	29,35
Caso vitro + punto carga	18,55	23,48	29,35

Tabla 33 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente hacia la entrada DC del inversor.

Suposición	Intensidad máxima sistema (A)	Intensidad máxima corregida sistema (A)	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)
Caso actual	37,10	46,96	58,70
Caso vitrocerámicas	55,65	70,44	88,05
Caso vitro + punto carga	37,10	46,96	58,70

Seguidamente, se va a calcular la sección mínima del cable necesaria para cumplir la condición de caída de tensión marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $V_{caída\ tensión} \leq 0,015 * V$ .

Puesto que la línea es monofásica, se considera la siguiente ecuación:

$$S_{conductor} = 2 \cdot L \cdot \rho \cdot \frac{I_{SCmax}}{\delta \cdot V_{OCmin}} \quad (60)$$

donde  $L$  es la longitud del cable (m),  $\rho$  es la resistividad del material del conductor ( $\Omega \cdot \text{m}$ ),  $I_{SCmax}$  es la intensidad máxima de cortocircuito producida por el conjunto de paneles solares (A),  $\delta$  es el porcentaje máximo admisible de caída de tensión y  $V_{OCmin}$  es el voltaje mínimo de circuito abierto generado por el conjunto de paneles solares (V).

Tomando que la resistividad del cobre aislado con PVC a 70°C es de  $0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2$ , resultan las secciones mínimas a partir de la Ecuación (60) presentadas en la Tabla 34 para los conductores de unión de los módulos fotovoltaicos en serie (entrada de la caja de conexiones) y en la Tabla 35 para los conductores hacia la entrada DC del inversor (salida de la caja de conexiones).

Tabla 34 Secciones mínimas conductores corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie.

Suposición	Longitud (m)	Intensidad máxima sistema (A)	Voltaje mínimo sistema (V)	Sección mínima ( $\text{mm}^2$ )
Caso actual	6	18,55	77,54	4,02
Caso vitrocerámicas	8	18,55	77,54	5,36
Caso vitro + punto carga	10	18,55	116,31	4,47

Tabla 35 Secciones mínimas conductores corriente continua hacia la entrada DC del inversor.

Suposición	Longitud (m)	Intensidad máxima sistema (A)	Voltaje mínimo sistema (V)	Sección mínima ( $\text{mm}^2$ )
Caso actual	2	37,10	77,54	2,68
Caso vitrocerámicas	2	55,65	77,54	4,02
Caso vitro + punto carga	2	37,10	116,31	1,79

En la tabla B.52.10 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 aparecen las secciones normalizadas y sus intensidades admisibles para el método de instalación elegido con una temperatura del conductor de 70°C, las cuales se muestran en Amperios en la Figura 52.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Dos conductores cargados	
	Método E	
1	2	
1,5	22	
2,5	30	
4	40	
6	51	
10	70	
16	94	
25	119	
35	148	
50	180	
70	232	
95	282	
120	328	
150	379	
185	434	
240	514	
300	593	

Figura 52 Corrientes admisibles (A) para conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70°C y temperatura ambiente=30°C.

En vista de los resultados obtenidos de las intensidades máximas corregidas con margen del 25% mostradas en la Tabla 32 y en la

Tabla 33 y las secciones mínimas mostradas en la Tabla 34 y en la Tabla 35, se presentan las secciones finales escogidas para cumplir con las necesidades anteriormente explicadas en la Tabla 36 para los conductores de unión de los módulos fotovoltaicos en serie (entrada de la caja de conexiones) y en la Tabla 37 para los conductores hacia la entrada DC del inversor (salida de la caja de conexiones). A su vez, se comparan las intensidades de la sección hipotética y la intensidad máxima corregida del sistema (afirmando que se ha corregido de 45°C a 30°C, temperatura ambiente de referencia), además de calcularse la caída de tensión mediante la Ecuación (60) relacionada con la sección hipotética.

Tabla 36 Secciones hipotéticas cable de corriente continua para la unión de los módulos fotovoltaicos en serie.

Suposición	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)	
		4,02	29,35
Caso actual	4,02	29,35	
Caso vitrocerámicas	5,36	29,35	
Caso vitro + punto carga	4,47	29,35	

Sección hipotética (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección hipotética (A)	¿Cumple la condición $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max \text{ sistema}}$ ?	¿Cumple la condición $V_{caída \text{ tensión}} \leq 0,015 * V$ ?
6,00	51,00	Sí ; $I_{cable} = 2,17 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,010 * V$
6,00	51,00	Sí ; $I_{cable} = 2,17 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,013 * V$
6,00	51,00	Sí ; $I_{cable} = 2,17 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,011 * V$

Tabla 37 Secciones hipotéticas cable de corriente continua hacia la entrada DC del inversor.

Suposición	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)
Caso actual	2,68	58,70
Caso vitrocerámicas	4,02	88,05
Caso vitro + punto carga	1,79	58,70

Sección hipotética (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección hipotética (A)	¿Cumple la condición $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max\ sistema}$ ?	¿Cumple la condición $V_{caída\ tensión} \leq 0,015 * V$ ?
10,00	70,00	Sí ; $I_{cable} = 1,49 * I_{max\ sistema}$	Sí ; $V_{caída\ tensión} = 0,004 * V$
16,00	94,00	Sí ; $I_{cable} = 1,33 * I_{max\ sistema}$	Sí ; $V_{caída\ tensión} = 0,004 * V$
10,00	70,00	Sí ; $I_{cable} = 1,49 * I_{max\ sistema}$	Sí ; $V_{caída\ tensión} = 0,003 * V$

Para finalizar, se eligen las secciones hipotéticas mostradas en la Tabla 37, ya que cumplen las condiciones de intensidad y caída de tensión impuestas por la ITC 40-5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [76]. Cabe destacar que, con visión de futuro, se podría utilizar directamente el conductor de cobre con aislamiento PVC bipolar con sección de 16mm<sup>2</sup> desde un primer momento en el caso actual, pasando por el caso actual con la adición de dos vitrocerámicas y finalizando en el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico, puesto que todo es entendido como una ampliación de potencia de módulos solares.

#### Protecciones de baja tensión en corriente continua: la caja de conexiones y protección de corriente continua.

En la caja de conexiones y protección de corriente continua se debe de localizar primeramente un elemento protector frente a sobretensiones. Esto es debido a la peligrosidad vinculada a las sobretensiones causadas por los rayos, lo que se traduce por una enorme intensidad durante un pequeño instante capaz de crear a su alrededor un campo magnético. A su vez, este campo magnético induce tensiones en los conductores, de manera que se considera muy importante minimizar las bobinas creadas por el cableado de los paneles solares, lo cual se consigue juntando el conductor de polaridad positiva con el conductor de polaridad negativa lo antes posible para que el área formada por ambos cables sea pequeña y no se forme una gran sobretensión [26].

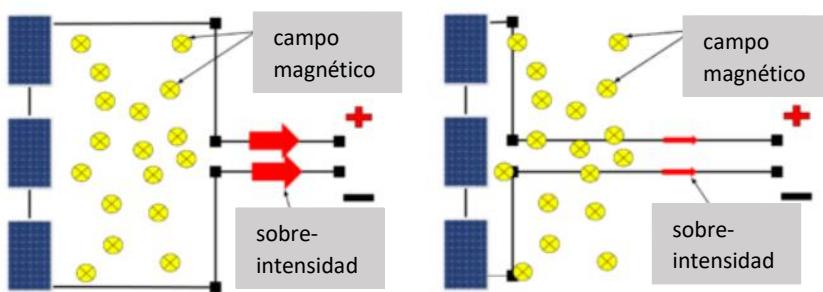


Figura 53 Instalación cableado reducción sobretensión [26].

Para una correcta elección del sobretensiones, se va a conceder un margen del 25% a la tensión máxima generada por el conjunto de paneles solares en cada caso (Tabla 29).

Tabla 38 Voltaje a considerar para la elección del sobretensiones caja de conexiones y protección corriente continua.

Suposición	Voltaje fotovoltaico mínimo sobretensiones con margen del 25% (V)
Caso actual	112,88
Caso vitrocerámicas	112,88
Caso vitro + punto carga	169,31

En vista de los valores presentados en la Tabla 38, se ha tomado la elección del mismo protector frente a sobretensiones para todos los casos, modelo PSM3-40/1000 PV del fabricante CPT con una tensión máxima de 1000Vdc [27].

En la caja de conexiones de corriente continua también se debe localizar un magnetotérmico que actúe de corte sobre el conjunto de los módulos fotovoltaicos a causa de evitar por completo la llegada de una intensidad mayor de la que el inversor puede soportar. Conjuntamente, impide la existencia de daños en la instalación a causa de sobrecargas y cortocircuitos cuando se supere el valor máximo fijado.

Para el cálculo del magnetotérmico adecuado en cada caso, es imprescindible conocer la corriente máxima capaz de soportar el conductor hacia la entrada DC del inversor que se ha escogido anteriormente, para lo cual se deben aplicar los factores de corrección de temperatura y agrupamiento.

Las correcciones se realizan según la siguiente relación matemática:

$$I_{\text{cable corregida}} = I_{\text{max cable}} \cdot f_{\text{temp}} \cdot f_{\text{agrup}} \quad (61)$$

donde  $I_{\text{cable corregida}}$  es la intensidad máxima del cable corregida mediante los factores de corrección adecuados (A),  $I_{\text{max cable}}$  es la intensidad máxima capaz de soportar el tipo de cable elegido presente en su correspondiente tabla sección-intensidad de la Norma UNE-HD 60364-5-52 (A),  $f_{\text{temp}}$  es el factor de corrección para temperaturas y  $f_{\text{agrup}}$  es el factor de corrección por agrupamiento.

En este caso,  $f_{\text{temp}}=0,79$  y  $f_{\text{agrup}}=1,00$ .

Tabla 39 Corrientes corregidas caja de conexiones y protección corriente continua.

Suposición	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección (A)	Intensidad sección corregida (A)
Caso actual	10,00	70,00	55,30
Caso vitrocerámicas	16,00	94,00	74,26
Caso vitro + punto carga	10,00	70,00	55,30

Se conocen las condiciones para la protección contra sobrecargas presentes en las siguientes ecuaciones:

$$I_{\text{sc max}} \leq I_N \leq I_{\text{cable corregida}} \quad (62)$$

$$I' \leq 1,45 \cdot I_{\text{cable corregida}} \rightarrow I_N \leq \frac{1,45}{1,60} \cdot I_{\text{cable corregida}} \quad (63)$$

donde  $I' = 1,60 \cdot I_N$

donde  $I_{SCmax}$  es la intensidad máxima de cortocircuito producida por el conjunto de paneles solares (A),  $I_N$  es la intensidad nominal del magnetotérmico (A),  $I_{\text{cable corregida}}$  es la intensidad máxima del cable corregida mediante los factores de corrección adecuados (A) y  $I'$  es la intensidad que asegura el correcto funcionamiento del magnetotérmico (A).

Finalmente, queda como resultado los valores presentes en la Tabla 40.

Tabla 40 Condiciones magnetotérmico caja de conexiones y protección corriente continua.

Suposición	$I_{\text{max sistema}} \text{ (A)}$	$I_N \text{ elegida magnetotérmico (A)}$	$(1,45/1,60)*I_{\text{cable corregida}} \text{ (A)}$
Caso actual	37,10	<b>40,00</b>	50,12
Caso vitrocerámicas	55,65	<b>63,00</b>	67,30
Caso vitro + punto carga	37,10	<b>40,00</b>	50,12

A fin de llevar a la práctica las intensidades nominales presentadas en la Tabla 40, se han escogido del fabricante CHINT los interruptores automáticos magnetotérmicos modelo NB1DC-2P-C40-500V de  $I_N=40\text{A}$  [24] para el caso actual y para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico y modelo NB1DC-2P-C63-500V de  $I_N=63\text{A}$  [25] para el caso actual con la adición de vitrocerámicas, ambos preparados para funcionar mediante la conexión de dos polos (positivo y negativo), 6kA de poder de corte nominal y 500Vdc de tensión nominal, el cual es más que suficiente para soportar la tensión generada por los paneles fotovoltaicos en todos los casos.

Además, es conveniente colocar un seccionador o interruptor de aislamiento del sistema de paneles solares con el propósito de garantizar la seguridad del operario a la hora de manipularlos.

Para ello, se toma la intensidad nominal del magnetotérmico anteriormente elegido y la tensión máxima generada por el conjunto de paneles solares (Tabla 29) con un margen del 25%.

Tabla 41 Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de conexiones y protección corriente continua.

Suposición	$I_N \text{ elegida (A)}$	Voltaje fotovoltaico mínimo seccionador con margen del 25% (V)
Caso actual	<b>40,00</b>	<b>112,88</b>
Caso vitrocerámicas	<b>63,00</b>	<b>112,88</b>
Caso vitro + punto carga	<b>40,00</b>	<b>169,31</b>

En vista de los valores presentados en la Tabla 41, se ha tomado la elección del mismo interruptor seccionador para todos los casos, modelo S802PVM63H del fabricante ABB con dos polos (positivo y negativo), cuyas características principales son 63A de corriente nominal y 800Vdc de tensión nominal de funcionamiento [28].

