

Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO:

Estudio energético y diseño estructural de una instalación
fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

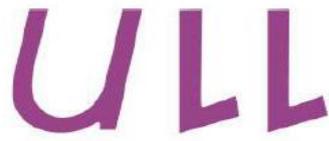
Tutores: Viana Lida Guadalupe Suarez

Benjamín J. González Díaz

Curso: 2013/2014

Índice general:

- 0. Abstract**
- 1. Memoria descriptiva**
- 2. Anexo 1. Cálculos**
- 3. Anexo 2. Estudio de rentabilidad**
- 4. Anexo 3. Características de los componentes**
- 5. Planos**
- 6. Estudio básico de Seguridad y Salud**
- 7. Pliego de condiciones técnicas**
- 8. Mediciones y presupuestos**
- 9. Conclusions**



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

STUDIES: DEGREE IN MECHANICAL ENGINEERING

DIPLOMA WORK

TITLE: Energy study and structural design of a photovoltaic
system in a detached house

Student: Enrique Luis Aznar

ABSTRACT

0. Abstract:

This project will be evaluated electricity consumption profiles of a single family home located in the El Palmar road TF-436, Buenavista del Norte. Depending on the time consumption will be performed an analysis about the possibilities to partially cover the energy demand by a photovoltaic system located on the roof of the house, under a net balance, trying to optimize the production of energy within characteristics will be performed location, projecting shadows and studying the most appropriate guidance.

Importantly, considering the good service of installation based on several areas, which are: life time structure to support photovoltaic panels due to the weight of these and external forces acting on it, providing electrical energy supplied to the consumption of housing and right-sizing of all parties.

It will also be the subject of this project the analysis and design of the structure to support the solar panels. The design and verification of the calculations are carried out with the program SolidWorks. The structure will be designed to withstand the weight of the panels and wind loads.

Finally, a cost-benefit study is performed and the feasibility of the proposed facility will be discussed.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Índice-Memoria descriptiva

1. Hoja de identificación	5
1.1 Redacción	5
1.2 Peticionario.....	5
1.3 Emplazamiento de la instalación.....	5
2. Objetivo	7
3. Alcance	8
4. Antecedentes.....	9
4.1 Bases.....	9
4.2 Producción de energía fotovoltaica: Buenavista del Norte (PVGIS).....	10
4.3 Perfil de consumo eléctrico: Vivienda unifamiliar (Red Eléctrica)	13
4.4 Producción de energía fotovoltaica: Buenavista del Norte (PVGIS) V.S Perfil de consumo eléctrico (Red Eléctrica).....	15
5. Presentación cubierta: vivienda unifamiliar.....	16
6. Componentes de la instalación fotovoltaica	17
6.1. Estructura fotovoltaica simple	17
6.1.1. Descripción estructura simple.....	18
6.2. Elementos de fijación	19
6.2.1. Grapas solares	19
6.2.2. Tornillería.....	19
6.4. Módulo fotovoltaico Atersa 150-P	20
6.4.1. Características eléctricas y físicas.....	20
6.4.2. Constitución de un módulo fotovoltaico.....	22
6.4.3. Principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos	23
6.4.4. Reseña histórica	24
6.5. Inversor.....	24
6.5.1. Tipos de inversores utilizados	24
6.5.2. Inversor: Instalación tipo 1→12	25
6.5.3. Inversor: Instalación tipo 2→18	26
6.6. Controlador dinámico de potencia.....	28
6.6.1. Control Dinámico de la Potencia-CDP-(0): Circutor S.A.....	29

6.7. Equipo de medida: Contador	30
6.7.1. Contador eléctrico monofásico-Cirwatt B200: Circutor S.A.	30
7. Resumen: instalaciones fotovoltaicas.....	31
7.1. Tipos de instalaciones	32
7.2. Averías comunes en instalaciones fotovoltaicas	33
8. Resistencia de la estructura simple	34
8.1. Peso propio de los módulos fotovoltaicos.....	35
8.2. Cargas de viento.....	35
8.2.1. Agrocabildo	35
8.2.2. Red de estaciones agrometeorológicas Cabildo Insular de Tenerife.....	36
8.2.3. Instrumentos de medida.....	37
8.2.4. Valores escogidos: Velocidad y dirección del viento	39
9. Presupuestos: tipos de instalaciones.....	41
9.1. Instalación tipo 1→ 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red).	41
9.1.1. Instalación y componentes eléctricos.....	41
9.1.2. Estructura fotovoltaica.....	42
9.1.3. Protecciones.....	42
9.1.4. Presupuesto ejecución material	43
9.1.5. Presupuesto ejecución por contrata.....	43
9.1.6. Total presupuesto general	43
9.2. Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos (régim. balance neto sin inyección a red)	43
9.2.1. Instalación y componentes eléctricos.....	43
9.2.2. Estructura fotovoltaica.....	44
9.2.3. Protecciones.....	45
9.2.4. Presupuesto ejecución material	45
9.2.5. Presupuesto ejecución por contrata.....	45
9.2.6. Total presupuesto general	45
9.3. Instalación tipo2→18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red)	46
9.3.1. Instalación y componentes eléctricos.....	46
9.3.2. Estructura fotovoltaica.....	46
9.3.3. Protecciones.....	47

9.3.4. Presupuesto ejecución material.....	47
9.4.5. Presupuesto ejecución por contrata	48
9.4.6. Total presupuesto general.....	48
9.4. Instalación tipo2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)	48
9.4.1. Instalación y componentes eléctricos	48
9.4.2. Estructura fotovoltaica	49
9.4.3. Protecciones	49
9.4.4. Presupuesto ejecución material.....	50
9.4.5. Presupuesto ejecución por contrata	50
9.4.6. Total presupuesto general.....	50
9.5. Resumen	50
10. Orden en los documentos que componen el proyecto.....	51
11. Referencias	51

1. Hoja de identificación

1.1 Redacción

Título: Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Autor-Alumno Universidad de La Laguna (ULL): Enrique Luis Aznar

Grado: Grado en Ingeniería Mecánica

DNI: 54109146-J

Dirección: Avenida Club Náutico Bajamar Nº 28

Teléfono personal: 671618279

Municipio: San Cristóbal de La Laguna

Correo electrónico: enluaznar@gmail.com

1.2 Peticionario

Promotor: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Civil e Industrial (ETSICI)

Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez. Edificio Garoé CP: 38206, La Laguna

Teléfono: 922 84-52-89

Tutores: Viana Lida Guadalupe Suarez – Área de conocimiento: Ingeniería Mecánica, Departamento de Ingeniería Industrial

Correo electrónico: vianalida@gmail.com

Benjamín J. González Díaz – Área de conocimiento: Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Industrial

Correo electrónico: bgdiaz@ull.edu.es

1.3 Emplazamiento de la instalación

Municipio: Buenavista del Norte, Tenerife

Dirección: Carretera General El Palmar (TF-436) Nº 16, CP: 38480.

Coordenadas: Latitud: 28.353° Longitud: -16.859°

Plano de la localización:



Figura 1 y 2. Buenavista del Norte-Tenerife (Fuente: Google Earth)

Plano de la ubicación:



Figura 3. Carretera El Palmar TF-436-Vivienda unifamiliar (Fuente Google Earth)

2. Objetivo

Este proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta fotovoltaica conectada a red en una vivienda unifamiliar situada en el municipio de Buenavista del Norte (Tenerife), la cual se encuentra localizada concretamente en la carretera El Palmar TF-436.

La premisa inicial es comprobar el beneficio económico que se obtiene al optimizar el número de paneles fotovoltaicos instalados en la cubierta de la vivienda respecto a la inversión inicial realizada y el régimen de operación. Por tanto, se busca determinar si la cantidad de paneles instalados está relacionada directamente con la rentabilidad del propietario de la vivienda y para ello será necesario conocer el perfil eléctrico de consumo y la producción de energía fotovoltaica.

Consecuencia de esta idea, se realizarán dos tipos de instalaciones atendiendo a dos orientaciones propuestas: tipo 1; orientados completamente al Sur, donde se maximiza la cantidad de energía producida en un panel, y tipo 2; orientados doce grados hacia el Este, orientación de la vivienda respecto al Norte que permite la colocación de una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos. Ambas se analizarán en régimen de balance neto con inyección a red y balance neto sin inyección a red.

A la hora de calcular el número de módulos necesarios y su distribución se tendrán en cuenta todas las premisas marcadas por el IDAE en materia de pérdidas por sombras, orientación e inclinación.

3. Alcance

El alcance de este proyecto se recoge en los siguientes puntos:

1) El cálculo de una distribución óptima de los módulos sobre la cubierta para aprovechar al máximo su superficie.

La superficie de la cubierta a ocupar será igual para los dos tipos de instalaciones y se verá afectada debido a:

- Distancias mínimas entre paneles.
- Distancias mínimas entre paneles y muros.
- Detalles arquitectónicos.

2) Cálculos de pérdidas por sombras que constituyen una comprobación importante dentro del proyecto.

3) Análisis y diseño de la estructura-estructura simple- encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos. El diseño y la verificación de los cálculos se realizarán con el programa SolidWorks. La estructura será diseñada para resistir el peso propio de los paneles y las cargas debido al viento.

4) Comprobaciones de resistencia sobre los elementos encargados de sustentar los paneles fotovoltaicos (grapasp solares) a la estructura simple. Su estudio se realizará desde el método de las tensiones admisibles, el cual compara las tensiones de trabajo con las tensiones admisibles de los materiales.

5) El cálculo de aspectos eléctricos (secciones de los cables, inversor, controlador dinámico de potencia, contador, etc.), junto a las protecciones necesarias para la puesta en funcionamiento de la instalación.

6) No se contemplarán los pasos necesarios para la canalización subterránea hasta el centro de transformación elegido para la inyección a la red de distribución.

7) El alcance del proyecto no tiene por objeto determinar la sobrecarga que tendrá que soportar la cubierta debido a la instalación de la planta fotovoltaica.

8) Se realizará un estudio de salud y seguridad.

9) Estudio de rentabilidad mediante Excel para las distintas instalaciones a realizar según las orientaciones escogidas (α) para los paneles fotovoltaicos en los dos posibles regímenes de operación: balance neto con inyección a red y balance neto sin inyección a red; obteniendo así la viabilidad de las distintas instalaciones propuestas.

4. Antecedentes

4.1 Bases

Al igual que muchos países de la Comunidad Europea, desde un punto visto energético, España también se caracteriza por presentar una estructura de consumo que basa su modelo de producción en energías fósiles a partir de combustibles tales como carbón, petróleo y gas natural.

Este tipo de combustibles, especialmente petróleo y gas natural, aparte del daño medioambiental que producen al planeta Tierra implican un esfuerzo económico para el gobierno español debido a los costes de importación como consecuencia de ser un país donde tales combustibles no existen (dependencia elevada del exterior, que supone un 80% de la energía que se consume en el país).



Figura 4. Producción petróleo 2013 (Fuente: BP Statistical Review 2013)



Figura 5. Producción gas natural 2013 (Fuente: BP Statistical Review 2013)

La generación eléctrica, pilar fundamental del modelo producción para toda sociedad desarrollada apoya su actividad principalmente en este tipo de combustibles. Por ello, medidas al respecto han de ser llevadas a cabo no solamente debido a los beneficios medioambientales, sino también como medida ahorrativa que en los tiempos actuales, donde gran parte de la economía mundial se encuentra retraída, supondrían un alivio para las cuentas del Estado.

Estas posibles medidas llegan a través de las energías renovables. Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las principales se cuentan la eólica, geotérmica, mareomotriz, solar, la biomasa y los biocombustibles.

Este proyecto, como ya se mencionará anteriormente en el apartado 2. Objetivos, tiene por objeto la instalación de una planta de generación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar como medida de ahorro energético. La generación fotovoltaica es una tecnología reciente, que tiene un campo muy amplio de aplicaciones, y que es consecuencia directa de los rayos procedentes del Sol, es decir, de la energía solar.

La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica utilizando paneles solares.

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía lumínica puede transformarse en energía eléctrica (generación fotovoltaica).

A continuación, el siguiente apartado, el cual constituye un antecedente vital en la elaboración de este proyecto, presentará la producción de energía fotovoltaica gracias a la radiación solar recibida en la localidad de Buenavista del Norte.

4.2 Producción de energía fotovoltaica: Buenavista del Norte (PVGIS)

La cantidad de energía recibida del Sol, radiación solar, es uno de los factores que marca la pauta a la hora de diseñar un sistema solar fotovoltaico, es por ello que la situación geográfica del Archipiélago canario, debido a su favorable climatología, permiten que en las Islas la aplicación de las energías solar térmica y fotovoltaica sean superiores al del resto de las comunidades autónomas españolas, por lo que la proliferación de este sector energético en los últimos años ha sido notable. A continuación se presenta una imagen con la irradiación solar recibida en España, cuya fuente es la agencia estatal de meteorología (AEMET), donde queda ratificado lo expuesto en este párrafo.



Figura 6. Irradiación Solar en España (Fuente: AEMET Abril 2013)

No obstante, para la obtención de la irradiación solar en la ubicación este proyecto se ha apoyado en el organismo PVGIS (sistema de información geográfica sobre energía fotovoltaica), desarrollado por el servicio científico interno de la Comisión Europea, el Centro Común de Investigación, el cual permite a los usuarios calcular el rendimiento de los sistemas de energía solar en un punto dado de Europa.

Este servicio interactivo de información del mapa permite calcular de forma muy específica la cantidad de energía que puede generarse en cualquier lugar de Europa y las regiones que la rodean. Ese cálculo se basa en datos sobre la energía del sol, la distribución geográfica y los diferentes tipos de terrenos que pueden encontrarse en Europa, así como en un detenido análisis de las tecnologías fotovoltaicas disponibles.

Su manejo es bastante simple y sencillo. Solamente hay que introducir valores referentes a la característica de la instalación como puedan ser: ángulo de orientación e inclinación, potencia pico de la instalación fotovoltaica, tipo de montaje, pérdidas estimadas (20% estimado en este proyecto) y las coordenadas geográficas. Una vez que estos valores son introducidos el programa es capaz de devolver una gran cantidad de valores, entre ellos varios tipos de irradiación solar en intervalos de tiempo.

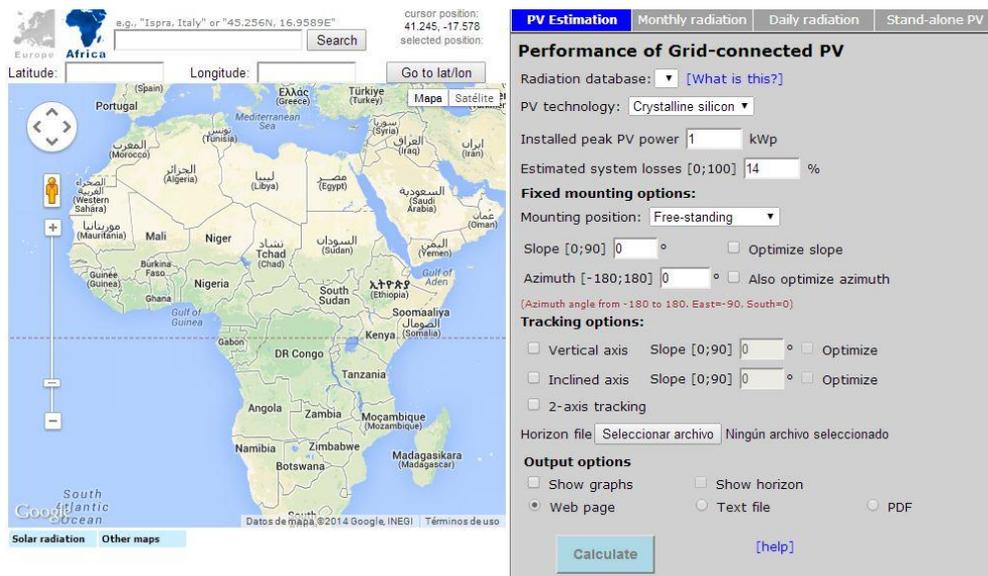


Figura 7. Interfaz gráfico PVGIS

Tras la obtención de los datos, los cuales son presentados todos en una tabla y se encuentran adjuntos en este proyecto, se explica el procedimiento a seguir para obtener la gráfica de producción de energía fotovoltaica.

Procedimiento: Obtención producción de energía fotovoltaica-Microsoft Excel

1º) Se introducen los valores de la irradiación solar global en un ángulo fijo (W/m^2) en una hoja Excel, la misma donde más tarde también se introducirán los perfiles de consumo eléctrico.

2º) Multiplicación de la irradiación solar global en un ángulo fijo por el área total de la instalación fotovoltaica y el rendimiento de los paneles (15%).

3º) Representación gráfica en Excel: Eje X (tiempo) y Eje Y (kW).

El resultado obtenido es la producción de energía fotovoltaica para nuestra instalación fotovoltaica. A modo de ilustración se muestra una gráfica.

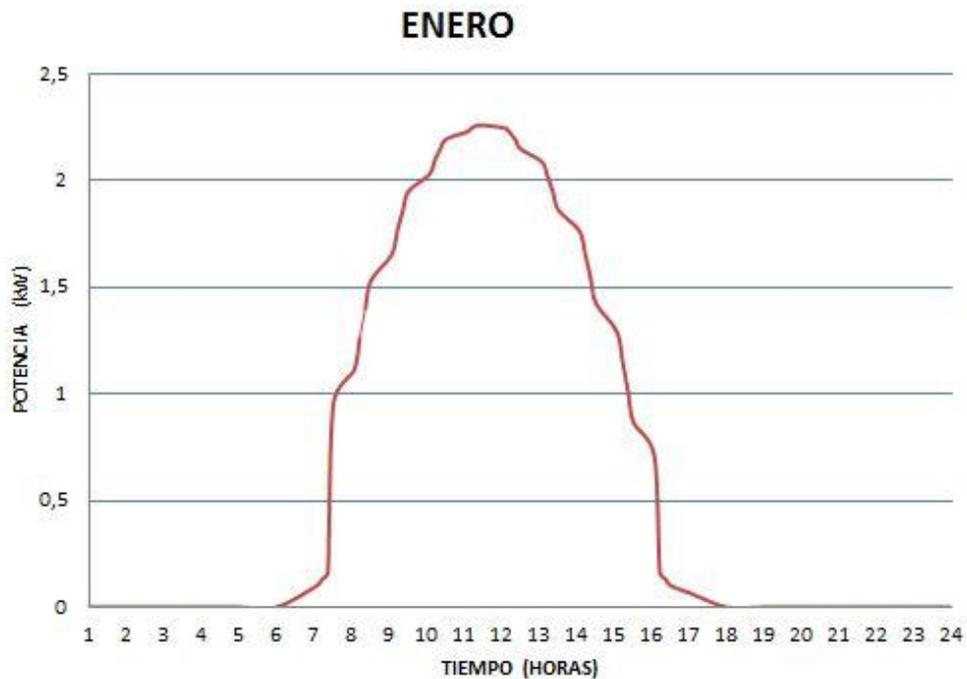


Figura 8. Producción de energía fotovoltaica-Instalación tipo 2→18 paneles.

Comentarios acerca de la producción de energía fotovoltaica:

La forma de la curva tiene fácil interpretación, ya que como se puede observar en las horas nocturnas obviamente la irradiación es nula mientras que en las horas diurnas esta se incrementa.

Esta gráfica junto con el perfil de consumo eléctrico, del cual se hablará en el siguiente apartado, constituye uno de los puntos más importantes del proyecto ya que permitirá mediante la realización de un estudio de rentabilidad conocer qué tipo de instalación fotovoltaica en los posibles regímenes de operación es más rentable.

4.3 Perfil de consumo eléctrico: Vivienda unifamiliar (Red Eléctrica)

Red Eléctrica de España, S.A., fundada en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte de energía eléctrica y a la operación de sistemas eléctricos. Como operador del sistema eléctrico español calcula y publica periódicamente los perfiles finales de consumo y la demanda del sistema eléctrico español. Estos perfiles se calculan según el método de cálculo descrito en la Resolución de 27 de Diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En este proyecto a partir de los datos suministrados en su portal web se establecen los perfiles de consumo eléctrico, los cuales serán asociados a la vivienda unifamiliar objeto de

estudio. Como ya se dijera anteriormente en el apartado 2.Objetivo, en este proyecto se evaluarán los perfiles de consumo eléctrico de una vivienda unifamiliar situada en Buenavista del Norte y en función de los mismos, se analizarán cuáles son las posibles medidas para cubrir dicha demanda energética mediante una instalación fotovoltaica en régimen de balance neto, tanto con o sin inyección a red.

Los perfiles de consumo eléctrico obtenidos representan una estimación media de la demanda energética de una vivienda en un día cualquiera del mes. El software empleado para poder realizar dichos perfiles ha sido Microsoft Excel. Adjunto a este proyecto se incluye la correspondiente hoja de cálculo Excel donde se puede apreciar el consumo horario para cada mes del año.

No obstante, antes de presentar una imagen referente a dichos perfiles de consumos es menester explicar cuál ha sido el procedimiento para realizar esta estimación media.

Procedimiento: Obtención perfiles de consumo eléctrico-Microsoft Excel

- 1º) Descargar de Internet los datos suministrados por Red Eléctrica de España, S.A.
- 2º) Sumar la potencia (MW) para cada una de las horas del día durante todos los días del mes y realizar su media. Es decir, para los 30 o 31 días que tenga el mes sumar la potencia consumida para cada una de las horas – intervalos de una hora desde la 01:00 a.m. hasta las 24:00 p.m. - y dividir por el número de días que tenga el mes, obteniendo así una media del consumo horario durante el mes.
- 3º) Más tarde, dividir por la máxima potencia consumida durante el año, la cual será a una determinada hora, día y mes del año, y multiplicar por 4 kW.
- 4º) A continuación, sobre estos números se aplica un factor de corrección, obteniendo así finalmente cual es el perfil de consumo horario medio de la vivienda unifamiliar.
- 5º) A partir de los datos obtenidos, se podrá representar el perfil de consumo eléctrico de dicho mes teniendo en el eje de ordenadas la potencia expresada en kW y las 24 horas del día en el eje de abscisas.

Mencionar que se multiplica el resultado obtenido tras la media por 4 kW ya que se quiere representar con dichos perfiles una estimación media y no una estimación a plena carga, la cual se obtendría al multiplicar la media por 5,5 kW, que es la potencia pico instalada en una vivienda. Plena carga significa tener todos los dispositivos eléctricos conectados a red.

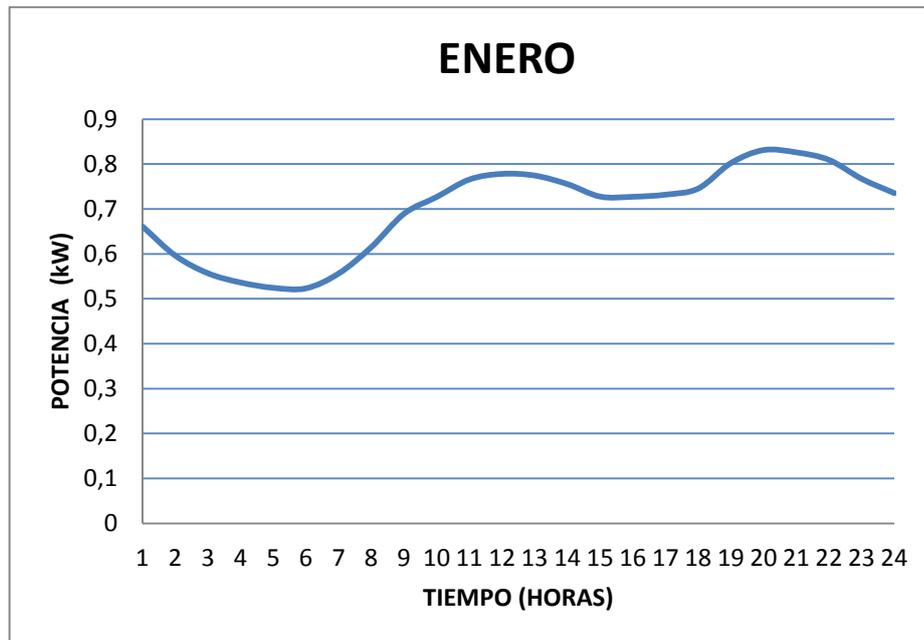


Figura 9. Perfil de consumo eléctrico

Comentarios acerca del perfil de consumo eléctrico:

La gráfica mostrada anteriormente hace referencia a un día tipo, en este caso a un día en el mes de Enero de 2013, no obstante si se revisan el resto de meses se puede observar que la forma de la misma es semejante, variando solamente en cuanto a potencia consumida se refiere debido a que en determinados meses el consumo desciende o incrementa (vacaciones, escaso uso de la calefacción, variaciones climáticas, etc.).

