



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS
MÀSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

***MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
DE UNA PLANTA CERÁMICA: AUDITORIA
LUMINOTÉCNICA Y DISEÑO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN
LA CUBIERTA DE LA NAVE***

TRABAJO FIN DE MÁSTER

AUTOR:

Carlos Agustí García

DIRECTOR:

Héctor Beltrán San Segundo

Castellón, Julio de 2016

Dedico este proyecto
a mi familia y amigos
por el apoyo y
a mi tutor Héctor Beltrán
por toda la ayuda
recibida



1

MEMORIA

2

ANEXOS

3

PRESUPUESTO

4

PLIEGO DE CONDICIONES

5

PLANOS

MEMORIA

Índice de la Memoria

1	Introducción	6
1.1	Objetivo	6
1.2	Justificación.....	6
1.3	Metodología.....	7
2	Auditoria luminotécnica.....	7
2.1	Tecnologías actuales de iluminación	7
2.1.1	Fuentes de luz.....	7
2.1.2	Tipos de lámparas.....	8
2.2	Estudio del proceso productivo	20
2.2.1	Silos.....	24
2.2.2	Prensas	25
2.2.3	Secaderos Verticales.....	25
2.2.4	Esmaltado	26
2.2.5	Parque de boxes	26
2.2.6	Entrada horno.....	27
2.2.7	Salida horno.....	27
2.2.8	Clasificación y packaging	28
2.2.9	Exposición de piezas	28
2.3	Simulación con Dialux.....	29
2.3.1	Situación actual	29
2.3.2	Mejora 1	32
2.3.3	Mejora 2	35
2.4	Coste de las mejoras propuestas	38
2.4.1	Coste mejora 1.....	38
2.4.2	Coste mejora 2.....	40
2.5	Estudio de viabilidad económico-financiero.....	41
2.5.1	Mejora 1	41
2.5.2	Mejora 2	42
3	Diseño instalación fotovoltaica	43
3.1	Tecnologías actuales de captación de energía solar fotovoltaica	43
3.1.1	Célula fotovoltaica.....	43
3.1.2	Tipos de células	43

3.1.3	Características de una célula o panel	46
3.1.4	Datos de catálogo de palos paneles	54
3.1.5	Componentes de la instalación	55
3.2	Diseño instalación solar fotovoltaica.....	60
3.2.1	Emplazamiento de la instalación.....	60
3.2.2	Inclinación óptima de los paneles solares fotovoltaicos	61
3.2.3	Distancia entre paneles	62
3.2.4	Paneles solares fotovoltaicos elegidos.....	62
3.2.5	Cálculo número máximo de paneles	63
3.2.6	Cálculo de la estructura soporte	64
3.2.7	Elección del inversor.....	67
3.2.8	Centro de transformación	74
3.2.9	Cableado.....	77
3.2.10	Protecciones.....	88
3.2.11	Estimación de la producción anual de energía	102
3.2.12	Balance medioambiental	113
3.3	Coste instalación solar fotovoltaica.....	114
3.3.1	Misma inclinación durante todo el año.....	114
3.3.2	Diferente inclinación dependiendo de la época del año (Invierno-Verano).....	114
3.4	Estudio de viabilidad económico-financiero.....	114
3.4.1	Inyectar toda la energía producida a la red	114
3.4.2	Autoconsumo	115
4	Conclusiones.....	125
5	Bibliografía	125

Índice de las Ilustraciones de la Memoria

ILUSTRACIÓN 1: PRINCIPIO DEL CICLO REGENERATIVO DE HALÓGENO.	9	
ILUSTRACIÓN 2: TECNOLOGÍA IRC	10	
ILUSTRACIÓN 3: CONEXIONES LÁMPARAS INCANDESCENTES	11	
ILUSTRACIÓN 4: FECHAS ELIMINACIÓN INCANDESCENTES	11	
ILUSTRACIÓN 5: FECHAS ELIMINACIÓN HALÓGENAS	12	
ILUSTRACIÓN 6: FECHAS ELIMINACIÓN TUBOS FLUORESCENTES	14	
ILUSTRACIÓN 7: POSIBLES MATERIALES Y COLORES QUE REPRODUCE UN LED	17	
ILUSTRACIÓN 8: TÉCNICA PARA PRODUCIR LUZ BLANCA	18	
ILUSTRACIÓN 9: TABLA COMPARATIVA TECNOLOGÍAS ILUMINACIÓN.....	19	
ILUSTRACIÓN 10: SECCIONES E ILUMINANCIAS MEDIAS EXIGIDAS.....	21	
ILUSTRACIÓN 11: VALORES LÍMITE DE VEEI EN INTERIORES SEGÚN CTE.....	22	
ILUSTRACIÓN 12: DIAGRAMA DE FLUJO PRODUCCIÓN BALDOSAS CERÁMICAS.....	23	
ILUSTRACIÓN 13: VISTA EN PLANTA DE LA NAVE Y SUS LUMINARIAS. SITUACIÓN ACTUAL.....	29	
ILUSTRACIÓN 14: SIMULACIÓN GLOBAL DE LA NAVE 1. SITUACIÓN ACTUAL	29	
ILUSTRACIÓN 15: VISTA INTERIOR DE LA NAVE. SITUACIÓN ACTUAL	30	
ILUSTRACIÓN 16: VISTA GLOBAL DE LA NAVE 2. SITUACIÓN ACTUAL	30	
ILUSTRACIÓN 17: RENDERIZADO VISTA GLOBAL. MEJORA 1	32	
ILUSTRACIÓN 18: VISTA INTERIOR NAVE. MEJORA 1.....	33	
ILUSTRACIÓN 19: ESCALA DE GRISES ZONA ESMALTADO MEJORA 1	35	
ILUSTRACIÓN 20: ESCALA DE GRISES ZONA CLASIFICACIÓN Y PACKAGING MEJORA 1	35	
ILUSTRACIÓN 21: VISTA INTERIOR NAVE. MEJORA 2.....	36	
ILUSTRACIÓN 22: ESCALA DE GRISES ZONA ESMALTADO MEJORA 2	38	
ILUSTRACIÓN 23: ESCALA DE GRISES ZONA CLASIFICACIÓN Y PACKAGING MEJORA 2	38	
ILUSTRACIÓN 24: SILICIO MONOCRISTALINO	ILUSTRACIÓN 25: SILICIO POLICRISTALINO	44
ILUSTRACIÓN 26: CURVA CARACTERÍSTICA I – V.	47	
ILUSTRACIÓN 27: VARIACIÓN DE LA POTENCIA.	48	
ILUSTRACIÓN 28: CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CÉLULA SOLAR.	48	
ILUSTRACIÓN 29: INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA SOBRE LA CURVA I-V	49	
ILUSTRACIÓN 30: INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS.....	50	
ILUSTRACIÓN 31: CONEXIÓN EN SERIE.	51	
ILUSTRACIÓN 32: CONEXIÓN EN PARALELO.	52	
ILUSTRACIÓN 33: CONEXIÓN MIXTA.	53	
ILUSTRACIÓN 34: ESQUEMA DE COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FV NO CONECTADA A RED.	55	
ILUSTRACIÓN 35: ESQUEMA DE COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FV CONECTADA A RED.....	56	
ILUSTRACIÓN 36: TIPOS DE ONDA DE LA CORRIENTE DE SALIDA DEL INVERSOR.....	57	
ILUSTRACIÓN 37: VISTA AÉREA NAVE INDUSTRIAL. FUENTE: GOOGLE MAPS.....	61	
ILUSTRACIÓN 38: DISPOSICIÓN DE LOS PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	64	
ILUSTRACIÓN 39: MAPA EÓLICO DE ESPAÑA.	65	
ILUSTRACIÓN 40: DIAGRAMA DE FUERZAS SOBRE LA ESTRUCTURA.	65	
ILUSTRACIÓN 41: ESQUEMA ESTRUCTURA SOPORTE.	67	
ILUSTRACIÓN 42: COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA SOPORTE.	67	
ILUSTRACIÓN 43: VALORES DE TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO, TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO. ..	72	
ILUSTRACIÓN 44: CARACTERÍSTICAS INVERSOR ATERSA SIEL-SOLEIL 225	73	
ILUSTRACIÓN 45: MODO DE CONEXIÓN A RED A TRAVÉS DE CENTRO DE SECCIONAMIENTO.	74	
ILUSTRACIÓN 46: LUGAR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	75	
ILUSTRACIÓN 47: ESQUEMA UNIFILAR DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	76	
ILUSTRACIÓN 48: CANALETA MARCA UNEX, MODELO 66- U23X LISA.	79	

ILUSTRACIÓN 49: FUSIBLE DE CORRIENTE CONTINUA Y SÍMBOLO NORMALIZADO.....	90
ILUSTRACIÓN 50: PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN CLASE I Y SÍMBOLO NORMALIZADO.....	91
ILUSTRACIÓN 51:PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN CLASE II Y SÍMBOLO NORMALIZADO.	92
ILUSTRACIÓN 52: CAJA DE CONEXIÓN DE GRUPO.	94
ILUSTRACIÓN 53: ARMARIO ABB MODELO AT42R3.....	94
ILUSTRACIÓN 54: ESQUEMA DEL CONTROLADOR PERMANENTE DE AISLAMIENTO.....	95
ILUSTRACIÓN 55: VIGILANTE DE AISLAMIENTO Y ESQUEMA DE CONEXIÓN.	95
ILUSTRACIÓN 56: INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA.....	96
ILUSTRACIÓN 57: MAGNETOTÉRMICO LEGRAND DPX ³ -630.	97
ILUSTRACIÓN 58: INTERRUPTOR GENERAL MAGNETOTÉRMICO Y SU SÍMBOLO NORMALIZADO.....	100
ILUSTRACIÓN 59: INTERRUPTOR DIFERENCIAL TETRAPOLAR Y SU SÍMBOLO NORMALIZADO.	101
ILUSTRACIÓN 60: PUNTOS REPRESENTATIVOS DEL SOMBREADO.	104
ILUSTRACIÓN 61: DISTANCIA ENTRE PANELES.	105
ILUSTRACIÓN 62: PERFIL DE OBSTÁCULOS PARA PANELES FIJOS.	107
ILUSTRACIÓN 63: PERFIL DE OBSTÁCULOS PARA POSICIÓN INVIERNO.....	109
ILUSTRACIÓN 64: PERFIL DE OBSTÁCULOS PARA POSICIÓN VERANO.....	112
ILUSTRACIÓN 65: SUPUESTO A (RD 900/2015)	116
ILUSTRACIÓN 66: HORARIO DE LOS PERIODOS. IBERDROLA.	117
ILUSTRACIÓN 67: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA INYECTAR RED, INCLINACIÓN FIJA.	119
ILUSTRACIÓN 68: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA INYECTAR RED, INCLINACIÓN VARIABLE.....	120
ILUSTRACIÓN 69: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA AUTOCONSUMO, INCLINACIÓN FIJA.	121
ILUSTRACIÓN 70: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA AUTOCONSUMO, INCLINACIÓN VARIABLE.....	122
ILUSTRACIÓN 71: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA INYECTAR RED, INCLINACIÓN FIJA CON PEAJE DE POTENCIA.	123
ILUSTRACIÓN 72: ESTUDIO VIABILIDAD-ECONÓMICA INYECTAR RED, INCLINACIÓN VARIABLE CON PEAJE DE POTENCIA.....	124

Índice de las Tablas de la Memoria

TABLA 1: ILUMINANCIAS MEDIAS SITUACIÓN ACTUAL.....	31
TABLA 2: POTENCIA INSTALADA ACTUAL.....	31
TABLA 3: ILUMINANCIAS MEDIAS SITUACIÓN MEJORA 1.....	32
TABLA 4: CAMBIO DE LUMINARIAS MEJORA 1	34
TABLA 5: ILUMINACIÓN MEDIAS SITUACIÓN MEJORA 2.....	36
TABLA 6: CAMBIO DE LUMINARIAS MEJORA 2	37
TABLA 7: POTENCIA INSTALADA MEJORA 1.....	38
TABLA 8:CÁLCULO INVERSIÓN EN LUMINARIAS MEJORA1	39
TABLA 9: POTENCIA INSTALADA MEJORA 1.....	40
TABLA 10: CÁLCULO INVERSIÓN EN LUMINARIAS MEJORA2.....	40
TABLA 11: CÁLCULO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA MEJORA1	41
TABLA 12:CÁLCULO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA MEJORA2	42
TABLA 13: RENDIMIENTO TEÓRICO MÁXIMO DE ALGUNOS MATERIALES.....	43
TABLA 14: MEJORES PANELES SEGÚN LA CERTIFICADORA TÜV RHEINLAND.....	63
TABLA 15: MEDIA MENSUAL TEMPERATURA AIRE.	68
TABLA 16: PARÁMETROS TÉRMICOS CARACTERÍSTICOS.....	69
TABLA 17: INTENSIDADES ADMISIBLES (A) AL AIRE 40°C. N ^o DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO.....	78
TABLA 18: INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE, EN AMPERIOS, PARA CABLES CON CONDUCTORES DE COBRE EN INSTALACIÓN ENTERRADA (SERVICIO PERMANENTE).	80
TABLA 19: FACTORES PARA TEMPERATURAS DIFERENTES A 40 °C	82
TABLA 20: FACTOR DE CORRECCIÓN F, PARA TEMPERATURAS DE TERRENO DISTINTAS A 25 °C.....	86

TABLA 21: FACTORES DE CORRECCIÓN PARA DIFERENTES PROFUNDIDADES DE INSTALACIÓN.	86
TABLA 22: RELACIÓN ENTRE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN Y LOS DE FASE.	87
TABLA 23: INTENSIDADES NOMINALES NORMALIZADAS DE LOS FUSIBLES A BT.	90
TABLA 24: VALORES DE $I_n(A)$ NORMALIZADOR PARA INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICOS.....	97
TABLA 25: CALIDAD DE LA RED PERMITIDA.	99
TABLA 26: VALORES DEL COCIENTE ENTRE LA ENERGÍA TOTAL INCIDENTE EN UN DÍA SOBRE UNA SUPERFICIE ORIENTADA HACIA EL ECUADOR E INCLINADA UN DETERMINADO ÁNGULO, Y OTRA HORIZONTAL. (CENSORAL).	103
TABLA 27: TÉRMINO FIJO DE POTENCIA 2015-2016	115

1 INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente Trabajo Fin de Máster es poner en manifiesto los beneficios y las ventajas que supondría la mejora en eficiencia energética de la planta de producción de baldosas cerámicas, ahorrando así costes en su fabricación y aumentando su competitividad en el sector.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En la sociedad actual, cada vez es superior el compromiso de ser eficientes energéticamente. Este compromiso nace por obligación debido a varios factores como el cambio climático, posesión de recursos limitados, dependencia de energías de origen fósil y elevadas dependencias energéticas con el exterior.

Por ello, y aprovechando la oportunidad de estar realizando prácticas extracurriculares del Máster en Ingeniería Industrial como ingeniero en una empresa de baldosas cerámicas, surgió la idea de sumarse a este cambio energético realizando dos estudios:

- Auditoria luminotécnica de la planta de producción de baldosas cerámicas, reduciendo así la cantidad de energía consumida en iluminación durante la producción, ahorrando una cantidad significativa en energía, que se transforma en dinero.
- Por otro lado, el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red, a instalar en la gran superficie de cubierta que nos proporciona la nave de la planta de producción.

Con estos dos proyectos se reducirá la factura eléctrica de la empresa, favoreciendo la producción con energías renovables frente al uso de combustibles fósiles con cero contaminación. Todo ello favorecerá a que la empresa sea más competitiva en su sector, pudiendo producir a un menor coste y dando una imagen de empresa comprometida con el medio ambiente.

Como parte de la documentación del Trabajo Fin de Máster se incorpora:

- Un estudio y repaso de las tecnologías actuales de iluminación para poder seleccionar las idóneas y más eficientes para el caso concreto de la nave de producción de baldosas cerámicas.
- Un estudio del proceso productivo de la elaboración de baldosas cerámicas identificando todas sus zonas para poder facilitar la identificación y requerimientos lumínicos en cada zona que marca la norma UNE EN 12464 para este tipo de instalaciones.
- La reproducción de la situación actual de la planta de producción mediante la herramienta de simulación Dialux, realizando a posteriori dos propuestas de mejora con la misma herramienta de diseño en la que se planteará el uso de nuevas tecnologías de menor consumo y mayor rendimiento luminoso, respetando y consiguiendo siempre el nivel de iluminación que marca la UNE EN 12464.
- El cálculo del coste del material nuevo de iluminación a emplear y de la mano de obra para calcular la inversión inicial.

- El estudio de viabilidad económica conociendo la inversión inicial y el ahorro en la explotación de la iluminación.
- El estudio y repaso de las tecnologías actuales de captación de energía solar mediante sistemas fotovoltaicos y explicación de los accesorios auxiliares para el correcto funcionamiento de la instalación.
- El cálculo y diseño de la cantidad de superficie disponible para la instalación de placas, elección de los materiales, características de éstos, posicionamiento, orientación... y con ello cantidad de energía que se podrá producir.
- El cálculo del coste del material necesario para toda la instalación de fotovoltaica y de la mano de obra para calcular la inversión inicial.
- Por último el estudio de viabilidad económica conociendo la inversión inicial y los ingresos generados mediante la venta de la electricidad generada.

1.3 METODOLOGÍA

En la elaboración del Trabajo Fin de Máster se ha seguido una metodología basada en el desarrollo de las diferentes fases que se relacionan a continuación:

1ª Fase: Conocer la tecnología actual en cuanto a lo que respecta a la iluminación.

2ª Fase: Estudio del proceso productivo.

3ª Fase: Simulación de la situación actual y dos posibles mejoras con la herramienta de diseño Dialux.

4ª Fase: Cálculo del coste de la implantación del nuevo sistema lumínico

5ª Fase: Realización del estudio de viabilidad económico-financiero.

6ª Fase: Conocer la tecnología actual en cuanto a instalaciones solares fotovoltaicas.

7ª Fase: Diseño de la instalación solar fotovoltaica

8ª Fase: Cálculo del coste de la instalación y puesta en marcha de la instalación solar fotovoltaica.

9ª Fase: Realización del estudio de viabilidad económico-financiero.

2 AUDITORIA LUMINOTÉCNICA

2.1 TECNOLOGÍAS ACTUALES DE ILUMINACIÓN

En la actualidad existen una amplia variedad de tipos y tecnologías de lámparas. Según la forma de producir las radiaciones electromagnéticas de las que se compone la luz y según los fenómenos que las generen. A continuación se explican los diferentes tipos de emisión de luz para poder entender y clasificar mejor las diferentes tecnologías de iluminación que hay en la actualidad.

2.1.1 Fuentes de luz

2.1.1.1 Termorradiación

Es la radiación emitida por un cuerpo caliente. En este tipo de emisión lumínica la luz que se produce va siempre acompañada de una gran cantidad de radiación térmica, que por lo general constituye una fuente de pérdida de energía cuando lo que se trata es de producir luz. Esta

radiación es emitida en la mayor parte del espectro electromagnético, pero la que interesa para alumbrar es la que se emite dentro del espectro visible y se denomina incandescencia.

2.1.1.2 Luminiscencia

Son los fenómenos luminosos que se producen cuando los electrones de una materia son incitados a producir radiaciones electromagnéticas. A un átomo se le suministra una cantidad de energía que excita al electrón, y éste cambia su órbita a otra más externa absorbiendo la energía. Tras un breve tiempo de permanencia en ese nivel, el electrón vuelve espontáneamente a su posición original cediendo esa energía en forma de radiación electromagnética.

El número de niveles de energía posibles es muy reducido, y la luz se emite en un número limitado de longitudes de onda, produciéndose un espectro discontinuo.

Según el procedimiento físico empleado para excitar a los átomos, el tipo de radiación y la forma en que se emite, se distinguen distintos tipos de luminiscencias. Las luminiscencias más conocidas en aplicaciones lumínicas son:

2.1.1.2.1 Electroluminiscencia

Es la radiación provocada por un campo eléctrico. Esto se consigue insertando una sustancia luminiscente entre dos capas conductoras y aplicándole una corriente alterna, de forma que se produce un centelleo de bajo resplandor en toda la superficie.

2.1.1.2.2 Fotoluminiscencia

Es la excitación provocada mediante radiación, generalmente ultravioleta de onda corta en ondas del espectro visible. El intervalo entre los pasos de absorción y cesión de la energía puede ser corto (menos de 0,0001 segundos) o largo (varias horas). Si el intervalo es corto, el proceso es conocido como fluorescencia; si el intervalo es largo, el proceso se conoce como fosforescencia. En ambos casos, la luz producida es casi siempre de menos energía, es decir, de longitud de onda más larga que la luz excitante.

2.1.2 Tipos de lámparas

2.1.2.1 Lámparas incandescentes

Dentro de este grupo se encuentran las lámparas convencionales (la típica bombilla), las halógenas, las halógenas mejoradas...

Las lámparas incandescentes producen luz por medio del calentamiento eléctrico de un filamento al vacío, o en un receptáculo hermético con gas a una temperatura tan alta (entre 2.100 a 2.700°C) que la radiación se emite en el campo del espectro visible. Al generar un espectro continuo, la lámpara incandescente puede reproducir todos los colores, por lo que su índice de reproducción cromática [Ra] es 100. El filamento utilizado es de tungsteno o wolframio. La ampolla de una lámpara incandescente es una cubierta de vidrio o cuarzo sellado que encierra al filamento y por lo tanto evita el contacto con el aire exterior, cuyo oxígeno haría que se quemara el filamento inmediatamente. La tensión es conducida desde el casquillo hacia el filamento mediante unos electrodos metálicos.



El casquillo o zócalo es la parte que permite fijar el filamento al portalámparas y conectarla eléctricamente a la tensión de funcionamiento. Los más comunes constan de un cuerpo metálico de latón o aluminio y una base metálica separada por un aislante de vidrio, o de dos espigas, pines o clavijas metálicas aisladas mediante vidrio o porcelana. La nomenclatura de los zócalos está normalizada por la CIE (Comisión Internacional de la Iluminación), y consta de un sistema de letras y números identificatorios, que facilita su identificación. El tipo de casquillo se define con:

- i. Una letra inicial (E: rosca Edison, B bayoneta Swan, G: espigas o clavijas).
- ii. Un número que expresa, aproximadamente en milímetros, el diámetro exterior de la parte cilíndrica del casquillo o, en el caso del G, la separación entre espigas.
- iii. Una letra "d" o "s", en el caso de los casquillos bayoneta, para decir si es un contacto doble o simple.
- iv. Un segundo número, separado con una barra diagonal, que indica la altura aproximada del casquillo.
- v. Un número final separado por el signo "x", que indica el diámetro exterior del envase.

La alta temperatura del filamento de una lámpara incandescente hace que las partículas de tungsteno se evaporen y se condensen en la pared de la ampolla, ennegreciéndola, produciendo su envejecimiento natural. Para prevenir este oscurecimiento y aumentar la duración del filamento se crearon las lámparas halógenas, que poseen un componente halógeno (yodo, cloro, bromo, fluor) agregado al gas de relleno y trabajan con el principio del ciclo regenerativo de halógeno.

Al encender la lámpara las partículas del halógeno, que es un elemento químicamente muy agresivo (se combina con facilidad con otros elementos), se gasifican y se combinan con la pequeña cantidad de wolframio del filamento que se va vaporizando. A causa de la alta temperatura de las paredes de la ampolla (más de 260°C), el wolframio no se deposita en la pared interior de la ampolla sino que permanece en estado gaseoso.

Debido a las corrientes de convección térmica en el interior de la lámpara, esta combinación en forma de gas es llevada hacia la espiral y, al llegar a sus proximidades, por su alta temperatura (cerca de 1.400°C) se disocia, depositándose el wolframio sobre el filamento al que regenera y quedando el halógeno libre para repetir el ciclo.

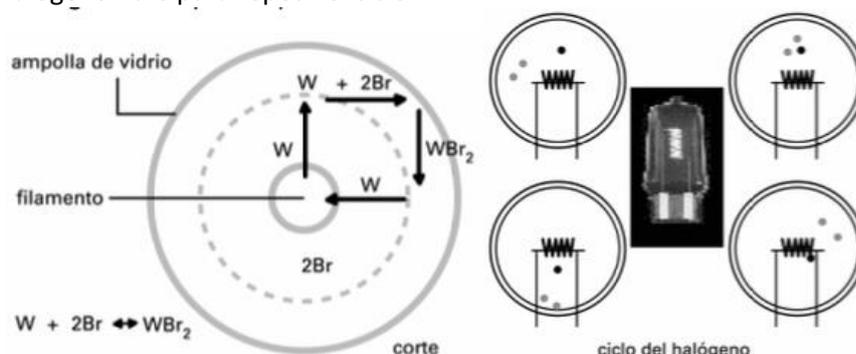


Ilustración 1: Principio del ciclo regenerativo de halógeno.

El funcionamiento de este tipo de lámparas requiere de temperaturas muy altas para que pueda realizarse el ciclo del halógeno, por lo que la distancia entre el filamento y la pared de la ampolla debe ser mínima. Por eso deben ser más pequeñas y compactas que las lámparas normales, y la

ampolla se fabrica con un cristal especial de cuarzo que resiste altas temperaturas de trabajo pero impide manipularla con los dedos para evitar su deterioro. En muchos casos estas lámparas traen además un protector de vidrio común exterior para poder manipularlas sin inconvenientes.



Es conveniente aclarar que cuando se deposita de nuevo el wolframio, la regeneración de la espiral del filamento no se consigue de manera perfecta, es decir, el wolframio no vuelve a su estado y lugar original, lo cual significa que la duración de las lámparas incandescentes halógenas es limitada, aunque siempre mucho mayor que la de las lámparas comunes.

A pesar de ello, con el ciclo halógeno se obtiene una serie de ventajas importantes en las lámparas, entre las que se puede destacar:

- i. Menores dimensiones del filamento, y por ende, de la lámpara. Esto significa que se pueden utilizar en sistemas ópticos complejos, ya que su eficiencia en óptica es mucho mayor a la de las lámparas convencionales.
- ii. Mayor rendimiento luminoso (22 lm/W) con mayor duración, así como las luminancias y temperatura de color más elevadas.
- iii. Constancia del flujo luminoso y de la temperatura de color durante toda la vida de la lámpara al no ennegrecerse la ampolla.
- iv. Comprenden una amplia gama de potencias de trabajo (150 a 2.000W) según el uso al que estén destinadas.
- v. Ofrecen un sustancial ahorro de energía en relación con las incandescentes comunes, sobre todo en el caso de las lámparas de baja tensión, por la mejora de su relación lumen/W.

También existe una tecnología llamada IRC (Infra-Red-Coating), la cual implicó un paso significativo hacia la eficacia luminosa de este tipo de lámparas, debido al principio de autocalentamiento gracias a la capa especial en la ampolla. Una capa reflectora de infrarrojos que hace que la mayor parte de la radiación térmica sea devuelta al filamento quedando dentro de la lámpara. De este modo el consumo de la lámpara es menor ya que es necesario menos energía de la red para mantener la temperatura del filamento, aumentando así la eficacia luminosa de las lámparas halógenas.

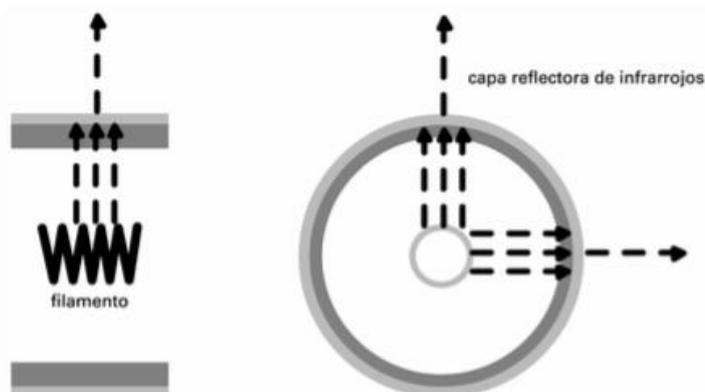


Ilustración 2: Tecnología IRC

Las lámparas incandescentes halógenas se pueden agrupar de varias formas:

- i. Según su tensión de funcionamiento: tensión de red (110-220V) y baja tensión (12V).
- ii. Según su morfología: lámparas lineares de tipo tubular o doble terminal y lámparas puntuales de terminal simple o tipo bi pin.
- iii. Según su distribución: focalizadas o no focalizadas.

A continuación se muestran los diferentes tipos de conexiones de las lámparas incandescentes:

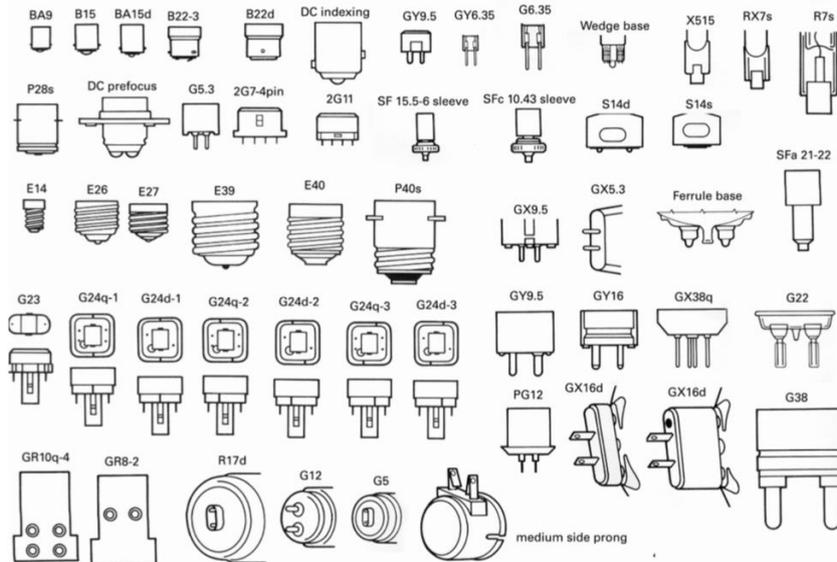


Ilustración 3: Conexiones lámparas incandescentes

Por su forma de crear la luz este tipo de lámparas (termorradiación), tienen un bajo rendimiento luminoso, es decir una baja eficiencia energética, por lo que este tipo de lámparas han sido prohibidas por la Unión Europea, encontrándose actualmente en proceso de descatalogación. En el siguiente cronograma se observan las fechas de la descatalogación:

FECHAS ELIMINACIÓN INCANDESCENCIA

	Sept.'09	Sept.'10	Sept.'11	Sept.'12	Sept.'13	Sept.'14	Sept.'15	Sept.'16
	15W	15W	15W	15W	Eliminación de todas las lámparas Incandescentes (GLS) A ser reemplazadas por CFL's, GLS-Halógenas o Led			
	25W	25W	25W	25W				
	40W	40W	40W	40W				
	60W	60W	60W	60W				
	75W	75W	75W	75W				
	100W	100W	100W	100W				
	Lámparas incandescentes no-claras serán prohibidas y A ser reemplazadas por CFL's claras A, GLS-Halógenas o Led							
	Sin restricciones sobre reflectoras en Fase I			Nueva directiva para Fase II sobre lámparas direccionales en Q1 2010				

Ilustración 4: Fechas eliminación incandescentes

FECHAS ELIMINACIÓN HALÓGENAS

	Sept.'09	Sept.'10	Sept.'11	Sept.'12	Sept.'13	Sept.'14	Sept.'15	Sept.'16
	< 60lm	< 60lm	< 60lm	< 60lm	Eliminación Clases Energéticas D y E Permitidas clases A,B y C			Eliminación Clases C,D y E (*1) Permitidas Clases A o B
	60lm	60lm	60lm	60lm				
	450lm	450lm	450lm	450lm				
	725lm	725lm	725lm	725lm				
	>950lm	>950lm	>950lm	>950lm				
	Eliminación de lámpas halógenas No-Claras salvo clase energética A							
	Permitidas. No están afectadas							Permitidas Clases A y B
	Sin restricciones sobre Reflectoras Fase I	Nueva directiva para Fase II sobre lámparas direccionales en Q1 2010						

Ilustración 5: Fechas eliminación halógenas

2.1.2.2 Lámparas de descarga de vapor de mercurio de baja presión

Este tipo de lámparas son de descarga y generan luz por luminiscencia mediante la descarga eléctrica en el seno de un gas (electroluminiscencia), y se pueden encontrar tanto en forma de tubo (LFL) como en forma compacta (CFL). Conocidas como lámparas de bajo consumo o lámparas fluorescentes.