**b. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE CONTINUA: ENTRE LA CONEXIÓN DEL INVERSOR Y EL CONJUNTO DE BATERÍAS, PASANDO POR LA CAJA DE DESCONEXIÓN.**

Para el cálculo de los conductores de baja tensión para la conexión de las baterías con el inversor, se sigue la misma estrategia que para el cálculo de los conductores de baja tensión en corriente continua.

De acuerdo con la Norma UNE-HD 60364-5-52 tabla A.52.3, también se ha decidido la instalación de los conductores sobre bandeja perforada en recorrido tanto horizontal como vertical, como se aprecia en la Figura 54.

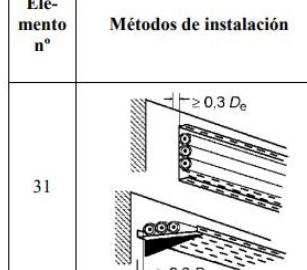
Ele- mento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
31		Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal o vertical <sup>c, h</sup> NOTA: Refiérase al apartado B.52.6.2 para su descripción	E o F

Figura 54 Método de instalación sobre bandeja perforada.

A continuación, en la tabla B.52.1 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 se muestran las siguientes tablas a consultar para obtener tanto las corrientes admisibles por los conductores como los factores de temperatura ambiente y factor de reducción por agrupamiento que se le deben aplicar. En este proyecto se toman dos conductores de cobre aislados mediante aislamiento termoplástico (PVC), por lo que se examinan las tablas de la Normal UNE presentadas en un círculo amarillo en la Figura 55.

Método de instalación de referencia	Tabla y columna									
	Corrientes admisibles para los circuitos simples						Factor de tempera- tura ambiente	Factor de redución por agrupa- miento		
	Aislamiento termoplástico		Aislamiento termoestable		Aislamiento mineral					
	Número de conductores aislados									
1	2	3	2	3	2 y 3					
										
Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	Cable multipolar al aire libre	E	<b>Cobre B.52.10</b>	Cobre B.52.12	Cubierta 70 °C B.52.8	<b>B.52.14</b>	<b>B.52.20</b>			
			<b>Aluminio B.52.11</b>	Aluminio B.52.13	Cubierta 105 °C B.52.9					

Figura 55 Tablas de referencia según el método de instalación E.

Es necesario aplicar a la intensidad máxima del sistema el factor corrector de temperatura presente en la tabla B.52.14 de la Norma UNE-HD 60364-5-52, puesto que la temperatura ambiente de referencia es de 30°C mientras que se toma la temperatura ambiente real como 20°C. Como se señala en la Figura 56, el factor corrector de temperatura es 1,12.

A su vez, sería conveniente revisar el factor de reducción por agrupamiento presente en la tabla B.52.20 de la Norma UNE-HD 60364-5-52. Para la realización de este proyecto solo es preciso la colocación de una bandeja, la cual va a sostener solamente a un cable bipolar. Así pues, como

se observa en la tabla representada en la Figura 57, el factor de reducción por agrupamiento es 1,00.

Entendiendo  $I_{\max \text{ inversor-batería}}$  por la intensidad máxima en continua entre el inversor elegido en cada caso y el conjunto de acumuladores eléctricos, se realiza el cálculo de la Ecuación (64). En las hojas de características de los inversores correspondiente aparece este valor como "Maximun Charge Current".

$$I_{\max \text{ corregida}} = \frac{I_{\max \text{ inversor-batería}}}{f_{\text{temp}} \cdot f_{\text{agrup}}} \quad (64)$$

donde  $I_{\max \text{ corregida}}$  es la intensidad máxima hipotética para ser comparada con las tablas de referencia dadas por la Norma UNE-HD 60364-5-52 (A),  $I_{\max \text{ inversor-batería}}$  es la máxima corriente a la que el inversor puede cargar el conjunto de acumuladores eléctricos (A),  $f_{\text{temp}}$  es el factor de corrección por temperatura cuando la temperatura de referencia difiere de la real y  $f_{\text{agrup}}$  es el factor de corrección por agrupamiento.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	PVC
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,06
30	1,00
35	0,94
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50

Figura 56 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30°C a aplicar a los valores de corrientes.

Método de instalación de la tabla A.52.3			Número de bandejas o bandejas de escalera	Número de cables por bandeja o bandeja de escalera					
				1	2	3	4	6	9
Sistemas de bandejas perforadas	31	En contacto	1	1,00	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73
			2	1,00	0,87	0,80	0,77	0,73	0,68
			3	1,00	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66
			6	1,00	0,84	0,77	0,73	0,68	0,64

Figura 57 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable.

Se recuerda que no se va a almacenar en baterías la energía producida por los módulos del tejado nº2 en el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico, por lo que es redundante el cálculo de dicho conductor

Llevando a cabo el cálculo de la Ecuación (64) y teniendo en cuenta la condición de intensidad marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $I_{\text{cable}} \geq 1,25 * I_{\max \text{ sistema}}$ , quedan reflejadas en la Tabla 42 las intensidades máximas corregidas para cada caso con el margen del 25% requerido:

Tabla 42 Intensidades máximas caso corregidas con margen del 25% cables conexión batería-inversor.

Suposición	Intensidad máxima sistema (A)	Intensidad máxima corregida sistema (A)	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)
Caso actual	75,00	<b>66,96</b>	<b>83,71</b>
Caso vitrocerámicas	$2 \times 75,00 = 150,00$	<b>133,93</b>	<b>167,41</b>
Caso vitro + punto carga	150,00	<b>133,93</b>	<b>167,41</b>

Seguidamente, se va a calcular la sección mínima del cable necesaria para cumplir la condición de caída de tensión marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $V_{caída\ tensión} \leq 0,015 * V$ .

Tomando que la resistividad del cobre aislado con PVC a 70°C es de  $0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2$ , resultan las secciones mínimas a partir de la Ecuación 31 presentadas en la Tabla 43.

Tabla 43 Secciones mínimas conductores conexión batería-inversor.

Suposición	Longitud (m)	Intensidad máxima sistema (A)	Voltaje sistema (V)	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )
Caso actual	2	75,00	48	<b>8,75</b>
Caso vitrocerámicas	2	$2 \times 75,00 = 150,00$	48	<b>17,50</b>
Caso vitro + punto carga	2	150,00	48	<b>17,50</b>

En la tabla B.52.10 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 aparecen las secciones normalizadas y sus intensidades admisibles para el método de instalación elegido con una temperatura del conductor de 70°C, las cuales se muestran en Amperios en la Figura 58.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Dos conductores cargados	
	Método E	
1	2	
1,5	22	
2,5	30	
4	40	
6	51	
10	70	
16	94	
25	119	
35	148	
50	180	
70	232	
95	282	
120	328	
150	379	
185	434	
240	514	
300	593	

Figura 58 Corrientes admisibles (A) para conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70°C y temperatura ambiente=30°C.

En vista de los resultados obtenidos de las intensidades máximas corregidas mostradas en la Tabla 42 y las secciones mínimas mostradas en la Tabla 43, se presentan en la siguiente tabla las secciones finales escogidas para cumplir con las necesidades anteriormente explicadas. A su vez, se comparan las intensidades de la sección hipotética y la intensidad máxima corregida del sistema (afirmando que se ha corregido de 20°C a 30°C, temperatura ambiente de referencia), además de calcularse la caída de tensión mediante la Ecuación (60) relacionada con la sección hipotética.

Tabla 44 Secciones hipotéticas cable de conexión batería-inversor.

Suposición	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)	
		8,75	83,71
Caso actual	8,75	83,71	
Caso vitrocerámicas	17,50	167,41	
Caso vitro + punto carga	17,50	167,41	

Sección hipotética (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección hipotética (A)	¿Cumple la condición $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max \text{ sistema}}$ ?	¿Cumple la condición $V_{caída \text{ tensión}} \leq 0,015 * V$ ?
16,00	96,00	Sí ; $I_{cable} = 1,43 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,008 * V$
50,00	180,00	Sí ; $I_{cable} = 1,34 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,005 * V$
50,00	180,00	Sí ; $I_{cable} = 1,34 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,005 * V$

Para finalizar, se eligen las secciones hipotéticas mostradas en la Tabla 44, ya que cumplen las condiciones de intensidad y caída de tensión impuestas por la ITC 40-5 del Reglamento de Baja Tensión [76]. Cabe destacar que, con visión de futuro, se podría utilizar directamente el conductor de cobre con aislamiento PVC bipolar con sección de 50mm<sup>2</sup> desde un primer

momento en el caso actual, pasando por el caso actual con la adición de dos vitrocerámicas y finalizando en el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico, puesto que todo es entendido como una ampliación de potencia de módulos solares.

**Protecciones de baja tensión en corriente continua: la caja de desconexión del conjunto de baterías.**

En la caja de desconexión del conjunto de baterías se ha de encontrar un fusible que actúe entre el conjunto de acumuladores eléctricos y el inversor facilitando la seguridad de los componentes puesto que impide la existencia de daños en la instalación a causa de sobrecargas y cortocircuitos a la salida de las baterías cuando se supere el valor máximo fijado.

Para el cálculo del fusible adecuado en cada caso, es imprescindible conocer la corriente máxima capaz de soportar el conductor que se ha escogido anteriormente, para lo cual se deben aplicar los factores de corrección de temperatura y agrupamiento.

Las correcciones se realizan según la Ecuación (61) y en este caso,  $f_{temp}=1,12$  y  $f_{agrup}=1,00$ .

Tabla 45 Corriente corregidas cable de los módulos fotovoltaicos a la caja de desconexión del conjunto de baterías..

Suposición	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección (A)	Intensidad sección corregida (A)
Caso actual	16,00	96,00	107,52
Caso vitrocerámicas	50,00	180,00	201,60
Caso vitro + punto carga	50,00	180,00	201,60

Se conocen las condiciones para la protección contra sobrecargas presentes en la Ecuación (62) y en la Ecuación (63). Finalmente, queda como resultado los valores presentes en la Tabla 46.

Tabla 46 Condiciones fusibles entre los módulos fotovoltaicos a la caja de desconexión del conjunto de baterías.

Suposición	I <sub>max sistema</sub> (A)	I <sub>N</sub> elegida (A)	(1,45/1,60)*I <sub>cable corregida</sub> (A)
Caso actual	75,00	80,00	97,44
Caso vitrocerámicas	2x75,00=150,00	160,00	182,70
Caso vitro + punto carga	150,00	160,00	182,70

A fin de llevar a la práctica las intensidades nominales presentadas en la Tabla 46, se han escogido del fabricante CRADY los fusibles modelo NH DYFUS AC-00 80A de  $I_N=80A$  [29] para el caso actual y modelo NH DYFUS AC-00 160A de  $I_N=160A$  [30] para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico respectivamente, ambos de clage gG, 100kA de poder de corte nominal y 250Vdc de tensión nominal, el cual es más que suficiente para soportar la tensión nominal de las baterías.

Además, es conveniente colocar un seccionador o interruptor de aislamiento del sistema de acumuladores eléctricos con el propósito de facilitar su operación posterior.

Para ello, se toma la intensidad nominal del fusible anteriormente elegido y la tensión nominal de trabajo de las baterías, es decir, 48V.

Tabla 47 Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de desconexión del conjunto de baterías.

Suposición	$I_N$ elegida (A)	Voltaje nominal baterías (V)
Caso actual	80,00	48,00
Caso vitrocerámicas	160,00	48,00
Caso vitro + punto carga	160,00	48,00

En vista de los valores presentados en la Tabla 47, se ha tomado la elección para el caso actual del interruptor seccionador modelo S6N0125 S0 de 125A de corriente nominal [31], mientras que se ha tomado la elección para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico del interruptor seccionador modelo S6-0200 S0 de 200A de corriente nominal [32], ambos del fabricante Telergon con dos polos (positivo y negativo) y 1500Vdc de tensión nominal de funcionamiento.

c. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA: ENTRE LA SALIDA AC DEL INVERSOR Y LA ENTRADA ELÉCTRICA A LA VIVIENDA, ASÍ COMO ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LA ENTRADA AC DEL INVERSOR, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.

Para el cálculo de los conductores de baja tensión en corriente alterna se sigue la misma estrategia que para el cálculo de los conductores de baja tensión en corriente continua.

De acuerdo con la Norma UNE-HD 60364-5-52 tabla A.52.3, se ha decidido la instalación de los conductores en un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes, como se aprecia en la

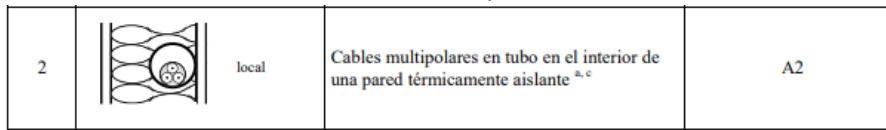


Figura 59.

Ele- mento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
2		Cables multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante <sup>a, c</sup>	A2

Figura 59 Método de instalación sobre un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes.

A continuación, en la tabla B.52.1 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 se muestran las siguientes tablas a consultar para obtener tanto las corrientes admisibles por los conductores como los factores de temperatura ambiente y factor de reducción por agrupamiento que se le deben aplicar. En este proyecto se toman dos conductores de cobre aislados mediante aislamiento termoplástico (PVC), por lo que se examinan las tablas de la Normal UNE presentadas en un círculo amarillo en la Figura 60.