La curva se interpreta fácilmente atendiendo a la actividad cotidiana de una familia media española: a primeras horas del amanecer se puede observar como el consumo eléctrico se incrementa, consecuencia del comienzo del día laboral, hasta pasado levemente el mediodía donde se aprecia un pequeño escalón de descenso, consecuencia de la vuelta a casa del trabajo, manteniéndose hasta aproximadamente las seis de la tarde donde se observa un nuevo incremento consecuencia de la llegada a casa de todos los miembros familiares con lo que ello implica; duchas, preparación de la cena, etc.

4.4 Producción de energía fotovoltaica: Buenavista del Norte (PVGIS) V.S Perfil de consumo eléctrico (Red Eléctrica)

Una vez que ambas gráficas se obtienen, producción de energía fotovoltaica y perfil de consumo eléctrico, gracias a los datos suministrados por PVGIS y Red Eléctrica de España, S.A. respectivamente ya se puede analizar qué tipo de instalación es más rentable.

No obstante, los criterios de evaluación económica, el procedimiento y los valores obtenidos gracias a herramientas de cálculo como Microsoft Excel y Matlab y finalmente, las conclusiones a partir de los resultados obtenidos, indicando que tipo de instalación es más rentable y ventajosa serán expuestos en el “Anexo 2. Estudio de rentabilidad”.

Los estudios de rentabilidad analizarán los dos tipos de instalaciones a realizar: instalación Tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos e instalación Tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos en los dos posibles regímenes de operación: balance neto con inyección a red y balance neto sin inyección a red.

5. Presentación cubierta: vivienda unifamiliar

A continuación, se presenta la cubierta sobre la cual se tiene previsto realizar la instalación fotovoltaica, realizando primero una breve descripción de la misma y más tarde mostrando una imagen 3D, dando así una mejor visión del emplazamiento del proyecto.

Descripción:

Se trata de una cubierta plana (terraza), de geometría regular separada en dos partes comunicadas entre sí por un pasillo central, al cual se accede desde el interior de la casa a través de un pequeño cuarto que da a unas escaleras.

-Superficie total de la cubierta plana: 66,077 m²

Los paneles fotovoltaicos conectados en serie irán colocados a ambos lados de la cubierta. No se colocará ningún panel en el pasillo central debido a su escasa anchura.

Mencionar que tiene dos pequeños techo de teja, no obstante sobre el mismo no se colocará ningún panel fotovoltaico. Ninguno de los tragaluces será tapado tras la colocación de la instalación.



Figura 10. Cubierta Vivienda unifamiliar

*Estudio energético y diseño estructural de
una instalación fotovoltaica*

6. Componentes de la instalación fotovoltaica

6.1. Estructura fotovoltaica simple

Hay diferentes formas de anclar o fijar los módulos buscando siempre su máximo rendimiento, es decir, la influencia directa del sol, desde que se levanta hasta que se pone. No siempre es posible la óptima implantación, porque se debe a varios factores, como:

- Si la colocación se hace sobre un tejado o una fachada, que ya tienen de por sí una orientación concreta.
- Si los paneles tienen dispositivo de seguimiento del Sol, es decir que están monitorizados.
- Si son fijos pero se puede elegir la implantación y orientación.

La fijación de los módulos en la azotea se realizará atendiendo a la última de las tres opciones planteadas mediante la fabricación de una estructura, la cual será diseñada para sustentar el peso los paneles y las respectivas cargas de viento.

El diseño de la estructura encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos ha sido un proceso paralelo al número de paneles a instalar en la azotea de la vivienda; número que ha dependido directamente del área resultante sobre la cual se pueden colocar estos teniendo en cuenta las distancias mínimas entre paneles y la de estos con los muros, evitando así pérdidas por sombras.

A continuación se presenta el número de paneles totales para los dos tipos de instalación:

Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 18$ paneles fotovoltaicos

Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 13$ paneles fotovoltaicos

Como la estructura a realizar no es una estructura normalizada que se pueda adquirir en alguna empresa perteneciente al sector, sino que se trata de una estructura confeccionada en un taller mecánico, se ha buscado en este proyecto una línea común a la hora de su fabricación.

Por ello, se realizará una única estructura simple, la cual solamente sustentará tres paneles. Debido a esto, se realizarán 6 estructuras simples para la orientación -12° Este y 4 estructuras simples para la orientación 0° Sur. Se elimina para esta última orientación un panel fotovoltaico ya que no cumple con la pauta a seguir en el proceso de producción.

Finalmente,

Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 18$ paneles fotovoltaicos

Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 12$ paneles fotovoltaicos

Una vez explicado este hecho relevante, se pasa a describir con detalle la estructura simple en sí.

6.1.1. Descripción estructura simple

Se trata de una estructura realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4 mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4 mm.

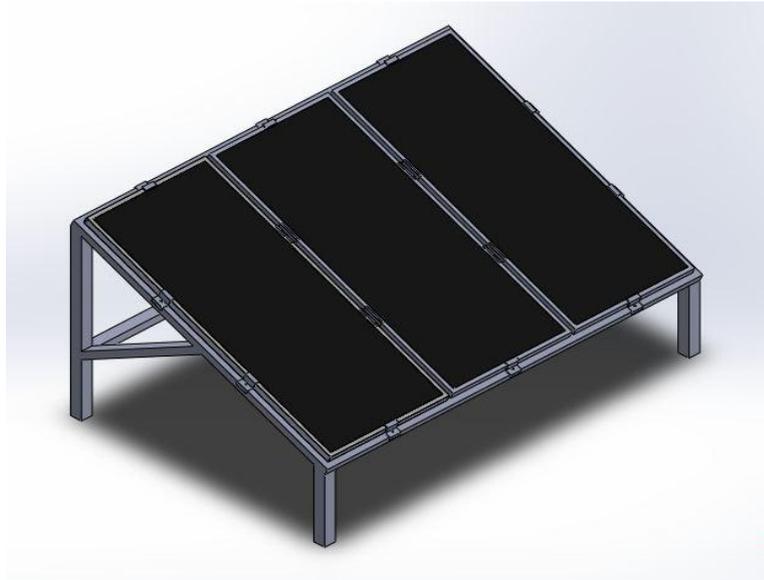


Figura 11. Estructura simple (3 paneles)

Como se puede apreciar en la imagen anterior se arriestra la estructura en dos de sus lados (parte lateral y parte trasera) con el fin de volverla más rígida y evitar posibles deterioros ante cargas transversales.

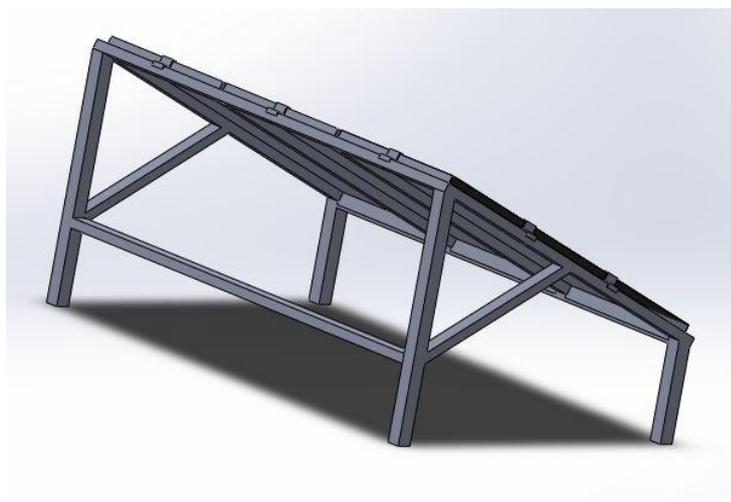


Figura 12. Arriostramiento lateral y trasero de la estructura simple

Los paneles se apoyarán con la inclinación requerida sobre los perfiles dejando un pequeño espacio en la estructura para las grapas solares, que junto con los tornillos escogidos serán los elementos de fijación entre el panel y la estructura.

6.2. Elementos de fijación

A continuación se presentará cuáles han sido los elementos empleados para sujetar los paneles fotovoltaicos a la estructura simple diseñada.

6.2.1. Grapas solares

Las grapas son los elementos encargados de fijar los paneles a la estructura junto con los tornillos, y se han utilizado dos tipos: universales (fijan al panel en los bordes de la estructura) e intermedias (colocadas en el espacio que queda entre panel y panel). Estos elementos se pueden realizar en cualquier taller mecánico y sus dimensiones pueden variar en función de los requerimientos. Material: Aluminio 6065 T5, anodizado 15 micras.

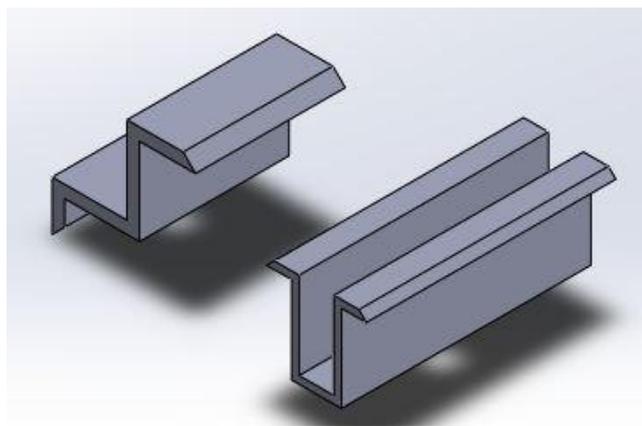


Figura 13. Grapa solar universal e intermedia (Fuente: Solidworks)

6.2.2. Tornillería

La tornillería utilizada será en acero inoxidable cumpliendo con la Norma MV-106 recogida en REAL DECRETO 1829/1995 de 10 de noviembre, por el que se aprueba la Norma Básica de la Edificación NBE EA-95 "Estructuras de acero en edificación", publicado en el BOE 18-1-1996.

Los tornillos utilizados para el anclaje de las grapas universales e intermedias a la estructura, son tornillos ordinarios. A continuación se muestra una representación de estos tornillos:

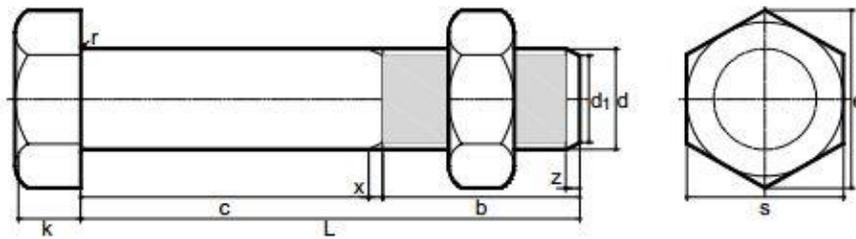


Figura 14. Representación tornillos ordinarios (Fuente: NBE EA-95)

Designación tornillos utilizados: T 10X70

T: Tipo de tornillos → Ordinarios

10: Diámetro nominal (d) → 10 mm

70: Longitud del vástago (L) → 70 mm

A modo de aclaración respecto al anclaje, valorar las tolerancias dimensionales existentes entre grapas y tornillos.

6.4. Módulo fotovoltaico Atersa 150-P

6.4.1. Características eléctricas y físicas



Figura 15. Módulo fotovoltaico Atersa 150-P

Características eléctricas:

Tabla 1. Características eléctricas Atersa 150 P

Parámetro	Unidad
Potencia nominal ($\pm 5\%$)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{MP})	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{MP})	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (I_{SC})	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{OC})	22,60 V

Características físicas:

Tabla 2. Características físicas tersa 150 P

Parámetro	Unidad
Dimensiones	1476 x 659 x 35 mm
Peso	11,9 kg
Área	0,97 m ²

Estos módulos se agrupan en la gama de media-alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

Todos los módulos fotovoltaicos están constituidos por un determinado número de células fotovoltaicas (Atersa 150-P: 36 células) que, combinadas adecuadamente y con elementos de protección (aislamiento eléctrico y meteorológico), permiten generar una corriente bajo unos parámetros de potencia, tensión e intensidad.

Así pues, el principal constituyente de las células fotovoltaicas es el silicio monocristalino, aunque los hay con otras variantes que le dan unas determinadas cualidades con sus ventajas e inconvenientes, como puede ser el silicio policristalino, constituyente utilizado en el Atersa 150-P.

La elección de este tipo panel fotovoltaico para la realización de este proyecto se ha basado fundamentalmente en dos aspectos:

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

- 1) Se buscaba un panel que en relación dimensión -potencia permitiera rentabilizar al máximo la cubierta disponible.
- 2) Precio competitivo respecto a paneles fotovoltaicos de otras marcas con características similares.

6.4.2. Constitución de un módulo fotovoltaico

El silicio es el segundo elemento más abundante sobre la tierra y se encuentra en forma de dióxido de carbono (SiO_2).

Para la obtención del silicio (Si) se realiza un proceso de reducción, en el que se le agrega carbón al silicio (granos de cuarcita), con lo que la pureza del silicio pasa de ser menor del 90% a ser superior al 90%, y el silicio pasa a denominarse de grado metalúrgico, con una pureza del 98%.

Otra fase del proceso es la purificación con la que se obtiene silicio grado electrónico, casi puro, 99,999%. Con este producto, se pasa a fabricar un lingote de silicio monocristalino aplicando el método Czochralsky [1] [2], el cual consiste en fundir el silicio junto con impurezas de boro en un crisol cilíndrico, para después cortarlo en finas obleas de unos 0,3 mm de espesor. Normalmente, la superficie de los discos queda dañada por el corte, por lo que se procede a un pulido. Este disco dopado constituye la capa tipo P.

La lámina correspondiente a la capa tipo N se forma al añadir a altas temperaturas impurezas del tipo N (fósforo). El espesor de la capa N dependerá de la temperatura y duración del proceso.

Como se ha indicado la superficie del disco queda muy pulida, de tal forma que puede llegar a repeler una parte de la luz que le llega (hasta un tercio de la luz que le llega). Para evitar este defecto se crea una superficie rugosa a base de micropirámides (texturado) que hacen rebotar el rayo incidente hacia el interior de la célula. También se le añade una capa o película superficial antireflectante. Sumadas las dos acciones realizadas se consigue reducir el rechazo en torno al 8 a 10 % de la luz recibida)

Una vez construida la célula fotovoltaica hay que añadirle los contactos o polos de conexión.

Diferencias entre el silicio mono/policristalino:

Las células de los módulos de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio. En estado puro los átomos de silicio están perfectamente alineados garantizando por lo tanto una mayor conductividad. La mayor pureza del material garantiza un rendimiento superior. [3]

Los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino son ideales para aquellos que tienen a su disposición una superficie limitada. No obstante, su proceso de producción es más costoso. Las células de los módulos de silicio policristalino están constituidas por un conjunto de cristales de silicio; esta menor pureza es la causa de un rendimiento inferior, que se sitúa entre el 11% y el 14% frente al 15% obtenido usando las células de silicio monocristalino.

Gracias a las nuevas tecnologías productivas y a las elevadas inversiones en investigación y desarrollo, los costos de producción se han rebajado conservando buenos niveles de eficiencia.

6.4.3. Principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos o módulos fotovoltaicos se encuentran formados por un conjunto de celdas, células fotovoltaicas, que generan electricidad a partir de la luz que reciben del sol.

La célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica, fotones, en energía eléctrica (electrones libres en movimiento) mediante el efecto fotoeléctrico. [4]

Este dispositivo electrónico está formado por semiconductores (elementos que se comportan como conductores o aislantes dependiendo de diversos factores), los cuales al ser expuestos a radiación solar sufren alteraciones de carácter atómico. Estas alteraciones se deben a que un fotón arranca un electrón de la corteza del semiconductor generando un espacio vacío.

Este electrón, generalmente, encuentra un nuevo espacio vacío para volver a ocuparlo, disipándose, perdiéndose la energía proporcionada por el fotón. Esta interacción entre fotón-electrón constituye el principio de una célula fotovoltaica, principio que consiste en obligar a los electrones y a los espacios vacíos a moverse hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente cambiar de posición en él, generando un diferencial de potencial y por tanto, tensión entre las dos partes del material.

Para conseguir esto, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión p-n, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. El dopaje es un proceso intencional que consiste en agregar impurezas en un semiconductor extremadamente puro con el fin de cambiar sus propiedades eléctricas.

Capa N

La capa superior de la celda se compone de silicio dopado tipo n. En esta capa, existe un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, por eso recibe el nombre de dopaje n, carga negativa. Su función dentro de la célula fotovoltaica es donar electrones. [5]

Capa P

La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa que una capa de silicio puro, por eso recibe el nombre de dopaje p, carga positiva. Su función es recibir electrones en los espacios vacíos de su capa.

El movimiento de electrones de capa n a la capa p, el cual solo se produce en esta dirección, crea el campo eléctrico del cual se obtiene la electricidad. [5]

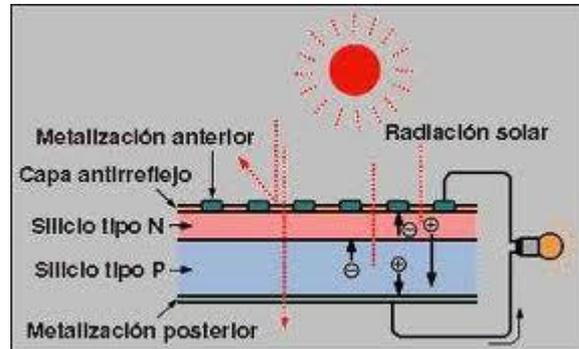


Figura 16. Funcionamiento célula fotovoltaica

6.4.4. Reseña histórica

El efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad. La explicación teórica fue hecha por Albert Einstein, quien publicó en 1905 el revolucionario artículo "Heurística de la generación y conversión de la luz", basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck.

6.5. Inversor

También conocido como convertidor de CC/CA. Los inversores son dispositivos electrónicos que transforman corriente continua en corriente alterna monofásica o trifásica, haciéndola apta para sus aplicaciones tanto para la vivienda, como para la industria, o para realizar la conexión a las redes eléctricas de media o baja tensión en corriente alterna (CA).

El inversor viene caracterizado por su tensión de entrada, la potencia máxima que es capaz de convertir y su eficiencia (relación entre potencia eléctrica de entrada y salida). Debe incorporar protecciones frente a cortocircuitos, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones de la red, etc.

6.5.1. Tipos de inversores utilizados

Para realizar este proyecto los inversores escogidos son los fabricados por la compañía SMA Solar Technology, la cual está considerada como una compañía líder dentro del sector de las energías renovables abarcando una amplia cuota de mercado y eficiencia en todos sus productos.

A partir de software Sunny Design 2.30 ofrecido por la misma compañía se han obtenido los inversores utilizados en este proyecto. Para las dos instalaciones ambos inversores serán inversores solares Sunny Boy.

Los inversores fotovoltaicos Sunny Boy son ideales para su uso en sistemas fotovoltaicos pequeños y medianos desde 1 hasta 5 kW. Los Sunny Boy han sido galardonados en diversas ocasiones y están continuamente en desarrollo. La nueva generación dispone de tecnologías innovadoras, como por ejemplo, OptiTrac y topología H5. Como consecuencia, estos equipos son cada vez son más eficientes, garantizando un óptimo rendimiento solar.

Debido a los dos tipos de instalaciones fotovoltaicas objeto de estudio, se utilizarán dos inversores distintos atendiendo a la potencia máxima que estos han de producir.

6.5.2. Inversor: Instalación tipo 1 → 12

A continuación se presenta el inversor utilizado para la instalación tipo 1 compuesta por 12 paneles fotovoltaicos.



Figura 17. Inversor Sunny Boy 1600TL-10

Modelo:

Sunny Boy 1600TL-10

Características de entrada:

Tabla 3. Características principales de entrada Sunny Boy 1600 TL-10

Parámetro	Unidad
Potencia máxima de CC ($P_{MAX,CC}$)	1700 W
Tensión máxima de CC (V_{MPP})	600 V
Rango de tensión fotovoltaica (V_{FV})	155-480 V
Tensión nominal ($V_{NOM,CC}$)	400 V
Máxima corriente de entrada ($I_{MAX,CC}$)	11 A
Número de strings por entrada de punto de máxima potencia (M_{PP})	1

Características de salida:

Tabla 4. Características principales de salida Sunny Boy 1600 TL-10

Parámetro	Unidad
Potencia nominal CA ($P_{MAX,CA}$)	1600 W
Potencia aparente de CA máxima	1600 VA
Tensión de red	220V
Máxima corriente de salida ($I_{MAX,CA}$)	11 A
Conexión de CA	Monofásica
Factor de desfase $\cos \varphi$	1

Rendimiento:

Tabla 5. Rendimiento Sunny Boy 1600 TL-10

Parámetro	Unidad
Máximo coeficiente de rendimiento	97%
Coeficiente de rendimiento europeo	96%/95%

Datos generales:

Tabla 6. Datos generales Sunny Boy 1600 TL-10

Parámetro	Unidad
Dimensiones (Ancho/Alto/Fondo)	440/339/214 mm
Peso	16 kg
Rango temperatura de operación	-25°C.....60°C

Nota: La sección de los cables de salida será dimensionada para corriente alterna monofásica. Las características de este equipo se encuentran recogidas de manera más detallada en los anexos de este proyecto. Ver "Anexo 3. Características de los componentes de la instalación".

La posición del inversor en la cubierta de la vivienda unifamiliar es la misma para ambas instalaciones. Se recomienda ver los planos de la instalación. (5.1, 5.2, 5.3 y 5.4-Distribución de los módulos).

6.5.3. Inversor: Instalación tipo 2→18

A continuación se presenta el inversor utilizado para la instalación tipo 2 compuesta por 18 paneles fotovoltaicos.



Figura 18. Inversor Sunny Boy 2500TLST-21

Modelo:

Sunny Boy 2500TLST-21

Características de entrada:

Tabla 7. Características principales de entrada Sunny Boy 2500TLST-21

Parámetro	Unidad
Potencia máxima de CC ($P_{MAX,CC}$)	2650 W
Tensión máxima de CC (V_{MPP})	750 V
Rango de tensión fotovoltaica (V_{FV})	180-500 V
Tensión entrada mínima ($V_{MIN,CC}$)	125/150 V
Máxima corriente de entrada ($I_{MAX,CC}$)	15 A
Número de strings por entrada de punto de máxima potencia (M_{PP})	2

Características de salida:

Tabla 8. Características principales de salida Sunny Boy 2500TLST-21

Parámetro	Unidad
Potencia asignada CA (230 V, 50 Hz)	2500 W
Potencia aparente de CA máxima	2500 VA
Frecuencia/tensión asignada a red	50 Hz/230 V
Tensión nominal de CA	230V
Máxima corriente de salida ($I_{MAX,CA}$)	10,9 A
Conexión de CA	Monofásica
Factor de desfase $\cos \varphi$	1

Rendimiento:

Tabla 9. Rendimiento Sunny Boy 2500 TLST-21

Parámetro	Unidad
Máximo coeficiente de rendimiento	97%
Coeficiente de rendimiento europeo	97%/96%

Datos generales:

Tabla 10. Datos generales Sunny Boy 2500 TLST-21

Parámetro	Unidad
Dimensiones (Ancho/Alto/Fondo)	490/519/185 mm
Peso	23 kg
Rango temperatura de operación	-25°C.....60°C

Nota: La sección de los cables de salida será dimensionada para corriente alterna monofásica. Las características de este equipo se encuentran recogidas de manera más detallada en los anexos de este proyecto. Ver “Anexo 3. Características de los componentes de la instalación”.