2.1.2.2.1 Tubulares (LFL)

Debido a la presión a la que se encuentran (0,8 Pa), en el espectro de emisión del mercurio predominan las radiaciones ultravioletas, por lo que para que sean útiles para iluminación, las paredes interiores del tubo se recubren con polvos fluorescentes que convierten los rayos ultravioletas en radiaciones visibles.

Sus características son las siguientes:

- i. Alguna de sus mayores ventajas es que son lámparas de elevada eficacia y vida, durando entre 6.000 y 16.000 horas.
- ii. Aparte de vapor de mercurio, contienen como relleno neón, kriptón o argón.
- iii. Para su funcionamiento es necesario la presencia de elementos auxiliares.
- iv. El encendido y reencendido son casi instantáneos aunque requieren de un tiempo de calentamiento de 2-3 minutos para alcanzar el régimen nominal.
- v. No soportan bien las regulaciones de tensión ya que un aumento de ésta produce envejecimiento prematuro de la lámpara, y su disminución provoca una reducción del rendimiento luminoso.



- vi. Sus cualidades de color y su baja luminancia las hacen idóneas para interiores de altura reducida.
- vii. Ocupan un puesto bastante alto en cuanto a su uso, principalmente en oficinas, comercios, locales públicos, industrias, etc.
- viii. Las lámparas fluorescentes más usadas hoy en día son las T8 (26 mm de diámetro); sin embargo, se han desarrollado las t5 (16 mm de diámetro) que sólo funcionan con equipo auxiliar electrónico. Esto, junto a su menor diámetro les proporciona una alta eficacia luminosa, que puede alcanzar hasta 104 lm/W.

2.1.2.2.2 Compactas (CFL)



Estas lámparas poseen el mismo funcionamiento que las lámparas fluorescentes tubulares y están formadas por uno o varios tubos fluorescentes doblados; siendo una alternativa de mayor eficacia y mayor vida a las lámparas incandescentes anteriormente descritas. En comparación con éstas, las CFL tienen una vida útil mayor y consumen menos energía eléctrica para producir el mismo flujo luminoso. De hecho las CFL ayudan a ahorrar costes en facturas de electricidad, en compensación a su alto precio dentro de las 500 primeras horas de uso.

Algunas de estas lámparas compactas llevan el equipo auxiliar incorporado (lámparas integradas) y pueden sustituir directamente a las lámparas incandescentes en su portalámparas, ya que se puede usar con casquillos de rosca Edison normal (E27) o pequeña (E14).



2.1.2.2.3 Lámparas fluorescentes sin electrodos (inducción)

La lámpara de inducción, introduce un concepto nuevo en la generación de la luz. Basada en el principio de descarga de gas a baja presión, la principal característica del sistema de la lámpara, es que prescinde de la necesidad de los electrodos de originar la ionización. En cambio utiliza una antena interna, cuya potencia proviene de un generador externo de alta frecuencia para crear un campo electromagnético dentro del recipiente de descarga, y esto es lo que induce la corriente eléctrica en el gas a originar su ionización. La ventaja principal que ofrece este avance es el enorme aumento en la vida útil de la lámpara, hasta unas 60.000 horas limitada sólo por los componentes electrónicos.

Las características de este tipo de lámparas son las siguientes:

- i. Ahorro desde un 30% a 70% dependiendo de la aplicación de la lámpara.
- ii. Supresión de los parpadeos (efecto flicker).
- iii. Encendido de la lámpara inmediato.
- iv. 60.000 horas de vida útil.
- v. No necesita mantenimiento, ni cambios de foco ni balasto.

- vi. Índice de rendimiento de color: Ra > 85.
- vii. Anti-explosiva debido a que no tiene filamentos.
- viii. No tiene pérdidas de energía.
- ix. No utiliza ni gases a presión ni gases tóxicos como otras tecnologías.
- x. El calor que emite es menor a 110 °C.
- xi. Respetuosa con el medio ambiente.

Dadas estas características, este tipo de lámparas se utilizan mucho en lugares donde su accesibilidad es limitada ya que su vida útil es elevada.

A continuación se muestran las fechas de descatalogación de algunas de estas lámparas:

FECHAS ELIMINACIÓN de TUBOS FLUORESCENTES

	Sept.'09	Ene.'10	Sept.'11	Ene.'12	Sept.'13	Sept.'14	Sept.'15	Sept.'16
T8 Estándar	Permitidos	Eliminación de los tubos T8 Estándar						
T8 Trifósforo	Permitidos. No están afectados. Sustitución perfecta de los T8 estándar							
T9	Permitidos	Eliminación de los tubos T9 Estándar. Sustitución por T9 trifósforo						
T5 Estándar	Permitidos. No están afectados. Sustitución perfecta de los T8 estándar							
T5 Trifósforo	Permitidos. No están afectados. Sustitución perfecta de los T8 estándar							
T12	Sin restricciones sobre T12 en Fase I		Eliminación definitiva de los T12					

Ilustración 6: Fechas eliminación tubos fluorescentes

2.1.2.3 Lámparas de descarga de vapor de mercurio a alta presión

Este tipo de lámparas también emiten luz por luminiscencia y emiten un flujo luminoso mayor que las lámparas fluorescentes anteriormente citadas debido a su mayor potencia, pero tienen una eficiencia energética inferior a las de baja presión. Se suelen emplear en iluminación de grandes áreas (calles, naves industriales, etc.).

Dentro del grupo de lámparas de descarga de vapor de mercurio a alta presión, se pueden encontrar tres tipos diferentes:

2.1.2.3.1 Lámparas de luz mezcla

Son una combinación de las lámparas de vapor de mercurio a alta presión y lámparas incandescentes y, habitualmente, un recubrimiento fosforescente. El resultado de esta mezcla es la superposición, al espectro del mercurio, del espectro continuo característico de la lámpara incandescente y las radiaciones rojas provenientes de la fosforescencia.

Su eficacia se sitúa entre 20 y 60 lm/W y es el resultado de la combinación de la eficacia de una lámpara incandescente con la de una lámpara de descarga. Estas lámparas ofrecen una buena reproducción del color con un rendimiento en color de 60 y una temperatura de color de 3.600 K.

Su duración viene limitada por el tiempo de vida del filamento que es la principal causa de fallo. No necesitan balasto ya que el filamento actúa como estabilizador de corriente.



2.1.2.3.2 Lámparas de halogenuros metálicos

Este tipo de lámpara posee halogenuros metálicos (sodio, talio, indio...) además del relleno de mercurio, consiguiendo mejorar considerablemente la capacidad de reproducir el color, además de mejorar su eficacia. Cada una de estas sustancias aporta nuevas líneas al espectro (por ejemplo amarillo el sodio, verde el talio y rojo y azul el indio).



Tienen una temperatura de color de 3.000 a 6.000 K dependiendo de los yoduros añadidos y un rendimiento del color de entre 65 y 95. La eficiencia de estas lámparas ronda entre los 60 y 96 lm/W y su vida media es de unas 10.000 horas. Tienen un periodo de encendido de unos diez minutos, que es el tiempo necesario hasta que se estabiliza la descarga. Para su funcionamiento es necesario un dispositivo especial de encendido, puesto que las tensiones de arranque son muy elevadas (1.500-5.000 V). Existen de diferentes casquillos pudiendo ser de rosca, bayoneta o de espigas.

Dadas estas características, su uso es muy extendido y variado, como por ejemplo alumbrados públicos, fábricas, comercios, iluminación de fachadas, monumentos, etc.

2.1.2.3.3 Lámparas de halogenuros metálicos cerámicos

Esta nueva familia de lámparas combina la tecnología de las lámparas de halogenuros metálicos con la tecnología de las lámparas de sodio de alta presión (quemador cerámico). El tubo de descarga cerámico, frente al cuarzo de los halogenuros metálicos convencionales, permite operar a temperaturas más altas, aumenta la vida útil (hasta 15.000 h), la eficacia luminosa y mejora la estabilidad del color a lo largo de la vida de las lámparas. En definitiva, combinan la luz blanca propia de los halogenuros metálicos, y la estabilidad y la eficacia del sodio.



Por sus características, son lámparas muy adecuadas para su uso en el sector terciario (comercios, oficinas, iluminación arquitectónica, escaparates, hoteles, etc.).

2.1.2.4 Lámparas de descarga de vapor de sodio a baja presión

En estas lámparas se origina la descarga eléctrica en un tubo de vapor de sodio a baja presión produciéndose una radiación prácticamente monocromática.

La vida media de estas lámparas es muy elevada, de unas 15.000 horas y la depreciación de flujo luminoso que sufren a lo largo de su vida es muy baja por lo que su vida útil es de entre 8.000 y 10.000 horas. En cuanto al final de su vida útil, este se produce por agotamiento de la sustancia emisora de electrones como ocurre en otras lámparas de descarga, aunque también se puede producir por deterioro del tubo de descarga o de la ampolla exterior.



Actualmente son las lámparas más eficaces del mercado, es decir, las de menor consumo eléctrico (180 lm/W); sin embargo, su uso está limitado a aplicaciones en las que el color de la luz (amarillento en este caso) no sea relevante como son autopistas, túneles, áreas industriales, etc. Además, su elevado tamaño para grandes potencias implica utilizar luminarias excesivamente grandes.

2.1.2.5 Lámparas de descarga de vapor de sodio a alta presión

Las lámparas de vapor de sodio tienen el tubo de descarga de óxido de aluminio translúcido a una presión de unos 10 kPa y trabaja a temperaturas muy elevadas de unos 1.000 °C. Tienen una distribución espectral que abarca casi todo el espectro visible proporcionando una luz blanca dorada mucho más agradable que la proporcionada por las lámparas de baja presión, gracias a que junto al sodio contienen xenón como gas inerte de relleno y una pequeña cantidad de mercurio. Este último hace que mejore la reproducción cromática respecto de las de baja presión y, aunque la eficacia disminuye su valor, sigue siendo alto comparado con otros tipos de lámparas. Además, su tamaño hace que el conjunto óptica-lámpara sea muy eficiente.

Actualmente está creciendo su uso al sustituir a las lámparas de vapor de mercurio, ya que presentan una mayor vida útil con una mayor eficacia. Entre las causas que limitan la duración de la lámpara, además de mencionar la depreciación del flujo tenemos que hablar del fallo por fugas en el tubo de descarga y del incremento progresivo de la tensión de encendido necesaria hasta niveles que impiden su correcto funcionamiento. Este tipo de lámparas se emplean en instalaciones exteriores de tráfico e industriales, e instalaciones interiores industriales y comercios.



Cabe destacar que existe una tipología con mayor nivel de presión denominada Sodio Blanco, que proporciona la mayor reproducción cromática de las lámparas de sodio con eficacia menor. Estas lámparas se emplean en aplicaciones que requieran mayor índice de reproducción cromática, como son escaparates de comercios y edificios pintorescos de una ciudad, paseos, jardines, etc.



2.1.2.6 Lámparas de diodos emisores de luz (LED)

LED significa 'diodo emisor de luz'. Un diodo es un dispositivo fabricado de dos materiales conductores diferentes que permiten circular la corriente en una sola dirección. Cuando pasa electricidad por el diodo, los átomos de uno de los materiales se excitan a un nivel superior de energía. Esta energía se libera cuando los átomos transfieren electrones al otro material. Durante esta liberación de energía es cuando se produce luz. El color de la luz del LED dependerá del material inorgánico con el que está fabricado el diodo y de cómo esté configurado.

La tecnología LED ha evolucionado a un buen ritmo durante los últimos años. Venciendo su confinamiento en dispositivos electrónicos como los móviles o en pequeñas pantallas. Las soluciones LED se abren paso y su uso es cada vez más generalizado. No en vano, mejoran la calidad de vida de la gente en comercios, hoteles, restaurantes, oficinas, hogares y en el embellecimiento urbano en edificios públicos, puentes, senderos, mercados o fachadas.

En comparación con el alumbrado tradicional, los LEDs son energéticamente eficientes, emiten menos CO₂ e irradian poco calor, son más económicos de usar y de mantener, son pequeños y flexibles, duran más tiempo y producen una luz que se puede programar y controlar con precisión.



Aunque las propiedades de color de los LEDs suelen ser aprovechadas por los diseñadores para la creación de ambientes, en espectáculos o en el realce arquitectónico, existe otro campo en el que los LEDs están empezando a adquirir notoriedad, como es el caso de la iluminación general con la luz blanca. Desde hace más de una década, los LEDs constituyen una alternativa viable a las fuentes de luz convencionales, y las constantes mejoras en eficiencia lumínica no hacen sino favorecer su continuidad y diversificación.

Los LEDs convencionales están realizados sobre la base de una gran variedad de materiales semiconductores inorgánicos produciendo los siguiente colores:

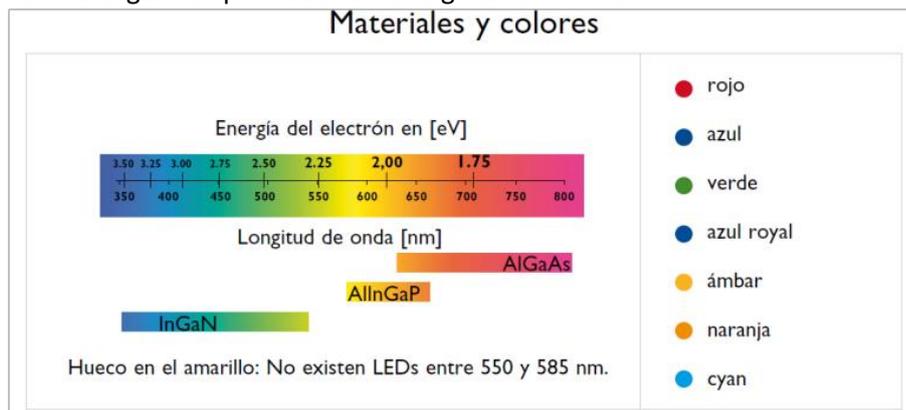


Ilustración 7: Posibles materiales y colores que reproduce un LED

Para generar luz blanca (que es la que interesa para alumbrar), como la luz que obtenemos de un LED es monocromática, es decir, una vez fabricado el chip solo emiten en un determinado color de los anteriormente citados, se puede hacer mediante dos métodos:

La mezcla de la luz de tres chips: un chip azul, otro verde y otro rojo o mediante la combinación de un chip azul o ultravioleta y fósforos como se hace con el principio de la fluorescencia. Este primer caso rara vez se usa para producir un LED blanco, aunque si se hace para realizar juegos de colores, puesto que regulando la intensidad de cada uno de ellos podemos pasar por todo el espectro de colores.

Mediante el segundo caso se puede obtener luz blanca fría o cálida en función de los fósforos que utilicemos. Si se usa LED azul con fósforos amarillos, se obtiene un LED blanco frío y relativamente de buena reproducción cromática (R_a sobre 70). En el caso de usar fósforos rojos y verdes junto al chip azul se puede obtener un LED blanco cálido de mejor reproducción cromática ($R_a > 80$), pero se consigue algo menos de flujo.



Ilustración 8: Técnica para producir luz blanca

Este tipo de lámparas se ensamblan hoy en día en todo tipo de formatos para sustitución directa de lámparas incandescentes, halógenas, y compactas de bajo consumo... pero también en forma de tubo para la sustitución de tubos fluorescentes o incluso en proyectores o todo tipo de luminarias para sustituir progresivamente a las lámparas de descarga de alta intensidad.



Ventajas de la utilización de los LED:

- i. Generales:
 - a. Vida larga (50.000 horas).
 - b. Reducción de coste de mantenimiento.
 - c. Mayor eficacia que las lámparas incandescentes y halógenas.
 - d. Sin radiación IR ni UV.
 - e. Puede usarse ópticas de plástico de alta eficacia.
 - f. No presentan prácticamente consumo de reactiva.
- ii. Seguridad/Bajas temperaturas
 - a. Capaz de encender a bajas temperaturas (hasta -40°C).
 - b. Trabaja a baja tensión en continua.
 - c. Alta eficacia en ambientes fríos.
 - d. Sellado de por vida en luminarias estancas.

- iii. Medio Ambiente
 - a. No contiene mercurio.
 - b. Reciclable al 95%.
 - c. Es más ecológico y sostenible.

- iv. Arquitectura/Diseño
 - a. Flexibilidad en el diseño, luces ocultas.
 - b. Colores saturados sin uso de filtros.
 - c. Luz directa que incrementa la eficiencia del sistema.
 - d. Robustez, seguridad frente a vibraciones.
 - e. Menor dispersión de luz al hemisferio superior debido a un mejor control óptico.
 - f. Luz dinámica, con posibilidad de cambiar el punto blanco.
 - g. Regulación total sin cambio de color.
 - h. Arranque instantáneo 100% luz.

A continuación se muestra una tabla comparativa con todas las tecnologías nombradas y sus características:

	Gama de potencias (W)	Vida útil (h)	Eficacia (lm/W)	Tª Color (K)	IRC (%)	Encendido y Reencendido	Equipo auxiliar
Incandescentes	25-2000	1000	8-21,5	2700	100	Instantáneo	no
Halógena	40-100	2000	15-27	2800	100	Instantáneo	si
Tubos fluorescentes	16-65	5000-6000	48-80	2700-6000	70-98	Instantáneo	si (balasto y cebador)
Fluorescente compacta	7,5-50	8000	57-65	2700-6000	85	Instantáneo	Si (balasto electrónico)
Luz de mezcla	160-500	6000	19-28	3600	60	E: 2min, R: 5-10 min	no
Mercurio A.P.	50-2000	24000	32-60	3500-4500	40-70	E: 4-5 min, R: 3-6 min	no
Halogenuro metálico	70-3500	10000	75-105	3000-6000	80-90	E: 3-10 min	si (arrancador)
Inducción	70-150	60000	80	3000	>80	Instantáneo	Si (balasto electrónico)
Sodio B.P.	18-180	6000-8000	100-199	-	-	E: 15min R: 3min	si
Sodio A.P.	35-1000	8000	60-130	2000-2200	25-50	E: 5-10min R: 1min	si
Sodio Blanco	35-150	12000-15000	40-50	2500	85	E: 12min, R: 3min	Balasto y unidad control
LEDs	1,5-50	50000	60 - 130	2500 - 8000	70 - 98	Instantáneo	Si, incorporado en luminaria

Ilustración 9: Tabla comparativa tecnologías iluminación

2.2 ESTUDIO DEL PROCESO PRODUCTIVO

Una vez conocidas todas las tecnologías de iluminación que están al alcance y sus características, es necesario conocer el proceso de producción concreto que sigue la empresa de producción de baldosas cerámicas para poder identificar todas sus distintas zonas y conocer el nivel de iluminancia que determina la norma UNE EN 12464. (Ver Ilustración 12: Diagrama de flujo producción baldosas cerámicas).

Que como cita ésta en el apartado de actividades industriales y artesanales:

Quizás sea en este gran apartado en el que resulte más obvia la necesidad de una política de iluminación tan cuidadosa o más que cualquier otra decisión empresarial.

Si se buscan razones de seguridad, trabajos como la manipulación de compuestos químicos, el manejo de herramientas de corte, la mecanización de metales o las labores de carnicerías u hornos de pan, confirman la, más que idoneidad, exigencia de planificar la iluminación pensando en que es uno de los elementos más importantes para luchar contra la creciente siniestralidad laboral. También aquellos procesos sin aparente riesgo como las labores repetitivas en cadena son proclives a generar accidentes si la iluminación no es la adecuada.

Relacionada con la seguridad, o incluso formando parte de ella, se encuentra la salud visual del trabajador. Tareas que exigen concentración, como acabados de precisión, inspección y control de calidad conllevan un esfuerzo visual que si no está aliviado por una correcta iluminación puede generar desgaste físico y problemas de salud irreversibles.

El último factor, la productividad, es en apariencia el más desatendido, pero un análisis sensato nos hace ver que una persona a la que ver mejor la hace trabajar mejor, es antes de nada una persona más segura en el trabajo y más sana visualmente.

Por ello, se ha realizado un diagrama de flujo del proceso de producción de baldosas cerámicas, en el que se observa que el proceso empieza en la carga de los silos de arcilla, es decir, no tienen sección de atomizado, hasta el almacenamiento de producto acabado (el cual no se tiene en cuenta ya que el almacenamiento se realiza en otra nave que no es de estudio en este caso).

1. Agricultura					
Nº ref	Tipo de interior, tarea y actividad	E_m lux	UGR_L	R_a	Observaciones
1.1	Carga, operaciones con artículos, equipo de manipulación, maquinaria, salas de veterinaria, establos para parir, preparación de alimentos, vaquería y lavado de utensilios	200	25	80	
1.2	Edificios para ganadería	50	-	40	
2. Panaderías					
2.1	Preparación y hornos de cocción	300	22	80	
2.2	Acabado, horneado	500	22	80	
3. Cemento, hormigón, ladrillos					
3.1	Secado	50	28	20	- Se deben reconocer los colores de seguridad
3.2	Preparación, horno, mezcla	200	28	40	
3.3	Trabajo en máquinas y Encofrado	300	25	80	
4. Cerámicas, tejas, vidrio					
4.1	Secado	50	28	20	- Se deben reconocer los colores de seguridad
4.2	Preparación, esmaltado, laminado, prensado, horneado, soplado	300	25	80	
4.3	Amolado, grabado, pulido, piezas de precisión, fabricación de instrumentos de vidrio	750	19	80	
4.4	Amolado de vidrio óptico, cristal, molienda a mano y grabado	750	16	80	
4.5	Trabajo de precisión: amolado decorativo, pintura a mano...	1000	16	90	- $T_{cp} \geq 4.000$ K
4.6	Fabricación de piedras	1500	16	90	- $T_{cp} \geq 4.000$ K

Ilustración 10: Secciones e iluminancias medias exigidas

En cuanto al Valor de Eficiencia Energética de la Instalación (VEEI), como se observa en la siguiente ilustración, la norma no reconoce ningún límite en cuanto este valor para industrias, así que no se tendrá en cuenta el valor de VEEI que en la simulación con Dialux se obtenga.

Grupo	Zona de actividad diferenciada	VEEI límite
1 Zonas de no representación	■ Administrativo en general	3,5
	■ Andenes de estaciones de transporte	3,5
	■ Salas de diagnóstico ⁽⁴⁾	3,5
	■ Pabellones de exposición o ferias	3,5
	■ Aulas y laboratorios ⁽²⁾	4,0
	■ Habitaciones de hospital ⁽³⁾	4,5
	■ Recintos interiores asimilables a grupo 1 no descritos en la lista anterior	4,5
	■ Zonas comunes ⁽¹⁾	4,5
	■ Almacenes, archivos, salas técnicas y cocinas	5
	■ Aparcamientos	5
■ Espacios deportivos ⁽⁵⁾	5	
2 Zonas de representación	■ Administrativo en general	6
	■ Estaciones de transporte ⁽⁶⁾	6
	■ Supermercados, hipermercados y grandes almacenes	6
	■ Bibliotecas, museos y galerías de arte	6
	■ Zonas comunes en edificios residenciales	7,5
	■ Centros comerciales (excluidas tiendas) ⁽⁸⁾	8
	■ Hostelería y restauración ⁽⁹⁾	10
	■ Recintos interiores asimilables a grupo 2 no descritos -anteriormente	10
	■ Religioso en general	10
	■ Salones de actos, auditorios y salas de usos múltiples y convenciones, salas de ocio o espectáculo, salas de reuniones y salas de conferencias ⁽⁷⁾	10
	■ Tiendas y pequeño comercio	10
	■ Zonas comunes ⁽¹⁾	10
	■ Habitaciones de hoteles, hostales, etc.	12

Ilustración 11: Valores Límite de VEEI en interiores según CTE

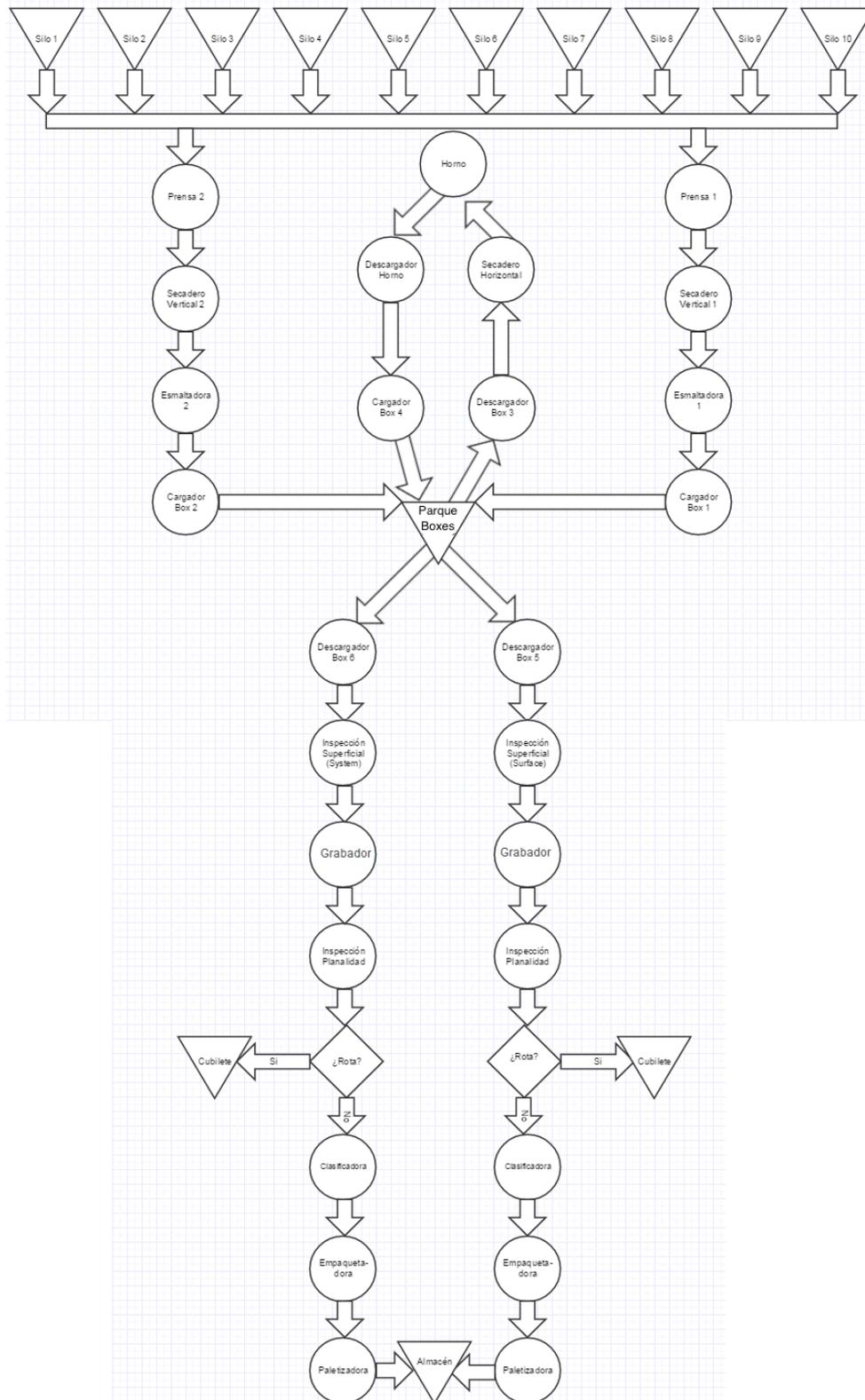


Ilustración 12: Diagrama de flujo producción baldosas cerámicas

2.2.1 Silos



La zona de silos es una zona en la cual solo se accede a la caja de control que se ve en la parte inferior de ellos para controlar a que silo se carga o de que silo se descarga.

La parte superior de estos es una zona donde solo se accede en caso de incidencia para reparar sistemas de transporte de atomizado.



Como en esta zona no opera un trabajador habitualmente, el nivel de iluminancia mínimo de 300 lx que marca la norma no será respetado ya que no tiene sentido.

2.2.2 Prensas

En esta zona se provoca la forma de la baldosa aplicando una presión a la arcilla proveniente de los silos y tiene un operario trabajando en ella durante todo su turno, por lo cual sí que será necesario respetar la norma y conseguir una iluminancia al menos de 300 lx. El operario no solo tiene que tener una buena iluminación encima de la pantalla donde se controlan los parámetros de la prensa, sino que también tiene que poder ver de forma idónea la salida de las baldosas de la prensa para identificar fallos y poder corregirlos lo antes posible.



2.2.3 Secaderos Verticales



En la zona de secado las baldosas permanecen entre 2-3 horas para eliminar la mayor humedad posible de ellas en una especie de noria, igual que en la sección de prensas, el operario está en esa zona la mayor parte de las horas de su turno por lo que también se tendrá que respetar el nivel de iluminancia de la norma, que en este caso es de 50 lx.

2.2.4 Esmaltado



Esta zona es muy amplia ya que contiene dos líneas de esmaltado, pero hay puntos concretos donde el operario se encuentra más frecuentemente (como en la zona inkjet o rotocolor), por lo que están mejor iluminados que otros en los cuales solo se accede ocasionalmente. Más adelante en la zona de simulado se observarán esos diferentes puntos. Dicho esto, se tendrá que conseguir la iluminación mínima marcada por la norma en dichos puntos concretos, ya que sería inviable conseguir 300 lx de iluminancia en toda la zona de esmaltado y su pasillo intermedio.

2.2.5 Parque de boxes

El parque de boxes es una zona en la cual carretillas dirigidas por láser (LGVs), depositan los boxes ya sean de la zona de esmaltado o de la salida del horno, y que los recogen para depositarlos en la zona de carga del horno. Como ningún operario realiza ningún trabajo de forma habitual en esta zona, la norma aplica que solo es necesario una iluminancia de 50 lx.



2.2.6 Entrada horno



Esta es la zona de descarga de los boxes y la entrada al secadero horizontal y horno. Pero a esta zona no opera ningún trabajador de forma habitual, ya que solo se accede por fallo mecánico, por atasco de baldosas o para entrar pruebas de baldosas a mano. Por esto no es necesario respetar el mínimo marcado por la norma.