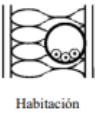
Método de instalación de referencia		Tabla y columna						
		Corrientes admisibles para los circuitos simples			Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable	Aislamiento mineral				
		Número de conductores aislados						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	–	B.52.14 B.52.17 Excepción D (aplica la tabla B.52.19)

Figura 60 Tablas de referencia según el método de instalación A2.

Es preciso ajustar la intensidad máxima del sistema mediante el factor de corrección de temperatura indicado en la tabla B.52.14 de la Norma UNE-HD 60364-5-52, ya que la temperatura ambiente real se toma como 20°C en tanto que la temperatura de referencia es de 30°C. Queda destacado en la Figura 61 que el factor corrector de temperatura es 1,12.

Al mismo tiempo, conviene considerar el factor de reducción por agrupamiento presente en la tabla B.52.17 de la Norma UNE-HD 60364-5-52. Para la realización de este proyecto solamente es preciso un cable bipolar (neutro y fase). Queda destacado en la Figura 62 que el factor de reducción por agrupamiento es 1,00.

Entendiendo  $I_{max \text{ alterna}}$  por la intensidad máxima en alterna capaz de proporcionar el inversor elegido en cada caso, se realiza el cálculo de la Ecuación (65). Sin embargo, en las hojas de características de los inversores no aparece este valor, por lo que se considera  $I_{max \text{ alterna}}$  conforme a la ley de Ohm:

$$I_{max \text{ corregida}} = \frac{I_{max \text{ alterna}}}{f_{temp} \cdot f_{agrup}} = \frac{\frac{P_{max \text{ inversor}}}{V_{AC \text{ inversor}}}}{f_{temp} \cdot f_{agrup}} \quad (65)$$

donde  $I_{max \text{ corregida}}$  es la intensidad máxima hipotética para ser comparada con las tablas de referencia dadas por la Norma UNE-HD 60364-5-52 (A),  $I_{max \text{ alterna}}$  es la intensidad máxima transmitida por el inversor en corriente alterna a la vivienda (A),  $P_{max \text{ inversor}}$  es la máxima potencia de trabajo del inversor (W),  $V_{AC \text{ inversor}}$  es la tensión alterna de trabajo del inversor (en este caso 230V) (V),  $f_{temp}$  es el factor de corrección por temperatura cuando la temperatura de referencia difiere de la real y  $f_{agrup}$  es el factor de corrección por agrupamiento.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	PVC
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,06
30	1,00
35	0,94
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50

Figura 61 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30°C a aplicar a los valores de corrientes.

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

Figura 62 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable.

Llevando a cabo el cálculo de la Ecuación (65) y teniendo en cuenta la condición de intensidad marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max\ sistema}$ , quedan reflejadas en la

Tabla 48 las intensidades máximas corregidas para cada caso con el margen del 25% requerido:

Tabla 48 Intensidades máximas corregidas con margen del 25% cables de corriente alterna.

Suposición	Intensidad máxima sistema (A)	Intensidad máxima corregida sistema (A)	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)
Caso actual	13,04	11,65	14,56
Caso vitrocerámicas	26,09	23,29	29,11
Caso vitro + punto carga	34,78	31,06	38,82

Seguidamente, se va a calcular la sección mínima del cable necesaria para cumplir la condición de caída de tensión marcada por la ITC 40-5 [76], es decir,  $V_{caída\ tensión} \leq 0,015 * V$ .

Tomando que la resistividad del cobre aislado con PVC a 70°C es de  $0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2$ , resultan las secciones mínimas a partir de la Ecuación (60) presentadas en la Tabla 49.

Tabla 49 Secciones mínimas conductores corriente alterna.

Suposición	Longitud (m)	Intensidad máxima sistema (A)	Voltaje sistema (V)	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )
Caso actual	20	13,04	230	3,18
Caso vitrocerámicas	20	26,09	230	6,35
Caso vitro + punto carga	20	34,78	230	8,47

En la tabla B.52.2 columna 3 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 aparecen las secciones normalizadas y sus intensidades admisibles para el método de instalación elegido con una temperatura del conductor de 70°C, las cuales se muestran en Amperios en la Figura 63.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	A2	
	1	3
Cobre		
1,5	14	
2,5	18,5	
4	25	
6	32	
10	43	
16	57	
25	75	
35	92	
50	110	
70	139	
95	167	
120	192	
150	219	
185	248	
240	291	
300	334	

Figura 63 Corrientes admisibles (A) para dos conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70°C, temperatura ambiente=30°C y temperatura del terreno=20°C.

En vista de los resultados obtenidos de las intensidades máximas corregidas mostradas en la

Tabla 48 y las secciones mínimas mostradas en la Tabla 49, se presentan en la siguiente tabla las secciones finales escogidas para cumplir con las necesidades anteriormente explicadas. A su vez, se comparan las intensidades de la sección hipotética y la intensidad máxima corregida del sistema (afirmando que se ha corregido de 20°C a 30°C, temperatura ambiente de referencia), además de calcularse la caída de tensión mediante la Ecuación (60) relacionada con la sección hipotética.

Tabla 50 Secciones hipotéticas cable de corriente alterna.

Suposición	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima corregida con margen del 25% (A)	
		corregida con	margen del 25% (A)
Caso actual	3,18	14,56	
Caso vitrocerámicas	6,35	29,11	
Caso vitro + punto carga	8,47	38,82	

Sección hipotética (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección hipotética (A)	¿Cumple la condición $I_{cable} \geq 1,25 * I_{max \text{ sistema}}$ ?	¿Cumple la condición $V_{caída \text{ tensión}} \leq 0,015 * V$ ?
4,00	25,00	Sí ; $I_{cable} = 2,15 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,012 * V$
10,00	43,00	Sí ; $I_{cable} = 1,85 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,010 * V$
10,00	43,00	Sí ; $I_{cable} = 1,38 * I_{max \text{ sistema}}$	Sí ; $V_{caída \text{ tensión}} = 0,013 * V$

Para finalizar, se eligen las secciones hipotéticas mostradas en la

Tabla 50, ya que cumplen las condiciones de intensidad y caída de tensión impuestas por la ITC 40-5 del Reglamento de Baja Tensión [76]. Cabe destacar que, con visión de futuro, se podría utilizar directamente el conductor de cobre con aislamiento PVC bipolar con sección de 10mm<sup>2</sup> desde un primer momento en el caso actual, pasando por el caso actual con la adición de dos vitrocerámicas y finalizando en el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga de un vehículo eléctrico, puesto que todo es entendido como una ampliación de potencia de módulos solares.

**Protecciones de baja tensión en corriente alterna: la caja de conexiones y protección de corriente alterna.**

Es primordial encontrar primeramente un par de magnetotérmicos en la caja de conexiones y protección de corriente alterna, uno que actúe entre la red eléctrica y la entrada AC de inversor y otro que actúe entre la salida AC del inversor y la entrada eléctrica de la vivienda. De este modo, se garantiza la seguridad del inversor, además de impedir la existencia de daños a causa de sobrecargas y cortocircuitos provenientes de la red eléctrica o hacia la vivienda.

Dado que las secciones de los conductores empleados y la intensidad máxima del sistema son iguales tanto en la salida AC como en la entrada AC de inversor, ambos magnetotérmicos serán de igual valor. Para su cálculo en cada caso, es imprescindible conocer la corriente máxima capaz de soportar el conductor que se ha escogido anteriormente, para lo cual se deben aplicar los factores de corrección de temperatura y agrupamiento.

Las correcciones se realizan según la Ecuación (61) y en este caso,  $f_{temp}=1,12$  y  $f_{agrup}=1,00$ .

Tabla 51 Corrientes corregidas caja de conexiones y protección corriente alterna.

Suposición	Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección (A)	Intensidad sección corregida (A)
Caso actual	4,00	25,00	28,00
Caso vitrocerámicas	10,00	43,00	48,16
Caso vitro + punto carga	10,00	43,00	48,16

Se conocen las condiciones para la protección contra sobrecargas presentes en la Ecuación (62) y en la Ecuación (63). Finalmente, queda como resultado los valores presentes en la Tabla 52.

Tabla 52 Condiciones magnetotérmico caja de conexiones y protección corriente alterna.

Suposición	$I_{max}$ sistema (A)	$I_N$ elegida (A)	$(1,45/1,60)*I_{cable}$ corregida (A)
Caso actual	13,04	20,00	25,38
Caso vitrocerámicas	26,09	40,00	43,65
Caso vitro + punto carga	37,78	40,00	43,65

A fin de llevar a la práctica las intensidades nominales presentadas en la Tabla 52, se ha escogido para el caso actual el interruptor magnetotérmico del fabricante Schneider Electric modelo R9F12620 de  $I_N=20$ A [33], mientras que se han escogido para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y para el caso actual con la adición de vitrocerámicas y punto de carga para un vehículo eléctrico el interruptor magnetotérmico del fabricante ABB modelo SV201-C40NA de  $I_N=40$ A [34], ambos preparados para funcionar mediante la conexión de un neutro y una fase, 6kA de poder de corte nominal, 50Hz de frecuencia y 230 Vac de tensión nominal, el cual es más que suficiente para soportar la tensión de la red eléctrica o de la entrada eléctrica de la vivienda.

Por último, es conveniente colocar un conmutador de tres posiciones con el propósito de tener la opción de decidir en cada momento si conectar la entrada eléctrica del domicilio a la instalación fotovoltaica o a la red.

Para ello, se toma la intensidad nominal del magnetotérmico anteriormente elegido y la tensión de la red, es decir, 230V.

Tabla 53 *Intensidad y voltaje a considerar para la elección del seccionador caja de conexiones y protección corriente alterna*

Suposición	$I_N$ elegida (A)	Voltaje de red (V)
Caso actual	20,00	230,00
Caso vitrocerámicas	40,00	230,00
Caso vitro + punto carga	40,00	230,00

En vista de los valores presentados en la Tabla 53, se ha tomado la elección del mismo conmutador de tres posiciones para todos los casos, modelo SFT240 del fabricante HAGER con dos polos (neutro y fase), cuyas características principales son 40A de corriente nominal, 50Hz de frecuencia y 230Vac de tensión nominal de funcionamiento [35].

**d. CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA: ENTRE LA TOMA  $C_{13}$  Y EL PUNTO DE CARGA, PASANDO POR LA CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIÓN DEL PUNTO DE CARGA.**

Para el cálculo de los conductores de la toma  $C_{13}$  se sigue la misma estrategia que para el cálculo de los conductores realizado en los apartados anteriores.

De acuerdo con la Norma UNE-HD 60364-5-52 tabla A.52.3, se ha decidido la instalación de los conductores en un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes, como se aprecia en la

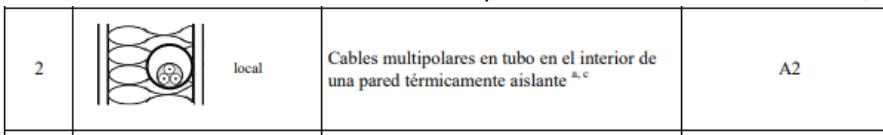


Figura 64.

Ele- mento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
2		Cables multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente aislante <sup>a, c</sup>	A2

Figura 64 *Método de instalación sobre un tubo en el interior de paredes térmicamente aislantes.*

A continuación, en la tabla B.52.1 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 se muestran las siguientes tablas a consultar para obtener tanto las corrientes admisibles por los conductores como los factores de temperatura ambiente y factor de reducción por agrupamiento que se le deben aplicar. En este proyecto se toman dos conductores de cobre aislados mediante aislamiento termoplástico (PVC), por lo que se examinan las tablas de la Normal UNE presentadas en un círculo amarillo en la Figura 65.

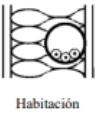
Método de instalación de referencia		Tabla y columna						
		Corrientes admisibles para los circuitos simples			Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción por agrupamiento		
		Aislamiento termoplástico	Aislamiento termoestable	Aislamiento mineral				
		Número de conductores aislados						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Cable multipolar en un tubo en una pared térmicamente aislante	A2	B.52.2 Col. 3	B.52.4 Col. 3	B.52.3 Col. 3	B.52.5 Col. 3	–	B.52.14 B.52.17 Excepción D (aplica la tabla B.52.19)

Figura 65 Tablas de referencia según el método de instalación A2.

No es preciso ajustar la intensidad máxima del sistema mediante un factor de corrección de temperatura, ya que la temperatura ambiente real más desfavorable se toma como 30°C, mismo valor que la temperatura de referencia es de 30°C. Queda destacado en la Figura 66 que el factor corrector de temperatura es 1,00.

Al mismo tiempo, conviene considerar el factor de reducción por agrupamiento presente en la tabla B.52.17 de la Norma UNE-HD 60364-5-52. Para la realización de este proyecto solamente es preciso un cable bipolar (neutro y fase). Queda destacado en la Figura 67 que el factor de reducción por agrupamiento es 1,00.