La posición del inversor en la cubierta de la vivienda unifamiliar es la misma para ambas instalaciones. Se recomienda ver los planos de la instalación. (5.1, 5.2, 5.3 y 5.4-Distribución de los módulos).

6.6. Controlador dinámico de potencia

Es un equipo que solamente se utilizará en régimen de balance neto sin inyección a red, o como también se suele llamar a este régimen; balance neto con inyección a red cero.

Útil en aquellos edificios de consumo eléctrico en horas diurnas. Su función principal es la de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. Avalando de manera segura y fiable la inyección cero a la red.

El CDP envía consignas de producción en potencia al inversor vía puerto de comunicación, por tanto, el CDP mide continuamente el consumo de la vivienda y le dice al inversor lo que tiene que producir, enfocando o des-enfocando la electrónica de potencia a su punto óptimo o no.

Entonces dependiendo del consumo, es posible que el inversor deba producir más o menos potencia, así la sección de los cables tanto para inversor como para el controlador dinámico de potencia en este régimen (balance neto sin inyección a red) tiene que dimensionarse en función del punto máximo de consumo de la vivienda.

Observando el perfil de consumo diario que tiene nuestra vivienda el máximo consumo de potencia se encuentra en el mes de Enero, 831 W. Sin embargo, debido a posibles subidas en el consumo los cables de esta sección se dimensionarán para 1000 W, trabajando así de lado de la seguridad y evitando el riesgo eléctrico.

Para ambas instalaciones se utilizará el mismo controlador dinámico de potencia CDP-(0) que la empresa Circutor S.A. vende.

6.6.1. Control Dinámico de la Potencia-CDP-(0): Circutor S.A.

El CDP es el equipo ideal para la gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de balance neto sin inyección a la red. Cumple con el RD 1699/2011 y IT-BT-40 del REBT. Instalaciones Interconectadas.



Figura 19. Controlador dinámico de potencia CDP-(0): Circutor S.A.

Características: alimentación en corriente alterna

Tabla 11. Características: Alimentación en corriente alterna-Controlador dinámico de potencia CDP-(0)

Parámetro	Unidad
Tensión nominal	230 V
Tolerancia	80-115%
Frecuencia	50-60Hz
Consumo	6 VA

Características: alimentación en corriente continúa

Tabla 12. Características: Alimentación en corriente continua-Controlador dinámico de potencia CDP-(0)

Parámetro	Unidad
Tensión nominal	12 V
Consumo	6 W

Características físicas:

Tabla 13. Características físicas--Controlador dinámico de potencia CDP-(0)

Parámetro	Unidad
Peso	250 gr
Material	Plástico UL94
Dimensiones	105X70X90 mm

Nota: La sección de los cables de salida será dimensionada para corriente alterna monofásica. Las características de este equipo se encuentran recogidas de manera más detallada en los anexos de este proyecto. Ver “Anexo 3. Características de los componentes de la instalación”.

La posición del controlador dinámico de potencia CDP-(0) en la cubierta de la vivienda unifamiliar es la misma para ambas instalaciones. Se recomienda ver los planos de la instalación. (5.1, 5.2, 5.3 y 5.4-Distribución de los módulos).

6.7. Equipo de medida: Contador

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la compañía eléctrica suministradora, según lo dispuesto por el Gobierno del Estado, a los precios acordados, teniendo en cuenta el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el cual se suspenden los incentivos económico.

Debido a la instalación objeto de estudio, y sus características eléctricas, se instalará un contador bidireccional, completamente independiente del contador ya instalado en la vivienda, situado en el último tramo de la instalación, es decir en la zona de corriente alterna, y de forma que tenga fácil acceso tanto para el personal de la empresa a la que se venda la energía como para el propietario de la misma. Será bidireccional para garantizar la medición tanto de la salida de energía eléctrica, como de la posible entrada por absorción de los elementos instalados a lo largo de esta línea.

Este equipo deberá ser apropiado para esta instalación, es decir, para Baja Tensión y corriente monofásica, así como disponer de sus propias protecciones, previas al paso de la corriente por el contador, garantizando que la intensidad nominal de la instalación fotovoltaica, se encuentre dentro del rango de intensidades permitidas por el contador.

6.7.1. Contador eléctrico monofásico-Cirwatt B200: Circutor S.A.

El tipo de contador utilizado, Cirwatt B200, es un equipo estándar empleado tanto para instalaciones de consumo o de generación (bidireccional) y que dispone de comunicaciones PLC a través de la red eléctrica, aspecto obligatorio en la mayoría de los casos. Este tipo de comunicaciones proporciona la descarga a distancia de todos los datos registrados por el contador, a través del concentrador PLC 800.

La aplicación principal del contador es la de la medida de energía activa y reactiva para facturación, en los casos en los que se requiera un contador de altas prestaciones a un coste optimizado.

Características eléctricas:

Tabla 14. Características eléctricas contador eléctrico monofásico-Cirwatt B200

Parámetro	Unidad
Tensión nominal	110-230 V
Consumo	<2 W; 10 V·A
Frecuencia	50-60 Hz
Corriente nominal de referencia (I_{REF})	10 A
Corriente máxima (I_{MAX})	60 A
Interfaz de comunicación óptico: Tipo	Serie; bi-direccional



Figura 20. Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200

Nota: Las características de este equipo se encuentran recogidas de manera más detallada en los anexos de este proyecto. Ver “Anexo 3. Características de los componentes de la instalación”.

La posición del contador Cirwatt B200 en la fachada de la vivienda unifamiliar es la misma para ambas instalaciones. Se recomienda ver los planos de la instalación. (5.1, 5.2, 5.3 y 5.4- Distribución de los módulos).

7. Resumen: instalaciones fotovoltaicas

Se presenta a continuación un resumen con los principales componentes de las dos instalaciones fotovoltaicas objeto de estudio en este proyecto, sobre las cuales posteriormente se realizarán los posteriores estudios de rentabilidad. Las diferencias entre ambas se deben a los distintos ángulos de orientación (α) que poseen, lo cual permite introducir en la cubierta un menor o mayor número de paneles fotovoltaicos. Ambas son instalaciones fijas en donde los paneles fotovoltaicos se encuentran conectados en serie.

7.1. Tipos de instalaciones

Tabla 15. Tipo de instalaciones

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) Inclinación ($\beta = 24^\circ$)	2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este): Inclinación ($\beta = 24^\circ$)
12 paneles Atersa 150-P	18 paneles Atersa 150-P
4 estructuras simples fijas	6 estructuras simples fijas
Elementos de fijación: -10 grapas solares universales -4 grapas solares intermedias -14 tornillos T10X70 Cable P SUN sp (CC) $S = 4 \text{ mm}^2$ $L = 25 \text{ m}$	Elementos de fijación: -10 grapas solares universales -4 grapas solares intermedias -14 tornillos T10X70 Cable P SUN sp (CC) $S = 2,5 \text{ mm}^2$ $L = 30 \text{ m}$
Cable AFUMEX 1000 V (AS) (CA) $S, L^{(1)}$	Cable AFUMEX 1000 V (AS) (CA) $S, L^{(1)}$
Caja de interconexión de strings -Fusible $I_n=25 \text{ A}$ -Seccionador de carga -Descargador de tensiones	Caja de interconexión de strings -Fusible $I_n=25 \text{ A}$ -Seccionador de carga -Descargador de tensiones
Inversor Sunny Boy 1600-10(06/13-)	Inversor Sunny Boy 2500TLST-21
Interruptor magnetotérmico (I_n) ⁽²⁾	Interruptor magnetotérmico (I_n) ⁽²⁾
Interruptor diferencial (I_n) ⁽²⁾	Interruptor diferencial (I_n) ⁽²⁾
Controlador dinámico de potencia CDP- (0) Empresa: Circutor S.A. ⁽³⁾	Controlador dinámico de potencia CDP- (0) Empresa: Circutor S.A. ⁽³⁾
Contador eléctrico monofásico-Cirwatt B200 Empresa: Circutor S.A	Contador eléctrico monofásico-Cirwatt B200 Empresa: Circutor S.A

⁽¹⁾ Los metros y secciones de cable AFUMEX 1000 (AS) de corriente alterna dependerá del tipo de régimen de operación en el que se analice la instalación: balance neto con inyección a red o balance neto sin inyección a red.

⁽²⁾ La intensidad nominal de los interruptores magnetotérmicos y diferenciales dependerá del tipo de régimen de operación en el que se analice la instalación: balance neto con inyección a red o balance neto sin inyección a red.

⁽³⁾ El controlador dinámico de potencia CDP-(0) formará parte de la instalación solamente cuando este se analice en régimen de balance neto sin inyección a red.

Ahora bien, tras haber sido presentadas ambas instalaciones se quiere mencionar que de aquí en adelante la forma de referirse a cada una de ellas en los distintos apartados de este proyecto será la siguiente:

-La instalación compuesta por 12 paneles, orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur), inclinación ($\beta = 24^\circ$) se llamara: Instalación tipo 1 \rightarrow 12.

-La instalación compuesta por 18 paneles, orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este), inclinación ($\beta = 24^\circ$) se llamara: Instalación tipo 2 \rightarrow 18.

Señalar que así serán mencionadas en el “Anexo1: Cálculos” y en el resto de anexos con el fin de facilitar la lectura del proyecto.

Nota: Los cálculos referentes al ángulo de orientación (α), ángulo de inclinación (β), número de paneles, número de estructuras y metros de cable se encuentran en el “Anexo 1. Cálculos”.

7.2. Averías comunes en instalaciones fotovoltaicas

Aprovechando la presentación de las dos instalaciones tipo, estudiadas en este proyecto, se quiere mostrar brevemente también cuales son las averías de los equipos que las conforman sufren. Se mostrarán averías de equipos que no forman parte de las instalaciones estudiadas, sin embargo a título informativo es interesante conocer.

Resumen de las principales averías de los equipos de una instalación de generación fotoeléctrica:

Tabla 16. Averías comunes en instalaciones fotovoltaicas

Equipo	Posibles anomalías
Módulo fotovoltaico	1. Rotura de vidrio protector del módulo 2. Suciedad sobre el módulo 3. Entrada de humedad por causas diversas 4. Defecto de fijación o anclaje
Regulador	1. Problemas de funcionamiento 2. No regular en todos sus parámetros
	1. Agotamiento de la batería

Baterías	<ol style="list-style-type: none"> 2.Sulfatado o corrosión de las placas por bajo nivel de electrolito 3.Derrame de electrolito 4.Oxidación de los contactos
Inversor	<ol style="list-style-type: none"> 1.Fallos de fabricación 2.Sobrecargas continuadas o por deficiente dimensionado del inversor
Instalación cableado	<ol style="list-style-type: none"> 1.Degradación del aislamiento de los conductores 2.Rotura de los conductores 3.Rotura de los protectores 4.Aflojamiento de las conexiones 5.Calentamiento de uniones 6.Entrada de agua o humedad debido a defecto de estanqueidad en cajas y armarios 7.Derivaciones a tierra por contactos indirectos debidos a fallo o aislamiento
Aparatos de maniobra y protecciones	<ol style="list-style-type: none"> 1.Rotura o avería de estos aparatos 2.Fusión de un fusible 3.Desajuste o desreglaje 4.Dimensionado incorrecto
Estructuras y soportes	<ol style="list-style-type: none"> 1.Oxidación de los soportes o degradación de alguna de sus partes 2.Aflojado de los elementos 3.Corrosión de la tornillería u otros elementos 4.Problemas con los elementos de anclaje

8. Resistencia de la estructura simple

Las estructuras fotovoltaicas soportan diferentes cargas, a continuación se presentan las que son de mayor a menor importancia:

- Peso de los propios módulos fotovoltaicos.
- Cargas viento.
- Peso de la nieve que se pueda depositar sobre los módulos.
- Peso y efectos del hielo.
- Dilataciones térmicas.
- Oxidación de las partes metálicas.

La estructura simple diseñada en este proyecto encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos tendrá en cuenta solo las dos primeras, ya que debido a la situación geográfica el peso de la nieve y el hielo son totalmente despreciables. En cuanto a la oxidación de las partes metálicas y las dilataciones térmicas estas no se tendrán en cuenta.

8.1. Peso propio de los módulos fotovoltaicos

Se tendrá en cuenta en el “Anexo 1. Cálculos” a la hora de realizar los estudios de resistencia de la estructura simple. El valor nominal de un panel fotovoltaico Atersa 150-P viene recogido en el apartado “6.4.1. Características eléctricas y físicas”.

8.2. Cargas de viento

Dos de los principales factores a la hora de realizar una instalación fotovoltaica es la velocidad y dirección con la que sopla el viento en la zona destinada a su ejecución, ya que, un error por parte del proyectista referente a este aspecto puede acarrear consecuencias muy graves, capaces de provocar defectos en los paneles fotovoltaicos, impidiendo así obtener la rentabilidad tanto económica como ecológica que un proyecto de estas características ofrece.

Por ello, y para evitar estos posibles problemas futuros, existen herramientas muy útiles las cuales permiten conocer cuál es la dirección y velocidad del viento en una determinada zona, y cuantificar así tales peligros.

8.2.1. Agrocabildo

A continuación se presentan valores referentes a la velocidad y dirección del viento en la zona de Buenavista del Norte (Comarca Daute), recogidos por la red de estaciones agrometeorológicas del Cabildo Insular de Tenerife. Esta red se encarga de gestionar el Servicio Técnico de Agricultura y Desarrollo Rural, y ha sido diseñada como apoyo a los trabajos propios, y en especial a la elaboración de los avisos fitosanitarios y las recomendaciones de riego que se difunden semanalmente a través de www.agrocabildo.com [6].

Pero, por otra parte, los datos están siendo utilizados no solo con fines agrarios sino que también son solicitados por usuarios para aplicaciones relacionadas principalmente para la captación de energía eólica y solar.

8.2.2. Red de estaciones agrometeorológicas Cabildo Insular de Tenerife



Figura 21. Red de estaciones agrometeorológicas Cabildo Insular de Tenerife

Leyenda:

Tipo A ●

Registra datos al aire libre de dirección y velocidad del viento, temperatura, humedad relativa, precipitación, radiación y evaporación. En invernadero registra temperatura, humedad relativa, radiación y evaporación.

Tipo B ●

Registra datos al aire libre de dirección y velocidad del viento, temperatura, humedad relativa, precipitación, radiación, evaporación y humectación foliar.

Tipo C ●

Registra datos al aire libre de velocidad del viento, temperatura, humedad relativa, precipitación, radiación y humectación foliar.

Tipo D ●

Registra datos al aire libre de velocidad y dirección del viento, temperatura, humedad relativa, precipitación y radiación.

Tipo E ●

Registra datos al aire libre de velocidad del viento, temperatura, humedad relativa, precipitación y radiación.

Ahora bien, observando los distintos puntos en los cuales se encuentran situadas las estaciones agrometeorológicas para el municipio de Buenavista del Norte y dado el emplazamiento de nuestro proyecto (Carretera general El Palmar TF-436 Buenavista del Norte) se podría pensar que lo más correcto es escoger la estación situada en Buenavista del Norte-El Palmar (Tipo C-556 metros de altitud).

No obstante, esta estación es tipo C, y por tanto no ofrece valores referentes a la dirección del viento, pero si ofrece valores mejores para la velocidad que los que pueda ofrecer la estación tipo D-Buenavista del Norte.

Debido a esto se hará lo siguiente:

Velocidad del viento: Datos utilizados → Buenavista del Norte-El Palmar (TIPO C-556 metros de altitud).

Dirección del viento: Datos utilizados → Buenavista del Norte (TIPO D-55 metros de altitud).

8.2.3. Instrumentos de medida

Antes de presentar los valores de velocidad y dirección del viento que ofrecen las estaciones agrometeorológica de Buenavista del Norte-El Palmar y Buenavista del Norte es necesario hablar primero, obviamente, de cuáles son los instrumentos de medida utilizados para la elaboración de este análisis climático por parte de este organismo.

-Anemómetro: También conocido como anemógrafo, es un aparato meteorológico que se usa para la predicción del clima y, específicamente, para medir la velocidad del viento.

Tipo de anemómetro empleado: Anemómetro de molinete. Intervalo de medida 0.5 a 40 m/s. Resolución 0.8 m/s. Carga máxima 60 m/s. Temperatura ambiente – 25 °C y 60 °C.

-Veleta: adecuada para la medida de la dirección del viento. Intervalo de medida 0 a 358°.

Resolución 0.5 °. Carga máxima 60 m/s. Temperatura ambiente – 25 °C y 60 °C.

1) Velocidad del viento

En el primer apartado del informe Análisis Climático-Año 2006-Buenavista del Norte-El Palmar “Resumen de las observaciones climáticas” se encuentra la información referente a la velocidad del viento en las proximidades de nuestra vivienda de manera más detallada.

Tabla 17. Velocidades medias diarias Buenavista del Norte-El Palmar (Fuente: Agrocabildo)
Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

VELOCIDAD MEDIA DIARIA: 6.8 Km/h		
Días 0<VEL<=5Km/h	143	39.2 %
Días 5<VEL<=10Km/h	158	43.3 %
Días 10<VEL<=15Km/h	55	15.1 %
Días 15<VEL<=20Km/h	8	2.2 %
Días VEL>20Km/h	1	0.3 %

VEL → Velocidad del viento $\left[\frac{\text{Km}}{\text{h}}\right]$.

Esta tabla presenta mediante una serie de intervalos espaciados en unidades de cinco cuales son las velocidades del viento durante un año en número de días. La velocidad media diaria del viento en el municipio de Buenavista del Norte-El Palmar es de $6,8 \frac{\text{Km}}{\text{h}}$.

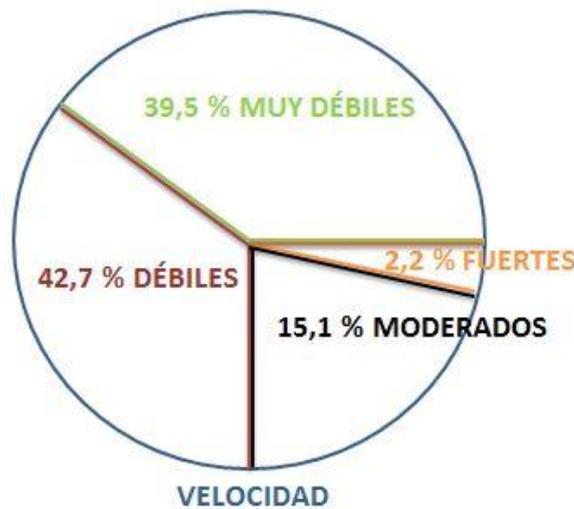


Figura 22. Gráfico circular-Velocidad vientos (Fuente: Agrocabildo)

2) Dirección del viento

Ver apartado “Rosa de los vientos estacionales en la costa” en el informe Análisis Climático-Año 2006-Buenavista del Norte-página 15, en él se encuentra la información referente a la dirección del viento en las cercanías de nuestra vivienda de manera más detallada.

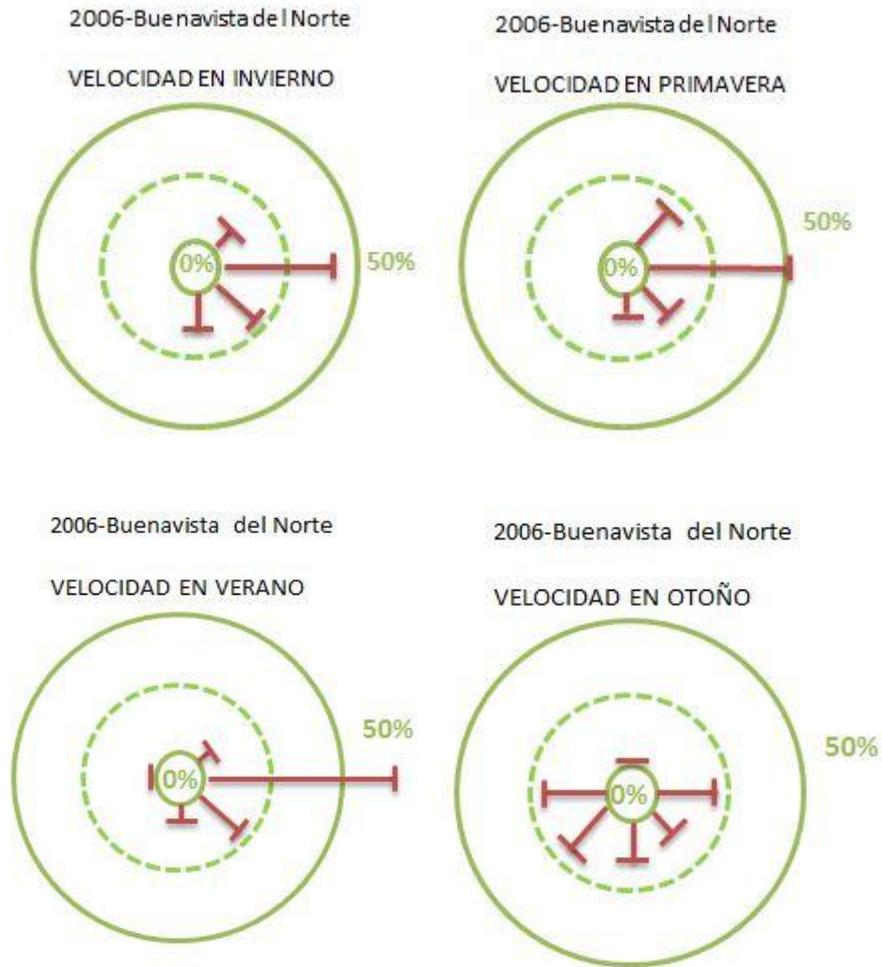


Figura 23. Gráfico circular Dirección viento-Estaciones (Fuente: Agrocabildo)

Observando las rosas de los vientos para las distintas estaciones se puede ver que los vientos soplan en todas las direcciones. No obstante, el viento en la dirección Este es dominante en porcentaje para las estaciones de invierno, verano y primavera, siendo únicamente en la estación de otoño donde menor criterio existe.

Conclusión: viento dominante dirección este.

Nota: Una rosa de los vientos informa sobre la distribución de velocidades de viento así como de la frecuencia de la variación de la dirección del viento.

8.2.4. Valores escogidos: Velocidad y dirección del viento

Los datos obtenidos anteriormente gracias a la red de estaciones agrometeorológicas son una muestra de la realidad climática a la cual se encontraría sometida una instalación fotovoltaica en este emplazamiento. No obstante, una velocidad media de $6,8 \frac{\text{km}}{\text{h}}$ y

dirección Este del viento para estimar si la estructura simple diseñada es resistente o no es representativa de las condiciones climáticas más adversas que está puede llegar a sufrir.

Por ello, en el estudio de resistencia realizado sobre la estructura simple la velocidad y dirección del viento escogida han sido las más adversas, es decir, un viento que sople por detrás de los paneles produciendo un efecto de levantamiento con una velocidad alta. Todo esto se puede ver en el (Anexo1. Cálculos-5. Fuerzas que actúan sobre la estructura simple).

La velocidad del viento se ha estimado mediante la escala de Beaufort.

Escala de Beaufort: es una medida empírica para la intensidad del viento, basada principalmente en el estado del mar, de sus olas y la fuerza del viento.

La velocidad del viento en la Escala de Beaufort puede expresarse por la fórmula:

$$v = 0,837 \cdot B^{3/2} \quad [\text{m/s}] \quad \text{Donde: } B = \text{número de Beaufort}$$

Tabla: Escala de Beaufort

Tabla 18. Escala de Beaufort

Número de Beaufort	Velocidad del viento [$\frac{\text{km}}{\text{h}}$]	Denominación	Efectos en Tierra
0	[0 – 1]	Calma	Calma, el humo asciende verticalmente
1	[2 – 5]	Ventolina	El humo indica la dirección del viento
2	[6 – 11]	Flojito (Brisa muy débil)	Caída de hojas de los árboles
3	[12 – 19]	Flojo(Brisa ligera)	Se agitan las hojas, ondulan banderas
4	[20 – 28]	Bonancible(Brisa moderada)	Se agitan las copas de los árboles
5	[29 – 38]	Fresquillo (Brisa fresca)	Pequeños movimiento de los árboles
6	[39 – 49]	Fresco (Brisa fuerte)	Se mueven las ramas de los árboles
7	[50 – 61]	Frescachón(Viento fuerte)	Dificultad para caminar en contra del viento
8	[62 – 74]	Temporal	Circulación de personas muy dificultosa
9	[75 – 88]	Temporal fuerte	Imposible andar contra el viento

10	[89 – 102]	Temporal duro	Daños en infraestructuras, árboles arrancados
11	[103 – 117]	Temporal muy duro	Destrucción en todas partes, inundaciones
12	[+118]	Temporal huracanado	Puede generar un huracán

La velocidad escogida como se puede ver en el “Anexo1. Cálculos-5. Fuerzas que actúan sobre la estructura simple” pertenece al número de Beaufort 10→Temporal duro.

