



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Diseño de una instalación solar
fotovoltaica para la fachada del aula de
la nueva Escuela de Ingenierías
Industriales.**

Autor:

Benhamou Sáez, Pablo

Tutor:

**Pérez García. Julián Manuel
Departamento de Ingeniería
Eléctrica**

Valladolid, Junio-2017.

Resumen

En este presente Trabajo de Fin de Grado se pretende realizar el diseño, mediante la utilización de herramientas de software técnico, de la instalación solar fotovoltaica en la nueva Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid, para la producción de electricidad con fuentes de generación eléctrica renovable.

Para ello se diseñarán varias opciones de instalaciones fotovoltaicas en la nueva sede de la Escuela de Ingenierías Industriales, desarrollando de forma más precisa y técnica las soluciones que hayan sido escogidas a través del estudio.

Palabras Clave

- Sostenibilidad.
- Energía.
- Instalación Fotovoltaica.
- Módulos Fotovoltaicos.
- Energías Renovables.

Índice de Contenido

Resumen.....	3
Palabras Clave.....	3
Justificación. Objetivos del presente TFG.....	10
1. Introducción.....	13
1.1. Generación fotovoltaica. Efecto Fotoeléctrico.....	13
1.2. IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	17
1.3. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	19
1.4. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	22
1.4.1. Módulos Fotovoltaicos.....	23
1.4.2. Baterías.....	28
1.4.3. Regulador de Carga.....	32
1.4.4. Inversor CC / CA.....	33
1.4.5. Protecciones.....	35
1.5. Herramienta de simulación PVSyst.....	41
2. Estudio preliminar en la nueva torre-aulario.....	46
• Ubicación en la fachada del edificio-aulario, junto al saliente de la escalera de emergencia.	47
• Ubicación exterior en escalera de emergencia.	47
• Ubicación en el tejado o azotea del edificio.	48
2.1. Sistema de generación de la corriente eléctrica.....	49
2.2. Estudio con simulación de las distintas alternativas.....	50
• Estudio ubicación en la fachada del edificio-aulario, junto al saliente de la escalera de emergencia.....	51
• Estudio ubicación exterior en escalera de emergencia.....	55
• Estudio ubicación en tejado o azotea.....	59

2.3. Comparativa entre ubicación sobre escalera de emergencia y empotrada en fachada.	63
2.4. Conclusiones de las configuraciones en el edificio-aulario.....	68
3. Estudios de las Instalaciones a valorar.....	70
• Lamas en Escalera de Emergencia:.....	71
• Lamas sobre Fachada.....	75
• Lamas en lateral Edificio Antiguo.....	80
• Módulos instalados escalera fachada principal edificio antiguo.....	84
• Comparativa de las 4 ubicaciones/configuraciones.	88
4. Estudio de las cargas eléctricas de nuestra instalación fotovoltaica aislada.	90
4.1 Estudio de las lámparas y luminarias para el parking exterior.	91
4.2 Estudio de las lámparas y luminarias para el jardín exterior.....	96
4.3 Estudio de los puntos de recarga USB.....	102
5. Estudio definitivo de las configuraciones seleccionadas	104
5.1 Estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.	106
5.1.1 Selección de los paneles solares.....	106
5.1.2 Luminarias aparcamiento exterior.....	108
5.1.3 Selección de las baterías a utilizar.	109
5.1.4 Realización de la simulación. Estudio Previo.....	110
5.1.5 Cálculo del Inversor y de las características de la instalación definitivas	117
5.2 Estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.	126
5.2.1 Selección de paneles solares.....	127
5.2.2 Selección horaria de las cargas	129

5.2.3 Selección de las baterías.....	134
5.2.4 Realización de la simulación. Estudio Previo.....	135
5.2.5 Cálculo del Inversor y de las características de la instalación definitivas.	142
6. Cálculo de las Secciones de cable.....	151
6.1 Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.	152
6.1.1. Secciones de los paneles solares a las cajas de conexiones..	152
6.1.2. Secciones de las cajas de conexiones a los reguladores.	155
6.1.3. Secciones desde los reguladores a la caja de conexiones 4...	157
6.1.4. Secciones desde la caja de conexiones 4 a conexión en baterías.	158
6.1.5. Secciones desde la conexión en baterías hasta el inversor....	160
6.1.6. Secciones desde el inversor hasta Cuadro General de protección.	161
6.2. Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.....	162
6.2.1. Secciones desde los grupos de paneles solares hasta los reguladores.....	163
6.2.2. Secciones desde los reguladores hasta las cajas de conexiones 1 y 2.	164
6.2.3. Secciones desde las cajas de conexiones 1 y 2 hasta el banco de baterías.....	165
6.2.4. Secciones desde el banco de baterías hasta los inversores...	166
6.2.5. Secciones desde los inversores hasta el Cuadro General de Protección.....	168

7. Cálculo de protecciones eléctricas	171
7.1. Cálculo de las protecciones del estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.	171
7.1.1. Protecciones circuito corriente continua.....	171
7.1.2. Protecciones circuito corriente alterna.....	173
7.2. Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.	176
7.2.1. Protecciones circuito corriente continua.....	177
7.2.2. Protecciones circuito corriente alterna.....	179
8. Esquemas Unifilares.....	182
9. Conclusiones finales.....	185
Bibliografía.....	187

Justificación. Objetivos del presente TFG

La Universidad de Valladolid es una institución académica comprometida con el medioambiente y el desarrollo sostenible. Claros ejemplos de estas políticas son la puesta en marcha de una central de biomasa para la obtención de calor (Planta Térmica construida por UTE Rebi-Cofely), el edificio Lucía (Ejemplo de construcción energéticamente eficiente, Certificado A) y hasta la inclusión de una oficina perteneciente a la Universidad que se llama *Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad*.

En este marco de actuaciones de la Universidad de Valladolid se enmarca el proyecto del nuevo aulario que se proyecta construir en la nueva sede de la Escuela de Ingenierías Industriales, en la que se pretende dar visibilidad a la apuesta de la Universidad por las energías renovables, al proyectar una superficie del nuevo aulario que sea generador de energía eléctrica con un impacto medioambiental de cero emisiones.

La idea pretende ser un foco de concienciación de los problemas medioambientales, de la obtención de energía y a la vez un ejemplo de desarrollo tecnológico, muy presente en las carreras que se estudian en la escuela.

Es por ello que el presente trabajo pretende realizar un estudio comparativo de las distintas localizaciones de los paneles fotovoltaicos con el programa de simulación PVSyst y obtener los resultados más próximos posibles a la realidad que se espera de producción de energía eléctrica, según su ubicación y orientación de la instalación.

La instalación de estos paneles se realizará implementando una red aislada, que servirá para dar servicio a determinados puntos de carga y luminarias, además de un punto de recarga de baterías para las horas de menor o nula generación de los paneles.

No obstante y con el fin de evaluar qué emplazamiento es el más adecuado desde un punto de vista de producción de energía, se ha procedido a simular el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, en un primer momento, con la opción de conectada a red; el motivo es que el programa permite suponer que la red tiene capacidad ilimitada, es decir, que absorbe toda la energía que produce nuestra instalación y podemos de este modo ver la capacidad de producción global de la instalación.

En un segundo estudio, una vez vistas las mejores orientaciones e inclinaciones de nuestros paneles, se procederá a realizar el diseño y estudio de las configuraciones más óptimas en forma de instalación aislada. Para a continuación seleccionar las dos configuraciones más acordes con nuestra concepción de la instalación y desarrollarlas de una forma más técnica y detallada.

Los objetivos que se plantean en este TFG son:

- Dar visibilidad a la sostenibilidad y producción de energía eléctrica en forma de fuentes de generación renovable, en este caso fotovoltaica.
- Aunar este proyecto de desarrollo energético y tecnológico dentro de las acciones de desarrollo de la Universidad de Valladolid.
- Utilizar las herramientas de simulación más punteras en instalaciones fotovoltaicas.
- Conseguir diseñar y desarrollar la más acorde instalación fotovoltaica con los condicionantes arquitectónicos y de generación eléctrica.
- Acercar las energías renovables a la sociedad y conseguir una mayor concienciación de su utilización.
- Comprender las dificultades que entraña la generación eléctrica y su impacto en la sociedad.
- Conocer la cadena de producción, transporte, almacenamiento y utilización de la energía eléctrica en una instalación fotovoltaica aislada.

1. Introducción

1.1. Generación fotovoltaica. Efecto Fotoeléctrico.

La energía del sol puede emplearse de tres formas distintas:

Calor Pasivo	Energía térmica	Energía fotovoltaica
<ul style="list-style-type: none">• Consiste en utilizar el calor que transmite la radiación solar.	<ul style="list-style-type: none">• Aprovechar el calor del sol a través de colectores, para calentar el agua de los hogares, calefacciones, etc.	<ul style="list-style-type: none">• Utilización de la luz del sol para su la generación de electricidad.

Vamos a centrarnos en la generación de la electricidad a través de la energía solar fotovoltaica; consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”.

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico.

Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética.
- Pequeño o nulo impacto ecológico.
- Inagotable a escala humana.

Para explicar la generación de electricidad por parte de las células solares, tenemos que tener en cuenta el significado de material semiconductor. Los materiales semiconductores son aquellos que ante determinadas condiciones físicas se vuelven conductores de la electricidad, el material semiconductor más empleado es el Silicio (Si).

Cuando la luz del sol incide sobre ciertos materiales semiconductores, como el Silicio, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, para que de este modo rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido.

La falta de electrón en el enlace roto, se llama hueco. Los huecos se comportan como partículas con carga positiva.

Para separar los electrones de los huecos e impedir que reestablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico (diferencia de potencial), que hace que ambos circulen en direcciones opuestas, dando lugar a una corriente en el sentido del citado campo eléctrico.

El campo eléctrico se produce a través de una unión p-n:

- La capa superior de la célula, se compone de silicio dopado de tipo n (generalmente se dopa con Fósforo o Arsénico). En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.
- La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p (generalmente con se dopa con Aluminio, Indio o Galio). Esta capa tiene por lo tanto una cantidad de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutro, pero presenta huecos, positivos (p).

Una vez se realice la unión de las dos capas p-n, los electrones libres de la capa dopada-n entran en la capa dopada-p y se recombinan con los huecos de la región. Por lo que existirá a lo largo de la unión de las dos capas, una carga positiva en la zona dopada-n (porque faltan electrones) y una carga negativa en la zona dopada-p (por que los huecos desaparecieron).

Estas zonas polarizadas de la unión de las dos capas, forman lo que se conoce como la *zona de barrera o banda prohibida*, y existirá un campo eléctrico de n hacia p. Este campo eléctrico convierte la zona de barrera en un diodo que solo permite el paso de los portadores en una única dirección, los electrones solo podrán moverse de la zona dopada-p a la zona dopada-n y los huecos solo pasarán de la zona dopada-n hacia la zona dopada-p.

Cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, creando un electrón libre y un hueco, gracias al efecto del campo eléctrico de la zona de barrera, cada uno irá en una dirección opuesta, los electrones se acumularán en la zona dopada-n y los huecos se acumulan en la región dopada-p.

El movimiento de los electrones y huecos en direcciones opuestas generan una corriente eléctrica en el semiconductor que hará circular por el circuito externo y liberará en él energía de la cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco.

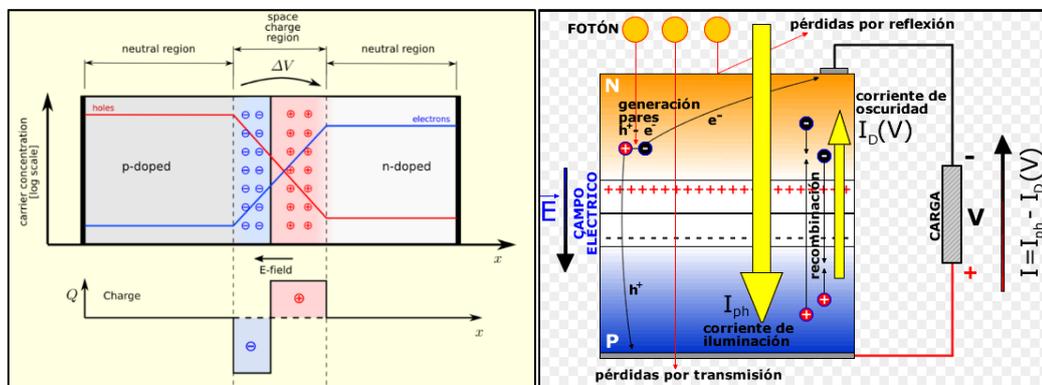


Figura 1.1. Representación de las capas p-n recombinadas y su funcionamiento al incidir un fotón en ellas.

Los fotones que inciden sobre la célula con energía igual o mayor que el ancho de la zona de barrera, se absorben en el volumen del semiconductor y generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente.

La corriente que podemos transmitir a una carga, se basa en dos componentes:

- Corriente fotogenerada o fotocorriente, I_L , debida a la generación de portadores que se generan ante la iluminación de la célula.
- Corriente de diodo o corriente de oscuridad, I_D , debida a la recombinación de portadores (electrones-huecos) arrastrados por el campo eléctrico.

De esta forma obtendremos la ecuación característica fundamental de la célula solar:

$$I = I_L - I_D(V)$$

La captación de la energía solar, de los fotones que transmite, se realizará a través de módulos compuestos por varias células solares, éstos producen energía eléctrica por el efecto fotovoltaico en forma de corriente continua (CC). Esta CC se puede almacenar o inyectar en la red eléctrica, para aprovecharse directamente como CC o bien transformarse en corriente alterna (CA).

1.2 IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España ha sido un gran referente en la implantación y en el desarrollo de la energía fotovoltaica. Entre otros motivos por su situación geoespacial que nos ubica en una posición muy aventajada en la recepción de radiación solar.

En la figura 1.2, se muestra un esquema de la media de radiación diaria de nuestro país, generada por el Instituto Nacional de Meteorología (INM), a partir de isótopos de radiación solar global anual sobre plano horizontal.

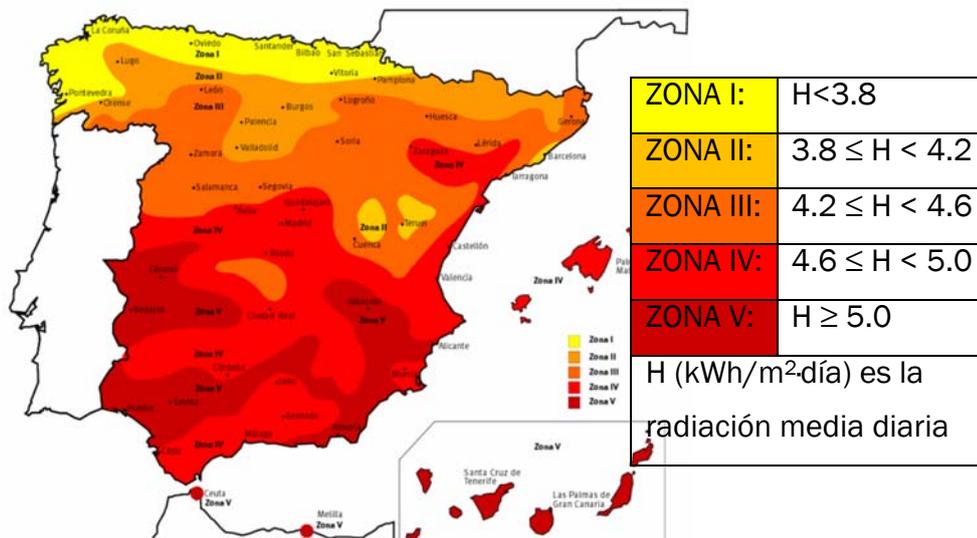


Figura 1.2. Mapa de España con la representación de la radiación solar diaria media

A través de los datos que nos muestra Red Eléctrica de España (Figura 1.3), la generación eléctrica en España comienza su despegue en el año 2008, estancándose la generación fotovoltaica en 2012 en plena época de la crisis económica (2008 quiebra LehmanBrothers, 2010 se destapa déficit de Grecia)¹.

1- Gran recesión, artículo del periódico *EL PAÍS* en su edición online de 10 de Agosto de 2011, http://elpais.com/diario/2011/08/10/economia/1312927205_850215.html

Como se puede ver en la figura 1.3, desde 2012 la falta de incentivo y de políticas que ayuden en la instalación de nuevos puntos de generación fotovoltaica han estancado la generación eléctrica en esta energía renovable.



Concepto: Sistema eléctrico, Peninsular
Horizonte temporal: Anual
Período: 2006-2013

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulica ⁽¹⁾	25.375	27.104	22.934	26.186	41.834	30.270	20.309	36.506
Eólica	22.881	27.249	31.758	37.889	43.208	42.105	48.140	54.344
Solar fotovoltaica	102	463	2.406	5.829	6.140	7.092	7.830	7.918
Solar térmica	-	0	15	130	692	1.832	3.444	4.442
Térmica renovable ⁽²⁾ /Otras renovables ⁽⁶⁾	2.183	2.376	2.651	3.044	3.172	4.285	4.748	5.066
Residuos ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación renovable	50.541	57.199	59.765	73.078	95.045	85.584	84.469	108.275

⁽¹⁾ Asignación de unidades de producción según combustible principal.
⁽²⁾ No incluye la generación bombeo.
⁽³⁾ Incluye residuos hasta el 31/12/2014.
⁽⁴⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.
⁽⁵⁾ El 50% de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.



	2014	2015	2016	2017
Hidráulica ⁽¹⁾	38.798	28.054	35.792	3.877
Eólica	50.635	47.713	47.290	9.672
Solar fotovoltaica	7.802	7.845	7.554	898
Solar térmica	4.959	5.085	5.072	272
Térmica renovable ⁽²⁾ /Otras renovables ⁽⁶⁾	4.718	3.174	3.417	625
Residuos ⁽⁵⁾	-	663	650	122
Generación renovable	106.912	92.534	99.774	15.466

Figura 1.3. Datos de generación eléctrica renovable en GWh desde 2006 hasta 31/03/2017. Fuente: REE.

Ante los datos mostrados en la figura 1.3, se puede obtener de REE que en 2012 los 7830 GWh producidos por energía solar fotovoltaica, representaron el 3% de la generación anual eléctrica en España.

Este hecho nos puede llevar a pensar que es un porcentaje muy bajo, pero hay que tener en cuenta que cada kWh producido con energía fotovoltaica ayuda a reducir la emisión de aproximadamente un kilogramo CO₂ si lo comparamos con el carbón, y de 0,4 kilogramos de CO₂ si lo comparamos con el gas natural. Una planta fotovoltaica solar con seguimiento, de 10MW, puede evitar anualmente 65.000 toneladas de CO₂.²

2- Fuente IDAE, artículo: *EL SOL PUEDE SER SUYO*, publicado el 8 de noviembre de 2008.

1.3. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En el siguiente esquema (Tabla 1.1) se representa en forma de lista jerárquica los tipos de instalaciones fotovoltaicas más comunes que pueden darse en la realidad.

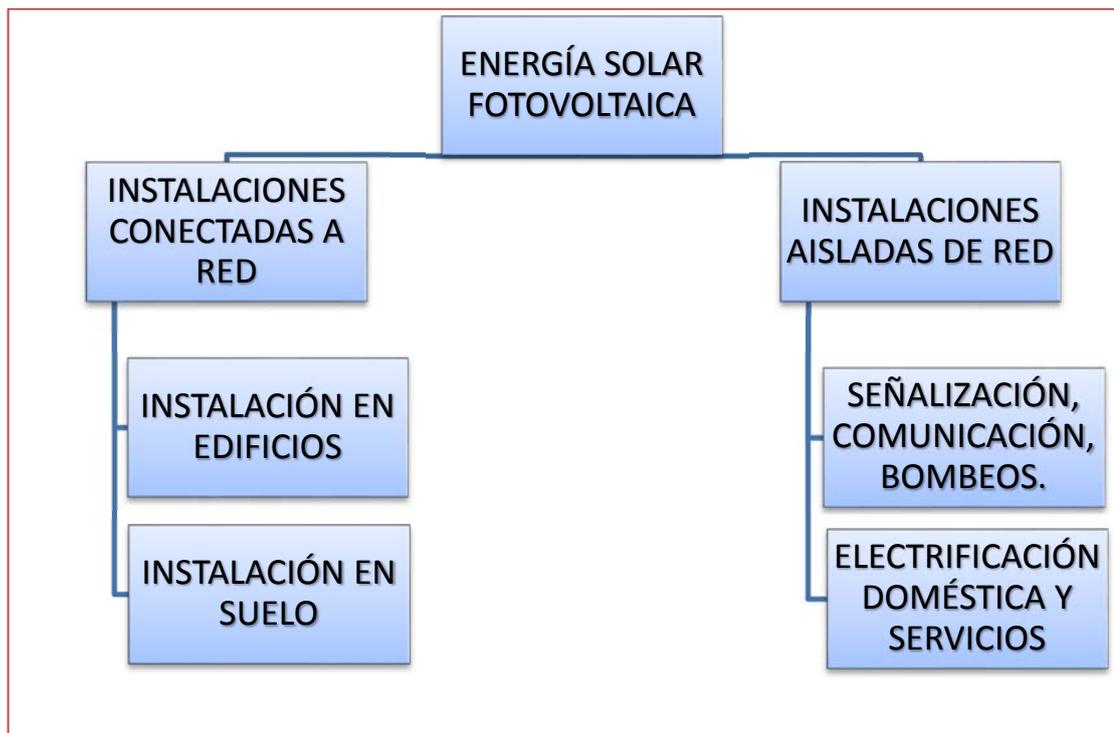


Tabla 1.1. Representación de los tipos más comunes de instalación fotovoltaica.

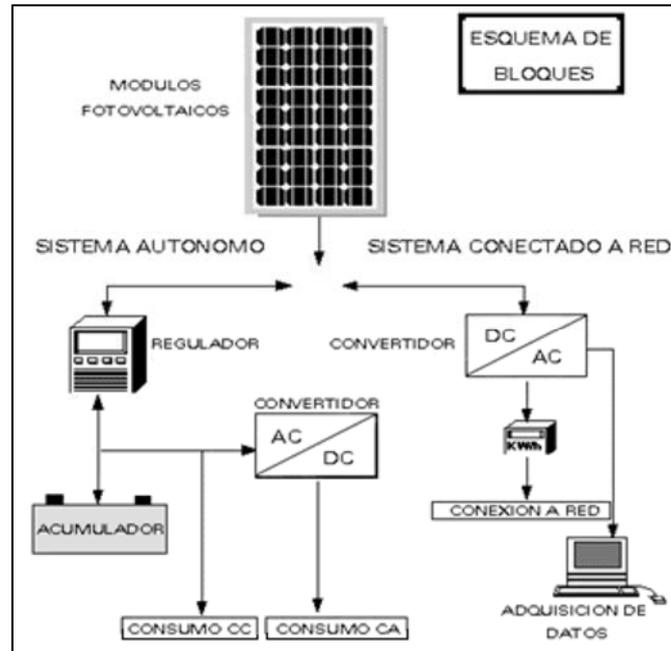


Figura 1.4. Esquema de los distintos tipos de instalación fotovoltaica.

- Instalación conectada a red

Las instalaciones conectadas a red, son aquellas cuya producción de energía eléctrica es vertida en su totalidad a la red de distribución eléctrica.

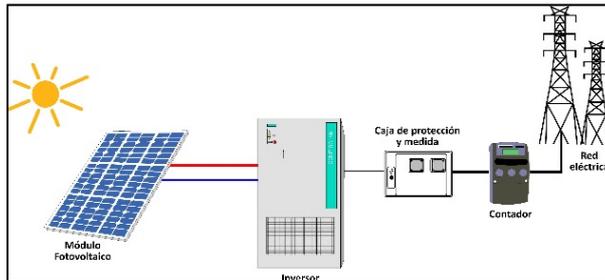
Los promotores de estas instalaciones venden al mercado eléctrico la energía producida por los paneles. Esta actividad está regulada por el RD 900/2015.

Los elementos que configuran una instalación fotovoltaica aislada, ver figura 1.6, suelen ser:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor de corriente CC a CA
- Protecciones
- Contador de energía



Figura 1.5. Fotografía de la planta solar de Beneixama, en Alicante, de 20 MW de potencia.



fotovoltaica conectada a la red.

Figura 1.6. Esquema de una instalación

- Instalación aislada de la red

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo se trata de un sistema que tiene la característica de poder autoabastecerse de energía eléctrica, a través del aprovechamiento de la irradiación solar.

Los componentes de un sistema aislado, ver figura 1.7, son:

- Paneles solares.
- Batería.
- Regulador.
- Inversor.
- Protecciones

En este tipo de instalaciones tenemos que conocer muy bien a qué cargas vamos a suministrar la energía eléctrica, ya que en gran parte este dato condiciona el dimensionamiento de nuestra instalación aislada.

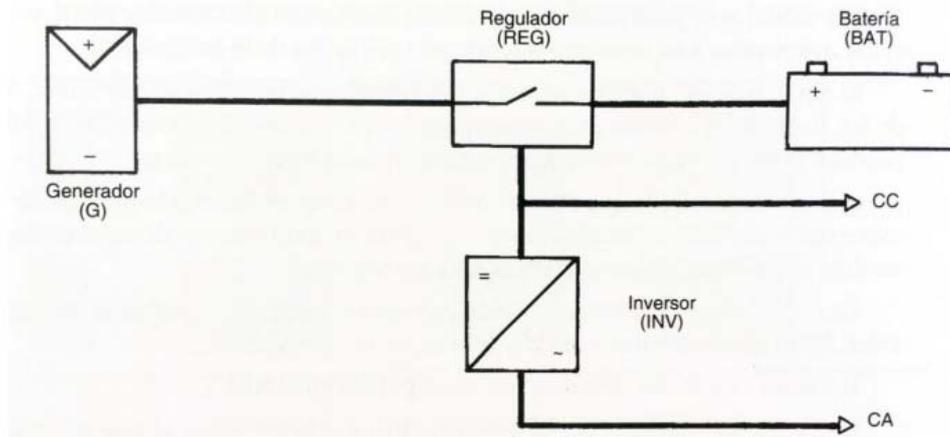


Figura 1.7. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas servirán tanto para el autoconsumo en viviendas, como para pozos de bombeo, sistemas de riego, etc.

1.4. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez vistos en el punto anterior los tipos de instalaciones fotovoltaicas más comunes, vamos a continuación a referenciar y explicar individualmente cada uno de los componentes que participan en el circuito de una instalación fotovoltaica, hablaremos de:

- Módulos Fotovoltaicos
- Batería
- Regulador de carga
- Inversor
- Protecciones

1.4.1 Módulos Fotovoltaicos

La principal función del módulo fotovoltaico o panel solar, es la de proporcionar energía eléctrica a partir de la irradiación solar, mediante el efecto fotoeléctrico (anteriormente explicado).

Un módulo está formado por las conexiones de varias células solares en serie y/o paralelo, así adaptamos el panel a los niveles de tensión y corriente deseados.

- Tipos de paneles

Los tipos de paneles que podemos encontrar, van a venir definidos por el tipo de células de contengan, éstas se fabrican principalmente mediante la cristalización del Silicio, con lo que podemos encontrar tres tipos principales:

- Monocristalinos.

Presentan una estructura cristalina perfectamente ordenada. Se obtiene del Silicio puro fundido, dopado con Boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.

- Policristalinos.

Presentan una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. La forma de obtención es igual que la del monocristalino pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). En su superficie se reconocen distintos tonos de azules y grises metálicos.

- o Amorfos.

Poseen un alto grado de desorden en su estructura cristalina y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores, puede depositarse en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico.

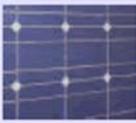
CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 1.2. Esquema de los tipos de células fotovoltaicas. Fuente: Universidad de Jaén.

- Orientación e inclinación de los paneles.

Orientación, es el ángulo de desviación de nuestro panel respecto del sur geográfico (por situarnos en el hemisferio norte).

Al ángulo de desviación que tendrán los paneles de nuestra instalación respecto del sur geográfico, se les denomina Azimut. Correspondiéndose el valor de 0° para los módulos orientados al sur, -90° para los orientados al este y +90° para los módulos orientados al oeste.

En el caso de vivir en el hemisferio norte (como en nuestro caso), la orientación óptima sería a 0°, es decir respecto del sur geográfico. En el caso de vivir en el hemisferio norte, la orientación óptima sería hacia el norte geográfico.

Inclinación. La irradiación solar que incide sobre el panel puede variar en función del ángulo que formen los paneles con la horizontal (Inclinación). En función de la inclinación, la captación de energía solar puede variar y será máxima cuando la posición del módulo sea perpendicular con la irradiación.

La inclinación óptima puede variar a lo largo del año, por lo tanto, para instalaciones de paneles solares fijos se escoge un valor de inclinación para la máxima potencia media recibida anualmente.

La ecuación que permite calcular la inclinación óptima (β_{opt}) en función de la latitud del lugar es:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \times \varphi \text{ [}^\circ\text{]}$$

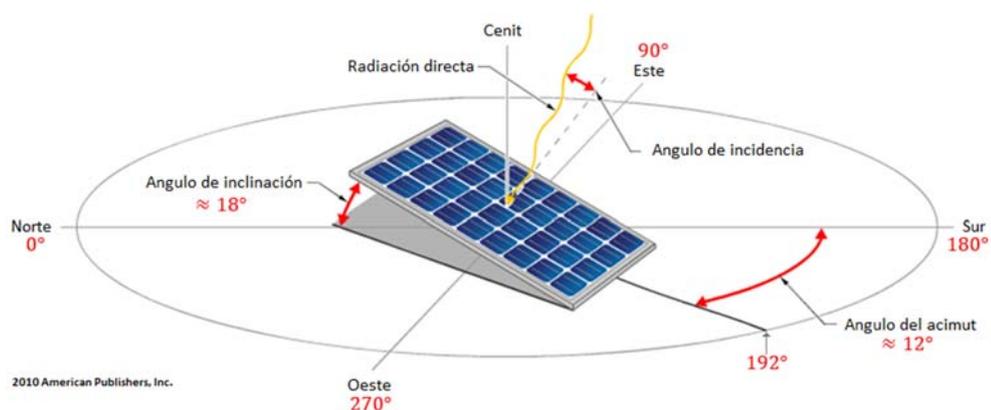


Figura 1.8. Esquema de la inclinación y orientación de un panel fotovoltaico. Fuente: <https://solar-energia.net>

- Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos

Para poder realizar los cálculos que nos permitan dimensionar una instalación fotovoltaica, debemos de conocer la curva I-V (Figura 1.8), que representa la relación entre la tensión y la corriente entregada del panel a partir de unos valores de irradiación.

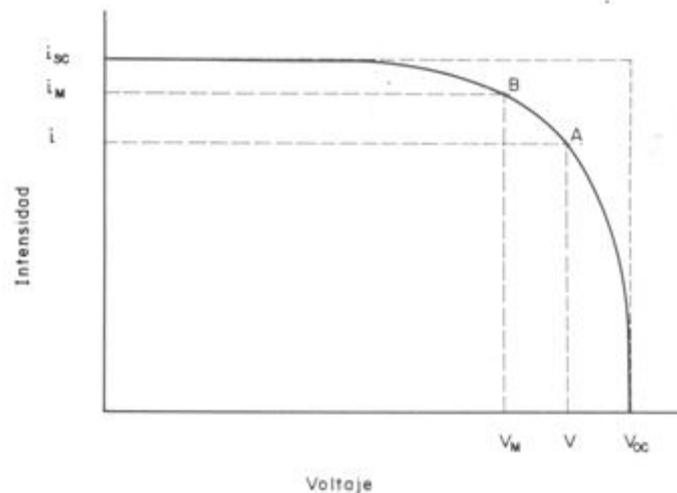


Figura 1.9. Curva I-V de un panel fotovoltaico

Los parámetros que nos encontramos en una curva I-V (Figura 1.9), son:

I_{SC} , es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel. Se calcula cortocircuitando la salida del panel (Tensión de salida 0).

V_{OC} , es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel si no hubiese corriente entre los bornes del módulo (Corriente cero).

I_M , se corresponde con la magnitud de corriente para la potencia máxima.

V_M , valor de tensión para la potencia máxima.

P_M , es el valor máximo de potencia que se obtiene entre el producto de $I_M * V_M$. Corresponde con el punto B de la Figura 1.9.

Los valores de la curva I-V pueden cambiar en función de la irradiación solar: la corriente generada depende de la irradiación solar, luego a menor irradiación la curva I-V se desplazará hacia posiciones más bajas de intensidad, en la tabla. Además también dependerá de las variaciones de temperatura: dichas variaciones modificarán el punto de máxima potencia y la tensión, a temperaturas más elevadas la curva se desplazará sin disminuir la corriente hacia la izquierda, disminuyendo la V_M y la V_{OC} .

Las condiciones estándar de medida suponen:

* Irradiación: 1000 W/m^2 * Temperatura: 25°C *

Un valor muy importante para el conocimiento del funcionamiento del panel solar es la eficiencia, que sería el cociente entre la potencia eléctrica producida por el panel y la irradiación incidente sobre el mismo:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M \times I_M}{P_L}$$

La energía generada por un panel, es otro parámetro muy importante para el dimensionamiento de nuestra instalación, se debe tener en cuenta la energía que genera el panel (E_{Panel}) durante un día:

$$E_{Panel} = I_{Panel} \times HPS \times \eta_{Panel} [Ahd]$$

HPS, se corresponde con las horas pico solar (Horas de suficiente irradiación solar).

η_{Panel} , se corresponde con el rendimiento del panel, es decir, el cociente de la producción real entre la producción de diseño.

Por lo tanto para un campo fotovoltaico, la energía generada será:

$$E_{Campo_Fotovoltaico} = I_{Campo_Fotovoltaico} \times HPS \times \eta_{Panel} [Ahd]$$

A la hora de su representación esquemática usaremos la representación de la figura 1.10:

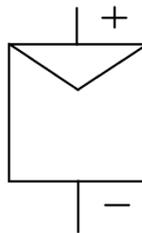


Figura 1.10. Símbolo utilizado para representar un panel solar

1.4.2. Baterías

Las baterías son elementos de acumulación de energía eléctrica. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas suelen usarse de forma más generalizada en instalaciones aisladas, de este modo se puede tener energía eléctrica en los momentos en los que la producción sea menor o no se produzca nada (como por la noche). En las instalaciones conectadas a red es más difícil encontrarnos con baterías, ya que lo que se intenta es vender la energía producida a la red eléctrica, aunque podría usarse baterías para algún tipo de consumo auxiliar dentro de la propia instalación.

- Tipos de baterías.

Las baterías de **Plomo-Ácido** suelen ser las más adecuadas para sistemas fotovoltaicos, resumiendo podemos encontrarnos con tres tipos:

Estacionarias monobloc. Están formadas en un solo bloque, es decir, no es necesario asociarlas en serie para obtener la tensión deseada. Son de menor capacidad que las translúcidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia.

Estacionarias translúcidas o transparentes. Baterías que se encuentran separadas en células pero el material que lo cubre permite ver el interior de la batería. Son baterías de un vaso o célula por lo que su tensión es del orden de 2,2 V, por lo cual es necesario conectarlas en serie para obtener la tensión necesaria.

Estacionarias herméticas. Denominadas también como *sin mantenimiento*. No se tiene acceso a su interior. Este tipo de baterías presentan como característica que el electrolito es mucho más denso y pueden montarse en cualquier posición. Este tipo de baterías no necesita recargar el electrolito de su interior, pero ante descargas profundas no tiene buen comportamiento.

Otro tipo de baterías que se pueden usar en instalaciones fotovoltaicas son las de **Níquel-Cadmio**. Son baterías recargables, con un alto nivel de fiabilidad, pues la tensión de la batería se mantiene prácticamente constante durante la descarga. También pueden trabajar a temperaturas muy extremas. Su mayor inconveniente es que son más caras que las de plomo-ácido y sus componentes altamente tóxicos.

Por último comentaremos las baterías de **ión-litio**. Estas baterías presentan grandes ventajas como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, la ausencia de efecto memoria o su capacidad para operar con un elevado número de ciclos de regeneración.

Sin embargo, su rápida degradación y sensibilidad a las elevadas temperaturas, que pueden resultar en su destrucción por inflamación o incluso explosión, requieren en su configuración como producto de consumo, la inclusión de dispositivos adicionales de seguridad, resultando en un coste superior que limita la extensión de su uso.

- Capacidad de las baterías.

La capacidad de una batería es la cantidad de electricidad que puede suministrar, se medirá en Amperios-hora (Ah). Los parámetros que definirán la capacidad de la batería son: duración de descarga, intensidad de descarga, temperatura y tensión final

Si la temperatura de la batería aumenta, la capacidad de esta aumentará, pero la temperatura actúa como factor que disminuye el número de ciclos carga-descarga, por lo que tampoco conviene que las baterías estén a una temperatura muy alta.

La capacidad de una batería se determina en función de la duración de descarga y dicho valor es proporcionado por el fabricante para una duración de 10 horas (C_{10}) o 100 horas (C_{100}).

La expresión de la capacidad es:

$$C_N(Ah) = I_N(A) \times \text{Duración descarga (h)}$$

- Profundidad de descarga.

Es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga o descarga. Podemos dependiendo de este valor, clasificar las baterías en:

Descargas superficiales. Aceptan descargas del 20% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería.

Descargas profundas. Aceptan descargas del 80% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso pronunciado en la vida útil de la batería.

Entenderemos por *vida útil*, al número de ciclos en los que la batería se carga/descarga. Cuantos más ciclos se realicen, más envejecerá la batería e irá perdiendo sus propiedades.

- Días de Autonomía.

El cálculo del número de baterías y su capacidad nominal, nos servirá para poder dimensionar los días de autonomía de nuestra instalación. Esto quiere decir la cantidad de días en los que pese a la baja o nula irradiación que capten los paneles, la instalación seguirá funcionando de forma prevista.



Figura 1.11. Fotografía de un grupo de baterías de una instalación fotovoltaica aislada.

Fuente: <http://todoproductividad.blogspot.com.es/>

1.4.3 Regulador de Carga

Es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Las principales tareas que realiza son:

- Evita sobrecargas en la batería. Una vez cargada la batería, no se continúe cargando. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería, aumentando la vida de la misma.
- Impide sobredescargas de la batería en los periodos de luz solar insuficiente. Una vez la batería esté descargada no se continúe suministrando corriente a las cargas.
- Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.

Además a través del regulador convertiremos la tensión de salida de los paneles en la tensión de entrada de nuestras baterías.

Para determinar el regulador a utilizar en la instalación, habrá que conocer la corriente que podrá soportar el circuito de control de potencia, además de la tensión de trabajo.

Para que el regulador no trabaje al límite de la corriente máxima que debe soportar, habrá que utilizar un margen de seguridad del 10%. Así obtendremos el valor de la corriente del regulador que será:

$$\begin{aligned} I_{regulador} &= 1,1 \times I_{campo-fotovoltaico} \\ &= 1,1 \times I_{SC} \times \text{número de ramas en paralelo} \end{aligned}$$

En muchas ocasiones con un solo regulador no será suficiente para nuestra instalación, por eso se agruparán paneles con cada regulador, conectando todas las salidas al banco de baterías. Es decir, se conectarán varios reguladores en paralelo.

Para obtener el número de reguladores a conectar en paralelo se realiza mediante la división de la corriente máxima del regulador ($I_{regulador}$ dependerá de la corriente de la instalación fotovoltaica) entre la corriente de cada regulador (I_{reg}):

$$\text{Número de reguladores} = \frac{I_{regulador}}{I_{reg}}$$



Figura 1.12. Regulador MPPT StuderVarioString

1.4.4. Inversor CC / CA

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna.

Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Los aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores son:

- Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga.
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Incorporar rearme y desconexión automáticos.
- Cumplir con los requisitos, que establece el Reglamento de Baja Tensión.
- Baja distorsión armónica.
- Bajo consumo.
- Aislamiento galvánico.
- Sistema de medidas y monitorización.

Los inversores pueden ser de onda modificada o de onda pura:

- Inversor de Onda Sinusoidal Modificada (MSW). Pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos. Sin embargo, esta forma de onda puede presentar problemas de rendimiento con cargas inductivas. A pesar de ello, es muy utilizado por su bajo precio.
- Inversor de Onda Sinusoidal Pura (PSW). Diseñados para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas, la onda sinusoidal es aceptada por todas las cargas que contengan equipos electrónicos sofisticados. Eliminan el problema del rendimiento y las incompatibilidades. Por el contrario son más caros que los MSW.

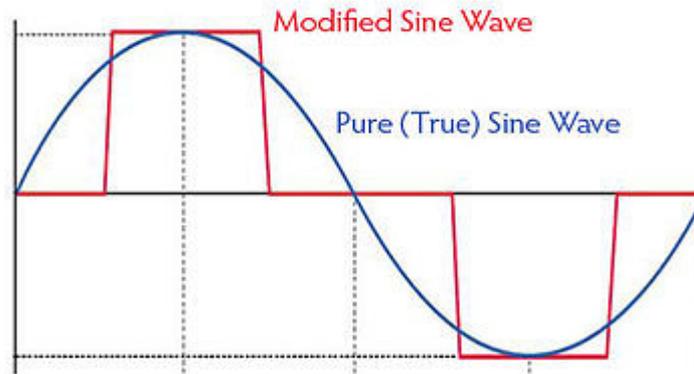


Figura 1.13. Onda senoidal pura frente (PSW) a onda senoidal modificada (MSW)

1.4.5. Protecciones

- Protección frente a contactos directos.

Este tipo de protección viene reflejado en la ITC-BT 24, que nos define las protecciones de la siguiente manera:

“Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Salvo indicación contraria, los medios a utilizar vienen expuestos y definidos en la Norma UNE 20.460 -4-41, que son habitualmente:

- *Protección por aislamiento de las partes activas.*
- *Protección por medio de barreras o envolventes.*
- *Protección por medio de obstáculos.*
- *Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.*
- *Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual. ”*

- Protecciones del circuito de Corriente Continua.

FUSIBLES:

Son dispositivos que se convierten en un circuito abierto cuando se sobrepasa cierto nivel de intensidad.

Están constituidos por material aislante con tapas de material conductor insertadas en el cuerpo aislante. Entre dichas tapas y en el interior del material aislante va instalado el elemento fusible, que suele ser un conductor que por efecto térmico debido al paso de la corriente se funde, abriendo el circuito.

Una vez abierto el fusible, éste debe ser reemplazado.

Los valores del fusible se escogen siguiendo las siguientes recomendaciones:

- **Entre módulos y regulador**, deberá ser del valor de la corriente en cortocircuito del campo generador conectado al regulador.
- **Entre regulador y banco de baterías**, será el valor de la corriente del regulador, siendo este valor el de la corriente de la instalación fotovoltaica.
- **Entre baterías e inversor**, el valor entre el cociente de la potencia de entrada al inversor entre la tensión del banco de baterías.

DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES:

Las instalaciones fotovoltaicas pueden estar expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación.

El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

El descargador de sobretensión se colocará, a la salida de los paneles en la parte de continua.



Figura 1.14. Ejemplo de fusibles, izquierda. Y un descargador de sobretensión, derecha.

INTERRUPTOR-SECCIONADOR:

Es un elemento que permite maniobrar en el circuito eléctrico (abrir-cerrar el circuito sin carga, función seccionador), además de poder interrumpir o establecer la corriente eléctrica del circuito con cargas conectadas o en tensión (función interruptor).

Este elemento será muy útil para aislar o conectar la parte generadora de los paneles fotovoltaicos al resto del circuito, en aquellos momentos en los que sea necesario por cuestiones de mantenimiento, limpieza, revisión, etc.

- Protecciones del circuito de Corriente Alterna.

INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO:

Es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas. Se le denomina también disyuntor.

Su funcionamiento está basado en los efectos que se producen por la circulación de corriente eléctrica: magnético y térmico.

- El circuito magnético está formado por un electroimán y su función es la de la protección ante posibles cortocircuitos, cortando el paso de la corriente cuando se alcanza un valor (definido por el fabricante).
- El circuito térmico está formado por una lámina bimetálica y su función es la de la protección ante posibles sobrecargas. Dicha lámina se deforma al pasar cierta corriente durante un tiempo según diseño. Por ello, cuando se alcanza cierta temperatura (efecto Joule) se abre el circuito.

Las características que definen al interruptor magnetotérmico son la tensión nominal, la intensidad, el poder de corte, el número de polos y la curva de disparo.

Para las instalaciones de corriente continua existen interruptores magnetotérmicos específicos, con un precio muy elevado. Por eso suelen usarse los fusibles.

INTERRUPTOR DIFERENCIAL:

Se trata de un dispositivo que permite detectar defectos de aislamiento y proteger de ellos a los usuarios de las instalaciones, cortando el suministro de energía

Su funcionamiento se basa en la medición de la corriente de entrada y de salida del receptor, realizando la suma vectorial de ambas corrientes. Si el resultado es cero, no sucede nada, pues la corriente por las tres fases no tiene ningún otro camino de defecto. Pero si existiese una falta de aislamiento, se produciría una falta a tierra y, por lo tanto, un desequilibrio entre las corrientes, lo que provocará la excitación de una bobina interna que provocará el corte del suministro eléctrico.

La sensibilidad del interruptor diferencial es la diferencia de intensidad que determina el disparo del interruptor diferencial. Los valores de sensibilidad están normalizados: alta sensibilidad (30mA), media (300mA), baja (500mA), etc. A valores inferiores de dicho valor de sensibilidad, el diferencial no abriría el circuito.

- Puesta a tierra.

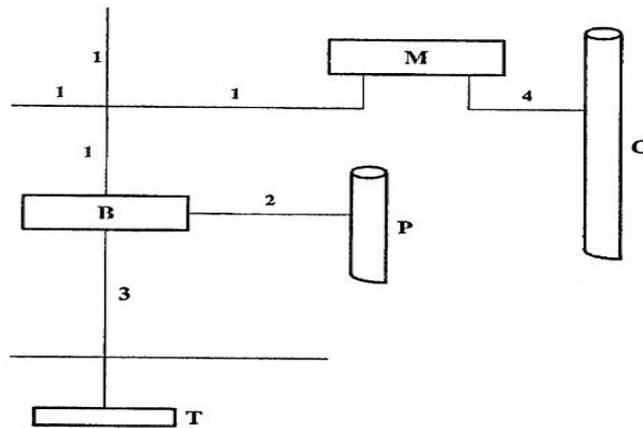
Según la instrucción ITC-BT-18 del REBT, la definición de puesta a tierra es: “*La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma a tierra con un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.*”

La ITC-BT 40 en el artículo 8.2.1 establece que las instalaciones generadoras aisladas conectadas a instalaciones receptoras que son alimentadas de forma exclusiva por dichos grupos, que la red de tierras de la instalación conectada a la generación será independiente de cualquier otra red de tierras.

La toma de tierra estará diseñada conforme a lo dictado en la ITC-BT 18, ITC-BT 24 y en la MIE-RAT 13. Se deberá disponer de una toma a tierra de protección que, como mínimo, deberá estar conectada a la estructura del campo generador y a los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos.

La ITC-BT 18 del REBT, nos dice que los conductores de protección deberán ser como mínimo de la siguiente sección:

- 2,5 mm² si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm² si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 1.14. Esquema de una puesta a tierra según ITC-BT 18.

1.5. Herramienta de simulación PVsyst

PVsyst es una herramienta de software fiable y reconocida en el sector fotovoltaico, que nos permite realizar simulaciones con una potente base de datos (técnicos y meteorológicos), para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica que queramos realizar.

En este Trabajo de fin de Grado, se ha utilizado esta herramienta como base para el cálculo, dimensionado y simulación de las instalaciones fotovoltaicas, como veremos más adelante en los siguientes epígrafes.

A continuación, a través de una serie de capturas de pantalla, se mostrarán las características generales de esta herramienta.



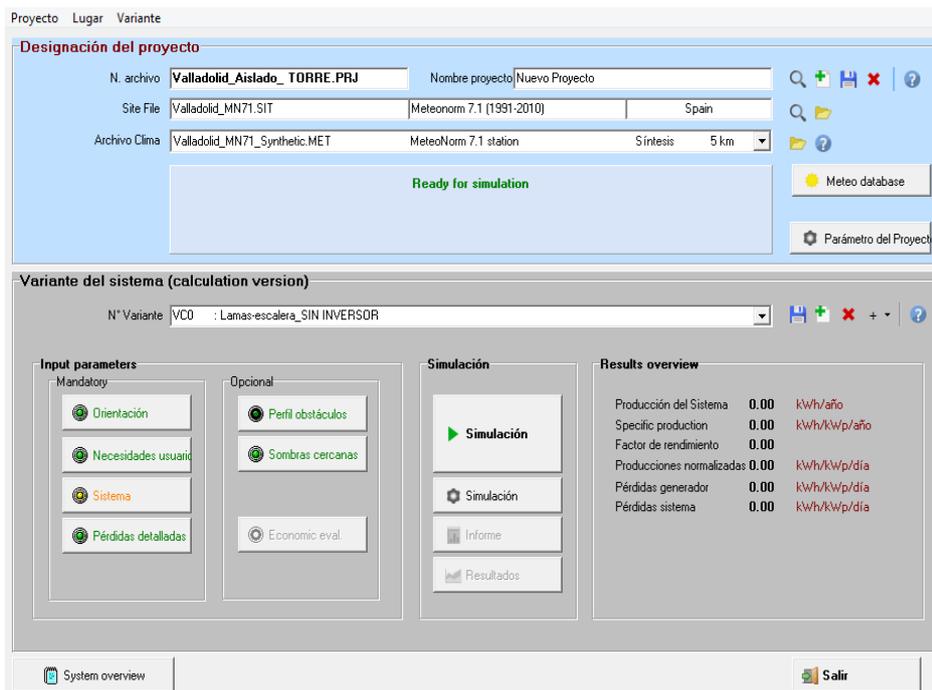
Captura 1. Imagen del menú principal

En este menú inicial podremos acceder al predimensionado de una instalación, para a groso modo visualizar las características de una instalación, de una forma rápida y sencilla, no sirve para proyectos reales.

En la opción de diseño del proyecto podremos comenzar nuestro proyecto, entre los que podríamos elegir realizar una instalación conectada a red, una instalación aislada o una instalación de bombeo.

También se dispone de una gran base de datos de componentes que formarían las partes de la instalación fotovoltaica, como paneles, reguladores, inversores, baterías, etc.

En la captura 2, se puede observar la interfaz para el dimensionado de una instalación aislada de la red eléctrica.



Captura 2. Interfaz inicial de la instalación aislada

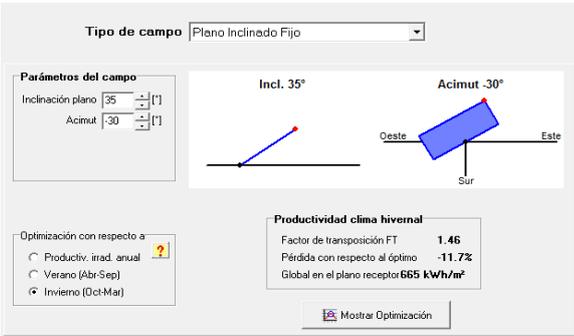
Como se puede ver en la captura 2, en la parte superior tendremos todos los datos de la situación de nuestro proyecto, que servirá para que el programa obtenga de su base de datos todas las referencias meteorológicas con las que luego simulará nuestra instalación.

En la parte inferior denominada, *Variante del sistema*, es donde tendremos acceso a la configuración de los elementos que configurarán nuestra instalación aislada.

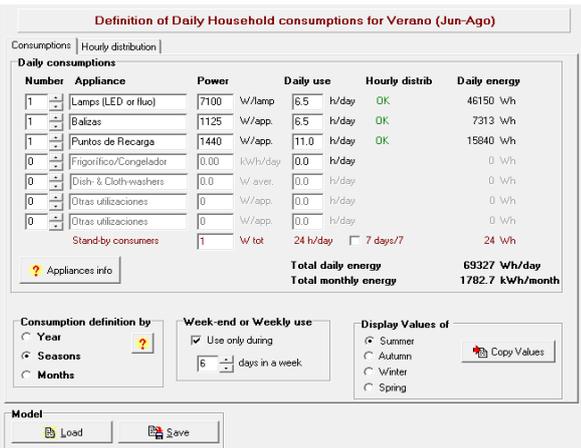
Aquí estarán presentes todos los elementos de la instalación aislada excepto el inversor, para poder introducirlo en la simulación tendremos que considerarlo como una carga del sistema teniendo en cuenta su eficiencia y el consumo en *stand-by*.

Según muestra la captura 3, podremos elegir la orientación e inclinación de nuestros paneles, pudiendo así amoldarnos a las características constructivas de la base de los paneles o buscar la mejor inclinación y orientación que nos permita captar la energía solar de una forma óptima.

Además podremos elegir el tipo de campo, es decir, si la instalación es fija, se configura por lamas, o si tiene seguidores.



Captura 3. Interfaz de selección de orientación, inclinación y tipo de paneles.

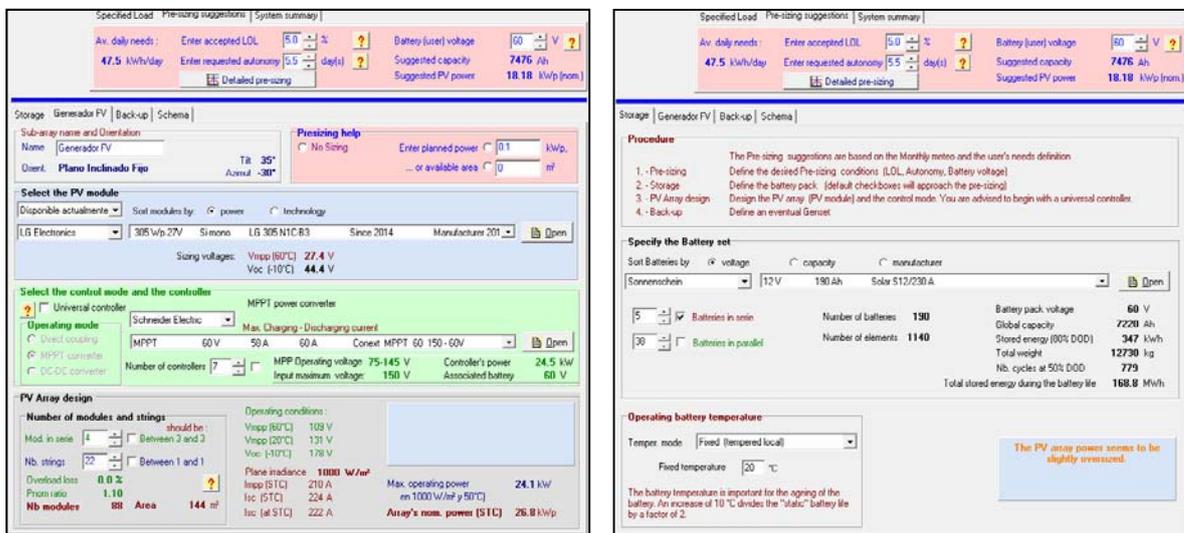


Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
1	Lamps (LED or fluo)	7100 W/lamp	6.5 h/day	OK	46150 Wh
1	Balizes	1125 W/app.	6.5 h/day	OK	7313 Wh
1	Puntos de Recarga	1440 W/app.	11.0 h/day	OK	15840 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00 kWh/day	0.0 h/day		0 Wh
0	Dish- & Cloth-washers	0.0 W aver.	0.0 h/day		0 Wh
0	Otras utilizations	0 W/app.	0.0 h/day		0 Wh
0	Otras utilizations	0 W/app.	0.0 h/day		0 Wh
Stand-by consumers		1 W tot	24 h/day	<input type="checkbox"/> 7 days/7	24 Wh
Total daily energy					69327 Wh/day
Total monthly energy					1782.7 kWh/month

Captura 4. Selección de cargas

A través del botón *Necesidades del Usuario*, visto en la captura 2, accedemos a la información sobre las cargas (captura 4), donde introduciremos su potencia, las horas de uso, su reparto anual, mensual o estacional y si los consumos se realizan los siete días de la semana o menos.

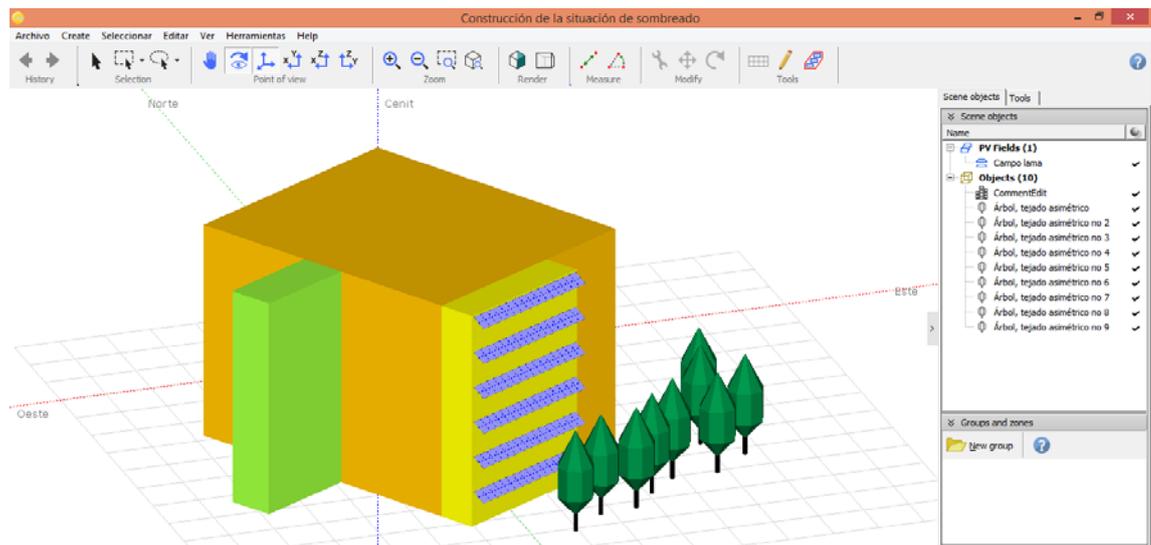
A través del botón *Sistema*, de la captura 2, accederemos a las partes más básicas de la instalación (captura 5), ya que es en este acceso del programa donde podremos elegir los paneles a utilizar, las baterías, y los reguladores de carga.



Captura 5. A la izquierda selección de paneles y regulador, a la derecha selección de baterías.

Función *Pérdidas Detalladas* (captura 2), se podrá acceder a los detalles que implican factores como el degradado de los paneles con el tiempo, el tipo de colocación de los paneles (integrados en edificio, semi-integrados o al aire libre), dimensionamiento del cableado con su sección correspondiente, factor polvo y suciedad.

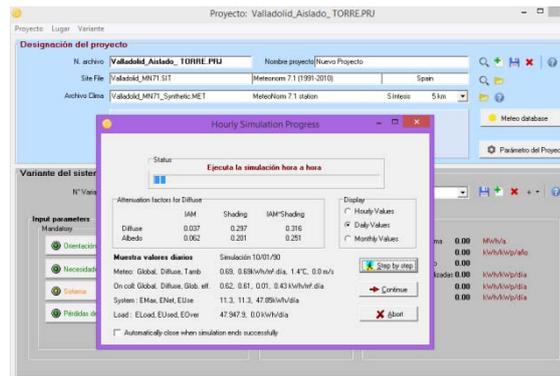
También a través de la opción *Sombras Cercanas* podremos diseñar un espacio tridimensional (captura 6), en el que situaremos nuestra instalación y los objetos que reflejen sombras cercanas en nuestros paneles. Además entre otras opciones podremos visualizar las sombras que se proyectan sobre nuestra instalación a lo largo del día, en la estación o mes que deseemos comprobar.



Captura 6. Diseño tridimensional de nuestra instalación.

Una vez diseñados, dimensionados y definidos todos los elementos de nuestra instalación podremos simular su comportamiento. Para ello PVSyst nos permite a través de su base de datos obtener los parámetros de producción y comportamiento de la instalación diseñada, para poder realizar un proyecto fotovoltaico fiable.

Una vez finalizada la simulación, el programa nos facilitará el acceso a un resumen de los resultados más general, así como tablas y gráficas muy concretas del comportamiento de la instalación a lo largo del tiempo.



Captura 7. Simulación en proceso.

2. Estudio preliminar en la nueva torre-aulario.

En los epígrafes del 2 al 2.4, se va a realizar el estudio preliminar de las instalaciones fotovoltaicas propuestas, con los condicionantes que representan la inclinación, orientación y situación de los paneles en la nueva torre-aulario. De este modo se pretende ver, en un primer momento, las mejores configuraciones y características a implementar en los desarrollos de las instalaciones fotovoltaicas posteriores. Se hace hincapié en el nuevo edificio-aulario, ya que será la parte principal de este proyecto, aunque no se descartará diseñar alguna instalación complementaria en otra ubicación distinta a la de la torre-aulario.

La estructura del edificio-aulario de la nueva Escuela de Ingenierías Industriales recuerda a un prisma rectangular, lo que facilita el montaje de paneles de inclinación 90^{a} incrustados en las caras planas del edificio. También un tejado que se proyecta plano, facilitaría la instalación de los paneles, configurando la inclinación y la orientación que maximicen la potencia que pueda obtenerse.

Se contaría con las siguientes ubicaciones:

- **Ubicación en la fachada del edificio-aulario, junto al saliente de la escalera de emergencia.**

Esta ubicación presenta una orientación de 30° al este, respecto del sur, con una inclinación de 90° . Se aprovecharía un espacio que no tendría mayor uso que el cerramiento estructural del edificio y podría ser ampliamente observado por cualquier usuario o transeúnte, cumpliendo el objetivo de divulgación, aunque el problema vendría motivado por la obligatoriedad de la inclinación (90°) y la orientación (azimut- 30°) que no son las más idóneas para una instalación fotovoltaica, debido a que una inclinación de 90° empeora la recepción de la mayor parte de los rayos solares durante el día.

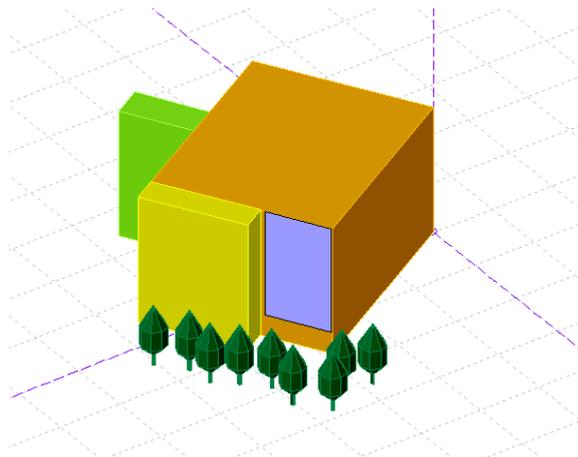


Fig.2.1 Esquema de la ubicación de paneles en la fachada

- **Ubicación exterior en escalera de emergencia.**

Esta ubicación es colindante con la anterior, con las mismas características de inclinación y orientación de los paneles; la salvedad que podemos hacer es que evitamos las sombras que vierte la escalera de emergencia sobre la fachada, ya que dicha escalera sobresale 4,2 metros de la fachada del edificio, con la consiguiente mejoría de las pérdidas por sombreado de paneles.

También ha de considerarse que en este caso la ventilación, instalación y mantenimiento de los paneles es mucho más fácil, al poder acceder a los paneles a través de la propia escalera que si estuvieran empotrados sobre la fachada.

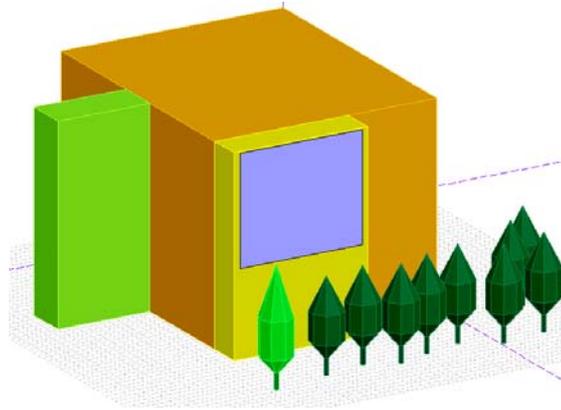


Fig.2.2 Representación de la ubicación de los paneles en la escalera de emergencia

- **Ubicación en el tejado o azotea del edificio.**

Este emplazamiento de los paneles facilita la instalación, mantenimiento y ventilación de los mismos, ya que no sería necesaria la colocación de andamios, evitando el trabajo en altura. La inclinación y la orientación del panel puede ser la que deseemos, pudiendo obtener la que maximice el rendimiento de los paneles; la única sombra que podría ensombrecer nuestros paneles sería la que vertiese el panel más próximo pero, con la herramienta de simulación, se puede conseguir hallar la distancia óptima para que no se ensombrezcan entre ellos los propios paneles. No obstante, hay que reconocer que en esta solución, los paneles no se hacen muy visibles y por tanto el objetivo de concienciación no sería tan evidente.

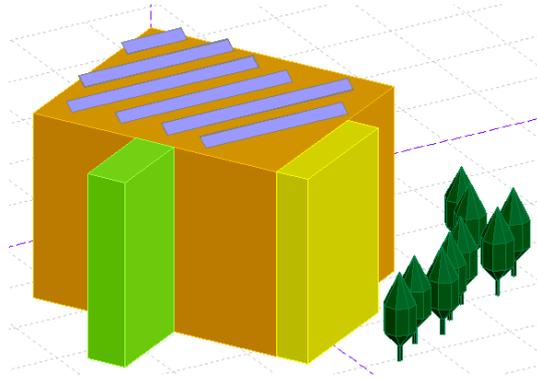


Fig.2.3 Ubicación de los paneles en el tejado o azotea del edificio.

2.1. Sistema de generación de la corriente eléctrica

El sistema elegido para la conexión y uso de la electricidad generado por los paneles, será el de un sistema fotovoltaico aislado. Esto se debe en gran parte a que el propietario es una institución pública que en ningún momento pretende darse de alta como suministrador o generador de energía eléctrica, con lo que económica y burocráticamente supondría por ello. Además según el RD-900/2015, se debería de pagar una serie de *impuestos de mantenimiento del sistema eléctrico* por cada kW instalado y cada kWh de energía autoconsumida, si la instalación no fuese aislada. En este caso el realizar una instalación aislada favorece los objetivos que se han planteado.

2.2. Estudio con simulación de las distintas alternativas

Para esta parte del estudio se ha contado con la herramienta de software *PVSyst*, que nos permitirá simular, a través de sus bases de datos y sus herramientas gráficas, nuestra instalación de la forma más cercana a la realidad, obteniendo la producción de nuestra instalación fotovoltaica. Nos permitirá construir en 3D una “maqueta” de nuestro edificio, establecer su localización y poder así diseñar el conjunto de paneles fotovoltaicos y establecer su ubicación respecto del edificio, como vamos a ver en el análisis a continuación, ya que el programa nos va a generar un informe donde podremos observar la radiación que recibe el panel y restando pérdidas o sumando factores favorables, nos indicará al final la energía que vamos a producir a lo largo del año.

En este estudio hemos tenido en cuenta la utilización de reguladores, aunque se ha intentado en todo momento que fuesen de la misma marca y/o tipo para que su rendimiento no afectase en gran manera el estudio de la energía final producida. De esta forma, los resultados que obtengamos de las diferentes alternativas serán debidos, mayoritariamente, a la disposición de los módulos (120 paneles fotovoltaicos genéricos de 250W) y a la radiación que éstos reciben.

- **Estudio ubicación en la fachada del edificio-aulario, junto al saliente de la escalera de emergencia**

Como hemos visto en la Fig.2.1, nuestra ubicación en este caso de los módulos solares estará sobre la fachada del aulario, junto a la escalera de emergencia. La situación es de una orientación de -30° Este y una inclinación de 90° . Simulando en nuestra “maqueta” 3D para el emplazamiento acordado en la ciudad de Valladolid, los resultados obtenidos a través de la simulación y contrastando el programa con sus bases de datos climatológicos, tenemos en la Fig.2.4 el análisis cuantitativo de nuestra instalación en la ubicación sobre la fachada.

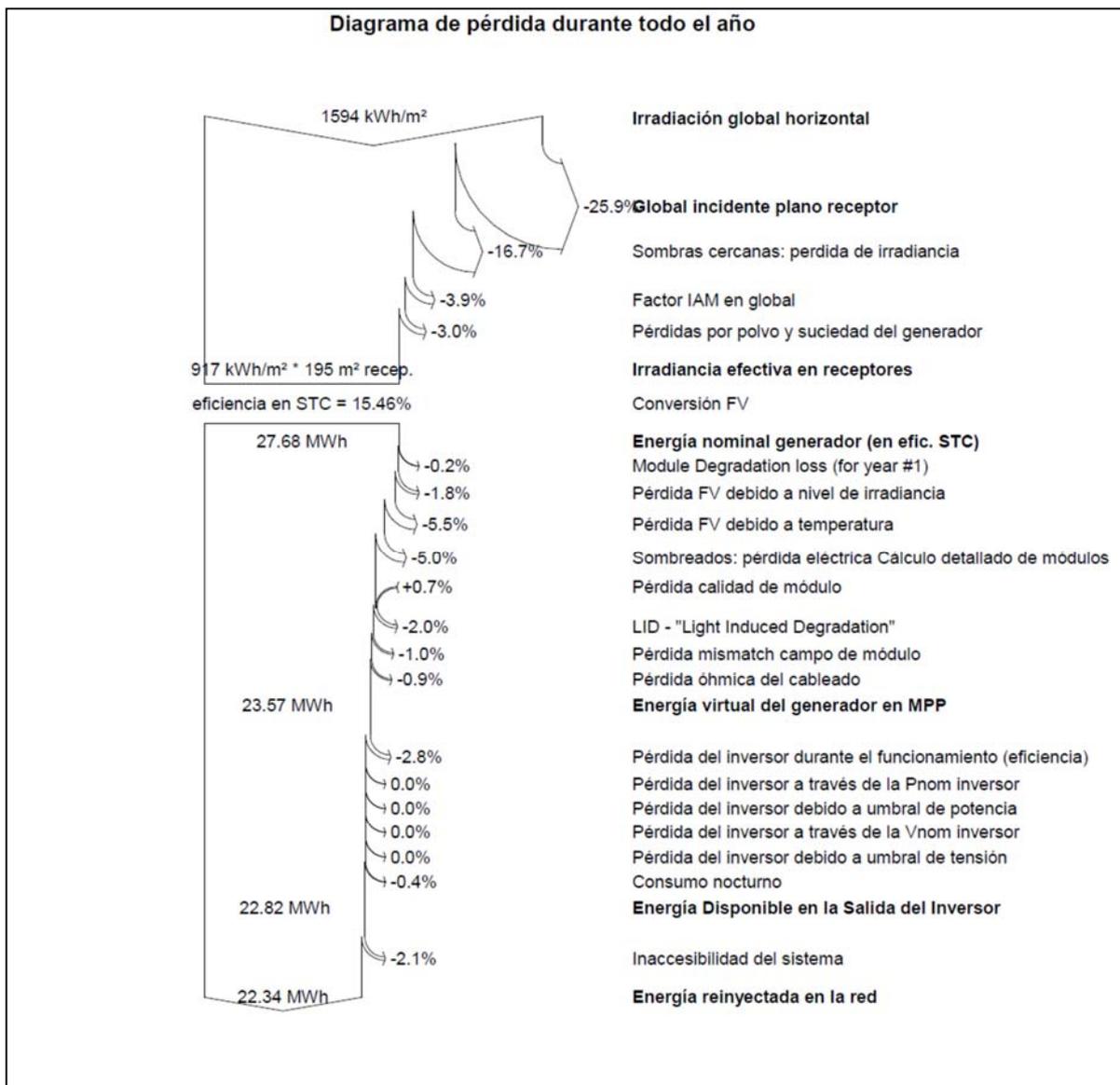


Fig.2.4. Informe del diagrama de pérdidas

Las pérdidas relacionadas con la inclinación de los paneles, las sombras del saliente de la escalera sobre la fachada, de los árboles cercanos y la orientación del edificio junto con la inclinación de 90° , todo ello hace que a horas tempranas los paneles estén sombreados sin poder aprovechar toda la radiación diurna, obteniendo un porcentaje de pérdidas muy elevado del orden del 41% (-25.9% de pérdidas por incidencia sobre plano receptor y -16.7% por sombras cercanas) sobre la irradiación que de forma horizontal podría captarse en esa localización.

De todas formas se ha intentado a través del número de paneles (120 paneles) y de su localización sobre la fachada, que los paneles que estuviesen instalados recibiesen la menor influencia de las sombras ajenas a la orientación, como subir los paneles para contrarrestar la sombra de los árboles y situarlos en el extremo más alejado de la escalera de emergencias para evitar su sombra, siempre intentando compaginar estos hechos con la armonía estética del edificio.

En la Fig.2.5 se visualizan la evolución de las sombras a determinadas horas en dos días, uno de verano y otro en invierno para tener en cuenta la “altura” del sol según las estaciones.

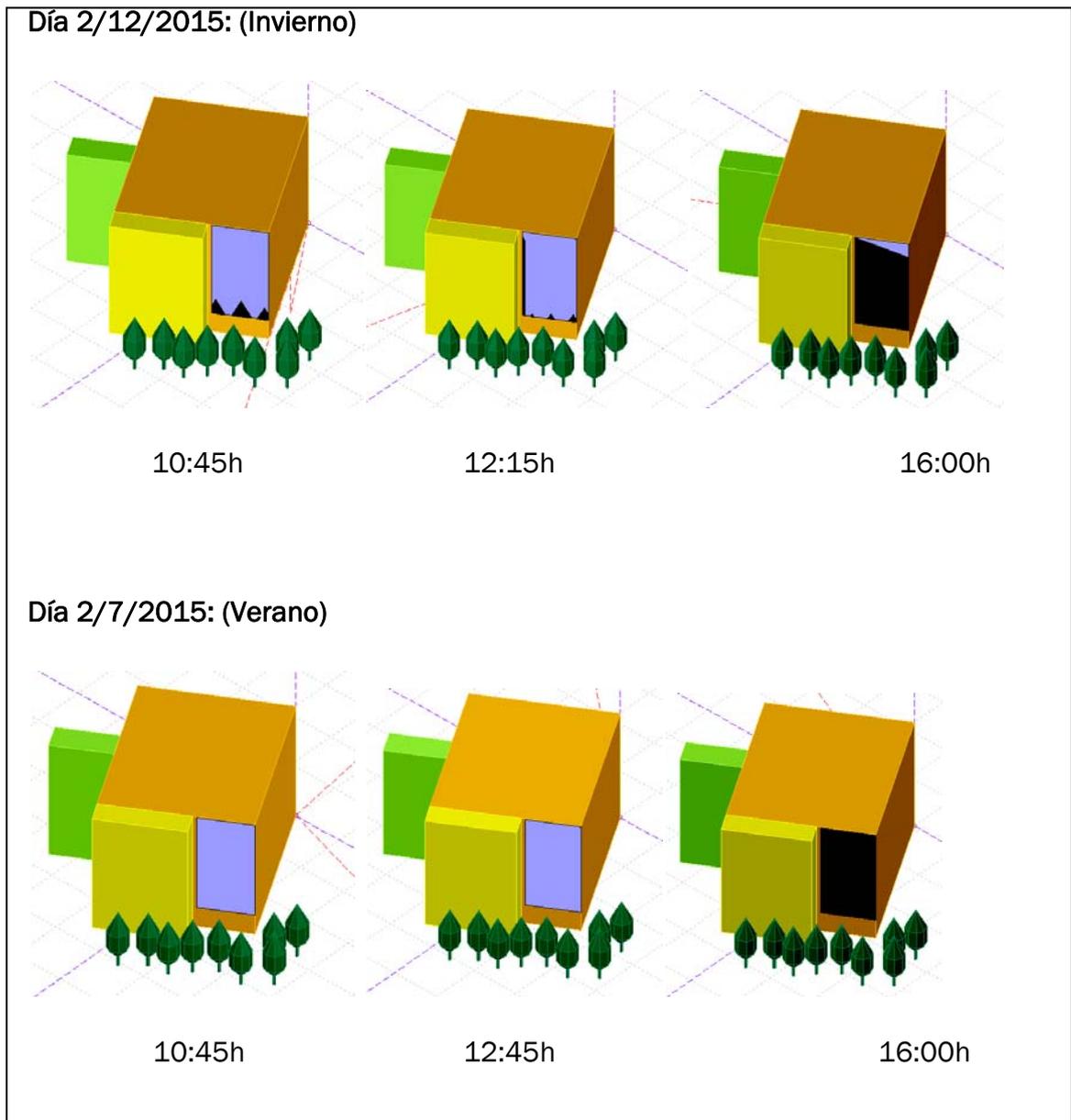
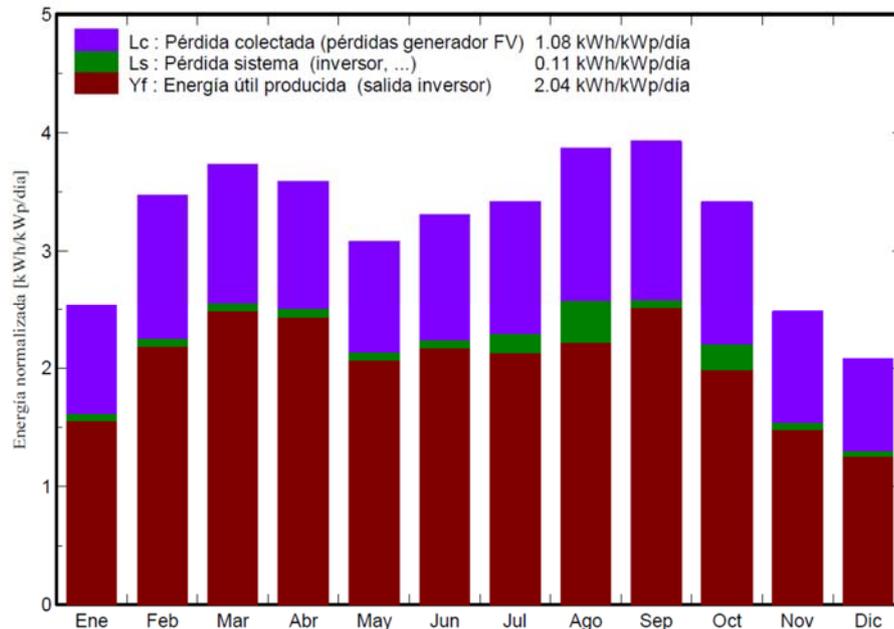


Fig.2.5. Donde se aprecia evolución de la sombra según los dos días seleccionados.