Entendiendo  $I_{N \max \text{ punto de carga}}$  por la intensidad nominal del interruptor automático de protección encontrado en la Figura 47 conforme a la potencia que se ha elegido anteriormente para el punto de recarga en este proyecto, se realiza el cálculo de la Ecuación (66). En este caso, para la potencia escogida de 3680W corresponde una intensidad de 16A.

$$I_{\max \text{ corregida}} = \frac{I_{N \max \text{ punto de carga}}}{f_{temp} \cdot f_{agrup}} \quad (66)$$

donde  $I_{\max \text{ corregida}}$  es la intensidad máxima hipotética para ser comparada con las tablas de referencia dadas por la Norma UNE-HD 60364-5-52 (A),  $I_{N \max \text{ punto de carga}}$  es la intensidad máxima permitida en la línea C<sub>13</sub> conforme a la potencia del punto de carga del vehículo eléctrico (A),  $f_{temp}$  es el factor de corrección por temperatura cuando la temperatura de referencia difiere de la real y  $f_{agrup}$  es el factor de corrección por agrupamiento.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	PVC
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,06
30	1,00
35	0,94
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50

Figura 66 Factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 30°C a aplicar a los valores de corrientes.

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

Figura 67 Factores de reducción a aplicar a los valores de corrientes admisibles por el cable.

Llevando a cabo el cálculo de la Ecuación (66), quedan reflejadas en la Tabla 54 las intensidades máximas corregidas:

Tabla 54 Intensidades máximas corregidas cables de la línea C<sub>13</sub>.

Suposición	Intensidad máxima sistema (A)	Intensidad
		máxima corregida sistema (A)
Caso vitro + punto carga	16,00	16,00

Seguidamente, se va a calcular la sección mínima del cable. A su vez, se ha de tener en consideración la caída de tensión. Acorde a la ITC 52-5 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [71]: “La caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no será superior al 5 %. Los conductores utilizados serán generalmente de cobre y su sección no será inferior a 2,5 mm<sup>2</sup>”.

Tomando que la resistividad del cobre aislado con PVC a 70°C es de 0,021Ω·mm<sup>2</sup>, resultan las secciones mínimas a partir de la Ecuación (60) presentadas en la Tabla 55.

Tabla 55 Secciones mínimas conductores de la línea C<sub>13</sub>.

Suposición	Longitud (m)	Intensidad máxima sistema (A)	Voltaje sistema (V)	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )
Caso vitro + punto carga	5	16,00	230	0,29

En la tabla B.52.2 columna 3 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 aparecen las secciones normalizadas y sus intensidades admisibles para el método de instalación elegido con una temperatura del conductor de 70°C, las cuales se muestran en Amperios en la Figura 68.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	A2	
	1	3
Cobre		
1,5	14	
2,5	18,5	
4	25	
6	32	
10	43	
16	57	
25	75	
35	92	
50	110	
70	139	
95	167	
120	192	
150	219	
185	248	
240	291	
300	334	

Figura 68 Corrientes admisibles (A) para dos conductores de cobre aislados con PVC. Temperatura del conductor=70°C, temperatura ambiente=30°C y temperatura del terreno=20°C.

En vista de los resultados obtenidos de las intensidades máximas corregidas mostradas en la Tabla 56 y las secciones mínimas mostradas en la Tabla 55, se presentan en la siguiente tabla la sección final escogida para cumplir con las necesidades anteriormente explicadas. A su vez se calcula la caída de tensión mediante la Ecuación (60) relacionada con la sección hipotética.

Tabla 56 Sección hipotética cable de la línea C<sub>13</sub>.

Suposición	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima corregida (A)
Caso vitro + punto carga	0,29	16,00

Sección hipotética (mm <sup>2</sup> )	Intensidad sección hipotética (A)	¿Cumple la condición V <sub>caída tensión</sub> ≤0,015*V?
2,50	18,50	Sí ; V <sub>caída tensión</sub> =0,006*V

Para finalizar, se elige la sección hipotética mostradas en la Tabla 56, cumpliendo la caída de tensión impuestas por la ITC 52-5 del Reglamento de Baja Tensión [71].

[Protecciones de baja tensión en corriente alterna: la caja de conexiones y protección del punto de carga del vehículo eléctrico.](#)

Cabe destacar que este apartado se daba en la ITC-52 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [71].

El primer elemento a encontrar en la caja de conexiones y protección del punto de carga del vehículo eléctrico es un dispositivo protector frente a sobretensiones tanto transitorias como

permanentes, tal como indica la ITC correspondiente, y para su correcta elección se debe tener en cuenta el voltaje de corriente alterna, es decir, 230V. De acuerdo con la ITC nombrada “Los dispositivos de protección contra sobretensiones temporales estarán previstos para una máxima sobretensión entre fase y neutro hasta 440V.”

Por consiguiente, se ha tomado la elección del protector frente a sobretensiones tanto transitorias como permanentes en corriente alterna modelo MZ240N del fabricante HAGER dotado de dos polos (neutro y fase) más salida a tierra [36].

A continuación, se coloca un diferencial. Tal y como se expresa en la ITC-BT 52 [71], la corriente diferencial-residual de este dispositivo debe ser de 30mA como máximo y, además, debe ser de clase A. Conjuntamente, se coloca un magnetotérmico para proteger la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos obligatoriamente de curva C de acuerdo a dicha ITC.

Para su elección se toma la corriente nominal indicada en la Figura 47, conforme a la potencia que se ha elegido anteriormente para el punto de recarga en este proyecto, es decir, para la potencia escogida de 3680W corresponde una intensidad de 16A. Así pues, se ha escogido el magnetotérmico diferencial modelo RKCA1PNC1630 del fabricante LS Electric [37], el cual cumple las especificaciones nombradas.

## Anexo textual VII: CONSUMO DE AGUA CALIENTE SANITARIA DE LA VIVIENDA

En este apartado se procede a examinar el consumo real de agua de la vivienda basado en datos de los años anteriores. Este análisis de consumo se ha realizado a partir de la base de los recibos pertinentes del domicilio.

La Tabla 57 muestra el consumo de agua a lo largo de los últimos años.

*Tabla 57 Consumo de agua en la vivienda.*

Año	Primer semestre	Segundo semestre	Total
	Consumo de agua (m <sup>3</sup> )		
2018	132,00	118,00	250,00
2019	126,00	103,00	229,00
2020	126,00	112,00	238,00
2021	130,00	93,00	223,00
<b>Promedio</b>	<b>128,50</b>	<b>106,50</b>	<b>235,00</b>

Es fundamental conocer la demanda de ACS (agua caliente sanitaria) en el emplazamiento para poder dimensionar la instalación solar térmica. Para ello, se determinan unos coeficientes de agua caliente frente al agua total consumida, y así poder establecer el ACS necesaria tanto diaria (Ecuación (67)) como mensual (Ecuación (68)), lo cual queda reflejado en la Tabla 58.

*Tabla 58 ACS diaria y mensual.*

Mes	Coeficiente		
	ACS (%)	ACS diaria (m <sup>3</sup> )	ACS mensual (m <sup>3</sup> )
Enero	50	0,322	9,979
Febrero	50	0,322	9,014
Marzo	35	0,225	6,986
Abril	35	0,225	6,760
Mayo	35	0,225	6,986
Junio	25	0,161	4,829
Julio	25	0,161	4,990
Agosto	25	0,161	4,990
Septiembre	35	0,225	6,760
Octubre	35	0,225	6,986
Noviembre	35	0,225	6,760
Diciembre	50	0,322	9,979

$$V_{ACS\_día} = V_{agua\ total} * coef_{ACS} \quad (67)$$

$$V_{ACS\_mes} = V_{ACS\_día} * n\_días\_mes \quad (68)$$

donde  $V_{ACS\_día}$  es el consumo supuesto de agua caliente sanitaria en un día ( $m^3$ ),  $v_{agua\ total}$  es el consumo promedio total de agua ( $m^3$ ),  $coef_{ACS}$  es el porcentaje supuesto de consumo de agua caliente sanitaria frente al consumo total de agua (%),  $V_{ACS\_mes}$  es el consumo supuesto de agua caliente sanitaria en un mes determinado ( $m^3$ ) y  $n\_días\_mes$  es el número de días que tiene ese mes determinado (días).

## Anexo textual VIII: COMPONENTES DEL SISTEMA TÉRMICO Y FUNDAMENTOS PRINCIPALES [54], [77]

El sistema básico de uso de la energía solar térmica es la unión de los colectores solares, también denominados captadores solares, a una o varias calderas localizadas en una sala de calderas, donde se produce la aportación de calor destinada a los distintos servicios térmicos del edificio, es decir, donde se encuentra el inicio tanto del circuito primario de ACS (agua caliente sanitaria) como del circuito de calefacción. El circuito primario se trata de un circuito cerrado por el que circula el fluido caloportador desde los colectores solares hasta en un intercambiador térmico, el cual es devuelto a los colectores para realizar el mismo ciclo indefinidamente.

Conjuntamente, es preciso disponer de intercambiadores de calor que permitan evacuar el calor de la caldera al ACS sin que se produzcan confluencias, en otros términos, del circuito primario al secundario. Esto es debido a que el agua proveniente de la caldera no es adecuada para el consumo humano. La distribución del agua tras su calentamiento a los diversos puntos de consumo se realiza a lo largo de la edificación a través de una red de tuberías.

Estas instalaciones también deben estar dotadas de circuitos de recirculación de forma que la red de tuberías conserve una temperatura apropiada para conseguir un flujo de agua caliente regular a lo largo del tiempo. Dichos circuitos de recirculación están compuestos por otra red de tuberías que devuelve el agua a la sala de calderas, lo cual se consigue utilizando bombas de recirculación capaces de hacer circular continuamente el ACS a lo largo de la instalación.

Cabe destacar que el agua no presenta casi agresividad en el circuito primario una vez hechas las primeras depuraciones. En cambio, los circuitos secundarios y de recirculación son circuitos abiertos donde continuamente llega el ACS, que es bastante más agresiva para los elementos que componen la instalación y, por consiguiente, los materiales que están expuestos a esta agua no pueden alterar su grado de potabilidad, lo que se debe considerar a la hora de escoger los elementos que compongan dichos circuitos.

### 1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN [53].

#### a. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN INSTANTÁNEA.

En los sistemas de producción instantánea se destaca fundamentalmente que, al mismo tiempo que el agua de consumo es demandada, esta es calentada por la caldera. Por esta razón, los intercambiadores se diseñan adaptándose a las necesidades de máxima demanda que presenta el edificio.

Paralelamente, este tipo de sistemas necesitan bombas en el circuito primario para hacer circular el agua desde los colectores solares hasta los intercambiados en la sala de calderas.



Figura 69 Kit de producción instantánea de ACS [53].

### b. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON ACUMULACIÓN.

En los sistemas de producción con acumulación resalta el empleo de sistemas de acumulación, dicho de otra manera, depósitos donde se conserva el agua caliente hasta su utilización. Así pues, el agua acumulada es destinada a los picos de demanda, lo que precisa una potencia menor que la de producción. De esta forma, se disminuye la potencia requerida a la vez que se consigue un funcionamiento uniforme de la instalación.

Existen dos tipos de producción con acumulación: sistemas de semiacumulación, donde solamente parte de la demanda de ACS es calentada y almacenada con antelación; mientras que los sistemas de acumulación total son capaces de hacer frente a la totalidad de la demanda de ACS.

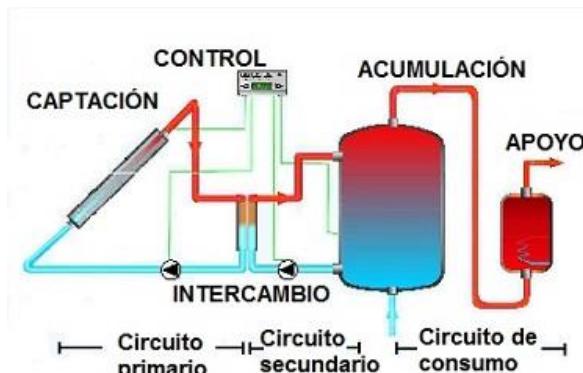


Figura 70 Esquema sistema de producción de ACS con acumulación [54].

## 2. INTERCAMBIADORES DE CALOR [43], [44].

Un intercambiador de calor es un dispositivo que permite el paso del calor de un sistema a otro de forma continua. Su funcionamiento se debe a las leyes naturales de la física, puesto que mientras exista una diferencia de temperatura, el calor fluye desde el cuerpo de más temperatura al cuerpo de menos temperatura hasta que se alcance la situación de equilibrio. Dicho de otra manera, el calor cedido por el sistema caliente es igual a la cantidad de calor absorbida por el cuerpo frío más unas pérdidas.

Los intercambiadores a emplear son de tipo indirecto, puesto que el agua caliente de la caldera y el agua a calentar para el consumo están separadas por una superficie transmisora del calor.

### a. INTERCAMBIADORES TUBULARES.

Los intercambiadores tubulares están formados por un haz tubular, también denominado serpentín, por el que circula el agua caliente primaria, es decir, el agua calentada por las calderas. Este serpentín está situado en el interior de una carcasa cilíndrica, a través de la cual pasa el agua secundaria, es decir, el ACS a calentar. Asimismo, el serpentín suele ubicarse dentro de un depósito de acumulación tal como se muestra en la Figura 71, lo que constituye un interacumulador.