9. Presupuestos: tipos de instalaciones

A continuación, se presenta el presupuesto económico requerido para llevar a cabo cada una de las distintas instalaciones en los diferentes regímenes de operación posibles.

9.1. Instalación tipo 1→ 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red).

9.1.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	12	180,99	2.171,88
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10	1	719,56	719,56
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1700 W -Dimensiones: 440/339/214 mm Peso: 16 Kg			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	25	3,11	77,75
	-Cable XLPE2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	2,94	88,20

	-Cable XLPE 2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
h	Técnico Electricista	16	9,6	153,60
	-Realizará las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 1.1.				3.370,99

9.1.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	4	613,53	2.454,12
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	16	9	144
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	4	10	40
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 1.2.				2.695,14

9.1.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings (I _n =25 A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 (I _n =25 A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,28	6,28

	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=20$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	50,30	50,30
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=20$ A)			
Total sección 1.3.				209,61

9.1.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
1.1. Instalación y componentes eléctricos	3.370,99
1.2. Estructura fotovoltaica	2.695,14
1.3. Protecciones	209,61
Total instalación tipo 1→12 Balance neto con inyección a red	6.275,74

9.1.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	6.275,74 Euros
6% Beneficio Industrial	374,14 Euros
10 % Gastos generales	623,57 Euros
Total	7.273,45 Euros

9.1.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	7.273,45 Euros
----------------------------------	-----------------------

9.2. Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)

9.2.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	12	180,99	2.171,88
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10	1	719,56	719,56
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1700 W -Dimensiones: 440/339/214 mm Peso: 16 Kg			
U	Controlador dinámico de potencia CDP-(0) (Circutor S.A)	1	960	960

	-Equipo encargado de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. -Dimensiones: 105/70/90 mm			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	25	3,11	77,75
	-Cable XLPE2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	1,44	43,20
	-Cable XLPE 2 de 1,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
h	Técnico Electricista	16	9,6	153,6
	Encargado de realizar las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 2.1.				4.285,99

9.2.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	4	613,53	2.454,12
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	16	9	144
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	4	10	40

	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 2.2.				2.695,14

9.2.3. Protecciones

Unid	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings (I _n =25 A)			
U	Caja de interconexión de strings GEWISS	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 (I _n =25 A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,25	6,25
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 (I _n =10 A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	48,64	48,64
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico (I _n =10 A)			
Total sección 2.3.				207,92

9.2.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
2.1. Instalación y componentes eléctricos	4.285,99
2.2. Estructura fotovoltaica	2.695,14
2.3. Protecciones	207,92
Total instalación tipo 1→12 balance neto con inyección a red	7.189,05

9.2.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	7.189,05 Euros
6% Beneficio Industrial	428,94 Euros
10 % Gastos generales	714,90 Euros
Total	8.332,89 Euros

9.2.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	8.332,89 Euros
----------------------------------	-----------------------

9.3. Instalación tipo2→18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red)

9.3.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	18	180,99	3.257,82
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21	1	1.136,90	1.136,90
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1650 W -Dimensiones: 490/519/185 mm Peso: 23 Kg			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	30	2,68	80,40
	-Cable XLPE2 de 2,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 Kv			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	3,67	110,10
	-Cable XLPE 2 de 6 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 Kv			
h	Técnico Electricista	20	9,60	192
	-Encargado de realizar las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 3.1.				4.777,22

9.3.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	6	613,53	3.681,18
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras			

	que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,8
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	20	9	180
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	6	10	60
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 3.2.				3.978,2

9.3.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,28	6,28
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=20$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	50,30	50,30
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=20$ A)			
Total sección 3.3.				209,61

9.3.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
3.1. Instalación y componentes eléctricos	4.777,22
3.2. Estructura fotovoltaica	3.778,2
3.3. Protecciones	209,61
Total instalación tipo 1 → 12 balance neto con inyección a red	8.965,03

9.4.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	8.965,03 Euros
6% Beneficio Industrial	534,30 Euros
10 % Gastos generales	890,50 Euros
Total	10.389,83 Euros

9.4.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	10.389,83 Euros
----------------------------------	------------------------

9.4. Instalación tipo2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)**9.4.1. Instalación y componentes eléctricos**

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	18	180,99	3.257,82
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21	1	1.136,90	1.136,90
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1650 W -Dimensiones: 490/519/185 mm Peso: 23 Kg			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
U	Controlador dinámico de potencia CDP-(0) (Circutor S.A)	1	960	960
	-Equipo encargado de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. -Dimensiones: 105/70/90 mm			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	30	2,68	80,4
	-Cable XLPE2 de 2,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	1,44	43,22
	-Cable XLPE 2 de 1,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			

h	Técnico Electricista	20	9,6	192
	-Realizará las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 4.1.				5.830,34

9.4.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	6	613,53	3.681,18
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	20	9	180
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	6	10	60
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 4.2.				3.978,2

9.4.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,25	6,25
	-Elemento de protección situado después del inversor			

	SB 1600 TL-10 ($I_n=10$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	48,64	48,64
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=10$ A)			
Total sección 4.3.				207,92

9.4.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
3.1. Instalación y componentes eléctricos	5.830,34
3.2. Estructura fotovoltaica	3.978,2
3.3. Protecciones	207,92
Total instalación tipo 1→12 balance neto con inyección a red	10.016,46

9.4.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	10.016,46 Euros
6% Beneficio Industrial	597,38 Euros
10 % Gastos generales	995,64 Euros
Total	11.609,48 Euros

9.4.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	11.609,48 Euros
----------------------------------	------------------------

9.5. Resumen

Para finalizar se presenta una tabla con los presupuestos de las dos posibles instalaciones a realizar en los dos diferentes regímenes de operación.

Tabla 19. Presupuestos generales

Instalaciones/Régimen de operación	Balance neto con inyección a red	Balance neto sin inyección a red
Instalación tipo 1→12 paneles	7.273,45 Euros	8.332,89 Euros
Instalación tipo 2→18 paneles	10.389,83 Euros	11.609,48 Euros

En el documento “Mediciones y presupuestos” se recoge de manera más detallada cada una de las partes involucradas a la hora de elaborar cada uno de los presupuestos. Posteriormente, en el “Anexo 2. Estudio de rentabilidad” se muestran cuáles son las conclusiones obtenidas.

10. Orden en los documentos que componen el proyecto

Atenerse a este apartado en caso de posibles beligerancias y discrepancias que pudieran surgir durante la realización y ejecución de las obras pertinentes a este proyecto:

1. Planos
2. Pliego de condiciones
3. Memoria y sus anexos
4. Presupuesto

11. Referencias

- [1] Proceso Czochralski: http://es.wikipedia.org/wiki/Proceso_Czochralski
- [2] Proceso Czochralski: <http://www.youtube.com/watch?v=CR0eEa1KHdc>
- [3] Diferencias entre el silicio monocristalino y policristalino:
http://www.enerpoint.es/products_cat.php?id_cat=1&id_subcat=4
- [4] José Roldán Vioria. Instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo.
- [5] www.wikipedia.com
- [6] Agrocabildo: www.agrocabildo.com
- [7] José María Salgado. Guía completa de la energía solar fotovoltaica. Gráficas Rogar.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

ANEXO 1: CÁLCULOS

2. Índice-Anexo1. Cálculos

1. Introducción	5
2. Superficie total de la cubierta	5
3. Orientación, inclinación y sombras	6
3.1. Orientación e inclinación.....	6
4. Pérdidas por sombras.....	8
4.1. Sombras.....	8
4.2. Cálculo de Pérdidas generales.....	8
4.2.1. Pérdidas por orientación en inclinación (OI).....	8
4.2.2. Pérdidas por sombras (S).....	12
4.2.3. Pérdidas generales totales	13
4.3. Cálculo de pérdidas: superposición.....	14
4.4. Cálculo de pérdidas: integración arquitectónica.....	14
5. Distancia entre módulos y muros.....	15
5.1. Cálculo distancias mínimas (d)	16
5.1.1. Entre paneles.....	16
5.1.2. Entre los paneles y muro	17
5.1.3. Área total	18
5.1.4. Paneles totales para ambas orientaciones.....	19
5.2. Replanteo distancia mínimas (d) entre paneles y muros.....	20
5.2.1. Entre paneles.....	20
5.2.2. Entre los paneles y el muro	21
5.2.3. Área total.....	22
5.2.4. Paneles totales para ambas orientaciones.....	23
5.3. Tabla comparativa situación de los paneles (sin/con soporte).....	24
6. Fuerzas que actúan sobre la estructura simple.....	25
6.1. Tipos de esfuerzos	25
6.2. Cargas de viento	26
6.2.1. Fuerza de arrastre FD (Drag force).....	26
6.2.2. Fuerza de sustentación FL (Lift force)	27
6.2.3. Descomposición de fuerzas	28

6.2.4. Cálculo de fuerzas	28
6.3. Peso propio	29
6.3.1. Descomposición de fuerzas	30
6.3.2. Cálculo de fuerzas	31
6.4. Fuerzas resultantes	31
7. Estudio resistencia estructura simple (Solidworks)	33
7.1. Proceso.....	33
7.2. Conclusión.....	37
8. Estudio resistencia elementos de fijación.....	37
8.1. Consideraciones e hipótesis asumidas en el modelo.....	37
8.2. Ecuaciones de equilibrio	39
8.3. Diagrama de sólido libre	40
8.4. Método de las secciones: momento flector y esfuerzo cortante	40
8.4.1. Cortes realizados en el elemento de fijación	41
8.4.2. Cálculos tramos por método de las secciones	42
8.4.3. Resumen valores obtenidos por método de las secciones.....	45
8.4.4. Diagramas: Esfuerzo normal, cortante y momento flector	47
8.5. Comprobación.....	48
8.5.1. Ley de Navier.....	48
8.5.2. Propiedades de la sección transversal: Elemento de fijación (sección rectangular).....	49
8.5.3. Puntos críticos.....	50
9. Secciones de los conductores	50
9.1. Secciones a calcular atendiendo a los tipos de instalaciones y régimen de operación... ..	50
9.2. Características de las instalaciones.....	51
9.2.1. Características del módulo fotovoltaico Atersa A-150P	51
9.2.2. Características individuales de las instalaciones.....	51
9.2.3. Características comunes de las instalaciones	52
9.3. Criterios empleados	54
9.3.1. Caída de tensión.....	54
9.3.2. Intensidad máxima admisible	57
9.4. Procedimiento de cálculo	57

9.5. Cálculos de las secciones	57
9.5.1. Instalación Tipo 1 → 12: Balance neto con inyección a red.....	57
9.5.2. Instalación Tipo1 → 12: Balance neto sin inyección a red.....	59
9.5.3. Instalación Tipo 2 → 18: Balance neto con inyección a red.....	62
9.5.4. Instalación Tipo2 → 18: Balance neto sin inyección a red.....	64
9.6. Secciones de cable y longitudes: resumen.....	66
9.6.1. Balance neto con inyección a red.....	66
9.6.2. Balance neto sin inyección a red	67
10. Referencias	68

1. Introducción

El presente documento tiene como objetivo mostrar los principales cálculos llevados a cabo para la realización de este proyecto. En éste se abordarán en primer lugar temas relacionados con la colocación, orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, posteriormente se calcularán las fuerzas que actúan sobre la estructura simple encargada de la sustentación de los mismos además de su estudio de resistencia mediante el software Solidworks.

En este anexo también se calcularán las secciones de los cables requeridas para las distintas instalaciones eléctricas basándonos en el Reglamento Electrónico de Baja Tensión (REBT)- Real Decreto Ley 842/2002, revisado en Septiembre de 2013 específicamente en su artículo BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión, las cuales son el tipo de instalaciones que competen a este proyecto.

Los estudios de rentabilidad referentes a las distintas instalaciones según orientación y régimen de operación serán presentados en otro anexo adjunto a este proyecto, ver "Anexo 2. Estudio de rentabilidad".

2. Superficie total de la cubierta

La superficie total de la cubierta representa el área total de la cubierta de la vivienda sobre la cual se puede realizar la instalación fotovoltaica, como se puede ver a continuación esta se ha dividido en seis partes, ver fig. 1.

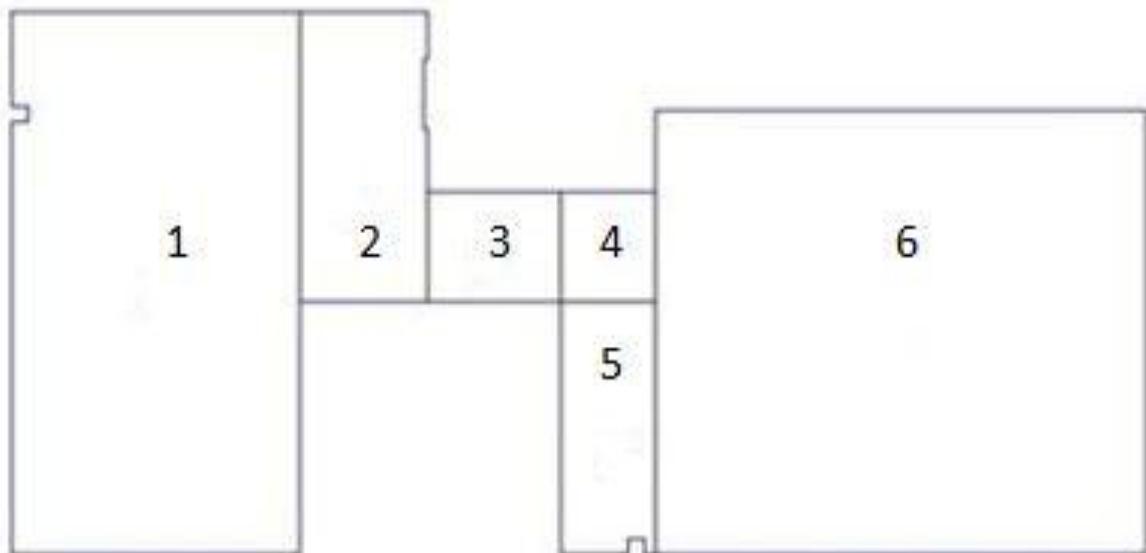


Figura 1. Superficie total de la cubierta

Áreas:

Tabla 1. Área total

ÁREA 1	$6,6 \cdot 3,65 = 24,1 \text{ m}^2$
ÁREA 2	$3,53 \cdot 1,6 = 5,65 \text{ m}^2$
ÁREA 3	$1,7 \cdot 1,35 = 2,3 \text{ m}^2$
ÁREA 4	$1,2 \cdot 1,35 = 1,62 \text{ m}^2$
ÁREA 5	$3,08 \cdot 1,20 = 3,70 \text{ m}^2$
ÁREA 6	$5,40 \cdot 5,32 = 28,73 \text{ m}^2$
ÁREA TOTAL	$66,1 \text{ m}^2$

3. Orientación, inclinación y sombras

3.1. Orientación e inclinación

La orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos sobre la estructura que los va a soportar constituye una de las partes más importantes dentro del proyecto, ya que una elección errónea de estos parámetros puede llevar consigo un incorrecto aprovechamiento del recurso solar para la generación de energía eléctrica. A continuación se definen dichos parámetros:

Ángulo de inclinación (β):

Se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

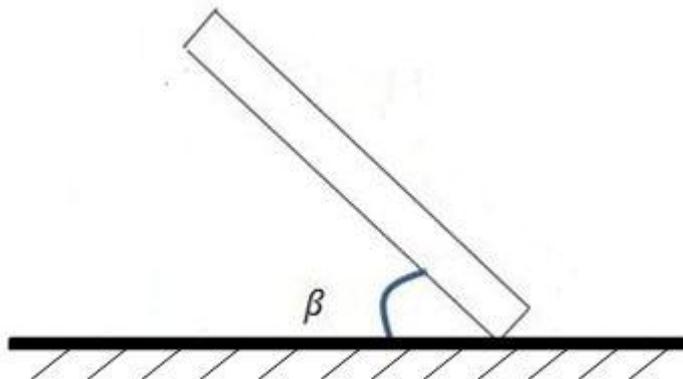


Figura 2. Ángulo de inclinación (β) paneles fotovoltaicos

El cálculo de este ángulo puede variar según el tipo de inclinación requerida: inclinación fija (β no varía durante el año, lo que conlleva menor rendimiento de la instalación) o inclinación ajustable (β varía durante el año, lo que supone mayor rendimiento).

El tipo de instalación a llevar a cabo es una instalación con ángulo fijo, el cual es determinado en este proyecto a partir de la ecuación desarrollada por Charles Landau en su artículo “*Optimum Tilt of Solar Panels*”, siendo este:

$\beta = \text{Latitud del lugar} * 0,76 + 3,1^\circ [^\circ]$	[1]
--	-----

$$\beta = 28^\circ * 0,76 + 3,1^\circ = 24,38^\circ \cong 24^\circ$$

$$\beta = 24^\circ$$

Las instalaciones con una inclinación ajustable se realizan en situaciones geográficas donde existe una gran diferencia entre las dos estaciones principales del año, verano e invierno, sin embargo las Islas Canarias debido a su situación geográfica posee un clima bastante estable durante todo el año con abundante y constante radiación solar.

Ángulo de orientación (α): También conocido como ángulo de acimut, se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste. Ver Figura 3.

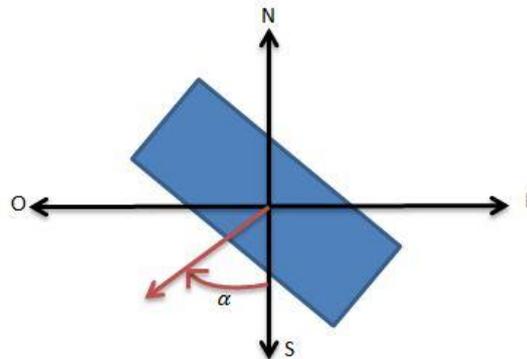


Figura 3. Ángulo de orientación (α) paneles fotovoltaicos

La orientación (α) más adecuada por regla general es 0° Sur, sin embargo en este proyecto se realizarán dos tipos de instalaciones debido a la situación de la cubierta respecto al Norte.

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur): habiendo evaluado la distancia mínima con los muros para evitar una proyección de las sombras, debido a la orientación de la cubierta caben menos paneles.

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este): habiendo evaluado la distancia mínima con los muros para evitar una proyección de las sombras, debido a la orientación de la cubierta caben más paneles.

4. Pérdidas por sombras

4.1. Sombras (S)

Las sombras implican, junto con los ángulos de orientación e inclinación, una de las partes más relevantes de una instalación solar ya que la existencia de cualquier obstáculo puede arruinar la producción de energía eléctrica.

Se prestará especial atención a las pérdidas originadas por sombras referentes a obstáculos que puedan interferir en la irradiación de la instalación fotovoltaica y finalmente se establecerán las distancia entre módulos y las distancias de estos respecto a los muros.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las pérdidas por sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 2, la cual se muestra a continuación:

Tabla 2. Límites-Pérdidas por sombras

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

Respecto a este apartado solamente se comprobará que las pérdidas generales se encuentran por debajo de los límites estipulados. Dicha comprobación se realizará para los dos tipos de instalación.

Tipos de instalaciones:

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur)

Inclinación ($\beta = 24^\circ$)

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este):

Inclinación ($\beta = 24^\circ$)

4.2. Cálculo de Pérdidas generales

4.2.1. Pérdidas por orientación e inclinación (OI)

El Código Técnico Edificación (CTE), el cual se ha utilizado para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación, proporciona una figura (Ver "Figura4. Pérdidas por orientación e

inclinación”) en la cual los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima para una instalación situada a latitud $\theta = 41^\circ$.

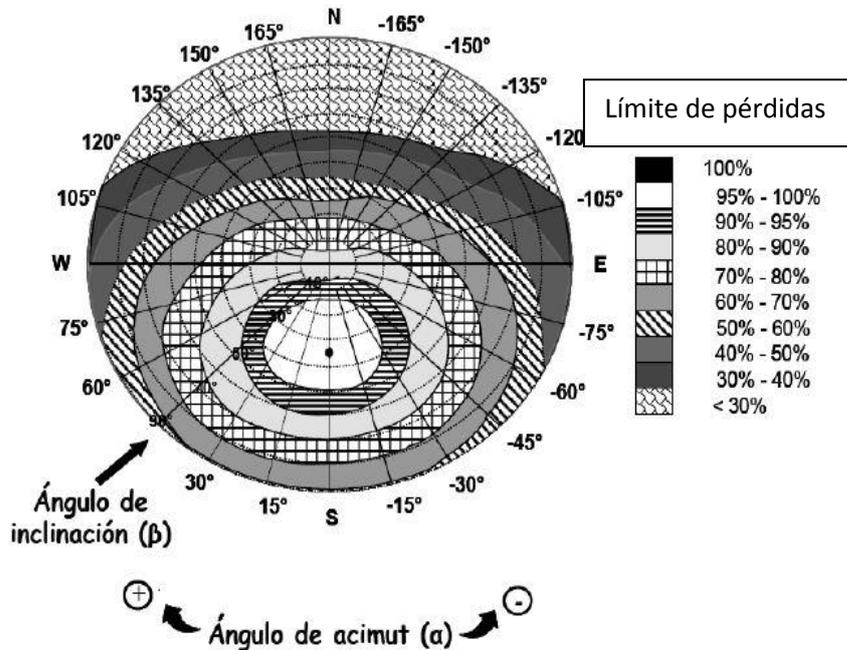


Figura 4. Pérdidas por orientación e inclinación

El procedimiento de cálculo consiste en obtener gráficamente de la Figura 4 para un determinado límite de pérdidas, los cuales se muestran a la derecha de la figura, dos tipos de ángulos de inclinación: ángulo de inclinación máxima y ángulo de inclinación mínima. Para ello se traza la recta de acimut de nuestra instalación, se observa dónde corta con los límites de pérdidas establecidos y se proyectan líneas circulares para ver qué ángulo de inclinación se tiene, siendo el menor ángulo la inclinación mínima y el mayor la inclinación máxima.