A través de la Fig. 2.6 vamos a ver la producción que tendría la instalación mes a mes.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 30.0 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	50.7	3.85	78.8	60.21	1.503	1.449	9.77	9.42
Febrero	79.8	5.33	97.1	74.31	1.897	1.837	10.01	9.69
Marzo	128.0	8.71	115.7	91.03	2.386	2.315	10.57	10.25
Abril	157.4	10.55	107.6	85.01	2.257	2.189	10.74	10.42
Mayo	182.5	14.83	95.5	74.39	1.989	1.925	10.68	10.33
Junio	222.3	20.25	99.1	76.62	2.019	1.955	10.43	10.10
Julio	229.0	22.03	105.9	82.67	2.135	1.985	10.33	9.60
Agosto	199.6	21.64	119.9	94.79	2.401	2.067	10.26	8.83
Septiembre	146.3	17.58	117.8	93.42	2.334	2.262	10.15	9.84
Octubre	97.1	12.90	105.7	81.59	2.053	1.851	9.95	8.97
Noviembre	57.0	6.95	74.4	55.63	1.388	1.337	9.55	9.20
Diciembre	44.2	4.17	64.4	47.81	1.213	1.169	9.64	9.29
Año	1593.9	12.44	1181.7	917.49	23.574	22.341	10.22	9.68

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 2.6. Energía producida mes a mes, con sus pérdidas.

Así podemos ver para el dimensionamiento de nuestra instalación a alimentar que los peores meses corresponden a Noviembre y Diciembre. Mientras que los mejores meses serán los de primavera, Abril y Mayo.

- **Estudio ubicación exterior en escalera de emergencia**

Esta ubicación se considera como la idea para evitar las sombras que el saliente de la escalera de emergencia vierte sobre los paneles en la fachada del edificio.

Como en el caso anterior, la orientación y la inclinación de los paneles es la misma, y al igual que antes se ha intentado que el inicio de la ubicación de los paneles esté unos metros por encima del suelo para que la sombra de los árboles cercanos no afecte demasiado a nuestra instalación.

Como vimos en la Fig.2.2 en la representación de esta ubicación respecto del edificio, se intenta elevar los paneles lo máximo posible para que la incidencia de las sombras de los árboles sea lo menor posible, intentando además ocupar el mayor espacio posible a lo ancho.

En la Fig.2.7 vemos el análisis del informe de la simulación, teniendo al final del mismo la información cuantitativa de la energía que produciría nuestra instalación en esta ubicación (semiempotrada), además de poder cuantificar en porcentaje, las pérdidas que tendremos. Como podemos observar los datos del informe arrojan una generación de 28.44MWh y pérdidas en gran parte producidas por la inclinación de los paneles (-25.9%), ya que la pérdida por sombras es muy reducida (-1.2%) respecto del caso anterior.

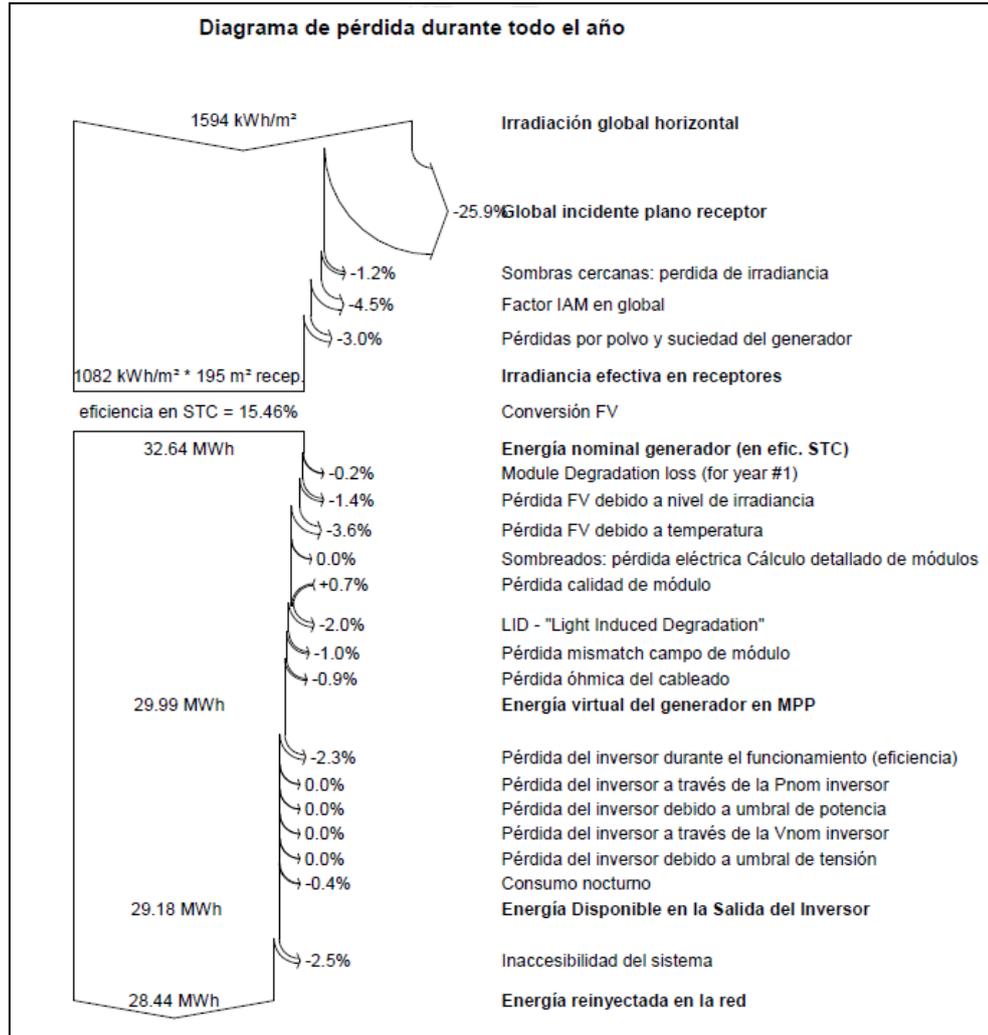


Fig.2.7. Esquema de pérdidas de la instalación.

Y en la Fig.2.8 tendremos una idea de la evolución de las sombras en nuestros 120 paneles, en los dos días considerados.

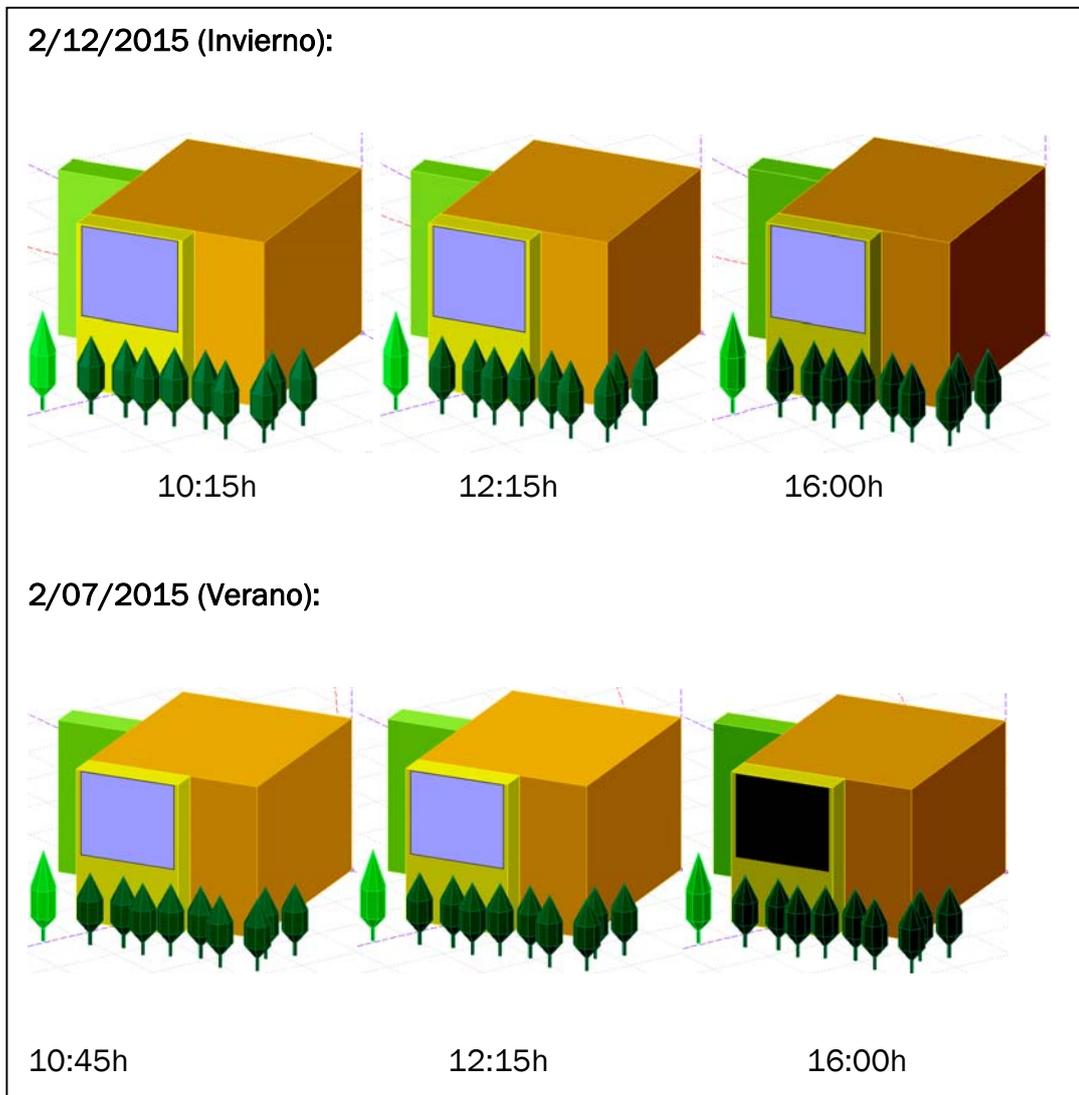
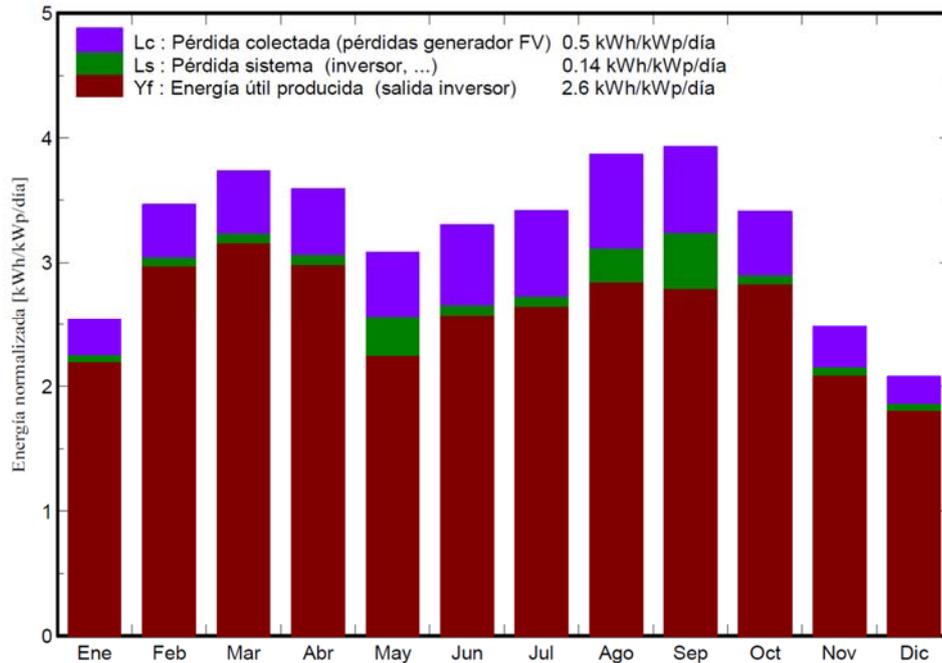


Fig. 2.8. Evolución de sombras según estación y horas.

Como se puede apreciar en la Fig. 2.8, apenas tenemos sombras durante el día, pero en verano sí que podemos ver, que por la orientación de -30° Este, a las 16h el panel queda sombreado ya que el sol se encuentra del otro lado del edificio, lo que hace que no se pueda disfrutar de gran parte de la radiación diurna del sol, con la consiguiente pérdida de generación.

A través de la figura 2.9 vamos a ver la producción que tendría la instalación mes a mes.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 30.0 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	50.7	3.85	78.8	73.7	2.104	2.045	13.68	13.30
Febrero	79.8	5.33	97.1	90.3	2.562	2.500	13.52	13.19
Marzo	128.0	8.71	115.7	106.8	3.013	2.939	13.34	13.02
Abril	157.4	10.55	107.6	98.3	2.764	2.692	13.16	12.81
Mayo	182.5	14.83	95.5	86.0	2.391	2.096	12.83	11.25
Junio	222.3	20.25	99.1	87.9	2.398	2.326	12.40	12.02
Julio	229.0	22.03	105.9	94.6	2.546	2.472	12.32	11.96
Agosto	199.6	21.64	119.9	108.6	2.907	2.651	12.42	11.33
Septiembre	146.3	17.58	117.8	108.6	2.921	2.518	12.70	10.95
Octubre	97.1	12.90	105.7	97.9	2.703	2.634	13.10	12.77
Noviembre	57.0	6.95	74.4	69.2	1.942	1.887	13.37	12.98
Diciembre	44.2	4.17	64.4	60.0	1.737	1.684	13.81	13.39
Año	1593.9	12.44	1181.7	1081.8	29.988	28.443	13.00	12.33

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 2.9. Gráfica con la producción útil y pérdidas, y debajo tabla de potencias y eficiencias.

Vemos que la producción de energía es un 27% mayor que en el caso de instalación sobre fachada.

- **Estudio ubicación en tejado o azotea**

La última de las ubicaciones (al aire) de nuestros paneles nos lleva a pensar en la azotea del edificio, donde la instalación en medios constructivos y de mantenimiento será más sencillo que en los casos anteriores. Además se debe de añadir el hecho que esta ubicación permite el buscar la mejor orientación e inclinación de los paneles, que nos calculará el software PVSyst, y así poder obtener el mayor rendimiento de nuestra instalación fotovoltaica. Las características que optimizan la instalación son una orientación Sur (0°), una inclinación de 35° y una separación entre módulos de 5,5 metros que impida que arrojen sombras los paneles sobre los de atrás.

Como pudimos ver en la Fig.2.3 la representación de nuestra instalación en la azotea, será la que introduzcamos para la simulación en el programa.

En la página siguiente, en la Fig.2.10., vamos a observar el diagrama con los datos de la simulación que hemos obtenido, vemos la energía que se produciría anualmente que sería de 44,85 MWh, con pérdidas muy pequeñas y hay que añadir que la orientación y la inclinación, favorecen la producción en un +14.9% sobre la irradiación global horizontal.

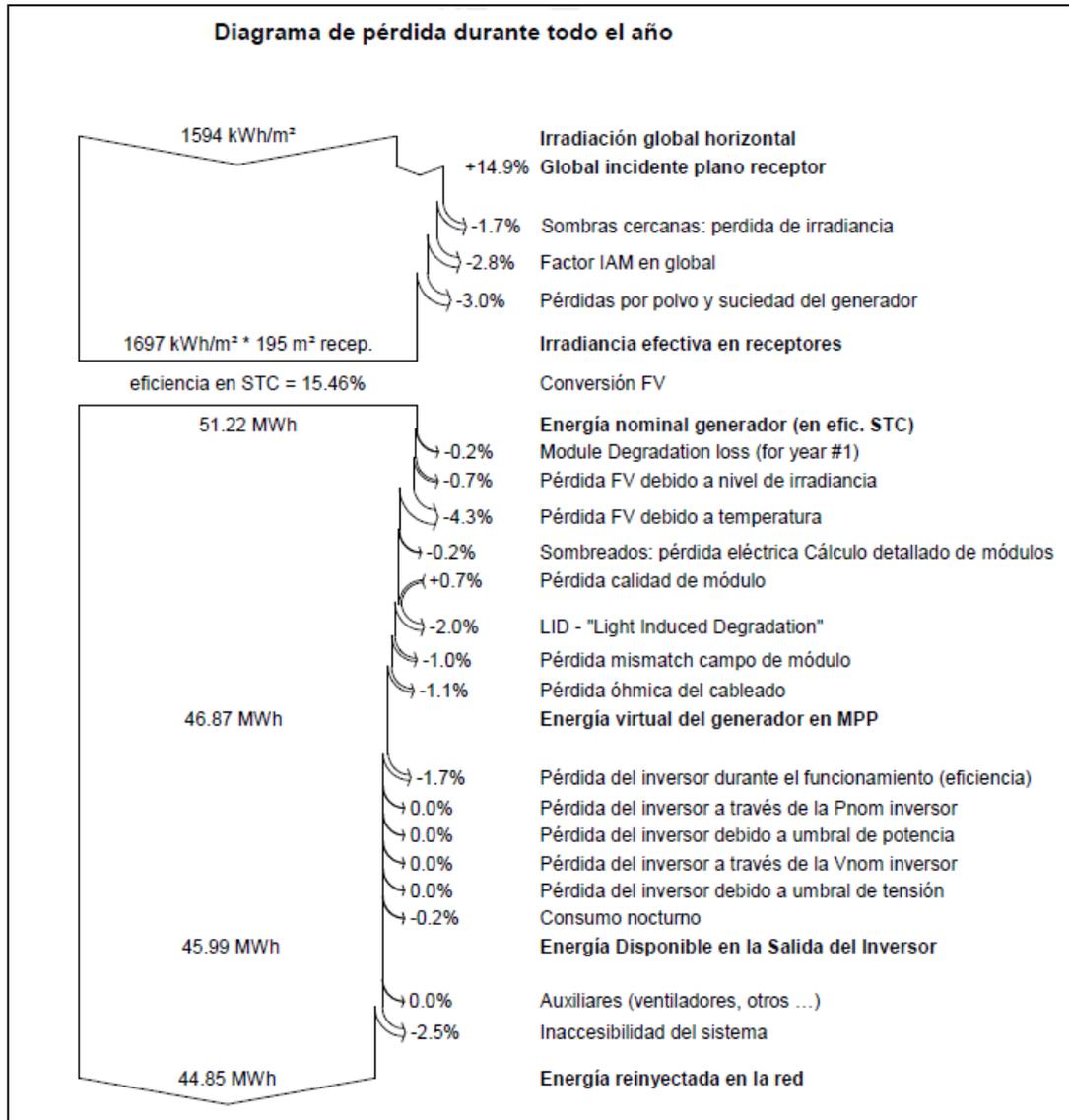


Fig. 2.10. Esquema de pérdidas de la instalación

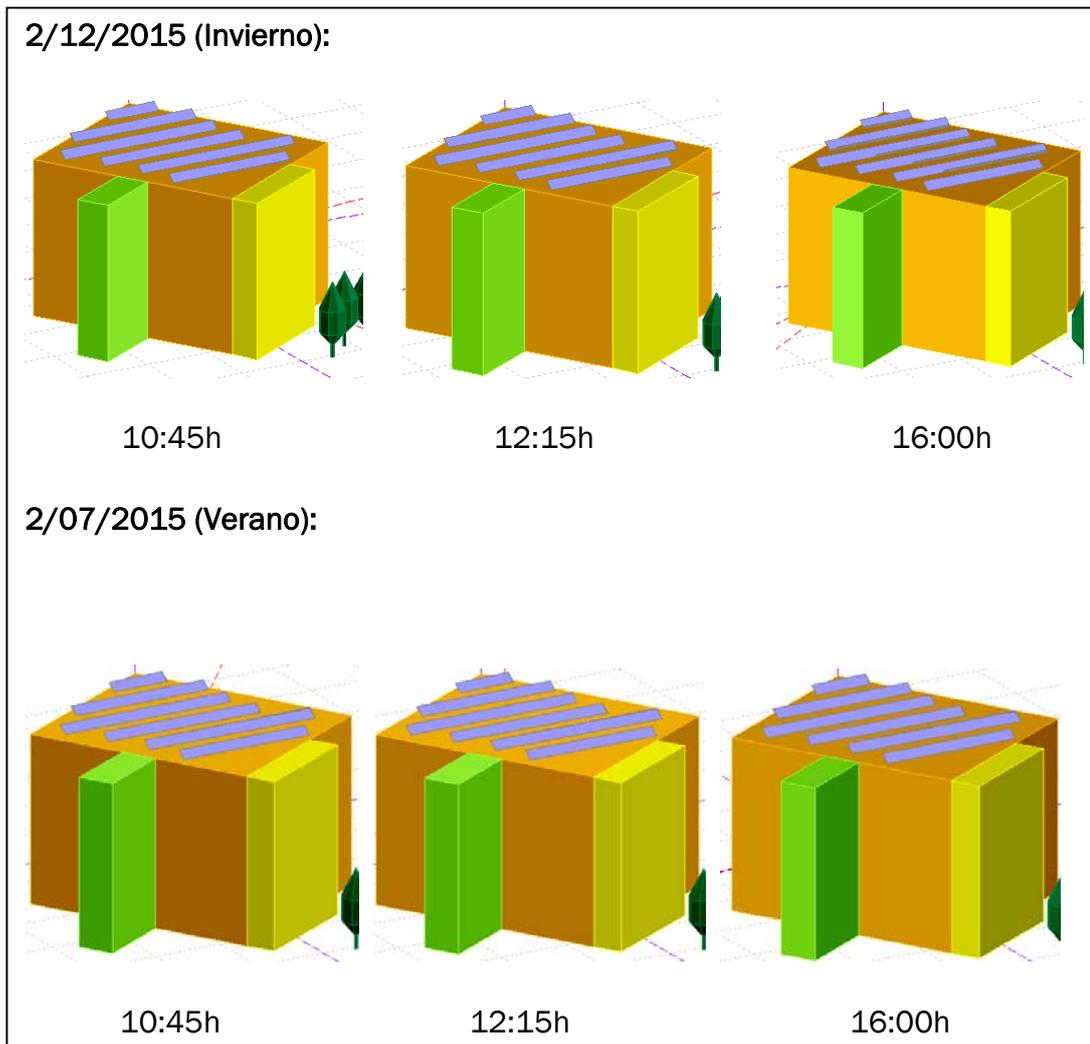
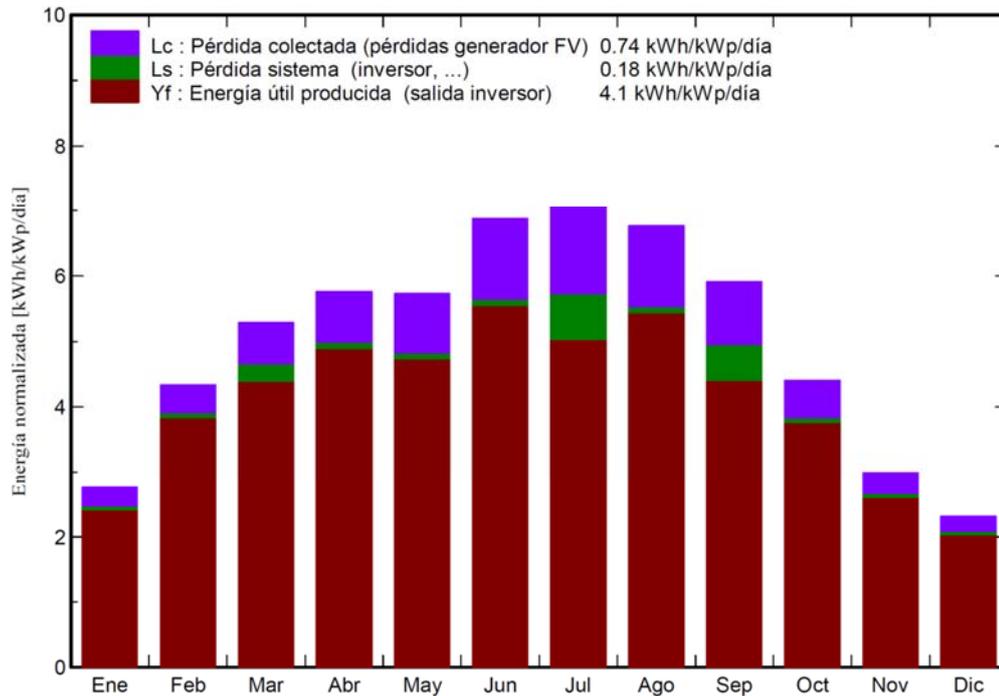


Fig.2.11. Evolución de las sombras

En invierno hacia el final del día pese a la distancia que hay entre los paneles, no se puede evitar que el panel delantero proyecte sobre el trasero una ligera sombra. En verano no se arrojan ninguna sombra entre los paneles.

En la figura 2.12, vamos a observar la gráfica con la producción y pérdidas mes a mes, igual que la tabla que nos mostrará cuantitativamente la producción de energía mes a mes.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 30.0 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	50.7	3.85	85.6	79.7	2.305	2.253	13.79	13.48
Febrero	79.8	5.33	121.3	113.3	3.291	3.230	13.90	13.64
Marzo	128.0	8.71	163.8	152.2	4.337	4.083	13.56	12.77
Abril	157.4	10.55	172.8	160.0	4.494	4.412	13.32	13.08
Mayo	182.5	14.83	177.5	163.5	4.496	4.412	12.97	12.73
Junio	222.3	20.25	206.2	190.2	5.089	4.998	12.64	12.42
Julio	229.0	22.03	218.7	202.1	5.337	4.683	12.50	10.97
Agosto	199.6	21.64	209.8	194.5	5.148	5.058	12.57	12.35
Septiembre	146.3	17.58	177.3	165.0	4.462	3.970	12.89	11.47
Octubre	97.1	12.90	136.5	127.0	3.574	3.507	13.41	13.16
Noviembre	57.0	6.95	89.7	83.5	2.398	2.346	13.69	13.39
Diciembre	44.2	4.17	71.6	66.3	1.939	1.893	13.86	13.54
Año	1593.9	12.44	1830.9	1697.5	46.871	44.847	13.11	12.55

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 2.12. Análisis mes a mes de la ubicación en tejado.

2.3. Comparativa entre ubicación sobre escalera de emergencia y empotrada en fachada.

Debido a la imposibilidad constructiva de ubicar nuestra instalación en la azotea, debemos de elegir entre su ubicación empotrada en la fachada o sobre la escalera de emergencia.

La ubicación en azotea nos ha servido para poder tener una idea del óptimo de producción de nuestra instalación, y a lo que se puede llegar a producir en unas condiciones de orientación e inclinación lo más favorables posibles.

Por lo tanto, debemos realizar la comparativa entre las dos ubicaciones a llevar a cabo, es decir, o sobre la escalera de emergencia o sobre la fachada del edificio. Para ello vamos a contrastar los resultados obtenidos en los informes de simulación y con una evolución de sombras en las 4 estaciones.

La primera de las comparativas versará sobre los resultados obtenidos en sendos informes, en la Fig.2.4 y Fig.2.6 hemos visto los resultados detallados de la ubicación sobre fachada y en la Fig.2.7 y Fig.2.9 se mostraban los resultados de la ubicación sobre la escalera de emergencia. Para no volver a repetir los informes se presenta en la siguiente Tabla 2.1 una comparación de los conceptos más importantes para el estudio de la instalación, aunque no vienen todos los conceptos desglosados, nos podemos hacer una idea de la conveniencia de optar por una u otra opción.

	Escalera de Emergencia	Sobre la Fachada	Azotea
Irradiación global Horizontal	1594 kWh/m ²	1594 kWh/m ²	1594 kWh/m ²
Pérdidas por la orientación y la inclinación de los paneles	-25,90%	-25,90%	+14,9%
Pérdidas por sombras cercanas	-1,20%	-16,70%	-1,70%
Energía nominal Generador	32,64 MWh	27,68 MWh	51,22 MWh
Pérdidas por Temperatura	-3,60%	-5,50%	-4,3%
Pérdida eléctrica por sombreado de paneles	0,00%	-5,00%	-0,2%
Energía anual inyectada a red	28,44 MWh	22,34 MWh	44,85 MWh
* Horas Equivalentes	948	744,6	1495

Tabla 2.1. Comparativa resultado de la simulación.

* A través de la siguiente fórmula: $Horas\ Equivalentes = \frac{Energía\ producida}{Potencia\ nominal}$

Las horas equivalentes nos van a permitir comparar las 3 configuraciones de una forma equilibrada, tendremos un parámetro de comparación equitativo para todos los casos al obtener el tiempo que para cada configuración estarían funcionando los paneles al año.

Los porcentajes que vienen mostrados en la tabla, son una minoración sobre la irradiación global horizontal que tendría el panel en esa situación, es decir que disminuirá la generación eléctrica del panel. Las pérdidas por temperatura vienen influenciadas por la ubicación, no es lo mismo un panel empotrado sobre una fachada, sin apenas refrigeración, que sobre el armazón estructural de una escalera que representa la misma una “cámara” de ventilación.

Evolución de las sombras según las estaciones en la ubicación de la instalación empotrada en la fachada.

	Ubicación sobre Fachada		
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 2.2, evolución de sombras en ubicación sobre fachada

Evolución de las sombras según las estaciones en la ubicación de la instalación empotrada en la escalera de emergencia.

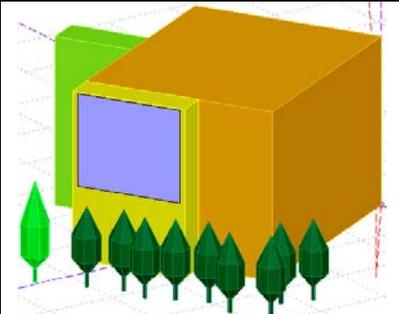
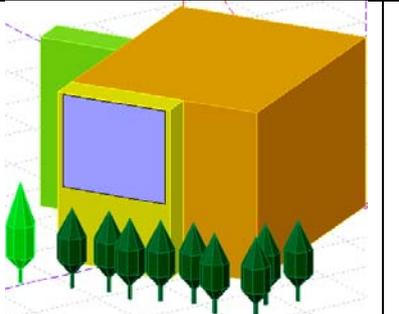
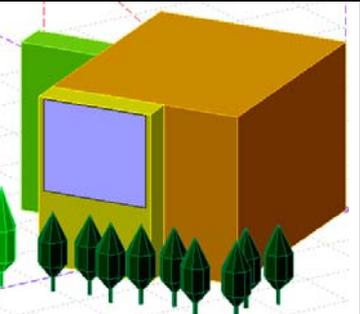
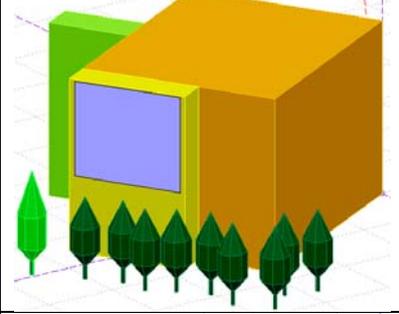
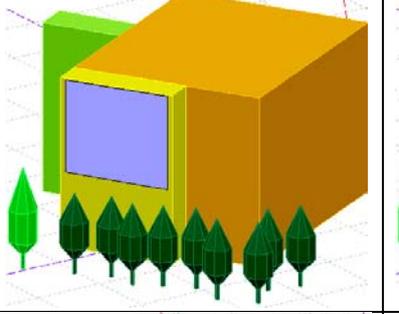
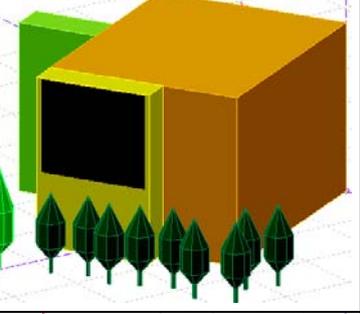
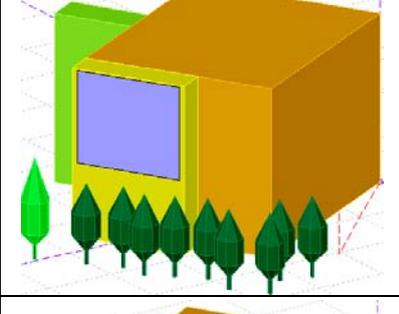
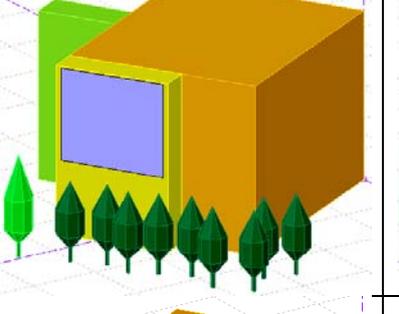
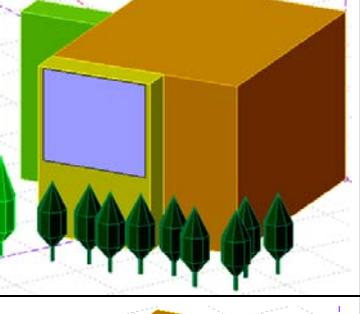
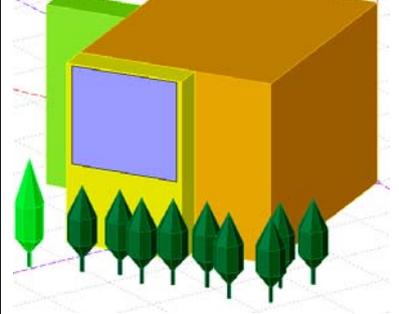
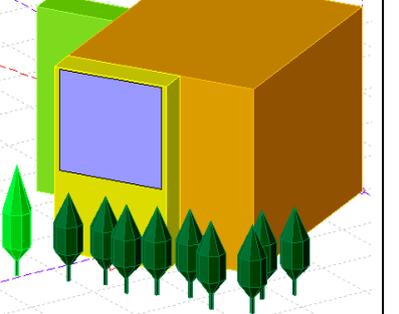
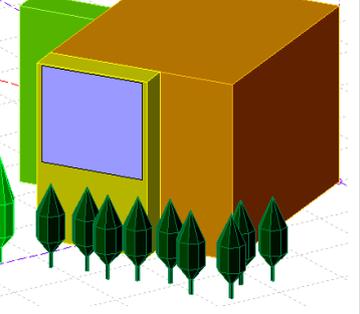
Ubicación sobre Escalera de Emergencia			
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 2.3, evolución de sombras sobre escalera de emergencia.

En definitiva, y viendo los resultados cuantitativos de la simulación, con sus pérdidas y su generación de energía, además de la evolución de las sombras sobre los paneles, podemos asegurar las ventajas de la ubicación sobre la escalera de emergencia sobre la fachada del edificio. En resumidas cuentas, podemos enumerar:

- Igualdad de orientación e inclinación (-25.9% de pérdida sobre la irradiación) que no permite diferenciar entre una ubicación u otra.
- Proximidad de ambas instalaciones que cumplirían con el objetivo de dar visibilidad a la instalación.
- En la evolución de sombras podemos apreciar cómo las sombras que aparecen en la ubicación en la **escalera de emergencia** son las debidas a la orientación del sol respecto de la tierra, frente a las de la ubicación en fachada que hay que añadirle las sombras por árboles en la parte baja (en la configuración de 120 paneles, no se puede subir más) y a la proyección del saliente de la escalera de emergencia que va sombreando progresivamente la zona de la fachada donde se sitúa la instalación.
- Superioridad de generación de energía en la ubicación en la **escalera de emergencia** (28,44 MWh anuales) frente a la ubicación en fachada (22,34 MWh anuales), con la misma cantidad de paneles obtenemos un 27,31% más de energía.
- Las pérdidas por sombreado en la ubicación de la **escalera de emergencia** son mucho menores (-1.2%) que en el caso de sobre fachada (-21.7%, 16.7% de pérdidas de radiación por sombreado y 5% de pérdidas eléctricas por sombreado). Gran parte de esas sombras, como hemos visto en la evolución del sombreado, son proyectadas por el saliente de la escalera de emergencia.

2.4. Conclusiones de las configuraciones en el edificio-aulario.

Las conclusiones a las que llegamos son:

- Como bien se expuso anteriormente, la instalación sobre la azotea, por razones arquitectónicas no podrá ser una de las alternativas viables, pero servirá como muestra del alcance óptimo de la instalación en dicha ubicación.
- Aunque depende de las cargas que queramos conectar a nuestra instalación aislada, la ubicación que más energía produce durante el año es la de la **azotea**. La posibilidad de orientar e inclinar los paneles en su posición de producción óptima, permite obtener el máximo rendimiento a nuestra instalación, e incluso si fuese necesario, instalar menos paneles, obteniendo la misma producción que en el resto de ubicaciones, con el consiguiente ahorro económico. Es verdad que esta configuración no es tan vistosa como las otras, pero se podrían añadir ciertas señalizaciones, marcadores que señalen la producción diaria o el ahorro diario de CO₂, que permita un reconocimiento y una toma de conciencia ambiental de la UVA para con sus estudiantes y para con las personas tanto interesadas en la materia como ciudadanos de a pie.
- Las ubicaciones de la escalera de emergencia y la de fachada, se ven desfavorecidas por la fijación de la orientación y por la mayor penalización en cuanto a recepción de los rayos solares, de la inclinación a 90°. Por lo que no pueden ni acercarse en energía generada, teniendo el mismo número de paneles, a la ubicación en la azotea.

- De entre las dos opciones, escalera de emergencia o sobre fachada, se obtendría una mayor eficiencia en la ubicación en la **escalera de emergencia**, ya que nos evitamos la sombra que ésta proyecta sobre la fachada. Y sería igual de visible que en el caso de sobre fachada. Además, en el caso de la instalación en la escalera de emergencia, se ve favorecida por el hecho de que constructivamente y sobre todo a la hora del mantenimiento y su acceso, es más sencillo que si empotramos los paneles a la fachada directamente
- Como ya se vio en el punto 2.3 de este estudio, las ventajas de la escalera de emergencia son notables frente a la ubicación en la fachada.
- La generación de energía eléctrica de forma renovable y sostenible para el uso en determinados contextos (iluminación, puntos de recarga eléctrica, etc.), son un paso muy favorable en la concienciación de la sociedad y un ahorro en la factura de electricidad para la Universidad. De esta forma la Universidad en general y la Escuela de Ingenierías Industriales en particular, transmitirían una imagen tanto dentro de la institución como al exterior, de renovado espíritu de desarrollo tanto en la técnica industrial como medioambiental.

3. Estudios de las Instalaciones a valorar

Ya se han visto las tres principales ubicaciones a estudiar en la nueva torre-aulario, de las cuales hemos señalado la mayor conveniencia de la ubicación sobre la escalera de emergencia, además de poder comprobar que la orientación e inclinación de los paneles son una parte de la instalación muy importante.

Se hace necesario buscar otras ubicaciones (en el edificio antiguo de la facultad) para disponer de más alternativas, y otras configuraciones o disposiciones de los módulos distintas de las del epígrafe 2, tanto en la escalera de emergencia de la torre nueva como sobre la fachada de la misma, para de este modo encontrar la mejor ubicación y la mejor configuración de los paneles.

Las configuraciones nuevas serán en disposición de los módulos en lamas, que nos permiten pese a los problemas de orientación, conseguir un ángulo de inclinación óptimo que no penalicen la instalación como con la inclinación a 90°, vista en el epígrafe 2. Además de presentar soluciones, que veremos a continuación, como la integración de los paneles fotovoltaicos en la estructura del edificio.

A continuación se realiza el estudio de las distintas configuraciones de paneles, cuatro en nuestro caso (tres en disposición de lamas), que serían dos nuevas configuraciones en la nueva torre-aulario y dos nuevas ubicaciones en el edificio antiguo de la antigua Facultad de Ciencias.

Las nuevas configuraciones a estudiar serán:

- Lamas en Escalera de Emergencia.
- Lamas sobre Fachada.
- Lamas en lateral Edificio Antiguo.
- Módulos instalados en la escalera de la fachada principal edificio antiguo.

En las siguientes simulaciones se suponen los mismos paneles de 250W genéricos, para no introducir más variantes entre las distintas opciones.