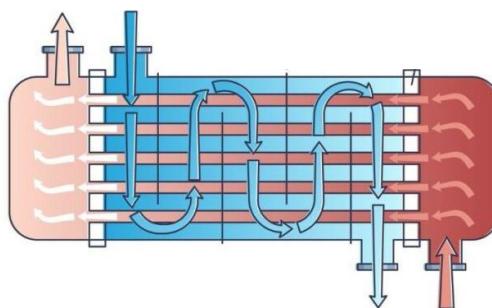


Figura 71 Representación gráfica de un intercambiador de calor tubular [44].

Teniendo en cuenta que el material de los interacumuladores no puede alterar las características de potabilidad del agua, estos dispositivos se fabrican normalmente de acero inoxidable.

### b. INTERCAMBIADORES DE PLACAS [43].

Los intercambiadores de placas están formados por un conjunto de placas y juntas, donde la placa es la superficie intercambiadora del calor y la conducción de los fluidos a lo largo del intercambiador se realiza a través de las juntas.

Todas las placas disponen de dos juntas anulares situadas alrededor de los orificios de entrada, los cuales llevan el flujo primario y secundario a ambos lados de la placa, además de una junta principal que las envuelve.

El funcionamiento de este tipo de intercambiadores de calor se representa en la Figura 72.

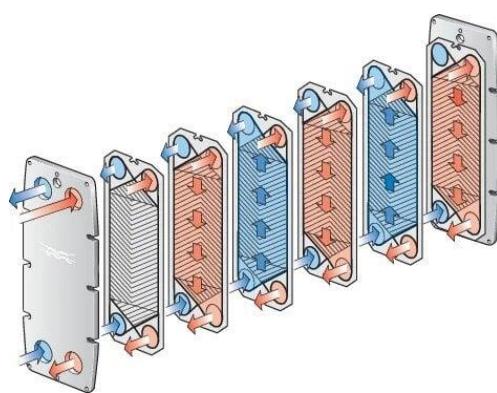


Figura 72 Representación gráfica de un intercambiador de calor de placas [43].

El agua caliente, la cual se muestra de color rojo, accede por las conexiones superiores y se descarga por las inferiores. De manera contraria, el agua fría, la cual se muestra de color azul, accede por las conexiones inferiores y se descarga por las superiores. Cuando el intercambiador de placas es atravesado por ambos fluidos, el calor se transmite del caliente al frío.

Normalmente, las placas están fabricadas de acero inoxidable o titanio, mientras que las juntas están fabricadas de nitrilo o vitón. Cabe destacar que la vida útil de un intercambiador de placas está condicionada por el tiempo de servicio de las juntas, que a su vez está determinado por las condiciones de funcionamiento, tales como la temperatura.

### 3. DEPÓSITOS [78].

Un depósito de agua caliente sanitaria es un dispositivo que almacena el agua ya calentada a la temperatura deseada de modo que pueda consumirse cuando se necesite.

Los depósitos han de presentar obligatoriamente estas conexiones:

- Sistema de conexión: ya sea de los serpentines internos o de los colectores solares externos.
- Entrada: se ubica en la parte baja del depósito, donde un desviador orienta hacia el fondo el agua que se va a calentar con el fin de facilitar la separación de aguas en su interior.
- Salida del ACS: se ubica en la parte alta del depósito.
- Sistema de vaciado: situado en la parte inferior para extraer muestras del agua y evacuar el fango que se ha ido depositando.
- Sistema de limpieza.
- Protecciones catódicas: debido a que son aparatos metálicos que pueden presentar riesgo de corrosión.
- Otras tomas para la conexión de las sondas de control, válvulas de seguridad, recirculación del ACS y termómetros.

El principal factor de los depósitos es su composición, pudiendo ser de acero inoxidable, acero con esmalte vitrificado o acero con tratamientos especiales, como los tratados con resina epoxi. Además, se debe contemplar la temperatura ( $T_{a\text{mínima}}=70^\circ\text{C}$  de acuerdo al Real Decreto 865/2003 contra la legionelosis) y presión ( $P_{\text{mínima}}=6\text{bar}$ ,  $P_{\text{recomendada}}=8\text{bar}$ ) capaz de soportar.

Dependiendo si el depósito lleva incorporado o no el intercambiador de calor, este puede ser interacumulador o acumulador.

#### a. INTERACUMULADOR [45].

Dado que incorporan un intercambiador de calor interno, los interacumuladores permiten tanto la acumulación de agua como su calentamiento.

Los interacumuladores requieren la conexión de una fuente de calor externa (colectores solares) para ser utilizados. Además, los interacumuladores para uso doméstico suelen situarse en el interior de las viviendas, pero también existen ejemplares diseñados para el exterior.

##### Interacumulador de serpentín interior.

Estos dispositivos son simples depósitos incorporan un intercambiador tubular en su interior, es decir, poseen un tubo en espiral por donde pasa el fluido caloportador. Este tubo, denominado serpentín, está situado en contacto directo con el agua a calentar.

Las capacidades de los interacumuladores de serpentín son muy variadas, pudiéndose emplear en instalaciones de volúmenes muy elevados. Adicionalmente, ofrecen una mayor comodidad al usuario y son habitualmente más eficientes, debido a que se benefician del efecto de estratificación, dicho de otra manera, el agua a mayor temperatura tiende a subir hacia la parte alta del depósito, quedando el agua a menor temperatura en la parte más baja, lo que aumenta el volumen de ACS disponible y evita fluctuaciones en su temperatura.

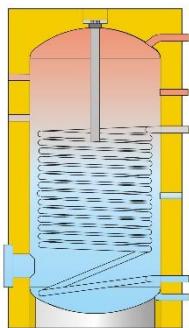


Figura 73 Representación gráfica de un interacumulador de serpentín interior [46].

#### Interacumulador de doble envolvente.

Estos dispositivos se pueden entender como un depósito dentro de otro depósito. El fluido caloportador, proveniente del circuito primario, circula por el espacio existente entre ambos depósitos y calienta el agua que contiene el depósito. Gracias a esta configuración, la pared interpuesta que separa los fluidos actúa como elemento de intercambio del calor, lo que permite obtener un rendimiento satisfactorio.

Su uso es adecuado para instalaciones de volúmenes pequeños. A su vez, debido a una mayor superficie de intercambio térmico respecto al agua almacenada, posibilita trabajar con menores volúmenes de acumulación frente a otros dispositivos, ya que el calentamiento del agua de su interior se produce de forma más rápida.

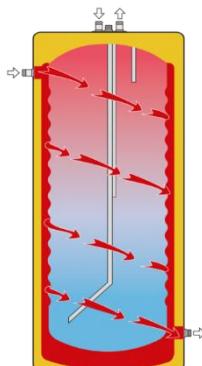


Figura 74 Representación gráfica de un interacumulador de doble envolvente [47].

#### b. ACUMULADOR.

Un acumulador de ACS es un tipo de depósito térmicamente aislado, cuya función es almacenar agua a alta temperatura durante un periodo de tiempo prolongado.

Dado que los acumuladores solo permiten la acumulación de agua calentada previamente, es necesario un sistema externo para el intercambio de calor.



Figura 75 Representación gráfica de un acumulador [48].

## 4. VÁLVULAS DE REGULACIÓN [49], [78].

Una válvula de regulación es un dispositivo para controlar el caudal, la presión o la temperatura de un fluido. Su funcionamiento se debe a un elemento en su interior que se mueve para tapar el orificio e impedir el paso del fluido, regulándolo.

Existen dos tipos de válvulas destinadas a regular la temperatura del agua caliente sanitaria: válvulas termostáticas y válvulas motorizadas.

Los materiales más comunes son el bronce, el acero inoxidable y las aleaciones especiales.

### a. VÁLVULAS TERmostáticas.

Las válvulas termostáticas se accionan directamente por medio de un elemento termosensible que las posiciona constantemente.

La hay de dos tipos: aquellas destinadas para ser instaladas a la salida del depósito, las cuales constan de cuatro vías (Figura 76); y aquellas destinadas para ser instaladas cerca de los puntos de consumo, las cuales constan de tres vías (Figura 77).

Ambas válvulas poseen una vía para el sistema de distribución de ACS, otra para el sistema de acumulación y otra para el sistema de agua fría. La diferencia es que las válvulas de cuatro vías poseen también una cuarta vía para el sistema de recirculación, mientras que las válvulas de tres vías necesitan la colocación de una válvula adicional de dos vías para el montaje del sistema de recirculación.



Figura 76 Válvula de cuatro vías termostática para la salida del depósito de ACS [51].



Figura 77 Válvula de tres vías termostática para puntos cercanos de consumo de ACS [52].

### b. VÁLVULAS MOTORIZADAS.

Las válvulas motorizadas son válvulas de tres vías que funcionan por medio de servomotores controlador con reguladores que receptan la señal de los sensores de temperatura. Una vía está destinada al sistema de distribución de ACS, otra vía está destinada al sistema de acumulación y la última vía está destinada al sistema de agua fría.



Figura 78 Válvula de tres vías motorizada para ACS [50].

## 5. BOMBAS DE CIRCULACIÓN [56].

Una bomba de circulación de agua es un dispositivo que transfiere energía para mover el agua, generalmente de forma ascendente. Las bombas poseen dos orificios: uno de aspiración y otro de impulsión, es decir, uno de entrada y otro de salida.

Hay tres tipos de bombas de circulación: aquellas localizadas en el circuito primario que ceden el calor de los colectores térmicos al circuito del agua caliente; aquellas localizadas en el circuito

secundario que trabajan con el ACS acumulada; y aquellas que recirculan el agua de todo el edificio.

Los materiales más comunes son el bronce y el acero inoxidable.



Figura 79 Ejemplo bomba de circulación para ACS [55].

## 6. CONTADORES [57].

Un contador de agua es un aparato de medición concebido para detectar, registrar y visualizar la cantidad de agua que pasa a través del captador de lectura.

Existen dos principales categorías de contadores de agua, tanto fría como caliente:

- Contadores mecánicos: determinan continuamente el agua que fluya a través de ellos, como los contadores de velocidad y los contadores volumétricos.
- Contadores no mecánicos: determinan el caudal de agua por métodos que no implican contacto entre el agua y un elemento. Se trata de aparatos electrónicos que transforman una señal ultrasónica o electromagnética en una señal de caudal.

Las instalaciones centrales de ACS precisan contadores en la toma general de agua para llevar el registro del consumo general. De la misma manera, cuando existen diferentes destinatarios como ocurre en los edificios de viviendas, es necesario un contador individual de ACS en cada domicilio.



Figura 80 Ejemplo contador de agua [58].

## 7. TUBERÍAS [78].

La red de tuberías es un sistema de tubos ensamblados que permiten la conducción de los fluidos caloportadores y el ACS. Cabe destacar que su sección es circular y pueden estar compuestas de diferentes materiales en función de los aspectos técnicos y económicos, así como de su funcionalidad y finalidad, por ejemplo, materiales metálicos como el acero inoxidable y el cobre, o materiales termoplásticos como el policloruro de vinilo (PVC) y el polietileno (PE).

Las tuberías son el principal elemento, por lo que conviene elegirlas en función de la temperatura y presión de trabajo, así como su compatibilidad con el fluido para que no afecte su composición ni produzca reacciones anómalas.



Figura 81 Ejemplo sistema de tuberías preaisladas con dos tubos para calefacción y dos tubos para agua caliente sanitaria [59].

De la misma manera, es preciso considerar que las redes de tuberías son sistemas formados tanto por tuberías como por uniones y accesorios, además de otros elementos como soportes, dilatadores y el aislamiento. Así pues, estos otros componentes deben satisfacer los mismos requisitos que las tuberías propiamente dichas, aunque a veces estos requisitos de trabajo dependen de las uniones y accesorios y no de las tuberías.



Figura 82 Uniones y accesorios para tuberías [60].

## 8. AISLAMIENTO TÉRMICO [61].

El aislamiento térmico consiste en ciertos elementos que evitan la pérdida de calor en los conductos por donde pasa el fluido caloportador o el ACS, así pues, es más complicado que baje la temperatura del fluido que transportan. Uno de sus efectos principales es el ahorro de energía y una mayor eficiencia de la instalación, lo que se traduce por un menor gasto económico. Así mismo, impide el riesgo por el contacto con la superficie caliente de la tubería, evita las condensaciones superficiales y reduce el riesgo de congelación de las tuberías exteriores.

Hay muchos tipos de aislantes térmicos utilizados en las redes de tuberías, tal como las coquillas de espuma elastomérica, de lana mineral y de polietileno, tubos corrugados o espumas expansivas.



Figura 83 Ejemplos de aislamiento térmico: coquilla, tubo corrugado y espuma expansiva (de izquierda a derecha) [62], [63], [64].

Sin embargo, un aislamiento térmico más elevado y de mejor calidad plantea menos problemas para garantizar la temperatura requerida en los puntos más alejados. Igualmente, no debe olvidarse un apropiado aislamiento térmico cuando las tuberías de agua fría se encuentran cerca de las tuberías de ACS.

Todo ello se regula en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), publicado en el Real Decreto 1027/2007.