No obstante, el CTE mediante este ejemplo solamente proporciona los valores de inclinación máxima y mínima para latitud $\theta = 41^\circ$, que es la latitud sobre la cual se ha realizado la figura. Sin embargo, también proporciona dos fórmulas mediante las cuales se corregirán los valores de inclinación entre la latitud del lugar de estudio (proyecto a realizar) y la latitud sobre la cual se ha desarrollado el ejemplo.

$$\beta_{m\acute{a}xima} = \text{Inclinación (mayor ángulo)} - (41^\circ - \text{Latitud}) [^\circ] \quad [2]$$

$$\beta_{m\acute{i}nima} = \text{Inclinación (menor ángulo)} - (41^\circ - \text{Latitud}) [^\circ] \quad [3]$$

A continuación, se calcula cuáles son ángulos de inclinación máxima y mínima para las dos instalaciones objeto de estudio para un límite de pérdidas del 10%. (Pérdida por orientación e inclinación-Caso general)

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

Conocido el acimut, cuyo valor es 0° Sur, se determina en la Figura 5 proporcionada por CTE los límites de inclinación para el caso de $\theta = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90-95%), máximo para el caso general, con la recta de acimut proporcionan los siguientes valores:

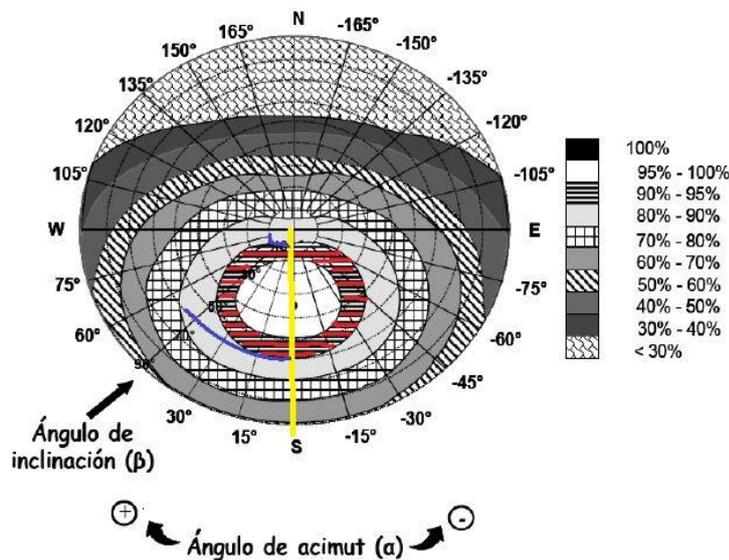


Figura 5. Pérdidas por orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e inclinación ($\beta = 24^\circ$)

-Inclinación máxima= 60°

-Inclinación mínima= 7°

Corrigiendo para latitud del lugar: Tenerife $\rightarrow \theta = 28^\circ$.

$$\beta_{m\acute{a}xima} = \text{Inclinaci3n (mayor \acute{a}ngulo)} - (41^\circ - \text{Latitud}) = 60^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 47^\circ \quad (2)$$

$$\beta_{m\acute{i}nima} = \text{Inclinaci3n (menor \acute{a}ngulo)} - (41^\circ - \text{Latitud}) = 7^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -6^\circ \quad (3)$$

Por tanto, el \acute{a}ngulo fijado para nuestra instalaci3n, $\beta = 24^\circ$, cumple los requisitos de p\acute{e}rdidas por orientaci3n e inclinaci3n al encontrarse dentro de la inclinaci3n m\acute{a}xima ($\beta_{m\acute{a}xima}$) e inclinaci3n m\acute{i}nima ($\beta_{m\acute{i}nima}$).

$$\beta_{m\acute{i}nima} = -6^\circ < \beta = 24^\circ < \beta_{m\acute{a}xima} = 47^\circ$$

Esto implica que el límite de las pérdidas del 10%, máximo para el caso general, se cumple.

$$P\acute{e}rdidas\ por\ orientación\ e\ inclinación\ (OI) < 10\%$$

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

Conocido el acimut, cuyo valor es -12° Este, se determina en la figura 6 proporcionada por CTE los límites de inclinación para el caso de $\theta = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90-95%), máximo para el caso general, con la recta de acimut proporcionan los siguientes valores:

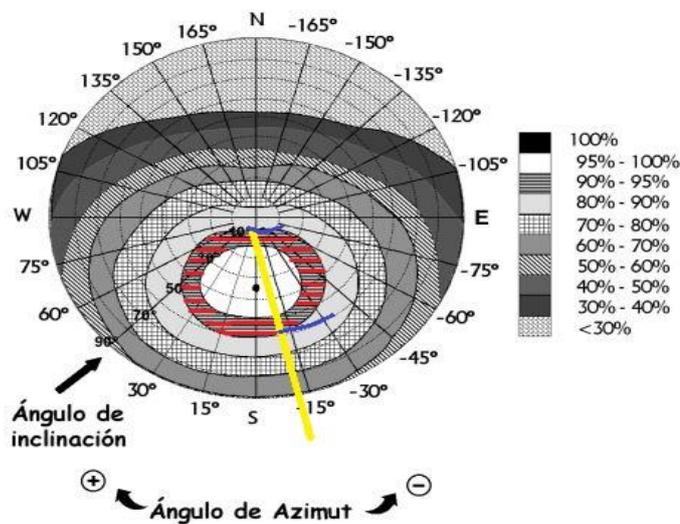


Figura 6. Pérdidas por orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e inclinación($\beta = 24^\circ$)

-Inclinación máxima=58°

-Inclinación mínima=7°

Corrigiendo para latitud del lugar: Tenerife $\rightarrow \theta = 28^\circ$:

$$\beta_{m\acute{a}xima} = Inclinaci\acute{o}n\ (mayor\ \acute{a}ngulo) - (41^\circ - Latitud) = 58^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 45^\circ \quad (2)$$

$$\beta_{m\acute{i}nima} = Inclinaci\acute{o}n\ (menor\ \acute{a}ngulo) - (41^\circ - Latitud) = 7^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -6^\circ \quad (3)$$

Por tanto, el ángulo fijado para nuestra instalación, $\beta = 24^\circ$, cumple los requisitos de pérdidas por orientación en inclinación al encontrarse dentro de la inclinación máxima ($\beta_{m\acute{a}xima}$) e inclinación mínima ($\beta_{m\acute{i}nima}$).

$$\beta_{m\acute{i}nima} = -6^\circ < \beta = 24^\circ < \beta_{m\acute{a}xima} = 45^\circ$$

Esto implica que el límite de las pérdidas del 10%, máximo para el caso general, se cumple.

Pérdidas por orientación e inclinación (OI) < 10%

4.2.2. Pérdidas por sombras (S)

El procedimiento para determinar las pérdidas por sombras consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

Por regla general, el método a seguir es:

1) Obtención del perfil de obstáculos: Localizar los principales obstáculos que afectan a la superficie. En términos de sus coordenadas de posición de acimut y elevación.

2) Utilizar el diagrama de trayectorias del Sol para representar el perfil de obstáculos. Válido para la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Ver “Figura 7. Diagrama de trayectorias del Sol”.

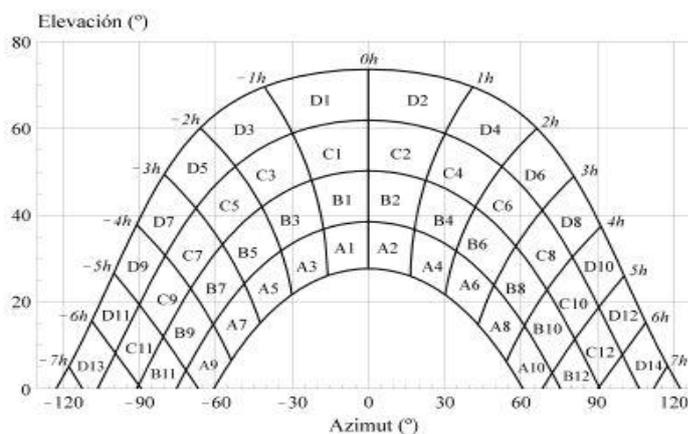


Figura 7. Diagrama de trayectorias del Sol

c) Selección de la tabla de referencia para los cálculos.

Las porciones de la figura 7 representan el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Sí un obstáculo cubre unas de estas porciones esto implica una pérdida de irradiación solar.

Según la porción que se cubra, esta tendrá un valor determinado y según como el obstáculo la cubra se multiplicará por un factor de llenado que va desde 0.25 a 1 en intervalos de 0.25, siendo; 1-obstáculo que cubre totalmente la porción (máximo) y 0.25- obstáculo que cubre levemente la porción (mínimo).

Los valores de las contribuciones a la irradiación solar vienen recogidos en el Anexo III de la IDAE.

4.2.3. Pérdidas generales totales

Las pérdidas generales totales son la suma de las pérdidas por orientación e inclinación (OI) más las pérdidas por sombras (S), estas son las más relevantes en una instalación fotovoltaica. No obstante, en este proyecto las pérdidas originadas por sombras (S) será cero ya que no existe ningún elemento arquitectónico que afecte la irradiación solar recibida por ambas instalaciones fotovoltaicas. Por tanto:

$$\text{Pérdidas por sombras } (S) = 0\%$$

Finalmente, se concluye que las pérdidas totales ($OI+S$) para el caso general en ambas instalaciones se encuentra por debajo del porcentaje establecido, ver Tabla 3.

Tabla 3. Pérdidas generales

	Orientación e Inclinación (OI)	Sombras (S)	Total ($OI + S$)
General	10%	10%	15%

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

$$\text{Pérdidas por orientación e inclinación } (OI) < 10\%$$

$$\text{Pérdidas por sombras } (S) = 0\%$$

$$\text{Pérdidas por sombras } (OI + S) < 15\%$$

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

$$\text{Pérdidas por orientación e inclinación } (OI) < 10\%$$

$$\text{Pérdidas por sombras } (S) = 0\%$$

$$\text{Pérdidas por sombras } (OI + S) < 15\%$$



Figura 8. Situación: Módulos fotovoltaicos-Cubierta de la vivienda

4.3. Cálculo de pérdidas: superposición

Se han de tener en cuenta cuando los módulos fotovoltaicos se colocan paralelos a la envolvente del edificio. No son objeto de estudio en este proyecto debido a que los módulos no se encuentran colocados en la vivienda de tal forma.



Figura 9. Módulos fotovoltaicos-Concepto superposición

4.4. Cálculo de pérdidas: integración arquitectónica

Se han de tener en cuenta cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, sombreado y cerramiento), y además sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos de la composición arquitectónica. No son objeto de estudio en este proyecto debido a que los módulos no se encuentran colocados en la vivienda de tal forma.



Figura 10. Módulos fotovoltaicos-Concepto Integración arquitectónica

5. Distancia entre módulos y muros

Para la instalación de los módulos no solo resulta importante la elección correcta de la orientación e inclinación para asegurar el mejor aprovechamiento de luz solar y evitar pérdidas por sombras, sino que también resulta importante la elección correcta en la distancia entre los módulos y la de los muros con ellos. El cálculo de esta distancia evita posibles pérdidas por sombras.

La distancia mínima entre los módulos o paneles en una instalación fotovoltaica viene recogida en la siguiente fórmula:

$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(67^\circ - \textit{latitud del lugar})} \text{ [m]}$	[4]
--	-----

Dónde:

$d = \textit{distancia mínima [mm]}$

$h = \textit{altura de los paneles fotovoltaicos respecto al suelo [mm]}$

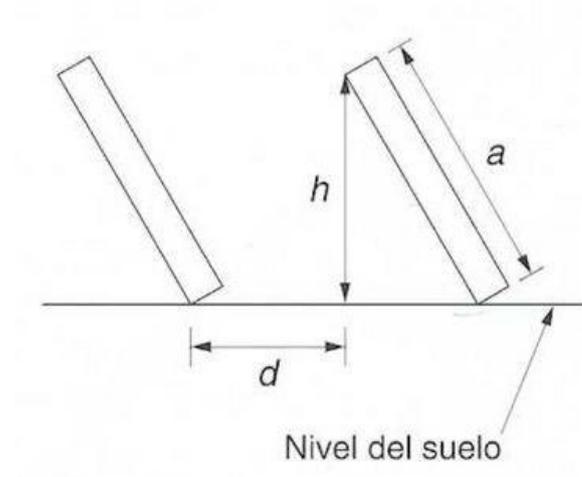


Figura 11. Distancia mínima (d) entre los paneles

5.1. Cálculo distancias mínimas (d)

5.1.1. Entre paneles

Teniendo en cuenta la inclinación de los paneles ($\beta = 24^\circ$) y la longitud de los mismos (a) por una simple relación trigonométrica se obtiene la altura (h), ver la Figura 9.

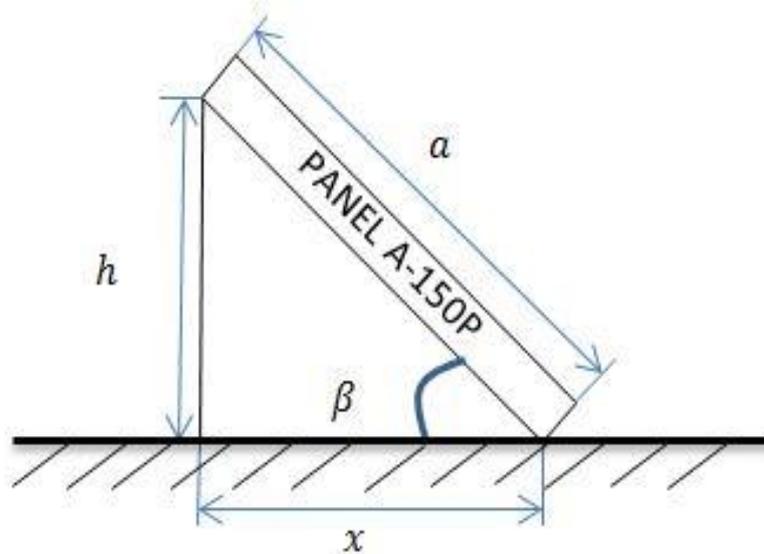
Obtención altura h:

Para realizar este cálculo es primero necesario tener en cuenta cuales son las dimensiones del panel fotovoltaico escogido en nuestra instalación.

Dimensiones módulo fotovoltaico: Atersa 150-P

Tabla 4. Dimensiones ATERSA 150-P

Dimensiones	Unidades[mm]
Largo	a=1476
Ancho	l=659
Espesor	e=35

Figura 12. Obtención distancia (d) entre paneles

$$\operatorname{sen} \beta = \frac{h}{a} \rightarrow h = \operatorname{sen} \beta \cdot a = \operatorname{sen} (24^\circ) \cdot 1476 \rightarrow h = 0,600 \text{ m}$$

Por tanto, aplicando la ecuación 4:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(67^\circ - \text{latitud del lugar})} = \frac{600,34}{\operatorname{tg}(67^\circ - 28^\circ)} = 0,741 \text{ m} \quad (4)$$

También se calcula la distancia x , que representa la distancia entre los soportes de la estructura que sustentan los paneles fotovoltaicos (vista perfil).

$$\operatorname{cos} \beta = \frac{x}{a} \rightarrow x = \operatorname{cos} \beta \cdot a = \operatorname{cos} (24^\circ) \cdot 1476 \rightarrow x = 1,348 \text{ m}$$

El cálculo de la distancia mínima entre los muros de la azotea y los paneles fotovoltaicos se obtiene a través de la misma fórmula. Esta distancia se aplica perpendicular a los muros e implica una reducción en el área de la azotea sobre la cual se podrán colocar los paneles.

5.1.2. Entre los paneles y muro

La altura h en la ecuación 4 para calcular la distancia entre paneles y muros representa la diferencia entre el punto más alto del muro y el punto más bajo del panel, ver Figura 10.

Obtención altura h :

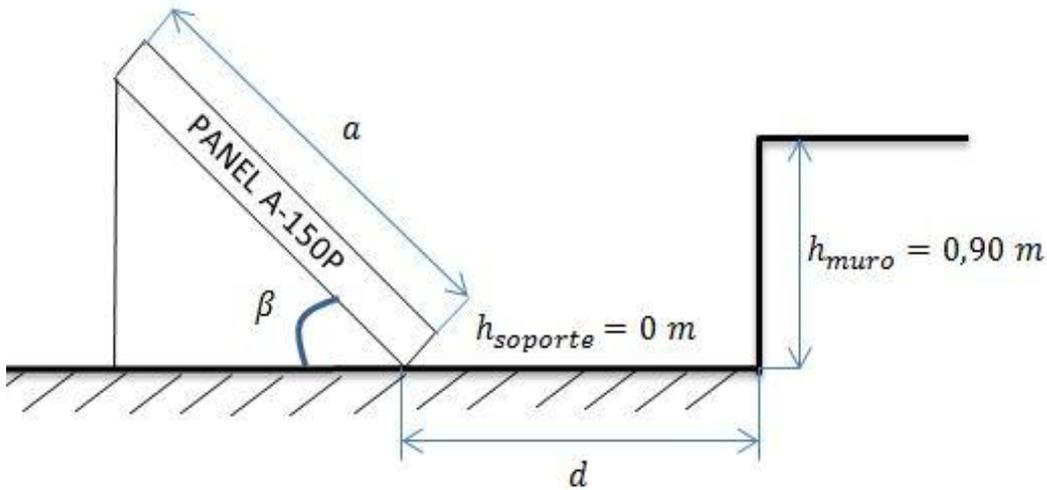


Figura 13. Obtención distancia (d) entre paneles y muros

$$h = h_{muro} - h_{soporte} = 0,90 - 0 = 0,90 \text{ m}$$

Por tanto, aplicando la ecuación 4:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud del lugar})} = \frac{0,90}{\text{tg}(67^\circ - 28^\circ)} = 1,11\text{m} \quad (4)$$

A partir de esta distancia se calcula cual es el área resultante sobre la cual se puede colocar el número máximo de paneles. Esta área será igual para las dos orientaciones.

5.1.3. Área total

Esta área constituye tras haber obtenido la distancia mínima entre paneles y muros el área resultante de la cubierta sobre la cual se puede colocar los paneles fotovoltaicos, ver figura 11.

Detalles:

- 1) El pasillo de la azotea, como indicó en la memoria descriptiva, no se ocupa.
- 2) Distancia entre el traga luz y el área 1: 0,5 metros.
- 3) Distancia entre la pared de la puerta y el área 2: 1,20 metros.

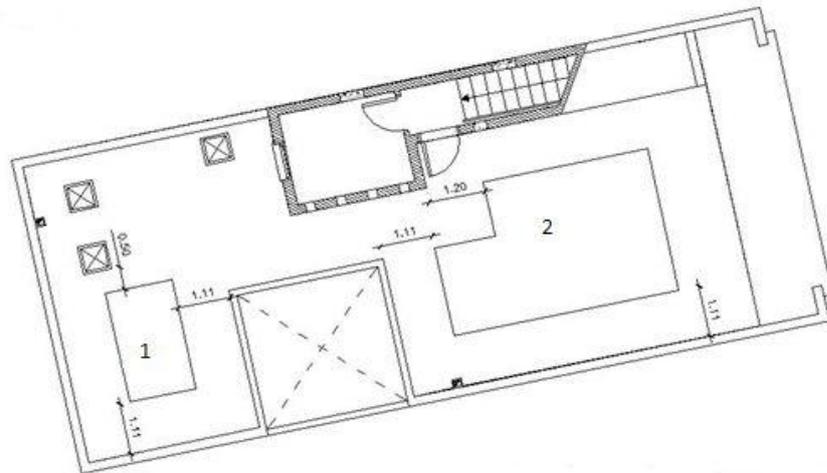


Figura 14. Cálculo del área total disponible

A continuación, se aplica la distancia mínima entre paneles y la distancia entre los soportes de la estructura que sustentan a estos, obteniendo así el número de paneles que caben para ambas orientaciones.

5.1.4. Paneles totales para ambas orientaciones

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

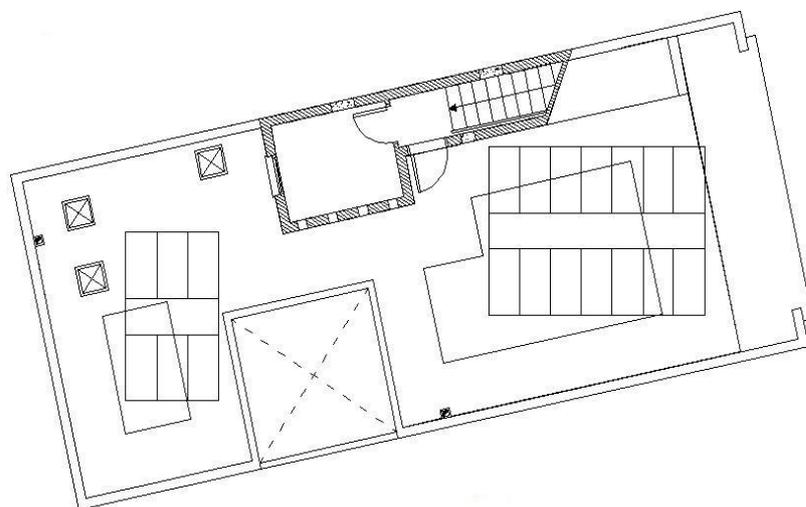
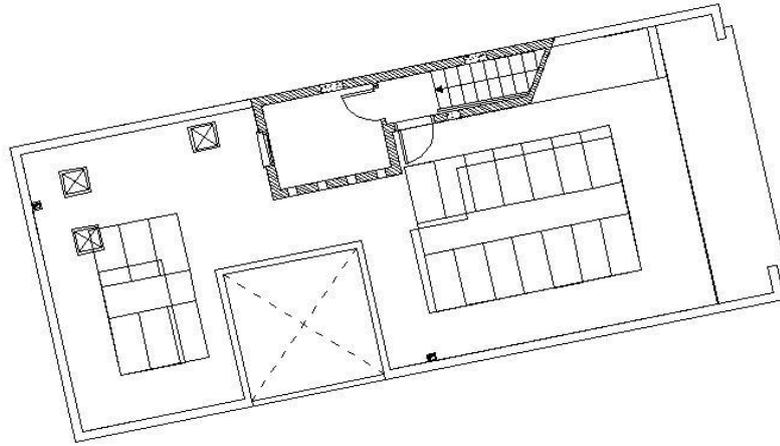


Figura 15. Número de paneles-Orientación ($\alpha = 0^\circ$)

Habiendo intentado optimizar la superficie total de la cubierta, una vez que a esta se le ha restado la distancia mínima entre los paneles y los muros además de tener en cuenta la distancia mínima por superposición de los propios paneles se obtiene que caben un total de 6.

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):Figura 16. Número de paneles-Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este)

Habiendo intentado optimizar la superficie total de la cubierta, una vez que a esta se le ha restado la distancia mínima entre los paneles y los muros además de tener en cuenta la distancia mínima por superposición de los propios paneles se obtiene que caben un total de 9.

5.2. Replanteo distancia mínimas (d) entre paneles y muros

Debido a la distancia entre los muros y los paneles se pierde mucho espacio en la cubierta, la consecuencia directa de ello es que el número de paneles a colocar es menor. No obstante, existe una solución que permitirá aumentar su número.

La solución consiste simplemente en elevar la estructura encargada de sustentar los soportes respecto a la altura de los muros en 0,4 metros.

5.2.1. Entre paneles

Teniendo en cuenta la inclinación de los paneles ($\beta = 24^\circ$) y la longitud de los mismos (a) por una simple relación trigonométrica se obtiene la altura (h), ver figura 14.

Obtención altura h:

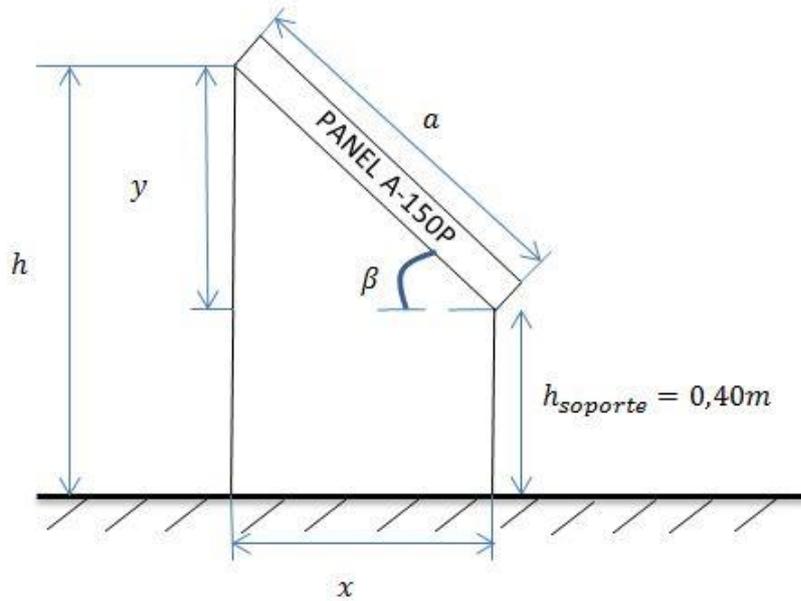


Figura 17. Obtención distancia entre los paneles ($h_{soporte} = 0,4 \text{ m}$)

$$\text{sen } \beta = \frac{y}{a} \rightarrow y = \text{sen } \beta \cdot a = \text{sen}(24^\circ) \cdot 1476 \rightarrow y = 606,34$$

$$h = h_{soporte} + y = 0,4 + 0,606 = 1,06 \text{ m}$$

Por tanto, aplicando la ecuación 4:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud del lugar})} = \frac{1}{\text{tg}(67^\circ - 28^\circ)} = 1,234 \text{ m} \quad (4)$$

La distancia x , que representa la distancia entre los soportes de la estructura que sustentan los paneles fotovoltaicos no ha cambiado respecto al apartado 4.1.1.

$$x = 1,348 \text{ m}$$

5.2.2. Entre los paneles y el muro

La altura h en la ecuación 4 representa la diferencia entre el punto más alto del muro y el punto más bajo del panel.