- **Lamas en Escalera de Emergencia:**

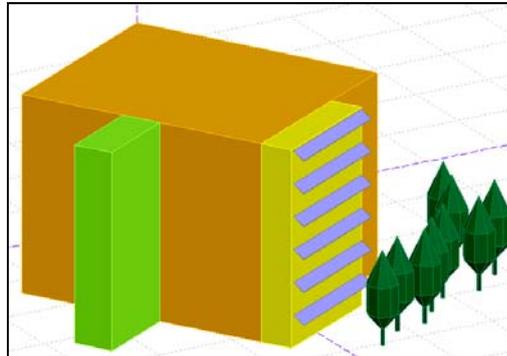


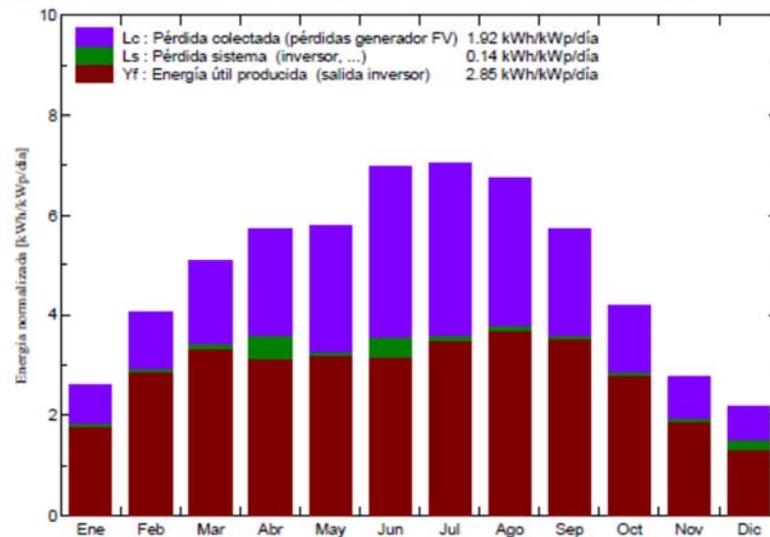
Fig.3.1 Representación tridimensional de las lamas en escalera de emergencia.

En la ubicación de la nueva torre-aulario que se pretende construir, se va a realizar el estudio de la posible instalación de los módulos solares en su caracterización por lamas, una serie de lamas por cada nivel del edificio.

Debido a la altura de los niveles del edificio y a la anchura de la escalera de emergencia podremos situar seis líneas de lamas y en cada una de ellas se instalarán en serie 16 paneles, lo que haría un total de 96 paneles (en la configuración principal vista en apartados anteriores podíamos completar la fachada con 120 paneles).

Según la simulación realizada con el programa PVSyst, comprobando la energía que podría producir en un año esta instalación, tendremos los siguientes resultados, en la Figura 3.2 podremos observar en forma de histograma y de tabla de datos la producción de la instalación en una estimación mes a mes.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 24.00 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	50.7	3.85	81.1	64.0	1.373	1.330	10.84	10.50
Febrero	79.8	5.33	113.3	91.8	1.971	1.924	11.14	10.87
Marzo	128.0	8.71	157.3	124.6	2.545	2.485	10.36	10.11
Abril	157.4	10.55	172.3	132.8	2.583	2.247	9.60	8.35
Mayo	182.5	14.83	179.2	131.6	2.442	2.378	8.73	8.50
Junio	222.3	20.25	209.3	149.2	2.572	2.280	7.87	6.98
Julio	229.0	22.03	218.5	158.1	2.668	2.602	7.82	7.63
Agosto	199.6	21.64	209.1	159.7	2.820	2.754	8.63	8.43
Septiembre	146.3	17.58	172.1	136.7	2.596	2.536	9.66	9.44
Octubre	97.1	12.90	129.6	102.7	2.126	2.073	10.51	10.25
Noviembre	57.0	6.95	82.8	65.5	1.399	1.357	10.82	10.49
Diciembre	44.2	4.17	67.3	51.6	1.129	0.995	10.75	9.47
Año	1593.9	12.44	1791.7	1368.4	26.224	24.962	9.37	8.92

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 3.2. Análisis mes a mes de la ubicación sobre escalera de emergencia en configuración de lamas.

En la Figura 3.3, se puede observar un diagrama de pérdidas analizado con nuestro programa de análisis, PVSyst, donde tendremos todo lo que teóricamente podría producir nuestra instalación y lo que después de pérdidas va a producir.

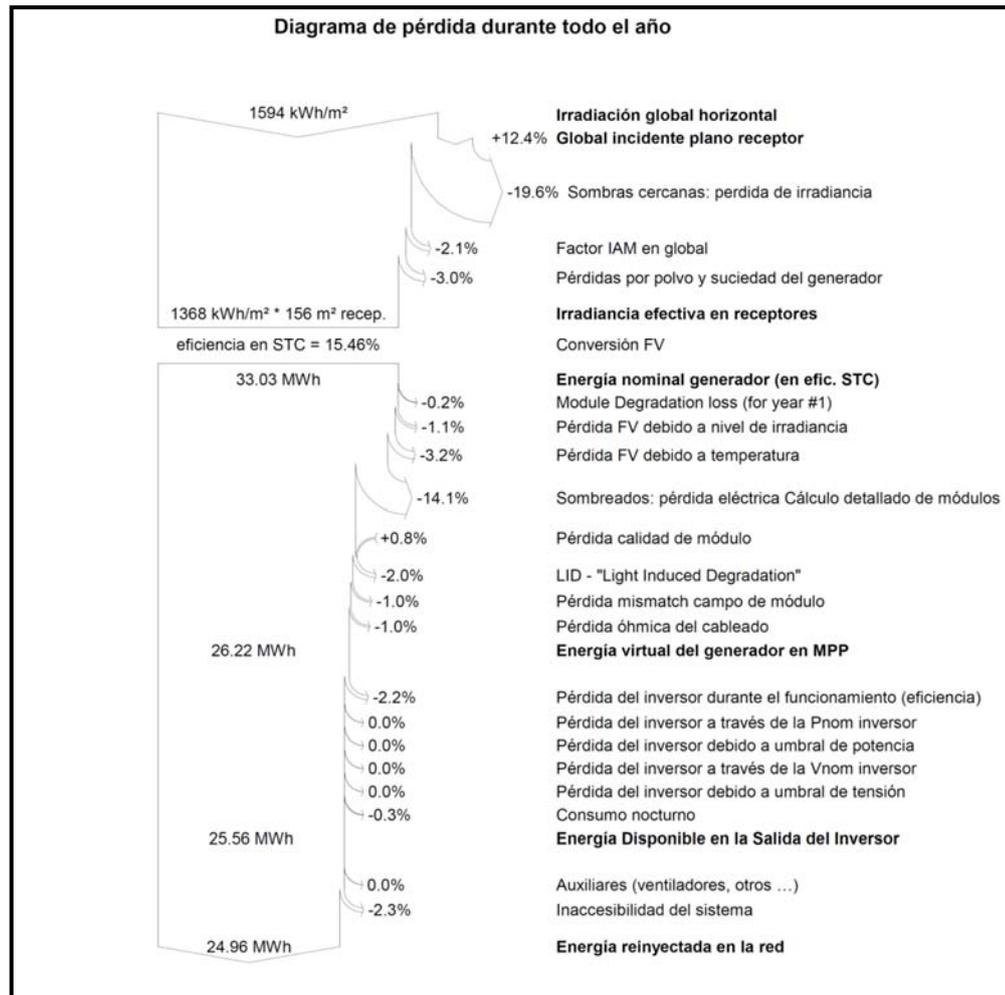


Figura 3.3. Diagrama de pérdidas durante el año

Como se puede ver en el diagrama de la Figura 3.3, el tener las lamas con la inclinación óptima, va a favorecer (+12.4%) la producción de la instalación, pero las sombras de los árboles cercanos, las pérdidas por sombreados de las lamas superiores sobre las inferiores, y la orientación del edificio van a penalizar la producción -33.7% (que se desglosaría en un -19,6% de pérdidas sobre la irradiancia y un -14,1% de pérdidas eléctricas por sombreados, ya que de una misma cadena de paneles en serie, si se sombrease uno solo de los paneles de la serie, obligaría al resto de paneles no sombreados de la cadena a producir igual que el panel sombreado).

En la siguiente tabla, Tabla 3.1, podremos ver una evolución de las sombras en los paneles, según la hora y la estación del año. Así podremos hacernos una idea de cómo la altura del sol afecta a las sombras a medida que transcurre el año y poder tener una visión más global de la producción de la instalación, junto a los datos de producción eléctrica de cada mes.

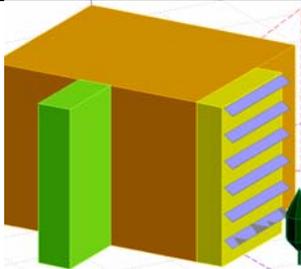
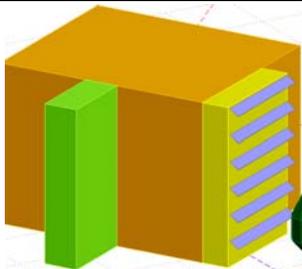
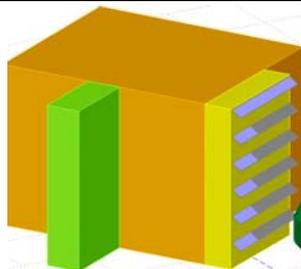
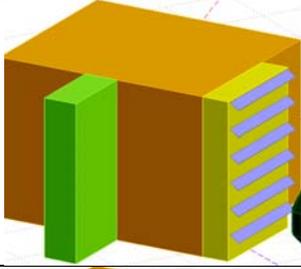
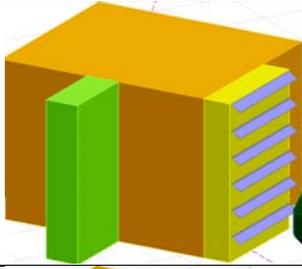
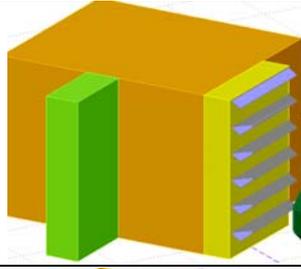
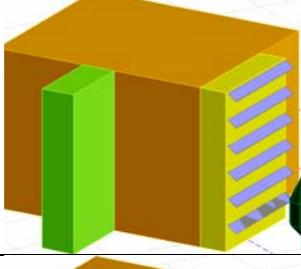
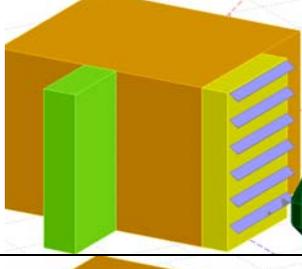
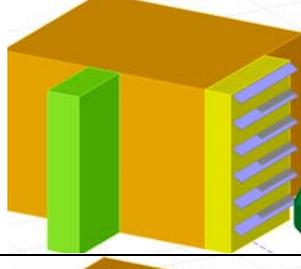
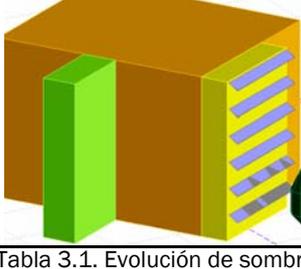
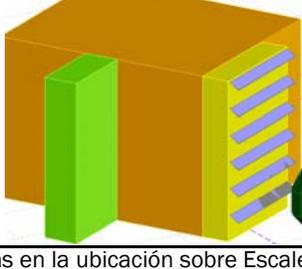
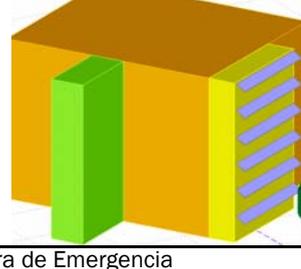
Ubicación Lamas sobre Escalera de Emergencia			
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 3.1. Evolución de sombras en la ubicación sobre Escalera de Emergencia

La Tabla 3.1, nos muestra la evolución de las sombras en nuestra instalación según las horas y las estaciones del año, así podemos observar cómo de 13h a 16h las lamas superior proyecta su sombra sobre la lama inferior.

Y a primera hora es la sombra de los árboles la que mayor incidencia tiene sobre las lamas de menor altura de la instalación.

Previendo estos problemas de sombras, ya que al sombrearse una parte de un solo módulo, el resto de módulos conectados en serie van a producir igual de corriente que el módulo sombreado pese a no estar los demás sombreados. La solución, viendo la evolución de las sombras, es conectar cada nivel de lamas en serie, teniendo así 6 cadenas de 16 módulos en serie.

- **Lamas sobre Fachada**

La siguiente de las opciones es la configuración en lamas en la torre-aulario nueva.

En esta nueva configuración cambiaremos la inclinación de los paneles usando lamas, separadas según los niveles del edificio. Para esta configuración, que viene determinada por los niveles del edificio y la anchura de esa parte de la fachada, tendremos 60 paneles fotovoltaicos a una inclinación de 35° y la orientación seguirá siendo la del edificio de 30° Sureste.

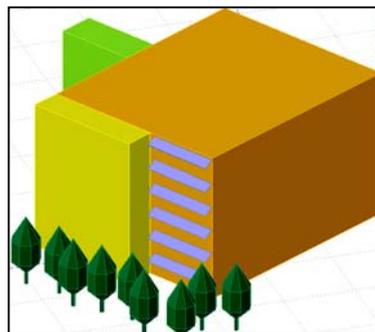


Fig.3.4. representación de lamas sobre fachada

A continuación, veremos un histograma y una tabla que nos mostrará las características productivas de nuestra instalación, al realizar la simulación con PVSyst.

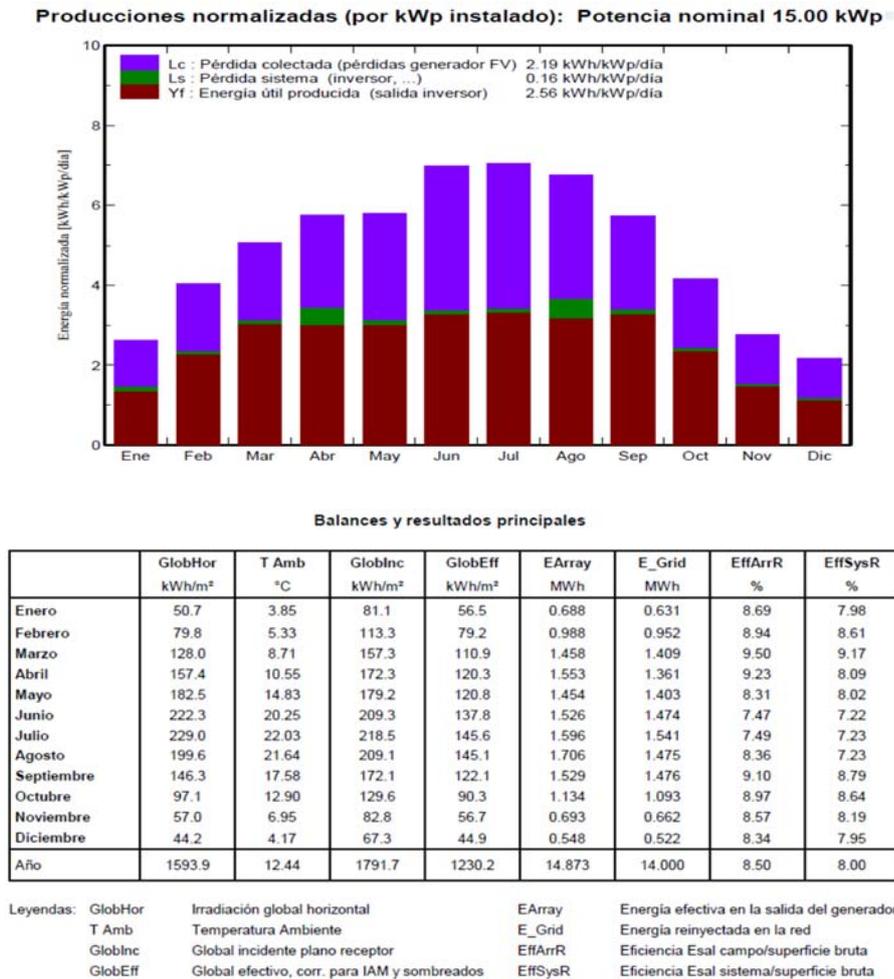


Fig.3.5. Análisis mes a mes de la ubicación sobre escalera de emergencia en configuración de lamas.

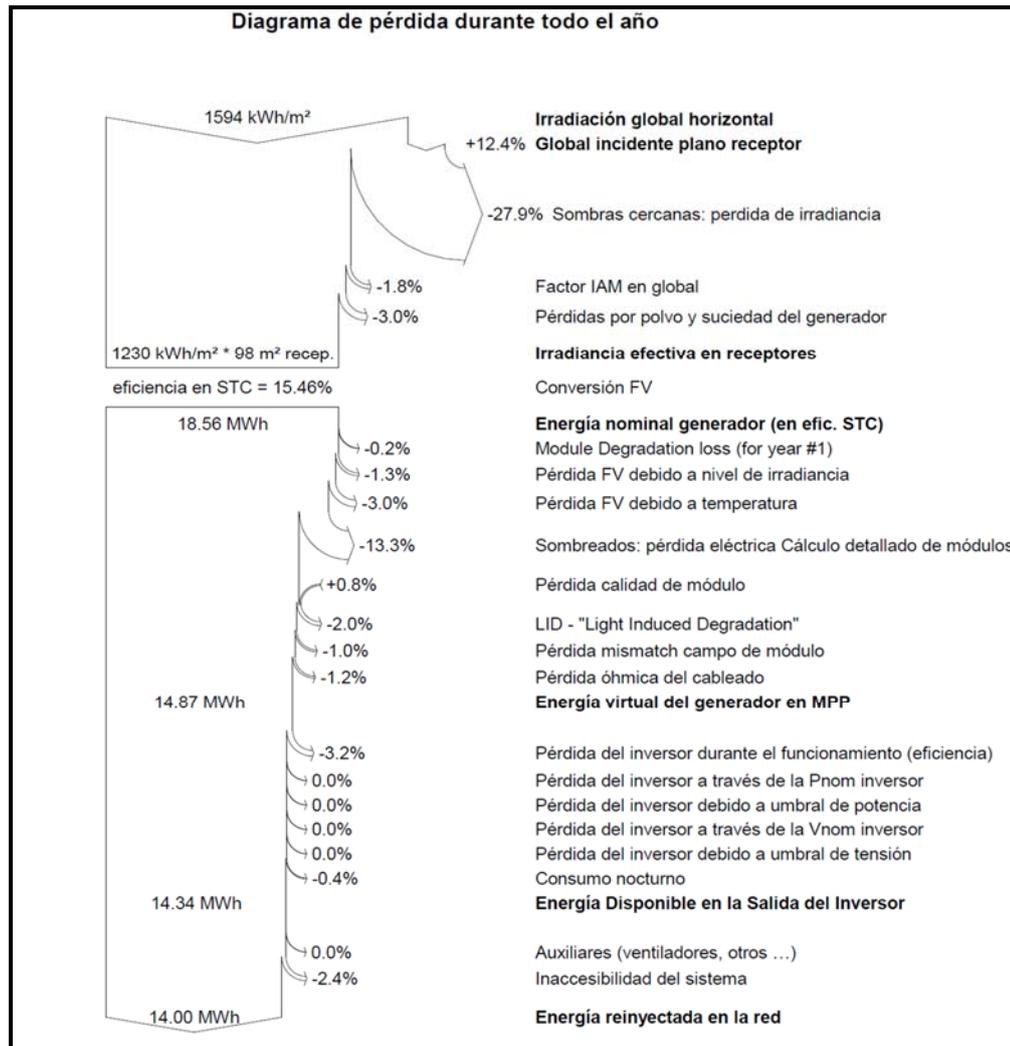


Fig. 3.6. Diagrama de pérdidas durante el año

Al igual que en el caso anterior la inclinación óptima de las lamas (35° en nuestro caso) favorece la producción de nuestra instalación (+12.4%), pero las sombras que se proyectaran sobre las lamas, a las del caso anterior hay que añadir las sombras que el saliente de las escalera de emergencia proyecta sobre este lado de la fachada, nos penaliza la producción un -41.2% (que de forma desglosada quedaría, como un -23.9% de pérdida en la irradiación y un -13.3% de pérdida de energía eléctrica por el sombreado de las cadenas).

La producción es menor que en el caso anterior, aparte de por todas las pérdidas, ya que la superficie en la que vamos a trabajar es menor, tanto es así que tenemos un total de 60 paneles.

De nuevo vamos a visualizar la evolución de las sombras en nuestra instalación a través de la tabla siguiente, Tabla 3.2, para hacernos una idea de cómo las sombras van a influir en nuestra instalación de una forma no tan matemática sino más visual.

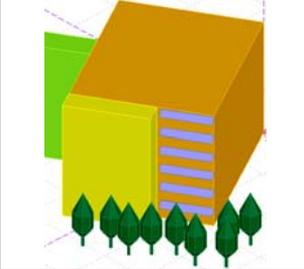
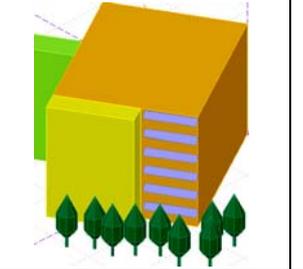
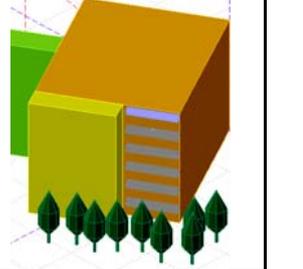
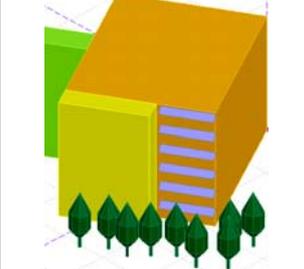
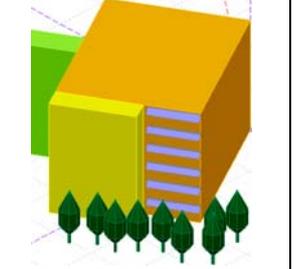
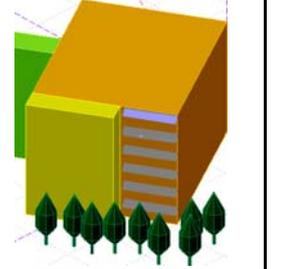
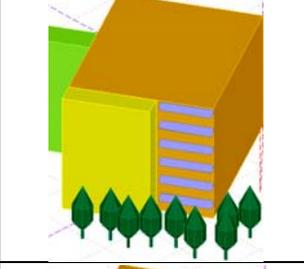
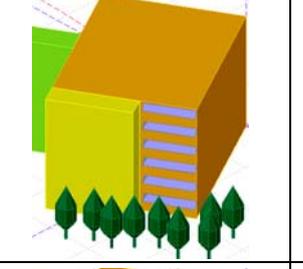
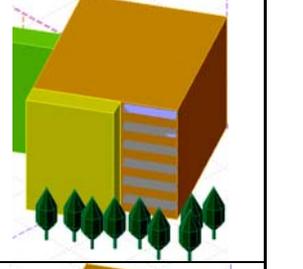
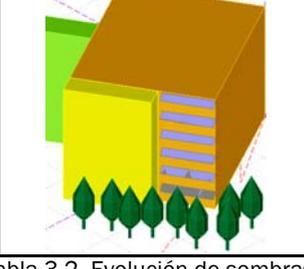
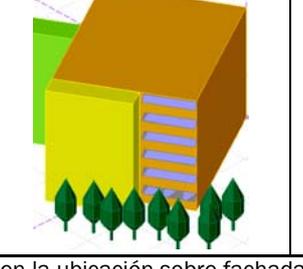
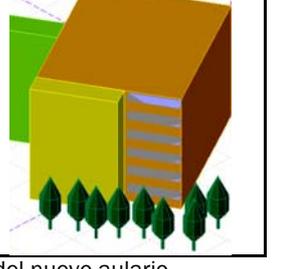
Ubicación Lamas sobre Fachada			
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 3.2. Evolución de sombras en la ubicación sobre fachada del nuevo aulaio.

La tabla 3.2 nos da esa visión del sombreado, pudiendo hacernos una idea de cómo afecta a nuestra instalación. Aquí podemos ver que a partir de las 12:45h el saliente de la escalera comienza a proyectar su sombra sobre los paneles, sobretodo en otoño e invierno. En las 4 estaciones sobre las 16:15h y tenemos la práctica totalidad de las lamas sombreadas, la lama superior se sombreadará más tarde pues solo le afecta la sombra que proyectaría el saliente de la escalera que no será mucho a esa altura.

Como en el caso anterior cada nivel de lamas es una serie, por lo que tenemos 6 cadenas de 10 módulos en serie.

- **Lamas en lateral Edificio Antiguo**

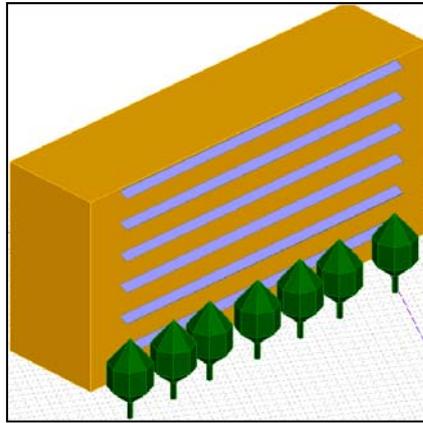


Fig. 3.7. Representación de lamas en lateral Edificio Antiguo

Esta ubicación no había sido analizada en el epígrafe 2, sería uno de los “brazos” laterales del edificio antiguo, más concretamente:



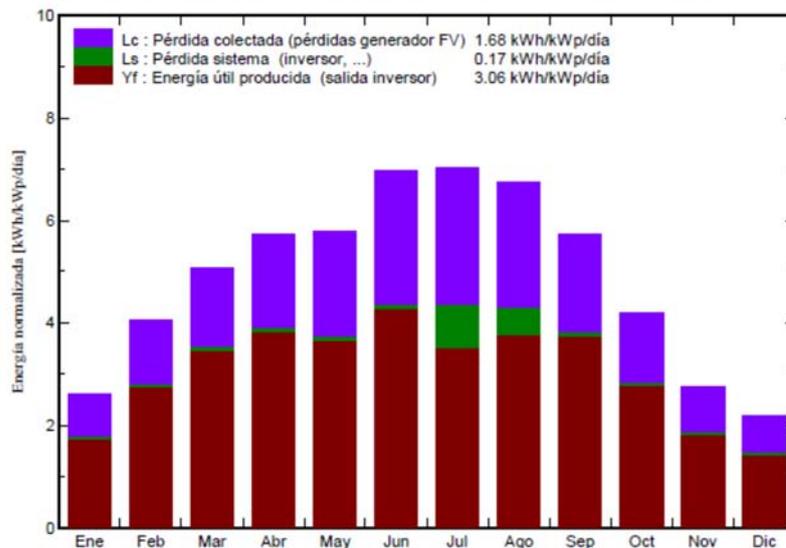
Al igual que en las ubicaciones analizadas anteriormente, la orientación del edificio es de 30° Sureste.

Usaremos lamas que nos permitan obtener la inclinación óptima para nuestra situación, 35° y así disminuir las pérdidas globales de la instalación.

La instalación constará de 120 paneles, con seis niveles de lamas de 20 paneles en serie cada una.

Continuación veremos los resultados obtenidos de la simulación de esta configuración.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 30.0 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	50.7	3.85	81.1	61.9	1.653	1.609	10.44	10.16
Febrero	79.8	5.33	113.3	89.2	2.366	2.315	10.70	10.47
Marzo	128.0	8.71	157.3	123.3	3.287	3.221	10.70	10.49
Abril	157.4	10.55	172.3	132.7	3.510	3.438	10.44	10.22
Mayo	182.5	14.83	179.2	133.2	3.472	3.398	9.92	9.71
Junio	222.3	20.25	209.3	154.6	3.915	3.835	9.58	9.39
Julio	229.0	22.03	218.5	162.2	4.046	3.274	9.49	7.68
Agosto	199.6	21.64	209.1	160.9	3.988	3.511	9.77	8.60
Septiembre	146.3	17.58	172.1	135.8	3.438	3.370	10.23	10.03
Octubre	97.1	12.90	129.6	101.1	2.636	2.579	10.42	10.20
Noviembre	57.0	6.95	82.8	63.2	1.685	1.641	10.42	10.15
Diciembre	44.2	4.17	67.3	49.7	1.371	1.331	10.45	10.14
Año	1593.9	12.44	1791.7	1367.7	35.368	33.523	10.11	9.58

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 3.8. Análisis mes a mes de la ubicación sobre escalera de emergencia en configuración de lamas.

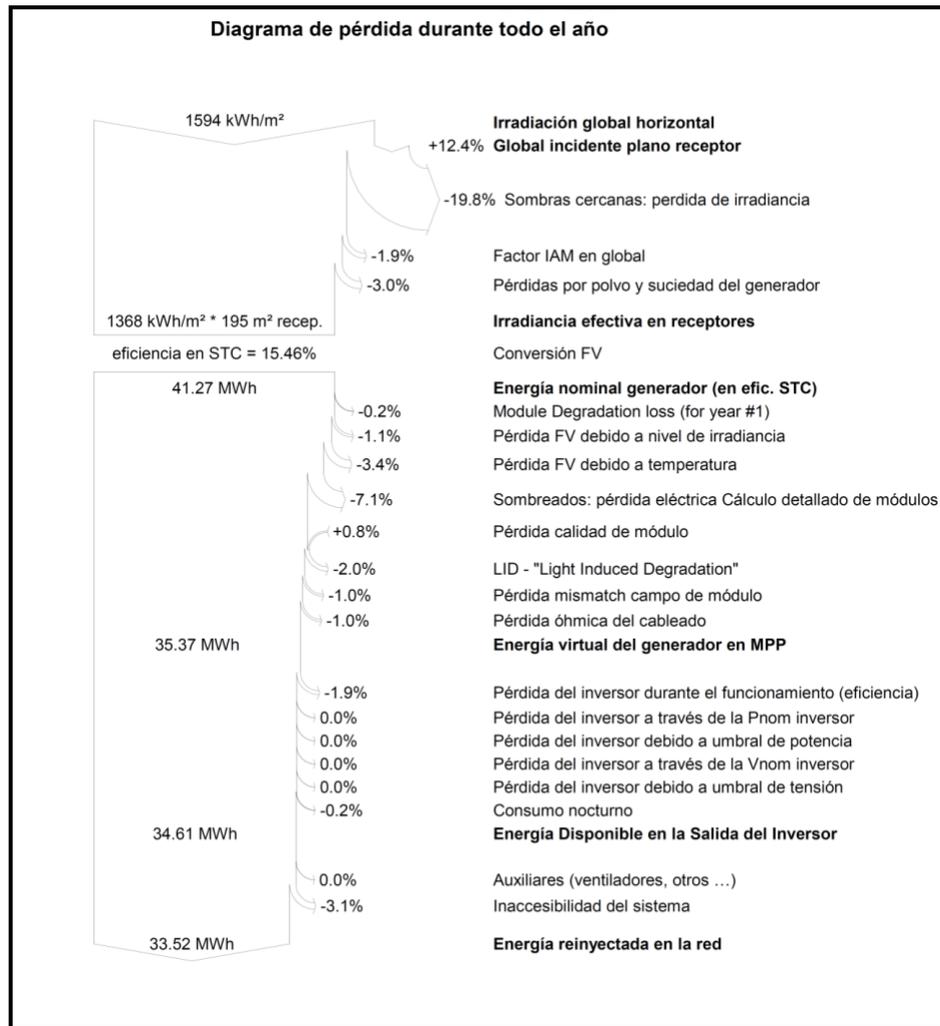


Fig. 3.9. Diagrama de pérdidas durante el año

Con las figuras 3.8 y 3.9, tendremos una idea de su comportamiento mes a mes y de la producción anual de nuestra instalación, respectivamente.

En esta localización y con esta configuración, al igual que en los casos anteriores, se ve favorecida la generación eléctrica por la inclinación de los paneles (+12.4%), pero las sombras de los árboles y las proyecciones de las lamas superiores sobre las inferiores, penalizan la producción de la instalación un -23.9% (que correspondería a un -19,8% en pérdidas de irradiación y un -7,1% de pérdidas de generación eléctrica por sombreado), aunque en menor medida que en los dos anteriores casos.

Para tener una idea más visual, la Tabla 3.3 nos muestra una evolución de las sombras en cuanto a estaciones y horas.

Ubicación Lamas Edificio Antiguo			
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 3.3. Evolución de sombras en la ubicación lamas sobre fachada lateral antigua.

A primeras horas de la mañana, son los árboles de alrededor del edificio los que proyectan sus sombras sobre los paneles inferiores. En primavera y verano a las 16:15h la proyección de las sombras de las lamas superiores sobre las inferiores es prácticamente total. Mientras que en otoño, a las 16:15h las lamas se comienzan a sombrear unas a otras. Y en invierno las lamas no llegan a sombrearse unas a otras.

- **Módulos instalados escalera fachada principal edificio antiguo.**

Esta ubicación no había sido estudiada anteriormente. La fachada principal del antiguo edificio de la Facultad de Ciencias, posee a ambos lados de la entrada principal dos salientes que se corresponden con las escaleras del edificio. La idea es aprovechar ese espacio para instalar paneles solares con un cierto grado de opacidad y que al mismo tiempo que entra claridad a la zona de escaleras pudiésemos generar electricidad. La orientación de los paneles sería de 60° Suroeste y la inclinación es de 90°.

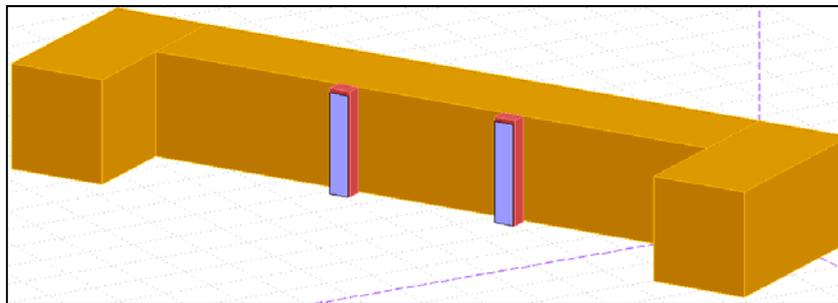


Fig. 3.10. Representación módulos en escalera fachada principal

La ubicación del edificio es la siguiente:

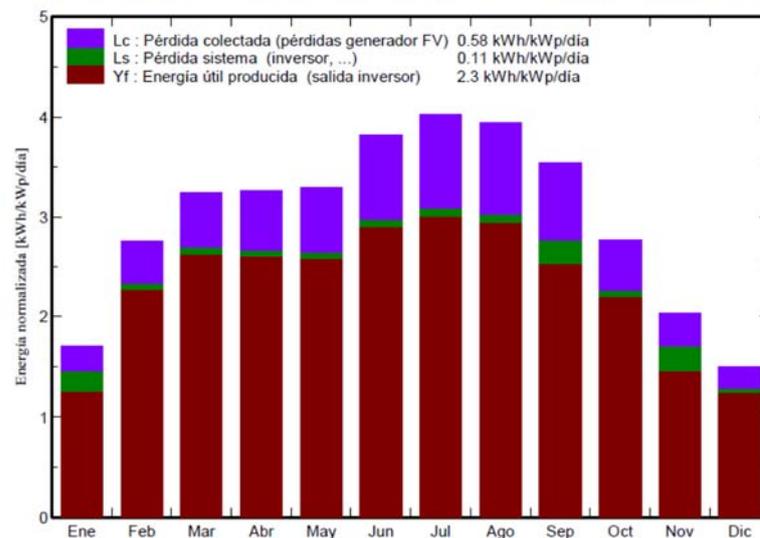


Como hemos dicho los paneles que instalaríamos en esta ubicación serían translúcidos.

Pero a la hora de realizar la simulación hemos tenido en cuenta los mismos paneles que en los casos anteriores para no añadir más factores diferenciadores, y que sea la ubicación y su potencial de generación eléctrica el factor principal a la hora de elegir la mejor opción.

Sí que habría que tener en mente, que los paneles translúcidos tienen un rendimiento eléctrico mucho menor que los que estamos usando para las simulaciones, con lo que la generación eléctrica será en realidad menor que la obtengamos simulando.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 28.00 kWp



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	50.7	3.85	52.8	48.6	1.261	1.091	13.11	11.34
Febrero	79.8	5.33	77.5	71.8	1.827	1.775	12.95	12.58
Marzo	128.0	8.71	100.8	93.1	2.339	2.277	12.74	12.40
Abril	157.4	10.55	97.8	89.7	2.237	2.177	12.56	12.22
Mayo	182.5	14.83	102.2	93.6	2.299	2.237	12.35	12.01
Junio	222.3	20.25	114.5	105.0	2.505	2.438	12.01	11.69
Julio	229.0	22.03	124.8	114.6	2.684	2.613	11.80	11.49
Agosto	199.6	21.64	122.3	112.6	2.631	2.561	11.80	11.49
Septiembre	146.3	17.58	106.2	98.2	2.326	2.122	12.03	10.97
Octubre	97.1	12.90	85.9	79.4	1.963	1.908	12.54	12.19
Noviembre	57.0	6.95	60.9	56.1	1.426	1.222	12.86	11.02
Diciembre	44.2	4.17	46.4	42.4	1.114	1.077	13.17	12.74
Año	1593.9	12.44	1092.0	1005.0	24.614	23.498	12.37	11.81

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig.3.11. Análisis mes a mes de la ubicación sobre escalera en fachada principal.

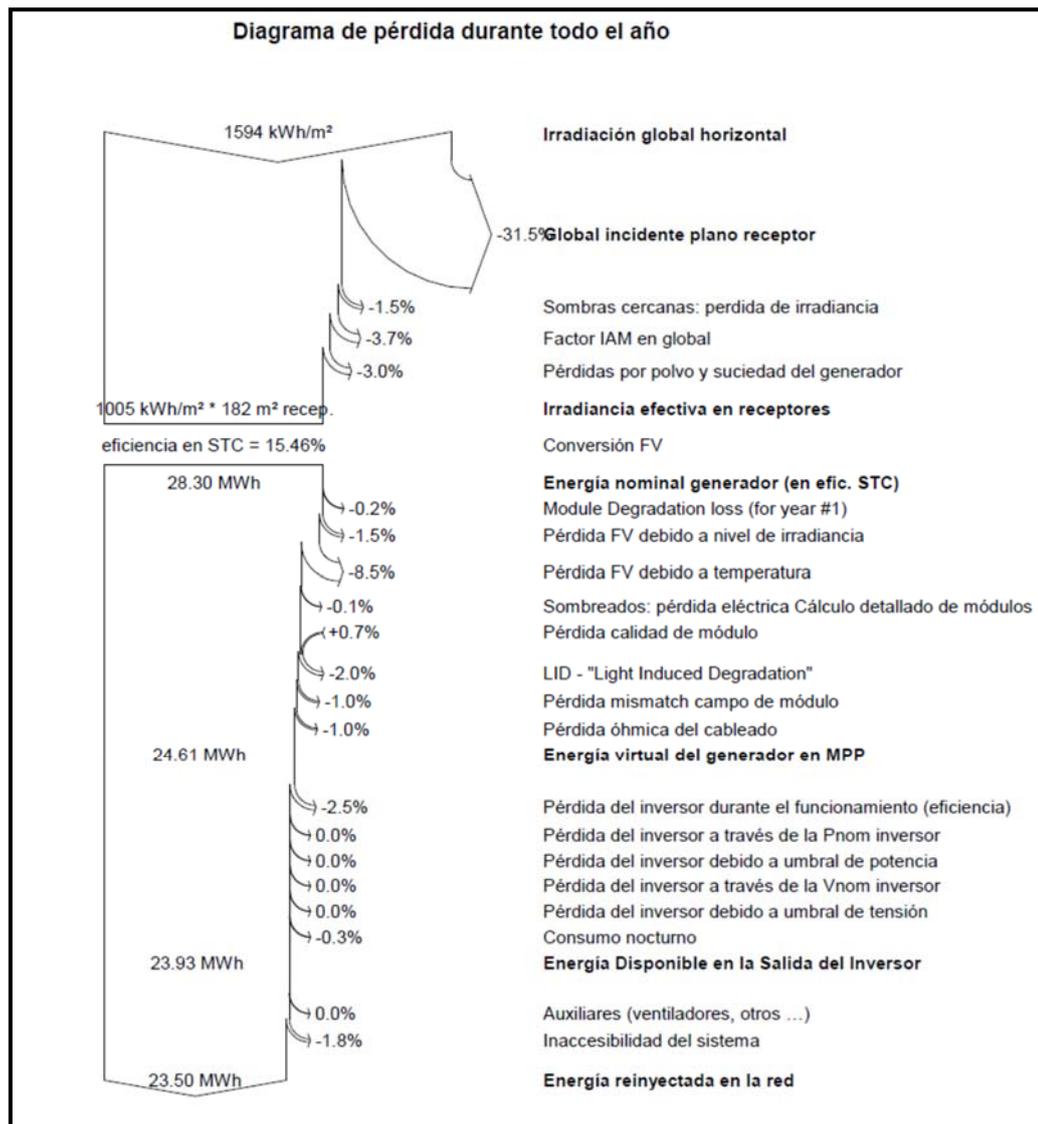


Fig.3.12. Diagrama de pérdidas durante el año

Esta ubicación tiene la ventaja de que ninguna o casi ninguna sombra es proyectada a nuestra instalación. Es por ello que las pérdidas por sombreado según la figura 3.12, nos resta un -1.5% de la producción.