2.2.7 Salida horno



Al contrario que en la entrada del horno, en la salida sí que hay un operador que se pasa gran parte de su tiempo controlando la calidad del material que el horno expulsa, por lo que es necesaria un buen nivel de iluminancia. Por ello se intentará conseguir un nivel mínimo de iluminancia de 300 lx, cumpliendo la norma.

2.2.8 Clasificación y packaging



En la zona de clasificación y packaging actualmente ya no se realiza nada a mano debido a los sistemas de visualización artificial, máquinas de empaquetar y robots apiladores. Pero por si falla la máquina de visualización artificial, hay unos sitios específicos para clasificar a mano donde es necesaria una iluminación muy elevada para detectar los efectos con facilidad y que el operador no fuerce la vista.

Por lo que en la simulación no se intentará conseguir los 300 lx en toda la zona, sino en la zona donde ocasionalmente opere el trabajador.



2.2.9 Exposición de piezas

La última zona de estudio es la de exposición de las piezas que se prueban y que no se están produciendo de forma industrial, por lo que será necesario un alto nivel de iluminancia para observar bien las baldosas y detectar fallos de diseño. Por lo que probablemente se encuentre un valor superior al mínimo que marca la norma.

Comparando todas las secciones del diagrama de flujo concreto de la fábrica de estudio con las secciones de la norma UNE EN 12464, se concluye que todas las zonas excepto la zona de secado, que deberá tener una iluminancia media de 50 lx, se exigirá que tengan 300 lx de iluminancia media.

Como se ha comentado, esta exigencia de iluminancia se mantendrá solo cuando haya un operario trabajando de forma habitual en esa sección y no en un lugar donde solo se acceda por mantenimiento una vez al día o incluso menos.

2.3 SIMULACIÓN CON DIALUX

2.3.1 Situación actual

Con la realización de un estudio luminotécnico en campo con la ayuda de un luxómetro, se han obtenido los valores de iluminancia que recibe actualmente cada zona de producción. Además, se ha realizado una simulación con la herramienta Dialux de la situación actual (*Ver punto 1.1. Memoria situación actual mayo 2016 del Anexo*), obteniendo valores similares a los obtenidos en campo.

A continuación se presentan varias ilustraciones de la simulación con la herramienta Dialux:

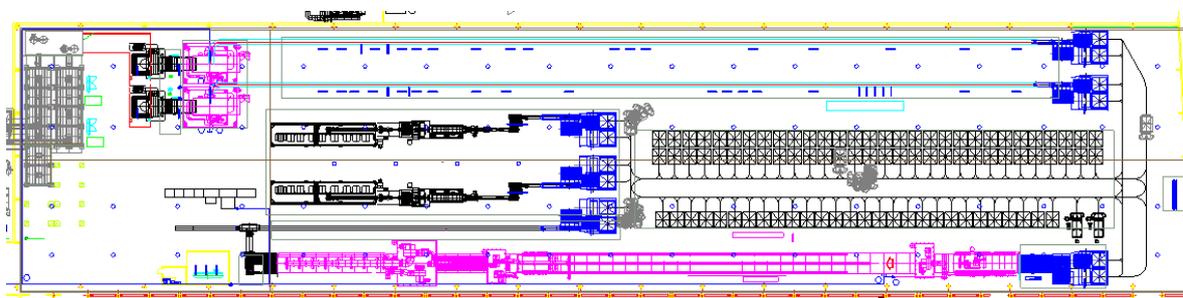


Ilustración 13: Vista en planta de la nave y sus luminarias. Situación actual

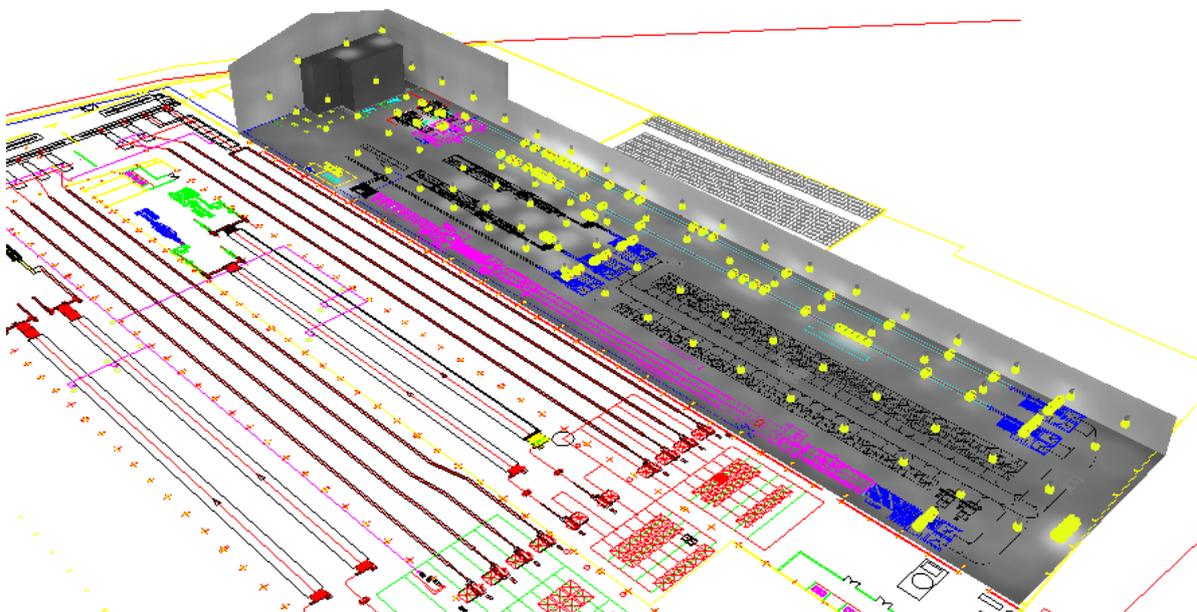
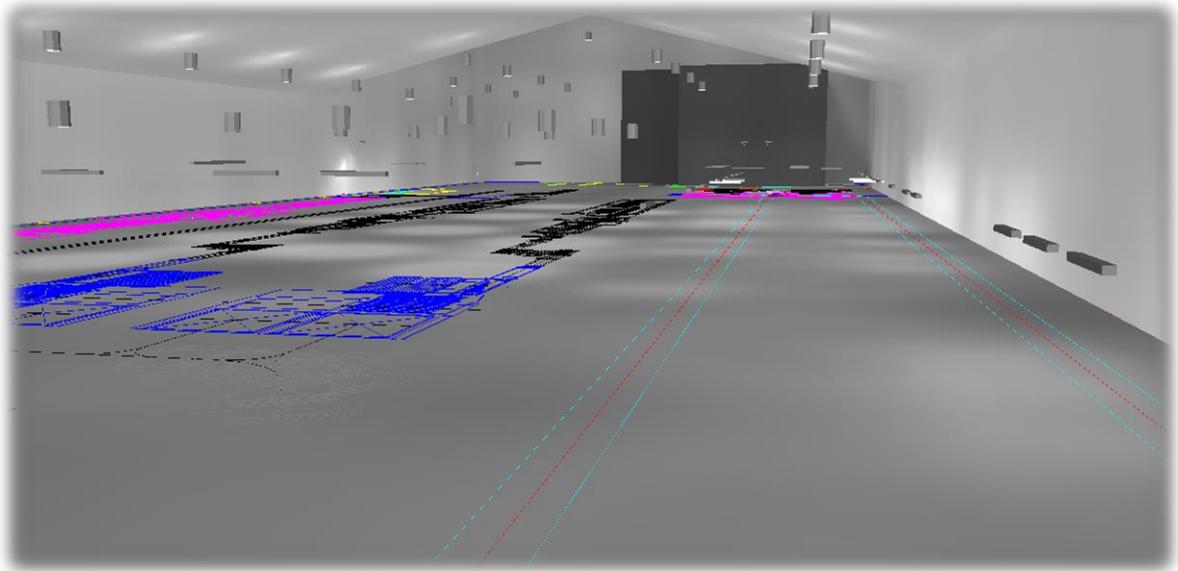
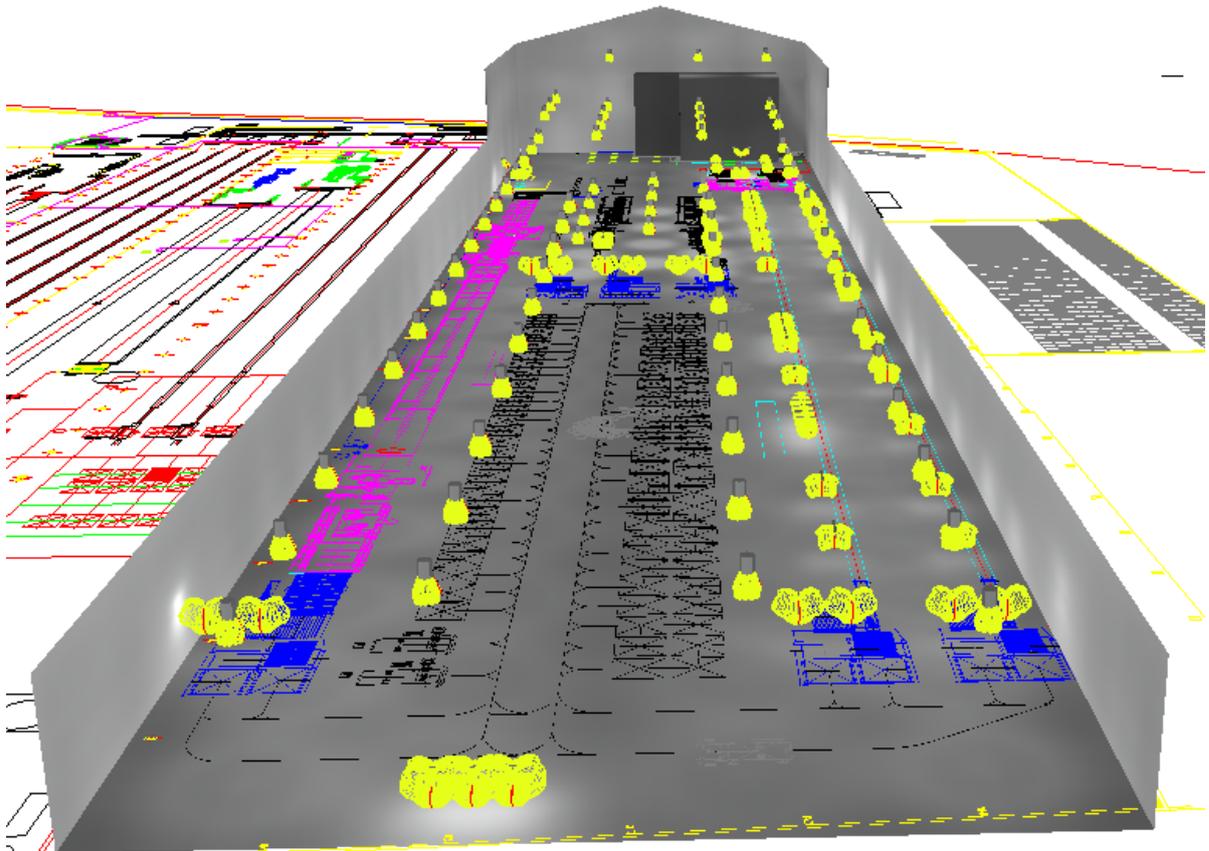


Ilustración 14: Simulación global de la nave 1. Situación actual



Il·lustració 15: Vista interior de la nave. Situació actual



Il·lustració 16: Vista global de la nave 2. Situació actual

En la siguiente tabla se expresan los valores de iluminancia media obtenidos:

	Em (lx)	Em según Norma (lx)
Zona silos 1	88	-
Zona silos 2	17	-
Prensas	292	300
Secaderos Verticales	111	50
Esmaltado	123	300
Parque de Boxes	67	50
Entrada Horno	93	300
Salida Horno	216	300
Clasificación y Packaging	118	300
Exposición piezas	333	300

Tabla 1: Iluminancias medias situación actual

Comparando estos valores con los necesarios según la norma, se observa que actualmente solo cumple la zona de secaderos verticales, el parque de boxes y la exposición de piezas.

Pero como se ha dicho anteriormente, las dos zonas de los silos también cumplen, ya que solo se accede a esa zona en caso de reparaciones igual que la zona de entrada al horno, la cual solo se accede cuando hay atasco en la entrada (situación poco habitual).

Por otro lado se procede a calcular el coste de operación de todas las luminarias de la nave para poder comparar la explotación actual con la futura.

	Pot. Lámpara (W)	Nº Lámparas	Pot. Instalada (kW)
PHILIPS MPK460 P-D635-NB HPI-P/743 CONV	274	80	21,92
PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS	58	22	1,276
PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA	70	60	4,2
SITECO 5NA758E1TS0108+5NA75800XL SiCOMPACT® A2 MIDI	442	3	1,326

Tabla 2: Potencia instalada actual

$$\text{Consumo eléctrico} = 28,722 \cdot (52 - 4) \cdot 7 \cdot 24 = 231.614,21 \text{ kWh}$$

Por lo que como hay instalada una potencia lumínica de 28,722 kW, y produciendo 48 semanas al año las 24 horas, hace un total de un consumo eléctrico de 231.614,208 kWh, que traducido a dinero sabiendo que la empresa compra el kWh a 0,17€, hace un total:

$$\text{Consumo explotación} = 231.614,208 \cdot 0,17 = 39.374,42 \text{ €}$$

2.3.2 Mejora 1

En lo que respecta a la mejora 1, se ha decidido cambiar toda la tecnología actual de iluminación en la planta, por tecnología LED, ya que como se ha estudiado en el punto 2.1.2. *Tipos de lámparas*, son lámparas con buena eficiencia energética y que están mejorando a un ritmo muy bueno.

Por lo que como se ha simulado mediante Dialux (ver 1.2. *Memoria dialux mejora 1 del Anexo*), se han obtenido los siguientes niveles de iluminancia haciendo los cambios que se detallan en la *Tabla 4: Cambio de luminarias mejora 1*:

	Em (lx)	Em según Norma (lx)
Zona silos 1	115	-
Zona silos 2	25	-
Prensas	360	300
Secaderos Verticales	168	50
Esmaltado	163	300
Parque de Boxes	85	50
Entrada Horno	98	300
Salida Horno	317	300
Clasificación y Packaging	147	300
Exposición piezas	370	300

Tabla 3: Iluminancias medias situación mejora 1

A continuación se muestran dos imágenes de la simulación:

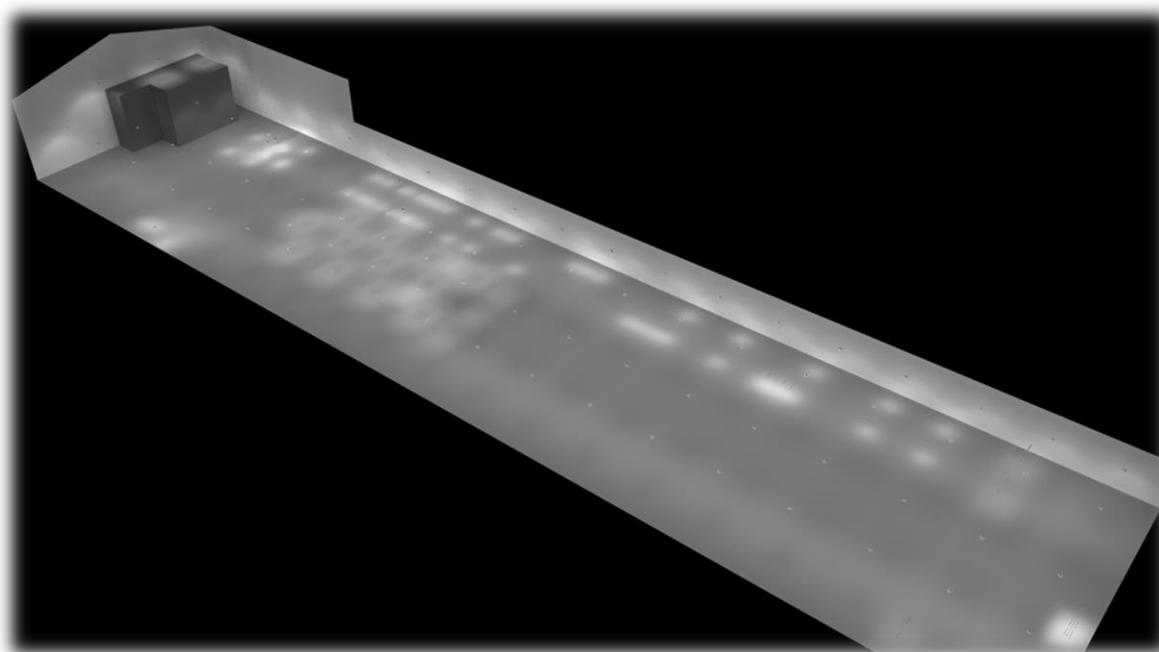


Ilustración 17: Renderizado vista global. Mejora 1

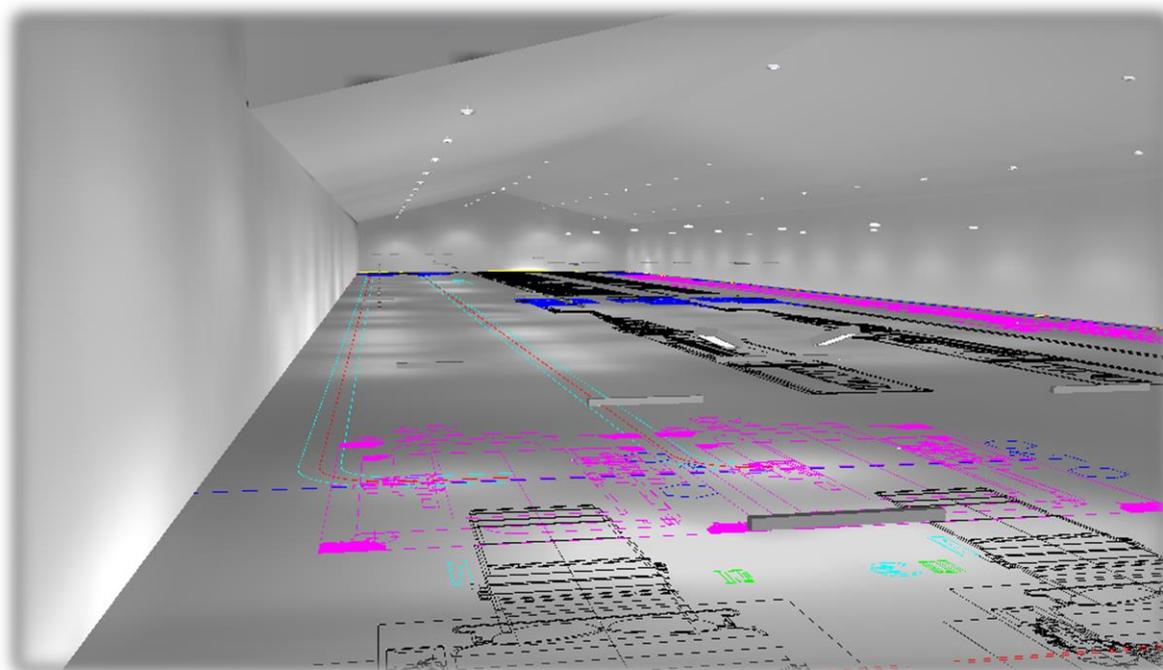


Ilustración 18: Vista interior nave. Mejora 1

Luminarias situación actual	Luminarias mejora 1
PHILIPS MPK460 P-D635-NB HPI-P/743 CONV	PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB
	
PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS	PHILIPS WT460C L1300 WB LED23S/- No

	
<p>PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA</p>	<p>PHILIPS WT461C L1600 O LED64S/- No</p>
	
<p>SITECO 5NA758E1TS0108+5NA75800XL SiCOMPACT® A2 MIDI</p>	<p>PHILIPS BY471P A50 G GRN250S/- No</p>
	

Tabla 4: Cambio de luminarias mejora 1

En la *Tabla 3: Iluminancias medias situación mejora 1* se observa que se ha mejorado notablemente el nivel de iluminancia de todas las zonas, pero cabe explicar que la zona de esmaltado y clasificación han sido calculadas como zonas grandes y donde hay muchos lugares sin luz ya que no se precisa de un operador. A las siguientes imágenes se detalla la parte de esas zonas donde si existe un operador y donde se observa que se supera el nivel mínimo de iluminancia media.

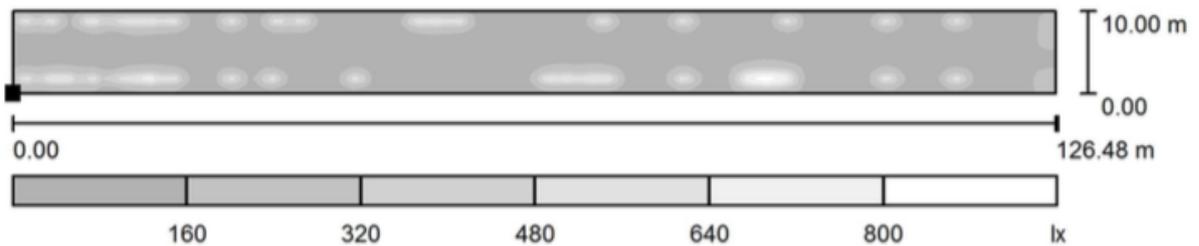


Ilustración 19: Escala de grises zona esmaltado mejora 1

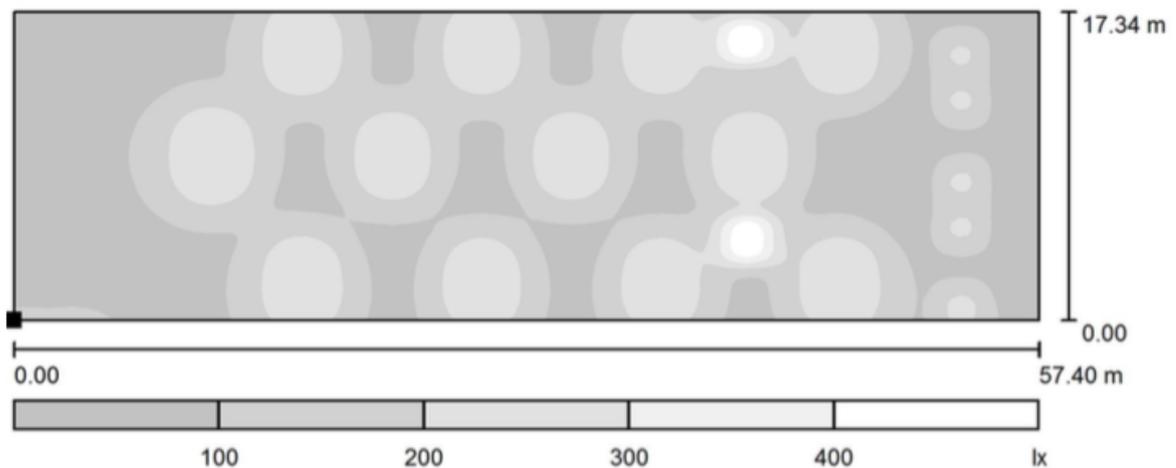


Ilustración 20: Escala de grises zona clasificación y packaging mejora 1

En ambos diagramas se muestran zonas puntuales que superan los 300 lx mínimos que determina la norma, siendo éstos los lugares donde se encuentra el personal haciendo sus tareas.

2.3.3 Mejora 2

En la situación propuesta como Mejora 2 se ha decidido cambiar solo las luminarias suspendidas por toda la nave, que son de vapor de mercurio de alta presión y los tres proyectores existentes repartidos entre la sección de prensa y la salida del horno.

Esta decisión viene dada ya que estos dos tipos de luminarias tienen una eficiencia lumínica muy inferior a las tecnologías LED por las que se van a sustituir, y entre las luminarias de tubos fluorescentes y las que se sustituyen por LED, de momento no hay una gran diferencia de eficiencia energética que justifique el cambio.

Simulándolo mediante Dialux (*ver 1.3. Memoria dialux mejora 2 del Anexo*), se han obtenido los siguientes niveles de iluminancia haciendo los cambios que se detallan en la *Tabla 6: Cambio de luminarias mejora 2*:

	Em (lx)	
Zona silos 1	115	-
Zona silos 2	25	-
Prensas	336	300
Secaderos Verticales	154	50
Esmaltado	144	300
Parque de Boxes	86	50
Entrada Horno	100	300
Salida Horno	318	300
Clasificación y Packaging	153	300
Exposición piezas	345	300

Tabla 5: Iluminación medias situación mejora 2

A continuación una imagen de la simulación:

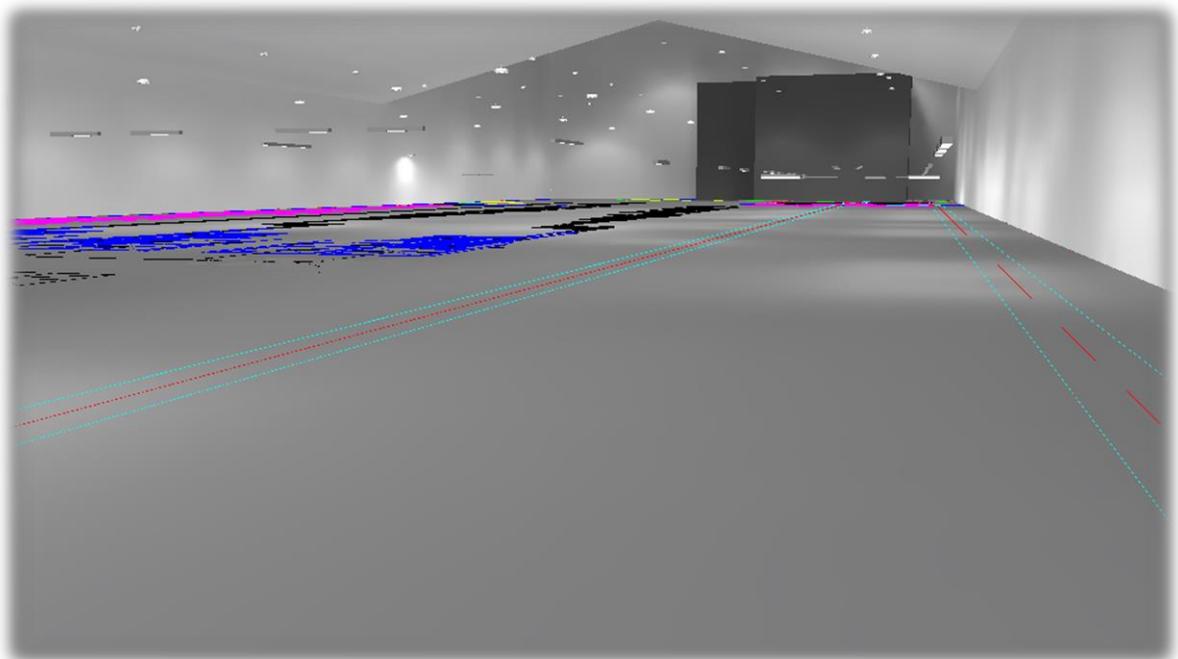


Ilustración 21: Vista interior nave. Mejora 2

Luminarias situación actual	Luminarias mejora 1
<p data-bbox="252 271 804 300">PHILIPS MPK460 P-D635-NB HPI-P/743 CONV</p> 	<p data-bbox="890 271 1359 300">PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB</p> 
<p data-bbox="300 636 756 665">PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS</p> 	<p data-bbox="896 636 1353 665">PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS</p> 
<p data-bbox="300 1077 756 1106">PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA</p> 	<p data-bbox="896 1077 1353 1106">PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA</p> 
<p data-bbox="288 1391 767 1453">SITECO 5NA758E1TS0108+5NA75800XL SiCOMPACT® A2 MIDI</p> 	<p data-bbox="896 1391 1353 1420">PHILIPS BY471P A50 G GRN250S/- No</p> 

Tabla 6: Cambio de luminarias mejora 2

Igual que ha ocurrido en la mejora 1, el nivel de iluminancia mejora notablemente respecto a la situación actual, y ocurre lo mismo en las zonas de esmaltado y clasificación, pero como se observa a continuación, en los puntos donde existen operadores se supera el mínimo de 300 lx.

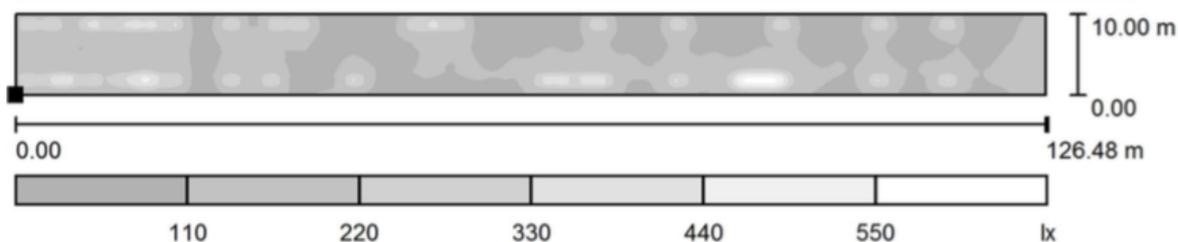


Ilustración 22: Escala de grises zona esmaltado mejora 2

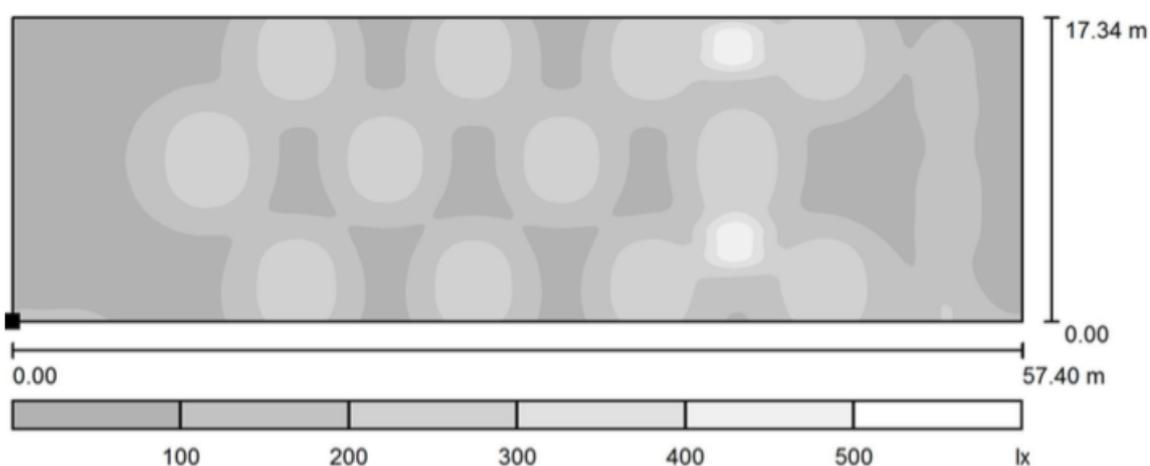


Ilustración 23: Escala de grises zona clasificación y packaging mejora 2

2.4 COSTE DE LAS MEJORAS PROPUESTAS

2.4.1 Coste mejora 1

A continuación se calcula el consumo eléctrico como en el caso anterior:

	Pot. Lámpara (W)	Nº Lámparas	Pot. Instalada (kW)
PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB	198	80	15,84
PHILIPS WT460C L1300 WB LED23S/- No	17,4	33	0,5742
PHILIPS WT461C L1600 O LED64S/- No	51,5	49	2,5235
PHILIPS BY471P A50 G GRN250S/- No	180	3	0,54

Tabla 7: Potencia instalada Mejora 1

$$\text{Consumo eléctrico} = 19,478 \cdot (52 - 4) \cdot 7 \cdot 24 = 157.068,173 \text{ kWh}$$

Por lo que como hay instalada una potencia lumínica de 19,478 kW, y produciendo 48 semanas al año las 24 horas, hace un total de un consumo eléctrico de 157.068,173 kWh.