Altura h : replanteo

Si se elevan los paneles 0,4 metros, se reduciría la sombra de los elementos instalados. En la figura 15 se muestra el replanteo a esta altura.

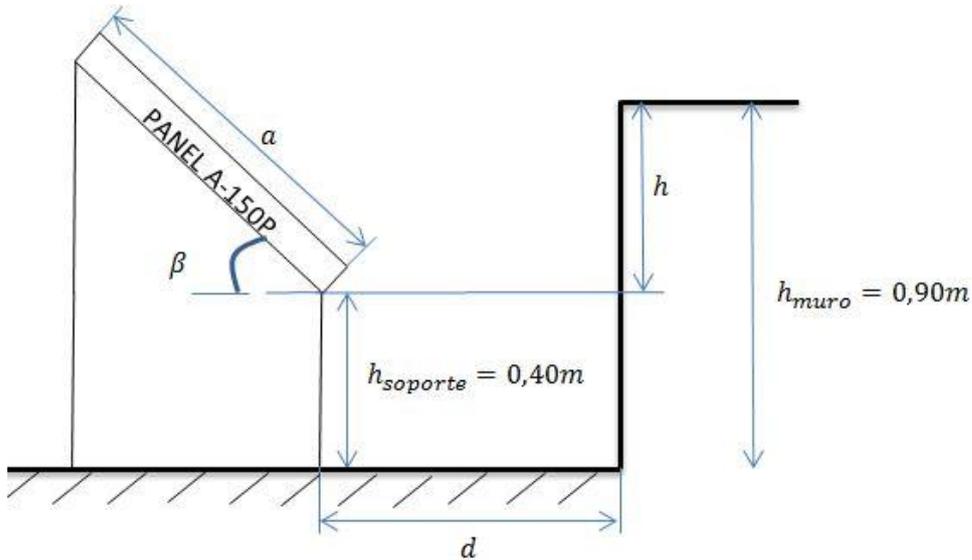


Figura 18. Obtención distancia (**d**) entre paneles y muros ($h_{soporte} = 0,4\text{ m}$)

$$h = h_{muro} - h_{soporte} = 0,90 - 0,40 = 0,50\text{m}$$

Por tanto, aplicando la ecuación 4:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud del lugar})} = \frac{0,50}{\text{tg}(67^\circ - 28^\circ)} = 0,600\text{ m} \quad (4)$$

A partir de esta distancia se calcula cual es el área resultante sobre la cual se puede colocar el número máximo de paneles. Esta área será igual para las dos orientaciones.

5.2.3. Área total

A continuación, tras haber obtenido nuevamente la distancia entre paneles y muros debido al replanteo realizado se presenta el área resultante de la cubierta sobre la cual se pueden colocar los paneles fotovoltaicos.

Detalles:

- 1) El pasillo de la azotea, como ya se dijera en la memoria descriptiva, no se ocupa.
- 2) Distancia entre el traga luz y el área 1: 0,5 metros.
- 3) Distancia entre la pared de la puerta y el área 2: 1,20 metros

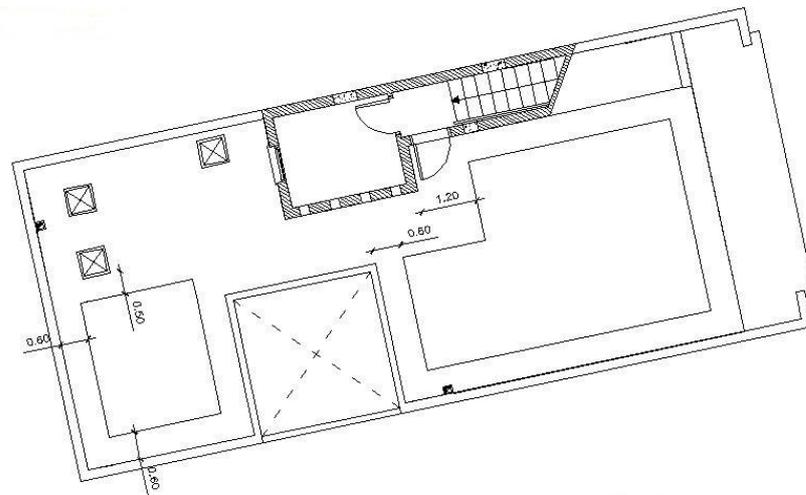


Figura 19. Cálculo del área total disponible ($h_{\text{soporte}} = 0,4 \text{ m}$)

5.2.4. Paneles totales para ambas orientaciones

Ahora, se aplica la distancia mínima entre paneles y la distancia entre los soportes de la estructura que sustentan a estos, obteniendo así el número de paneles que caben para ambas orientaciones.

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

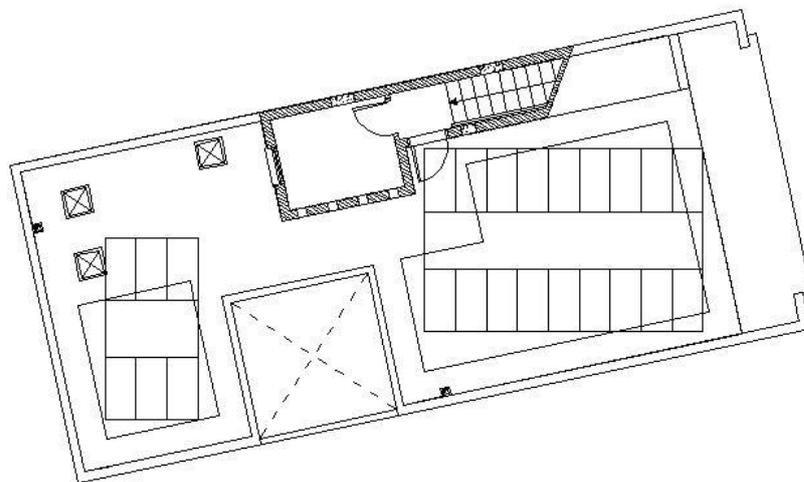


Figura 20. Número de paneles-Orientación ($\alpha = 0^\circ$) ($h_{\text{soporte}} = 0,4 \text{ m}$)

Habiendo intentado optimizar la superficie total de la cubierta, una vez que a esta se le ha restado la distancia mínima entre los paneles y los muros además de tener en cuenta la distancia mínima por superposición de los propios paneles se obtiene que caben un total de 13.

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e Inclinación ($\beta = 24^\circ$):

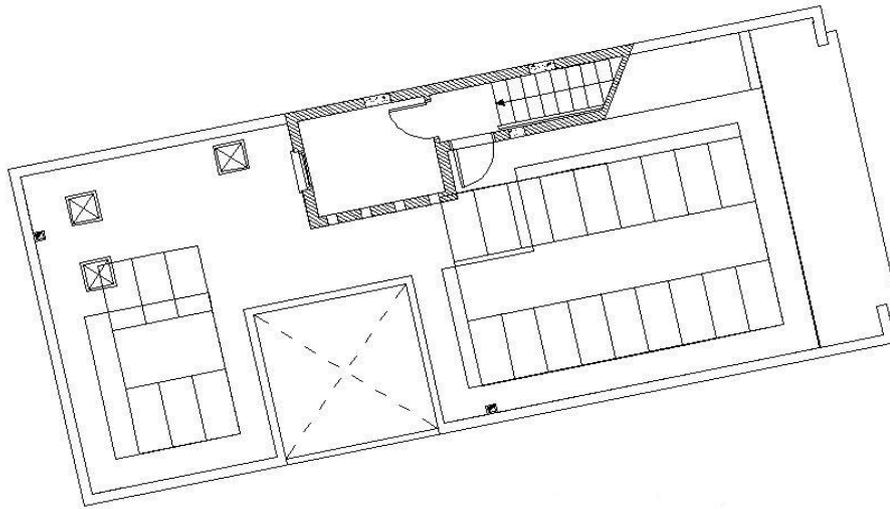


Figura 21. Número de paneles-Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) ($h_{soporte} = 0,4 \text{ m}$)

Habiendo intentado optimizar la superficie total de la cubierta, una vez que a esta se le ha restado la distancia mínima entre los paneles y los muros además de tener en cuenta la distancia mínima por superposición de los propios paneles se obtiene que caben un total de 18.

5.3. Tabla comparativa situación de los paneles (sin/con soporte)

A continuación, y para concluir con este apartado, se muestra una tabla comparativa en la cual se refleja la cantidad de paneles que se pueden instalar para los dos tipos de instalaciones según la situación del panel fotovoltaico respecto al nivel del suelo de la cubierta.

Tabla 5. Tabla comparativa situación de los paneles (sin/con soporte)

Tipo de instalación	Panel situado a nivel del suelo $h_{soporte} = 0 \text{ m}$	Panel elevado respecto al nivel del suelo $h_{soporte} = 0,40 \text{ m}$
<u>1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur)</u> <u>Inclinación ($\beta = 24^\circ$)</u>	6	13
<u>2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este)</u> <u>Inclinación ($\beta = 24^\circ$)</u>	14	18

Debido a la notable diferencia existente en cuanto al número de paneles se refiere según la situación de la estructura se buscará la elevación de estos respecto al suelo en 0,4 metros. Por tanto, se busca con esta decisión colocar el número máximo de paneles en la azotea, aprovechando así mejor el área de esta.

Consecuencia del proceso de producción llevado a cabo en la fabricación de la estructura (estructura simple), la cual agrupa solamente 3 paneles, se eliminará un panel en la instalación con orientación $\alpha = 0^\circ$ Sur e inclinación $\beta = 24^\circ$, teniendo así finalmente 12 paneles. Ver “Memoria descriptiva-6.1. Estructura fotovoltaica simple”.

1) Orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 12$ paneles fotovol.

2) Orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este), Inclinación $\beta = 24^\circ \rightarrow 18$ paneles fotovol.

Tras conocer cuáles serán las dos instalaciones objeto de estudio, se quiere mencionar que de aquí en adelante la forma de referirse a cada una de ellas será la siguiente:

La instalación compuesta por 12 paneles, orientación ($\alpha = 0^\circ$ Sur) e inclinación ($\beta = 24^\circ$) se llamara: Instalación tipo 1 \rightarrow 12.

La instalación compuesta por 18 paneles, orientación ($\alpha = -12^\circ$ Este) e inclinación ($\beta = 24^\circ$) se llamara: Instalación tipo 2 \rightarrow 18.

Nota: Ver “Memoria descriptiva-7.1. Tipos de instalaciones”.

6. Fuerzas que actúan sobre la estructura simple

A continuación se presentan los cálculos realizados para obtener las fuerzas que ha de soportar la estructura simple diseñada (3 paneles por estructura), para más tarde, mediante el software SolidWorks comprobar que la misma es resistente a estas.

6.1. Tipos de esfuerzos

Las estructuras fotovoltaicas soportan diferentes cargas, a continuación se presentan las que son de mayor a menor importancia:

- Peso de los propios módulos fotovoltaicos.
- Empuje del viento.
- Peso de la nieve que se pueda depositar sobre los módulos.
- Peso y efectos del hielo.
- Dilataciones térmicas.

-Oxidación de las partes metálicas.

La estructura simple diseñada en este proyecto encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos tendrá en cuenta solo las dos primeras, ya que debido a la situación geográfica el peso de la nieve y el hielo son totalmente despreciables. En cuanto a la oxidación de las partes metálicas y las dilataciones térmicas estas no se tendrán en cuenta.

6.2. Cargas de viento

El viento más perjudicial para los módulos es aquel que proviene de la dirección contraria a la cual estos han sido orientados. La consecuencia directa es un efecto de levantamiento que tiende a separar los módulos de la estructura y un efecto de arrastre.

Por tanto, el viento al incidir en los módulos se descompone en dos fuerzas: fuerza de arrastre (Drag force F_D) y fuerza de levantamiento (Lift force F_L). Estas fuerzas actúan sobre toda la superficie del panel, pero para su estudio se consideran que actúan sobre su centro de masas.

6.2.1. Fuerza de arrastre F_D (Drag force)

Es la fuerza que se opone al movimiento de los objetos sumergidos en un fluido. Desde el punto de vista físico el aire se considera como un fluido. La resistencia aerodinámica, que se opone al desplazamiento de los objetos cuando se desplazan o son envueltos por un fluido, la produce la fricción y depende, en mayor o menor grado, de la forma y rugosidad que posea la superficie del objeto, así como de la densidad que posea el fluido.

$F_D = C_D \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot A \quad [\text{N}]$	[5]
---	-----

Dónde:

$C_D =$ coeficiente de arrastre [-]

$\rho =$ densidad del aire $[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}]$

$v =$ velocidad del aire $[\frac{\text{m}}{\text{s}}]$

$A =$ área $[\text{m}^2]$

Nota: el coeficiente de arrastre es un valor que depende de la forma sobre la cual el aire incida.

6.2.2. Fuerza de sustentación F_L (Lift force)

Es la fuerza generada sobre un cuerpo que se desplaza o es envuelto por un fluido, de dirección perpendicular a la velocidad de la corriente incidente. La expresión para su cálculo es igual que la empleada en el cálculo para la fuerza de arrastre, no obstante el coeficiente adimensional conocido como coeficiente de levantamiento es distinto debido a la incidencia del viento que no es la misma que para la fuerza de arrastre.

$F_L = C_L \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot A \quad [\text{N}]$	[6]
---	-----

Dónde:

$C_L =$ coeficiente de levantamiento [-]

Nota: el coeficiente de levantamiento es un valor que depende de la forma sobre la cual el aire incida.

Aplicando estos conceptos al panel fotovoltaico objeto de estudio, se tiene que;

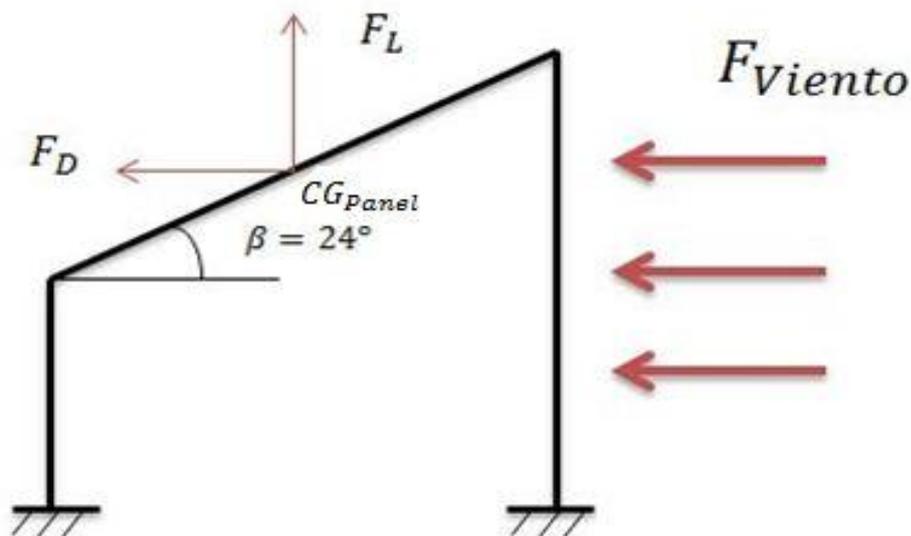


Figura 22. Fuerzas de viento actuando sobre la estructura simple

A su vez, estas dos fuerzas debido al sistema de coordenadas escogido se descomponen en dos componentes cada una, componente X y componente Y.

6.2.3. Descomposición de fuerzas

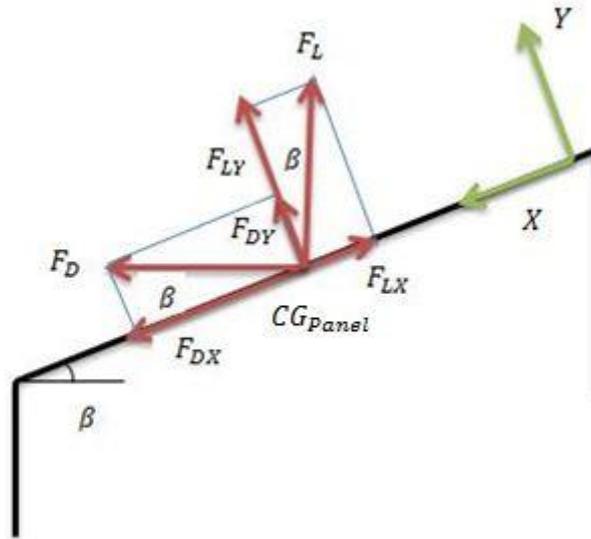


Figura 23. Descomposición de fuerzas-Viento

$$\text{Fuerza de levantamiento (Lift force) } F_L \begin{cases} F_{LX} = -F_L \cdot \text{sen } \beta \\ F_{LY} = F_L \cdot \text{cos } \beta \end{cases}$$

$$\text{Fuerza de arrastre (Drag force) } F_D \begin{cases} F_{DX} = F_D \cdot \text{cos } \beta \\ F_{DY} = F_D \cdot \text{sen } \beta \end{cases}$$

6.2.4. Cálculo de fuerzas

Estos cálculos se realizan sobre un panel, para más tarde ser extrapolados al conjunto de la estructura simple (3 paneles) que se comprobará en SolidWorks.

Fuerza de levantamiento F_L (Lift force): Ecuación 6

$$F_L = C_L \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot A = 0,46 \cdot \frac{1,3 \cdot 27,77^2}{2} \cdot 0,974 = 224,60 \text{ N} \quad (6)$$

$$C_L = 0,46 \text{ [1]}$$

$$\rho = 1,3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \text{ (Densidad del aire a temperatura ambiente)}$$

$$v = 100 \frac{\text{km}}{\text{h}} = 27,77 \frac{\text{m}}{\text{s}} \text{ (Temporal duro – Escala de Beaufort B: 10)}$$

$$A = 1,476 \cdot 0,66 = 0,974 \text{ m}^2 \text{ (Área de un panel)}$$

Por tanto;

$$\text{Fuerza de levantamiento (Lift force)} F_L \begin{cases} F_{LX} = -F_L \cdot \text{sen } \beta = -91,35 \text{ N} \\ F_{LY} = F_L \cdot \text{cos } \beta = 205,20 \text{ N} \end{cases}$$

Fuerza de arrastre F_D (Drag force): Ecuación 5

$$F_D = C_D \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot A = 0,25 \cdot \frac{1,3 \cdot 27,77^2}{2} \cdot 0,974 = 122,05 \text{ N} \quad (5)$$

$$C_D = 0,25 \quad [1]$$

$$\rho = 1,3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (\text{Densidad del aire a temperatura ambiente})$$

$$v = 100 \frac{\text{km}}{\text{h}} = 27,77 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (\text{Temporal duro} - \text{Escala de Beaufort } B: 10)$$

$$A = 1,476 \cdot 0,66 = 0,974 \text{ m}^2 \quad (\text{Área de un panel})$$

Por tanto;

$$\text{Fuerza de arrastre (Drag force)} F_D \begin{cases} F_{DX} = F_D \cdot \text{cos } \beta = 111,50 \text{ N} \\ F_{DY} = F_D \cdot \text{sen } \beta = 49,64 \text{ N} \end{cases}$$

6.3. Peso propio

El peso es una medida de la fuerza gravitatoria que actúa sobre un objeto. El peso equivale a la fuerza que ejerce un cuerpo sobre un punto de apoyo, originada por la acción del campo gravitatorio local sobre la masa del cuerpo. Por ser una fuerza, el peso se representa como un vector, definido por su módulo, dirección y sentido, aplicado en el centro de gravedad del cuerpo y dirigido hacia el centro de la Tierra.

$P = m \cdot g \quad [\text{N}]$	$[7]$
----------------------------------	-------

Donde: $m = \text{masa del objeto} \quad [\text{kg}]$ $g = \text{gravedad} = 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$

Aplicando estos conceptos a los panel fotovoltaico objeto de estudio, se tiene que;

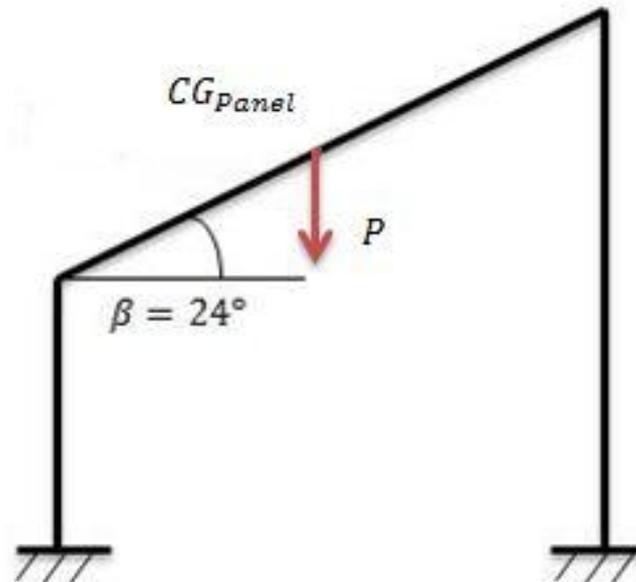


Figura 24. Peso actuando sobre la estructura simple

A su vez, esta fuerza debido al sistema de coordenadas escogido se descomponen en dos componentes, componente X y componente Y.

6.3.1. Descomposición de fuerzas

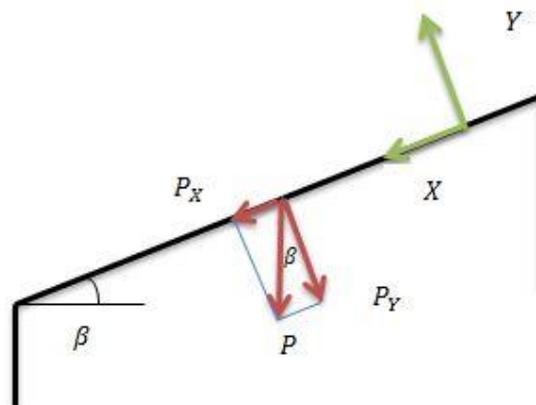


Figura 25. Descomposición de fuerzas-Peso

$$Peso P \begin{cases} P_X = P \cdot \sin \beta \\ P_Y = P \cdot \cos \beta \end{cases}$$

6.3.2. Cálculo de fuerzas

Estos cálculos se realizan sobre un panel, para más tarde ser extrapolados al conjunto de la estructura simple (3 paneles) que se comprobará en SolidWorks.

Peso:

$$P = m \cdot g = 11,9 \cdot 9,81 = 116,74 \text{ N} \quad (7)$$

Donde:

$$m = 11,9 \text{ kg (peso de un panel)} \quad g = 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$$

La masa del panel fotovoltaico ATERSA 150-P se encuentra recogida en el "Anexo 4. Características de los componentes".

Por tanto;

$$\text{Peso } P \begin{cases} P_X = P \cdot \text{sen } \beta = 47,48 \text{ N} \\ P_Y = P \cdot \text{cos } \beta = 106,65 \text{ N} \end{cases}$$

6.4. Fuerzas resultantes

Una vez calculadas cada una de las fuerzas que actúan sobre el panel en su centro de gravedad (CG) es hora de obtener las resultantes tanto en eje X (F_X) como en el eje Y (F_Y). Para ello se tendrá en cuenta el módulo de estas y su dirección, pudiendo ser negativas o positivas.