Sin embargo, la orientación del edificio (60° Suroeste) y la inclinación de los paneles (90°) nos hacen tener unas pérdidas que nos restarían un -31,6% de la producción (-31,5% por pérdidas de irradiación y -0,1% por pérdidas generación eléctrica por sombreado).

A todo esto deberíamos añadir el cálculo con los paneles solares translúcidos que restarían más la producción al tener un rendimiento menor que los que estamos actualmente utilizando para la simulación. El rendimiento de estos paneles translúcidos depende del grado de luz que dejan pasar, por ejemplo los paneles que estamos utilizando tienen un rendimiento del 15,46%, mientras que el que pensamos instalar sería como máximo del 6,55%.

Harían una doble función, tanto la de producir electricidad como la de proporcionar luminosidad a las escaleras del edificio.

Ubicación sobre Fachada principal Antigua			
	10:45h	12:45h	16:15h
Primavera (2 de Abril)			
Verano (2 de Julio)			
Otoño (2 de Octubre)			
Invierno (2 de Diciembre)			

Tabla 3.4. Evolución de sombras en la ubicación lamas sobre fachada lateral antigua.

Como bien se ha explicado anteriormente, la ventaja de esta ubicación reside en la falta de sombras proyectadas sobre los módulos, en invierno se puede ver, al ser la altura del sol menor que en el resto de estaciones, que se proyectó una pequeña sombra del lateral del edificio.

Por lo demás, la orientación 60° Suroeste hace que por las mañanas los paneles estén en el lado opuesto al sol, y que hacia mediodía y toda la tarde hasta la noche, estén con el sol de frente.

- **Comparativa de las 4 ubicaciones/configuraciones.**

La comparativa es difícil ya que cada una de las ubicaciones o configuraciones tiene distinto número de módulos, así que tendremos que fijarnos en varios factores, como pueden ser pérdidas, producción horas equivalentes, etc.

	Lamas Escalera de Emergencia	Lamas Sobre la Fachada	Lamas lateral edificio antiguo	Fachada principal edificio antiguo
Irradiación global Horizontal	1594 kWh/m ²	1594 kWh/m ²	1594 kWh/m ²	1594 kWh/m ²
Número de Paneles	96 paneles	60 paneles	120 paneles	112 paneles
Pérdidas/Ganancia por la orientación y la inclinación de los paneles	+12,4%	+12,4%	+12,4%	-31,5%
Pérdidas irradiación por sombras cercanas	-19,6%	-27,9%	-19,8%	-1,5%
Energía nominal Generador	33,03 MWh	18,56 MWh	41,27 MWh	28,3 MWh
Pérdidas por Temperatura	-3,2%	-3%	-3,4%	-8,5%
Pérdida eléctrica por sombreado de paneles	-14,1%	-13,3%	-6,1%	-0,1%
Energía anual inyectada a red	24,96 MWh	14 MWh	33,52 MWh	23,50 MWh
* Horas Equivalentes	1040h	933h	1117h	839h

Tabla 3.5. Comparativa resultados de la simulación.

* A través de la siguiente fórmula: $Horas\ Equivalentes = \frac{Energía\ producida}{Potencia\ nominal}$

Viendo en la tabla 3.5, los valores de cada una de las opciones y realizando el análisis eléctrico, se puede decir que la mejor es la opción de las lamas sobre la fachada lateral del edificio antiguo, donde se podrían instalar 120 paneles fotovoltaicos (30 kWp).

La segunda mejor opción, es la de situar los paneles en configuración de lamas sobre la estructura exterior que rodea la escalera de emergencia del nuevo edificio, donde se instalarían 96 paneles fotovoltaicos (24 kWp).

Estas posibilidades de instalación fotovoltaica se han analizado desde el punto de vista eléctrico, lo que no quiere decir que desde un punto de vista arquitectónico, estructural o funcional, la mejor solución pueda ser otra.

4. Estudio de las cargas eléctricas de nuestra instalación fotovoltaica aislada.

Para el estudio de las cargas, cuya potencia eléctrica va a ser suministrada por la instalación que estamos estudiando, tenemos que tener en cuenta varios aspectos como van a ser, qué queremos energizar, cuantos elementos se van a energizar y cuál va a ser su uso.

Entre todas las opciones que se barajan, la posible utilización de la electricidad generada se empleará para el suministro eléctrico de las luminarias del parking exterior, luminarias para los jardines anexos a la facultad y puntos de recarga USB.

Viendo las cargas, el uso de baterías sería un factor indispensable en el estudio de esta instalación, ya que el uso principal de la energía será para las luminarias y su empleo en horario nocturno, cuando nuestra instalación no esté produciendo electricidad.

Pero primeramente estudiaremos cada una de las cargas por separado, viendo las necesidades, y la legislación competente.

4.1 Estudio de las lámparas y luminarias para el parking exterior.

A través de la siguiente fotografía, se puede observar la superficie que queremos iluminar.

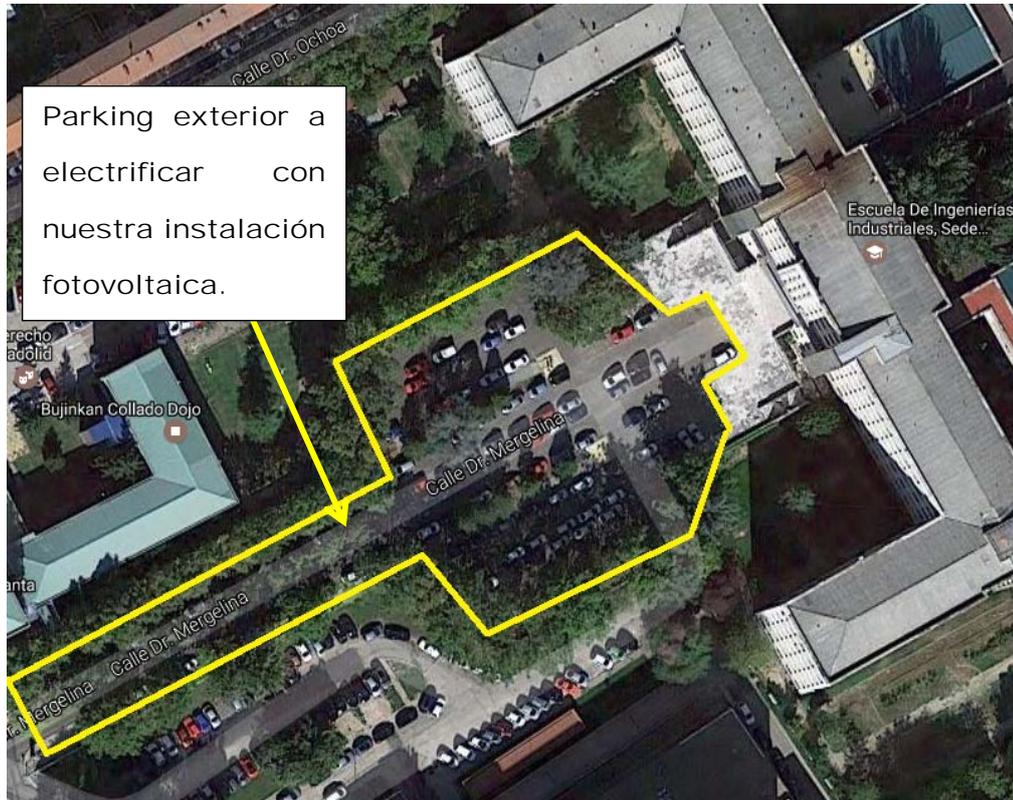


Imagen 4.1 Parking Exterior a la entrada de la facultad por la calle Real de Burgos.

La iluminación del parking debe de seguir la norma ITC-EA-02 “NIVELES DE ILUMINACIÓN”, esta nos servirá de apoyo a la hora de calcular las luminarias y las lámparas que necesitamos. Además para el cálculo de dichas luminarias, usaremos la herramienta de software “DIALux”, introduciendo los parámetros de nivel de iluminación que nos marque las instrucción técnica según nuestro tipo de instalación y el uso que queremos darle.

En el caso presente queremos iluminar el parking exterior que hemos señalado en la fotografía, para ello disponemos de la mencionada norma que en su punto 3.9, para aparcamientos de vehículos al aire libre, nos dice lo siguiente: “El alumbrado de aparcamientos al aire libre cumplirá con los requisitos fotométricos de las clases de alumbrado correspondientes a la situación de proyecto D1-D2, establecidos en la tabla 4”. Dicha tabla 4 nos dice:

Situaciones de proyecto	Tipos de vías	Clase de Alumbrado ^(*)
C1	<ul style="list-style-type: none"> • Carriles bici independientes a lo largo de la calzada, entre ciudades en área abierta y de unión en zonas urbanas Flujo de tráfico de ciclistas Alto Normal	S1 / S2 S3 / S4
D1 - D2	<ul style="list-style-type: none"> • Areas de aparcamiento en autopistas y autovías. • Aparcamientos en general. • Estaciones de autobuses. Flujo de tráfico de peatones Alto Normal	CE1A / CE2 CE3 / CE4
D3 - D4	<ul style="list-style-type: none"> • Canchales residenciales suburbanos con áreas para peatones a lo largo de la calzada • Zonas de velocidad muy limitada Flujo de tráfico de peatones y ciclistas Alto Normal	CE2 / S1 / S2 S3 / S4

(*) Para todas las situaciones de alumbrado C1-D1-D2-D3 y D4, cuando las zonas próximas sean claras (fondos claros), todas las vías de tráfico verán incrementadas sus exigencias a las de la clase de alumbrado inmediata superior.

Fig. 4.1 Clases de alumbrado para vías tipo C y D

Viendo lo que nos indica la norma ITC-EA-02, tomaremos como flujo de tráfico de peatones alto, lo que nos exigiría una clase de alumbrado CE1A o CE2.

Los parámetros CE1A y CE2 conllevarán un nivel de iluminancia media que quedarán referidos en la siguiente tabla, nosotros para una mejor visibilidad, optaremos por la clase de alumbrado CE1A, cuya iluminancia media será de 25 luxes.

Tabla 9 – Series CE de clase de alumbrado para viales tipos D y E

Clase de Alumbrado (1)	Iluminancia horizontal	
	Iluminancia Media <i>Em (lux)</i> [mínima mantenida ⁽¹⁾]	Uniformidad Media <i>Um</i> [mínima]
CE0	50	0,40
CE1	30	0,40
CE1A	25	0,40
CE2	20	0,40
CE3	15	0,40
CE4	10	0,40
CE5	7,5	0,40

(1) Los niveles de la tabla son valores mínimos en servicio con mantenimiento de la instalación de alumbrado. A fin de mantener dichos niveles de servicio, debe considerarse un factor de mantenimiento () elevado que dependerá de la lámpara adoptada, del tipo de luminaria, grado de contaminación del aire y modalidad de mantenimiento preventivo.

(2) También se aplican en espacios utilizados por peatones y ciclistas.

Fig. 4.2. Series CE de clase de alumbrado

Con los valores obtenidos en las sucesivas tablas de la norma compondremos la escena en el simulador del programa DIALux, la superficie del parking será de entorno 5756,4 m².

Con lo cual, para la iluminación de dicha área de aparcamiento exterior dispondremos de las siguientes luminarias LED:

- Luminaria marca BENITO-Light, ELIUM 48LED @700mA 106W 4000K T3
- La lámpara consistirá en 1x LED B-FLEX 106W T3 ILLI, con una potencia de entrada de 106W, y un flujo luminoso de 11236 lm.

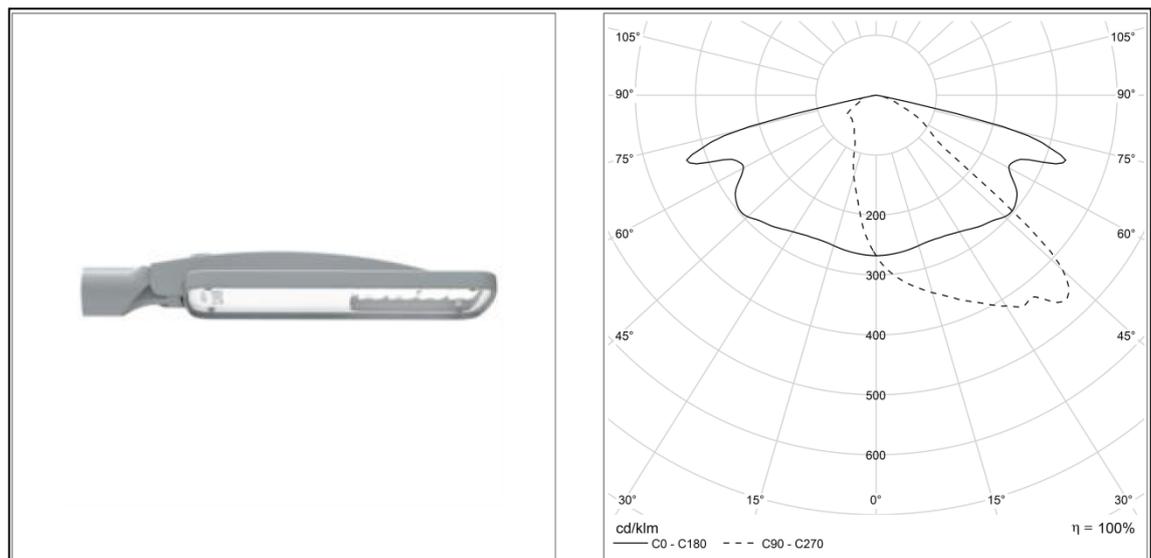


Imagen 4.2. Luminaria y distribución fotométrica.

Conociendo todos estos datos vamos a pasar a realizar la simulación en DIALux, donde introduciremos las medidas de la zona del aparcamiento a iluminar (suponemos una suspensión de la luminaria de 4 metros), y la iluminancia media que va a necesitar nuestro proyecto (25 lx), y así podremos obtener el número óptimo de las luminarias que hemos elegido, teniendo en cuenta la superficie a iluminar.

Habiendo realizado la simulación correspondiente al aparcamiento exterior, teniendo en cuenta la superficie de 5756,4 m² introducida en el programa, el software DIALux nos calcula que necesitaremos 28 luminarias del tipo ELIUM 48LED @700mA 106W 4000K T3, para cumplir con la norma antes mencionada.

Ello nos supondría una carga nominal de **2968 W** (28 lámparas a 106W) a una tensión de 220V.

En la imagen siguiente vemos el croquis del aparcamiento con la situación de las luminarias (puntos rojos) y las isóneas de nivel luminoso con sus valores en luxes; dicho croquis ha sido generado por la simulación de la herramienta DIALux.

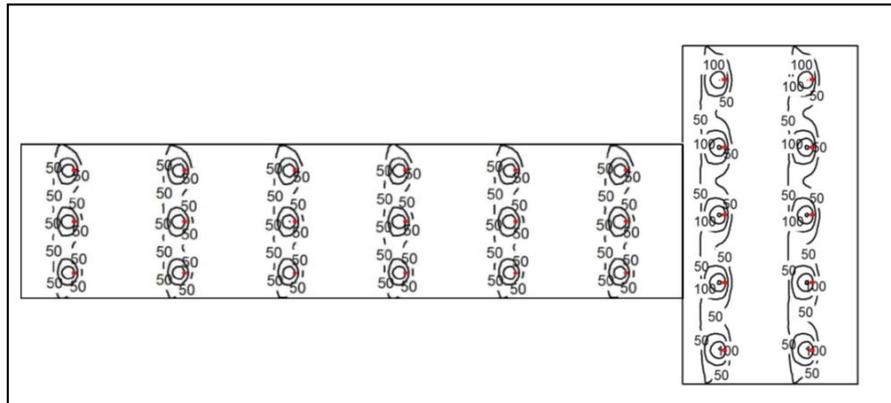


Imagen 4.3. Croquis de la zona ajardinada con las luminarias, con herramienta DIALux light.

4.2 Estudio de las lámparas y luminarias para el jardín exterior.

Visualizaremos la parte del jardín que queremos iluminar, que viéndolo desde una fotografía en planta será:

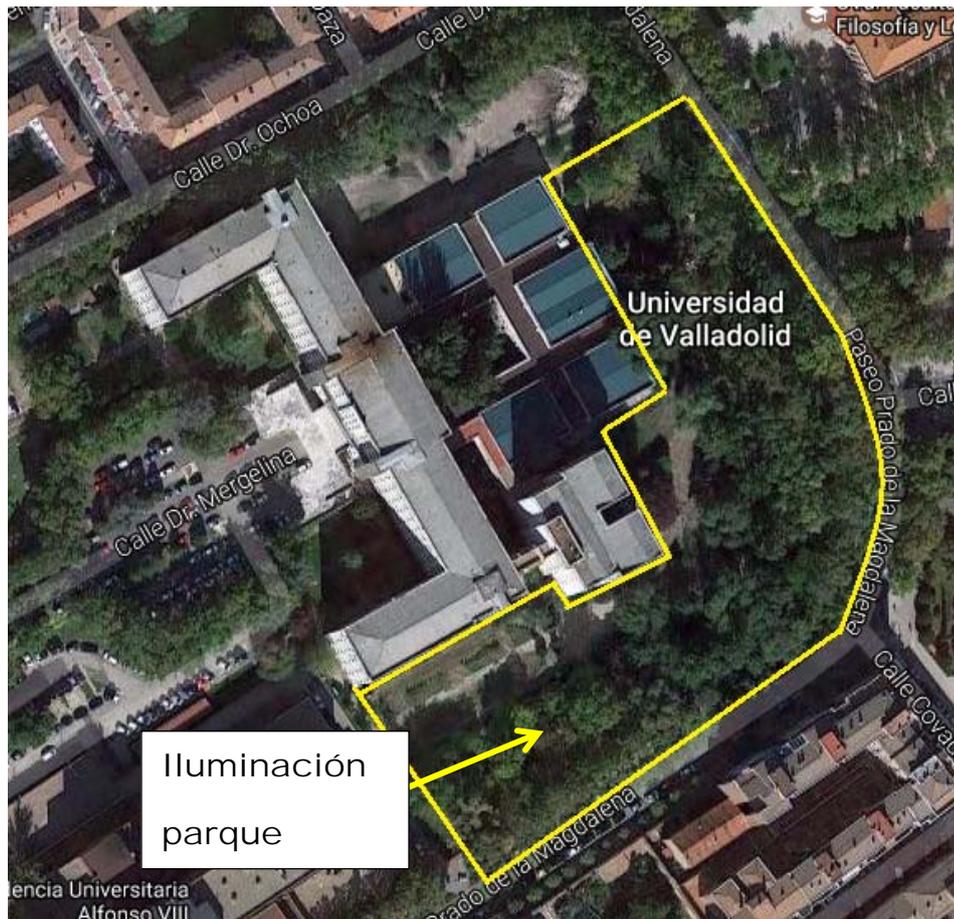


Imagen 4.4. Jardín Exterior de la facultad por el Paseo Prado de la Magdalena.

El área ajardinada correspondería a unos 12300 m².

Para conocer de forma exacta el número de luminarias necesario, acudiremos al punto 3.4 de la ITC-EA-02 “Iluminación de Parques y Jardines” que nos dice: “Los viales principales, tales como accesos al parque o jardín, sus paseos y glorietas, áreas de estancia y escaleras, que estén abiertos al público durante las horas nocturnas, deberán iluminarse como las vías de tipo E (Fig.4.3., página siguiente)”.

Tabla 5 – Clases de alumbrado para vías tipo E		
Situaciones de proyecto	Tipos de vías	Clase de Alumbrado ^(*)
E1	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Espacios peatonales de conexión, calles peatonales, y aceras a lo largo de la calzada.</i> • <i>Paradas de autobús con zonas de espera</i> • <i>Áreas comerciales peatonales.</i> 	CE1A / CE2 / S1 S2 / S3 / S4
	Flujo de tráfico de peatones Alto Normal	
E2	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Zonas comerciales con acceso restringido y uso prioritario de peatones.</i> 	CE1A / CE2 / S1 S2 / S3 / S4
	Flujo de tráfico de peatones Alto Normal	

^(*) Para todas las situaciones de alumbrado E1 y E2, cuando las zonas próximas sean claras (fondos claros), todas las vías de tráfico verán incrementadas sus exigencias a las de la clase de alumbrado inmediata superior.

Fig. 4.3. Clases de alumbrado para vías Tipo E

El flujo de peatones en esta área ajardinada será alto, pues todas las personas que accedan al recinto de la Universidad en horas nocturnas, deberán la mayoría, hacerlo por estas zonas ajardinadas, con lo cual se calculará atendiendo a la clase de alumbrado superior, es decir, la clase CE1A, que es la misma que escogimos para el aparcamiento.

Tabla 9 – Series CE de clase de alumbrado para viales tipos D y E

Clase de Alumbrado (1)	Iluminancia horizontal	
	Iluminancia Media <i>Em (lux)</i> [mínima mantenida ⁽¹⁾]	Uniformidad Media <i>Um</i> [mínima]
CE0	50	0,40
CE1	30	0,40
CE1A	25	0,40
CE2	20	0,40
CE3	15	0,40
CE4	10	0,40
CE5	7,5	0,40

⁽¹⁾ Los niveles de la tabla son valores mínimos en servicio con mantenimiento de la instalación de alumbrado. A fin de mantener dichos niveles de servicio, debe considerarse un factor de mantenimiento () elevado que dependerá de la lámpara adoptada, del tipo de luminaria, grado de contaminación del aire y modalidad de mantenimiento preventivo.

⁽²⁾ También se aplican en espacios utilizados por peatones y ciclistas.

Fig. 4.4. Series CE de clase de alumbrado para viales tipo D y E.

La clase de alumbrado CE1A, que es la clase de mayor rango para el uso de nuestra instalación, necesitará de media, como mínimo 25 lux, siendo la instalación mantenida apropiadamente.

Una vez vistas las exigencias reglamentarias, vamos a seleccionar las luminarias y las lámparas a utilizar, para seguidamente calcular a través de la herramienta DIALux el número de puntos de luz necesarios para cumplir con la norma.

Para la elección de las luminarias y lámparas en este caso, tendremos en cuenta dos tipos, una luminaria suspendida en mástil y otra de tipo baliza que se situarán próximas a los caminos de acceso al recinto.

- **Luminaria suspendida:**

Se empleará de la marca BENITO-Light, el modelo de luminaria siguiente:

- GLOBUS 32LED @700mA 71W 4000K T2
- Lámpara: 1x LED B-FLEX 71W 4000K T2 ILGL, de potencia nominal 71W, y un flujo luminoso de 6948 lm.

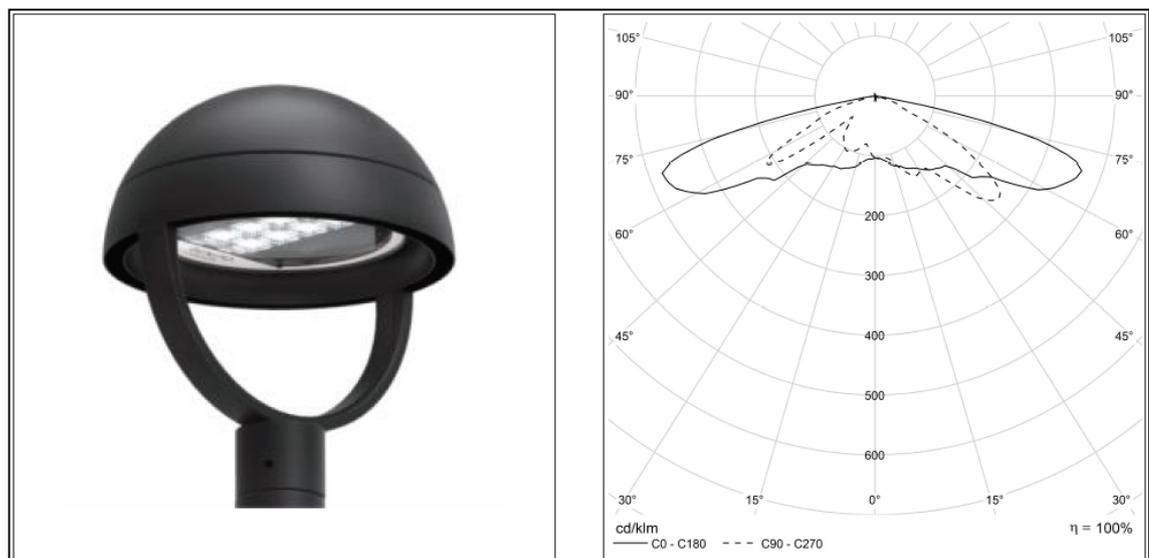


Imagen 4.5. De la luminaria y la distribución fotométrica.

Llevando a la herramienta DIALux las dimensiones de la zona ajardinada a iluminar (12300 m² de zona ajardinada), las especificaciones de iluminancia media que nos exige como mínimo la norma (25 lux) y suponiendo una altura de las luminarias de 4 metros, los resultados obtenidos con los que cumpliríamos con la norma antes mencionada, son:

- 100 luminarias modelo GLOBUS 32LED @700mA 71W 4000K T2

Esa cantidad de lámparas nos daría un consumo nominal de potencia de **7100W**.

Habiendo, con la herramienta DIALux, obtenido un croquis de las partes en las que se ha dividido la zona ajardinada para realizar la simulación, con las correspondientes isóneas de nivel luminoso en luxes:

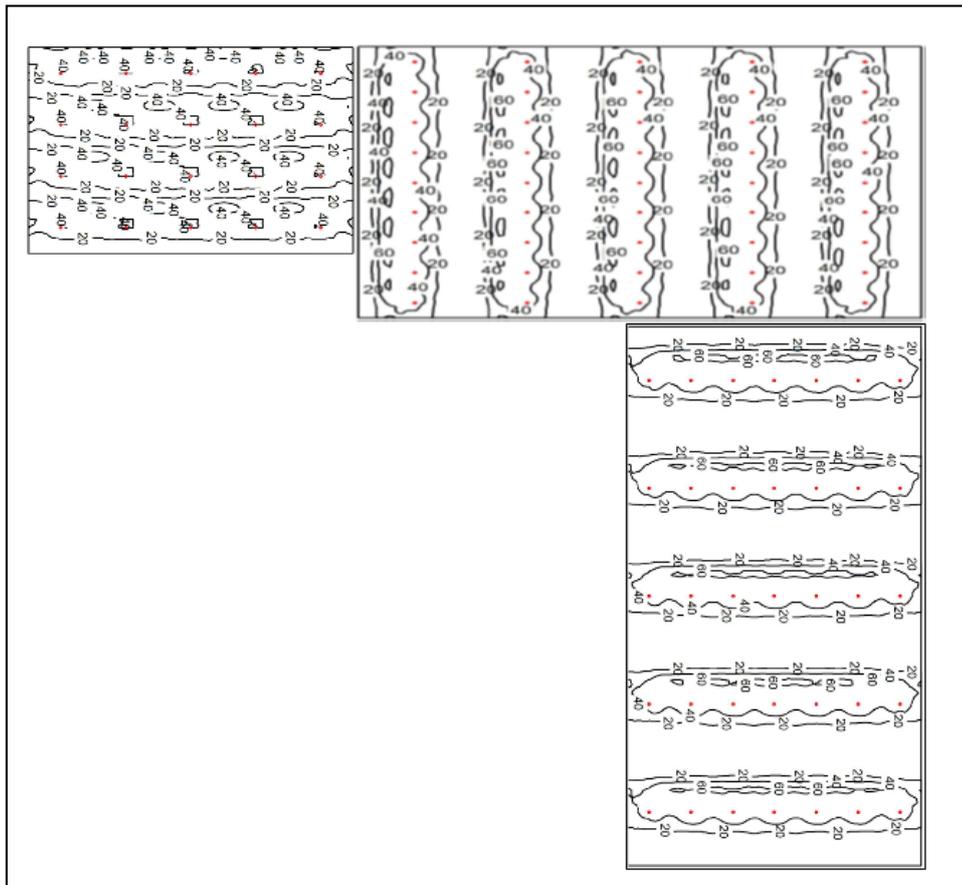


Imagen 4.6. Croquis de la zona ajardinada con las isóneas de nivel de luminosidad en luxes.

- **Balizas de señalización**

Son un complemento muy útil para la señalización de los caminos, parques y zonas peatonales.

Sus características técnicas son:

- 4000°K con un flujo luminoso de 1050lm
- Potencia absorbida 15W
- Vin 220-240Vac 50/60Hz
- Alto factor de potencia >0,95



Baliza marca BENITO-Light, modelo LIS-IBLI.

Lo ideal sería la utilización de las balizas rodeando el contorno de los caminos que atraviesen las zonas ajardinadas, como no conocemos bien qué distribución final tendrán estos jardines, supondremos que se utilizarían aproximadamente 75 balizas, cada 5 metros de camino (pudiendo señalar una longitud de 375 metros de camino), al ser un complemento de las luminarias suspendidas.

Por lo tanto el consumo eléctrico nominal de las balizas, será de **1125W**.

4.3 Estudio de los puntos de recarga USB

Se pretende que una de las cargas que se alimentan a través de nuestra instalación fotovoltaica, sean unos puntos de recarga para el móvil.

Esto es así debido al motivo de pretender dar repercusión a la energía generada de forma sostenible y renovable y hoy en día, el móvil es el dispositivo electrónico más usado entre las personas.

Así de esta forma se pretende instalar un punto de recarga en el pasillo de cada una de las plantas. La idea es la de instalar una serie de taquillas con llave accionada con una moneda (como en las taquillas de los supermercados) y que el usuario encuentre dentro un espacio para situar su móvil con total seguridad y un cable de conexión eléctrica para cargar su móvil.

Las características de estos puntos de recarga son:

Empresa:	YupCharge
Modelo:	POPROCK
Dimensiones:	1600mm x 300mm x 400mm
Casillas de recarga:	8 Casillas por punto de recarga
Input:	110 - 250V 50-60 Hz
Output:	DC 5V - 2,1AMP carga rápida
Potencia:	120 W
Cerraduras:	Llave con devolución de moneda.
Puertas:	Puerta opaca o transparente de metacrilato.

Tabla 4.1. Características del cargador de móviles



Fotografías de muestra de las taquillas de recarga.

Cada uno de los puntos de recarga vendría con 8 casillas individuales, con un consumo de 120W, con lo que se pretenderá dar cabida a un amplio número de usuarios. Instalando 2 puntos de recarga en cada planta, es decir 16 casillas individuales por planta. En total la instalación de los puntos de recarga comprenderían 96 casillas individuales, lo que serían 12 puntos de recarga en toda la torre-aulario.

Estos puntos de recarga representarían una necesidad de potencia de **1440W**.

5. Estudio definitivo de las configuraciones seleccionadas

Habiendo visto anteriormente el estudio de las distintas configuraciones que se nos planteaban, se han seleccionado dos de ellas para realizar la instalación fotovoltaica de este proyecto.

Además de las posibilidades que su orientación y distribución nos daban en cuanto a generación eléctrica, en el epígrafe 4 hemos estudiado las cargas que se pretenden instalar, haciendo este hecho que la solución idónea sea la de escoger dos instalaciones independientes, cada una de ellas con una carga diferente.

Se escogió la configuración de los paneles fotovoltaicos en la pared de la fachada del edificio antiguo correspondiente con la escalera; esta instalación alimentaría las luminarias del aparcamiento exterior cuya entrada está situada en la calle Real de Burgos, como se vio en el epígrafe anterior.

Y la segunda configuración, sería la instalación de los paneles solares en configuración de lamas sobre la estructura que rodea la escalera de emergencia, en la nueva torre-aulario. Esta configuración alimentaría las restantes cargas, siendo estas la iluminación de los jardines exteriores y la energización de los puntos de recarga para móvil.

Se ha pretendido utilizar dos instalaciones diferentes para dar mayor visibilidad al impulso que quiere dar la Universidad de Valladolid por la sostenibilidad en sus edificios; además de este modo la generación eléctrica se encuentra más cerca de las cargas a alimentar que si tuviésemos una generación concentrada en un punto, con el consiguiente ahorro en el cableado.

A continuación se va a realizar la simulación de las dos configuraciones de paneles fotovoltaicos escogidos, como hemos venido realizando, con la herramienta PVSystem.

Sin embargo a diferencia de los estudios comparativos realizados al inicio de este Trabajo de Fin de Grado (TFG), ahora se va a realizar la simulación teniendo en cuenta que la instalación será aislada de la red. Ahora no nos interesa conocer qué potencia máxima podemos obtener según nuestra orientación e inclinación de nuestros paneles para compararla con las otras configuraciones, sino que una vez visto eso, ahora nos interesa conocer el funcionamiento real de nuestra instalación, con los paneles fotovoltaicos a instalar, seleccionadas las cargas y escogidas las baterías.

De esta forma en los siguientes epígrafes 5.1 y 5.2 vamos a obtener los valores de nuestra instalación a través de la herramienta PVSyst, caracterizando dicha simulación con los parámetros escogidos para realizar el estudio.

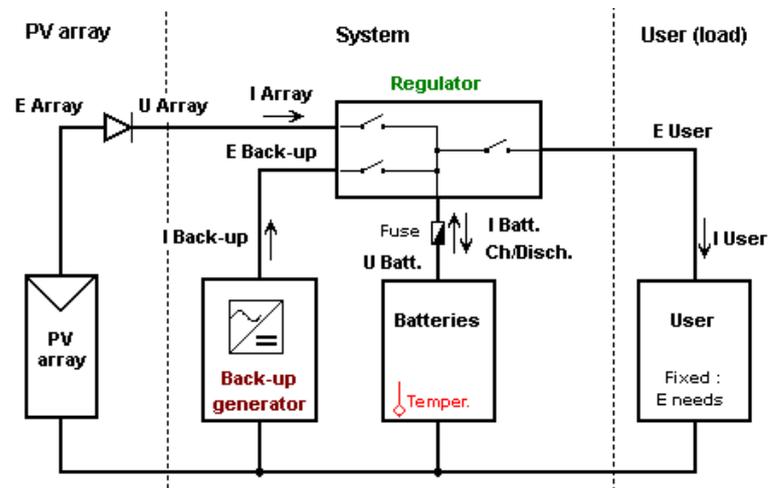


Figura 5.1. Esquema típico de instalación fotovoltaica aislada.

5.1 Estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.

Como vimos anteriormente esta configuración comprendería la instalación de los paneles solares en la estructura del saliente, visible desde la fachada, que comprenden las escaleras del edificio.

5.1.1 Selección de los paneles solares

Para esta configuración vamos a disponer de paneles fotovoltaicos BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics), que es un tipo de panel que se integra muy bien para la ubicación que tenemos, pues se puede configurar de tal manera que permita el paso de la luz entre las células del panel, como en la siguiente foto:



Ejemplo de Panel fotovoltaico BIPV

Los paneles solares de tipo BIPV representan una solución de integración arquitectónica, ya que para nuestro caso, nos permitirá generar energía eléctrica y además permitirá la iluminación con luz natural de la escalera del edificio. Por ello vamos a escoger al fabricante SOLAR INNOVA, cuyos paneles solares dependerán de las células que escojamos y del tamaño de la instalación. Escogeremos la siguiente célula solar, que según fabricante presenta las siguientes características:

	<p>POLICRISTALINA 156 MM/6" COLOR: Azul EFICIENCIA: 14 ~ 17 % POTENCIA: 3,41 ~ 4,14 Wp DESCRIPCION: Ofrece un aspecto especial y se ajusta perfectamente a la estética en el diseño arquitectónico.</p>
---	--

El tamaño de nuestro panel solar será de 1,3 m x 1,1 m (El fabricante adapta el tamaño de los paneles según la necesidad del cliente), este tamaño es el que usaremos porque es el que viene definido para el panel solar que vamos a usar en la simulación. Debido a las dificultades de conseguir todas las características que nos pide PVSyst para realizar una simulación con un panel fotovoltaico personalizado, vamos a tomar de su base de datos un panel ya creado que tenga las mismas características que el panel que pretendemos instalar.

Además debemos de definir el porcentaje de transmitancia de luz que dejaría pasar nuestro panel. Se ha estimado que un 40% de transmitancia sería una buena magnitud. Ya que deja pasar un importante nivel de luz solar y la potencia del panel no se vería reducida en gran manera.

Por ello nuestro panel BIPV va a tener las siguientes características:

- Panel de tamaño 1,3 x 1,1m
- 35 Células solares de 3,5 Wp
- Transmitancia luminosa del 40%
- Panel de 115Wp, 45V

Cuadrado/Rectangular Policristalino



Como ya hemos indicado en el epígrafe anterior, las cargas serán las luminarias del aparcamiento exterior que necesitarían de una potencia de 2968W.

Para realizar la simulación, PVSyst nos da la posibilidad de situar temporalmente el uso de esta carga. Es decir, nos permitirá escoger las horas de funcionamiento de nuestras luminarias, además pudiendo especificar según en qué estación nos encontremos, ya que en invierno deberemos de encender las luminarias más pronto que en verano, por ejemplo.

5.1.2 Luminarias aparcamiento exterior

Las horas de funcionamiento de nuestras **luminarias** del aparcamiento exterior serán:

- Verano:

Se ha estipulado que durante los meses de verano, las cargas estén en funcionamiento durante 8 horas y los siete días de la semana, siendo los intervalos horarios de 20:00h a 01:00h y desde las 05:00h a 08:00h, correspondientes a las horas de inicio de la noche e inicio del día respectivamente. Además al ser la estación de verano, las personas pasan más horas fuera de los edificios y se aprovecharía de esta manera la mayor energía producida en esta estación del año.

- Otoño:

Se ha diseñado que para la estación de otoño, las horas suministradas por nuestra instalación fotovoltaica sea de 5,5 horas diarias, durante seis días a la semana, exceptuando el domingo. El horario de uso de la energía eléctrica almacenada sería desde las 18:30h hasta las 22:30h y desde las 7:00h hasta las 08:30, correspondientes con el anochecer y el amanecer del día.