Con esta opción de mejora el ahorro de consumo energético es:

$$\% \text{ Ahorro} = 1 - \frac{157.068,173}{231.614,208} = 32,19\%$$

Lo que se traduce en:

$$\text{Consumo explotación} = 157.068,173 \cdot 0,17 = 26.701,59 \text{ €}$$

Traduciéndose en un ahorro respecto a la situación actual de:

$$\text{Ahorro} = 39.374,42 - 26.701,59 = 12.672,83 \text{ €}$$

Una vez calculado el ahorro de energía, que se traducirá en dinero, se calcula el coste de la inversión de cambiar todas las luminarias (luminarias y mano de obra) para comprobar se es una inversión viable o no.

Para calcular el precio de las luminarias se ha accedido al catálogo de luminarias profesionales de Philips del 2016, las hojas de cual se encuentran en el punto 1.4. Catálogo Philips 2016 del Anexo.

	Nº Luminarias	€/unidad	Total
PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB	80	575,00 €	46.000,00 €
PHILIPS WT460C L1300 WB LED23S	33	250,00 €	8.250,00 €
PHILIPS WT461C L1600 O LED64S	49	270,00 €	13.230,00 €
PHILIPS BY471P A50 G GRN250S	3	1.120,00 €	3.360,00 €
Total			70.840,00 €

Tabla 8: Cálculo inversión en luminarias mejora1

Al precio anterior hay que sumarle la mano de obra de instalación, la cual se ha estimado en un 10% del valor de las luminarias, es decir:

$$\text{Mano de obra} = 70.840 \text{ €} \cdot 0,1 = 7.084 \text{ €}$$

Pero el precio que aparece en el catálogo solo se ha utilizado para calcular la mano de obra, ya que en el negocio de iluminación se llega a conseguir hasta el 70% de descuento del precio del catálogo.

Por lo que en este estudio se ha considerado un 60% de descuento:

$$\text{Precio total instalación} = 70.840 \cdot (1 - 0,6) + 7.084 = 35.420,00 \text{ €}$$

2.4.2 Coste mejora 2

A continuación se calcula el consumo eléctrico como en el caso anterior:

	Pot. Lámpara (W)	Nº Lámparas	Pot. Instalada (kW)
PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB	198	80	15,84
PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS	58	22	1,276
PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA	70	60	4,2
PHILIPS BY471P A50 G GRN250S/- No	180	3	0,54

Tabla 9: Potencia instalada Mejora 1

$$\text{Consumo eléctrico} = 21,856 \cdot (52 - 4) \cdot 7 \cdot 24 = 176.246,784 \text{ kWh}$$

Por lo que como hay instalada una potencia lumínica de 21,856 kW, y produciendo 48 semanas al año las 24 horas, hace un total de un consumo eléctrico de 176.246,784 kWh.

Con esta opción de mejora el ahorro de consumo energético es:

$$\% \text{ Ahorro} = 1 - \frac{176.246,784}{231.614,208} = 23,91\%$$

Lo que se traduce en:

$$\text{Consumo explotación} = 176.246,784 \cdot 0,17 = 29.961,95 \text{ €}$$

Traduciéndose en un ahorro respecto a la situación actual de:

$$\text{Ahorro} = 39.374,42 - 29.961,95 = 9.412,46 \text{ €}$$

Una vez calculado el ahorro de energía, que se traducirá en dinero, se calcula el coste de la inversión de cambiar todas las luminarias (luminarias y mano de obra) para comprobar se es una inversión viable o no.

Para calcular el precio de las luminarias se ha accedido al catálogo de luminarias profesionales de Philips del 2016, las hojas de cual se encuentran en el punto 1.4. Catálogo Philips 2016 del Anexo.

	Nº Luminarias	€/unidad	Total
PHILIPS BY121P G2 1xLED205S/840 WB	80	575,00 €	46.000,00 €
PHILIPS TCW097 1x58W TL-D/840 EBS	-	-	-
PHILIPS TCW097 2x35W TL5/830 HFA	-	-	-
PHILIPS BY471P A50 G GRN250S	3	1.120,00 €	3.360,00 €
Total			49.360,00 €

Tabla 10: Cálculo inversión en luminarias mejora.

Al precio anterior hay que sumarle la mano de obra de instalación, la cual se ha estimado en un 10% del valor de las luminarias, es decir:

$$\text{Mano de obra} = 49.360\text{€} \cdot 0,1 = 4.936\text{€}$$

Pero el precio que aparece en el catálogo solo se ha utilizado para calcular la mano de obra, ya que en el negocio de iluminación se llega a conseguir hasta el 70% de descuento del precio del catálogo.

Por lo que en este estudio se ha considerado un 60% de descuento:

$$\text{Precio total instalación} = 49.360,00 \cdot (1 - 0,6) + 4.936 = 24.680,00\text{€}$$

2.5 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERO

2.5.1 Mejora 1

Cuantificada la inversión inicial y el ahorro al cambiar de tecnología se realiza un estudio de viabilidad económica, el cual se muestra a continuación:

1. Profit & Loss										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8
Income			12.673	12.673	12.673	12.673	12.673	12.673	12.673	12.673
	materials									
	Labour									
	Depreciation		- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428
	Other expenses									
	Cost TLL		- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428	- 4.428
	Ope.Profit		8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245
	Financial Exp.									
	Ordinary Profit		8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245
	Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
	PBT		8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245	8.245
	Tax (**%)		2.474	2.474	2.474	2.474	2.474	2.474	2.474	2.474
	PAT		5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772

Cash Flow (IRR, NPV)										
Investment		- 35.420								
Ope.Profit after Tax			5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772
Depreciation			4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428
Subsidies			-							
Working Capital variance										
TTL		- 35.420	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199
IRR		23,46%								
NPV			22.623							

Payback Period										
Investment		- 35.420	-							
PAT			5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772	5.772
Depreciation			4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428	4.428
Subsidies		0								
TTL		- 35.420	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199	10.199
Accumulated		-35.420	- 25.221	- 15.022	- 4.822	5.377	15.576	25.775	35.975	46.174
	Year	1	1	1	1	-	-	-	-	-
	Month		0,0	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period		3	Year(s)	6	Month(s)					

Tabla 11: Cálculo de la viabilidad económica de la mejora1

Con todo este cálculo se obtiene que en 3 años y 6 meses la inversión será amortizada y que a partir de ese tiempo cada año se estará ahorrando la empresa 12.673,00 €.

2.5.2 Mejora 2

Como en el caso de la Mejora 1, cuantificada la inversión inicial y el ahorro al cambiar de tecnología se realiza un estudio de viabilidad económica, el cual se muestra a continuación:

1. Profit & Loss										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Income		9.412	9.412	9.412	9.412	9.412	9.412	9.412	9.412	9.412
materials										
Labour										
Depreciation		- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085
Other expenses										
Cost TLL		- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085	- 3.085
Ope.Profit		6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327
Financial Exp.										
Ordinary Profit		6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327	6.327
Tax (**%)		1.898	1.898	1.898	1.898	1.898	1.898	1.898	1.898	1.898
PAT		4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429

Cash Flow (IRR, NPV)										
Investment	- 24.680									
Ope.Profit after Tax		4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429
Depreciation		3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085
Subsidies		-								
Working Capital variance										
TTL	- 24.680	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514
IRR	25,50%									
NPV		17.984								

Payback Period										
Investment	- 24.680	-								
PAT		4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429	4.429
Depreciation		3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085
Subsidies	0									
TTL	- 24.680	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514	7.514
Accumulated	-24.680	- 17.166	- 9.652	- 2.137	5.377	12.891	20.405	27.920	35.434	
Year	1	1	1	1	-	-	-	-	-	
Month		0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Payback Period		3	Year(s)	4	Month(s)					

Tabla 12: Cálculo de la viabilidad económica de la mejora 2

Con este estudio se concluye que con la mejora 2 la inversión se amortiza en 3 años y 4 meses y que a partir de este tiempo, la empresa se ahorra cada año 9.412,00 €.

Aunque se pudiera pensar que al ser la inversión inicial menor que la inversión de la mejora 1, el periodo de retorno sería mucho menor, se observa tras el estudio que solo se recupera en 2 meses antes.

Esto es debido a que el ahorro anual por consumo eléctrico es menor que en la mejora 1, por lo que la inversión se amortiza más lentamente.

3 DISEÑO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1 TECNOLOGÍAS ACTUALES DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1.1 Célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica es una unión P-N que con un dispositivo adecuado para su conexión exterior, es capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica directamente.

Este fenómeno se debe a que cuando se juntan dos capas de un material específico (por ejemplo silicio), se crea una unión.

Esta unión P-N se crea al juntar dos capas de un material específico (por ejemplo silicio), es decir una zona con exceso de electrones y otra con defecto de electrones, en consecuencia se crea una diferencia de potencial entre ambas. Al conectar externamente ambas capas, se establece una corriente eléctrica, cuya intensidad será proporcional a la intensidad de luz incidente, puesto que el número de átomos excitados, con electrones capaces de moverse, es proporcional a la energía recibida en forma de fotones.

El rendimiento de una célula se define como la relación entre la energía eléctrica generada y la recibida en forma de radiación solar. Solo se aprovecha una fracción de la radiación incidente, puesto que una parte de la radiación no es capaz de liberar los electrones, por tener una longitud de onda superior a la mínima necesaria, otra parte se refleja y otra parte la atraviesa. En consecuencia, para cada tipo de célula existe un rendimiento máximo que depende de las propiedades físicas de la misma: anchura de banda prohibida, coeficiente de reflexión, coeficiente de absorción, espesor de la lámina, etc. En la siguiente tabla se muestra el rendimiento teórico máximo de algunos materiales.

Material	Si	InP	AsGa	CdTe	CdS
Rendimiento	0,22	0,24	0,26	0,23	0,18

Tabla 13: Rendimiento teórico máximo de algunos materiales.

Debe tenerse en cuenta que el rendimiento teórico máximo es un dato importante, pero no el único a tener en cuenta, puesto que existen otros factores que también influyen notablemente y que son determinantes en la utilización práctica, como por ejemplo su estabilidad, degradación, estado de la tecnología, precio final, etc.

3.1.2 Tipos de células

Las células más utilizadas para la generación de electricidad son las de silicio y, para su aplicación práctica, su principal obstáculo es doble: rendimiento real bajo y precio por metro cuadrado elevado.

Con la intención de paliar estos inconvenientes, se investigan nuevos materiales y dispositivos con la intención de aumentar su rendimiento o abaratar el coste de la instalación.

3.1.2.1 Células de silicio cristalino

Existen dos tipos de células de silicio cristalino: monocristalinas y policristalinas. En las primeras, todos los átomos de silicio de la célula están perfectamente ordenados formando, todo el cuerpo, un solo cristal. Las segundas están formadas por la agrupación de pequeños cristales, el grado de ordenación es menor puesto que, dentro de cada cristal el orden es perfecto, pero los cristales no se unen de forma ordenada.

Las células monocristalinas presentan un rendimiento entre un 14 y 17%, mientras que las policristalinas presentan un rendimiento menor, entre un 12 y 14%. En contrapartida estas últimas son más baratas que las primeras.

Este tipo de células es, con mucho el más utilizado en las realizaciones prácticas.

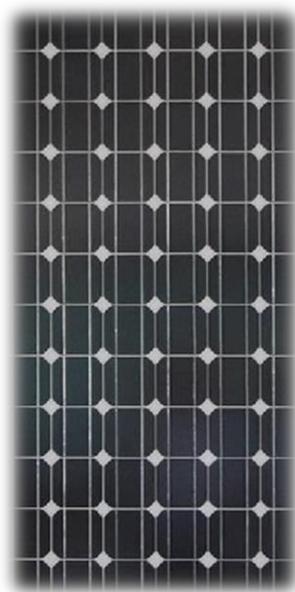


Ilustración 24: Silicio monocristalino



Ilustración 25: Silicio policristalino

3.1.2.2 Células de silicio amorfo hidrogenado

En el silicio amorfo, la disposición de los átomos que forman el sólido, no conservan orden alguno, debido a lo cual existen muchos enlaces vacíos, enlaces que no están unidos a otro átomo. Frente al fenómeno fotoeléctrico esta estructura hace que cuando se crea un electrón libre, por efecto de la luz, sea automáticamente captado y el efecto fotoeléctrico sea prácticamente nulo.

Durante los primeros años de la década de 1970, en la Universidad de Dundee, se realizaron trabajos con silicio amorfo obtenido a partir de silano, hidruro de silicio, obteniéndose un material con propiedades fotoeléctricas interesantes. Este silicio cristaliza con átomos de hidrógeno que saturan los enlaces vacíos del silicio amorfo puro, con lo cual los electrones liberados no desaparecen instantáneamente y permite la generación de electricidad.

Su rendimiento es menor que el de las células de silicio cristalino, entre el 6 y 8%, pero su precio es mucho menor.

3.1.2.3 Células de SCd / SCu

Este tipo de célula tiene un rendimiento menor que las de silicio, alrededor del 8%, pero disfruta de las ventajas siguientes:

- i. Su absorción es elevada y está bien acoplada al espectro de la radiación solar, lo que permite absorber una parte importante de la radiación utilizando material en capas extremadamente delgadas.
- ii. Requiere poco material absorbente.
- iii. La tensión de la célula, en circuito abierto, puede ser muy elevada.

Sin embargo presenta algunos inconvenientes:

- i. Una pequeña desviación en la estequiometría reduce notablemente su rendimiento.
- ii. La aplicación de una tensión produce descomposición electrolítica del sulfuro de cobre.
- iii. La difusión del cobre en el sulfuro de cadmio provoca un aumento de la resistencia en serie.

3.1.2.4 Células de AsGa / AsGaAl

Respecto a las de silicio, a la temperatura ambiente, presentan un rendimiento teórico mucho más elevado, alrededor del 26%, rendimiento que aumenta considerablemente en sistemas concentradores. Sin embargo, en la práctica, su rendimiento es muy inferior debido a las siguientes causas:

- i. Alta velocidad de recombinación superficial y alto coeficiente de absorción.
- ii. Bajo tiempo de vida debido a un sustrato de calidad insuficiente.
- iii. Corriente de cortocircuito débil debido a su elevada resistencia en serie.
- iv. Tensión débil en circuito abierto debido a su baja resistencia en paralelo.

3.1.2.5 Dispositivos concentradores

Dado que, dentro del coste total del panel fotovoltaico instalado, teniendo en cuenta todos los componentes, el precio de la célula fotovoltaica es la partida más importante, con la intención de abaratar costes, se investiga la opción de concentrar la radiación solar incidente sobre una superficie menor, donde se sitúa la célula solar. De esta forma el precio de la célula, en €/m², se diluye al captar una potencia, por unidad de superficie de célula, mayor que la que se captaría sin dispositivo concentrador.

En principio existen dos métodos de concentración: mediante un sistema de refracción, interponiendo una lente focalizadora entre el Sol y la célula, o mediante un sistema de reflexión, colocando la célula en el foco de un espejo parabólico. El segundo método es el que ha tenido más éxito consiguiéndose eficiencias superiores al 20% con células convencionales de silicio. Ambos métodos requieren, para su buen funcionamiento, un sistema de seguimiento del Sol, lo cual encarece su coste final.

La instalación del dispositivo concentrador siempre implica un coste adicional sobre el panel solar plano convencional, su aplicación práctica será interesante siempre que su extracoste sea compensado por su incremento de generación de energía eléctrica.

3.1.2.6 *Absorción bifacial*

Las células convencionales solo captan una parte de la radiación incidente sobre una de sus caras, la cara posterior es totalmente inactiva. En un intento de abaratar costes, se investiga la creación de células activas por ambas caras a fin de poder captar, también, la radiación de albedo, debido a la reflexión sobre superficies vecinas. De esta forma la potencia captada, por unidad de superficie celular, es mayor que la de la célula convencional y la eficiencia del sistema mejora.

Como en el caso anterior, su viabilidad práctica depende de que el incremento de potencia generada compense el mayor coste del sistema.

3.1.2.7 *Células de capa fina*

Se construyen por deposición de una capa extremadamente delgada de un material fotosensible sobre un soporte barato como por ejemplo: vidrio, acero inoxidable o plástico. Al utilizar una cantidad de material semiconductor, puede reducirse considerablemente el coste de la célula, especialmente si se tiene en cuenta el alto precio del silicio cristalino. Actualmente, los materiales disponibles en el mercado son el silicio amorfo, cobre indio diselenio y cadmio telurio, siendo el más utilizado el silicio amorfo, con una eficiencia entre el 7 y 9%.

Teniendo presente la potencia generada por el sistema, la menor eficiencia de este tipo de célula se compensa aumentando la superficie instalada, ya que su coste final, por metro cuadrado, es menor que el de la célula de silicio cristalino.

A fin de aumentar su eficiencia, se recurre a la utilización de células multicapa, dos o tres, sensibles a distintas longitudes de onda y técnicas de concentración de la luz solar, con lo cual se obtienen eficiencias del orden del 20% o algo más.

3.1.3 *Características de una célula o panel*

A fin de tener las herramientas necesarias para comparar los distintos módulos fotovoltaicos, células y paneles, entre sí y poder elegir los modelos más adecuados a cada caso concreto, interesa conocer los datos que determinan su comportamiento. A continuación se exponen las características más notables.

3.1.3.1 *Curva característica I–V*

Cuando una célula o un panel fotovoltaico, conectado a un circuito exterior, se expone a la luz, se establece una diferencia de potencial entre sus bornes y circula una intensidad determinada. Al modificar la resistencia del circuito exterior, varía el par de valores intensidad-tensión, la curva característica es la representación gráfica de esta relación.

Tiene la forma de la curva representada en la siguiente ilustración y aporta un conjunto de datos útiles en la práctica que se explican a continuación:

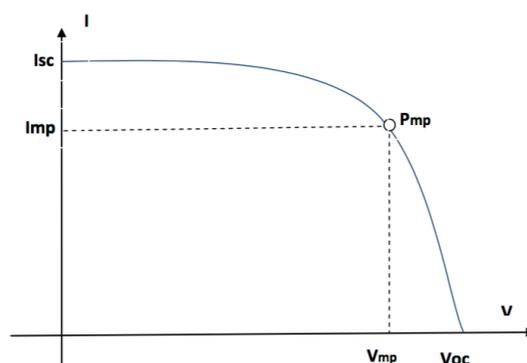


Ilustración 26: Curva característica I – V.

- i. **Corriente de cortocircuito (I_{sc}).** Es la corriente que circula por la célula o panel cuando la tensión entre bornes es nula. Se puede medir con un amperímetro de impedancia despreciable frente a la de la célula o panel. Es la intensidad máxima que puede generar.
- ii. **Tensión de circuito abierto (V_{oc}).** Es la tensión que suministra la célula cuando la resistencia exterior es infinita, el circuito está abierto. Se puede medir con un voltímetro de impedancia muy superior a la de la propia célula o panel y es la tensión máxima que puede suministrar.
- iii. **Potencia máxima (P_m).** La potencia generada por la célula o panel, viene dada por el producto tensión-intensidad. Como la potencia es nula cuando lo es la tensión (V_{oc}) o la intensidad (I_{sc}), entre estas dos condiciones extremas se alcanzará un punto en que la potencia será máxima, punto que está situado cerca del codo de la curva. (Ver ilustración 27).
- iv. **Intensidad máxima (I_{mp}).** Es la que corresponde al punto de trabajo de máxima potencia. Siempre se cumple la desigualdad $I_{mp} < I_{sc}$.
- v. **Tensión máxima (V_{mp}).** Es la que corresponde al punto de trabajo de máxima potencia. Siempre se cumple la desigualdad $V_{mp} < V_{oc}$.
- vi. **Rendimiento (η).** Es la relación entre la potencia generada y la potencia de la radiación incidente (P_{ri}). Nótese que el rendimiento depende de la impedancia del circuito exterior, a medida que las condiciones de trabajo de la célula o panel se alejan del punto máximo de potencia (V_{mp}), el rendimiento decae bruscamente, las curvas potencia-tensión y rendimiento-tensión tienen el mismo comportamiento.

$$\eta = \frac{V \cdot I}{P_{ri}}$$

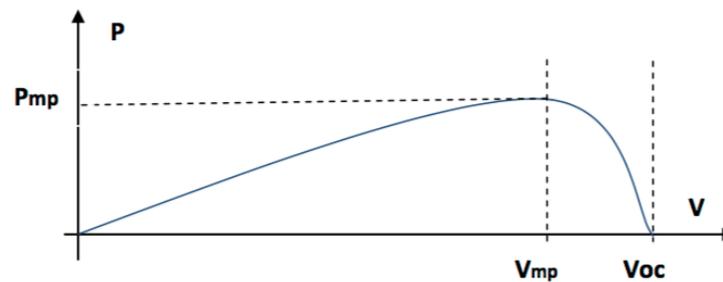


Ilustración 27: Variación de la potencia.

3.1.3.2 Resistencia serie, resistencia paralelo y factor de forma

El comportamiento de la célula o panel puede asimilarse al de un circuito equivalente formado por un generador, un diodo y dos resistencias, una en serie y otra en paralelo como muestra es esquema de la ilustración 28. Estas resistencias simulan las imperfecciones de la célula o panel.

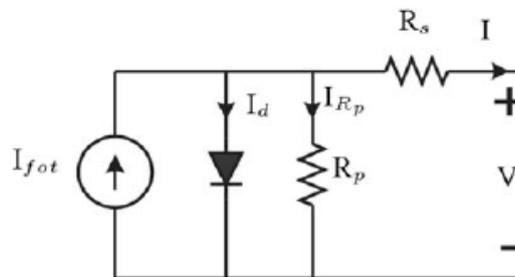


Ilustración 28: Circuito equivalente de una célula solar.

A partir de esta idea, se definen unos parámetros que contribuyen a especificar su comportamiento, que son los siguientes:

- i. **Resistencia serie.** Es un parámetro que tiene en cuenta la caída de tensión debida a distintas causas: resistencia de contacto en los contactos metálicos y conexiones metálicas, resistencia al paso de corriente a través de las propias capas semiconductoras, resistencia de los colectores metálicos superior e inferior, etc.
- ii. **Resistencia paralelo.** Tiene en cuenta las pequeñas fugas de corriente que se producen en el interior del elemento y que no circulan por el exterior.
- iii. **Factor de forma o factor de llenado (FF).** Es la relación entre la potencia máxima que puede proporcionar la célula o panel y la que podría generar si fuera capaz de suministrar la intensidad de cortocircuito a la tensión de circuito abierto. Para las células de silicio, suele tener un valor comprendido entre 0,7 y 0,8.

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Si las resistencias serie y paralelo fueran nulas, el panel sería perfecto. La tensión máxima sería igual a la de circuito abierto ($V_{mp} = V_{OC}$) y la corriente máxima sería igual a la de cortocircuito

($I_{mp}=I_{sc}$). Así este factor es un índice de lo que se aleja, una célula o panel concreto, del comportamiento del análogo ideal.

Así, la potencia máxima de un elemento, célula o panel, puede calcularse mediante las ecuaciones siguientes:

$$P_m = V_{mp} \cdot I_{mp}$$

$$P_m = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}$$

Para que el rendimiento de un elemento sea elevado interesa que su resistencia serie sea baja y su resistencia paralelo elevada, o dicho de otra forma, que su factor de forma sea próximo a la unidad.

3.1.3.3 Influencia de la intensidad de la luz y de la temperatura del panel

La curva característica I-V de la célula o panel, depende de la intensidad de la radiación incidente, de su espectro y de la temperatura del mismo.

- i. Influencia de la intensidad de la radiación. A medida que aumenta la intensidad de la radiación, aumenta considerablemente la intensidad de circuito abierto, disminuye ligeramente la tensión de cortocircuito, aumenta el factor de forma y el rendimiento máximo. (Ver ilustración 29.)

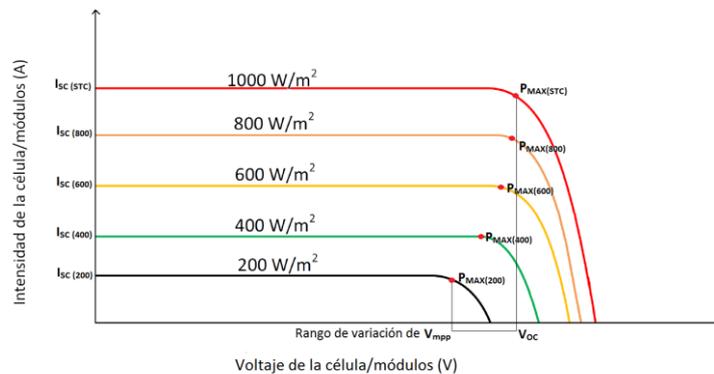


Ilustración 29: Influencia de la irradiancia sobre la curva I-V

- ii. Para que la radiación incidente sea capaz de provocar el efecto fotoeléctrico como ya se ha dicho anteriormente, su longitud de onda debe ser igual o menor que la determinada por la anchura de banda prohibida. En consecuencia, una radiación que tenga un espectro desplazado hacia la larga longitud de onda generará una potencia eléctrica menor que otro, de igual potencia radiante, pero con un espectro desplazado hacia la corta longitud de onda.
- iii. Influencia de la temperatura de la célula o panel. A medida que aumenta la temperatura de la célula o panel: la intensidad de circuito abierto aumenta muy ligeramente hasta alcanzar un máximo para luego disminuir, la tensión de cortocircuito disminuye considerablemente y de forma lineal, el factor de forma disminuye y el rendimiento

máximo aumenta ligeramente hasta alcanzar un máximo entre los 50 y 100 °C para luego empeorar rápidamente. (Ver ilustración 30).

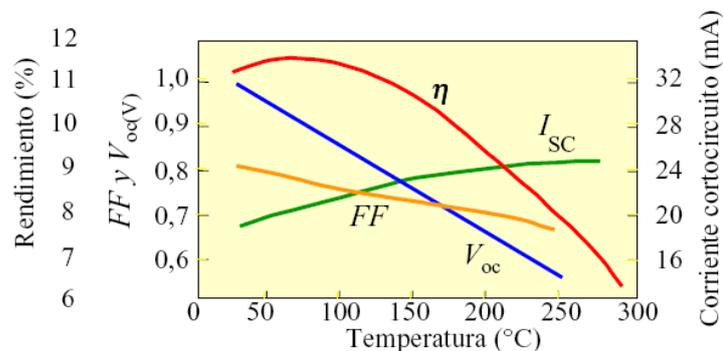


Ilustración 30: Influencia de la temperatura sobre las características.

3.1.3.4 Conexión de paneles en serie y paralelo

No siempre el módulo fotovoltaico, célula o panel, es capaz de suministrar la intensidad y/o la tensión demandada por el circuito que debe alimentar. Para acomodar la generación a la demanda, los módulos pueden conectarse en serie, paralelo o mixto.

3.1.3.4.1 Conexión en serie

El polo positivo de un módulo se conecta al negativo de otro módulo y así sucesivamente, como ilustra el esquema de la ilustración 31. Con este tipo de conexión, la corriente que pasa por un módulo es la misma que atraviesa todo el conjunto y la tensión de un módulo se suma a la del siguiente, la tensión total es igual a la suma de las tensiones individuales.

$$I = I_i \quad y \quad V = \sum V_i$$

Donde: I es la intensidad total; I_i es la intensidad de un módulo; V es la tensión total; y V_i es la tensión de un módulo.

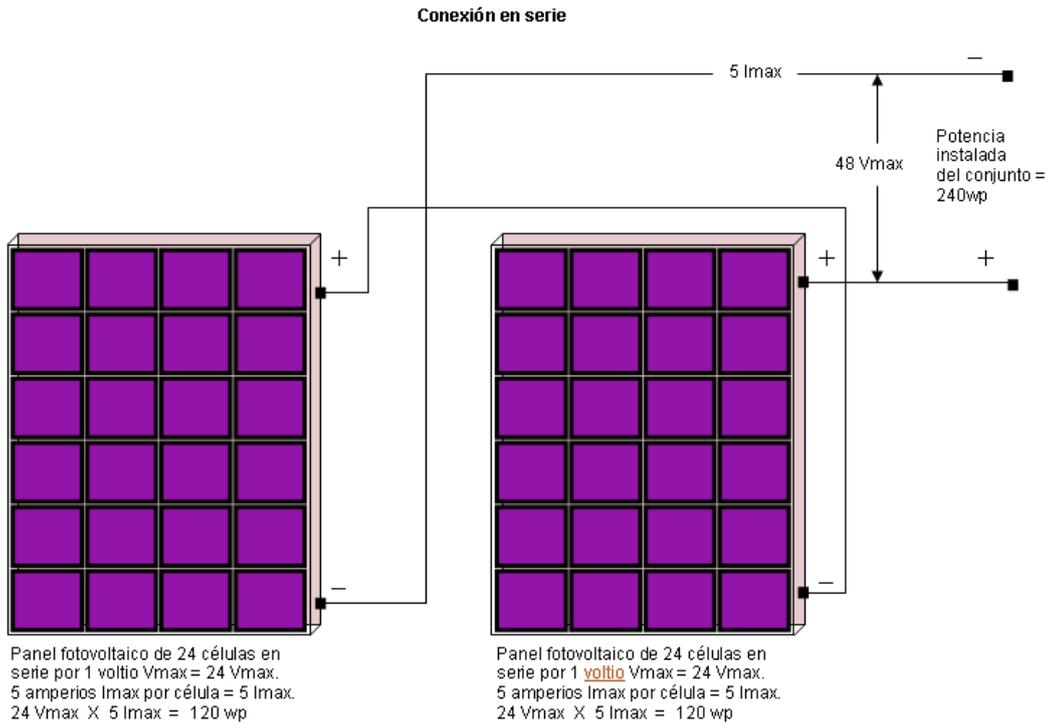


Ilustración 31: Conexión en serie.