Fuerzas que actúan en el centro de gravedad (CG):

$$\text{Fuerza de levantamiento (Lift force) } F_L \begin{cases} F_{LX} = F_L \cdot \text{sen } \beta = 91,35 \text{ N} \\ F_{LY} = F_L \cdot \text{cos } \beta = 205,20 \text{ N} \end{cases}$$

$$\text{Fuerza de arrastre (Drag force) } F_D \begin{cases} F_{DX} = F_D \cdot \text{cos } \beta = 111,50 \text{ N} \\ F_{DY} = F_D \cdot \text{sen } \beta = 49,64 \text{ N} \end{cases}$$

$$\text{Peso } P \begin{cases} P_X = P \cdot \text{sen } \beta = 47,48 \text{ N} \\ P_Y = P \cdot \text{cos } \beta = 106,65 \text{ N} \end{cases}$$

Por tanto, realizando un sumatorio de fuerzas en los ejes X e Y se obtiene que:

$$F_X = -F_{LX} + F_{DX} + P_X = 67,63 \text{ N} \quad F_Y = +F_{LY} + F_{DY} - P_Y = 148,31 \text{ N}$$

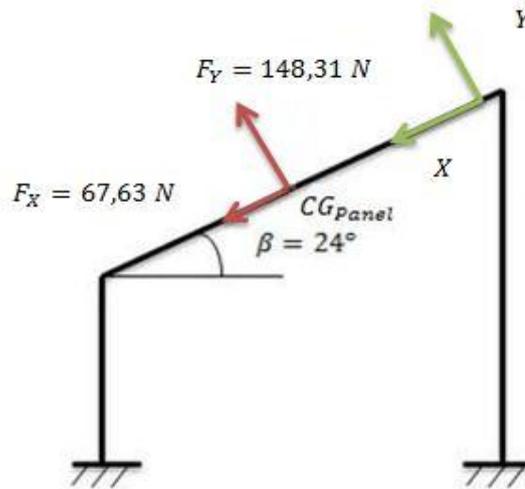


Figura 26. Descomposición de fuerzas que actúan en el CG de un panel

Una vez calculadas estas fuerzas resultantes en el centro de gravedad del panel estas se trasladan a aquellos puntos sobre los cuales la estructura ha de resistir. Estos puntos no son ni más ni menos que los puntos de anclaje entre el panel y la estructura, anclaje que se realiza mediante el empleo de grapas solares universales e intermedias. Ver “Memoria descriptiva-6.2. Elementos de fijación”.

El traslado de dichas fuerzas resultantes consiste en la división de las mismas por el número de anclajes que tiene cada panel a la estructura, los cuales son seis. Los paneles de los extremos se encuentran sujetos a la estructura mediante cuatro grapas universales y dos intermedias mientras que el panel del centro se encuentra sujeto con cuatro intermedias y dos universales.

Un detalle importante a tener en cuenta para posteriores estudios en SolidWorks es que las grapas intermedias han de soportar el doble de las fuerzas resultantes ya que son puntos de anclajes comunes para el panel del extremo y el panel situado en el medio.

Fuerzas a resistir por los anclajes (grapadas solares):

Grapas universales:

$$\text{Fuerza Eje X: } \frac{F_x}{6} = 11,27 \text{ N} \quad \text{Fuerza Eje Y: } \frac{F_y}{6} = 24,71 \text{ N}$$

Grapas intermedias:

$$\text{Fuerza Eje X: } 2 \cdot \left(\frac{F_x}{6}\right) = 22,54 \text{ N} \quad \text{Fuerza Eje Y: } 2 \cdot \left(\frac{F_y}{6}\right) = 49,42 \text{ N}$$

7. Estudio resistencia estructura simple (Solidworks)

Antes de realizar cualquier estudio de resistencia mediante el software Solidworks ha sido necesario calcular una serie de valores de partida, los cuales son:

- Fuerzas resultantes que actúan sobre la estructura simple debido a cargas de viento y peso propio de los paneles.
- La inclinación debido a la situación geográfica.
- Las dimensiones de la misma como consecuencia de las pérdidas por sombras.

Una vez que estos valores de entrada son conocidos, el software se convierte en una herramienta útil que permitirá conocer la resistencia del objeto de estudio, devolviendo los valores de salida deseados.

7.1. Proceso

Con este apartado se pretende explicar brevemente cuáles han sido los procesos más relevantes en el estudio de resistencia de la estructura simple mediante el software Solidworks tanto en el módulo gráfico como en el módulo de simulación.

Módulo gráfico, geometría del modelo:

En primer lugar, se ha realizado el croquis 3D de la estructura introduciendo las coordenadas X, Y, Z de cada uno de los nodos que la forman. Hecho esto, mediante el comando Insertar→Miembro estructural se ha extrusionado cada uno de los segmentos lineales generados en el croquis 3D. Los miembros estructurales insertados han sido los descritos en la memoria del proyecto. (Soportes-Perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4 mm, resto de la estructura-Perfil rectangulares huecos 60x40x4 mm).

Antes de pasar al apartado estudio se han creado todos los puntos sobre los cuales se aplicarán las fuerzas que afectan a la estructura. (Geometría referencia→ Punto→ Proyección).

Módulo de simulación, estudio estructural:

A continuación, se ha cargado el complemento SolidWorks Simulation para llevar a cabo el estudio de la estructura: estudio estático. Más tarde, se ha editado cada uno de los perfiles aplicando el tipo de material a utilizar, Aluminio 2014-T6. Se ha calculado el grupo de juntas obteniendo un total de 16, las cuales todas se han considerado como geometría fija en el apartado sujeciones ya que todos los elementos se encuentran soldados entre sí. (Restricción en todos los grados de libertad X, Y, Z).

Se introducen los valores de las fuerzas resultantes con el sentido X e Y que se han obtenido en el apartado 5.4 en los puntos sobre los cuales dichas fuerzas actúan.

Finalmente, se crea la malla y se ejecuta.

Resumen:

Tabla 6. Resumen-Módulo gráfico/Módulo de simulación Solidworks

Módulo gráfico-geometría modelo	Módulo de simulación-estudio estructural
<p>1) Croquis 3-D</p> <p>2) Comando Insertar→Miembro estructural, teniendo en cuenta los tipos de perfiles a utilizar. (Soportes-Perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, resto de la estructura-Perfil rectangulares huecos 60x40x4 mm)</p> <p>3) Creación de puntos en la estructura simple donde se aplicaran las fuerzas.</p>	<p>1) Tipo de estudio: Estático</p> <p>2) Editar perfil: material a utilizar, Aluminio 2014-T6</p> <p>3) Grupo de juntas: 16</p> <p>4) Sujeciones: todas las juntas se consideran geometría fijas (perfiles soldados entre sí)</p> <p>5) Cargas: Se introducen las fuerzas con su módulo y sentido en los puntos donde actúan.</p> <p>6) Creación de la malla y ejecución.</p>

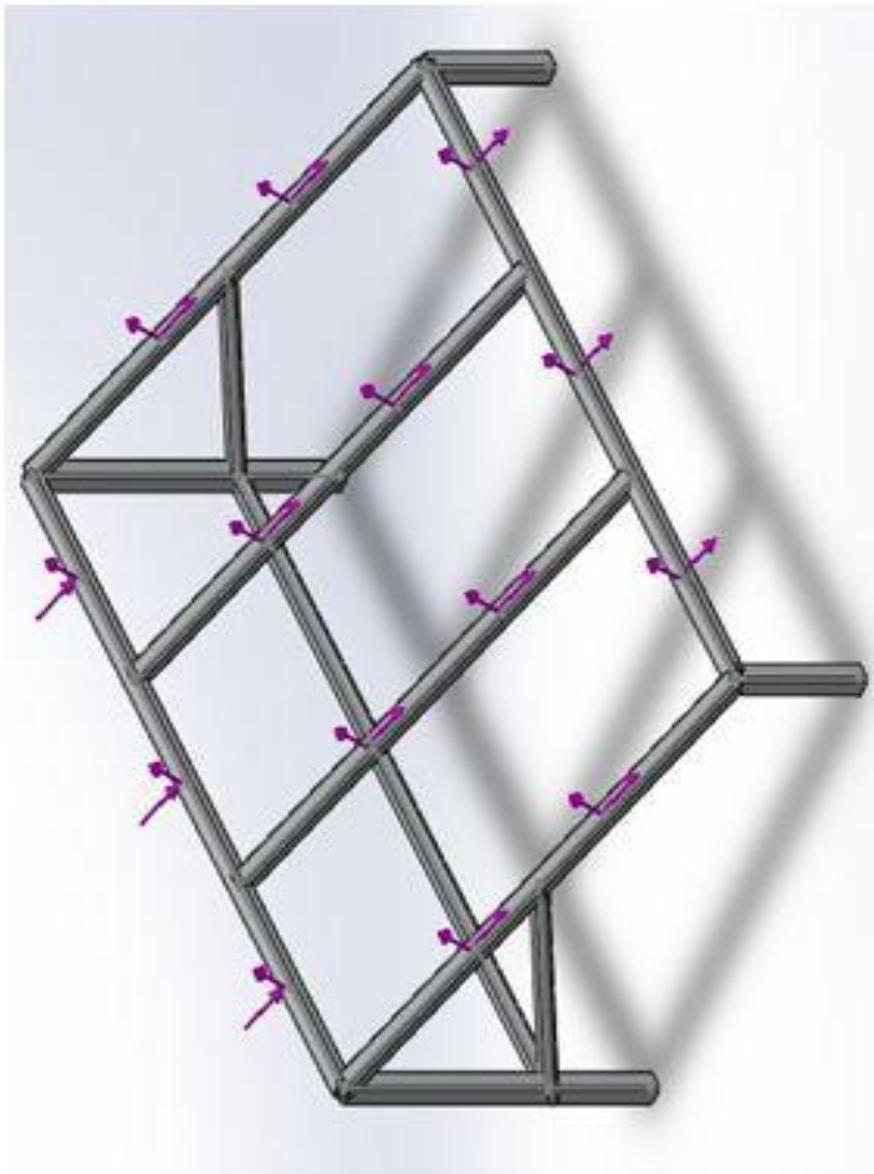


Figura 27. Estructura simple-No deformada

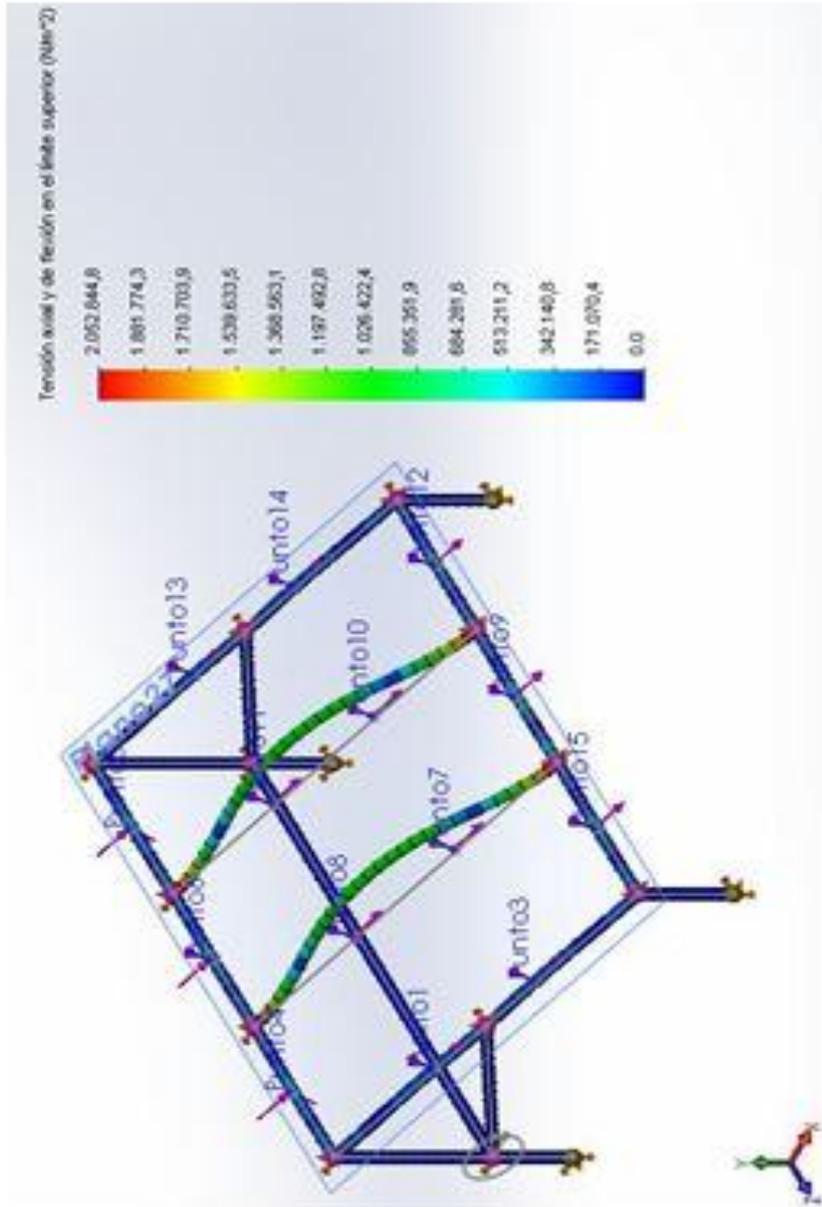


Figura 28. Estructura simple-Deformada

7.2. Conclusión

Tras la ejecución de la malla se puede observar en la fig. 25 cómo reacciona la estructura internamente a las fuerzas externas a las cuales está sometida. Estos esfuerzos siempre se encuentran muy por debajo del límite elástico del aluminio 2014-T6, ($\sigma_y = 415$ MPa) por lo tanto se puede afirmar que dicha estructura es resistente y no sufrirá deformación plástica alguna.

La máxima tensión axial y de flexión en el límite superior que Solidworks presenta en la leyenda de la derecha es de 2,05 MPa, muy inferior al límite elástico del material.

Nota: Adjunto a este proyecto existe el programa realizado en Solidworks que muestra todo lo anterior expuesto respecto al estudio de resistencia de la estructura simple.

8. Estudio resistencia elementos de fijación

Una vez realizado mediante el software Solidworks el estudio de resistencia de la estructura simple es el momento de hacer lo mismo con los elementos de fijación que sujetan los paneles fotovoltaicos. Los elementos de fijación que se comprobarán serán solamente las grapas solares.

Sin embargo no será necesario hacer la comprobación de todas las grapas solares, es decir, de las grapas solares intermedias y universales situadas en los distintos puntos de la estructura. La comprobación se realizará únicamente para las grapas solares universales situadas en los bordes inferiores, ya que debido a su situación, las hace más vulnerables a los esfuerzos a resistir.

A continuación se muestran las consideraciones e hipótesis asumidas en el estudio de resistencia.

8.1. Consideraciones e hipótesis asumidas en el modelo

- 1) La fijación se representa mediante un empotramiento, ya que es el tipo de apoyo que el tornillo genera en el modelo (grapa solar). Impide el movimiento horizontal, vertical y el giro.
- 2) Las fuerzas que actúan sobre la grapa son las fuerzas resultantes en el eje X e Y calculadas en el apartado 5.4 (Fuerzas que actúan en el centro de gravedad (CG) del panel).

$$F_x = 67,63 \text{ N} \qquad F_y = 148,31 \text{ N}$$

Las fuerzas escogidas para la verificación de la grapa han sido las máximas posibles para cada uno de los ejes con el objetivo de comprobar la resistencia de está ante la situación más adversa, es decir, que una grapa tenga que resistir las fuerzas totales que actúan sobre un panel consecuencia de las cargas de viento y el peso propio del panel.

- 3) En la realización del estudio se considerarán que las fuerzas actúan en los puntos medios de las líneas neutras a efectos de simplificación en los cálculos.
- 4) El peso del elemento de fijación se considera despreciable, ya que respecto a las fuerzas que actúan sobre él es muy inferior.

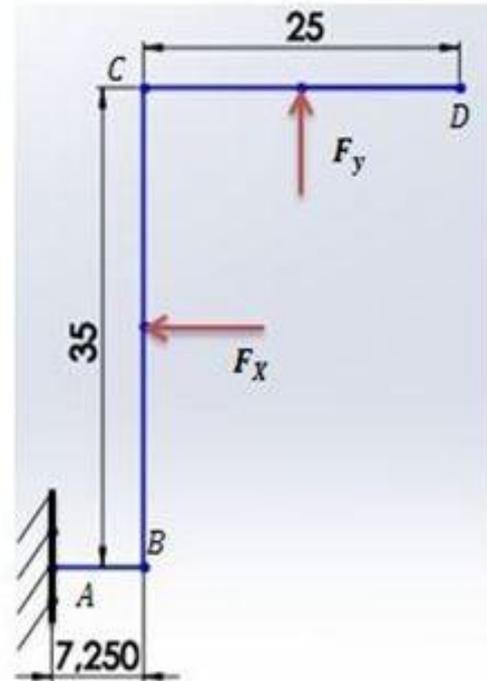
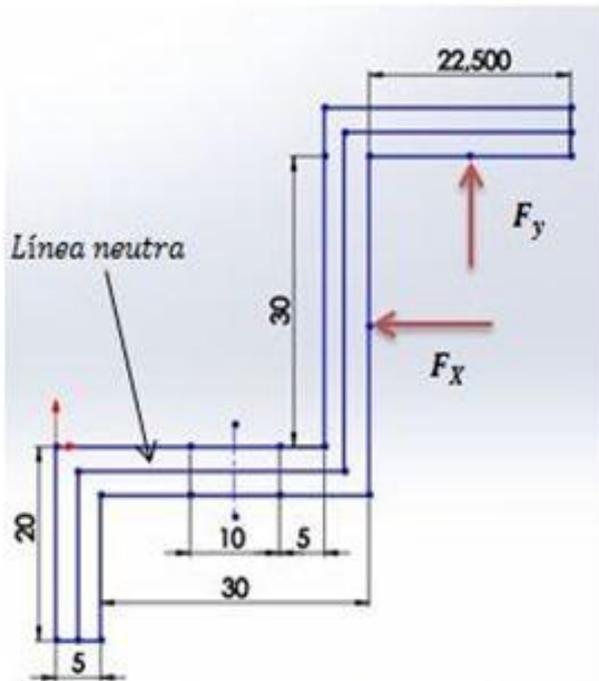


Figura 29. Croquis grapa universal

Figura 30. Modelo estudio grapa universal

A partir de la figura 27 se realizarán los cálculos de resistencia pertinentes, para ello se empleará el método de las secciones, el cual nos permite obtener los diagramas de momento flector, esfuerzo normal y cortante.

8.2. Ecuaciones de equilibrio

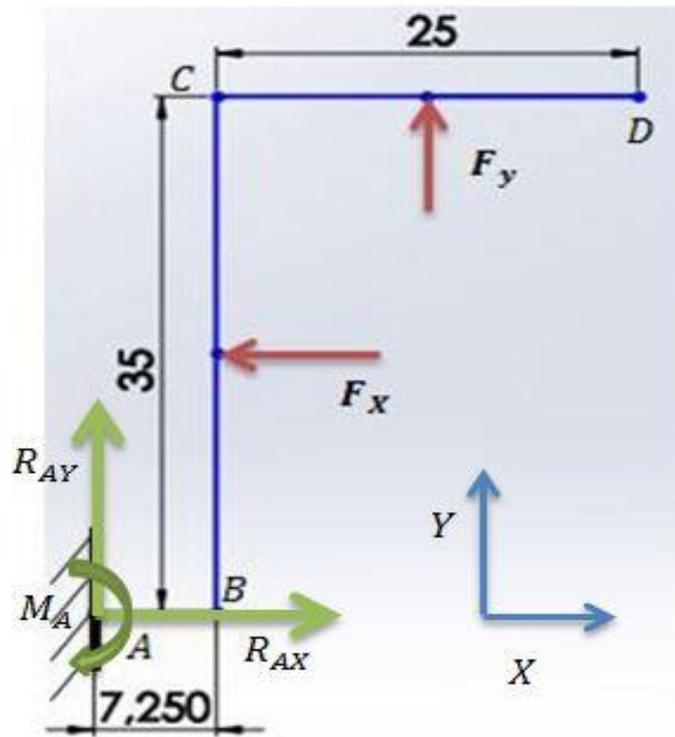


Figura 31. Reacciones modelo de estudio grapa universal

$$(1) \sum F_X = 0 \text{ N} \rightarrow -F_X + R_{AX} = 0 \quad R_{AX} = F_X = 67,63 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_Y = 0 \text{ N} \rightarrow F_Y + R_{AY} = 0 \quad R_{AY} = -F_Y = -148,31 \text{ N}$$

$$(3) \sum M_A = 0 \text{ N} \rightarrow -M_A + F_Y \cdot (7,25 + 12,5) + F_X \cdot (17,5) = 0$$

$$M_A = 148,31 \cdot (7,25 + 12,5) + 67,63 \cdot (17,5) \rightarrow M_A = 4,11 \text{ N} \cdot \text{m}$$

8.3. Diagrama de sólido libre

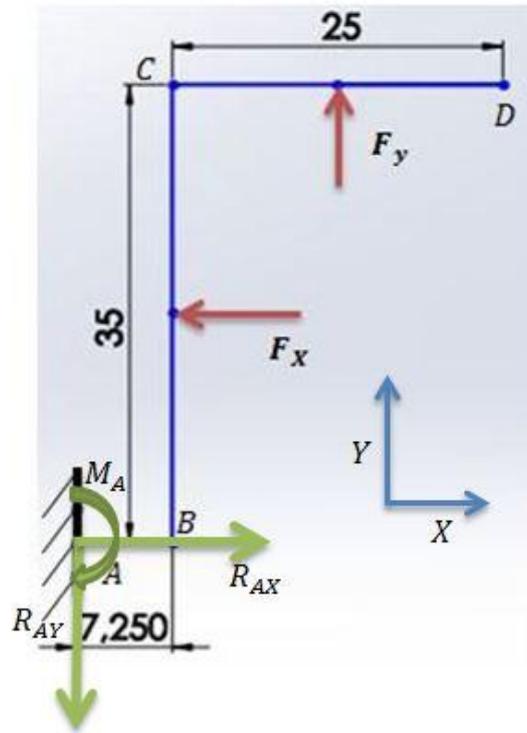


Figura 32. Diagrama de sólido libre

8.4. Método de las secciones: momento flector y esfuerzo cortante

El método empleado para obtener las fuerzas cortantes y los momentos flectores que el elemento de fijación desarrolla como consecuencia de las fuerzas externas aplicadas sobre él es el método de las secciones.

Este método consiste en realizar cortes imaginarios a lo largo de un elemento y aplicar las ecuaciones del equilibrio.

Al realizar un corte imaginario sobre el elemento, como la pieza continúa en su lugar, se puede considerar que se encuentra empotrado a la otra parte del elemento, por lo que existen reacciones que impiden el desplazamiento. En el caso del momento, es posible realizar una suma de momentos en el punto en el que se realizó el "corte". Se debe contar cada fuerza, carga distribuida y momento hasta donde se realizó el corte. En el método de secciones es necesario realizar un corte por cada factor que cambie la distribución del diagrama de momentos.

Su aplicación principal en el mundo de la ingeniería son las vigas, y para su desarrollo se necesita establecer un convenio de signos en aquellos puntos donde se realiza el corte, es decir, donde se genera el empotramiento.

El convenio de signos escogido ha sido negativo, es decir, el sentido que tiene el esfuerzo normal (N), el esfuerzo cortante (V) y el momento flector ($M_{(x)}$) se considerará negativo dentro de las ecuaciones equilibrio. Ver apartado "8.4.2. Cálculo tramos por método de las secciones".

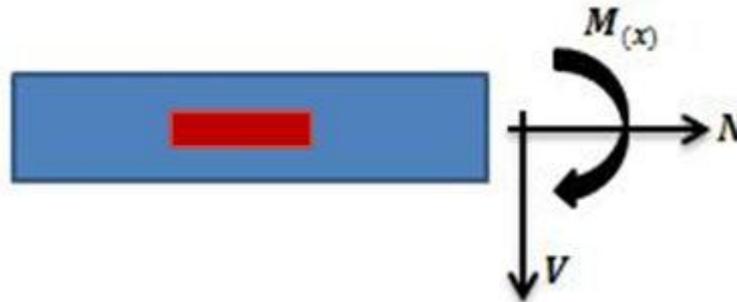


Figura 33. Convenio-Método de las secciones

El esfuerzo normal (N) también es considerado en aquellos puntos donde se realiza el corte.