- Invierno:

Es la estación de menor producción eléctrica, por lo que se ha tenido que ajustar al máximo los consumos con la potencia instalada. Por eso se ha establecido que el consumo de la energía producida sea de 5 horas al día durante 5 días a la semana (exceptuando sábados y domingos). En horario de 18:00h a 22:00h y de 07:30h a 8:30h, correspondientes con los horarios de entrada y salida a la facultad (amanecer y anochecer, respectivamente).

o Primavera:

Para esta estación del año, se presupone que se consume energía los siete días de la semana, durante 6 horas al día. El horario de los consumos será de 19:00H a 23:00h y de 06:00 a 08:00h.

Por lo tanto introduciendo de esta forma tan exacta los consumos de nuestras cargas, podemos realizar la simulación con el programa PVSyst, donde introduciremos todos estos parámetros y donde calcularemos las baterías necesarias y el número de paneles óptimo para nuestra instalación.

5.1.3 Selección de las baterías a utilizar.

Al estar realizando el estudio de una instalación aislada de la red eléctrica, la utilización de baterías es imprescindible. Además debemos recordar que el uso de las luminarias del aparcamiento exterior se realizará en horas en las cuales nuestra instalación fotovoltaica no estará produciendo energía eléctrica.

Es por esto que vamos a necesitar del empleo de baterías de acumulación eléctrica. Las baterías que vamos a utilizar tendrán las siguientes características:

Marca:	BAE SECURA
Modelo:	Secura OPzV_2750
Tecnología:	Pb-Ácido
Tensión nominal:	2 V
Capacidad Nominal (C10):	3210 Ah
Energía específica:	25 Wh/kg

Utilizando baterías de gran capacidad y de menor tensión, evitaremos el tener que colocar las baterías en paralelo, lo que ante algún fallo en la batería podría producir problemas en la continuidad de la tensión de las baterías.

5.1.4 Realización de la simulación. Estudio Previo.

Añadiendo las características de nuestras cargas, la tipología de nuestros paneles solares y el tipo de baterías a emplear, vamos a realizar la simulación de nuestra instalación eléctrica a través del empleo de la herramienta PVSyst.

- Paneles Fotovoltaicos

Los resultados obtenidos en la simulación nos indican que necesitaríamos 112 paneles de 1,430 m² lo que equivaldría a una superficie de 160 m², la instalación dispondría de 188m², no haría falta rellenar toda el área de paneles, ya que al ser una carga de potencia cerrada, lo único que haríamos sería aumentar la energía que no utilizamos.

El fabricante permite realizar la instalación de los paneles fotovoltaicos dando mucha libertad en su configuración estructural, por eso podremos rellenar toda el área correspondiente con la estructura de la escalera en la antigua fachada de la facultad, sin tener la necesidad de aumentar el número de células solares, sino simplemente aumentando la superficie de cristal translúcido.

Esta configuración de paneles translúcidos BIPV, nos permitiría producir 12,88 kWp de potencia nominal, ocupando un área de 144 m².

Tendríamos una $V_{mpp} = 405$ V y $I_{mpp} = 30$ A.

Una vez calculado el número de paneles y habiendo introducido los parámetros de las necesidades de las cargas, se dimensiona el número de baterías y el regulador a emplear.

- Baterías

Las cargas, como ya hemos visto en su configuración horaria y la energía que demandan, nos van a marcar el número de baterías a utilizar.

Necesitamos dar servicio durante todo el año, sobre todo durante las horas en las que los paneles no están produciendo, por ello tomaremos como referencia la estación más problemática que será aquella que tenga una menor proporción entre la producción y los consumos, este hecho ocurre en invierno (Diciembre, Enero y Febrero).

Debemos disponer del número de baterías óptimo para que éstas se recarguen o dispongan de la energía necesaria, incluso aunque en algunos días la generación no sea la esperada. Por este motivo PVSyst y su base de datos meteorológicos, van a simular las condiciones atmosféricas y ambientales de todos los días del año, llegando a establecer un marco de previsión en el que podamos establecer los parámetros de las baterías para el suministro suficiente de energía a nuestras cargas.

Es por ello que el número de baterías a instalar según la simulación realizada es de:

24 baterías en la configuración: 1 cadena de 24 baterías en serie.

Esto hace que las características de la instalación acumuladora sea de 48V, y una capacidad (C10) de 3210 Ah.

- Regulador de tensión

El regulador de tensión nos va a permitir adaptar la tensión de salida de nuestro generador fotovoltaico, a la tensión nominal de nuestras baterías.

Nuestra instalación está configurada de forma que tenemos 14 cadenas en paralelo de 8 paneles fotovoltaicos cada una. Este hecho nos determina que la tensión de salida a 20°C es de $V_{mpp}(20^{\circ}\text{C}) = 457 \text{ V}$.

Por lo tanto necesitaremos **tres reguladores** que nos transformen esa tensión de salida del generador, en la tensión apta para nuestras baterías que será de 48V (24 baterías de 2V en serie), y además que soporte toda la energía que puedan volcar nuestros paneles solares en las horas de producción (la instalación tiene una potencia nominal de 12,9 kWp). Para ello escogemos el siguiente regulador de tensión:

Marca:	Schneider Electric
Modelo:	Schneider_Conext_MPPT_80_600_48V.RLT
Modo Control:	Voltaje de batería (48V) Tensión entrada (195V a 550V)
Potencia nominal:	3840W
Máxima corriente de carga/descarga:	80A

o Visión general de la simulación de la instalación

Teniendo dimensionadas las baterías, la simulación realizada por PVSyst nos establece los siguientes índices de producción y consumo en la previsión mensual:

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	50.7	50.2	0.518	0.111	0.000	0.342	0.342	1.000
Febrero	79.8	74.0	0.798	0.425	0.000	0.297	0.297	1.000
Marzo	128.0	96.0	1.028	0.413	0.000	0.553	0.553	1.000
Abril	157.4	92.5	0.997	0.414	0.000	0.535	0.535	1.000
Mayo	182.5	96.5	1.020	0.387	0.000	0.553	0.553	1.000
Junio	222.3	108.3	1.123	0.342	0.000	0.713	0.713	1.000
Julio	229.0	118.2	1.211	0.399	0.000	0.737	0.737	1.000
Agosto	199.6	116.1	1.183	0.383	0.000	0.737	0.737	1.000
Septiembre	146.3	101.2	1.050	0.559	0.000	0.409	0.409	1.000
Octubre	97.1	81.9	0.860	0.387	0.000	0.441	0.441	1.000
Noviembre	57.0	57.9	0.600	0.159	0.000	0.425	0.425	1.000
Diciembre	44.2	43.7	0.460	0.057	0.000	0.312	0.312	1.000
Año	1593.9	1036.5	10.847	4.036	0.000	6.054	6.054	1.000

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Tabla 5.1. Resultados de la simulación en la previsión mensual de energía producida y consumida.

La tabla anterior nos muestra que en los meses de invierno (Diciembre - 44,2kWh/m², Enero- 50.7 kWh/m²) y Otoño (Noviembre- 57 kWh/m²) la irradiación global es menor respecto al resto de meses del año, lo que supone en un primer momento menor generación eléctrica.

Concretamente el mes de Diciembre será en el que nos fijemos al realizar la previsión de nuestra instalación al ser el peor mes (el mes en el que la producción/consumo tiene menor proporción). Esto significa que si la instalación cumple con las necesidades de generación/acumulación/consumo para el mes de Diciembre, valdrá para el resto de meses del año.

Según se ve en la tabla 5.1, tendremos 0,460 MWh disponibles para el mes de Diciembre y el consumo será de 0,312 MWh, con lo que la necesidad de energía extra será de 0 MWh.

Al observar que para el peor mes, diciembre, las características de las baterías y el número de paneles cumplen con las necesidades de la carga, podemos asegurar que para el resto de los meses la energía producida es más que necesaria, como puede observarse en la Tabla 5.1.

El gran problema con el que nos encontramos a la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica aislada de la red, es que tenemos que dimensionar la instalación tomando como referencia el peor mes de producción.

Este hecho nos obliga a configurar una instalación que estaría sobredimensionada para el resto de los meses del año, es por este motivo que se ha intentado diferenciar el uso de las cargas entre estaciones del año, así en las estaciones que hay mayor producción eléctrica se ha aumentado el número de horas de utilización de las luminarias, reduciendo el tiempo de consumo durante las estaciones de peor irradiancia y por lo tanto, peor generación eléctrica.

En definitiva según la tabla 5.1, el balance de energía anual teniendo en cuenta la previsión mensual, es positivo, obteniendo un superávit de energía de 4,036 MWh/año.

A continuación se mostrarán dos histogramas que nos darán más información sobre la producción de nuestra instalación.

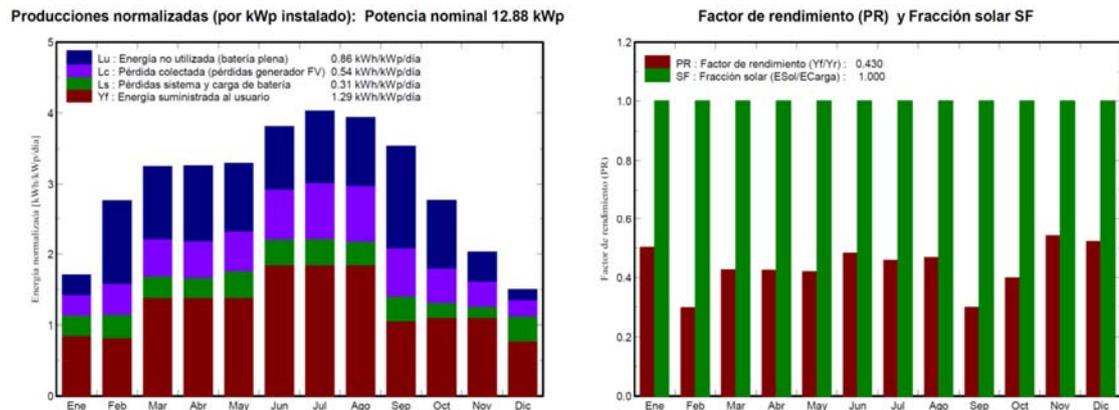


Fig. 5.2. Se muestran resultados de producción y rendimiento.

En la figura 5.2, se puede apreciar de forma más gráfica los resultados contenidos en la tabla 5.1. Se observa cómo en el resto de meses diferentes a diciembre hay energía sobrante que no puede almacenarse ni utilizarse (tabla de la izquierda, zona azul oscura del histograma).

También tomando de referencia la figura 5.2, parte derecha, vemos que el factor de rendimiento es del 43% lo que nos da una idea de que más de la mitad de la energía incidente no se transforma en electricidad. Este hecho es normal en las instalaciones fotovoltaicas aisladas, ya que al tener como referencia el mes peor, para el resto del año se sobredimensiona la instalación. Este excedente que se genera de energía en los meses de mayor producción, puede ser una oportunidad para configurar cargas extra no prioritarias, que se energicen en estos meses de mayor producción, como pueden ser luminarias en fachada, etc. Aunque esta alternativa no se ha considerado en el presente TFG

La siguiente figura nos mostrará el diagrama de pérdidas de nuestra instalación, donde podremos observar la producción de nuestra instalación y las pérdidas que tiene.

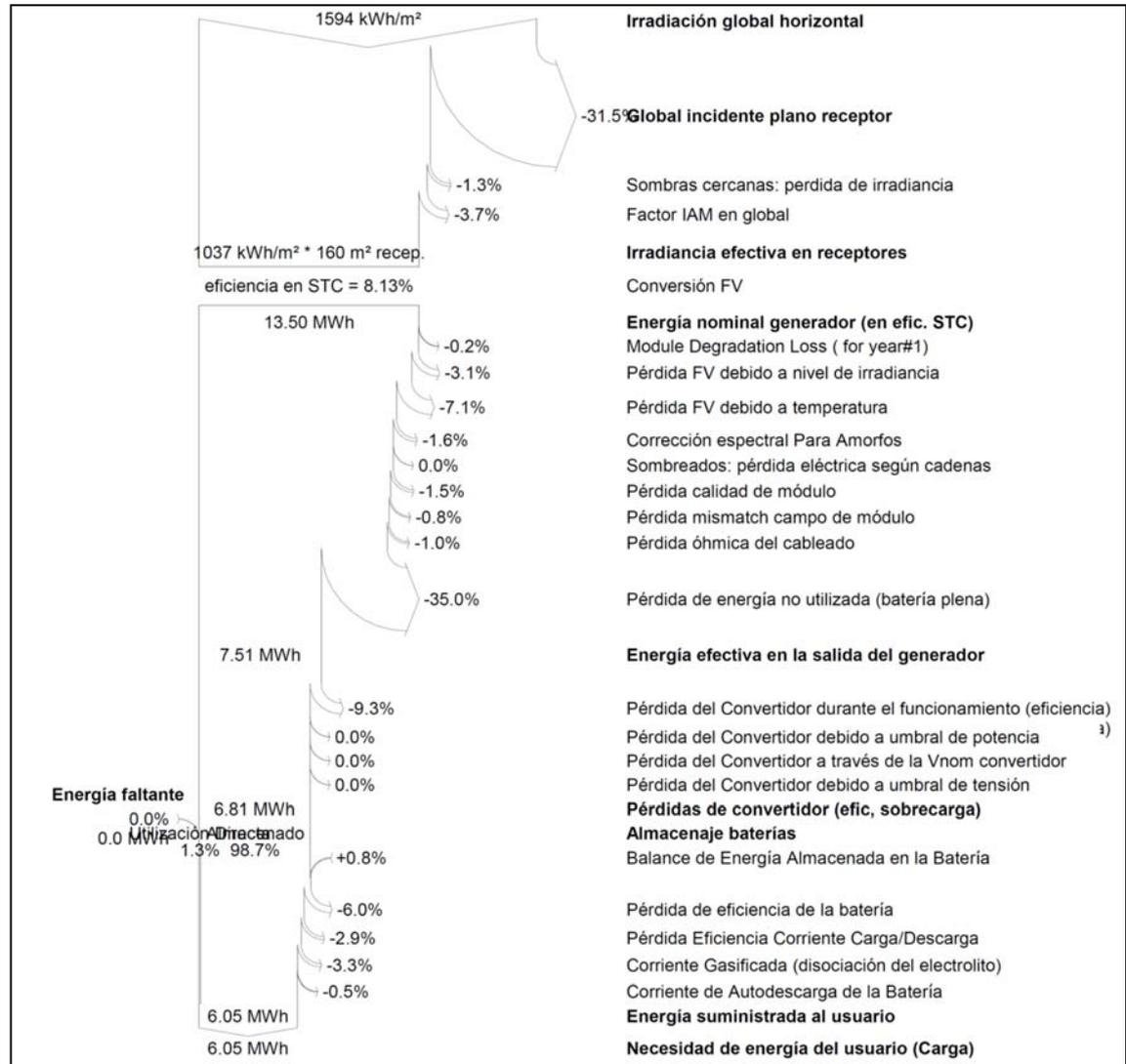


Figura 5.3. Diagrama anual de pérdidas.

Como ya vimos anteriormente la inclinación y la orientación de nuestros paneles, suponen una gran porcentaje de pérdida de irradiación (-31.5%), las sombras cercanas no suponen una gran pérdida (-1.3% sobre la irradiación global).

Las pérdidas eléctricas, que corresponderían, entre otras, a las concernientes al generador fotovoltaico, pérdidas en el cableado (más adelante las calcularemos con mayor detalle), hacen que la energía producida sea un 15,1% menor de la nominal (1% pérdidas de cableado del panel y un 14,13 % pérdidas en el panel solar)

Las pérdidas que corresponden a la energía que no puede ser almacenada y no se consume representarían un -35.0% de la energía nominal del generador.

Las pérdidas en el regulador ascienden a un -9.3% de la energía efectiva a la salida del generador.

Y por último las pérdidas en la batería que supondrían un -11,9% de la energía producida.

Todas estas pérdidas nos hacen que de 13,50 MWh/año de energía producida, se transformen en 6,05 MWh/año de energía suministrada, lo cual nos hace comprobar el peso de las pérdidas en las características de nuestra instalación.

o Características instalación

En resumidas cuentas, las características de nuestra instalación serán:

Número de módulos FV	En serie	8 módulos	En paralelo	14 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	112	Pnom unitaria	115 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	12.88 kWp	En cond. funciona.	12.05 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	405 V	I mpp	30 A
Superficie total	Superficie módulos	160 m²		

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	231 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP
Module average degradation	Year no	1	Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Parámetro del Sistema

	Tipo de sistema	Sistema Aislado		
Batería	Modelo	Secura OPzV_2750		
	Fabricante	BAE Secura		
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	3210 Ah
	Nº de unidades	24 en serie		
	Temperatura	Fijo (20°C)		
Controller	Modelo	Conext_MPPT_80_600 - 48V		
	Fabricante	Schneider Electric		
	Tecnología	MPPT converter	nb units	3
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	96.0/93.6 %		
Battery management control	Threshold commands as	Battery voltage		
	Carga	54.9 / 50.2 V	Corresp. SOC	0.93 / 0.75
	Descarga	45.5 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.11 / 0.45

5.1.5 Cálculo del Inversor y de las características de la instalación definitiva

En este punto del estudio se incluirá en la simulación. el inversor que transformará la CC producida por los paneles en CA consumida por las cargas. Además de mostrar las secciones de los cables de la instalación.

- o Inversores CC/CA

Lo que se ha calculado anteriormente es el dimensionamiento para una instalación fotovoltaica aislada cuyas cargas son energizadas en corriente continua.

Pero las cargas que vamos a energizar con nuestra instalación no son cargas que se energicen con corriente continua, sino que vamos a necesitar un inversor que proporcione a las cargas, corriente alterna, es por eso que vamos a instalar un inversor como se muestra en el esquema de la siguiente figura:

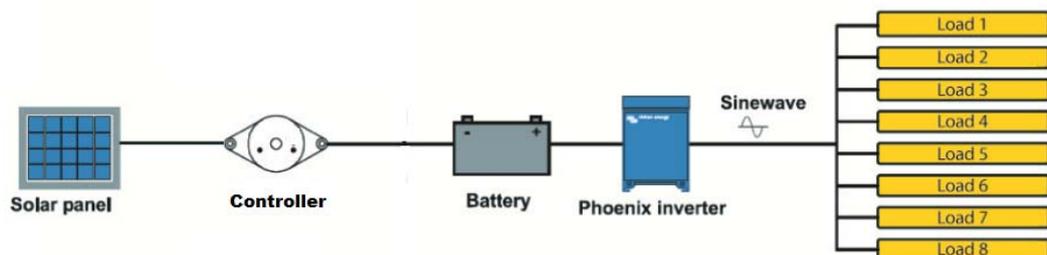


Figura 5.4. Esquema instalación fotovoltaica aislada con inversor de corriente.

Habiendo comprobado las características de nuestra instalación en el estudio previo, ahora vamos a tener en cuenta el inversor que será el componente que permita que nuestras cargas sean energizadas con corriente alterna.

Deberemos de realizar de nuevo la simulación teniendo en cuenta el inversor a utilizar y el número necesario de estos teniendo en cuenta la eficiencia de su funcionamiento y la potencia de la instalación, para conocer el número exacto de inversores a instalar.

El inversor que vamos a utilizar será:

Marca:	Victron Energy
Modelo:	Phoenix Inverter 48/5000
Rango de Tensión de Entrada:	38 – 66V
Eficacia máxima:	94/95%
Consumo en vacío:	25W
Potencia cont. de salida 25 °C	4000W
Pico de Potencia:	10000W



Inversor Phoenix 48/5000

El número de inversores que vamos a necesitar en este estudio será de uno, ya que en ningún momento la potencia de las cargas (2968W) va a superar el máximo de potencia admisible por el inversor.

○ Paneles Solares

Al añadir el inversor en nuestra instalación estamos añadiendo en definitiva una carga más, como el inversor elegido tiene un eficiencia de entorno un 94%, vamos a añadir este componente que supone una carga de 200W para nuestra instalación durante las horas de funcionamiento de las luminarias, ya que despreciaremos el gasto durante las horas de no funcionamiento del inversor.

Para hacer frente a estas nuevas cargas y asegurar el suministro eléctrico durante el peor mes, vamos a aumentar el número de paneles solares de la marca y modelo ya escogidos.

La instalación tendrá 128 paneles solares de 1,430m², rellenando una superficie de 183 m², suponiendo una potencia nominal instalada de 14,72KWp.

Teniendo el siguiente balance de energía:

	EArray	E Load	E User
	kWh	kWh	kWh
Enero	494.3	378.1	378.1
Febrero	450.7	328.8	328.8
Marzo	734.2	607.9	607.9
Abril	703.2	588.2	588.2
Mayo	757.3	607.9	607.9
Junio	924.3	778.3	778.3
Julio	956.7	804.3	804.3
Agosto	940.5	804.3	804.3
Septiembre	584.4	450.6	450.6
Octubre	569.8	486.6	486.6
Noviembre	540.3	468.6	468.6
Diciembre	480.6	345.3	345.3
Año	8136.4	6648.9	6648.9

Tabla 5.2. Energía a la salida del generador, energía que necesita la carga y energía suministrada a la carga.

En la anterior tabla tenemos el balance de energía, entre la energía efectiva a la salida del generador fotovoltaico (EArray) y las necesidades de energía de las cargas (ELoad) y energía suministrada (E User), que como puede comprobarse las necesidades están más que cubiertas.

o Calculo de las Secciones de Cable

En este estudio definitivo se simulará introduciendo en el programa las secciones de los conductores que podremos ver en la siguiente tabla. Los cálculos aparecerán detallados en el epígrafe 6.

Tramo	Sección (mm ²)
Sección del grupo de paneles 1 a la caja de conexiones 1.	25
Sección del grupo de paneles 2 a la caja de conexiones 2.	25
Sección del grupo de paneles 3 a la caja de conexiones 3.	25
Sección desde caja de conexiones 1 a regulador 1.	25
Sección desde caja de conexiones 2 a regulador 2.	25
Sección desde caja de conexiones 3 a regulador 3.	25
Secciones desde los reguladores a la caja de conexiones 4.	150
Secciones desde la caja de conexiones 4 a conexión en baterías.	300
Secciones desde la conexión en baterías hasta el inversor.	150
Secciones desde el inversor hasta Cuadro General de protección.	25

Tabla 5.3. Resumen de secciones del cableado de la instalación.

En la Tabla 5.3 quedan de forma resumida reflejados los distintos tramos de la instalación fotovoltaica sobre la fachada del edificio antiguo, que utilizaremos para introducir en la simulación y concretar los detalles técnicos de la instalación.

o Baterías

Seguiríamos teniendo el mismo número y tipo de baterías que en el estudio previo.

Arrojando los siguientes resultados en la simulación:

	U Batt	SOCmean	SOC End	WeCycle	WeState	MGass	EffBatl	EffBatE
	V			%	%	liter	%	%
Enero	50.0	0.700	1.000	0.19	100.0	0.919	1121.61	1107.23
Febrero	50.9	0.877	1.000	0.21	100.0	2.337	1276.35	1244.65
Marzo	50.8	0.861	1.000	0.36	100.0	2.863	750.25	733.58
Abril	50.9	0.870	1.000	0.36	100.0	3.227	792.54	774.95
Mayo	50.8	0.862	1.000	0.36	100.0	3.122	743.13	727.92
Junio	50.7	0.847	1.000	0.44	100.0	2.431	576.72	565.11
Julio	50.7	0.852	1.000	0.46	100.0	2.418	563.60	551.28
Agosto	50.7	0.847	1.000	0.45	100.0	2.101	567.95	556.58
Septiembre	51.0	0.887	1.000	0.28	100.0	2.831	999.44	972.99
Octubre	51.0	0.887	1.000	0.31	100.0	3.070	1013.39	987.55
Noviembre	50.7	0.847	1.000	0.26	100.0	1.956	1039.70	1019.07
Diciembre	50.7	0.855	1.000	0.21	100.0	2.135	1177.83	1155.01
Año	50.7	0.849	1.000	3.89	100.0	29.409	151.86	148.20

Tabla 5.4. Rendimientos y funcionamiento de las baterías.

U Batt - Tensión media de la batería
SOCmean - Estado Medio de Carga durante el periodo
SOC End - Estado de Carga al final del intervalo
WeCycle - Desgaste debido a los ciclos
WeState - Estado de desgaste (ciclos y envejecimiento)
MGass - Masa de Electrolito Disociada por celda
EffBatl - Eficiencia corriente batería carga/descarga
EffBatE - Eficiencia energía batería carga/descarga

Leyenda de la tabla anterior.

La tabla anterior nos da una noción del estado de carga y conservación de nuestras baterías. Se puede comprobar que las baterías no llegan completamente a cargarse y que cada año se perdería un 3,89% de la capacidad de las baterías debido al desgaste de los ciclos.

Durante todo el año el estado medio de carga de nuestras baterías sería del 84,7% al final del intervalo.

○ Regulador de tensión:

Serían del mismo tipo y modelo, además del mismo número de reguladores que en el estudio previo.

Se contarían con tres reguladores, capaces de controlar toda la potencia pico que generarían nuestros paneles.

○ Resultados de la simulación:

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	50.7	50.2	0.602	0.156	0.000	0.378	0.378	1.000
Febrero	79.8	74.0	0.924	0.516	0.000	0.329	0.329	1.000
Marzo	128.0	96.0	1.192	0.519	0.000	0.608	0.608	1.000
Abril	157.4	92.5	1.157	0.516	0.000	0.588	0.588	1.000
Mayo	182.5	96.5	1.185	0.499	0.000	0.608	0.608	1.000
Junio	222.3	108.3	1.302	0.455	0.000	0.778	0.778	1.000
Julio	229.0	118.2	1.404	0.526	0.000	0.804	0.804	1.000
Agosto	199.6	116.1	1.372	0.506	0.000	0.804	0.804	1.000
Septiembre	146.3	101.2	1.218	0.686	0.000	0.451	0.451	1.000
Octubre	97.1	81.9	0.998	0.480	0.000	0.487	0.487	1.000
Noviembre	57.0	57.9	0.696	0.205	0.000	0.469	0.469	1.000
Diciembre	44.2	43.7	0.535	0.100	0.000	0.345	0.345	1.000
Año	1593.9	1036.5	12.584	5.163	0.000	6.649	6.649	1.000

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Tabla 5.5. Balances y resultados principales

En la tabla anterior se visualiza cómo las necesidades de energía de las cargas son solventadas por la instalación, permitiendo incluso tener energía sobrante al encontrarse las baterías llenas.

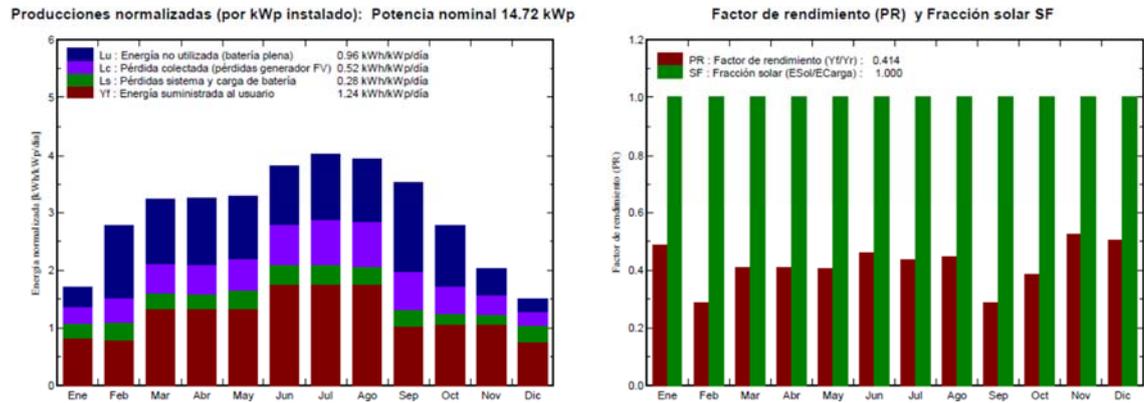


Fig. 5.5. Se muestran resultados de producción y rendimiento

En la figura 5.5 se aprecia de forma más visual lo que hemos venido comentando de las tablas anteriores. Se tiene en cuenta como base del cálculo el mes de diciembre, que es el mes peor, y se pretende tener energía sobrante como se ve en la gráfica de la izquierda.

Al aumentar el número de paneles, aumenta la energía producida y aumenta por lo tanto la energía no utilizada.

El rendimiento ahora es del 41,4%, al producir más y mantenerse las cargas fijas, el rendimiento disminuye respecto del estudio previo.

A continuación se verá el balance de pérdidas de nuestra simulación, con todas las cargas ya situadas.

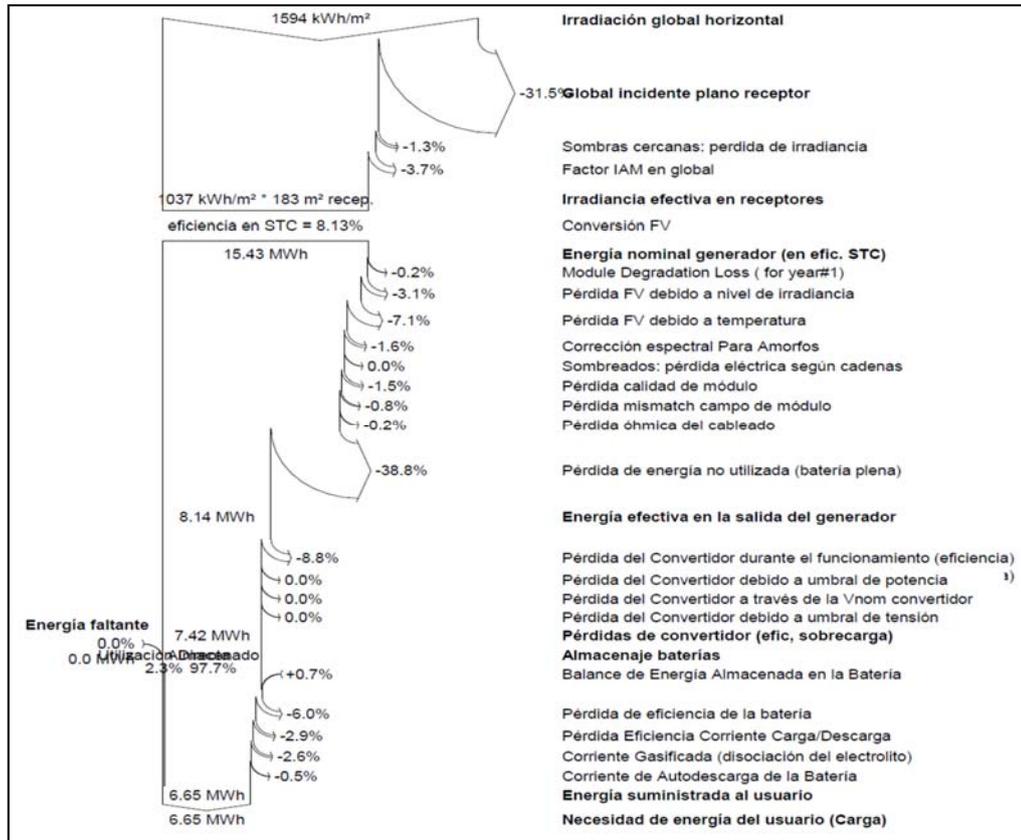


Figura 5.6. Diagrama anual de pérdidas..

Las pérdidas del módulo serían de un -14,5% y en este caso al aumentar el número de placas sin aumentar el número de baterías, tendremos que las pérdidas de energía no utilizada al tener la batería plena serán del -38,8%. Además las pérdidas de cableado de la instalación han supuesto -0,2% de pérdida Óhmica.

Las pérdidas del regulador en este caso serán de un -8,8%, que junto a las pérdidas de las baterías (-11,3%) y a las pérdidas antes señaladas, podremos suministrar a las cargas 6,65MWh al año.

Como se puede apreciar, la instalación está sobredimensionada, esto es así para poder paliar pérdidas que puedan aumentar o que no se hayan tenido en cuenta en la simulación, o ante la posible ampliación de las baterías y poder así aumentar la potencia de las cargas que se suministren desde nuestra instalación. O también se podrían aumentar el número de horas en las que las cargas permanecen activadas.

o Características de la instalación

Por lo tanto con las características que hemos calculado nuestra instalación, permiten de forma holgada hacer frente a las cargas que se han establecido y hacer frente a nuevas ampliaciones que puedan visualizarse en un futuro.

De este modo las características de nuestra instalación quedarían resumidas de este modo:

Número de módulos FV	En serie	8 módulos	En paralelo	16 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	128	Pnom unitaria	115 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	14.72 kWp	En cond. funciona.	13.77 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	405 V	I mpp	34 A
Superficie total	Superficie módulos	183 m²		
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	15 mOhm	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP
Module average degradation	Year no	1	Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado		
Batería	Modelo	Secura OPzV_2750		
Características del banco de baterías	Fabricante	BAE Secura		
	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	3210 Ah
	Nº de unidades	24 en serie		
	Temperatura	Fijo (20°C)		
Controller	Modelo	Conext_MPPT_80_600 - 48V		
Convertidor	Fabricante	Schneider Electric	nb units	3
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
	Eficiencias Máx. y EURO	96.0/93.6 %		
Battery management control	Threshold commands as	Battery voltage		
	Carga	54.9 / 50.2 V	Corresp. SOC	0.92 / 0.75
	Descarga	45.5 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.11 / 0.45

5.2 Estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.

La segunda de las instalaciones que se pretende estudiar como parte de la renovación de la nueva Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid, pretende situarse en la nueva torre-aulario, sobre la estructura de las escaleras de emergencia en configuración en lamas.

La elección de esta situación cumple con el objetivo de dar visibilidad a las nuevas formas de generación de electricidad de forma sostenible, además de estructural y técnicamente ser una de las mejores alternativas, ya que aunque no permite una ubicación muy buena (30° Este), sí que permite, la configuración en lamas, y así conseguir la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos (35°) mejorando la eficiencia en la generación eléctrica.

Además al situarse sobre el saliente de la escalera de emergencia, nos elimina las sombras que puedan ejercer edificios cercanos sobre nuestra instalación, aunque tendríamos pequeñas pérdidas por las sombras que unas lamas verterían sobre las que se encuentran debajo, siendo el balance de sombras positivo; ya que las sombras que proyectan unas lamas sobre otras es menor que la sombra que proyectaría el edificio en la configuración sobre fachada (con la sombra del saliente de la escalera de emergencia sobre la instalación).

Con esta instalación se pretende alimentar varias cargas, entre las que se encontrarían las luminarias de los jardines exteriores anexos a la escuela, las balizas de señalización de los caminos que transcurran entre las zonas ajardinadas y los puntos de recarga de los móviles que se instalarían dentro de la torre-aulario.

Por eso de modo resumido tendremos las siguientes cargas:

- Las luminarias del jardín exterior presentan una potencia total de 7100W
- Las balizas de señalización, demandan un potencia total de 1125W
- Los puntos de recarga demandarían una potencia de 1440W

Más adelante veremos su distribución horaria según las estaciones del año, teniendo siempre como referencia de cálculo el peor mes.

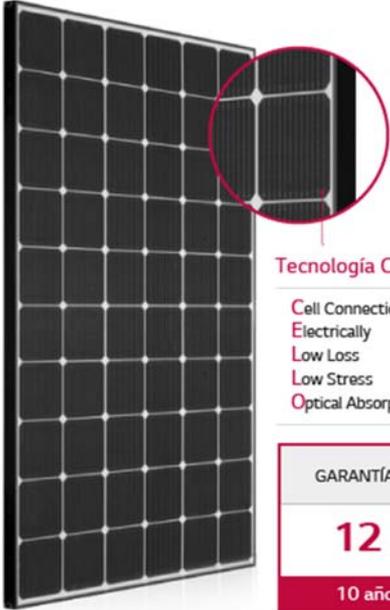
5.2.1 Selección de paneles solares.

Para esta configuración vamos a elegir la última tecnología en paneles fotovoltaicos, ya que en esta configuración, lo que nos interesa es la producción en un espacio reducido.

Por ellos se han escogido los paneles fotovoltaicos de la marca LG Electronics, con las siguientes características:

Marca:	LG SOLAR
Modelo:	LG305N1C-G4
Potencia nominal:	305W
Tamaño del panel:	1,64 x 1,00 m
MPP Voltaje V_{mpp} (V):	32,5V (25°C, 1000W/m ²)
MPP Corriente I_{mpp} (A):	9,39A (25°C, 1000W/m ²)
Voc (V):	40.1 V
Isc (A):	9.93 A
Eficiencia módulo:	18,6%
Temperatura de operación:	-40 a +90 °C

Estos módulos incorporan una nueva tecnología llamada, cello. Esta tecnología cello consiste en que se sustituir 3 barras colectoras por 12 alambres. Según fabricante:



Tecnología Cello

- Cell Connection Electrically
- Low Loss
- Low Stress
- Optical Absorption Enhancement

GARANTÍA DE PRODUCTO

12 años

10 años + 2 años

Absorción de luz mejorada

La Tecnología CELLO mejora la absorción de luz con alambres circulares, que dispersan la luz de forma más efectiva.



Reducción de pérdidas

La Tecnología CELLO reduce las pérdidas eléctricas distribuyendo la corriente por 12 alambres.



Imagen de los paneles LG, con tecnología Cello de alambres colectores.

Además estos paneles que hemos seleccionado tienen la capacidad de reabsorber la energía que atraviesa la célula para transformarla en energía eléctrica, al reincidir la luz sobre la parte de atrás de esta. Por eso la eficiencia del panel aumenta al tener ambos lados de la célula fotovoltaica como colectores de la luz emitida y de la luz reflejada en la parte posterior.

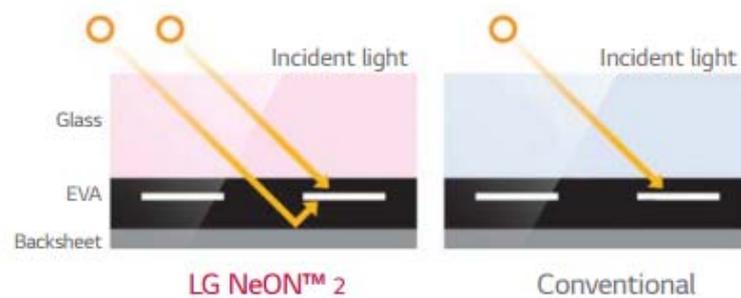


Imagen de la representación del panel colector por ambas caras de la célula y una célula de un panel convencional.

5.2.2 Selección horaria de las cargas

Una vez vistos los paneles fotovoltaicos que se van a seleccionar para esta configuración en lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario, pasaremos a explicar los usos de la energía según su selección horaria.

A la hora de estudiar las cargas, no solo se necesita conocer la potencia de la carga, sino que además es muy necesario conocer el rango de horas de utilización de esas cargas, para así poder dimensionar con exactitud nuestra instalación fotovoltaica aislada. Ya que no será lo mismo una carga que solo vaya a usarse unas pocas horas que una que se use todo el día, no solo por el hecho de calcular los paneles solares, sino también el regulador, el inversor y las baterías, que en última instancia, en horas de poca o ninguna recepción de luz por parte de los paneles, serán estas las que con su energía almacenada deban de energizar nuestras cargas.

- Luminarias de los jardines exteriores, anexos a la facultad.

VERANO:

Durante el verano se pretende dar una buena iluminación en un rango amplio de horas, ya que los estudiantes y los transeúntes puedan disfrutar de los jardines, por ellos se ha estimado que en esta estación las luminarias tengan 6,5 horas de uso al día en los intervalos horarios de 19:30h a 00:00h y de 06:00h a 08:00h, de lunes a sábado.

PRIMAVERA:

Durante los meses de la estación primaveral, se ha establecido que las luminarias de los jardines exteriores están encendidas 5 horas al día, de lunes a sábado.