3.1.3.4.2 Conexión en paralelo

Los polos de igual signo de todos los módulos se conectan a un punto común, ver ilustración 32. Con este tipo de conexión todos los módulos proporcionan la misma tensión, que es igual a la total, y la corriente total es la suma de la de todos los módulos.

$$I = \sum I_i \quad y \quad V = V_i$$

Conexión en paralelo

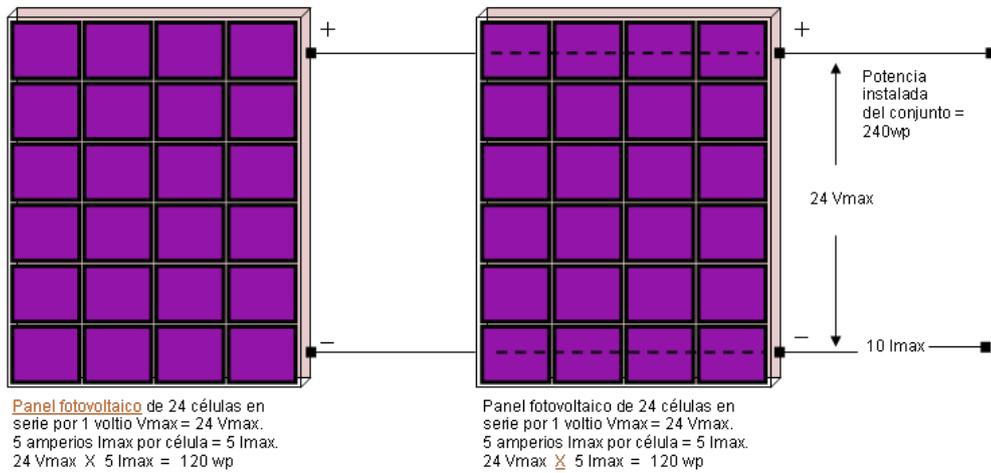


Ilustración 32: Conexión en paralelo.

3.1.3.4.3 Conexión mixta

Los módulos se conectan formando grupos llamados ramas, siendo cada rama un conjunto de módulos conectados en serie y las distintas ramas se conectan en paralelo entre sí, como se muestra en la ilustración 33. Si todos los módulos son iguales, se cumplen las igualdades:

$$I = N_p \cdot I_i \quad \text{y} \quad V = N_s \cdot V_i$$

Donde: N_p es el número de grupos conectados en paralelo; y N_s es el número de elementos que constituyen un grupo.

Conexión en paralelo de dos series

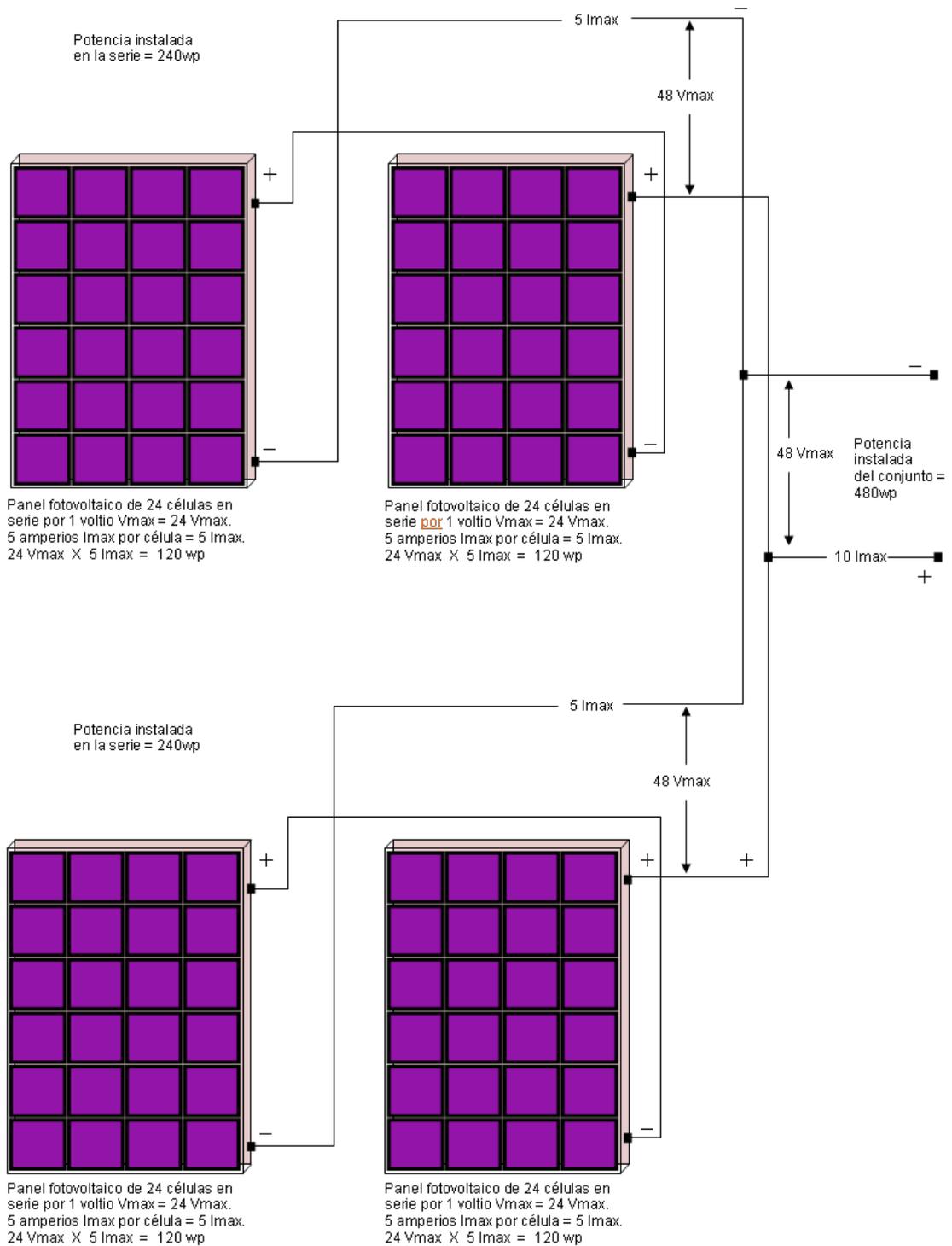


Ilustración 33: Conexión mixta.

3.1.4 Datos de catálogo de palos paneles

En el catálogo del fabricante o distribuidor, se incluyen datos de las características de los distintos paneles disponibles para facilitar la elección del más adecuado a las necesidades de la instalación solar que se proyecta. Estos datos se pueden agrupar en dos tipos de características: eléctricas y físicas.

3.1.4.1 Características eléctricas

No necesariamente figuran todas las indicadas en la lista, puesto que algunas de ellas son redundantes, son las siguientes:

- i. Potencia máxima (P_m), también llamada potencia pico. Es la potencia máxima que puede generar el panel medida en condiciones estándar.
- ii. Tensión en el punto de potencia máxima (V_{mp}). Es la tensión a la que trabaja el panel, en el punto de potencia máxima y medida en condiciones estándar.
- iii. Corriente o intensidad en el punto de potencia máxima (I_{mp}). Es la intensidad de la corriente que genera el panel, en el punto de potencia máxima y medida en condiciones estándar.
- iv. Tensión de circuito abierto (V_{oc}). Es el punto de corte, con el eje horizontal, de la curva característica I-V obtenida en condiciones estándar.
- v. Intensidad de cortocircuito (I_{sc}). Es el punto de corte, con el eje vertical, de la curva característica I-V obtenida en condiciones estándar.
- vi. Factor de forma (FF). Si no se especifica, puede calcularse a partir de los datos anteriores utilizando la fórmula anteriormente nombrada para esta característica.
- vii. Rendimiento (η_m). Es el rendimiento máximo medido en condiciones estándar que, si no se especifica, puede calcularse a partir de la ecuación anteriormente nombrada para el rendimiento, o en tanto por uno de la siguiente forma:

$$\eta_m = \frac{V_m \cdot I_m}{1000 \cdot S}$$

Donde: V_m viene dada en V;

I_m viene dada en A; y

S es la superficie efectiva del panel en m^2 .

Aclarar que en la fórmula anterior se divide por 1000 ya que la irradiancia en condiciones normales de medición (CEM) es de 1.000 W/m^2 .

- viii. Efecto de la temperatura. Anteriormente ya se ha dicho que la temperatura del panel afecta a sus características. Para temperaturas no muy elevadas, este efecto puede calcularse mediante factores de corrección de la potencia máxima, de la tensión de circuito abierto y de la intensidad de cortocircuito. Estos factores se expresan en la variación de la característica por grado centígrado, respecto a las condiciones estándar (25°C).
- ix. Condiciones nominales de trabajo. Como normalmente el panel no trabaja en condiciones estándar, los catálogos pueden incluir las características en condiciones nominales: temperatura, irradiancia, potencia, tensión, etc. No deben confundirse las condiciones nominales con las estándar.

3.1.4.2 Características físicas

Incluyen la descripción del panel y datos útiles para su instalación, como por ejemplo: dimensiones, superficie real y efectiva, peso, puntos de anclaje, conexión al sistema, materiales, resistencia al efecto viento, etc.

También pueden incluir otros datos, tales como: pérdida de potencia en función del tiempo de utilización, vida útil del panel, operaciones de mantenimiento, características de los fusibles, etc.

3.1.5 Componentes de la instalación

En líneas generales, una instalación fotovoltaica generadora de electricidad está formada por el campo de paneles fotovoltaicos y un conjunto de equipos destinados a proteger la instalación y asegurar su correcto funcionamiento, desde el punto de vista eléctrico. A continuación se indican los componentes básicos:

- i. **Campo de paneles o módulos FV.** Su objetivo, como ya se ha expuesto anteriormente, es convertir la energía solar en energía eléctrica.
- ii. **Acumulador.** Como la demanda de energía eléctrica no coincide, en el tiempo ni en la potencia, con la producción, debe instalarse un elemento que almacene energía cuando la potencia generada es mayor que la demandada y la descargue en caso contrario. Normalmente el equipo acumulador está formado por una o más baterías, aunque pueden existir otros métodos. Las instalaciones conectadas a la red pueden prescindir de este componente.
- iii. **Regulador.** Es el elemento de enlace entre los paneles, el acumulador y la demanda y su objetivo es regular las operaciones de carga y descarga del acumulador, a fin de evitar situaciones que pongan en peligro su correcto funcionamiento: estados de sobrecarga, sobredescarga y tensión.
- iv. **Inversor.** Su función es convertir la corriente continua, generada por los paneles en corriente alterna que tenga la calidad exigida por la demanda. Este elemento no siempre es necesario, por ejemplo, en una instalación doméstica formada exclusivamente por aparatos que funcionen con corriente continua.

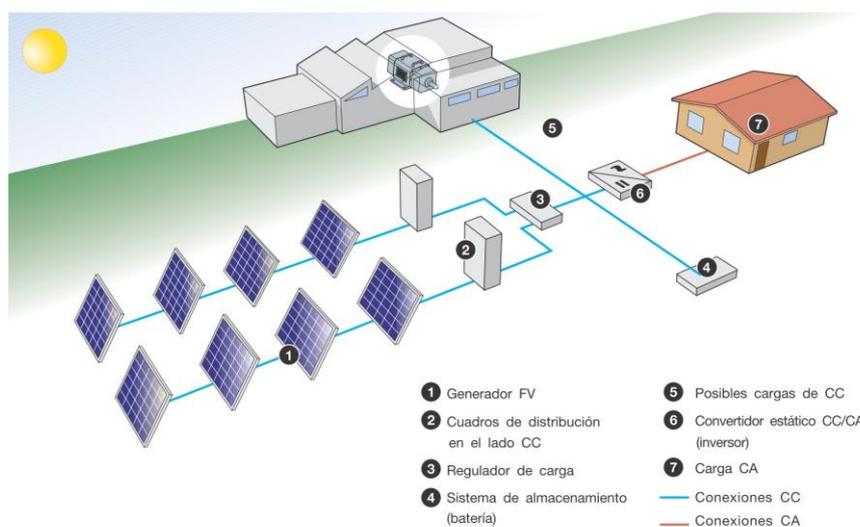


Ilustración 34: Esquema de componentes de una instalación FV no conectada a red.

En el caso de que la instalación fotovoltaica solo esté conectada a red, el esquema es el mostrado en la ilustración 35, prescindiendo del acumulador y el regulador.

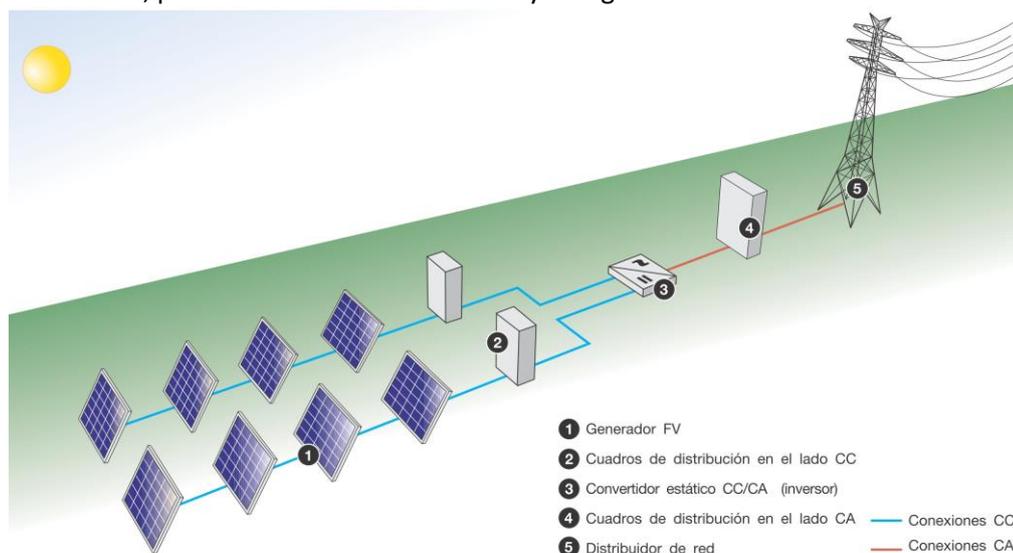


Ilustración 35: Esquema de componentes de una instalación FV conectada a Red.

3.1.5.1 Inversor o convertidor

El generador suministra corriente continua a una tensión determinada, mientras que el consumo demanda energía eléctrica que no necesariamente debe tener las mismas características. El convertidor, también llamado inversor, es un dispositivo electrónico que permite enlazar la generación con la demanda, no teniendo ambas las mismas características.

3.1.5.1.1 Tipos de convertidores

En función de las características de la energía de entrada y salida, los convertidores se clasifican en:

- i. **Convertidor continua-alterna (DC/AC).** Son los más utilizados en instalaciones fotovoltaicas, su finalidad es convertir la corriente continua generada por los paneles FV o almacenada en los acumuladores (si existen), en corriente alterna para alimentar aparatos de la propia instalación o verterla a la red nacional de distribución de energía eléctrica.
- ii. **Convertidor continua-continua (DC/DC).** Su objetivo es convertir la tensión de la corriente continua en entrada en una corriente de salida, también continua, pero a una tensión distinta. En instalaciones FV, su utilización no es tan frecuente y suele formar parte integrante de sistemas de regulación con seguimiento punto de máxima eficiencia de los paneles.
- iii. **Convertidor alterna-continua (AC-DC).** Su finalidad es convertir la corriente alterna en continua, se les suele llamar rectificadores y su aplicación, como tales, a sistemas FV es prácticamente nula.
- iv. **Convertidor alterna-alterna (AC/AC).** Estos dispositivos convierten la corriente alterna, de alimentación, en corriente también alterna pero de distinta frecuencia, mayor o menor, en algunos círculos se les conoce como "invertir". A no ser que se pretenda aplicar un convertidor DC/AC diseñado para producir alterna a 60 Hz a un sistema de consumo a 50 Hz o el caso inverso, su aplicación en instalaciones FV es nula.

En función de la forma de onda de la corriente alterna de salida, existen dos tipos extremos:

- i. **Onda cuadrada, también llamada onda sinusoidal modificada (MSW).** La corriente de salida presenta una señal de salida en forma de onda cuadrada. La tensión (y la intensidad) tienen un comportamiento periódico que pasa bruscamente de cero a un valor máximo positivo, vuelve a anularse, alcanza un valor máximo negativo y vuelve a cero, cerrando el ciclo.
- ii. **Onda sinusoidal pura (PSW).** Una corriente que responde a una onda cuadrada es una corriente alterna y puede utilizarse para alimentar muchos electrodomésticos, pero no es la adecuada para alimentar aparatos electrónicos construidos para ser conectados a corriente alterna (televisores, ordenadores, etc.) y tampoco puede ser vertida a la red pública. A fin de solventar este problema, existen convertidores que generan una corriente de salida que divide el ciclo en intervalos de tiempo más pequeños, acercándose más a la sinusoide pura.

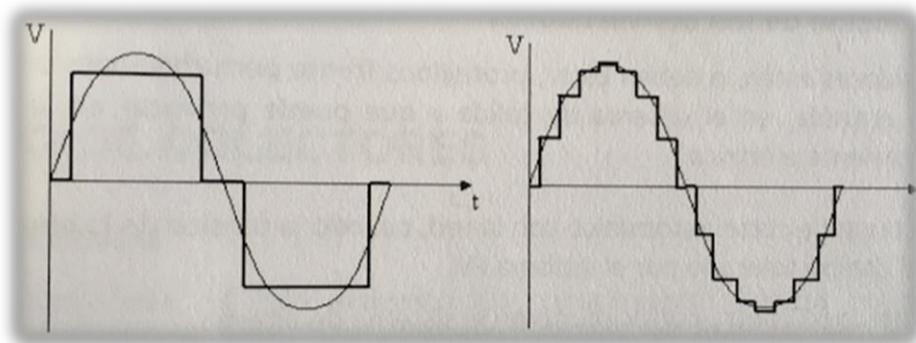


Ilustración 36: Tipos de onda de la corriente de salida del inversor.

En función del tipo de instalación FV, el convertidor se clasifica en dos categorías:

- i. **Instalación autónoma.** Existen electrodomésticos (neveras, lavadoras, etc.) preparados para funcionar con corriente continua, pero son más caros que los convencionales de alterna y la gama de modelos y marcas, disponible en el mercado, es muy reducida. Por esta razón algunas instalaciones autónomas se diseñan con dos redes diferenciadas, una para alimentar a los aparatos que funcionan con continua y otra para aquellos que funcionan con alterna.
- ii. **Instalación conectada a la red.** La característica peculiar de este tipo de instalaciones es que la corriente generada se vierte a la red pública y que la onda debe tener una calidad mínima, principalmente en lo que afecta a su frecuencia y calidad de onda, que viene regulada por la normativa legal (Reglamento de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética). En consecuencia requiere una aproximación a la onda sinusoidal y una protección más exigente que los modelos anteriores.

3.1.5.1.2 Características de los convertidores

El convertidor se escogerá en función de la instalación y de sus prestaciones, las cuales dependen de las características siguientes:

- i. **Características de entrada.** Tensión máxima de la corriente continua.
- ii. **Características de salida.** Tensión eficaz de la corriente alterna de salida, potencia expresada en VA y su frecuencia.
- iii. **Consumo en vacío.** Es la potencia que consume el convertidor cuando la carga no está conectada.
- iv. **Eficiencia.** Es la relación entre la potencia suministrada y la potencia consumida en condiciones nominales de funcionamiento. Mejora a medida que aumenta la potencia nominal y suele estar comprendida entre el 90 y 95%.
- v. **Calidad de la corriente de salida.** Depende fundamentalmente de la estabilidad de la tensión, frecuencia de la corriente de salida y distorsión de la onda.
- vi. **Tipo de corriente. Monofásica o trifásica.** Normalmente el número de fases depende de la potencia del convertidor, los de baja potencia suelen ser monofásicos y los de potencia algo considerable, por encima de los 15 kW, trifásicos.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad.

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

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

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

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

en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

3.1.5.2 Protecciones

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

La implantación de protecciones se deberá llevar a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- i. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- ii. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- iii. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- iv. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- v. Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- vi. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- vii. Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - a. Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.
 - b. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
 - c. El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
 - d. En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 1. Los valores de tara de tensión.
 2. Los valores de tara de frecuencia.

3. El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
4. Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso:

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

3.1.5.3 Estructura soporte

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

Se puede tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuestas por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas “huertas solares” donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

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

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

3.2 DISEÑO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.2.1 Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la empresa donde se va a proyectar la instalación fotovoltaica en la cubierta de la misma se encuentra al noroeste de la población de Almassora (Castellón), en el polígono industrial Ramonet.

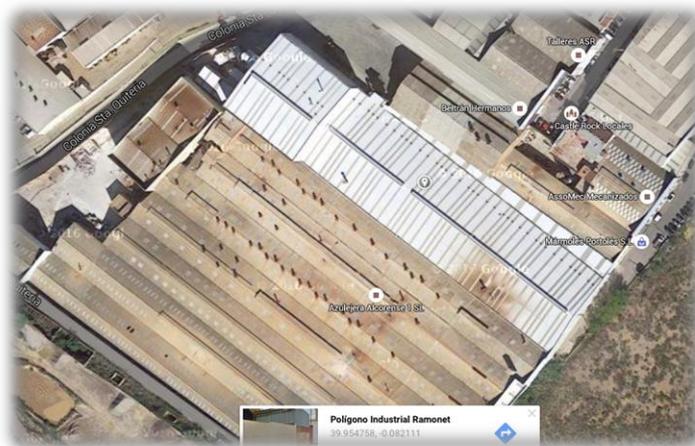


Ilustración 37: Vista aérea nave industrial. Fuente: Google Maps

La instalación fotovoltaica se realizará en la superficie de la cubierta a dos aguas de la nave blanca que se observa en la ilustración anterior, la cual está situada a unos 41 metros sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

Latitud: 39° 57' 16.942" N
Longitud: 0° 4' 55.822" O

La nave de estudio tiene una luz de 40,9 metros y una longitud de 192,38 metros. Pero debido a que solo se contempla instalar paneles fotovoltaicos en una sola de las dos aguas de la cubierta (la inclinada más hacia al sur), teniendo en cuenta la inclinación de la cubierta (ver cálculos en el apartado 2.1 Cálculo inclinación cubierta nave del Anexo), el área de ésta será de:

$$\text{Superficie Cubierta disponible} = 192,38 \cdot 20,775 = 3.996,7 \text{ m}^2$$

Pero debido a que la cubierta no está totalmente inclinada hacia el sur (máximo rendimiento para los paneles fotovoltaicos), la superficie útil de la cubierta se reducirá considerablemente al no poder colocar los paneles en la misma dirección que ésta.

3.2.2 Inclinación óptima de los paneles solares fotovoltaicos

Para conseguir la máxima eficiencia y producir la mayor energía posible amortizando así más rápidamente la inversión, se debe calcular la inclinación óptima de los paneles respecto a la horizontal. Como ya se ha nombrado anteriormente, en dicho estudio se va a tener en cuenta dos posibles soluciones:

- i. Calcular una inclinación óptima para todo el año, es decir, con soportes fijos.
- ii. Calcular dos inclinaciones óptimas y diferentes en invierno y verano, las cuales serán modificadas dos veces al año por los operarios de la planta, y así poder sacarle más partido a la instalación respecto a la opción anterior.

Una vez desarrollados los cálculos (ver cálculos en el apartado 2.2 Cálculos inclinación óptima de los paneles solares fotovoltaicos del Anexo), se ha determinado que las inclinaciones óptimas son las siguientes:

- i. Inclinación permanente durante todo el año: 35°
- ii. Inclinación diferente para Invierno y Verano:
 - a. Invierno: 55°
 - b. Verano: 21°

3.2.3 Distancia entre paneles

Para que los paneles no se hagan sombra entre sí, es necesario dejar una distancia entre filas, la cual se ha calculado para la situación más desfavorable, es decir, la época de invierno ya que la inclinación de los paneles es mayor y crean más sombra. En el apartado 2.3 Cálculo distancia entre filas del Anexo se muestra el procedimiento de cálculo obteniéndose una distancia de 2,37 m.

3.2.4 Paneles solares fotovoltaicos elegidos

Para la elección de los paneles se ha tenido en cuenta un test realizado por la certificadora alemana TÜV Rheinland, sabiendo así que se utilizarán productos y materiales de alta calidad y de marcas Europeas. Dicha certificadora realiza un test llamado PV+Test.

Como se puede observar en la web de Sun Fields este test consiste en lo siguiente:

- i. *Es un test independiente con paneles solares cristalinos realizado por TÜV Rheinland en colaboración con SolarPraxis y comprados directamente en el mercado. Es decir, no son los fabricantes los que envían una muestra, sino que es TÜV Rheinland el que anónimamente compra las muestras en el mercado real (sin duda este es el punto más importante).*
- ii. *Un comité de expertos deciden que aspectos a analizar son los más importantes a tener en cuenta en el PV+Test y que relevancia se le otorga a cada uno de ellos. Son, digamos, las reglas del juego que marcan el protocolo general del test.*
- iii. *Cualquier fabricante puede solicitar ser evaluado en el PV+Test.*
- iv. *Una vez finalizado el test, cada fabricante es informado del resultado final, con el grado de calidad obtenido y el fabricante decide si se hacen o no públicos los resultados.*
- v. *Los resultados se hacen públicos cada cierto tiempo en la revista PV-Magazine, la página web de TÜV Rheinland, etc.*

Como resumen, y en palabras de unos de los responsables de TÜV Rheinland, lo que pretende este test es "Separar el polvo de la paja" y por ello, TÜV Rheinland compra las muestras en el mercado

real para posteriormente analizarlas. Se podría decir que lo que se pretende es que los resultados del test sean de los paneles que llegan al cliente final, y no los que el fabricante envía para analizar.

¿Cuántas marcas se han analizado y cuáles son los resultados?

Hasta el momento se han analizado 21 marcas de reconocido prestigio, pero solamente 11 de ellas, las mejores puntuadas, han autorizado la publicación de los datos, el resto de ellas prefirieron no mostrar los resultados.

En la siguiente ilustración se observa algunos de los resultados hechos por esta certificadora, obteniendo la máxima puntuación la marca alemana SolarWorld, por lo que para el proyecto que se está realizando en el presente documento se ha decidido utilizar paneles fotovoltaicos de dicha marca. En concreto paneles SunModule Plus SW 280 Mono en el cual ofrece una garantía de servicio lineal de 25 años y garantía de producto de 10 años. En el apartado 2.4 Panel solar fotovoltaico escogido del Anexo se pueden consultar las especificaciones de estos paneles.

Fecha	Valoración	Resultado	Fabricante	Panel Analizado
Abril 2013	92.29	Excelente	SolarWorld	SW245 Poly
Febrero 2011	91.3	Excelente (-)	Schott	Schott Poly 290
Febrero 2011	90.7	Excelente (-)	SHARP	NU-180E1
Marzo 2012	89.8	Bueno (+)	IBC	IBC Monosol 240 ET
Febrero 2011	89.0	Bueno (+)	Mitsubishi Electric	PV-TD185MF5
Abril 2012	88.5	Bueno (+)	Jetion	JT235PCe
Febrero 2011	88.1	Bueno (+)	Conergy	PowerPlus 225P
Febrero 2011	84.3	Bueno	Sovello	SV-X-195-fa1
Febrero 2011	80.0	Bueno (-)	Perfect Solar	PS230-6P-TOP

Tabla 14: Mejores paneles según la certificadora TÜV Rheinland

3.2.5 Cálculo número máximo de paneles

Una vez conocida la distancia entre filas y las especificaciones físicas de los paneles, con la ayuda de la herramienta PVSyst se ha simulado la cubierta de la nave y se ha obtenido el número máximo de paneles que se pueden colocar en dicha cubierta, siendo éste de 924 paneles.

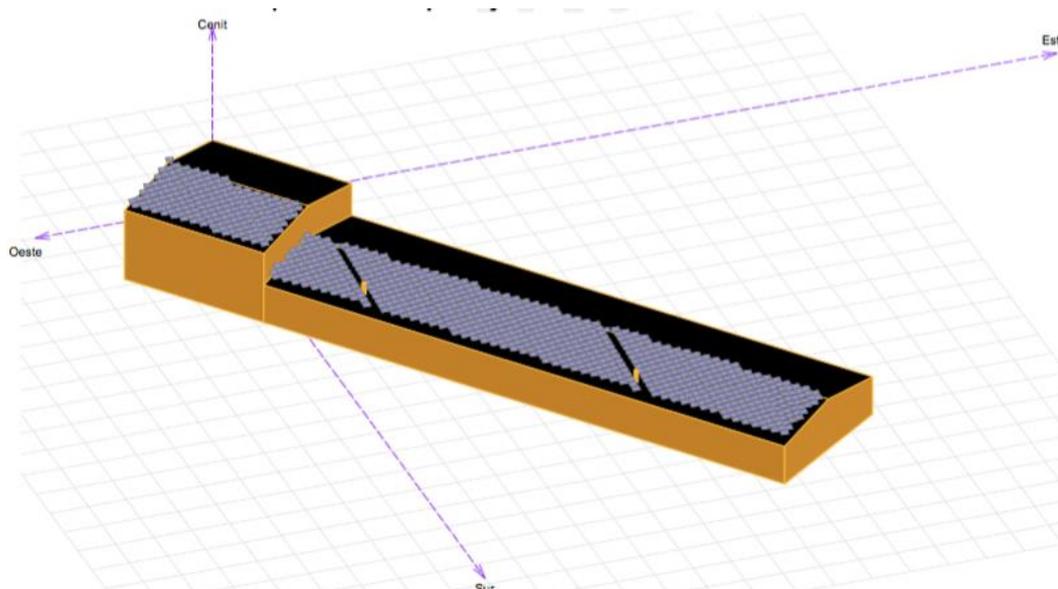


Ilustración 38: Disposición de los paneles solares fotovoltaicos.

Una vez obtenido el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico, se calcula su potencia nominal. Con un total de 924 paneles, si cada uno de estos paneles Sunmodule Plus SW 280 mono tiene una potencia nominal de 280W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 258.720,00W.

$$\text{Potencia Máxima} = 924 \text{ paneles} \cdot 280 \text{ W} / \text{panel} = 258.720,00 \text{ W}$$

La conexión de los paneles que componen el generador fotovoltaico será la siguiente; un total de 66 ramales conectados en paralelo compuestos de 14 paneles cada uno conectados en serie, la conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

3.2.6 Cálculo de la estructura soporte

La estructura soporte de la instalación estará adecuada para poder variar su inclinación durante distintos periodos de funcionamiento, variando el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico hasta un ángulo óptimo dependiendo si es verano o invierno se conseguirá captar la mayor cantidad de radiación solar posible en cada periodo de funcionamiento aumentando la eficiencia de la instalación.

3.2.6.1 Sobrecargas soportadas

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Para este caso, no se considerarán sobrecargas por nieve puesto que en esta zona de la provincia de Castellón no existe riesgo de producirse nevadas durante el invierno.

Por otro lado, se tendrá en cuenta la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, que como se muestra en la siguiente ilustración, la presión dinámica en la zona de la comunidad valenciana es la zona A con una presión dinámica de $0,42 \text{ kN/m}^2$.



Ilustración 39: Mapa eólico de España.

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientarán los módulos hacia el sur. Por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la ilustración:

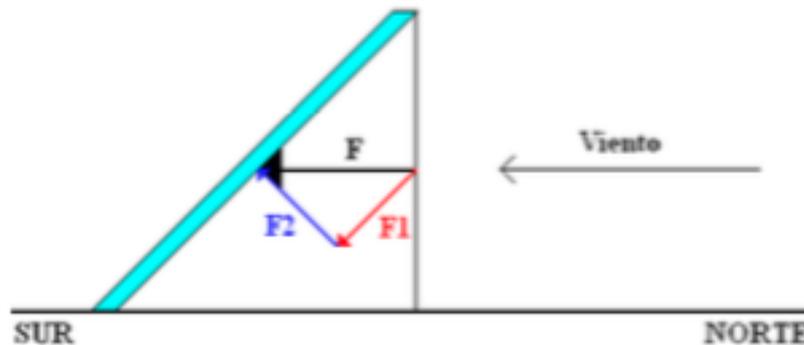


Ilustración 40: Diagrama de fuerzas sobre la estructura.