## Anexo textual IX: PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA LEGIONELOSIS.

La legionelosis es una enfermedad causada por la bacteria "Legionella Pneumophila" y que produce síntomas de neumonía. Esta bacteria habita en el agua y está muy presente en los medios acuáticos naturales, pudiendo sobrevivir en entornos muy variables.

El riesgo para el ser humano depende de su introducción en los sistemas hídricos a través de las redes de abastecimiento de agua potable, y su desarrollo precisa de un ambiente de agua estancada o con baja velocidad, así como de una temperatura adecuada que favorezca su proliferación (entre 20°C a 45°C) y de nutrientes apropiados, es decir, suciedad.

Los puntos de mayor riesgo principales son la conexión a los aparatos de uso del consumidor, como los grifos, los bucles de recirculación y los depósitos tanto de agua caliente sanitaria (ACS) como de agua fría para el consumo humano (AFCH), sin olvidar, por supuesto, las zonas ocultas. Dentro de las instalaciones de mayor riesgo se encuentran las instalaciones de ACS que cuentan con acumulación y recirculación.



Figura 84 Bacteria "Legionella Pneumophila".

En el Real Decreto 865/2003 del 4 de julio de 2003 se encuentra la actual legislación vigente en relación tanto con los criterios de diseño y mantenimiento de las instalaciones pertinentes como las medidas higiénico-sanitarios para la prevención de la legionelosis.

Como medidas básicas de prevención se establecen la eliminación de factores propicios para la bacteria a través del tratamiento y desinfección constante del agua. Del mismo modo, se debe procurar una reducción al máximo de zonas impuras realizando un adecuado diseño y mantenimiento de las instalaciones. Es necesario que las medidas que se adopten impidan el crecimiento de la "Legionella Pneumophila", en especial impidiendo los tres factores que contribuyen a su proliferación: el estancamiento, la temperatura y la suciedad.

Asimismo, los residuos derivados de los procesos de depuración han de ser tratados conforme con la legislación vigente relativa al medioambiente.

En la normativa anteriormente nombrada se señalan las siguientes indicaciones:

- No debe existir ningún punto de estancamiento a lo largo de toda la instalación.
- Se está en la obligación de no emplear materiales que propicien el origen de una biocapa, al igual que dichos materiales deben tolerar los procesos de desinfección. Igualmente, hay que favorecer la accesibilidad a los sistemas para su inspección, limpieza, desinfección y toma de muestras.

- Es necesario el empleo de un apropiado aislamiento en la red de tuberías, puesto que el agua fría se debe encontrar con una temperatura inferior a los 20°C. Asimismo, la temperatura del ACS debe ser superior a 50°C en el punto más alejado del circuito, así como en las tuberías de retorno, y si el circuito posee de un sistema de acumulación, la temperatura debe ser superior a 60°C, pudiendo alcanzar 70°C.

Igualmente, hay que tener en cuenta ciertas normas UNE, las cuales se indican a continuación. De acuerdo a la norma UNE-EN 13.443-1:

- Es imprescindible incluir una serie de filtros en el sistema de entrada de agua a la instalación, los cuales frenarán el paso a partículas de entre 80 y 150 micrómetros.

De acuerdo a la norma UNE-EN 1.717:

- Es necesario localizar un sistema de válvulas de retención que no permita retornar el agua a causa de reducción del caudal suministrado o pérdidas de presión a fin de evitar el mezclado de fluidos de circuitos distintos.

De acuerdo a la norma UNE 100.030:

- El cobre, el acero inoxidable y algunos materiales plásticos son convenientes para las propias tuberías en cuanto a resistencia a la temperatura y presión.
- No debe emplearse materiales que faciliten la formación de bacterias u hongos para el sellado de las uniones.
- Las tuberías de entrada al difusor de duchas o grifos han de quedar vacías fuera de su empleo.
- Se está en la obligación de aislar los depósitos de ACS, los cuales han de poseer una boca de vaciado y una boca de registro para ser limpiados.

## Anexo textual X: ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

Tabla 59 Datos generales del emplazamiento.

Mes	Irradiación mensual (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura media del agua de la red (°C)	Temperatura media ambiente (°C)
Enero	144,13	5,20	2,60
Febrero	145,63	6,20	3,60
Marzo	165,07	7,20	5,60
Abril	156,52	9,20	8,10
Mayo	157,53	11,20	11,40
Junio	154,50	14,20	16,30
Julio	174,94	17,20	20,10
Agosto	180,75	16,20	19,40
Septiembre	174,35	14,20	16,70
Octubre	168,31	11,20	10,90
Noviembre	140,58	7,20	5,80
Diciembre	144,60	5,20	3,30

El dimensionamiento se va a realizar mediante el método f-chart, que permite realizar el cálculo del factor de cobertura solar, es decir, del rendimiento de la instalación. Este método consiste en definir unas variables adimensionales dependientes del sistema térmico ( $D_1$  y  $D_2$ ) con el propósito de correlacionar estas variables con el rendimiento del sistema en un determinado periodo de tiempo. Esto se lleva a cabo mediante la siguiente relación matemática:

$$f = 1,029 \cdot D_1 - 0,065 \cdot D_2 - 0,245 \cdot D_1^2 + 0,0018 \cdot D_2^2 + 0,0215 \cdot D_1^3 \quad (69)$$

$$\text{donde } D_1 = \frac{E_{abs\_mes\_colectores}}{Q_{mes\_cal}} \text{ y } D_2 = \frac{E_{per\_mes\_colectores}}{Q_{mes\_cal}}$$

donde  $f$  es la fracción de carga calorífica mensual que se transforma en energía solar,  $D_1$  representa la ganancia de colector,  $D_2$  representa las pérdidas totales debidas a la reflexión de la radiación solar,  $E_{abs\_mes\_colectores}$  es la energía absorbida en un determinado mes por el colector y transformación en calor (kWh/mes),  $E_{per\_mes\_colectores}$  es la energía perdida en un determinado mes en el colector (kWh/mes) y  $Q_{mes\_cal}$  es la cantidad de calor que se necesita en un determinado mes para calentar el agua (kWh/mes).

La carga calorífica mensual para calentar el agua se calcula mediante la Ecuación (70).

$$Q_{mes\_cal} = C e_{agua \text{ a } T_{ACS}} \cdot \rho_{agua} \cdot V_{ACS\_mes} \cdot (T_{ACS} - T_{red}) \quad (70)$$

donde  $Ce_{agua\ a\ TACS}$  es el calor específico del agua a la temperatura a la que se calienta el ACS (kWh/(kg\*°C)),  $\rho_{agua}$  es la densidad del agua (kg/m<sup>3</sup>),  $V_{ACS\_mes}$  es el volumen de ACS que se consume en un determinado mes (m<sup>3</sup>/mes),  $T_{ACS}$  es la temperatura a la que se calienta el ACS (°C) y  $T_{red}$  es la temperatura media mensual del agua de red (°C).

La energía absorbida por el colector solar se calcula mediante la Ecuación (71).

$$E_{abs\_mes\_colectores} = S_{colectores} \cdot H_{mes} \cdot F'_r(\alpha\tau) \quad (71)$$

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

donde  $S_{colectores}$  es la superficie total de colectores (m<sup>2</sup>),  $H_{mes}$  es la irradiación mensual en el emplazamiento (kWh/m<sup>2</sup>),  $F'_r(\alpha\tau)$  es el factor adimensional,  $F_r(\alpha\tau)_n$  es el factor de eficiencia óptica del colector,  $(\alpha\tau)/(\alpha\tau)_n$  es el factor de modificación del ángulo de incidencia (0,96 si la superficie del captador es transparente sencilla y 0,94 si es transparente doble) y  $F'_r/F_r$  es el factor de corrección del conjunto captador-intercambiador (se puede tomar el valor 0,95).

La energía perdida en el colector solar se calcula mediante la Ecuación (72).

$$E_{per\_mes\_colectores} = S_{colectores} \cdot (100 - T_{amb}) \cdot t_{mes} \cdot F'_r U_L \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (72)$$

$$\text{donde } F'_r U_L = F_r U_L \cdot \frac{F'_r}{F_r}$$

$$K_1 = \left( \frac{V_{acumulador}}{75 \cdot S_{colector}} \right)^{-0,25} \quad y \quad K_2 = \frac{11,6 + 1,18 \cdot T_{ACS} + 3,86 \cdot T_{red} - 2,32 \cdot T_{amb}}{100 - T_{amb}}$$

donde  $S_{colectores}$  es la superficie total de colectores (m<sup>2</sup>),  $T_{amb}$  es la temperatura media mensual del ambiente en el emplazamiento (°C),  $t_{mes}$  es el tiempo en el que los colectores están funcionando en un determinado mes (h),  $F'_r U_L$  es el factor adimensional,  $F_r U_L$  es el coeficiente global de pérdidas del captador,  $F'_r/F_r$  es el factor de corrección del conjunto captador-intercambiador (se puede tomar el valor 0,95),  $K_1$  es el factor de corrección debido al almacenamiento del agua,  $V_{acumulador}$  es el volumen máximo del acumulador de agua (l),  $K_2$  es el factor de corrección para la temperatura del ACS en relación con la temperatura del agua de red y la temperatura ambiente,  $T_{ACS}$  es la temperatura a la que se calienta el ACS (°C) y  $T_{red}$  es la temperatura media mensual del agua de red (°C).

Una vez hallado el valor  $f$  (la cobertura solar) con los datos obtenidos de acuerdo a las ecuaciones recién presentadas, se puede determinar la energía útil resultante en el colector solar conforme a la Ecuación (73).

$$E_{util\_mes\_colectores} = f \cdot Q_{mes\_cal} \quad (73)$$

donde  $E_{util:mes\_colectores}$  es la energía útil captada en un mes determinado (kWh/mes).

Tras una investigación de mercado, se ha escogido el panel solar aH72SK del fabricante Abora Solar. Su principal característica se debe a ser un panel solar híbrido, es decir, es capaz de dar una producción simultánea tanto térmica como fotovoltaica. Si la generación de energía térmica del conjunto de paneles se combina con una caldera eléctrica alimentada por la energía eléctrica que producen, se puede tener un sistema de ACS y calefacción totalmente a base de energía renovable.

A continuación, se presentan las características térmicas (Tabla 60) y fotovoltaicas de dicho panel solar (Tabla 61):

Tabla 60 Características térmicas panel aH72SK de Abora Solar.

Tipo de panel	Dimensiones (mm)	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	Rendimiento óptico $F_r(\alpha\tau)_n$ (%)	Coeficiente pérdidas térmicas lineales (W/(m <sup>2</sup> *K))
aH72SK de Abora Solar	1970x995x107	1,88	70	5,98

Tabla 61 Características fotovoltaicas panel aH72SK de Abora Solar.

Tipo de panel	Potencia (kW)	Voltaje máxima potencia, $V_{mp}$ (V)	Corriente máxima potencia, $I_{mp}$ (A)	Voltaje circuito abierto, $V_{oc}$ (V)	Corriente cortocircuito $I_{sc}$ (A)
aH72SK de Abora Solar	0,35	39,86	8,76	48,61	9,16

### a. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE COLECTORES SOLARES.

De acuerdo a la *Figura 15 de la Memoria*, las dimensiones del tejado nº1 corresponden a 9,3 metros de largo por 4,5 metros de ancho.

Tras analizar la distribución óptima de los colectores solares en cuanto a espacio para conocer las dimensiones máximas que ocuparían, resulta el cálculo del largo que se ha realizado dividiendo el largo del tejado nº1 (respetando un margen de 0,5 metros en su lateral derecho para evitar pérdidas por sombras) entre la largura de los paneles, mientras que el ancho se ha realizado de igual manera, pero atendiendo a la Ecuación 8 que considera el espacio mínimo entre dos strings.

$$n_{largo} = \frac{9,3 - 0,5 \text{ metros}}{1,970 \text{ metros/colector}} = 4,47 \sim 4 \text{ colectores} \quad (74)$$

$$4,5 = (n_{ancho} - 1) \cdot 0,995 \cdot \left( \cos(60 - 20) + \frac{\sin(60 - 20)}{\tan(26 + 20)} \right) + 0,995 \cdot \cos(60 - 20) \rightarrow \\ n_{ancho} = 2,75 \sim 2 \text{ colectores}$$

Finalmente, se decide colocar dos strings de cuatro colectores cada uno atendiendo a la Ecuación (74), empleando 7,88 metros de largo empezando por el lateral izquierdo y 2,14 metros de ancho como mínimo, ya que se puede dejar más espacio entre strings para asegurar completamente la ausencia de sombras generadas por ellos mismos.

b. CÁLCULO DE LA COBERTURA SOLAR GENERADA POR EL NÚMERO DE COLECTORES SOLARES.

Haciendo uso de la Ecuación (69), Ecuación (70), Ecuación (71), Ecuación (72) y Ecuación (73) con los datos de la Tabla 58, la Tabla 59 y la Tabla 60, se obtienen los datos mostrados a continuación.

Además, obedeciendo el Real Decreto 865/2003, se considera  $T_{ACS}=60^{\circ}\text{C}$ .

Tabla 62 Valores de carga calorífica mensual, energía absorbida mensual y energía perdida mensual.