El intervalo horario establecido para la carga de las luminarias del jardín será de 19:00h a 22:30h y por la mañana de 06:30h a 8:00h. En este sentido se pretende que las luminarias estén activas la mayor parte del tiempo en el que las horas de luz sean escasas y haya actividad en las instalaciones universitarias.

OTOÑO:

Durante el otoño se ha establecido que el consumo horario diarios de las luminarias, sea de 5 horas, de lunes a sábado.

El rango de horas de utilización de las luminarias será de 18:30h a 22:00h y de 7:00 a 08:30h por la mañana.

INVIERNO:

En invierno tenemos la estación más difícil en cuanto a producción eléctrica en las instalaciones fotovoltaicas, ya que en esta estación la irradiación que captan los paneles fotovoltaicos es menor que en el resto del año. Por lo tanto, se intentará dar el mayor servicio ajustando al máximo las horas de iluminación de los jardines.

Se utilizarán las luminarias 5 horas al día, de lunes a viernes, en el rango horario de 18:00h a 22:00h, y de 07:30h a 08:30h. Para así poder iluminar los accesos a la facultad, en las horas de menor luminosidad, tanto al inicio como al final de la actividad diaria en la facultad.

- Luminarias de balizamiento de los jardines exteriores.

Las balizas, pretenden ser un complemento de las luminarias vistas anteriormente, su uso no es imprescindible, por ello sí en algún momento se viera que la potencia está en niveles muy bajos en las baterías, la primera carga de la que se podría prescindir sería esta. Por este motivo se van a utilizar en la señalización de los caminos ajardinados, empleándolas de forma muy ajustada para que la energía de las baterías no sea crítica, es decir, en las estaciones en las que la producción sea menor, su utilización horaria será muy pequeña.

VERANO:

En los meses de verano la utilización horaria de las balizas será la misma que en las luminarias del jardín. Es decir:

Activación de las luminarias 6,5 horas al día en los intervalos horarios de 19:30h a 00:00h y de 06:00h a 08:00h, de lunes a sábado.

PRIMAVERA:

Nos ocurrirá lo mismo que en verano, el empleo de las balizas se realizará conjuntamente con el de las luminarias del jardín en los mismos rangos horarios. Es decir:

Se emplearán durante 5 horas al día, de lunes a sábado. El intervalo horario establecido para la carga de las luminarias del jardín será de 19:00h a 22:30h y por la mañana de 06:30h a 8:00h.

OTOÑO:

Al igual que en los casos anteriores, se pretende que las balizas se empleen durante las mismas horas que las luminarias anteriormente vistas. Es decir:

Uso durante 5 horas, de lunes a sábado. El rango de horas de utilización de las luminarias será de 18:30h a 22:00h y de 7:00 a 08:30h por la mañana.

INVIERNO:

En invierno nos encontraremos con diferente rango horario que las luminarias. Las balizas se emplearán durante 2 horas al día de lunes a viernes.

El intervalo de utilización de las balizas será de 19:00h a 21:00h.

- Puntos de recarga para móviles.

Para los puntos de recarga es difícil establecer un rango horario de utilización, ya que la pretensión de este estudio es que su utilización sea constante durante el horario de apertura de la facultad, lo que conllevaría un uso continuado de 08:00 hasta las 22:00h.

Como no se puede afirmar que se vayan a usar los puntos de recarga al 100% de su potencia todas las horas de apertura de la facultad, se establece un horario de uso, para dar cabida en la simulación a lo que en los cálculos eléctricos se denominaría coeficiente de simultaneidad.

En este caso no se disminuirá la potencia al usar el coeficiente de simultaneidad sino que se han disminuido las horas de utilización (a efectos de simulación), pero con la potencia como si estuvieran usando el 100% de las taquillas de recarga durante esas horas.

VERANO:

En verano se han supuesto, 11 horas diarias de funcionamiento a plena carga, durante 6 días a la semana.

No merece mayor atención señalar qué horas se utilizaron en la simulación, puesto que los puestos de recarga estarán disponibles de 08:00h a 22:00h

PRIMAVERA:

En primavera se han supuesto 11 horas diarias de utilización a plena carga. Que equivaldrían a las horas de mayor afluencia de personas en la facultad.

OTOÑO:

Se ha establecido que las horas de funcionamiento al 100% de la potencia nominal sean de 10 horas diarias.

INVIERNO:

Durante el invierno, que es el peor mes en cuanto a generación eléctrica fotovoltaica, se ha establecido que el uso de los puntos de recarga sea de 7 horas diarias.

Como bien se ha dicho al inicio de esta hoja, el empleo de horas para esta carga, es meramente para dar mayor credibilidad a la simulación. Otra forma hubiese sido minorando la potencia consumida (coeficiente de simultaneidad) y afirmar que su uso es pleno durante todas las horas de apertura de la facultad. La cuestión reside en que no se puede afirmar que el uso sea del 100% de las taquillas durante todas las horas de apertura.

5.2.3 Selección de las baterías

A la hora de seleccionar las baterías, se debe tener en cuenta la tensión de estas y su capacidad de almacenaje y descarga.

Tenemos más potencia de consumo de cargas que en el caso del aparcamiento exterior, con lo cual, vamos a necesitar una mayor capacidad de acumulación de energía. Operaremos con una tensión de 48V (mayor facilidad de encontrar un regulador y un inversor, más de 48V inversores escasos).

Como en el estudio del epígrafe anterior, intentaremos usar baterías de gran capacidad a pequeño voltaje, para que no sea necesaria la conexión en paralelo, por los problemas que pueden llegar a surgir en la estabilidad de la tensión.

Es por eso que se ha escogido la siguiente batería:

Marca:	BAE Secura
Modelo:	Secura OPzV_3250
Tecnología:	Gel Pb-Ácido
Energía específica:	25 Wh/kg
Voltaje nominal:	2 V
Capacidad nominal (C10):	3650 Ah



Block battery



Grid plate



Recyclable



Valve regulated
lead-acid
batteries



Proof
against deep
discharge



Maintenance-
free (no
topping up)



800 cycles at
60 % DoD C₁₀

Información comercial de la batería BAE Secura

5.2.4 Realización de la simulación. Estudio Previo

Una vez escogidos los elementos de nuestra instalación, se va a proceder a su integración en la simulación del programa de cálculo PVSyst.

El regulador de tensión que todavía no hemos presentado, se mostrará una vez hecha la simulación, con la definición de las cargas, de las baterías y los paneles.

- Paneles fotovoltaicos

Del modelo y marcas de paneles fotovoltaicos anteriormente vistos, se ha simulado la instalación y nos sugiere la siguiente configuración de paneles:

- ✓ 88 paneles fotovoltaicos.
- ✓ En cadenas de 11 paneles en serie.
- ✓ 8 cadenas en paralelo.

Esta configuración de paneles, nos permitiría producir 26.84kWp de potencia nominal, ocupando un área de 144m².

Tendríamos una $V_{mpp} = 316$ V y $I_{mpp} = 76$ A.

- Baterías

Una vez dimensionado el número de paneles y su configuración de conexiones veremos el número de baterías y su configuración, que nos permita suministrar la energía necesaria para dar suministro a las cargas que hemos planteado con los paneles escogidos.

Al realizar la simulación, los resultados presentados nos indicaban lo siguiente respecto a las baterías:

- ✓ Serán necesarias 72 baterías, en la siguiente configuración:
- ✓ 24 baterías en serie, lo que nos dará una tensión de 48V.
- ✓ 3 baterías en paralelo, lo que nos dará una capacidad nominal de 10950 Ah.

Las baterías de mayor capacidad de la base de datos de PVSyst, son este modelo y esta marca, lo que nos hace inevitable tener que situar tres cadenas de baterías en paralelo para conseguir la capacidad de acumulación necesaria para este estudio.

Con este número de baterías, se podrá suministrar energía eléctrica en el peor mes de producción, como veremos más adelante, esto quiere decir que se asegura el suministro para este mes y que para el resto de meses el estudio se mostrará sobredimensionado, pues las necesidades serán menores en cuanto a cantidad de elementos y número de generadores que en el mes peor.

- Regulador de tensión

El regulador de tensión o regulador de carga, será el componente de unión entre los generadores fotovoltaicos, las baterías y los consumos que se hagan en las horas de producción eléctrica.

Su misión consiste en que nunca se sobrepasen los límites establecidos por las características técnicas de los componentes que une, buscando siempre el punto de generación que mayor potencia genera en cuanto a su relación intensidad/tensión, en la curva I/V.

El regulador de tensión que utilizaremos será:

Marca:	Schneider Electric
Modelo:	Schneider_Conext_MPPT_80_600_48V.RLT
Modo Control:	Voltaje de batería (48V)
Potencia nominal:	3840W
Máxima corriente de carga/descarga:	80 A

Una vez hecha la simulación, los datos aportados nos sugieren que los reguladores es que se empleen **6 reguladores** de tensión.

o Visión general de la simulación de la instalación

La simulación nos ha devuelto los siguientes resultados:

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	50.7	66.0	1.657	0.362	0.000	1.101	1.101	1.000
Febrero	79.8	94.6	2.407	1.216	0.000	0.957	0.957	1.000
Marzo	128.0	128.4	3.186	1.470	0.000	1.539	1.539	1.000
Abril	157.4	136.9	3.343	1.743	0.000	1.425	1.425	1.000
Mayo	182.5	135.5	3.241	1.491	0.000	1.539	1.539	1.000
Junio	222.3	153.7	3.612	1.644	0.000	1.802	1.802	1.000
Julio	229.0	162.9	3.781	1.782	0.000	1.802	1.802	1.000
Agosto	199.6	164.6	3.808	1.779	0.000	1.872	1.872	1.000
Septiembre	146.3	140.8	3.319	1.677	0.000	1.389	1.389	1.000
Octubre	97.1	105.8	2.592	0.991	0.000	1.500	1.500	1.000
Noviembre	57.0	67.6	1.661	0.272	0.000	1.444	1.444	1.000
Diciembre	44.2	53.2	1.336	0.024	0.000	1.005	1.005	1.000
Año	1593.9	1410.1	33.944	14.452	0.000	17.374	17.374	1.000

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/E Carga)

Tabla 5.6. Balance y resultados principales de nuestra simulación.

A través de la tabla 5.6, se nos muestra como los meses de invierno (Diciembre -> 44,2kWh/m², Enero -> 50.7 kWh/m²) y Otoño (Noviembre -> 57 kWh/m²) la irradiación global es menor respecto al resto de meses del año, lo que supone en un primer momento menor generación eléctrica, como ya vimos en el estudio anterior.

Concretamente el mes de Diciembre será en el que nos fijemos al realizar la previsión de nuestra instalación al ser el peor mes, como ya comentamos anteriormente, es el mes de peor relación producción/consumo.

Según se ve en la tabla tendremos 1,336 MWh generados para el mes de Diciembre y las cargas demandarán 1,005 MWh, con lo que la necesidad de energía extra será de 0 MWh. Siendo el sobrante 0,024 MWh, con lo que podemos hacernos una idea de la gran importancia de las pérdidas en nuestra instalación.

Al observar que para el peor mes, diciembre, las características de las baterías y el número de paneles cumplen con las necesidades de la carga, podemos asegurar que para el resto de los meses la energía producida es más que necesaria, como puede observarse en la tabla 5.6.

Como nos sucedía en la anterior instalación, el hecho de ser una instalación fotovoltaica aislada de la red, nos obliga a dimensionar la instalación tomando como referencia el peor mes de producción y, por lo tanto, quedando el resto de meses la instalación sobredimensionada.

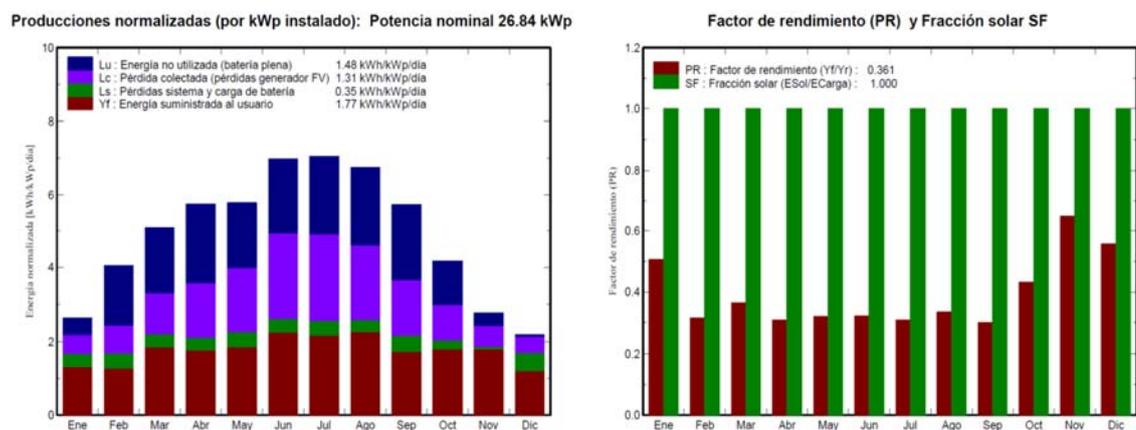


Figura 5.7. Se muestran resultados de producción y rendimiento.

En la figura 5.7, se puede apreciar de forma más gráfica los resultados contenidos en la tabla 5.5. Podemos observar cómo en el resto de meses diferentes a diciembre, hay energía sobrante que no puede almacenarse ni utilizarse. Para lo cual como ya comentamos, se podrían configurar ciertas cargas para los meses de mayor producción, aprovechando el potencial de energía que podría producirse.

También tomando de referencia la figura 5.7 (histograma de la derecha), vemos que el factor de rendimiento es del 36.1% lo que nos da una idea de que una gran cantidad de la energía incidente no se transforma en electricidad.

En la siguiente figura, se muestran las pérdidas en las que incurriría nuestra instalación, y la potencia final que generaríamos en esta instalación simulada.

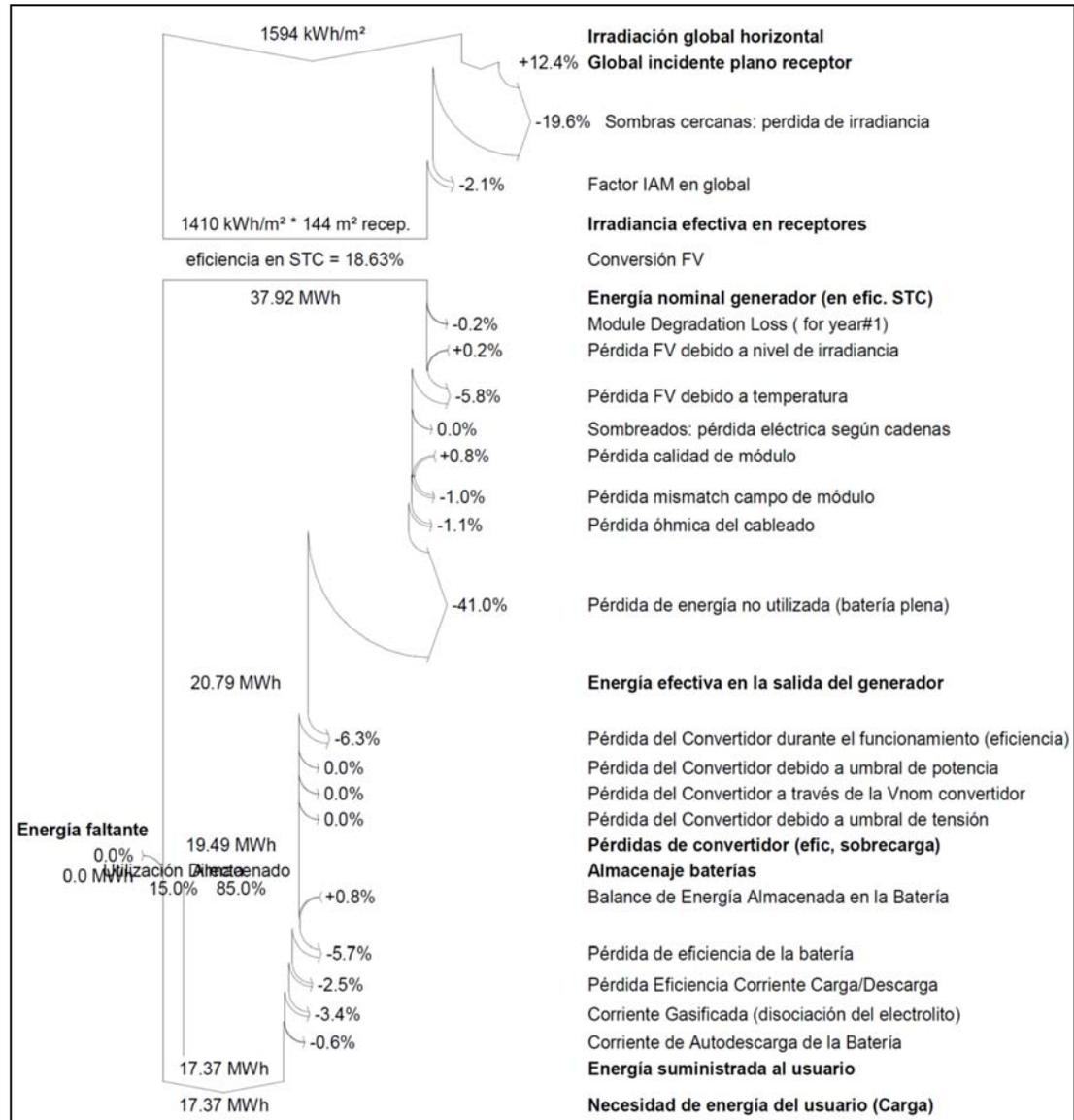


Figura 5.8. Diagrama anual de pérdidas.

En la figura 5.8, se nos presenta de forma gráfica, las pérdidas de nuestra instalación y el balance de energía desde, la irradiancia inicial, hasta la energía suministrada a la carga.

Como ya vimos anteriormente la inclinación y la orientación de nuestros paneles, suponen una gran porcentaje de pérdida de irradiación, pero en este caso al poder inclinar los paneles buscando su inclinación óptima el balance es positivo (+12.4% sobre la irradiación).

Siendo las grandes pérdidas provocadas por las sombras cercanas (-19.6% sobre la irradiación global), aunque el balance sobre la irradiación sería de (+12.4% -19.6%= -7.2% de irradiación, unas pérdidas muy inferiores respecto de otras configuraciones ya estudiadas).

Las pérdidas eléctricas, que corresponderían, entre otras, a las concernientes al generador fotovoltaico y a las pérdidas en el cableado (suponiendo una caída de tensión en el cableado interno del 1,5%, del generador hasta la batería) que todo ello harían que la energía producida sea un -7,1 % de la nominal (1,1% pérdidas de cableado del panel y un 6 % pérdidas en el panel solar).

Las pérdidas que corresponden a la energía que no puede ser almacenada y no se consume representarían un -41% de la energía nominal del generador. Aunque como se comentó con la instalación anterior, se podrían buscar consumos no prioritarios que se pudiesen energizar con la energía sobrante.

Las pérdidas en el regulador ascienden a un -6,3% de la energía efectiva a la salida del generador.

Y por último las pérdidas en la batería que supondrían un -11,4% de la energía producida.

Todas estas pérdidas nos hacen que de 37,92MWh/año de energía producida, se transformen en 17,37MWh/año de energía suministrada, lo cual nos hace comprobar el peso de las pérdidas en las características de nuestra instalación.

o Características instalación

A continuación se muestra un resumen con los componentes de la instalación fotovoltaica, en la configuración de paneles en lamas sobre la escalera de emergencia:

Numero de módulos FV	En serie	11 módulos	En paralelo	8 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	88	Pnom unitaria	305 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	26.84 kWp	En cond. funciona.	24.12 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	316 V	I mpp	76 A
Superficie total	Superficie módulos	144 m²	Superf. célula	128 m²
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	69 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Module average degradation	Year no	1	Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado		
Batería	Modelo	Secura OPzV_3250		
	Fabricante	BAE Secura		
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	10950 Ah
	N° de unidades	24 en serie x 3 en paralelo		
	Temperatura	Fijo (20°C)		
Controller	Modelo	Conext_MPPT_80_600 - 48V		
	Fabricante	Schneider Electric	nb units	6
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	96.0/93.6 %		
Battery management control	Threshold commands as	Battery voltage		
	Carga	54.9 / 50.2 V	Corresp. SOC	0.94 / 0.75
	Descarga	45.5 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.11 / 0.45
Necesidades de los usuarios	:Cons. domésticos diarios media	Modulación estacional 48 kWh/Día		

5.2.5 Cálculo del Inversor y de las características de la instalación definitivas.

En este epígrafe vamos a tener en cuenta la instalación de los inversores CC/CA y de las secciones y longitudes del cableado de la instalación, para así poder obtener unos resultados de simulación más exactos.

- o Inversores CC/CA

Anteriormente se ha realizado la simulación, teniendo en cuenta que todo el circuito eléctrico se dimensiona en corriente continua. Pero esto no será así y PVSyst, no puede simular una parte en corriente continua y otra en corriente alterna, es por eso que tendremos que dimensionar el inversor de nuestra instalación y añadirlo como una carga más de nuestra instalación a la hora de hacer la simulación.

Por ello vamos a realizar nuestra instalación teniendo en cuenta que nuestras baterías funcionan a 48V y que tenemos tres cargas con una potencia nominal de 9665W. Lo que nos condiciona al uso del siguiente inversor:

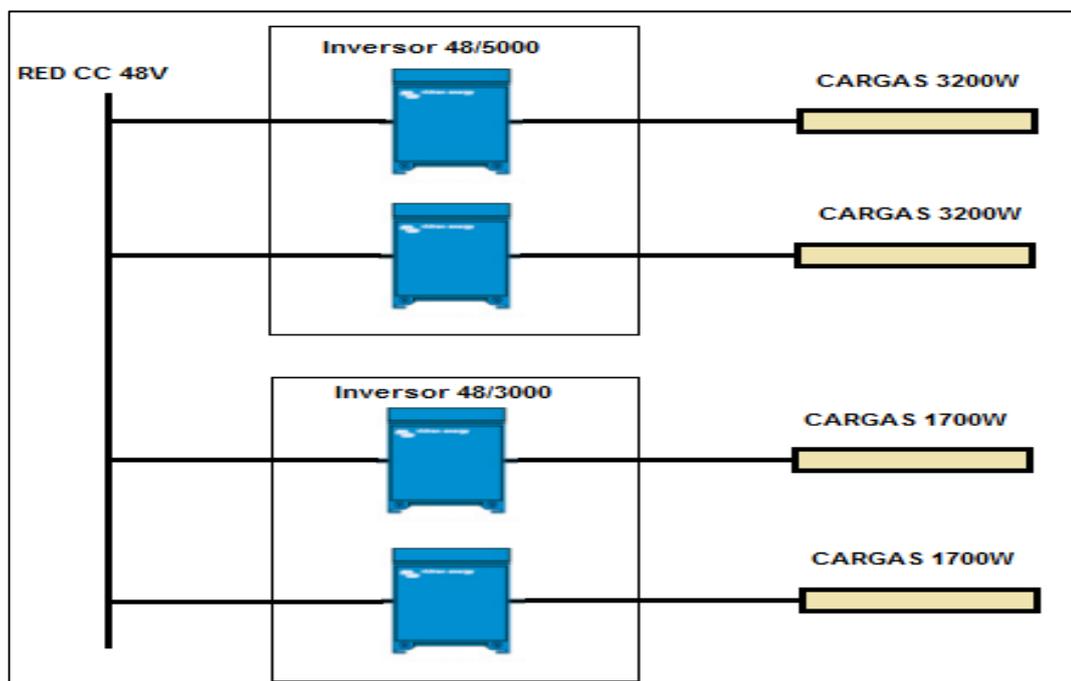
Marca:	VictronEnergy
Modelo:	Phoenix Inverter 48/5000
Rango de Tensión de Entrada:	38 - 66V
Eficacia máxima:	94/95%
Consumo en vacío:	25W
Potencia cont. de salida 25 °C	4000W
Pico de Potencia:	10000W

De este modelo necesitaremos dos unidades, cubriendo un máximo de 8kW de carga.

Por lo tanto para hacer frente a todas las cargas deberemos de instalar dos inversores más que cubran el resto de potencia de las cargas:

Marca:	VictronEnergy
Modelo:	Phoenix Inverter 48/3000
Rango de Tensión de Entrada:	38 – 66V
Eficacia máxima:	94/95%
Consumo en vacío:	25W
Potencia cont. de salida 25 °C	2400W
Pico de Potencia:	6000W

De esta forma tendremos la instalación en funcionamiento sin llegar al máximo de potencia admisible de los inversores. La configuración será como se muestra en el siguiente esquema:



Croquis de la instalación de los inversores y las cargas conectadas

o Secciones de los conductores

En el epígrafe 6, se verá con mayor detenimiento el cálculo de las secciones de los conductores, por lo que en este apartado simplemente se hará mención de dichas secciones que servirán para realizar la simulación definitiva.

Tramo	Sección (mm ²)
Secciones desde los grupos de paneles solares hasta los reguladores.	25
Secciones desde los reguladores hasta las cajas de conexiones 1 y 2.	150
Secciones desde las cajas de conexiones 1 y 2 hasta el banco de baterías.	300
Banco de baterías hasta inversores 1A y 2A.	150
Banco de baterías hasta inversores 1B y 2B.	150
Desde inversores 1A y 2A a CGP.	25
Desde inversores 1B y 2B a CGP.	25

Tabla 5.8. Secciones de conductores

o Paneles Solares

Al añadir el inversor en nuestra instalación estamos añadiendo en definitiva una carga más, como el inversor elegido tiene una eficiencia de entorno un 94%, vamos a añadir que este componente supone una carga de **600W** para nuestra instalación durante las horas de funcionamiento de las luminarias, balizas y puntos de recarga.

Para hacer frente a estas nuevas cargas y asegurar el suministro eléctrico durante el peor mes, vamos a aumentar el número de paneles solares de la marca y modelo ya escogidos.

La instalación tendrá 96 paneles solares, ocupando una superficie de 157 m², con una potencia nominal instalada de 29,28 KWp.

A través de la simulación hemos obtenido los siguientes datos que nos aclararán la previsión de generación, consumo, etc. En la siguiente tabla veremos el balance de energía de nuestra instalación:

	EArray	E Load	E User
	kWh	kWh	kWh
Enero	1537	1224	1224
Febrero	1408	1065	1065
Marzo	1997	1695	1695
Abril	1884	1569	1569
Mayo	2058	1695	1695
Junio	2300	1980	1980
Julio	2336	1980	1980
Agosto	2330	2056	2056
Septiembre	1918	1531	1531
Octubre	1884	1653	1653
Noviembre	1631	1592	1592
Diciembre	1501	1118	1118
Año	22784	19157	19157

Tabla 5.9. Energía a la salida del generador, energía que necesita la carga y energía suministrada a la carga.

En la anterior tabla tenemos el balance de energía, entre la energía efectiva a la salida del generador fotovoltaico y las necesidades de energía de las cargas, que como puede comprobarse las necesidades están más que cubiertas.

o Baterías

Seguiríamos teniendo el mismo tipo de baterías que en el estudio previo y el mismo número.

- 24 baterías en serie x 3 en paralelo.
- Capacidad nominal de 10950Ah.

Arrojando los siguientes resultados en la simulación:

	U Batt	SOCmean	SOC End	WeCycle	WeState	MGass	EffBatI	EffBatE
	V			%	%	liter	%	%
Enero	49.9	0.677	1.000	0.17	100.0	2.632	1047.53	1036.43
Febrero	51.0	0.895	1.000	0.20	100.0	8.738	1139.80	1109.90
Marzo	51.0	0.886	1.000	0.29	100.0	10.040	829.56	809.15
Abril	51.0	0.895	1.000	0.27	100.0	9.228	898.69	875.96
Mayo	51.0	0.890	1.000	0.27	100.0	10.136	870.52	848.74
Junio	51.0	0.890	1.000	0.32	100.0	9.471	764.76	745.97
Julio	51.0	0.885	1.000	0.33	100.0	8.119	722.57	704.74
Agosto	51.0	0.890	1.000	0.35	100.0	9.404	724.45	705.95
Septiembre	51.0	0.894	1.000	0.26	100.0	8.801	905.37	881.43
Octubre	51.0	0.890	1.000	0.27	100.0	10.077	959.12	935.52
Noviembre	50.4	0.791	0.000	0.21	100.0	4.666	1061.37	1094.72
Diciembre	49.9	0.685	1.000	0.12	100.0	1.148	1128.19	1072.47
Año	50.8	0.847	1.000	3.07	100.0	92.462	157.93	153.95

Tabla 5.10. Rendimientos y funcionamiento de las baterías.

U Batt - Tensión media de la batería
SOCmean - Estado Medio de Carga durante el periodo
SOC End - Estado de Carga al final del intervalo
WeCycle - Desgaste debido a los ciclos
WeState - Estado de desgaste (ciclos y envejecimiento)
MGass - Masa de Electrolito Disociada por celda
EffBatI - Eficiencia corriente batería carga/descarga
EffBatE - Eficiencia energía batería carga/descarga

Leyenda de la tabla anterior.

La tabla anterior nos da una noción del estado de carga y conservación de nuestras baterías.

Se puede comprobar que cada año se perdería un 3,07% de la capacidad de las baterías debido al desgaste de los ciclos.

Durante todo el año el estado medio de carga de nuestras baterías sería del 84,7% al final del intervalo.

o Regulador de tensión:

Serían del mismo tipo de reguladores que en el estudio previo. Se contarían con ocho reguladores, capaces de controlar toda la potencia que generarían nuestros paneles y que demandarían nuestras cargas.

o Resultados de la simulación:

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	50.7	66.0	1.712	0.307	0.000	1.224	1.224	1.000
Febrero	79.8	94.6	2.505	1.194	0.000	1.065	1.065	1.000
Marzo	128.0	128.4	3.320	1.451	0.000	1.695	1.695	1.000
Abril	157.4	136.9	3.486	1.732	0.000	1.569	1.569	1.000
Mayo	182.5	135.5	3.375	1.468	0.000	1.695	1.695	1.000
Junio	222.3	153.7	3.770	1.618	0.000	1.980	1.980	1.000
Julio	229.0	162.9	3.951	1.754	0.000	1.980	1.980	1.000
Agosto	199.6	164.6	3.982	1.787	0.000	2.056	2.056	1.000
Septiembre	146.3	140.8	3.465	1.666	0.000	1.531	1.531	1.000
Octubre	97.1	105.8	2.690	0.940	0.000	1.653	1.653	1.000
Noviembre	57.0	67.6	1.718	0.219	0.000	1.592	1.592	1.000
Diciembre	44.2	53.2	1.370	0.001	0.000	1.118	1.118	1.000
Año	1593.9	1410.1	35.343	14.138	0.000	19.157	19.157	1.000

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fración solar (EUtilizada/ECarga)

Tabla 5.11. Balances y resultados principales

En la tabla anterior se visualiza cómo las necesidades de energía de las cargas son solventadas, permitiendo incluso tener energía sobrante, al encontrarse las baterías llenas. Aunque se puede apreciar cómo el aumento de los paneles comparando con el estudio previo, no ha sido suficiente frente al aumento de las pérdidas (inversores, más reguladores y pérdidas del cableado) de la instalación.

El hecho del aumento de las cargas frente al aumento de la generación, nos vendrá indicado en el índice del rendimiento que veremos a continuación, si el índice del rendimiento es mayor que en el estudio previo, significará que el aumento de las cargas ha sido mayor que el de la generación y por lo tanto la energía sobrante será menor.

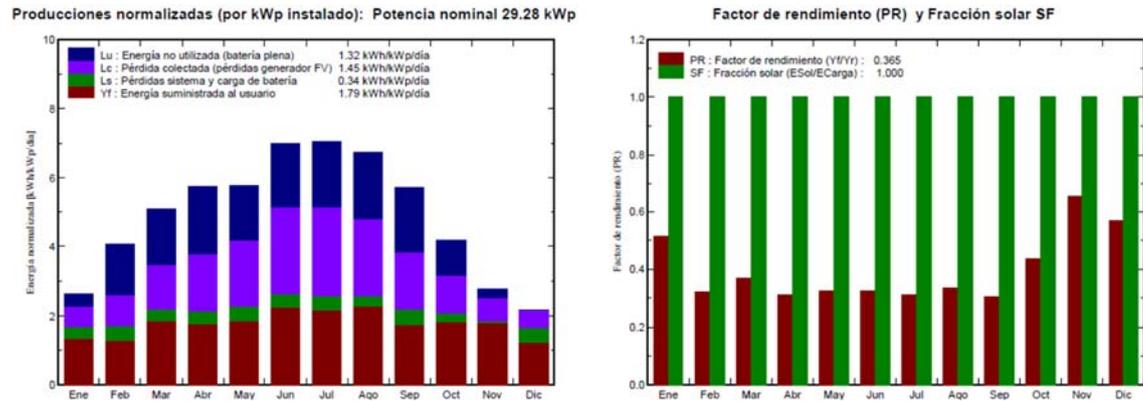


Figura 5.9. Se muestran resultados de producción y rendimiento

En las gráficas anteriores se aprecia de forma más visual lo que hemos venido comentando en las tablas anteriores.

Al aumentar el número de paneles, aumenta la energía producida pero al aumentar las cargas, se puede apreciar que la magnitud de energía no utilizada es menor que en el estudio previo.

Además, el rendimiento ahora es del 36,5%. Un poco más que en el estudio previo, lo que lleva a pensar que se aprovecha más la energía, y se afirma lo que venimos comentando, aumentan en mayor escala los consumos que la generación.

A continuación se verá el balance de pérdidas de nuestra simulación, con todas las cargas ya situadas. Con este balance tendremos una idea más específica de las pérdidas que se aglutinan en la instalación.

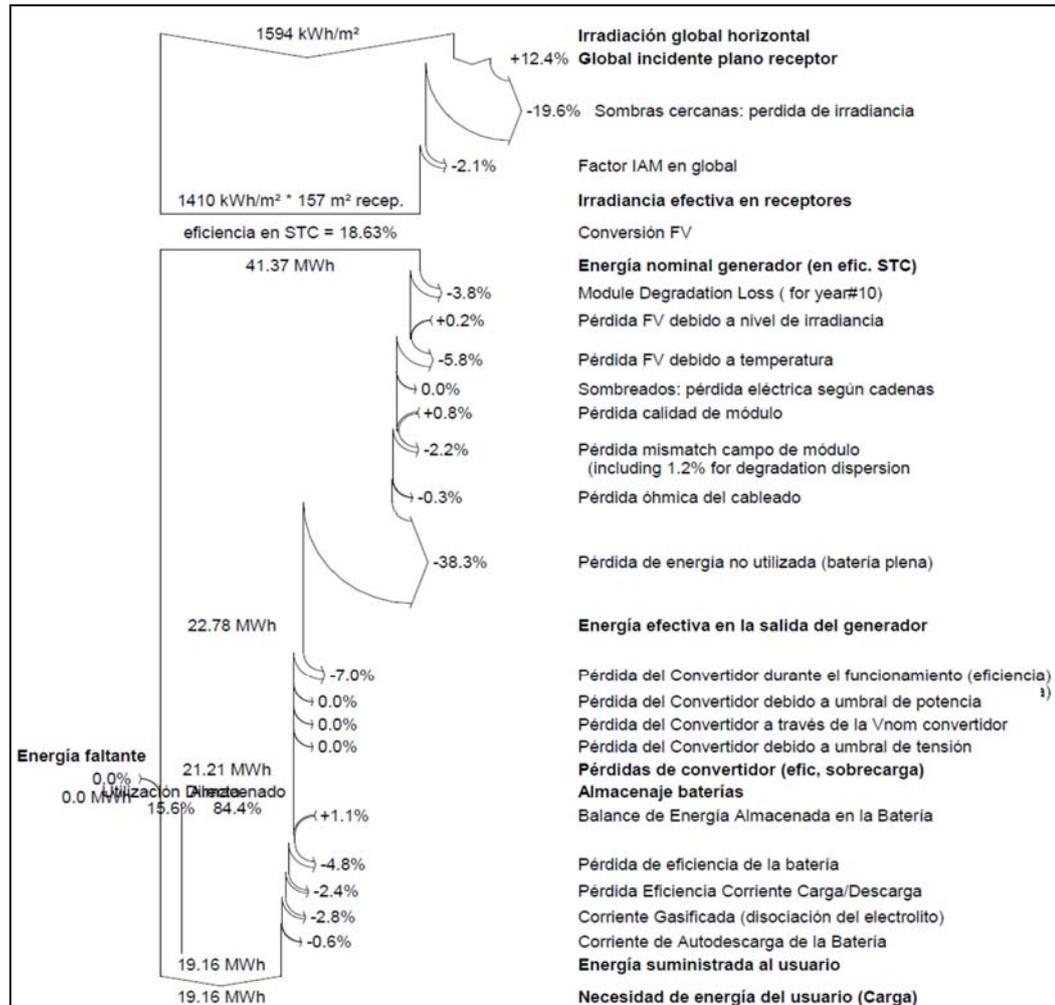


Fig. 5.10. Diagrama de pérdidas de la simulación de la instalación.

Las pérdidas del módulo serían de un -10,8% y un -0,3% de pérdidas del cableado. Tendremos que las pérdidas de energía no utilizada al tener la batería plena serán de un -38,8%.

Las pérdidas del regulador en el caso definitivo serán de un -7% que junto a las pérdidas de las baterías (-9,5%) y a las pérdidas antes señaladas, podremos suministrar a las cargas 19,16 MWh al año.

Como se puede apreciar, la instalación está sobredimensionada, esto es así para poder paliar pérdidas que puedan aumentar o que no haya tenido en cuenta la simulación, o ante la posible ampliación de las baterías y poder así aumentar la potencia de las cargas que se suministren desde nuestra instalación. O también se podrían aumentar el número de horas en las que las cargas permanecen activadas en los meses de mayor producción.

o Características de la instalación

Por lo tanto con las características que hemos calculado nuestra instalación, permiten de forma holgada hacer frente a las cargas que se han establecido y hacer frente a nuevas ampliaciones que puedan visualizarse en un futuro.

De este modo las características de nuestra instalación quedarían resumidas de este modo:

Número de módulos FV	En serie	12 módulos	En paralelo	8 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	96	Pnom unitaria	305 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	29.28 kWp	En cond. funciona.	26.32 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	345 V	I mpp	76 A
Superficie total	Superficie módulos	157 m²	Superf. célula	140 m²
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	10 mOhm	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.2 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Module average degradation	Year no	10	Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado		
Batería	Modelo	Secura OPzV_3250		
	Fabricante	BAE Secura		
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	10950 Ah
	N° de unidades	24 en serie x 3 en paralelo		
	Temperatura	Fijo (20°C)		
Controller	Modelo	Conext_MPPT_80_600 - 48V		
	Fabricante	Schneider Electric		
	Tecnología	MPPT converter	nb units	8
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	96.0/93.6 %	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Battery management control	Threshold commands as	Battery voltage		
	Carga	54.9 / 50.2 V	Corresp. SOC	0.93 / 0.75
	Descarga	45.5 / 48.9 V	Corresp. SOC	0.11 / 0.45

6. Cálculo de las Secciones de cable

En este epígrafe vamos a calcular las secciones de cableado atendiendo a varias instrucciones técnicas del REBT. Por un lado nos fijaremos en la ITC-BT 40, que nos dice: *“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%”*. Y por otro lado tendremos en cuenta la ITC-BT 19 que nos mostrará las secciones de cable normalizados de cobre y sus intensidades admisibles.

Vamos a suponer siguiendo la directiva de la ITC-BT 40 que desde el generador hasta la CGP no haya más del 1,5% de caída de tensión.