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo para el viento y, por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura. Por éste motivo, al tener dos posibles posiciones de los paneles, se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de 55° .

Para una inclinación de 55° , la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{\text{obstáculo}} = \text{Área}_{\text{panel}} \cdot \text{sen}(\alpha - i) = 1,675 \cdot 1,001 \cdot \text{sen}(55 - 10,148) = 1,183 \text{ m}^2$$

La presión que ejerce el viento sobre una superficie perpendicular a su dirección es de unos 420 N/m^2 , por tanto la fuerza total que el viento ejerce sobre los paneles es de:

$$F = 420 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot 1,183 \text{ m}^2 = 496,66 \text{ N}$$

Ahora bien, de esta fuerza que se ejerce sobre los paneles solares, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de los módulos ya que no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección; F_1 cuya dirección es paralela a la superficie del panel y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F_2 cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel y es quién realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F_2 viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_2 = F \cdot \text{sen}(\alpha - i) = 496,66 \cdot \text{sen}(55 - 10,148) = 350,28 \text{ N}$$

Por tanto, los anclajes que unen la estructura soporte con la base de la azotea de la nave deberán soportar una fuerza de 350,28 como máximo. Durante el periodo de verano, la fuerza que ejercerá el viento sobre los soportes será inferior al estar los paneles menos inclinados y ofrecer menor superficie obstáculo al viento, por lo tanto los anclajes estarán sobredimensionados para el periodo veraniego.

Hay que tener en cuenta que la cubierta de la nave es a dos aguas, por lo que el viento que incide sobre los paneles será menor que el que se especifica en el CTE.

3.2.6.2 Características del soporte

La estructura soporte que se utilizará en la instalación será encargada a la empresa de equipos fotovoltaicos ATERSA.

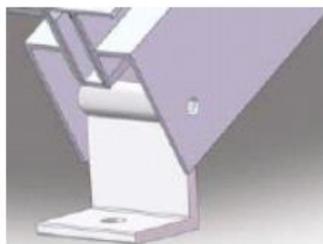
La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se anuncia en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 o bien al ser una estructura de acero galvanizado, los tornillos utilizados para la unión de elementos del soporte también podrán ser del mismo material con excepción de los tornillos utilizados para la unión entre los paneles solares y la estructura que deberán ser obligatoriamente de acero inoxidable.



Ilustración 41: Esquema estructura soporte.

Tanto la estructura soporte como los topes de sujeción de los módulos solares, no deberán ofrecer sombra alguna sobre los módulos. Además la constitución tanto de la estructura soporte como el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

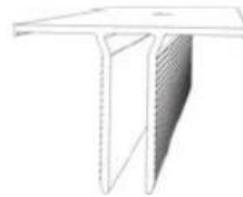
Las estructuras estarán formadas por carriles con perfiles garra macho donde se fijarán los módulos con perfiles garra hembra a la estructura soporte. En la parte final de cada carril, se dispondrá una rótula que permitirá la variación de la inclinación de la estructura. Las patas traseras donde se apoyará la estructura podrán deslizarse para abatir la estructura hasta el ángulo de inclinación deseado, estas patas poseerán dos topes que indiquen la inclinación óptima para el periodo de invierno (55°) y para el periodo de verano (21°).



Rótula



Garra hembra



Garra macho

Ilustración 42: Componentes de la estructura soporte.

3.2.7 Elección del inversor

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

3.2.7.1 Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} \cdot N_s = 31,2 \cdot 14 = 436,8V$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales:

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} \cdot N_p = 9,07 \cdot 66 = 598,62V$$

3.2.7.2 Conexión de tensión y corriente debidas a la temperatura

En la azotea de la nave se considerará un rango de temperaturas ambiente de entre 0 °C como mínimo en invierno y 45°C como máximo en verano. Con estas temperaturas la temperatura de célula será distinta a 25°C, valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares. En la siguiente tabla se muestra la media mensual de la temperatura del aire a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo obtenidos de la web de la NASA. Se ha sido un poco conservador y aunque la media de la mínima es de 5,56 °C se ha utilizado 0°C igual que de máximo se ha utilizado 45°C en lugar de 27,9°C.

Lat 39.955 Lon -0.082	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	8.38	9.24	11.5	13.7	17.2	21.4	23.9	24.0	21.1	17.3	12.5	9.59	15.8
Minimum	5.56	6.17	8.06	10.1	13.8	17.9	20.6	20.9	18.1	14.5	9.81	6.89	12.7
Maximum	11.9	12.9	15.4	17.4	20.9	25.1	27.9	27.9	24.5	20.5	15.6	12.8	19.4

Tabla 15: Media mensual temperatura aire.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot I$$

donde: T_p es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC} es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de $800\text{W}/\text{m}^2$ con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de $1\text{m}/\text{s}$. ($T_{ONC} = 47^\circ\text{C}$).

I es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano $I = 1000\text{W}/\text{m}^2$ y en invierno $I = 100\text{W}/\text{m}^2$).

T_{ONC}	46 °C
$TK I_{SC}$	0,040 %/K
$TK U_{OC}$	-0,30 %/K
$TK P_{mpp}$	-0,41 %/K

Tabla 16: Parámetros térmicos característicos.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{OC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC(x^\circ\text{C})} = V_{OC(25^\circ\text{C})} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(\%)]$$

donde: $V_{OC(x^\circ\text{C})}$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.

$V_{OC(25^\circ\text{C})}$ es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida.

$$V_{OC(25^\circ\text{C})} = 39,5\text{ V}$$

ΔT es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{OC}(\%)$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

$$\Delta V_{OC}(\%) = -0,3\text{ \%}/\text{K}$$

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{SC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{SC(x^\circ\text{C})} = I_{SC(25^\circ\text{C})} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(\%)]$$

donde: $I_{SC(x^\circ\text{C})}$ es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.

$I_{SC(25^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida.

$$I_{SC(25^{\circ}C)} = 9,71 A$$

$\Delta I_{SC} (\%)$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

$$\Delta I_{SC} (\%) = -0,41 \% / K$$

Por tanto, para una temperatura ambiente de $-5^{\circ}C$, la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot I = 0 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 100 = 3,25^{\circ}C$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(3,25^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(\%)] = 39,5 \cdot \left[1 + (3,25 - 25) \cdot \frac{-0,3}{100}\right] = 42,08 V$$

$$I_{SC(3,25^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(\%)] = 9,71 \cdot \left[1 + (3,25 - 25) \cdot \frac{0,04}{100}\right] = 9,63 A$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de $0^{\circ}C$, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número ramales en paralelo del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de $0^{\circ}C$, la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{OC(3,25^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(3,25^{\circ}C)} \cdot N_s = 42,08 \cdot 14 = 589,08 V$$

$$I_{SC(3,25^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(3,25^{\circ}C)} \cdot N_p = 10,58 \cdot 66 = 635,29 A$$

Ahora para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico durante el periodo de verano, se considerará la temperatura de $45^{\circ}C$ indicada anteriormente, por lo que la temperatura de las células que componen los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot I = 45 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 1000 = 77,5^{\circ}C$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(77,5^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(\%)] = 39,5 \cdot \left[1 + (77,5 - 25) \cdot \frac{-0,3}{100}\right] = 33,29 V$$

$$I_{SC(77,5^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} \cdot [1 + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(\%)] = 9,71 \cdot \left[1 + (77,5 - 25) \cdot \frac{0,04}{100}\right] = 9,91 \text{ A}$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de 0°C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número ramales en paralelo del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de 0°C, la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{OC(77,5^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(77,5^{\circ}C)} \cdot N_S = 33,29 \cdot 14 = 465,9 \text{ V}$$

$$I_{SC(77,5^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(77,5^{\circ}C)} \cdot N_P = 7,62 \cdot 66 = 654,32 \text{ A}$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia cuando se encuentren a temperatura ambiente de 0 °C (temperatura de célula fotovoltaica 3,25 °C) y de 45 °C (temperatura de célula fotovoltaica 77,5 °C) serán:

$$V_{mpp(3,25^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} \cdot \left[1 + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(\%)\right] = 31,2 \cdot \left[1 + (3,25 - 25) \cdot \frac{-0,41}{100}\right] = 33,98 \text{ V}$$

$$V_{mpp(77,5^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} \cdot \left[1 + \Delta T \cdot \Delta V_{mpp}(\%)\right] = 31,2 \cdot \left[1 + (77,5 - 25) \cdot \frac{-0,41}{100}\right] = 24,48 \text{ V}$$

Por tanto el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionará el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{mpp(3,25^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(3,25^{\circ}C)} \cdot N_S = 33,98 \cdot 14 = 475,75 \text{ V}$$

$$V_{mpp(77,5^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(77,5^{\circ}C)} \cdot N_S = 24,48 \cdot 66 = 342,78 \text{ V}$$

	Tensión de máxima potencia	Tensión de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
Invierno (0 °C)	$V_{mpp(3,25C)}=475,75 \text{ V}$	$V_{OC(3,25C)}=589,08 \text{ V}$	$I_{SC(3,25C)}=635,29 \text{ A}$
Verano (45 °C)	$V_{mpp(77,5C)}=342,78 \text{ V}$	$V_{OC(77,5C)}=465,9 \text{ V}$	$I_{SC(77,5C)}=654,32 \text{ A}$

Ilustración 43: Valores de tensión de circuito abierto, tensión de máxima potencia y corriente de cortocircuito.

Atendiendo a estos valores de tensión y corriente, se ha elegido el inversor de ATERSA SIEL-SOLEIL 225, cuya tabla de especificaciones técnicas se encuentra en la página 70:

Para la elección de este modelo de inversor se han tenido en cuenta varios puntos a destacar:

- i. El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre 330 y 600V, por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre $V_{mpp(3,25C)} = 475,75$ V y
- ii. $V_{mpp(77,5C)} = 342,78$ V que está dentro del rango de tensiones. Además si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministrarán una tensión de circuito abierto de $V_{OC(3,25C)} = 589,08$ V que también se encuentra en el rango de tensión de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de $V_{OC(77,5C)} = 465,9$ V que está dentro del rango de tensiones.
- iii. La máxima tensión de entrada a módulos es de $700V_{DC}$, por tanto cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya como máximo los paneles solares suministrarán una tensión de circuito abierto de $V_{OC(3,25C)} = 589,08$ V bajo condiciones ambientales invernales.
- iv. La corriente máxima de entrada al inversor son 818 A, éste valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de $I_{SC(77,5C)} = 654,32$ A que será la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de $45^{\circ}C$.
- v. La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es 225 kWp, pero permite un rango de potencias de funcionamiento de paneles de entre 200kWp y 270kWp en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone que los paneles no entregarán la máxima potencia siempre, el generador fotovoltaico en este caso suministrará una potencia de 258,72 kWp como máximo, valor que está dentro del rango de potencias en el cual el inversor está dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento.

E Especificaciones técnicas de la serie Soleil

MODELO [kW]	10	13	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Codificación Atersea	3009531	3009532	3009533	3009512	3009535	3009534	3009533	3009532	3009538	3009514	3009539	3009540	3009541	3009542
Especificaciones Técnicas														
1.- Conexión a la red														
Potencia Nominal de la instalación (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Potencia nominal máxima caables (kW)	Técnica y neutro													
2.- Inversor fotovoltaico	Técnica y neutro													
Rango de tensión PMP (V _{sc})	12-17.5	17.5-22	22-27	27-33	35-44	44-50	50-55	55-58	58-110	80-125	140-190	200-270	300-440	450-550
Tensión máxima de entrada a módulos	700V _{dc} a 0° C													
Tensión mínima de arranque (V)	400													
Corriente máxima de entrada (A)	53	67	82	100	133	152	197	287	333	424	677	818	1333	1657
3.- Inversor AC	1													
Potencia AC, Pn (kW)	10	15	20	25	30	45	50	70	90	100	150	225	350	450
Tensión de red nominal A.C. Vn (V)	19.5	26.0	32.5	39	52	65	77.9	103.9	129.9	144.3	227	325	520	650
Corriente nominal (A)	21.5	28.9	36.1	43.3	58	72.1	97.4	119.1	144	203	253	361	578	721
4.- Otros datos	50 Hz ± 0.3 Hz													
Consumo aprox. En vacío (W)	32	32	46	46	46	46	56	56	56	56	56	64	64	64
THD de la intensidad AC	≤3%													
Control del sistema	Analógico / digital													
Control de temperatura de desconexión	Transformador													
Sistema de aislamiento	SI													
Protección del interfaz de comunicaciones	RO 1657/2000, CEI11-20, LVD, EMC, CE, DK5950 y DK5940													
Rendimiento máximo (%)	93.8	94.2	94.4	94.5	95.1	95.1	95.5	95.5	96.0	96.3	96.5	96.5	96.5	96.5
Normativas	Convección natural + Ventilación forzada													
Especificaciones Físicas														
Sistema de Refrigeración	-55° C a +40° C													
Rango de Temperatura de Trabajo	-20° C a +50° C													
Rango de Temperatura de Almacenamiento	-20° C a +50° C													
Nivel dB(A)	60	60	60	60	60	64	64	64	64	64	64	68	68	68
Dimensiones (mm) (L x W x H)	280	300	330	350	420	440	750	750	900	980	1400	1600	2000	2500
Peso (Kg)	IP 21													
Material de protección	Chapa de Aluminio anodizada con resina EPOXI en caliente													

Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso. *PMP: Punto de Máxima Potencia.
 Kit: vigilante aislamiento opcional en todos los modelos.

Ilustración 44: Características inversor ATERSA SIEL-SOLEIL 225

Como último punto de este apartado y no por ello menos importante, para la elección de este inversor se ha tenido en cuenta, además de todo lo anterior, su precio, ya que se podría considerar que para labores de mantenimiento si se instalaran varios inversores de inferior potencia nominal podría seguir funcionando parte de la instalación fotovoltaica pero lo cierto es que al consultar otro tipo de inversores de menor potencia nominal, resulta bastante más económico realizar la conversión de potencia continua a potencia alterna con un solo inasor de 60kW que con varios inversores de menor potencia nominal.

3.2.8 Centro de transformación

La conexión de la instalación fotovoltaica con la Red de Distribución Pública, se realizará en Media Tensión, según lo dispuesto en el punto 4.3.1 de la ITC-BT-40 del REBT donde se expone: “Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central”.

Atendiendo a dicha prescripción, y puesto que la instalación fotovoltaica excede de 100 kVA, la conexión con la red de distribución deberá realizarse en Media Tensión.

El modo de conexión a la red será a través de un centro de seccionamiento, tal y como se muestra en la ilustración 44, según el MT 3.53.01 “Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución”. Dicho centro de seccionamiento, unirá el centro de transformación, (desde donde se eleva la tensión de 220V a 15kV para su evacuación en Media Tensión), con el punto de conexión proporcionado por la compañía eléctrica.

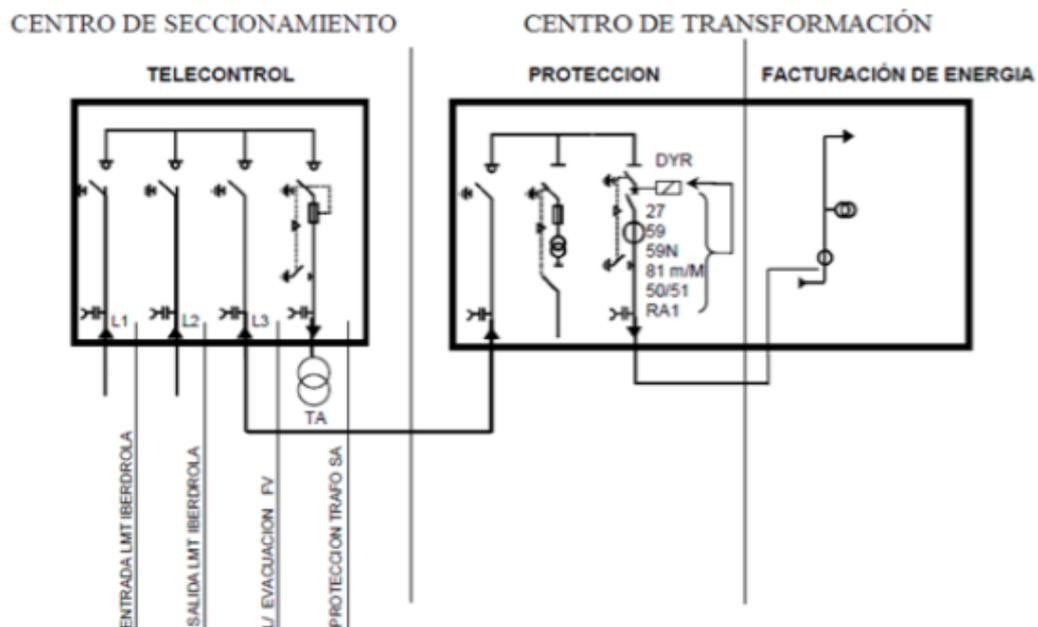


Ilustración 45: Modo de conexión a red a través de centro de seccionamiento.

La energía será vertida a la red de la compañía Iberdrola a la tensión trifásica de 15 kV y a la frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos.

La empresa de estudio, como muchas empresas cerámicas, se ha visto obligada a bajar la producción desde la crisis del ladrillo. Por este motivo, dicha empresa, cuenta con un espacio dedicado a transformadores, con algunos de ellos no operativos debido a la disminución de energía eléctrica necesaria. Por lo que, para ahorrar costes y aprovechar material existente, se decide utilizar uno de los transformadores existentes para realizar la conversión de BT a MT.

Con el objetivo de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de una falta en la red, faltas internas en la instalación de la propia central, o desconexión de la red de distribución por

cualquier otra causa, la instalación fotovoltaica está equipada de protecciones eléctricas, de manera que no se perturbe el correcto funcionamiento de la red a la que esté conectada.

Así mismo, la instalación fotovoltaica bajo ningún concepto mantendrá la tensión en la línea de distribución de la compañía eléctrica en el caso de apertura del interruptor de cabecera, evitando así el funcionamiento en isla, al igual que estará dotada de los medios necesarios para admitir un reenganche sin ningún tipo de condición por parte de la compañía, en el tiempo que ésta tenga establecido.

Dichas protecciones en esta parte de la instalación fotovoltaica, estarán alojadas en el centro de seccionamiento y en el centro de transformación que se describen a continuación.



Ilustración 46: Lugar centro de transformación.

El transformador constituye el elemento principal del centro de transformación, ya que es el dispositivo encargado de aumentar la tensión de baja a media tensión. Consta de un primario al que le llega la BT, y de un secundario del que sale MT. En el centro de transformación, el transformador es una máquina trifásica elevadora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 220 V y la tensión a la salida de 15 kV, de refrigeración natural y en baño de aceite mineral.

En cuanto a la potencia del transformador, dado que éste pertenece a la propiedad del cliente, su potencia puede ser igual (o superior) a la del inversor, es decir, como el transformador actual que hay en la empresa sin utilizar es de 250 kVA, será válido.

Características del transformador:

- i. Potencia nominal: 250 kVA

- ii. Tensión nominal primaria: 220 V
- iii. Tensión nominal terciaria: 15/20 kV
- iv. Regulación: +2,5%, +5%, +7,5%, +10%
- v. Impedancia de cortocircuito: 4%
- vi. Grupo de conexión: Dyn11
- vii. Refrigeración: Aceite

El transformador va provisto de nivel de aceite, grifo de vaciado, ganchos de suspensión y tracción, válvula de toma de muestras, ruedas de transporte en bastidor rígido orientable en dos direcciones a 90°, tornillo de puesta a tierra y placa de características.

Cuenta además con un termómetro, el cual verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

En el lado primario lleva un conmutador accionable desde el exterior, para que estando el transformador sin tensión, se pueda adaptar la relación de transformación a las condiciones de la red.

En el interior del centro de transformación se alojan las celdas donde se integra toda la aparatma requerida para la maniobra y protección, tal y como se describe en el MT 3.53.01, y conforme al esquema unifilar de la ilustración 46.

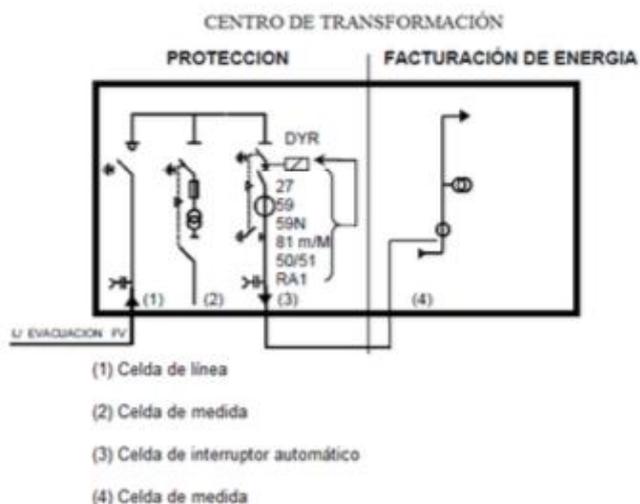


Ilustración 47: Esquema unifilar del centro de transformación.

Atendiendo al esquema de la ilustración 24, el centro está dotado de un sistema de protecciones y un interruptor automático DYR (interruptor automático de corte general, situado en la instalación productora de energía) para permitir la desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación fotovoltaica provocando la desconexión del mismo.

El interruptor automático está dotado de un automatismo que permite su reposición de forma automática si su apertura se produce por actuación de las protecciones instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permite el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad.

El automatismo bloquea el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad asociadas al interruptor y sólo se puede desbloquear en local, después de identificar el origen de la actuación de esta protección y la eliminación de la causa del disparo.

Si la apertura del interruptor se produce manualmente por personal de la instalación generadora, el automatismo queda deshabilitado.

3.2.9 Cableado

La instalación fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo de los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 66 ramales compuestos de 14 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada 6 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de todas las 11 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Se establecerán 4 tramos diferenciados en la instalación; tres de ellos para corriente continua y un último tramo para corriente alterna.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁶⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	480	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 17: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N^o de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

La instalación de las canales protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ITC-BT-21:

- i. La instalación y puesta en obra de las canales protectoras deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-52 y en las Instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20.
- ii. El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.
- iii. Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.
- iv. No se podrán utilizar las canales como conductores de protección o de neutro, salvo lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-18 para canalizaciones prefabricadas.
- v. La tapa de las canales quedará siempre accesible.

Se ha optado por canaletas marca UNEX, modelo 66-U23X lisa aislante con tapa de PVC M1 por sus buenas características técnicas:

- i. Protección contra contactos directos e indirectos.
- ii. Sin necesidad de puesta a tierra.
- iii. Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.
- iv. El corte de la bandeja no produce aristas que dañen el aislamiento de los conductores.

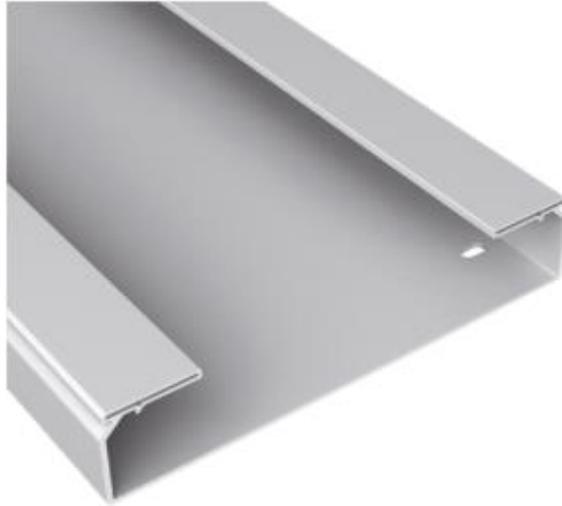


Ilustración 48: Canaleta marca UNEX, modelo 66- U23X lisa.

En los tramos de corriente continua, se calcula la sección de los conductores mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C}$$

donde: S es la sección teórica del conductor en (mm^2);

L es la longitud del conductor (m);

I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A);

u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%;

C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$.

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de tipo 0,6/1kV estarán enterrados, estarán constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño se basará en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 18: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

En el tramo de alterna el cableado será trifásico, por lo que los conductores utilizarán una sección teórica mínima que viene dada por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L}$$

donde: s es la sección teórica del conductor en (mm²);

L es la longitud del conductor (m);

P es la potencia máxima que transporta el cable (W);

u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%;

C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

U_L es la tensión de línea de la red (V).

3.2.9.1 Tramos de cableado

3.2.9.1.1 De los paneles fotovoltaicos a la caja de conexión de grupo

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 6 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 6 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 6 ramales. A las cajas de conexión de subgrupo llegarán 12 conductores; 6 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 6 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- i. L es la longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 40m.
- ii. I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 9,71A.
- iii. u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp}=31,2 V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 14 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de:

$$u = \frac{1,5}{100} \cdot 31,2 \cdot 14 = 6,552 V$$

- iv. C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Por lo que la sección de este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{1,5\% \cdot u \cdot C} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 9,71}{6,552 \cdot 56} = 2,117 mm^2$$

Cumpliendo con las secciones normalizadas (véase Tabla 17: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. No de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.), se utilizará un conductor de 2,5 mm² de sección.

Volviendo de nuevo a la Tabla 17 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 2,5 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 (ver Tabla 19) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45°C diferentes a los 40°C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por lo tanto, la intensidad máxima admisible es reducida a:

$$I_{admissible} = 21 \cdot 0,91 = 19,11 A$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductor es en este tramo que es de 9,71 A.

Factores de corrección para diferentes temperaturas

Tª terreno (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tª servicio 90 °C	1,27	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77
Tª servicio 70 °C	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	0,58

Tabla 19: Factores para temperaturas diferentes a 40 °C

3.2.9.1.2 Desde las cajas de conexión de grupo hasta la caja de conexión del generador fotovoltaico

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo de donde salen verticalmente hacia abajo por la pared norte de la nave los 22 conductores hasta la caseta del inversor situada en la base de la nave junto a la fachada norte.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 22 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor. En ésta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- i. L es la longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador 192 m.
- ii. I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 9,71 A, pero en este tramo se unen 6 ramales por lo tanto la corriente máxima que circulará por los conductores será de:

$$I_{cc} = 9,71 \cdot 6 = 58,26 A$$

- iv. u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp}=31,2 V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 14 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de:

$$u = \frac{1,5}{100} \cdot 31,2 \cdot 14 = 6,552 V$$

- v. C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Por lo que la sección de este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{1,5\% \cdot u \cdot C} = \frac{2 \cdot 192 \cdot 58,26}{6,552 \cdot 56} = 61,291 \text{ mm}^2$$

Cumpliendo con las secciones normalizadas (véase Tabla 17: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.), se utilizará un conductor de 70 mm² de sección.

Volviendo de nuevo a la Tabla 17 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 70 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 160 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 (ver Tabla 19) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45°C diferentes a los 40°C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por lo tanto, la intensidad máxima admisible es reducida a:

$$I_{admisible} = 160 \cdot 0,91 = 145,6 \text{ A}$$

Valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductor es en este tramo que es de 58,26 A.

3.2.9.1.3 Desde caja de conexión del generador al inversor

Estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador de la azotea está suministrando hasta la el inversor situado en la misma caseta.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- i. *L es la longitud del conductor (m).* Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión del generador fotovoltaico y el inversor situados en la misma caseta siendo 2 m.
- ii. *I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A).* Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 9,71 A, pero cada conjunto de 6 ramales pueden llegar a suministrar 58,26 A. Al conectar en la caja de conexión los 11 ramales, la corriente máxima que circulará por los conductores será de:

$$I_{cc} = 58,26 \cdot 11 = 640,86 \text{ A}$$

- iii. u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp}=31,2 V$, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 14 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de:

$$u = \frac{1,5}{100} \cdot 31,2 \cdot 14 = 6,552 V$$

- iv. C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Por lo que la sección de este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{1,5\% \cdot u \cdot C} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 640,86}{6,552 \cdot 56} = 6,987 mm^2$$

Cumpliendo con las secciones normalizadas (véase Tabla 17: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. No de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.), se utilizará un conductor de 10 mm² de sección.

Volviendo de nuevo a la Tabla 17 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 10 mm², de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 50 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 (ver Tabla 19) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45°C diferentes a los 40°C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor. Por lo tanto, la intensidad máxima admisible es reducida a:

$$I_{admisible} = 50 \cdot 0,91 = 45,5 A$$

Valor inferior a la máxima corriente que circulará por los conductor es en este tramo que es de 640,86 A, por lo que se selecciona un conductor multiconductor al aire libre 2x XLPE de 300 mm² de sección con una intensidad máxima admisible de 640 A.

3.2.9.1.4 Desde inversor al centro de transformación.

Estará comprendido desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- i. L es la longitud del conductor (m). Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación, a 100m.
- ii. P es la potencia máxima que transporta el cable (W). Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida, 225.000W.
- iii. U_L es la tensión de línea de la red (V). A la salida del inversor la tensión será constante con valor 400V.
- iv. u es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de:

$$u = \frac{2}{100} \cdot 400 = 8 \text{ V}$$

- v. C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$.

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre aislado en PVC enterrado bajo tubo y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores deben tener será de:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{100 \cdot 225.000}{56 \cdot 8 \cdot 400} = 125,558 \text{ mm}^2$$

Cumpliendo con las secciones normalizadas se utilizará un conductor de 150 mm^2 de sección.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 54kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} = \frac{225.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 324,760 \text{ A}$$

Como se observa en la Tabla 18, la intensidad máxima admisible de un conductor de 150 mm^2 es de 340 A, pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que se encuentra no son iguales a las que se basan las tablas de la norma ITC-BT-07.

Como se indica en el punto 3.1.3 de la norma ITC-BT-07, en los casos que una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares estén en el interior de un tubo, se aplicará un factor corrector de 0,8.

Para cables enterrados en terrenos cuya temperatura difiera de 25 °C, existe unos factores correctores en función de la temperatura. (Punto 3.1.2.2.1. de la ITC-BT-07):

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 20: Factor de corrección F, para temperaturas de terreno distintas a 25 °C.

Siendo conservadores, se va a tener en cuenta una temperatura máxima del terreno de 30 °C, siendo F=0,94.

Por último, en el punto 3.1.2.2.4. de la misma ITC nombrada anteriormente, existen unos factores de corrección si la profundidad es distinta a 0,70 m.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 21: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.

Se cogerá el peor caso, siendo la profundidad 1,2 metros con un factor corrector de 0,95.

Por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 150 mm² será:

$$I_{admisible} = 340 \cdot 0,8 \cdot 0,94 \cdot 0,95 = 242,896 \text{ A}$$

Por lo que el conductor de 150 mm² no es valido y habrá que probar con secciones mayores. Realizando la misma operación anteriormente citada, se observa que el primer conductor que cumple con la intensidad máxima admisible después de aplicar los factores correctores, es el de sección de 300 mm² con una intensidad admisible de 360,772 A superior a los 324,760 A.

$$I_{admisible} = 505 \cdot 0,8 \cdot 0,94 \cdot 0,95 = 360,772 \text{ A}$$

NOTA: Para cumplir con el cálculo de protecciones más adelante, se ha tenido que aumentar la sección del cable a 400 mm².