Mes	Carga calorífica mensual para calentar el agua (kWh/mes)	Energía absorbida por los colectores (kWh/mes)	Energía perdida por los colectores (kWh/mes)	$K_1$	$K_2$
Enero	635,74	1383,89	5708,96	0,931	0,990
Febrero	563,74	1398,27	5238,82	0,931	1,016
Marzo	428,78	1584,93	5753,95	0,931	1,030
Abril	399,23	1502,83	5678,33	0,931	1,079
Mayo	396,29	1512,53	5871,40	0,931	1,119
Junio	257,10	1483,44	5694,15	0,931	1,188
Julio	248,26	1679,69	6047,57	0,931	1,279
Agosto	254,06	1735,48	5915,21	0,931	1,240
Septiembre	259,93	1674,03	5640,98	0,931	1,182
Octubre	396,29	1616,04	5940,07	0,931	1,126
Noviembre	414,95	1349,78	5541,76	0,931	1,027
Diciembre	635,74	1388,38	5612,83	0,931	0,981
Anual	4991,12	18309,27	68644,03	xxx	xxx

Tabla 63 Valores de fracción de carga calorífica mensual y energía útil mensual.

Mes	$D_1$	$D_2$	Fracción de carga calorífica mensual $f$	Energía útil mensual (kWh/mes)
Enero	2,177	8,980	0,862	548,15
Febrero	2,480	9,293	0,924	521,17
Marzo	3,696	13,419	0,994	426,13
Abril	3,764	14,223	0,988	394,55
Mayo	3,817	14,816	0,986	390,70
Junio	5,770	22,148	1,354→1,000	348,12
Julio	6,766	24,359	1,890→1,000	257,10
Agosto	6,831	23,282	1,912→1,000	248,26
Septiembre	4,651	15,672	1,073→1,000	254,06
Octubre	4,078	14,989	1,010→1,000	359,29
Noviembre	3,253	13,355	0,948	393,28
Diciembre	2,184	8,829	0,869	552,52
Anual	xxx	xxx	96,4	4742,14

Tabla 64 Valores de cobertura solar mensual y déficit energético mensual producidos por los ocho colectores solares aH72SK.

Mes	Cobertura solar mensual de los colectores solares (%)	Déficit energético mensual (kWh/mes)
Enero	86,2	-87,59
Febrero	92,4	-42,57
Marzo	99,4	-2,65
Abril	98,8	-4,68
Mayo	98,6	-5,60
Junio	135,4	91,03
Julio	189,0	221,05
Agosto	191,2	231,76
Septiembre	107,3	26,13
Octubre	101,0	3,99
Noviembre	94,8	-21,66
Diciembre	86,9	-83,22

Cabe destacar que para la obtención de la energía total mensual en la vivienda, debe realizarse el cómputo entre el déficit energético mensual presentado en la Tabla 64 teniendo presente que  $\eta_{caldera}=95\%$  y los valores energéticos reales presentados en la Figura 1. Tanto la energía total mensual de la caldera eléctrica como la energía eléctrica total quedan representadas en la Tabla 65, habiendo empleado los cálculos nombrados:

Tabla 65 Energía eléctrica mensual de la vivienda con la caldera eléctrica.

Meses	Energía mensual caldera eléctrica con $\eta=95\%$ (kWh)	Energía mensual total (kWh)
Enero	92,20	369,20
Febrero	44,81	296,81
Marzo	2,79	236,79
Abril	4,93	267,93
Mayo	5,89	225,89
Junio	0,00	199,00
Julio	0,00	218,00
Agosto	0,00	193,00
Septiembre	0,00	224,00
Octubre	0,00	209,00
Noviembre	22,80	250,80
Diciembre	87,60	342,60

Realizando el cálculo presente en la Ecuación (42) para los diferentes meses del año, se presenta en la Tabla 66 cada uno de los valores obtenidos, donde se observa que el mayor consumo se produce en el mes de enero con  $P_{fotovoltaica}=2,539\text{ kW}$ . Asimismo, se aplica un margen del 20% en concepto de pérdidas o mayores consumos.

Tabla 66 Potencia fotovoltaica, cobertura térmica-fotovoltaica y déficit mensual para la vivienda más caldera eléctrica.

Meses	Potencia fotovoltaica (kW)	Potencia fotovoltaica con margen del 20% (kW)	Cobertura térmica-fotovoltaica (%)	Déficit mensual total (kW)
Enero	2,539	3,047	91,9	-0,247
Febrero	2,027	2,432	115,1	0,368
Marzo	1,420	1,704	164,3	1,096
Abril	1,704	2,045	136,9	0,755
Mayo	1,420	1,704	164,3	1,096
Junio	1,276	1,531	182,9	1,269
Julio	1,238	1,486	188,5	1,314
Agosto	1,061	1,273	220,0	1,527
Septiembre	1,274	1,529	183,1	1,271
Octubre	1,235	1,482	189,0	1,318
Noviembre	1,775	2,130	131,5	0,670
Diciembre	2,356	2,828	99,0	-0,028

## REFERENCIAS

1. IDAE. (2022). *Sección HE-5*. Obtenido de Documento Básico HE Ahorro de Energía (Último acceso: 26/10/2022): [https://www.coit.es/system/files/link\\_group/he\\_5\\_contribucion\\_fotovoltaica\\_minima\\_de\\_energia\\_electrica\\_77f479a7.pdf](https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf)
2. IDAE. (2022). *Sección HE-4*. Obtenido de Documento Básico HS Salubridad (Último acceso: 26/10/2022): <https://www.ayto-pinto.es/documents/20912/9ad676c0-dab8-46a9-afb1-d6b3fbb92e5e>
3. *Teoría de las células solares*. Obtenido de Hisour (Último acceso: 15/12/2022): <https://www.hisour.com/es/theory-of-solar-cells-39930/>
4. *¿Qué ventajas ofrecen las placas solares de célula partida?* Obtenido de Cambio energético (Último acceso: 18/12/2022): <https://www.cambioenergetico.com/blog/ventajas-placas-solares-celula-partida/>
5. *Cómo afectan las sombras en los paneles solares*. Obtenido de Auto Solar (Último acceso: 17/11/2022): <https://autosolar.es/placas-fotovoltaicas/como-afectan-las-sombras-en-los-paneles-solares>
6. *Estructura inclinada soporte placas solares hasta 72 células*. Obtenido de Tekno Solar (Último acceso: 06/11/2022): <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-hasta-72-celulas/>
7. Guachimboza Dávalos, J. I. *Círculo eléctrico equivalente de la celda solar*. Obtenido de Research Gate (Último acceso: 06/11/2022): [https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-18-Círculo-electrico-equivalente-de-la-celda-solar-2\\_fig6\\_277849521](https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-18-Círculo-electrico-equivalente-de-la-celda-solar-2_fig6_277849521)
8. *Célula fotoeléctrica*. Obtenido de Wikipedia (Último acceso: 06/11/2022): [https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula\\_fotoel%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotoel%C3%A9ctrica)
9. Planas, O. (2017). *Tipos de paneles fotovoltaicos: descripción y rendimiento*. Obtenido de Energía solar (Último acceso: 05/11/2022): <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos>
10. Planas, O. (2016). *Partes de un panel solar, componentes y estructura*. Obtenido de Energía solar (Último acceso: 06/11/2022): <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/estructura-de-un-panel-fotovoltaico>
11. *Colocación de paneles solares*. Obtenido de Eres MedioAmbiente (Último acceso: 16/11/2022): <https://eresmedioambiente.com/colocacion-de-paneles-solares/>
12. Cordero, R. G. *Tipos de paneles solares*. Obtenido de SUNFIELDS Europe (Último acceso: 09/11/2022): <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-de-placas-solares/>

13. *Proceso Czochralski*. Obtenido de Wikipedia (Último acceso 09/11/2022):  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Proceso\\_Czochralski](https://es.wikipedia.org/wiki/Proceso_Czochralski)
14. San Juan, P. (2018). *Tipos de instalaciones solares: on-grid, off-grid e híbridos*. Obtenido de Suria Energy (Último acceso: 16/11/2022):  
<https://www.suriaenergy.com/tipos-de-instalaciones-solares-ongrid-offgrid-e-hibridos>
15. (2020). *¿Para qué sirve el factor de potencia?* Obtenido de Factor led (Último acceso 17/11/2022): <https://www.factorled.com/blog/es/factor-de-potencia-que-es-y-como-funciona/>
16. *Utility Scale*. Obtenido de ACESOL (Último acceso: 17/11/2022): <https://acesol.cl/info-t%C3%A9cnica/fotovoltaico/utility-scale.html>
17. *Microinversor o Inversor central*. Obtenido de Solarwave (Último acceso: 17/11/2022):  
<https://www.solarwave.com.mx/microinversor-o-inversor-central/>
18. Maseda, F. *Teoría de convertidores electrónicos de potencia DC-AC o inversores*. Obtenido de Departamento de ingeniería de sistemas y automática, Universidad del País Vasco (Último acceso: 18/11/2022):  
[https://ocw.ehu.eus/pluginfile.php/49993/mod\\_resource/content/0/Tema1\\_Teoría%20Inversores.pdf](https://ocw.ehu.eus/pluginfile.php/49993/mod_resource/content/0/Tema1_Teoría%20Inversores.pdf)
19. Díaz González, J. (1999). *Inversores PWM*. Obtenido de Universidad de Oviedo:  
<http://ieee-pels-ies.es/Pels/Pdf/Leccion%20Inversores%20Juan%20Diaz.pdf>
20. (2006-2007). *Inversores*. Obtenido de Universidad de Valencia:  
[https://www.uv.es/emaset/iep00/temas/IEP11\\_0607.pdf](https://www.uv.es/emaset/iep00/temas/IEP11_0607.pdf)
21. Mazón Hernández, R. (2014). *Estudio de la influencia de la refrigeración con aire de forma natural e inducida en el comportamiento de instalaciones fotovoltaicas*. Obtenido de Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Politécnica de Cartagena: <https://www.upct.es/~fluiterm/rmh.pdf>
22. *Los armónicos en aplicaciones de calefacción, ventilación y aire acondicionado*. Obtenido de ABB:  
[https://library.e.abb.com/public/48407cc08096448e9f5115942598940e/20486\\_ABB\\_Harmonics\\_in\\_HVAC\\_applications\\_3AUA0000230021\\_REV\\_A\\_EN-en-es\\_es\\_HIRES.pdf](https://library.e.abb.com/public/48407cc08096448e9f5115942598940e/20486_ABB_Harmonics_in_HVAC_applications_3AUA0000230021_REV_A_EN-en-es_es_HIRES.pdf)
23. Alonso Lorenzo, J. A. *Microinversores o Inversores: ¿qué elegir?* Obtenido de SUNFILDS Europe (Último acceso: 18/11/2022): <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/micro-inversores-ventajas-desventajas/>
24. *Interruptor automático DC CHINT NB1DC-2P-C40-500V*. Obtenido de Suministros Eléctricos (Último acceso: 12/01/2023):  
<https://www.suministroselectricos.es/fotovoltaica/protecciones-electricas-fotovoltaica/interruptores-automaticos-fotovoltaica/protecciones-contrasobretensiones-fotovoltaica-chint/interruptorautomatico-dc-chint-nb1dc-2p-c40-500v2p-40a6ka-500vdc>
25. *Interruptor automático DC CHINT NB1DC-2P-C63-500V*. Obtenido de Suministros Eléctricos (Último acceso: 12/01/2023):  
<https://www.suministroselectricos.es/fotovoltaica/protecciones-electricas->