Para facilitar la instalación y la compra de material, vamos a utilizar dos secciones distintas para el cableado, que serán 25mm², 150 mm², y 300mm² lo que conllevará menores costes y mayor facilidad a la hora de realizar la instalación.

Por lo tanto a la hora de calcular las secciones tendremos en cuenta una caída de tensión supuesta para cada tramo de cableado y escogeremos la sección más cercana, recalculando la caída de tensión con la sección seleccionada. Como se ha explicado, la norma no permite caídas de tensión de más del 1,5%, por eso se realizarán los cálculos teniendo en mente ese máximo a no rebasar por la suma de los tramos de la instalación.

6.1 Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.

Como vimos en el epígrafe 5, en esta instalación contamos con 128 paneles fotovoltaicos (8 cadenas en paralelo de 16 paneles en serie), contaremos con tres reguladores, un conjunto de baterías y un inversor de corriente para alimentar la supuesta carga de 2968W.

6.1.1. Secciones de los paneles solares a las cajas de conexiones.

Para este tramo de cable hemos supuesto que tendremos una caída de tensión del 0,3%. Se conectará cada cadena de paneles a la caja de conexiones, de donde saldrá con un solo conductor para el positivo y un conductor para el negativo. Dimensionaremos este tramo para la cadena de paneles más alejada (situación más desfavorable) que será de una longitud de 30 metros.

Sección del grupo de paneles 1 a la caja de conexiones 1:

Conectaremos a la caja de conexiones 5 cadenas en paralelo de 8 paneles en serie. Para la situación más desfavorable (cadena de paneles más alejada), tendremos una corriente de cortocircuito (máxima) de 2,6A y usaremos la tensión nominal (45V*8paneles = 360V) por ser la más restrictiva frente a la tensión de circuito abierto o la tensión de del punto de potencia máxima. Por lo tanto la sección para este tramo será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{cu} \times \Delta V} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times \left(360 \times \frac{0,3}{100}\right)} = 2,57 mm^2$$

Por lo tanto escogeremos la sección de 25 mm², lo que hará disminuir considerablemente la caída de tensión para las condiciones técnicas vislumbradas, con lo que la nueva caída de tensión para este tramo, será:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{360V}{100}} = 0,031\%$$

Lo que conlleva que nos sobre del 0,3% de caída de tensión inicial planteado al 0,031% de caída de tensión, una porcentaje del 0,27% de caída de tensión en este tramo.

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 84A, superando el 125% de la intensidad máxima del generador que indica la ITC-BT 40.

Sección del grupo de paneles 2 a la caja de conexiones 2:

Conectaremos a la caja de conexiones 5 cadenas en paralelo de 8 paneles en serie, lo que nos proporcionará una corriente de cortocircuito (máxima) de 2,6A y usaremos la tensión nominal (45V*8paneles = 360V).

Usamos la situación más desfavorables que son la cadena de paneles más alejada a 30 metros, con I=2,6A y V=360V.

Por lo tanto la sección para este tramo será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (360 \times \frac{0,3}{100})} = 2,57mm^2$$

Por lo tanto escogeremos la sección de 25 mm², lo que hará disminuir considerablemente la caída de tensión para las condiciones técnicas vislumbradas, con lo que la nueva caída de tensión para este tramo, será:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{360V}{100}} = 0,031\%$$

Lo que conlleva que nos sobre del 0,3% de caída de tensión inicial planteado al 0,031% de caída de tensión, una porcentaje del 0,27% de caída de tensión en este tramo.

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 84 A, superando el 125% de la intensidad máxima del generador que indica la ITC-BT 40.

Sección del grupo de paneles 3 a la caja de conexiones 3:

Conectaremos a la caja de conexiones 6 cadenas en paralelo de 8 paneles en serie. Cada panel nos proporcionará una corriente de cortocircuito (máxima) de 2,6A y usaremos la tensión nominal (45V).

Usamos la situación más desfavorables que son la cadena de paneles más alejada a 30 metros, con I=2,6A y V=360V.

Por lo tanto la sección para este tramo será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (360 \times \frac{0,3}{100})} = 2,57mm^2$$

Por lo tanto escogeremos la sección de 25 mm², lo que hará disminuir considerablemente la caída de tensión para las condiciones técnicas vislumbradas, con lo que la nueva caída de tensión para este tramo, será:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{30m \times 2,6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{360V}{100}} = 0,031\%$$

Lo que conlleva que nos sobre del 0,3% de caída de tensión inicial planteado al 0,031% de caída de tensión, una porcentaje del 0,27% de caída de tensión en este tramo.

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 84A, superando el 125% de la intensidad máxima del generador que indica la ITC-BT 40.

6.1.2. Secciones de las cajas de conexiones a los reguladores.

Este tramo contará con dos conductores (uno positivo y otro negativo), suponiendo que tendremos una caída de tensión del 0,3% y una longitud máxima de 40 metros.

Sección desde caja de conexiones 1 a regulador 1.

La tensión será de (45V*8paneles en serie), 360V y la intensidad máxima será de 13A (5 cadenas de paneles en paralelo, 2,6A*5).

La sección será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (360 \times \frac{0,3}{100})} \cong 25mm^2$$

La caída de tensión para esta sección será de:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,258\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 88A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Sección desde caja de conexiones 2 a regulador 2.

La tensión será de (45V*8paneles en serie), 360V y la intensidad máxima será de 13A (5 cadenas de paneles en paralelo, 2,6A*5).

La sección será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (360 \times \frac{0,3}{100})} \cong 25mm^2$$

La caída de tensión para esta sección será de:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,258\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 88A, superando el 125% de la intensidad máxima del generador que indica la ITC-BT 40.

Sección desde caja de conexiones 3 a regulador 3.

La tensión será de (45V*8paneles en serie), 360V y la intensidad máxima será de 15,6A (6 cadenas de paneles en paralelo, 2,6A*6).

La sección será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (360 \times \frac{0,3}{100})} \cong 25mm^2$$

La caída de tensión para esta sección será de:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{40m \times 13A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,258\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 88A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.1.3. Secciones desde los reguladores a la caja de conexiones 4.

Estos tres tramos, consistirán en la unión de salida de los tres reguladores y su entrada en la caja de conexiones 4. Supondremos que la longitud máxima será de 7 metros (Suponemos que desde el regulador hasta la CGP, todos los componentes estén en un mismo cuarto eléctrico) y una caída de tensión de 0,3%.

Tendremos en cada tramo, 80A y 48V, que serán los parámetros máximos de salida del regulador. Por eso la sección de los tres tramos será:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,3}{100})} \cong 150mm^2$$

La caída de tensión para esta sección será de:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,277\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.1.4. Secciones desde la caja de conexiones 4 a conexión en baterías.

De la caja de conexiones 4 saldrán un conductor para cada polaridad conectando el banco de baterías. Supondremos que la longitud de la conexión es de 2 metros y una caída de tensión de 0,3%.

Tendremos en este tramo 240A máximos y 48V, lo que nos haría necesitar una sección:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{2m \times 240A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,3}{100})} = 119,04mm^2$$

Usaremos por tanto la sección de 150 mm², lo que nos llevaría a determinar la nueva caída de tensión de la siguiente forma:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{2m \times 240A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,238\%$$

Con lo cual la caída de tensión que tendríamos sería menor de la que inicialmente se ha supuesto.

Aunque la caída de tensión cumpla con los cálculos de la sección de 150mm², no se cumple la regla que impone la norma de que la intensidad que soporte el conductor sea 125% mayor que la máxima corriente que pueda circular por él. Lo que nos obliga a utilizar en ese tramo de cableado una sección de 240mm², pero por disponibilidad usaríamos 300mm².

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección (300mm²) en 2xPVC, la intensidad máxima es de 404A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Con lo cual la caída de tensión para este tramo será finalmente de:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{2m \times 240A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 300mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,119\%$$

6.1.5. Secciones desde la conexión en baterías hasta el inversor.

El inversor que hemos elegido tendrá una potencia de 4000W, lo que permitirá una entrada máxima a 48V y 83A de corriente continua.

Las características de este tramo son una longitud de 5 metros, y una caída de tensión del 0,4%. Calculando la sección:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{5m \times 83A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,4}{100})} \cong 95mm^2$$

Por lo que escogeremos la sección de 150mm², lo que implicará reformular la caída de tensión:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{5m \times 83A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,205\%$$

Lo que supondrá una disminución de la caída de tensión del 0,194% frente al 0,4% supuesto inicialmente.

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.1.6. Secciones desde el inversor hasta Cuadro General de protección.

El inversor escogido de 4000W, podrá dar una salida máxima trifásica de corriente alterna de 400V de línea y 6A.

Las características de este tramo son una longitud de 5 metros, y una caída de tensión del 0,1%. Calculando la sección:

$$S = \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times \left(400 \times \frac{0,1}{100}\right)} \cong 1,5mm^2$$

Por lo tanto usaremos cuatro conductores de sección 25mm², con lo que la caída de tensión máxima será:

$$\begin{aligned} \Delta V[\%] &= \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{400V}{100}} \\ &= 0,0092\% \end{aligned}$$

Con lo cual, frente al 0,1% de caída de tensión inicialmente propuesto, tendremos finalmente una caída de tensión máxima (Calculado con las condiciones más extremas), de 0,0092%

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 4, podremos comprobar que para esa sección en 3xPVC, la intensidad máxima es de 77A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Como se ha visto en todos los tramos de cableado anteriores, si se sumasen todas las caídas de tensión supuestas inicialmente a cada uno de ellos, la suma sería de 1,5% de caída de tensión que viene marcada por la ITC-BT 40.

Aunque en los cálculos se han utilizado intensidades y longitudes máximas, lo que hace que sea difícil llegar al 1,5% de caída de tensión, lo que nos lleva a sumar todas las caídas de tensión de cada trama habiendo utilizado tres tipos de sección (25mm², 150mm² y 300mm²).

La caída de tensión total de la instalación será:

$$\Delta V[\%] = 0,8992\% < 1,5\%$$

Con lo cual la instalación con las secciones calculadas, cumple con la norma ITC-BT 40.

6.2. Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.

Como se vio en el epígrafe 9, en esta instalación contamos con 96 paneles fotovoltaicos (8 cadenas en paralelo de 12 paneles en serie). Contaremos con ocho reguladores (uno por cada cadena de paneles), un conjunto de baterías y cuatro inversores de corriente (2x4000W y 2x2400W), para alimentar la supuesta carga de 9665W.

Para los cálculos vamos a utilizar las condiciones de funcionamiento máximas de cada uno de los elementos de la instalación y de los paneles fotovoltaicos, usaremos las características que se muestren más desfavorables como la corriente de cortocircuito de 10,2A y una tensión nominal de 27V.

Como se vio en el apartado anterior, se intentará homogeneizar las secciones utilizadas en el cableado a dos; 25mm², 150 mm y 300mm².

6.2.1. Secciones desde los grupos de paneles solares hasta los reguladores.

Cada cadena de paneles fotovoltaicos de 12 paneles en serie, estarán conectados a un regulador, por lo que tendremos 8 tramos idénticos, con 16 conductores. Para calcular la sección de estos tramos vamos a suponer la situación más desfavorable, suponiendo una longitud de conductor de 70 metros de longitud.

Cada tramo deberá soportar una corriente máxima de 10,2A y una tensión de 324V (12paneles en serie * 27V_n). Supondremos una caída de tensión de 0,6%

El cálculo de la sección será el siguiente:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{70m \times 10,2A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (324 \times \frac{0,6}{100})} \cong 13,11mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 25 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{70m \times 10,2A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{324V}{100}} = 0,314\%$$

Una caída de tensión prácticamente la mitad que la supuesta inicialmente.

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 84A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.2.2. Secciones desde los reguladores hasta las cajas de conexiones 1 y 2.

Los siguientes tramos serán desde la salida de los reguladores hasta las cajas de conexiones 1 y 2, de tal manera que se agrupen 4 salidas de reguladores (8 conductores) con una caja de conexiones. Tendremos dos cajas de conexiones porque si tuviésemos solo una, la sección debería ser mayor de 300mm² y esas secciones, si existiesen, estarían fuera de la norma ITC-BT 19. Los elementos de la instalación desde el regulador hasta la CGP, deberán situarse en un mismo cuarto eléctrico, para acortar de esta forma las longitudes de conductor.

Reguladores 1, 2, 3 y 4 hasta caja de conexiones 1.

Cada regulador podrá regular la corriente continua de entrada en una corriente de salida de 48V y 80A máximos.

Por lo tanto tendremos 4 tramos, cada uno de los cuales deberá soportar 48V y 80A, suponiendo una caída de tensión del 0,3% y 7 metros de longitud.

La sección calculada será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,3}{100})} = 138,88 \text{ mm}^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 150 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,277\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Reguladores 5, 6, 7 y 8 hasta caja de conexiones 2.

Como se ha comentado anteriormente, el regulador podrá regular la corriente continua de entrada en una corriente de salida de 48V y 80A máximos.

Por lo tanto tendremos 4 tramos, cada uno de los cuales deberá soportar 48V y 80A, suponiendo una caída de tensión del 0,3% y 7 metros de longitud.

La sección calculada será de:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,3}{100})} \cong 150mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 150 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{7m \times 80A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,277\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.2.3. Secciones desde las cajas de conexiones 1 y 2 hasta el banco de baterías.

Desde cada una de las cajas de conexiones 1 y 2 saldrán 2 conductores, hasta su acoplamiento al banco de baterías, en vez de los 8 de entrada, lo que hará que deban soportar la suma de intensidades de los cuatro tramos de entrada.

Las características eléctricas que deben soportar los conductores a la salida de las cajas de conexiones son una tensión de 48V y una intensidad de 320A. Además la caída de tensión será del 0,1% y la longitud de 1 metro. La sección calculada será:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{1m \times 320A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,1}{100})} = 238,09 mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 300 mm² ya que la intensidad máxima es elevada y será el factor determinante para seleccionar la sección correcta según la ITC-BT 40.

La caída de tensión para esta sección, será la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{1m \times 320A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 300 mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,079\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 404A, no superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.2.4. Secciones desde el banco de baterías hasta los inversores.

Tendremos 4 inversores conectados a la salida de las baterías para suministrar la energía eléctrica de las cargas.

- Los inversores 1A y 2A, serán dos inversores de 4000W conectados en paralelo.
- Los inversores 1B y 2B, serán dos inversores de 2400W conectados en paralelo.

Banco de baterías hasta inversores 1A y 2A.

Cada uno de estos dos tramos deberá soportar 48V y 83A, parámetros máximos que soporta el inversor a su entrada. La longitud de cable estimada será de 5 metros y una caída de tensión del 0,4%.

La sección calculada será:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{5m \times 83A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,4}{100})} = 77,19 mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 150 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{5m \times 83A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150 mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,205\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Banco de baterías hasta inversores 1B y 2B.

Cada uno de estos dos tramos deberá soportar 48V y 50A que serían los parámetros máximos que soporta el inversor. La longitud de cable estimada será de 5 metros y una caída de tensión del 0,4%.

La sección calculada será:

$$S = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = 2 \times \frac{5m \times 50A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (48 \times \frac{0,4}{100})} = 46,503 mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 150 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\Delta V[\%] = 2 \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = 2 \times \frac{5m \times 50A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 150 mm^2 \times \frac{48V}{100}} = 0,124\%$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 5, podremos comprobar que para esa sección en 2xPVC, la intensidad máxima es de 260A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

6.2.5. Secciones desde los inversores hasta el Cuadro General de Protección.

Desde inversores 1A y 2A a CGP.

Cada uno de estos dos tramos deberá soportar 400V de línea y 6A, parámetros máximos de salida del inversor en corriente alterna trifásica. La longitud de cable estimada será de 5 metros y una caída de tensión del 0,1%.

La sección calculada será:

$$S = \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times (400 \times \frac{0,1}{100})} = 2,31 mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 25 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\begin{aligned}\Delta V[\%] &= \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 6A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{400V}{100}} \\ &= 0,0092\%\end{aligned}$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 4, podremos comprobar que para esa sección en 3xPVC, la intensidad máxima es de 77A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Desde inversores 1B y 2B a CGP.

Cada uno de estos dos tramos deberá soportar 400V y 4A que serían los parámetros máximos que soporta el inversor. La longitud de cable estimada será de 5 metros y una caída de tensión del 0,1%.

La sección calculada será:

$$S = \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times \Delta V} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 4A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times \left(400 \times \frac{0,1}{100}\right)} = 1,546mm^2$$

Elegiremos por lo tanto una sección de 25 mm². Siendo la caída de tensión para esta sección, la siguiente:

$$\begin{aligned}\Delta V[\%] &= \sqrt{3} \times \frac{l \times I}{k_{CU} \times S \times \frac{V}{100}} = \sqrt{3} \times \frac{5m \times 4A}{56 \frac{m}{\Omega mm^2} \times 25mm^2 \times \frac{400V}{100}} \\ &= 0,00618\%\end{aligned}$$

Viendo la ITC-BT 19, en la tabla 1, columna 4, podremos comprobar que para esa sección en 3xPVC, la intensidad máxima es de 77A, superando el 125% de la intensidad máxima que indica la ITC-BT 40.

Como bien se vio anteriormente, para cada tramo de cableado se ha supuesto una caída de tensión máxima, que sumando todas tendríamos el 1,5% de caída de tensión marcado por la ITC-BT 40. Las condiciones de la instalación para alcanzar dicho porcentaje de caída de tensión son extremas, lo que resulta en una mayor seguridad de no alcanzar dichos valores máximos en comportamiento nominal.

Por lo tanto calculando las caídas de tensión totales tendremos:

- Para los tramos de cableado que comprende los inversores 1A y 2A:

$$\Delta V[\%] = 0,8842\% < 1,5\%$$

- Para los tramos de cableado que comprenden los inversores 1B y 2B:

$$\Delta V[\%] = 0,8\% < 1,5\%$$

Como podemos comprobar las caídas de tensión cumplen con la norma establecida.

7. Cálculo de protecciones eléctricas

En este epígrafe se van a presentar los cálculos para la definición de las protecciones eléctricas que se van a usar tanto en el circuito de corriente continua, como en el inicio del circuito de corriente alterna.

7.1. Cálculo de las protecciones del estudio de la instalación fotovoltaica en el saliente de las escaleras de la antigua fachada.

7.1.1. Protecciones circuito corriente continua.

- DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN:

Los descargadores de sobretensión como ya vimos en la introducción, protegerán el circuito frente a posibles efectos de sobretensión generados por rayos, al encontrarse la instalación en intemperie.

La salida de los paneles solares antes del regulador tendrá una tensión de $V_{oc}(-10^{\circ}C)=625V$, lo que nos lleva a necesitar dos descargadores de tensión (polo y neutro) de $V_{DC}=1000V$. Para lo que escogeremos el modelo de la marca DEHN, modelo: DG M YPV SCI 1000.



- FUSIBLES:

En esta instalación contaremos con varias cajas de conexiones donde instalaremos los fusibles de protección de sobre-intensidades.

La instalación generadora estará dividida en tres, correspondientes a los tres reguladores que tendremos.

En el primer tramo que uniría la salida de los paneles solares con la primera caja de conexiones (Cajas de conexiones 1, 2 y 3), instalaremos los fusibles de la marca SIBA, de calibre 3A, ya que la corriente de cortocircuito que circulará por estos tramos será de 2,6A.



En la caja de conexiones 4, que aglutinará todos los conductores que salen de los tres reguladores, pondremos un fusible que proteja la batería. Para ello seleccionaremos el fusible de la marca SIBA, de 250A de calibre.



El último fusible se situará antes del inversor, lo que nos lleva a buscar un fusible que soporte los 83A de corriente máxima que podrían entrar en el inversor a 48V. El fusible elegido será de la marca SIBA, modelo NH1XL 100A.



- INTERRUPTOR SECCIONADOR.

Situaremos un interruptor seccionador después del fusible que protege las baterías, en la caja de conexiones 4.

Como ya hemos visto, la intensidad máxima de los elementos en estos tramos será de 240A, por lo que nuestro elemento tendrá que ser capaz de abrir y cerrar este circuito. Para lo cual se ha tenido en cuenta la marca TELERGON, y el modelo S5000 DC S5-03154PRO, que permite establecer o interrumpir corrientes de hasta 315A.

7.1.2. Protecciones circuito corriente alterna.

Esta parte del circuito constará de la salida trifásica del inversor de la instalación hasta el cuadro general de protección, donde instalaremos todas las protecciones.

- INTERRUPTOR DIFERENCIAL Y PUESTA A TIERRA.

Seleccionaremos nuestro interruptor diferencial teniendo en cuenta que las cargas se encontrarán en la vía pública, por lo que entenderemos que la sensibilidad de dicho diferencial sea de 30mA. Para el inversor de 4000W del que obtendremos 6A máximo en la parte de corriente alterna, situaremos un diferencial tetrapolar de la marca ABB de 10 A de calibre y una sensibilidad de 30mA



Para el funcionamiento de los interruptores diferenciales y su correcta protección deberá situarse un circuito a tierra por el que puedan derivarse las faltas. Para ello vamos a escoger el esquema de tierras TT (ITC-BT 24), según la norma: "Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra."

Para ello conectaremos los inversores a tierra del siguiente modo, calculado a través de la ITC-BT 24:

La tensión de contacto límite será de 50V, al no estar las cargas en lugares conductores.

Usaremos la siguiente fórmula:

$$RA \times I_a \leq U \quad \text{donde:}$$

RA, es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

I_a, es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.

U, es la tensión de contacto límite convencional (50V).

Para calcular RA, nos basaremos en la ITC-BT 18. Suponemos que el terreno tiene una resistividad de 300Ωm, de electrodo usaremos una placa de cobre enterrada de perímetro 10m. Por lo que la resistencia a tierra será:

$$RA = 0,8 \times \frac{\text{resistividad del terreno}}{\text{Perímetro de la placa}} = 0,8 \times \frac{300}{10} = 24\Omega$$

$$RA \times I_a = 24\Omega \times 0,03A = 0,72V < 50V$$

Se cumple la premisa del REBT, el diferencial actuará protegiendo de contactos indirectos.

- INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO

Como en el caso del diferencial, situaremos un interruptor magnetotérmico para proteger las cargas que son alimentadas por cada inversor. Por lo tanto situaremos un interruptor magnetotérmico por cada inversor. Estos interruptores se situarán en el Cuadro General de Protección.

Para el inversor de 4000W, los magnetotérmicos serán de 4 polos, marca SASSIN, y Rango de intensidad 10A.



7.2. Cálculo de las secciones del estudio de la instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre la escalera de emergencia de la nueva torre-aulario.

7.2.1. Protecciones circuito corriente continua.

- DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN:

Los descargadores de sobretensión como ya vimos en la introducción, protegerán el circuito frente a posibles efectos de sobretensión generados por descargas atmosféricas, al encontrarse la instalación en intemperie.

La salida de los paneles solares antes del regulador tendrá una tensión de $V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})=533\text{V}$, lo que nos lleva a necesitar dos descargadores de tensión (para el polo y el neutro) de $V_{DC}= 600\text{V}$. Para lo que escogeremos el modelo de la marca DEHN, modelo: DG M YPV SCI 600.



- FUSIBLES:

Usaremos los fusibles para proteger los tramos del circuito de continua frente a las sobre-intensidades.

Colocaremos fusibles en los tramos que conecten la salida de los generadores fotovoltaicos con el regulador, para la protección de estos últimos, y en las cajas de conexiones 1 y 2, para proteger las baterías.

En el tramo que une las cadenas de paneles fotovoltaicos con el regulador, tendremos un intensidad de cortocircuito de 10,2A, por lo que nos obliga a elegir el elemento comercial superior más próximo que será de 12A, marca SIBA, modelo 12A (ACCFUS0011).



Para las cajas de conexiones 1 y 2, situaremos un fusible en cada una de ellas que proteja la entrada de las baterías de posibles sobre intensidades.

Tenemos que en la caja de conexiones 1 y 2, se unirán las salidas de los reguladores que tendrán una intensidad máxima de 80A, como se juntarán cuatro tramos, la caja de conexiones y el fusible, deberán soportar una intensidad máxima de 320A, por lo que escogeríamos un fusible de 350A para la salida de cada caja de conexiones, marca SIBA, modelo NH3L 350A (ACCFUS0040).



De igual forma habrá que proteger la entrada de los inversores de posibles sobre-intensidades, para ello colocaremos un fusible por cada inversor.

Para los inversores de 4000W, situaremos fusibles marca SIBA, modelo NH1XL 100A, ya que la corriente máxima será de 83A.

Para los inversores de 2400W, situaremos fusibles marca SIBA, modelo NH1XL 63A, ya que la corriente máxima será de 50A.

- INTERRUPTOR SECCIONADOR.

Situaremos un interruptor seccionador después del fusible que protege las baterías, en las cajas de conexiones 1 y 2.

Como ya hemos visto, la intensidad máxima de los elementos en estos tramos será de 320A, por lo que nuestro elemento tendrá que ser capaz de abrir y cerrar este circuito. Para lo cual se ha tenido en cuenta la marca TELERGON, y el modelo S5000 DC S5-04004PC0, que permite establecer o interrumpir corrientes de hasta 400A.



7.2.2. Protecciones circuito corriente alterna.

Esta parte del circuito constará de la salida trifásica de los cuatro inversores de la instalación hasta el cuadro general de protección, donde instalaremos todas las protecciones, siempre referidas a cada inversor.

- INTERRUPTOR DIFERENCIAL Y PUESTA A TIERRA.

Seleccionaremos nuestro interruptor diferencial teniendo en cuenta que las cargas se encontrarán en la vía pública, por lo que entenderemos que la sensibilidad de dicho diferencial sea de 30mA. Para los inversores de 4000W de los que obtendremos 6A máximo, situaremos los dos diferenciales tetrapolares de la marca ABB de 10 A de calibre y una sensibilidad de 30mA

Para los inversores de 2400W de los que obtendríamos 4A máximo, situaremos los mismos diferenciales tetrapolares que con los inversores de 4000W. Marca ABB de 10 A de calibre y una sensibilidad de 30mA.



Para el funcionamiento de los interruptores diferenciales y su correcta protección deberá situarse un circuito a tierra por el puedan derivarse las faltas. Para ello vamos a escoger el esquema de tierras TT (ITC-BT 24), según la norma: *"Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra."*

Para ello conectaremos los inversores a tierra del siguiente modo, calculado a través de la ITC-BT 24:

La tensión de contacto límite será de 50V, al no estar las cargas en lugares conductores.

Usaremos la siguiente fórmula:

$$R_A \times I_a \leq U \quad \text{donde:}$$

R_A , es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

I_a , es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.

U , es la tensión de contacto límite convencional (50V).

Para calcular R_A , nos basaremos en la ITC-BT 18. Suponemos que el terreno tiene una resistividad de $300\Omega\text{m}$, de electrodo usaremos una placa de cobre enterrada de perímetro 10m. Por lo que la resistencia a tierra será:

$$R_A = 0,8 \times \frac{\text{resistividad del terreno}}{\text{Perímetro de la placa}} = 0,8 \times \frac{300}{10} = 24\Omega$$

$$R_A \times I_a = 24\Omega \times 0,03A = 0,72V < 50V$$

Se cumple la premisa del REBT, el diferencial actuará protegiendo de contactos indirectos.

- INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO

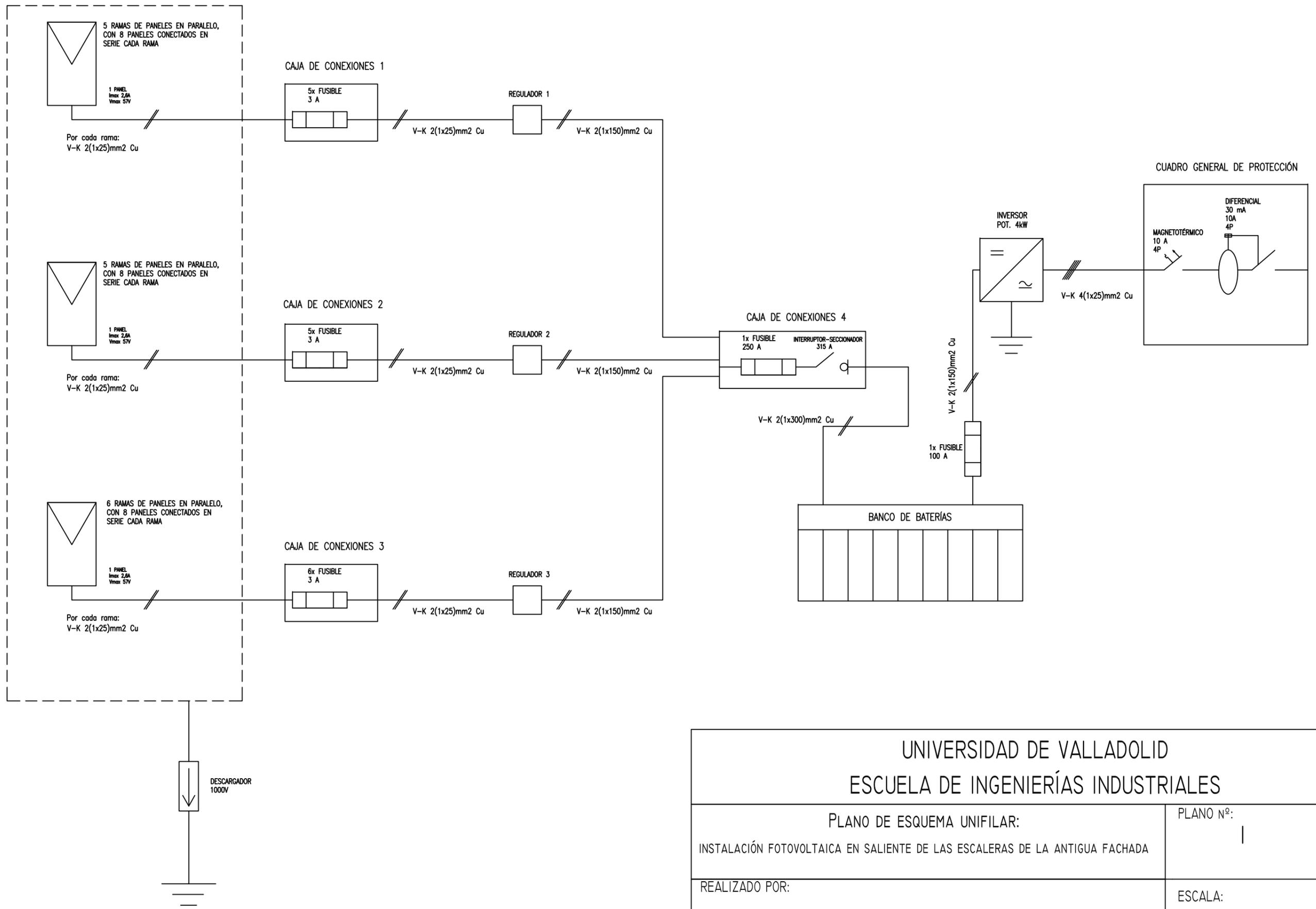
Como en el caso del diferencial, situaremos un interruptor magnetotérmico para proteger las cargas que son alimentadas por cada inversor. Por lo tanto situaremos un interruptor magnetotérmico por cada inversor. Estos interruptores se situarán en el Cuadro General de Protección.

Para los inversores de 4000W, los magnetotérmicos serán de 4 polos, marca SASSIN, y Rango de intensidad 10A.

Para los inversores de 2400W, los magnetotérmicos serán de 4 polos, marca SASSIN y rango de intensidad 6A.

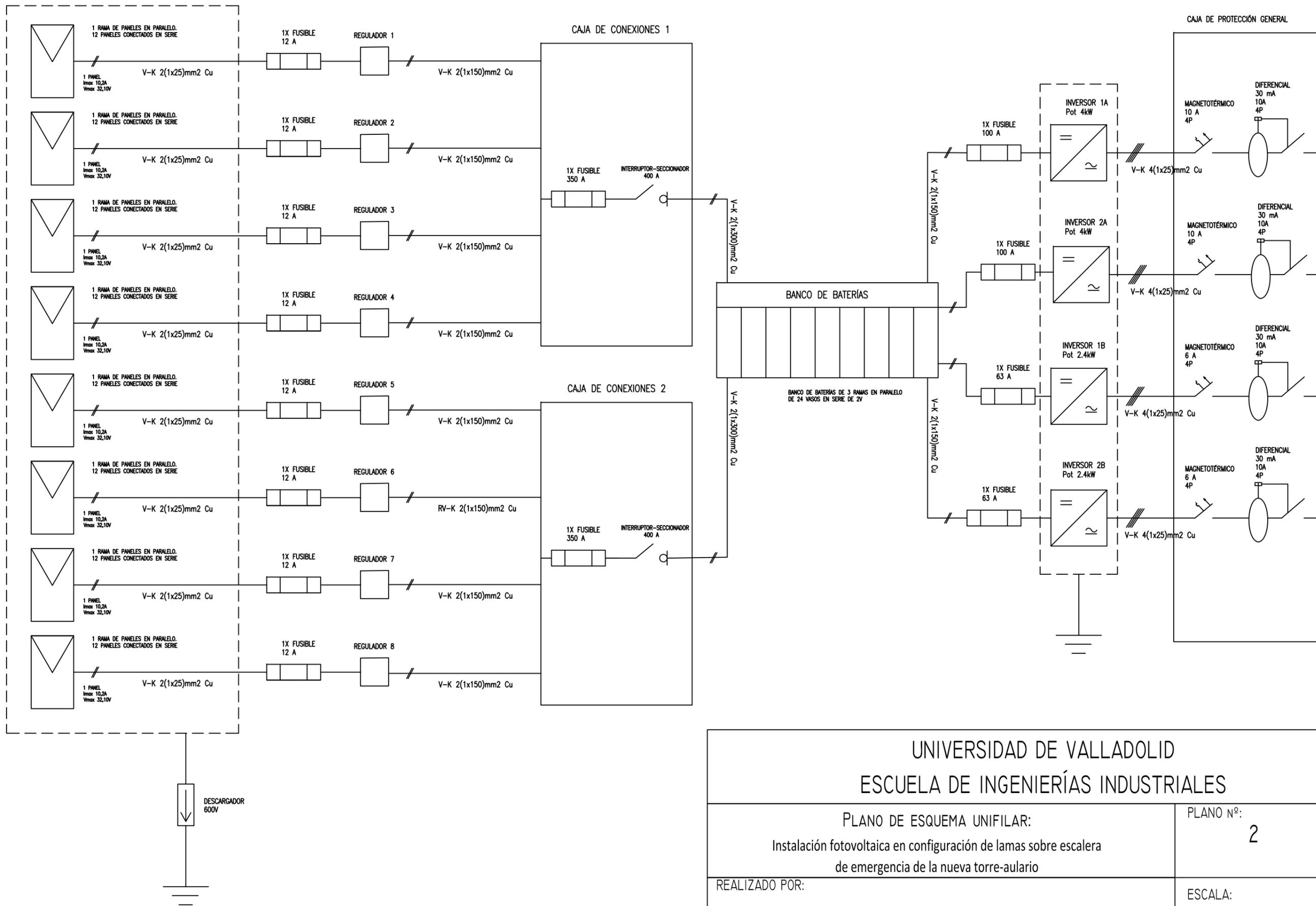


8. Esquemas Unifilares



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
 ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN SALIENTE DE LAS ESCALERAS DE LA ANTIGUA FACHADA	PLANO N°: 1
REALIZADO POR: PABLO BENHAMOU SÁEZ	ESCALA:
	FECHA: 31 / 05 / 2017



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
 ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR: Instalación fotovoltaica en configuración de lamas sobre escalera de emergencia de la nueva torre-aulario	PLANO N°: 2
REALIZADO POR: PABLO BENHAMOU SÁEZ	ESCALA:
	FECHA: 31 / 05 / 2017

9. Conclusiones finales

A la vista del estudio que se ha ido desarrollando en las páginas anteriores, se ha podido vislumbrar las facilidades y los problemas que conlleva el estudio de una instalación fotovoltaica aislada.

Se han podido analizar siete configuraciones distintas de instalaciones fotovoltaicas, variando desde la ubicación hasta la posición de los paneles fotovoltaicos, lo que ha entrañado un cambio en los resultados de las simulaciones establecidas. Dichas configuraciones han sido:

- Paneles sobre fachada de la torre-aulario.
- Paneles en configuración de lamas sobre fachada de la torre-aulario.
- Paneles sobre escalera de emergencia en torre-aulario.
- Paneles en configuración de lamas sobre escalera de emergencia en torre-aulario.
- Paneles en la azotea.
- Paneles integrados en el hueco de la escalera de la fachada del antiguo edificio.
- Paneles en configuración de lamas sobre lateral del edificio antiguo.

La mejor de las configuraciones a la hora de obtener una mayor producción de energía eléctrica, aunque con un menor impacto visual, ha sido la opción de la instalación fotovoltaica en la azotea, pero esta opción, por razones constructivas, tuvo que desestimarse usándose como modelo de mejor instalación fotovoltaica posible.

De las configuraciones posibles de instalación solar fotovoltaica se eligieron dos, una que cumplía con la voluntad de instalarse en la nueva torre-aulario en disposición de lamas, para así obtener un mayor rendimiento de los paneles al poder colocarlos en la inclinación óptima. Y una segunda instalación complementaria integrada en el edificio antiguo (BIPV), dicha integración se desarrollaría en el hueco de las escaleras del edificio, permitiendo entrar luz y al mismo tiempo generando electricidad.

Por lo tanto, los motivos que decantaron la elección de las dos configuraciones estudiadas (laminas sobre escalera de emergencia y BIPV en hueco de escalera edificio antiguo), fueron tanto por su producción de energía, como por su conveniencia constructiva y su impacto visual.

Se estudió la posibilidad de energizar de forma independiente con las dos instalaciones escogidas, dos instalaciones de iluminación (aparcamiento y jardines), además de las taquillas de recarga situadas en los pasillos de la torre-aulario.

Algunas de las cargas que se estudiaron (las concernientes a iluminación) necesitaban energizarse en horas de poca o nula producción fotovoltaica, con lo que se hizo necesario el empleo de baterías acumuladoras, además como dichas cargas deben ser alimentadas en corriente alterna, también hubo que incluir inversores. Además, para que las tensiones de entrada a las baterías fuese la adecuada (48 V), se emplearon reguladores de un amplio rango de tensiones de entrada (195-550V, 3840W).

El hecho de realizar estos estudios, con el desarrollo de las dos opciones más viables, han permitido dar a conocer la flexibilidad de la que se dispone al diseñar una instalación fotovoltaica, ya que hoy en día las configuraciones que permiten desarrollar los diseños de las instalaciones son numerosos, además del aumento de la calidad, rendimiento y prestaciones que ofrecen los fabricantes de paneles solares.

El hecho de que la Universidad de Valladolid muestre una especial voluntad por impulsar las energías sostenibles, es una clara muestra del compromiso de la Universidad por el conocimiento, la enseñanza y el desarrollo tecnológico.

Bibliografía

- Miguel Pareja Aparicio, 2016. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Barcelona, Marcombo.
- André Mermoud y Bruno Wittmer. 2014. Tutorial PVsyst User's Manual: PVsyst 6. http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf
- Eduardo Lorenzo. 2014. Ingeniería fotovoltaica. Sevilla, Progensa. Volumen III.
- Ramos Rodríguez, Juan Francisco. 2015. Instalación solar fotovoltaica aislada para colegio infantil. Trabajo de Fin de Grado. Universidad de Valladolid. Escuela de Ingenierías Industriales.
- Alonso Pérez, Luis Miguel y Cambero Fernández, Arturo. 2013. Proyecto de Autoconsumo en dos centros de educación públicos de Valladolid. Proyecto de Fin de Carrera. Universidad de Valladolid. Escuela de Ingenierías Industriales.