3.2.9.2 Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- i. Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizará la toma a tierra de la nave industrial.
- ii. Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizará el conductor de tierra que posee la nave.
- iii. Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferente elementos o masas a proteger. Se utilizará el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- iv. Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

Según la norma ITC-BT-18 del REBT, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla siguiente:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 22: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

1. Paneles solares – Caja de conexión de grupo.

$$S_{\text{conductores de fase}} = 2,5 \text{ mm}^2 < 16 \rightarrow S_p = S_{\text{conductores de fase}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

2. Caja de conexión de grupo – Caja de conexión de generador fotovoltaico

$$S_{\text{conductores de fase}} = 70 \text{ mm}^2 > 35 \rightarrow S_p = \frac{S_{\text{conductores de fase}}}{2} = 35 \text{ mm}^2$$

3. Caja de conexión de generador fotovoltaico – Inversor

$$S_{\text{conductores de fase}} = 300 \text{ mm}^2 > 35 \rightarrow S_p = \frac{S_{\text{conductores de fase}}}{2} = 150 \text{ mm}^2$$

4. Inversor – Centro de transformación

$$S_{\text{conductores de fase}} = 400 \text{ mm}^2 > 35 \rightarrow S_p = \frac{S_{\text{conductores de fase}}}{2} = 200 \text{ mm}^2$$

3.2.10 Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$\text{i. } I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$\text{ii. } I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

donde: I_B es la corriente de empleo o utilización;

I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección;

I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger;

I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N$$

por lo que solo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que:

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N$$

por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

3.2.10.1 Protecciones de continua

Protección contra contactos directos: Se define el contacto directo, como el contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos que forman la instalación. La parte de corriente continua estará protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para lograr este aislamiento se utilizarán cajas de conexión debidamente protegidas, que no permitan el acceso a su interior, así como elementos y cableado de doble aislamiento.

Protección contra contactos indirectos: Se define el contacto indirecto como el contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento. La protección contra contactos indirectos, será suficiente con la implantación de un nivel de protección de clase II en todos los elementos, garantizando que no se producirá un fallo de aislamiento que provoque una situación de peligro ante un contacto indirecto. Ante esta situación, se incorpora en el propio inversor un detector de aislamiento. Por otro lado, esta parte de la instalación será normalmente inaccesible para las personas, debiendo ser advertidas mediante la adecuada señalización de tensiones peligrosas aquellas personas que vayan a realizar alguna tarea sobre la cubierta.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es ligeramente superior a la de operación, por lo que una situación de cortocircuito no es problemática para esta parte del circuito, pero sí que puede serlo para el inversor, por lo que se ha dimensionado el cableado de manera que su sección sea suficiente para soportar la corriente de cortocircuito del total del generador.

Protección contra sobretensiones: Las descargas atmosféricas producen sobretensiones que son especialmente peligrosas para los circuitos electrónicos. La protección contra sobretensiones protege la instalación fotovoltaica contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas, protegiendo el lado del campo fotovoltaico aguas abajo del inversor. Los protectores de

sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperíodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 23: Intensidades nominales normalizadas de los fusibles a BT.

1. Paneles solares – Caja de conexión de grupo.

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

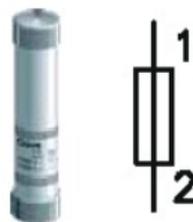


Ilustración 49: Fusible de corriente continua y símbolo normalizado.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de $2,5\text{mm}^2$, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp} = 9,07 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{admisible} = 19,11 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B = 9,07 \leq I_N \leq 19,11 = I_Z$$

$$I_N = 16 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

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

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 16 = 25,6 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z = 1,45 \cdot 19,11 = 27,71 \text{ A}$$

$$I_2 = 25,6 \leq 27,71 = 1,45 \cdot I_Z \rightarrow \text{Cumple}$$

Por lo que se utilizarán fusibles de 16 A en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

2. Caja de conexión de grupo – Caja de conexión de generador fotovoltaico

Este tramo estará protegido por tres elementos:

Descargador: Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente 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.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en la extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.



Ilustración 50: Protección contra sobretensión CLASE I y símbolo normalizado.

CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

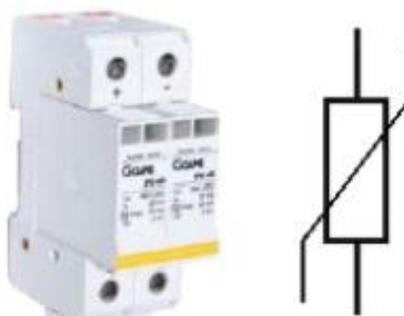


Ilustración 51: Protección contra sobretensión CLASE II y símbolo normalizado.

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 0 °C, esto produce una tensión igual a 589,08 V, por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador de la casa WEIDMÜLLER PU II 2+1/R 1000 V/ 40 kA de tensión de régimen permanente máxima de 1100 VDC. Se pueden consultar sus características en el apartado 2.5.1. Protectores contra sobretensiones entre las placas fotovoltaicas y el inversor (DC) del ANEXO de este documento.

Interruptor-Seccionador: Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Se colocarán 11 interruptores de este tipo, uno por cada subgrupo de 6 ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 0 °C:

$$I_{SC} = 6 \text{ ramales} \cdot 9,71 = 58,26 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 589,08 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo KSEDS20_63 cuya máxima tensión de servicio son 750V y capaz de interrumpir una corriente de 63A. (Ver 2.6.1 KSEDC20_63 del Anexo).

Fusible: Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor- seccionador, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan subgrupos de 6 ramales de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobrecorrientes para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada tramo, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 70 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = N^{\circ} \text{ Ramales} \cdot I_{mpp \text{ módulo}} = 6 \cdot 9,07 = 54,42 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{admisible} = 145,6 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B = 54,42 \leq I_N \leq 145,6 = I_Z$$

$$I_N = 63 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla:

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

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 63 = 100,8 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z = 1,45 \cdot 145,6 = 211,12 \text{ A}$$

$$I_2 = 100,8 \leq 211,12 = 1,45 \cdot I_Z \rightarrow \text{Cumple}$$

Por lo que se utilizarán fusibles de 63 A en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico estará dividido en once grupos de seis ramales cada uno, cada grupo tendrá su propia caja de conexión de grupo donde se instalarán tanto los fusibles de 16 A encargados de la protección del primer tramo como el descargador, el interruptor-seccionador y el fusible de 63 A encargados de la protección del segundo tramo.

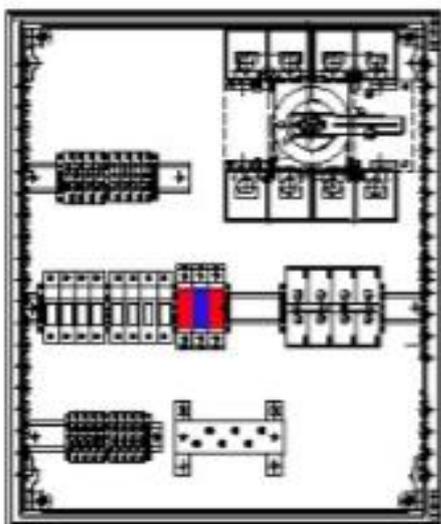


Ilustración 52: Caja de conexión de grupo.

A cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 12 conductores de $2,5 \text{ mm}^2$, seis de polaridad positiva y seis polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 16 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de $2,5 \text{ mm}^2$ pasando a dos únicos conductores de 70 mm^2 a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador WEIDMÜLLER PU II 2+1/R 1000 V/ 40 kA, el interruptor-seccionador ABB modelo KSEDS20_63 y un fusible de 63 A en cada conductor.

Se han elegido armarios de la marca ABB modelo AT42R3 con puerta metálica y de dimensiones 674 x 574 x 140. Su grado de protección es IP43.



Ilustración 53: Armario ABB modelo AT42R3.

3. Caja de conexión de generador fotovoltaico – Inversor

Este último tramo de corriente continua conecta todas la cajas de conexión de grupo del generador fotovoltaico con el inversor de la instalación, constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa.

Este tramo estará protegido por dos elementos:

Controlador permanente de aislamiento: Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

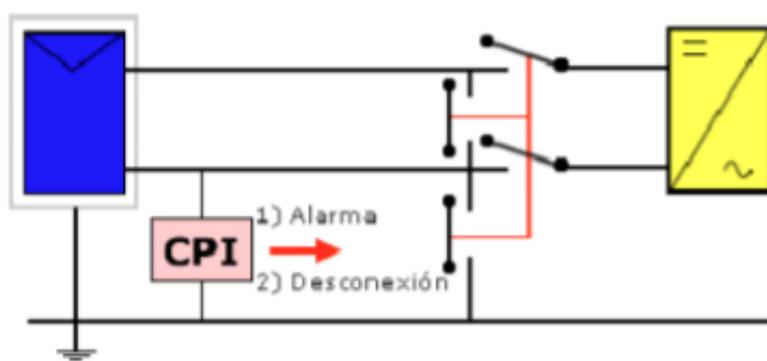


Ilustración 54: Esquema del controlador permanente de aislamiento.

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- i. Vigilante de aislamiento: El vigilante de aislamiento realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando ésta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.



Ilustración 55: Vigilante de aislamiento y esquema de conexión.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente sea la mínima y en condiciones de circuito abierto, 589,08 V, por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC650 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 450 a 650 V.

- ii. Interruptor de corriente continua: El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.



Ilustración 56: Interruptor de corriente continua.

El interruptor de corriente continua elegido para el controlador permanente de aislamiento es de marca PROAT modelo INFAC.

Magnetotérmico: Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripulares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc...

La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Como se ha dicho anteriormente en este documento, en la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición, ya que siempre se cumple, por lo que solo es necesario comprobar la primera condición:

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 300 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 66 \text{ ramales} \cdot I_{mpp} = 66 \cdot 9,07 = 598,62 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{admisible} = 640 A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$I_B = 598,62 \leq I_N \leq 640 = I_Z$$

$$I_N = 630 A$$

1	2	3	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80
100	125	160	250	400	630	800	1.250	1.600	2.000	2.500	3.200	

Tabla 24: Valores de I_n (A) normalizador para interruptores magnetotérmicos.

Se ha optado por el interruptor marca LEGRAND serie DPX³, un interruptor magnetotérmico de caja moldeada. El modelo de interruptor termomagnético será el DPX³-630, con intensidad nominal de 630 A. Para conocer más especificaciones ver apartado 2.8 Magnetotérmicos LEGRAND del Anexo.



Ilustración 57: Magnetotérmico LEGRAND DPX³-630.

Estos interruptores magnetotérmicos tienen una tensión nominal máxima de funcionamiento de 690 V, superior a la máxima tensión que puede proporcionar el generador fotovoltaico, que como ya se ha nombrado varias veces es de 598,62 V.

Los equipos destinados a la protección de este último tramo de corriente continua se dispondrán en una caja de conexión de generador fotovoltaico. A esta caja llegarán 22 conductores de 600 mm², once de polaridad positiva y once de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia el inversor de 300 mm².

Se ha elegido un armario de la marca ABB modelo AT72R6 con puerta metálica y de dimensiones 1.124 x 574 x 140. Su grado de protección es IP43.

3.2.10.2 Protecciones de alterna

Protección contra contactos directos: Al igual que en el circuito de corriente continua, las medidas de protección frente a contactos directos en el circuito de corriente alterna, serán la instalación de elementos de clase II, separándose las partes accesibles de la instalación de sus partes activas mediante doble aislamiento.

Protección contra contactos indirectos: Con el fin de proteger a las personas contra contactos indirectos, en la parte de corriente alterna se instalarán interruptores diferenciales según RD 1699/2011, el cual irá instalado en el cuadro de baja tensión del centro de transformación a la salida del inversor, y cuya misión será la de desactivar el circuito en el momento en que se produzca una derivación de corriente. Las derivaciones de corriente no sólo se producen por fallos en el aislamiento, sino que también pueden ser el efecto de un contacto directo, por lo que puede considerarse que el interruptor diferencial también representa una protección frente a contactos directos.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: Para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en el circuito de corriente alterna, se instalarán interruptores magnetotérmicos asociados a protección diferencial en el cuadro de baja tensión previsto a la salida del inversor en el edificio del centro de transformación. Además de estas protecciones, se instalará un interruptor manual de corte en carga en cabecera de dicho cuadro, asegurándose las conexiones-desconexiones en caso de fallo o imposibilidad de poder ser realizado por el inversor, aumentándose así las garantías y fiabilidad de la instalación.

Protección contra sobretensiones: Como ya se ha mencionado en el apartado de corriente continua, para la protección contra sobretensiones se utilizarán descargadores de sobretensión, los cuales se encuentran integrados en el inversor, a la entrada y a la salida de éste.

4. Inversor – Red de baja tensión

El artículo 14 Real Decreto 1699/2011 establece las condiciones que deberá cumplir el sistema de protecciones eléctricas. A continuación se reproducen íntegra y textualmente las exigencias de dicho artículo.

1.El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión -fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión - fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Tabla 25: Calidad de la Red permitida.

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

2. Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

3. Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

5. En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15

de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

Según la normativa, el equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar alguna de estas protecciones, si es así, solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones general manual e interruptor automático diferencial. El inversor ATERSA SIEL-SOLEIL 225 seleccionado para esta instalación, incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además este inversor posee un transformador por tanto proporciona la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas exigida por la normativa.

Por consiguiente, las protecciones que se instalarán en este tramo son; un interruptor general manual (magnetotérmico) y un interruptor automático diferencial, además de incorporar un fusible en la interconexión ya que su actuación es más rápida que la de los magnetotérmicos.

Interruptor general manual: Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.



Ilustración 58: Interruptor general magnetotérmico y su símbolo normalizado.

Como ya se ha dicho, en la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición, ya que siempre se cumple, por lo que solo es necesario comprobar la primera:

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 300 mm^2 , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán los obtenidos anteriormente en el cálculo de secciones:

$$I_Z = I_{admisible} = 360,772 \text{ A}$$

Por otro lado el valor de intensidad normal de funcionamiento también se ha calculado anteriormente y era de:

$$I = 324,760 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$I_B = 324,760 \leq I_N \leq 360,772 = I_Z$$

Se observa que para la sección seleccionada no existe ningún interruptor magnetotérmico que cumpla la ecuación anterior, por lo que se tendrá que aumentar la sección del conductor.

$$I_{admisible} = 570 \cdot 0,8 \cdot 0,94 \cdot 0,95 = 407,208 A$$

$$I_B = 324,760 \leq I_N \leq 407,208 = I_Z$$

$$I_N = 400 A$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 400 A, por lo que se ha elegido un interruptor general magnetotérmico de la marca LEGRAND modelo DPX³ 630 regulado a una intensidad nominal de 400 A.

Interruptor diferencial: Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

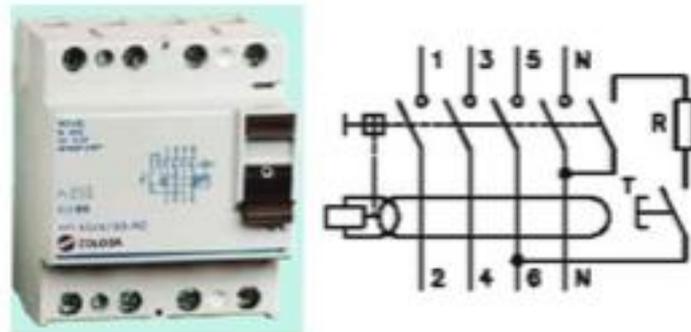


Ilustración 59: Interruptor diferencial tetrapolar y su símbolo normalizado.

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas y 300mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general. Se ha escogido un bloque tetrapolar diferencial de 400A con sensibilidad de 300mA marca LEGRAND modelo DPX adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente.

3.2.10.3 Protecciones integradas en el inversor

Los inversores cumplirán con la normativa vigente RD 1699/2011, y llevarán incluidas las siguientes protecciones:

Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión referidas en el artículo 14 del citado RD, estarán integradas en los inversores, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas serán realizadas por un interruptor automático junto a un relé de enclavamiento que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

Las protecciones de la interconexión de máxima y mínima frecuencia estarán dentro de los valores de 50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente, y los de máxima y mínima tensión entre 1,15 y 0,85 Un, respectivamente.

En el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución, disponiendo para ello de una protección anti-isla que detecta la desconexión de la red y abre sus contactos, evitando así el funcionamiento en isla de la instalación.

Además cada inversor incluye seccionadores en carga a la entrada (paneles) y a la salida (red), lo cual permite poder realizar una desconexión total del equipo.

A continuación se mencionan cada una de las protecciones del equipo inversor:

- Protección contra polarizaciones inversas
- Protección contra fallos de aislamiento
- Protección anti-isla, con desconexión automática
- Fusibles DC
- Seccionador en carga DC
- Descargadores de sobretensión DC
- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos
- Seccionador-magnetotérmico AC
- Descargadores de sobretensión AC

3.2.11 Estimación de la producción anual de energía

3.2.11.1 Irradiación anual

Para poder evaluar el beneficio aportado por la instalación fotovoltaica, desde un punto de vista tanto medioambiental como económico, es necesario evaluar la entrega anual de energía eléctrica a la red.

En el documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, publicado por el IDEA, se propone el método que se desarrolla a continuación. Para cada mes del año se calcula la energía eléctrica diaria inyectada a la red, siguiendo la nomenclatura del documento citado, mediante la ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha\beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

donde: E_p es la energía entregada a la red en kWh/día;

$G_{dm}(\alpha\beta)$ es la irradiación diaria en media mensual, sobre el panel orientado teniendo en cuenta las pérdidas por sombra, en kWh/(m²·día);

P_{mp} es la potencia pico del generador en kWh;

PR es el rendimiento energético de la instalación en tanto por uno;

$G_{CEM} = 1kW/m^2$.

Si se dispone de tablas de datos fiables de la irradiación diaria para una superficie orientada, el término $G_{dm}(\alpha\beta)$ viene dado por la expresión:

$$G_{dm}(\alpha\beta) = G_{dm}(\alpha\beta)_{tab} \cdot FS$$

donde: $G_{dm}(\alpha\beta)_{tab}$ es el valor obtenido de las tablas en kWh/(m²·día); y

FS es el factor de sombra en tanto por uno.

Si no se dispone de estos datos se puede calcular a partir de las tablas de irradiación sobre una superficie horizontal mediante la fórmula:

$$G_{dm}(\alpha\beta) = G_{dm}(0) \cdot k \cdot FS$$

donde: $G_{dm}(0)$ es la irradiación sobre una superficie horizontal; y

k es el factor de corrección para el cálculo de la radiación sobre la superficie inclinada. En la siguiente tabla se indican los valores de k para la altitud y las tres inclinaciones de estudio y orientada hacia el ecuador ($\alpha = 0$).

Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
21	1,25	1,2	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,2	1,3
35	1,37	1,28	1,17	1,06	0,98	0,95	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,45
55	1,4	1,27	1,1	0,94	0,82	0,78	0,82	0,95	1,15	1,38	1,54	1,52

Tabla 26: Valores del cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. (CENSORAL).

3.2.11.1.1 Pérdidas

Las pérdidas varían en el conjunto de módulos, serán la suma de las pérdidas óhmicas en el cableado de la instalación, las pérdidas por polvo y suciedad y de las pérdidas provocadas por las sombras que puedan aparecer sobre los paneles.

3.2.11.1.1.1 Pérdidas óhmicas en el cableado de la instalación

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las pérdidas en el cableado de corriente alterna de la instalación serán como máximo del 2% mientras que en el cableado de corriente continua no deberán ser superiores al 1,5%, para realizar el estudio energético se utilizará el 2% al ser la peor condición.

3.2.11.1.1.2 Pérdidas por polvo y suciedad

Las pérdidas por suciedad o degradación de los módulos solares tienen su origen por la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la deposición de polvo en la superficie de este. Para este caso estas pérdidas serán como máximo del 3%.

3.2.11.1.1.3 Pérdidas por sombra

Para el cálculo del sombreado producido sobre el generador fotovoltaico, sobre todo por el sombreado a primeras horas del día al estar el sol en su punto más bajo, se utilizará un método de cálculo que consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol ofrecido por el Pliego de Condiciones Técnicas.

Para obtener el perfil de obstáculos deben localizarse los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición de azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal), el único obstáculo que produzca alguna sombra sobre un módulo de la instalación, sería el panel anterior a dicho módulo.

El cálculo de pérdidas por sombreado se realiza teniendo en cuenta el punto más bajo y medio del panel del que se requiere estudiar su sombreado, ya que es el punto con mayor número de horas de sombra.

Para hallar el perfil de obstáculos y posteriormente representarlos en el diagrama de trayectorias del sol, deben conocerse una serie de puntos representativos, para este caso los puntos más representativos son:

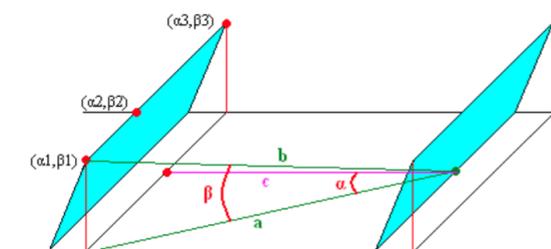


Ilustración 60: Puntos representativos del sombreado.

3.2.11.1.1.3.1 Inclinación fija durante todo el año (35°)

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel 35° y la longitud del panel, 1,001m, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}(35 - 10,148) \cdot 1,001 = 0,421 \text{ m}$$

Los paneles solares, tanto en la instalación cuya inclinación de paneles es única a lo largo de todo el año como para la instalación de varias inclinaciones, estarán separados una distancia de 2,07m, de esta manera se podrá comparar la eficiencia de las instalaciones al realizar el estudio energético de cada una de ellas por separado.

A continuación debe medirse la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza el estudio de sombras, esta distancia "a" tiene un valor de 1,432 m. La distancia conocida como "b" se obtiene teniendo en cuenta el valor de "a" y la distancia del punto al terreno, para este caso su valor es de 1,611 m, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,162^2} = 1,432 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,421^2 + 1,432^2} = 1,493 \text{ m}$$

$$\beta_1 = \text{atan} \frac{h}{a} = \frac{0,421}{1,432} = 16,371^\circ$$

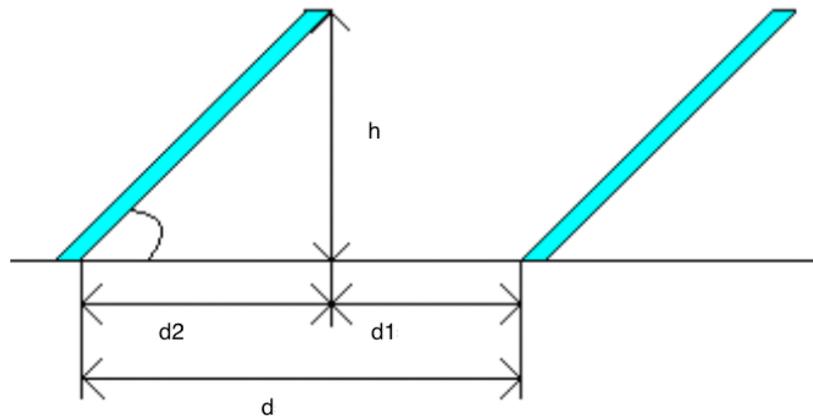


Ilustración 61: Distancia entre paneles.

$$\alpha_1 = \text{acos} \frac{c}{a} = \text{acos} \frac{1,162}{1,432} = -35,789^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$(\alpha_1; \beta_1) = (-35,789^\circ; 16,371^\circ)$$

Igualmente se calcularán los demás puntos representativos $(\alpha_2; \beta_2)$ y $(\alpha_3; \beta_3)$:

i. $(\alpha_2; \beta_2)$

$$a = c = 1,162 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,421^2 + 1,162^2} = 1,236 \text{ m}$$

$$\alpha_2 = \operatorname{acos} \frac{c}{a} = \operatorname{acos} \frac{1,162}{1,162} = 0^\circ$$

$$\beta_2 = \operatorname{acos} \frac{a}{b} = \operatorname{acos} \frac{1,162}{1,236} = 19,907^\circ$$

$$(\alpha_2; \beta_2) = (0^\circ; 19,907^\circ)$$

ii. $(\alpha_3; \beta_3)$

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,162^2} = 1,432 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,421^2 + 1,432^2} = 1,493 \text{ m}$$

$$\beta_3 = \operatorname{atan} \frac{h}{a} = \frac{0,421}{1,432} = 16,371^\circ$$

$$\alpha_3 = \operatorname{acos} \frac{c}{a} = \operatorname{acos} \frac{1,162}{1,432} = 35,789^\circ$$

$$(\alpha_3; \beta_3) = (35,789^\circ; 16,371^\circ)$$

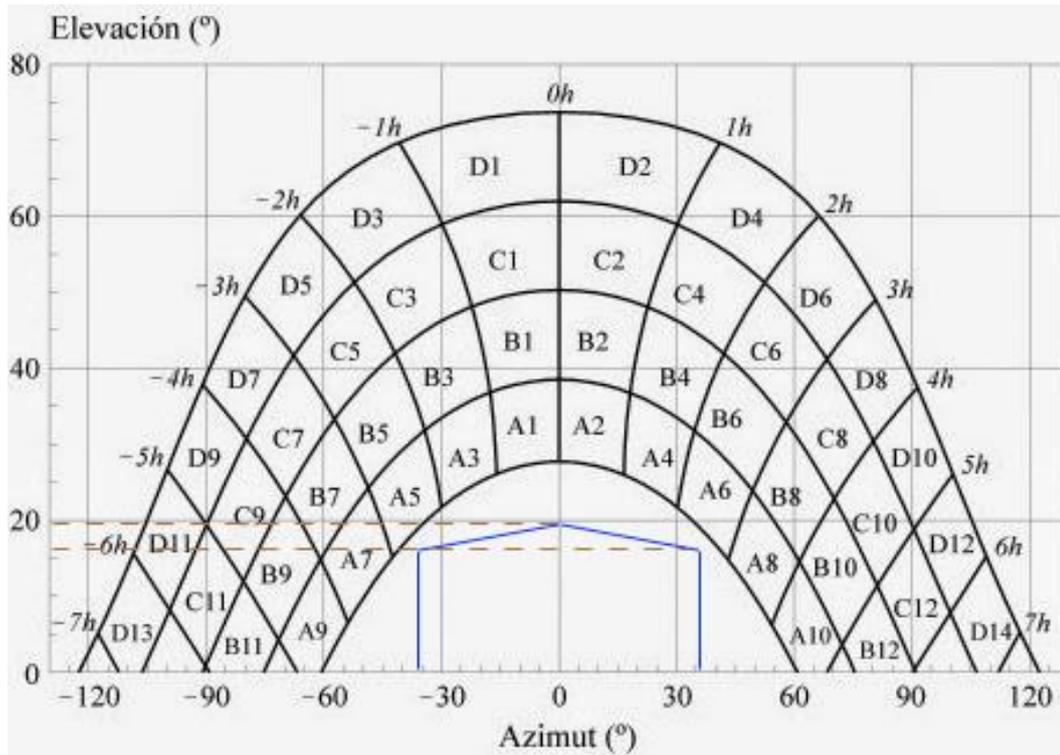


Ilustración 62: Perfil de obstáculos para paneles fijos.

Puede observarse que el perfil no encierra ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por lo tanto las pérdidas por sombras para este estudio energético de la instalación con una única inclinación durante todo el año es del 0%.

3.2.11.1.1.3.2 Inclinación variable (dos periodos durante un año)

3.2.11.1.1.3.2.1 Invierno (55°)

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel 55° y la longitud del panel, 1,001m, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}(55 - 10,148) \cdot 1,001 = 0,706 \text{ m}$$

A continuación debe medirse la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza el estudio de sombras, esta distancia "a" tiene un valor de 1,597 m. La distancia conocida como "b" se obtiene teniendo en cuenta el valor de "a" y la distancia del punto al terreno, para este caso su valor es de 1,697 m, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,360^2} = 1,598 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,706^2 + 1,598^2} = 1,747 \text{ m}$$

$$\beta_1 = \operatorname{atan} \frac{h}{a} = \frac{0,706}{1,598} = 23,842^\circ$$

$$\alpha_1 = \operatorname{acos} \frac{c}{a} = \operatorname{acos} \frac{1,360}{1,598} = -31,618^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$(\alpha_1; \beta_1) = (-31,618^\circ; 23,842^\circ)$$

Igualmente se calcularán los demás puntos representativos $(\alpha_2; \beta_2)$ y $(\alpha_3; \beta_3)$:

i. $(\alpha_2; \beta_2)$

$$a = c = 1,360 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,706^2 + 1,360^2} = 1,533 \text{ m}$$

$$\alpha_2 = \operatorname{acos} \frac{c}{a} = \operatorname{acos} \frac{1,360}{1,360} = 0^\circ$$

$$\beta_2 = \operatorname{acos} \frac{a}{b} = \operatorname{acos} \frac{1,360}{1,522} = 27,428^\circ$$

$$(\alpha_2; \beta_2) = (0^\circ; 27,428^\circ)$$

ii. $(\alpha_3; \beta_3)$

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,360^2} = 1,598 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,706^2 + 1,598^2} = 1,747 \text{ m}$$

$$\beta_3 = \operatorname{atan} \frac{h}{a} = \frac{0,706}{1,598} = 23,842^\circ$$

$$\alpha_3 = \operatorname{acos} \frac{c}{a} = \operatorname{acos} \frac{1,360}{1,598} = 31,618^\circ$$

$$(\alpha_3; \beta_3) = (31,618^\circ; 23,842^\circ)$$

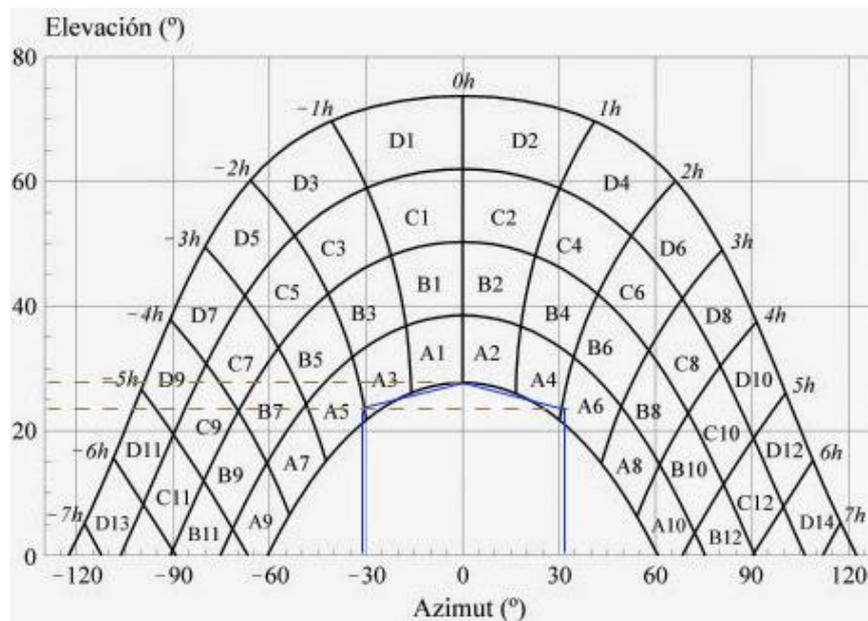


Ilustración 63: Perfil de obstáculos para posición invierno.