- fotovoltaica/interruptores-automaticos-fotovoltaica/protecciones-contra-sobretensiones-fotovoltaica-chint/interruptorautomatico-dc-chint-nb1dc-2p-c63-500v2p-63a6ka-500vdc
26. *Sobretensiones en instalaciones fotovoltaicas*. Obtenido de Formación para la industria 4.0 (Último acceso: 12/01/2023): <https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/installaciones-conectadas-a-red/sobretensiones-en-instalaciones-fotovoltaicas/>
27. *Protector sobretensión transitoria PSM3-40/1000 PV*. Obtenido de Carlos Alcaraz (Último acceso: 12/01/2023): [https://carlosalcaraz.com/producto/cuadros-electricos-y-protecciones/protecciones-de-sobretension/77707852-1/?gclid=CjwKCAiAqaWdBhAvEiwAGAQltqXpRSavO4vy4GUp3LSjCMWHjfCAx7GQMbDFUoElsVeAaOVZdaj\\_HBoCsOcQAvD\\_BwE](https://carlosalcaraz.com/producto/cuadros-electricos-y-protecciones/protecciones-de-sobretension/77707852-1/?gclid=CjwKCAiAqaWdBhAvEiwAGAQltqXpRSavO4vy4GUp3LSjCMWHjfCAx7GQMbDFUoElsVeAaOVZdaj_HBoCsOcQAvD_BwE)
28. *Interruptor seccionador ABB 63A 1000Vdc 2 polos*. Obtenido de elettronew (Último acceso: 12/01/2023): <https://www.elettronew.com/es/energias-renovables/interruptor-seccionador-abb-63a-1000vdc-2-polos-s802pvm63h-17345.html>
29. *Fusible NH DYFUS AC-00 80A*. Obtenido de ERIA Componentes Eléctricos S.L. (Último acceso: 07/01/2023): <https://eriacomponentes.es/comprar/fusible-nh-ac00-80a/>
30. *Fusible NH DYFUS AC-00 160A*. Obtenido de ERA Componentes Eléctricos S.L. (Último acceso: 07/01/2023): <https://eriacomponentes.es/comprar/fusible-nh-ac00-160a/>
31. *Interruptor seccionador DC S6N0125\_S0*. Obtenido de Direct INDUSTRY (Último acceso: 08/01/2023): <https://www.directindustry.es/prod/telergon/product-83203-2505588.html>
32. *Interruptor seccionador DC S6-0200\_S0*. Obtenido de Direct INDUSTRY (08/01/2023): <https://www.directindustry.es/prod/telergon/product-83203-2505578.html>
33. *Interruptor magnetotérmico SCHNEIDER ELECTRIC R9F12620 1P-N 20A*. Obtenido de Suministros Eléctricos (Último acceso: 08/01/2023): <https://www.suministroselectricos.es/material-electrico/protecciones/gama-vivienda/interruptores-automaticos-maneta-naranaja/interruptor-magnetotermico-para-vivienda-schneider-electric-r9f126201pn-20a>
34. *Interruptor magnetotérmico ABB SV201-C40NA 1P+N 40A*. Obtenido de DivisionLED (Último acceso: 08/01/2023): <https://www.divisionled.com/interruptores-magnetotermicos-abb/40327-abb-sv201-c40na-interruptor-magnetotermico-1pn-40a-c-6ka-2cds111166r0404.html>
35. *Conmutador modular SFT240*. Obtenido de hager (Último acceso: 09/01/2023): <https://hager.com/es/catalogo/producto/sft240-conmut-mod-2p40acomun-arribai-0-ii>
36. *Interruptor automático+Limitador sobretensiones permanentes y transitorias HGER MZ240N*. Obtenido de Suministros Eléctricos (Último acceso: 09/01/2023): <https://www.suministroselectricos.es/material-electrico/protecciones/gama-profesional/limitadores-de-sobretensiones/limitadores-de-sobretensiones->

- hager/interruptor-automatico-limitador-sobretensiones-permanentes-y-transitorias-hager-mz240n-2-polos-40a
37. *Magnetotérmico diferencial 16A 30mA clase A.* Obtenido de ADAJUSA (Último acceso: 09/01/2023): <https://adajusa.es/es/magnetotermicos-diferenciales/6044-magnetotermico-diferencial-16a-30ma-clase-a-ls-8435532860440.html>
38. -Murias, D. (2020). *Autonomía de un coche eléctrico: su sencilla mecánicas, al desnudo.* Obtenido de motorpasión (Último acceso: 10/01/2023): <https://www.motorpasion.com/coches-electricos/anatomia-coche-electrico-su-sencilla-mecanica-al-desnudo>
39. *¿Qué es un vehículo eléctrico y cómo funciona?* Obtenido de Ingenieros TOP. (Último acceso: 10/01/2023): <https://ingenierostop.com/articulos/14-%C2%BFQue-es-un-vehiculo-electrico-y-como-funciona?>
40. *Modos de recarga de vehículos eléctricos.* Obtenido de LugEnergy (Último acceso: 10/01/2023): <https://www.lugenergy.com/modos-de-recarga-vehiculos-electricos/>
41. *Types of electric vehicles.* Obtenido de Government of India (Último acceso: 10/01/2023): <https://e-amrit.niti.gov.in/types-of-electric-vehicles>
42. Chanel Lee. (2022). *Types of electric vehicles: EV, BEV, HEV, PHEV.* Obtenido de Autotrader: <https://e-amrit.niti.gov.in/types-of-electric-vehicles>
43. *Intercambiador de calor - Definición, funcionamiento, tipos, aplicaciones y mucho más.* Obtenido de ALFA LAVAL (Último acceso: 11/02/2023): <https://www.alfalaval.es/productos-y-soluciones/transferencia-de-calor/intercambiadores-de-calor-de-placas/intercambiador-de-calor-definicion-funcionamiento-tipos-y-aplicaciones/>
44. (2022). *Intercambiadores de calor: qué son y como funcionan.* Obtenido de COFRÍO (Último acceso: 11/02/2023): <https://www.cofrico.com/consejos-tecnicos/intercambiadores-de-calor/>
45. *¿Qué son los interacumuladores y para qué sirven en una instalación de energía solar térmica?* Obtenido de COINTRA: <https://www.cointra.es/blog-los-interacumuladores-sirven-una-instalacion-energia-solar-termica/>
46. *Acumuladores de ACS.* Obtenido de SOLARFOCUS (Último acceso: 11/02/2023): <https://www.solarfocus.com/es/productos/acumulacion/deposito-acs>
47. *Depósitos inox doble pared.* Obtenido de lapesa (Último acceso: 11/02/2023): <https://www.lapesa.es/es/depositos-inox-doble-pared-todo-ventajas>
48. *Depósito acumulador vitrificado.* Obtenido de SUICALSA (Último acceso: 12/02/2023): <http://www.interempresas.net/Climatizacion/FeriaVirtual/Producto-Deposito-acumulador-vitrificado-DABV-182308.html>
49. Borrás, C. (2020). *¿Qué es una válvula y para qué sirve?* Obtenido de caloryfrío.com (Último acceso: 12/02/2023): <https://www.caloryfrio.com/sanitarios/tuberias-accesorios/que-es-una-valvula-y-para-que-sirve.html>

50. *Válvula motorizada 3 vías mezcladora.* Obtenido de CaleMur.es (Último acceso: 12/02/2023): <https://www.calemur.es/valvula-motorizada-3-vias-mezcladora-gran-caudal>
51. *Válvula de 4 vías rotativa.* Obtenido de sysclima (Último acceso: 12/02/2023): <https://www.sysclima.com/productos/sysclima/soluciones-calefaccion/item/1177-valvula-de-4-vias-rotativa-dn-25>
52. *Válvula termostática inteligente para agua caliente de 3 vías .* Obtenido de Alibaba.com (Último acceso: 12/02/2023): <https://spanish.alibaba.com/product-detail/Intelligent-Water-Temperature-Control-3-way-60872577617.html>
53. (2019). *Sistemas de producción ACS: ahorra energía en tu hogar.* Obtenido de Blog aislamientos Diansa: [http://diansa.com/blog/2019/02/27/sistemas\\_produccion\\_acs/](http://diansa.com/blog/2019/02/27/sistemas_produccion_acs/)
54. -Rodríguez Galbarro, H. *Instalaciones termosolares para la producción de agua caliente sanitaria (ACS).* Obtenido de Ingmecánica.com (Último acceso: 12/02/2023): <https://ingemecanica.com/tutorialesemanal/tutorialn188.html>
55. *Bomba circuladora ACS.* Obtenido de materiales calefacción (Último acceso: 13/02/2023): <https://www.materialescalefaccion.com/acs/5019-bomba-circuladora-acs-halm-bupa-25-60-n180.html>
56. *¿Qué es una bomba de agua?* Obtenido de igme.es (Último acceso: 13/02/2023): [https://www.igme.es/ZonalInfantil/MateDivul/guia\\_didactica/pdf\\_carteles/carte14/CA\\_RTEL%204\\_4-4.pdf](https://www.igme.es/ZonalInfantil/MateDivul/guia_didactica/pdf_carteles/carte14/CA_RTEL%204_4-4.pdf)
57. Zarza, L. F. (s.f.). *¿Qué es un contador de agua y cuántos tipos hay?* Obtenido de iagua (Último acceso: 13/02/2023): <https://www.iguagua.es/respuestas/que-es-contador-agua-y-cuantos-tipos-hay>
58. *Contador de agua electrónico .* Obtenido de Greencalor (Último acceso: 13/02/2023): <https://www.greencalor.com/novedades/contador-de-agua-electronico-rf>
59. *Tuberías para calefacción y agua caliente sanitaria.* Obtenido de PRESSMAN: <https://sistemasdetuberiapressman.com/sistemas-tuberia-preaisladas/tuberia-calefaccion-acs/>
60. *Accesorios de tubería de hierro fundido maleable.* Obtenido de ebay (Último acceso: 14/02/2023): <https://www.ebay.es/itm/393085775282>
61. García San José, R. (s.f.). *Aislamiento térmico de tuberías en instalaciones de fontanería y calefacción.* Obtenido de e-ficiencia (Último acceso: 14/02/2023): <https://e-ficiencia.com/aislamiento-termico-de-tuberias/>
62. *Coquilla autoadhesivo.* Obtenido de cobber (Último acceso: 20/02/2023): <https://cobber.es/coquilla-autoadhesivo-armaflex-xg-diametro-89-espesor-19mm>
63. *Microflex.* Obtenido de WATTS (Último acceso: 20/02/2023): <https://wattswater.es/catalog/microflex-pre-insulated-pipes/pipes-for-heater/microflex-hp/>

64. *¿Cómo usar correctamente la espuma expansiva?* Obtenido de PLADURES (Último acceso: 20/02/2023): <https://pladures.es/espuma-expansiva/>
65. Perpiñán Lamigueiro, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pág 49. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
66. Perpiñán Lamingueiro, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pás 52. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
67. Perpiñán Lamingueiro, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pág 70-73. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
68. Perpiñán Lamingueiros, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pág 73-74. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
69. Perpiñán Lamingueiros, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pág 97. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
70. -Perpiñán Lamingueiros, Ó. (s.f.). Energía solar fotovoltaica, pág 101. Obtenido de <https://www.upct.es/~fluiterm/rmh.pdf>
71. *ITC-BT-52 Instalaciones con fines especiales, infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos.* Obtenido de Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Último acceso: 28/02/2022): <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099#ib-52>
72. Lähde, P. (2021-2022). *Shading, combination systems and trackers.* Obtenido de [https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/693775/mod\\_resource/content/0/3%20Shading%20and%20systems.pdf](https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/693775/mod_resource/content/0/3%20Shading%20and%20systems.pdf)
73. *ITC-BT-25 Instalaciones interiores en viviendas. Número de circuitos y características.* Obtenido de Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Último acceso: 28/02/2023): <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099#ib-25>
74. *ITC-BT-24 Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.* Obtenido de Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Último acceso: 28/02/2023): <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099#ib-24>
75. -Lähde, P. (2021-2022). *PV panels off-grid systems and inverters.* Obtenido de Satakunnan Ammattikorkeakoulu : [https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/691806/mod\\_resource/content/0/3%20PV%20panels%20and%20inverters.pdf](https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/691806/mod_resource/content/0/3%20PV%20panels%20and%20inverters.pdf)
76. *ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.* Obtenido de Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Último acceso: 28/02/2023): <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099#ib-40>
77. (2010). *Guía Técnica Agua Caliente Sanitaria Central.* Obtenido de IDAE: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-agua-caliente-sanitaria-central>
78. Lähde, P. (2021-2022). *Solar thermal components.* Obtenido de Satakunnan Ammattikorkeakoulu:

[https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/696305/mod\\_resource/content/0/7%20Solar%20Thermal%20system%20components.pdf](https://moodle3x.samk.fi/pluginfile.php/696305/mod_resource/content/0/7%20Solar%20Thermal%20system%20components.pdf)





# ANEXOS DIGITALES

## Trabajo Fin de Grado

Cálculo de instalaciones de autoconsumo basadas  
en energía solar fotovoltaica y térmica para un  
entorno residencial

Calculation of self-consumption facilities based on  
photovoltaic and thermal solar energy for a  
residential environment

Autor

Leticia Gómez Sánchez

Directores

Raúl Igual Catalán

Adrián Navas Montilla

Escuela Universitaria Politécnica de Teruel

2023

## Anexos digitales

En este documento se proporcionan los enlaces de acceso a los Anexos digitales de este TFG.

En enlace de la carpeta principal es el siguiente:

<https://drive.google.com/drive/u/1/folders/1KaWH6GLdoLUDhE40YhXFJ5Wb0j0smGi6>

A continuación, se facilitan los enlaces específicos para cada Anexo digital:

**Anexo digital I: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

[https://drive.google.com/drive/u/1/folders/138yt0y61Yo05R\\_G85DCaAB3Y-kW1QFDJ](https://drive.google.com/drive/u/1/folders/138yt0y61Yo05R_G85DCaAB3Y-kW1QFDJ)

**Anexo digital II: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LA BATERÍA**

[https://drive.google.com/drive/u/1/folders/11Nn7eeyF0cc-w\\_S-WW0tIleot3MDhphp](https://drive.google.com/drive/u/1/folders/11Nn7eeyF0cc-w_S-WW0tIleot3MDhphp)

**Anexo digital III: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES DC-AC**

[https://drive.google.com/drive/u/1/folders/1Hz5uvWWUOX-Aa5oVQqNbA\\_mzqTcCxx6R](https://drive.google.com/drive/u/1/folders/1Hz5uvWWUOX-Aa5oVQqNbA_mzqTcCxx6R)

**Anexo digital IV: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DEL PANEL SOLAR HÍBRIDO**

[https://drive.google.com/drive/u/1/folders/1Q\\_FhTCK4BW0gB9Rg8J3KJaT6RQTosLnt](https://drive.google.com/drive/u/1/folders/1Q_FhTCK4BW0gB9Rg8J3KJaT6RQTosLnt)