Una vez conocido el perfil de obstáculos se observa que si que se crean unas pequeñas sombras, por lo que con la ayuda de las tablas del apartado 2.9. Tablas de referencia para el cálculo del % de pérdidas anuales, por sombras, para una superficie vertical y orientada al sur (CTE, HE 5) del Anexo se calcula el factor de sol:

$$FS = 1 - \frac{(0,25 \cdot A3 + 0,25 \cdot A4)}{100} = 1 - (0,25 \cdot 2,7 + 0,25 \cdot 2,7) = 0,9865$$

3.2.11.1.1.3.2.2 Verano (21°)

Para el cálculo de la inclinación β , primero debe conocerse la altura del punto (α, β) al terreno, conocido el ángulo de inclinación del panel 21° y la longitud del panel, 1,001m, la altura de los puntos (α, β) será:

$$h = \text{sen}(21 - 10,148) \cdot 1,001 = 0,189 \text{ m}$$

A continuación debe medirse la distancia entre la proyección del punto (α_1, β_1) al suelo y el punto medio del panel del que se realiza es estudio de sombras, esta distancia "a" tiene un valor de 1,372m. La distancia conocida como "b" se obtiene teniendo en cuenta el valor de "a" y la distancia del punto al terreno, para este caso su valor es de 1,385 m, por tanto el ángulo β tiene un valor:

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,087^2} = 1,372 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,189^2 + 1,372^2} = 1,385 \text{ m}$$

$$\beta_1 = \text{atan} \frac{h}{a} = \frac{0,189}{1,372} = 7,821^\circ$$

$$\alpha_1 = \text{acos} \frac{c}{a} = \text{acos} \frac{1,360}{1,598} = -37,616^\circ$$

Por tanto el primer punto que se representará en el diagrama de trayectorias del sol tendrá unos valores de azimut e inclinación:

$$(\alpha_1; \beta_1) = (-37,616^\circ; 7,821^\circ)$$

Igualmente se calcularán los demás puntos representativos ($\alpha_2; \beta_2$) y ($\alpha_3; \beta_3$):

i. ($\alpha_2; \beta_2$)

$$a = c = 1,087 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,189^2 + 1,087^2} = 1,103 \text{ m}$$

$$\alpha_2 = \arccos \frac{c}{a} = \arccos \frac{1,087}{1,087} = 0^\circ$$

$$\beta_2 = \arccos \frac{a}{b} = \arccos \frac{1,360}{1,522} = 9,837^\circ$$

$$(\alpha_2; \beta_2) = (0^\circ; 9,837^\circ)$$

ii. $(\alpha_3; \beta_3)$

$$a = \sqrt{\frac{1,675^2}{2} + 1,087^2} = 1,372 \text{ m}$$

$$b = \sqrt{0,189^2 + 1,372^2} = 1,385 \text{ m}$$

$$\beta_1 = \arctan \frac{h}{a} = \frac{0,189}{1,372} = 7,821^\circ$$

$$\alpha_1 = \arccos \frac{c}{a} = \arccos \frac{1,360}{1,598} = 37,616^\circ$$

$$(\alpha_3; \beta_3) = (37,616^\circ; 7,821^\circ)$$

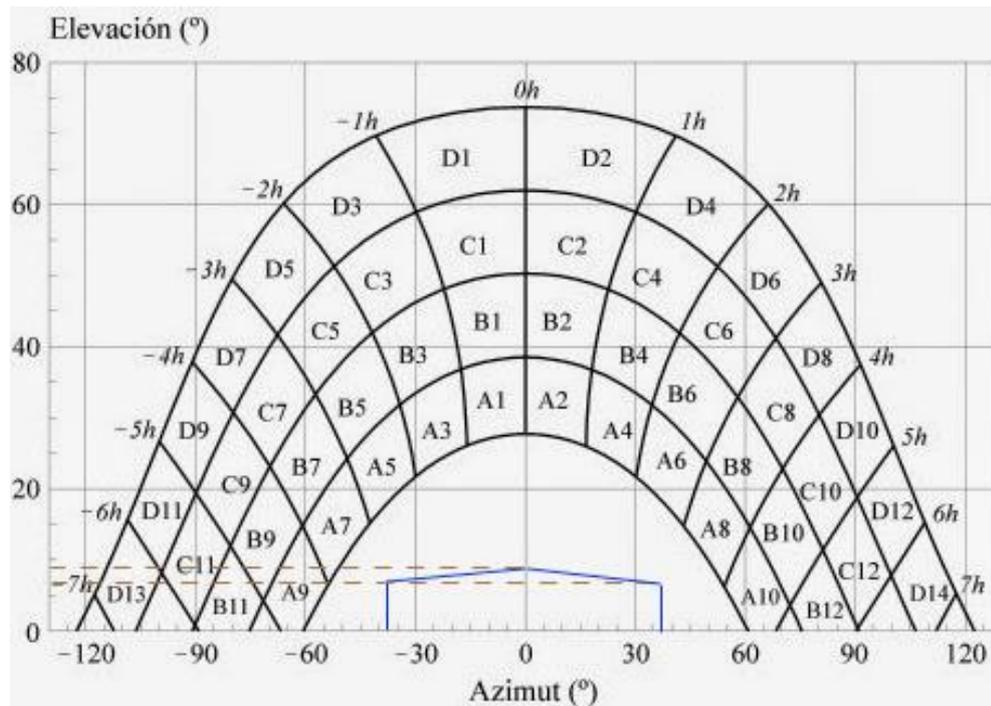


Ilustración 64: Perfil de obstáculos para posición verano.

Puede observarse que el perfil no encierra ninguna de las porciones de los cuadros representados en el gráfico, por lo tanto las pérdidas por sombras para este estudio energético de la instalación con una única inclinación de 21° durante la época de verano es del 0%.

3.2.11.1.2 Producción anual de energía

3.2.11.1.2.1 Inclinación fija durante todo el año

Con el procedimiento explicado en el apartado 3.2.11.1 Irradiación anual se procede a calcular la estimación de la producción anual de energía (ver apartado 2.10 Cálculo estimación energía producida del Anexo).

Para una inclinación de 35° fija durante todo el año, la producción de energía estimada es de 372.698,889 kWh.

3.2.11.1.2.2 Inclinación variable en dos periodos (Invierno-Verano).

Igual que en apartado anterior, se calcula la estimación de energía producida pero atendiendo a un cambio de inclinación de los paneles fotovoltaicos para ser más óptimos y sacarle un mejor partido a la instalación. Con este cálculo se obtiene una estimación de 378.207,654 kWh.

Se observa que hay una diferencia positiva entre tener una inclinación fija durante todo el año y variarla en invierno y en verano de 5.508,77 kWh.

3.2.11.1.2.3 Simulación mediante PVSyst

A parte del cálculo manual para obtener la energía producida, se ha realizado una simulación en 3D de la instalación fotovoltaica mediante la herramienta PVSyst para obtener un cálculo más fiable y tener en cuenta la sombra que provoca la pared de la parte superior de la nave sobre las placas solares de la parte inferior.

Obteniendo unos datos próximos a los calculados manualmente: (Ver apartado 2.11. Simulación mediante PVSyst del Anexo).

3.2.11.1.2.3.1 Inclinación fija durante todo el año

Para una inclinación de 35° fija durante todo el año, la producción de energía estimada es de 391.800,00 kWh.

3.2.11.1.2.3.2 Inclinación variable en dos periodos (Invierno-Verano)

Para una inclinación de 55° durante el invierno y una de 21° durante el verano, la producción de energía estimada es de 403.300,00 kWh.

3.2.12 Balance medioambiental

La combustión de recursos naturales para obtener energía, genera humos, contamina el aire y el agua y produce gases (dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, entre otros), los cuales son los principales causantes del efecto invernadero y de la lluvia ácida. La energía fotovoltaica, en cambio, utiliza únicamente la luz solar como recurso energético, su aplicación no causa efectos dañinos y contribuye a reducir el calentamiento global.

En este sentido resulta interesante conocer el ahorro de emisiones previsto mediante la implantación de la instalación fotovoltaica, en relación a las que se emitirían siendo una central convencional la que generara la energía.

Según los datos recogidos por la organización de conservación de la naturaleza WWF, en el boletín anual de 2015, en el que se resumen las emisiones de CO₂, de gases contaminantes y residuos radioactivos generados para producir electricidad, por cada kWh generado se emitieron 0,269 kg de CO₂, 0,623 g de SO₂ y 0,424 g de NO_x. Con estos datos y conociendo que la instalación fotovoltaica generará teóricamente 378.207 kWh al año, las emisiones evitadas serán:

$$\text{Emisiones evitadas de } CO_2 = 378.207 \text{ kWh} \cdot 0,269 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kWh}} = 101,73 \text{ Tn } CO_2$$

$$\text{Emisiones evitadas de } SO_2 = 378.207 \text{ kWh} \cdot 0,623 \frac{\text{g } SO_2}{\text{kWh}} = 235,62 \text{ kg } SO_2$$

$$\text{Emisiones evitadas de } NO_x = 378.207 \text{ kWh} \cdot 0,424 \frac{\text{g } NO_x}{\text{kWh}} = 235,62 \text{ kg } NO_x$$

Por otra parte, y según el dato publicado por el IDAE en su estudio sobre el consumo energético del sector residencial en España, se estima que el consumo medio anual de un hogar español es de 3.487 kWh, con lo que, considerando que la producción de electricidad de la instalación fotovoltaica proyectada es de 378.207 kWh al año, se puede prever que la generación producida podrá abastecer de energía a unos 108 hogares.

3.3 COSTE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.3.1 Misma inclinación durante todo el año

El precio estimado para la implantación de la instalación solar fotovoltaica en la cubierta de la nave para una inclinación no variable durante todo el año es de 450.052,98€.

3.3.2 Diferente inclinación dependiendo de la época del año (Invierno-Verano)

Para el caso en el que los soportes están adaptados para ser inclinados a dos ángulos distintos según la época del año, el precio de la inversión inicial aumenta respecto al caso anterior ya que el coste del soporte aumenta siendo todo lo demás idéntico. Por lo que se estima con un coste de 468.272,90€.

Ambos cálculos se pueden consultar en el apartado 2. Inversión inicial Fotovoltaica del Anexo.

3.4 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERO

Para el estudio de viabilidad se han estudiado diferentes casos debido al llamado impuesto del sol que apareció con el RD 900/2015 del 9 de octubre, en el cual obliga a pagar un peaje por el autoconsumo si se está conectado a la red eléctrica.

Por ello se ha realizado un estudio económico vertiendo a la red toda la energía que se produce, es decir, sin autoconsumo. De esta forma la instalación funciona como una instalación productora de energía y no para autoconsumo, ahorrando de este modo el peaje.

Por otro lado se ha supuesto que se consume todo lo producido por el generador fotovoltaico, apoyándose en la red para el sobreconsumo. En este estudio se realizarán dos situaciones, una más óptima y otra más pesimista, abarcando así todo el rango de posibles rentabilidades de la instalación.

3.4.1 Inyectar toda la energía producida a la red

Como se ha explicado anteriormente, en este caso se venderá toda la energía producida por el generador fotovoltaico instalado en la cubierta de la nave inyectándola a la red y no autoconsumiendo nada. De este modo la instalación no funciona como una instalación de autoconsumo, por lo cuál, no le afecta el impuesto al sol del RD 900/2015.

Para el cálculo de la rentabilidad de este caso se ha considerado que la energía vendida se realiza a precio de pool, en torno a 0,46€/kWh, al que hay que restarle el impuesto sobre el valor de la

producción de energía eléctrica (IVPEE), que es de 7%, quedando un precio de venta de 0,04278 €/kWh.

Por lo que:

$$\text{Ganancias} = 391.800 \text{ kWh} \cdot 0,04278 = 16.761,20 \text{ €}$$

para el caso de una inclinación fija durante todo el año. Y:

$$\text{Ganancias} = 403.300 \text{ kWh} \cdot 0,04278 = 17.253,17 \text{ €}$$

para el caso de una inclinación variable (invierno-verano).

3.4.2 Autoconsumo

En esta situación se simula que todo lo producido es consumido por la propia empresa, por lo que las ganancias obtenidas del autoconsumo no serán cifras provenientes de ninguna venta, sino que será capital que se deja de pagar a la comercializadora de energía ya que se consume la propia energía y no se compra a precio de mercado.

Pero como ya se ha nombrado, desde el 10 de Octubre se puso en vigor un peaje por autoconsumo, reglado por el RD 900/2015 del 9 de octubre.

Un apartado por lo que ha tenido más revuelo en el nombrado RD, ha sido un peaje variable por el que se paga por cada kWh generado y un peaje fijo anual según la potencia del generador fotovoltaico.

En concreto, la instalación dimensionada en la cubierta de la nave es de modalidad de autoconsumo de tipo 2, ya que supera los 100 kW de potencia instalada. Además al ser de tipo 2, permite la venta de excedentes de energía a la red eléctrica.

En este caso de autoconsumo, el peaje variable será de 0,5 € por cada MWh generado, además de 36,608828 € anuales por potencia como se observa en la siguiente tabla (tarifa 3.1 A):

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 27: Término fijo de potencia 2015-2016

Pero analizando en detalle el RD 900/2015 del 9 de octubre, se describe la fórmula para calcular este término de potencia:

$$POT \text{ cargos fijos} = \text{Potencia de aplicación de cargos} - \text{Potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso}$$

El segundo factor (potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes acceso) es la potencia que viene reflejada en nuestra factura de consumo, la potencia que nos factura en el suministro.

Por otro lado, el primer factor (potencia de aplicación de cargos) está explicado en el Apartado 9 del Anexo 1 del RD 900/2015, en el cual hay 3 supuestos o situaciones. (a, b1 y b2).

En nuestro caso de estudio, la instalación de estudio pertenece al supuesto a:

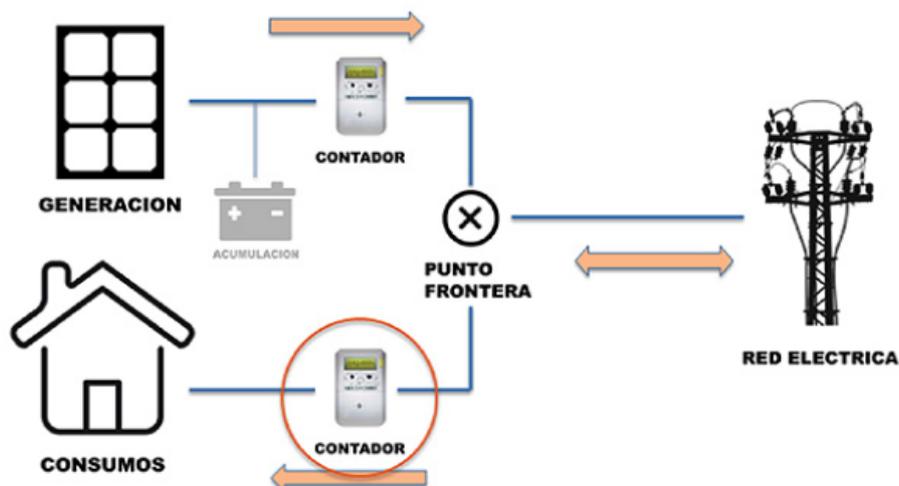


Ilustración 65: Supuesto A (RD 900/2015)

Decir que la posibilidad de tener baterías de acumulación se ha puesto difuminada, ya que no se hace mención alguna a ellas en este supuesto A. Por tanto, se entiende que es algo opcional, y siempre y cuando exista el contador marcado se está dentro del supuesto.

En este caso, dice que la "Potencia de Aplicación de Cargos", coincide con la "Potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso". Por tanto:

$$POT \text{ cargos fijos} = \text{Potencia de aplicación de cargos} - \text{Potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso} = 0$$

En la instalación de estudio habrá un contador que registre la energía consumida total por el consumidor, ya que aparte de que beneficia a la instalación en términos de rentabilidad, todas las instalaciones de más de 100 kW están obligadas a instalar dicho contador.

En resumen, la instalación solo pagará peaje variable por los kWh generados.

Otro punto a tener en cuenta para el cálculo de la viabilidad económica del proyecto es el coste que la empresa se ahorra al no comprar la electricidad producida a su suministrador, por lo que se tendrá en cuenta el precio de comercialización de Iberdrola. (Actual empresa suministradora de la fábrica de baldosas cerámicas.)

De las facturas del consumidor obtenemos el precio que está pagando en cada periodo por la energía:

Periodo 1 o Punta	Periodo 2 o Llano	Periodo 3 o Valle
0,1122 €/kWh	0,096 €/kWh	0,0697 €/kWh

Como la empresa produce las 24 horas del día, consume energía en los tres periodos a tres precios distintos.

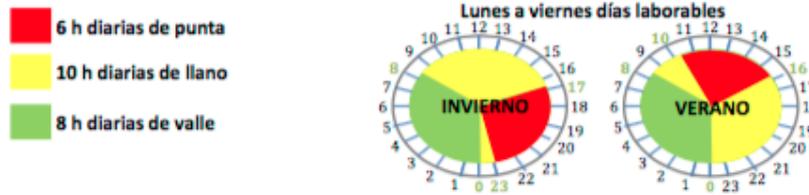


Ilustración 66: Horario de los periodos. Iberdrola.

Pero viendo los horarios del periodo de valle, el cual no se produce energía y se tiene que comprar al suministrador de todas formas, se hace un promedio de precio de compra de los periodos de punta y llano según las horas de cada uno.

$$\text{Precio medio de venta} = \frac{6 \text{ horas} \cdot 0,1122 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} + 10 \text{ horas} \cdot 0,096 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{6 \text{ horas} + 10 \text{ horas}}$$

$$\text{Precio medio de venta} = 0,102075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Por lo que si se multiplica el precio de coste de la energía por la energía consumida la empresa se ahorra anualmente en el caso de inclinación fija:

$$\text{Ahorro} = 391.800,00 \text{ kWh} \cdot 0,102075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 39.992,99 \text{ €}$$

Y paga por el peaje:

$$\text{Peaje} = 391,800 \text{ MWh} \cdot 0,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 195,9 \text{ €}$$

Obteniendo un beneficio de:

$$\text{Beneficio} = \text{Ahorro} - \text{Peaje} = 39.993,99 - 195,9 = 39.797,09 \text{ €}$$

En el caso de utilizar dos inclinaciones diferentes (invierno/verano) los cálculos son los siguientes:

$$\text{Ahorro} = 403.300,00 \text{ kWh} \cdot 0,102075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 41.116,848 \text{ €}$$

Y paga por el peaje:

$$Peaje = 403,300 \text{ MWh} \cdot 0,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 201,65\text{€}$$

Obteniendo un beneficio de:

$$Beneficio = Ahorro - Peaje = 41.116,848 - 201,65 = 40.965,198 \text{ €}$$

Por lo que con la estructura preparada para inclinarse a dos posiciones diferentes, la instalación solo produce 1.168,11 € más que con una inclinación fija anual.

Por último es necesario saber el precio de mantenimiento anual de la instalación fotovoltaica, por lo que se ha buscado una empresa llamada Alromar Energía la cual cobra por mantenimiento preventivo 996€ al año por cada 100 kW instalados más 336 € por cada limpieza y 100 kW. A parte, en la situación de inclinación habrá que añadir el sueldo de los operarios para cambiar la inclinación de todos los paneles.

Se ha supuesto un mínimo de tres limpiezas de los paneles al año. Por lo que todo ello suma un coste de mantenimiento de 5.184,75 € para la situación de inclinación fija y 5.664,75 € para la situación de inclinación variable.

Con todo ello se obtienen los diferentes estudios económicos:

i. Inyectar a la red toda la energía producida (inclinación fija)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		16.761	16.761	16.761	16.761	16.761	16.761	16.761	16.761
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185
Depreciation		- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441
Ope.Profit		- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680	- 44.680
Tax (**%)		- 13.404	- 13.404	- 13.404	- 13.404	- 13.404	- 13.404	- 13.404	- 13.404
PAT		- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	- 450.053								
Ope.Profit after Tax	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276
Depreciation	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies		-							
Working Capital variance									
TTL	- 450.053	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981
IRR	-15,19%								
NPV		-282.543,79 €							

Payback Period

Investment	- 450.053	-							
PAT	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276	- 31.276
Depreciation	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies	0								
TTL	- 450.053	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981	24.981
Accumulated	-450.053	- 425.072	- 400.092	- 375.111	- 350.131	- 325.150	- 300.170	- 275.189	- 250.209
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period	18	Year(s)	1	Month(s)					

Ilustración 67: Estudio viabilidad-económica inyectar red, inclinación fija.

ii. Inyectar a la red toda la energía producida (inclinación variable invierno-verano)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		17.253	17.253	17.253	17.253	17.253	17.253	17.253	17.253
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665
Depreciation		- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199
Ope.Profit		- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946	- 46.946
Tax (**%)		- 14.084	- 14.084	- 14.084	- 14.084	- 14.084	- 14.084	- 14.084	- 14.084
PAT		- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	- 468.273								
Ope.Profit after Tax	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies		-							
Working Capital variance									
TTL	- 468.273	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672
IRR	-15,39%								
NPV		-295.724,12 €							

Payback Period

Investment	- 468.273	-							
PAT		- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862	- 32.862
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies	0								
TTL	- 468.273	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672	25.672
Accumulated	-468.273	- 442.601	- 416.929	- 391.257	- 365.584	- 339.912	- 314.240	- 288.568	- 262.896
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period	18	Year(s)	3	Month(s)					

Ilustración 68: Estudio viabilidad-económica inyectar red, inclinación variable.

iii. Autoconsumo de toda la energía producida sin peaje de potencia (inclinación fija)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		39.797	39.797	39.797	39.797	39.797	39.797	39.797	39.797
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185
Depreciation		- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441
Ope.Profit		- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644	- 21.644
Tax (**%)		- 6.493	- 6.493	- 6.493	- 6.493	- 6.493	- 6.493	- 6.493	- 6.493
PAT		- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	-450.053								
Ope.Profit after Tax		- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151
Depreciation		56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies		-							
Working Capital variance									
TTL	-450.053	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106
IRR	-6,49%								
NPV			-194.683,60 €						

Payback Period

Investment	-450.053								
PAT		- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151	- 15.151
Depreciation		56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies	0								
TTL	-450.053	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106	41.106
Accumulated	-450.053	-408.947	-367.842	-326.736	-285.630	-244.525	-203.419	-162.314	-121.208
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period	11	Year(s)	-	1	Month(s)				

Ilustración 69: Estudio viabilidad-económica autoconsumo, inclinación fija.

iv. Autoconsumo de toda la energía producida sin peaje de potencia (inclinación variable)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		40.965	40.965	40.965	40.965	40.965	40.965	40.965	40.965
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665
Depreciation		- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199
Ope.Profit		- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234	- 23.234
Tax (**%)		- 6.970	- 6.970	- 6.970	- 6.970	- 6.970	- 6.970	- 6.970	- 6.970
PAT		- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	- 468.273								
Ope.Profit after Tax		- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies		-							
Working Capital variance									
TTL	- 468.273	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271
IRR	-6,72%								
NPV									-205.285,09 €

Payback Period

Investment	- 468.273	-							
PAT		- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264	- 16.264
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies		0							
TTL	- 468.273	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271	42.271
Accumulated	-468.273	- 426.002	- 383.732	- 341.461	- 299.191	- 256.920	- 214.650	- 172.379	- 130.109
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period	11	Year(s)	1	Month(s)					

Ilustración 70: Estudio viabilidad-económica autoconsumo, inclinación variable.

v. Autoconsumo de toda la energía producida con peaje de potencia (inclinación fija)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		30.326	30.326	30.326	30.326	30.326	30.326	30.326	30.326
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185	- 5.185
Depreciation		- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257	- 56.257
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441	- 61.441
Op.e.Profit		- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116	- 31.116
Tax (**%)		- 9.335	- 9.335	- 9.335	- 9.335	- 9.335	- 9.335	- 9.335	- 9.335
PAT		- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	- 450.053								
Op.e.Profit after Tax	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781
Depreciation	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies	-								
Working Capital variance									
TTL	- 450.053	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476
IRR	-9,76%								
NPV									-230.808,21 €

Payback Period

Investment	- 450.053	-							
PAT	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781	- 21.781
Depreciation	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257	56.257
Subsidies	0								
TTL	- 450.053	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476	34.476
Accumulated	-450.053	- 415.577	- 381.102	- 346.626	- 312.151	- 277.675	- 243.199	- 208.724	- 174.248
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period	13	Year(s)	1	Month(s)					

Ilustración 71: Estudio viabilidad-económica inyectar red, inclinación fija con peaje de potencia.

vi. Autoconsumo de toda la energía producida con peaje de potencia (inclinación variable)

1. Profit & Loss

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(additional) income		31.494	31.494	31.494	31.494	31.494	31.494	31.494	31.494
materials		-	-	-	-	-	-	-	-
Labour		- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665	- 5.665
Depreciation		- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534	- 58.534
Other expenses		-	-	-	-	-	-	-	-
Cost TLL		- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199	- 64.199
Ops.Profit		- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705
Financial Exp.									
Ordinary Profit		- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705
Extraordinary		-	-	-	-	-	-	-	-
PBT		- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705	- 32.705
Tax (**%)		- 9.812	- 9.812	- 9.812	- 9.812	- 9.812	- 9.812	- 9.812	- 9.812
PAT		- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894

Cash Flow (IRR, NPV)

Investment	- 468.273								
Ops.Profit after Tax		- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies		-							
Working Capital variance		-							
TTL	- 468.273	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641
IRR	-9,86%								
NPV		-241.409,70 €							

Payback Period

Investment	- 468.273	-							
PAT		- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894	- 22.894
Depreciation		58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534	58.534
Subsidies		0							
TTL	- 468.273	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641	35.641
Accumulated	-468.273	- 432.632	- 396.992	- 361.351	- 325.711	- 290.070	- 254.430	- 218.789	- 183.149
Year	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Month		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Payback Period		13	Year(s)	2	Month(s)				

Ilustración 72: Estudio viabilidad-económica inyectar red, inclinación variable con peaje de potencia.

Por otro lado, se ha realizado también el estudio de viabilidad económico-financiera del caso en que si que se tenga que pagar el peaje de potencia (ya que no queda muy claro en el Anexo I del RD 900/2015). Por lo que a los beneficios de cada año hay que restarle la cuantía de:

$$\text{Peaje de potencia} = 36,608828 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \cdot 258,72 \text{ kWp} = 9.471,44 \text{ €}$$

4 CONCLUSIONES

En lo que respecta a la parte de iluminación, observando los dos estudios económico-financieros realizados, es aconsejable adoptar por la mejora 1 ya que aunque la inversión inicial es mayor, el periodo de retorno solo se alarga 2 meses respecto del de la mejora 2, ahorrando a partir de esa fecha anualmente 3.261,00 € más que con la mejora 2.

Por otro lado, los estudios de viabilidad económico financieros de todas las situaciones estudiadas no dejan una gran rentabilidad, pero claramente la mejor opción está en el autoconsumo, ya que se rentabiliza antes que vendiendo toda la energía generada. Entre las dos opciones (inclinación fija o inclinación variable) se observa que aunque se produce más energía con la inclinación variable, la inversión inicial y el coste de mantenimiento aumentan por la utilización de los soportes preparados para la doble inclinación y de la contratación de operarios para cambiar la inclinación dos veces al año. De este modo cualquier de las dos opciones provoca la misma rentabilidad, de once años y un mes.

Debido al precio aún elevado de este tipo de tecnología, actualmente o se realizan instalaciones solares fotovoltaicas enormes, para aprovecharse de los precios a gran escala o aún no sale rentable invertir en ellas.

5 BIBLIOGRAFÍA

http://www.elisirlin.com.ar/13_las%20fuentes%20de%20luz.pdf

Aula Virtual UJI

Curso de la Fundación para la Eficiencia Energética de *Eficiencia Energética en Instalaciones de Iluminación* <http://mooc.uji.es/course/eficiencia-energetica-instalaciones-iluminacion/>

http://fido.palermo.edu/servicios_dyc/blog/docentes/trabajos/9929_28931.pdf

<https://iluminaconeficiencia.wordpress.com>

http://www.unav.es/ted/manualted/manual_archivos/luz9_main.htm

http://cefire.edu.gva.es/pluginfile.php/199806/mod_resource/content/0/contenidos/009/lumi_notecnia/31_tipos_de_lmparas.html

<http://iluminaciontipoled.blogspot.com.es>

http://images.philips.com/is/content/PhilipsConsumer/PDFDownloads/Spain/ODLI20161012_001-UPD-es_ES-Philips_Tarifa_Alumbrado_Profesional_2016_V1.pdf

<http://www.famp.es/racs/ObsEficiencia/documentos/GUIA%202.pdf>

Libro: Generación de energía solar fotovoltaica. Autor: Lluís Jutglar

<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2013/04/que-panel-comprar-monocristalino-o-policristalino.html>

<http://contenidos.educarex.es/mci/2008/14/presentacion/presentacion.html>

http://www1.uprag.edu/uploads/ELEC/Caracteristica_Corriente.pdf

<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>

https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm

<https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/>
<http://www.sfe-solar.com/paneles-solares/el-mejor-panel-solar-del-mundo/>
<http://www.sfe-solar.com/paneles-solares-fotovoltaicos/el-mejor-panel-solar-del-mundo/>
<http://www.solarworld.es/productos/nuestra-pericia/>
<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>
http://www.tuv.com/en/corporate/business_customers/product_testing_3/electronic_components_lasers/photovoltaic_modules_2/photovoltaic_modules.html
http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/what-is-new-in-pvtest-20_100013962/#axzz45i7sATyp
https://es.wikipedia.org/wiki/Huso_horario
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip%40larc.nasa.gov&step=1&lat=39.954716&lon=-0.082168&submit=Submit>
http://www.upv.es/electrica/rbt_modif/itc-bt-07.pdf
http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/ITC_BT_18.pdf
http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/guias/guia_bt_19_feb09R2.pdf
http://www.upv.es/electrica/rbt_modif/itc-bt-20.pdf
http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/ITC_BT_21.pdf
http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf
http://www.unex.net/ES/productos/lista/Bandeja_aislante_66/U23X_color_gris/11
https://es.wikipedia.org/wiki/IEC_60228
http://www.cablesrct.com/descargas/variados/intensidades_admisibles.pdf
<https://library.e.abb.com/public/784ea353eddf6382c1257dd200327802/1SCC340009C0201.pdf>
https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/MT_2_90_01.pdf
<http://www.yubasolar.net/2015/03/calculo-de-las-perdidas-de-radiacion.html#>
http://www.coitt.es/res/openlegislacion/HE_5_contribucion_fotovoltaica_minima.pdf
http://www.wwf.es/que_hacemos/cambio_climatico/publicaciones/index.cfm?uPage=1
<https://www.todoelectronico.es/productos-material-electrico/cables-y-mangueras.html>
<https://www.leckys.com.au/products/list/category/4376>
<http://www.gave.com/home/es/productos/proteccion-fusibles.php#fusibles1>
<http://elperiodicodelaenergia.com/el-impuesto-del-7-a-la-generacion-electrica-indirecto-recaudatorio-e-ilegal/>
<http://www.energias-renovables.com/articulo/tienes-dudas-sobre-los-cargos-fijos-20160112>
<http://www.alromar-energia.es/blog/oferta-mantenimiento-fotovoltaico-para-instalaciones-fijas/>