8.4.1. Cortes realizados en el elemento de fijación

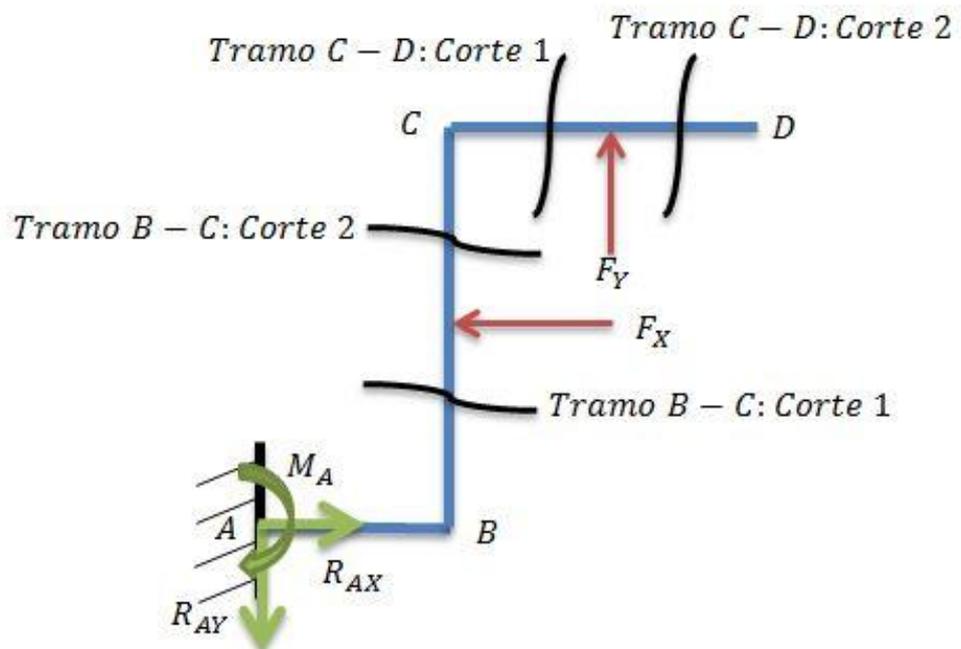
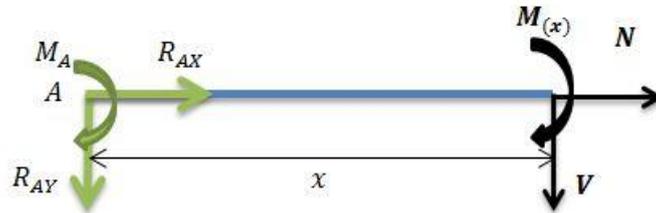


Figura 34. Cortes realizados en la grapa universal

8.4.2. Cálculos tramos por método de las secciones

Tramo A-B: ($0 < x < 7,25$ mm)



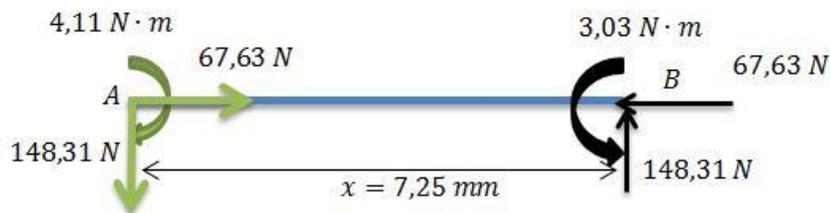
Ecuaciones:

$$(1) \sum F_X = 0 \text{ N} \rightarrow -N - R_{AX} = 0 \quad N = -R_{AX} = -67,63 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_Y = 0 \text{ N} \rightarrow -V - R_{AY} = 0 \quad V = -R_{AY} = -148,31 \text{ N}$$

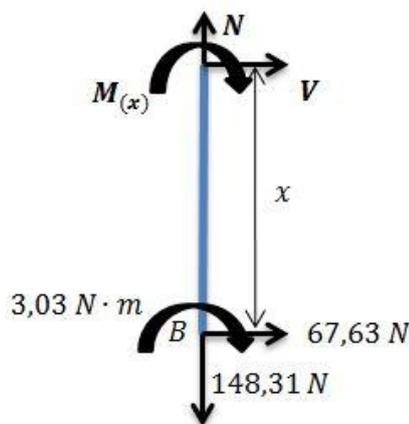
$$(3) \sum M_{(x)} = 0 \text{ N} \rightarrow -M_{(x)} - M_A + R_{AY} \cdot (x) = 0 \rightarrow M_{(x)} = -M_A + R_{AY} \cdot (x)$$

$$M_{B(x=7,25)} = -M_A + R_{AY} \cdot (x) = -3,03 \text{ N} \cdot \text{m}$$



Tramo B-C:

Corte 1: ($0 < x < 17,5$ mm)



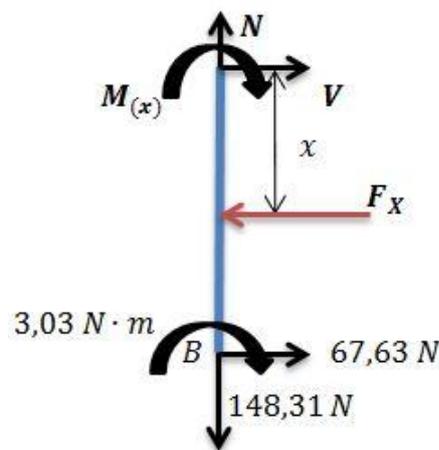
Ecuaciones:

$$(1) \sum F_X = 0 \text{ N} \rightarrow -V - 67,63 = 0 \quad V = -67,63 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_Y = 0 \text{ N} \rightarrow -N + 148,31 = 0 \quad N = 148,31 \text{ N}$$

$$(3) \sum M_{(x)} = 0 \text{ N} \rightarrow -M_{(x)} - 3,03 + 67,63 \cdot (x) = 0 \rightarrow M_{(x)} = -3,03 + 67,63 \cdot (x)$$

$$M_{(x)} = -3,03 + 67,63 \cdot (x) \text{ (N} \cdot \text{m)}$$

Corte 2: ($17,5 < x < 35 \text{ mm}$)

Ecuaciones:

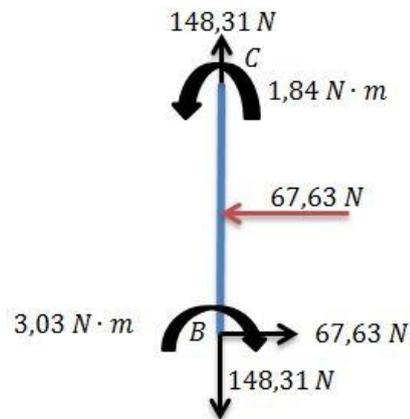
$$(1) \sum F_X = 0 \text{ N} \rightarrow -V - 67,63 + F_X = 0 \quad V = -67,63 + F_X \rightarrow V = 0 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_Y = 0 \text{ N} \rightarrow -N + 148,31 = 0 \quad N = 148,31 \text{ N}$$

$$(3) \sum M_{(x)} = 0 \text{ N} \rightarrow -M_{(x)} - 3,03 + 67,63 \cdot (x) - F_X \cdot (x - 17,5) = 0$$

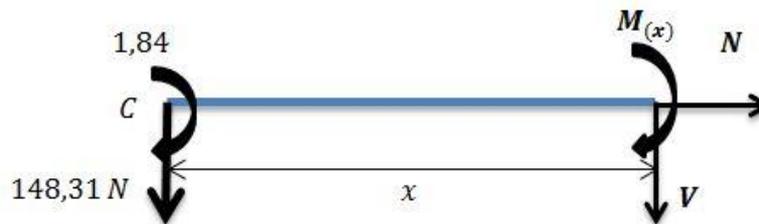
$$M_{(x)} = -3,03 + 67,63 \cdot (x) - F_X \cdot (x - 17,5)$$

$$M_{C(x=35 \text{ mm})} = -1,84 \text{ N} \cdot \text{m}$$



Tramo C-D:

Corte 1: ($0 < x < 12,5$ mm)



Ecuaciones:

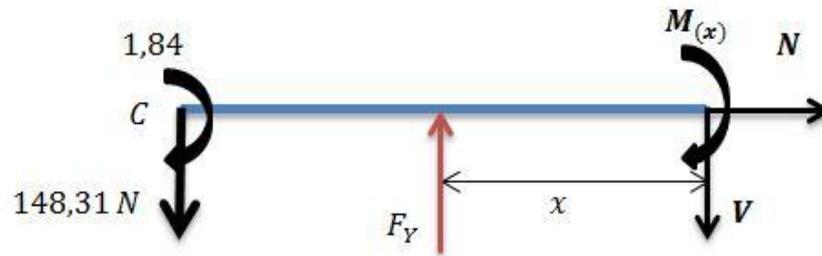
$$(1) \sum F_X = 0 \text{ N} \rightarrow -N = 0 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_Y = 0 \text{ N} \rightarrow -V - 148,31 = 0 \quad V = -148,31 \text{ N}$$

$$(3) \sum M_{(x)} = 0 \text{ N} \rightarrow -M_{(x)} - 1,84 + 148,31 \cdot (x) = 0 \rightarrow M_{(x)} = -1,84 + 148,31 \cdot (x)$$

$$M_{(x)} = -1,84 + 148,31 \cdot (x)$$

Corte 2: ($12,5 < x < 25$ mm)



Ecuaciones:

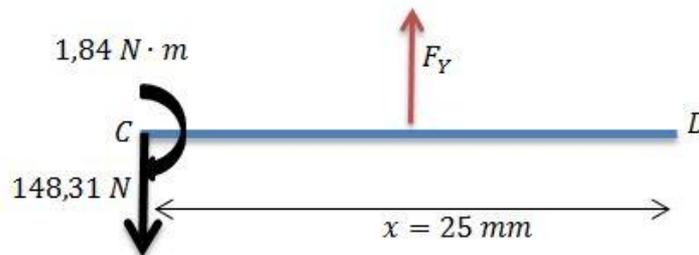
$$(1) \sum F_x = 0 \text{ N} \rightarrow -N = 0 \text{ N}$$

$$(2) \sum F_y = 0 \text{ N} \rightarrow -V - 148,31 + F_y = 0 \quad V = 0 \text{ N}$$

$$(3) \sum M_{(x)} = 0 \text{ N} \rightarrow -M_{(x)} - 1,84 + 148,31 \cdot (x) - 148,31 \cdot (x - 12,5) = 0$$

$$M_{(x)} = -1,84 + 148,31 \cdot (x) - 148,31 \cdot (x - 12,5)$$

$$M_{D(x=25 \text{ mm})} = 0 \text{ N} \cdot \text{m}$$



8.4.3. Resumen valores obtenidos por método de las secciones

Tramo A-B ($0 < x < 7,25 \text{ mm}$)

$$N = -67,63 \text{ N}$$

$$V = -148,31 \text{ N}$$

$$M_{(x)} = -M_A + R_{AY} \cdot (x) \begin{cases} M_{A(x=0 \text{ mm})} = -4,11 \text{ N} \cdot \text{m} \\ M_{B(x=7,25 \text{ mm})} = -3,03 \text{ N} \cdot \text{m} \end{cases}$$

Tramo B-C:

Corte1: ($0 < x < 17,5 \text{ mm}$)

$$N = 148,31 \text{ N}$$

$$V = -67,63 \text{ N}$$

$$M_{(x)} = -3,03 + 67,63 \cdot (x) \begin{cases} M_{B(x=0\text{mm})} = -3,03 \text{ N} \cdot \text{m} \\ M_{(x=17,5\text{mm})} = -1,84 \text{ N} \cdot \text{m} \end{cases}$$

Corte 2: ($17,5 < x < 35 \text{ mm}$)

$$N = 148,31 \text{ N}$$

$$V = 0 \text{ N}$$

$$M_{(x)} = -3,03 + 67,63 \cdot (x) - F_X \cdot (17,5 - x) \begin{cases} M_{(x=17,5\text{mm})} = -1,84 \text{ N} \cdot \text{m} \\ M_{C(x=35 \text{ mm})} = -1,84 \text{ N} \cdot \text{m} \end{cases}$$

Tramo C-D:

Corte 1: ($0 < x < 12,5 \text{ mm}$)

$$N = 0 \text{ N}$$

$$V = -148,31 \text{ N}$$

$$M_{(x)} = -1,84 + 148,31 \cdot (x) \begin{cases} M_{C(x=0\text{mm})} = -1,84 \text{ N} \cdot \text{m} \\ M_{(x=12,5\text{mm})} = 0 \text{ N} \cdot \text{m} \end{cases}$$

Corte 2: ($12,5 < x < 25 \text{ mm}$)

$$N = 0 \text{ N}$$

$$V = 0 \text{ N}$$

$$M_{(x)} = -1,84 + 148,31 \cdot (x) - 148,31 \cdot (x - 12,5) \begin{cases} M_{(x=12,5\text{mm})} = 0 \text{ N} \cdot \text{m} \\ M_{D(x=25\text{mm})} = 0 \text{ N} \cdot \text{m} \end{cases}$$

8.4.4. Diagramas: Esfuerzo normal, cortante y momento flector

Esfuerzo normal: N

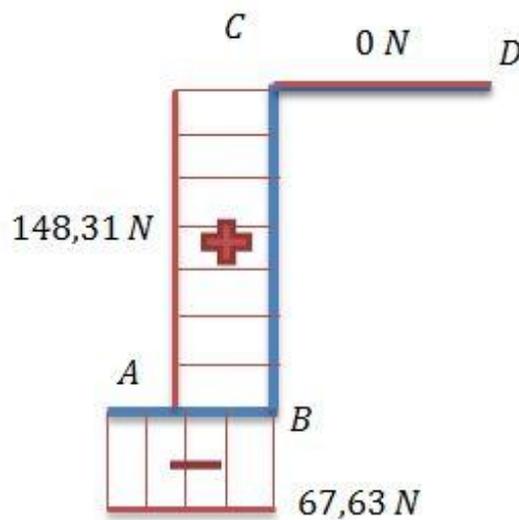


Figura 35. Diagrama esfuerzo normal

Esfuerzo cortante: V

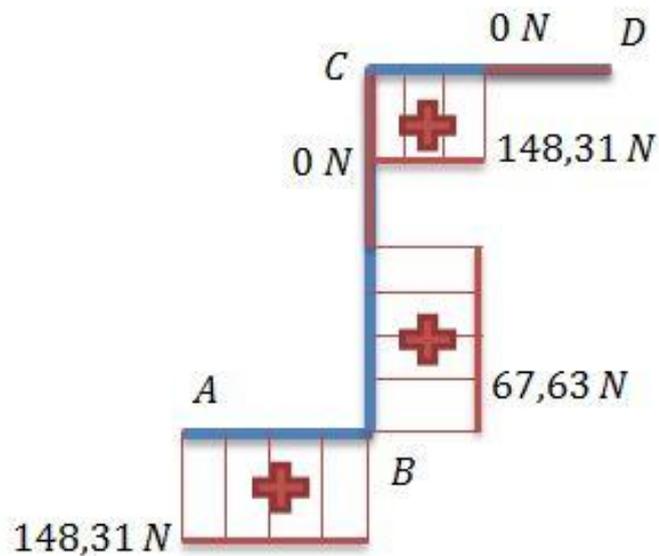


Figura 36. Diagrama esfuerzo cortante

Momento flector: M

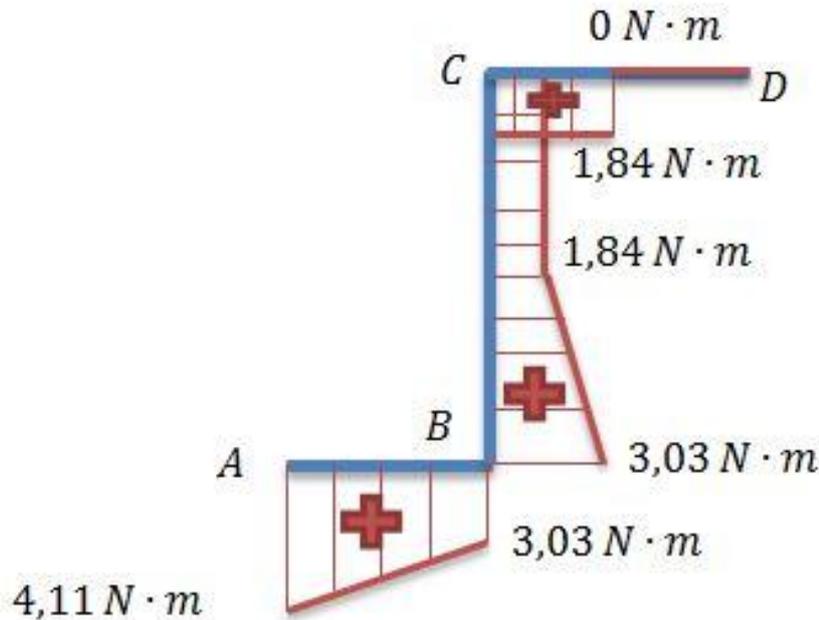


Figura 37. Diagrama momento flector

8.5. Comprobación

8.5.1. Ley de Navier

Se utilizará la Ley de Navier, la cual permite obtener el esfuerzo resultante de una sección sometida a flexión compuesta (Flexión + Tracción/Compresión) como ocurre en el elemento de fijación a causa de las fuerzas externas aplicadas.

$\sigma_x = \pm \frac{N}{A} \pm \frac{M_z}{I_{zz}} \cdot y_{max} \pm \frac{M_y}{I_{yy}} \cdot z_{max} \quad [\text{Pa}]$	[8]
--	-----

Suposiciones-Ley de Navier: Hipótesis:

-Linealidad en la relación tensión-deformación (Ley de Hooke).

-Hipótesis de Euler-Bernoulli

Donde:

$\sigma_x =$ esfuerzo resultante en el punto [Pa]

$N =$ esfuerzo normal [N]

$A =$ sección transversal $[\text{m}^2]$

$y_{max}, z_{max} =$ coordenadas del punto máximo medidas desde los ejes x, y, z .

$M_z, M_y =$ componentes del momento interno a lo largo de los ejes y y z .

$I_{zz}, I_{yy} =$ momentos de inercia principales calculados respecto a los ejes y y z .

Su resultado si se quiere evitar la deformación plástica ha de ser menor al límite elástico del material (Aluminio 2014-T6). Por tanto, se buscarán los puntos más críticos del elemento, es decir, donde los mayores esfuerzos normales y momentos estén concentrados.

$$\sigma_x = \left| \pm \frac{N}{A} \right| + \left| \pm \frac{M_z}{I_{zz}} \cdot y_{max} \right| + \left| \pm \frac{M_y}{I_{yy}} \cdot z_{max} \right| < \sigma_y$$

Debido a que el elemento no tiene ninguna componente del momento interno dirigida a lo largo del eje y , la anterior expresión queda como:

$$\sigma_x = \left| \pm \frac{N}{A} \right| + \left| \pm \frac{M_z}{I_{zz}} \cdot y_{max} \right| < \sigma_y$$

8.5.2. Propiedades de la sección transversal: Elemento de fijación (sección rectangular)

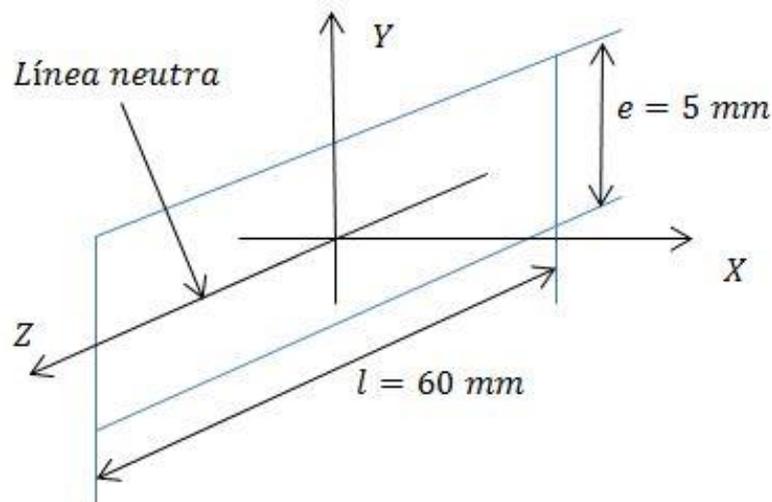


Figura 38. Sección transversal

$$A = l \cdot e = 60 \cdot 5 = 300 \text{ mm}^2 = 3 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$I_{ZZ} = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{l \cdot e^3}{12} = \frac{60 \cdot 5^3}{12} = 625 \text{ mm}^4 = 6,25 \cdot 10^{-10} \text{ m}^4$$

$$y_{max} = \frac{e}{2} = 2,5 \text{ mm} = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

8.5.3. Puntos críticos

1) Tramo A-B: Punto A

$$\begin{aligned} \sigma^A_x &= \left| \pm \frac{N}{A} \right| + \left| \pm \frac{M_z}{I_{ZZ}} \cdot y_{max} \right| = \left| \frac{-67,63}{3 \cdot 10^{-4}} \right| + \left| \frac{4,11}{6,25 \cdot 10^{-10}} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \right| = 0,22 + 16,44 \\ &= 16,66 \text{ MPa} \quad (8) \end{aligned}$$

$$\sigma^A_x = 16,66 \text{ MPa} < \sigma_y = 415 \text{ MPa} \rightarrow \text{No sufre deformación plástica}$$

2) Tramo B-C: Punto B

$$\begin{aligned} \sigma^B_x &= \left| \pm \frac{N}{A} \right| + \left| \pm \frac{M_z}{I_{ZZ}} \cdot y_{max} \right| = \left| \frac{148,31}{3 \cdot 10^{-4}} \right| + \left| \frac{3,03}{6,25 \cdot 10^{-10}} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \right| = 0,50 + 12,12 \\ &= 12,62 \text{ MPa} \quad (8) \end{aligned}$$

$$\sigma^B_x = 12,62 \text{ MPa} < \sigma_y = 415 \text{ MPa} \rightarrow \text{No sufre deformación plástica}$$

9. Secciones de los conductores

En este apartado del proyecto se calcularán cuáles son las secciones de los conductores para los dos tipos de instalaciones fotovoltaicas realizadas en la vivienda unifamiliar de Buenavista del Norte. Cada tipo, a su vez, estará dividido atendiendo al régimen de operación: balance neto sin inyección a red o balance neto con inyección a red.

En el cálculo de las secciones de los conductores se han tenido en cuenta las exigencias establecidas por el Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013, el cual se fundamenta y apoya principalmente en el Reglamento Electrónico de Baja Tensión (REBT)- Real Decreto Ley 842/2002, revisado en Septiembre de 2013 específicamente en su artículo BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión.

9.1. Secciones a calcular atendiendo a los tipos de instalaciones y régimen de operación

1) Instalación tipo 1 → 12

Balance neto con inyección a red.

Balance neto sin inyección a red.

2) Instalación tipo 2 → 18

Balance neto con inyección a red.

Balance neto sin inyección a red.

9.2. Características de las instalaciones

A continuación se presenta cuáles son las características del módulo fotovoltaico utilizado en este proyecto, las características individuales de las instalaciones: número de paneles que la forman, potencia de la instalación y tensión de la instalación, y por último las características comunes, las cuáles son iguales para ambas instalaciones.

9.2.1. Características del módulo fotovoltaico Atersa A-150P

Tabla 7. Características panel fotovoltaico Atersa A-150-P

Características eléctricas	Unidades
Potencia nominal (P_{MP}) ($\pm 5\%$)	150 W
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{MP})	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{MP})	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (I_{SC})	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{OC})	22,60 V

9.2.2. Características individuales de las instalaciones

Instalación tipo 1 \rightarrow 12

Tabla 8. Características Instalación tipo 1 \rightarrow 12

Características de la instalación fotovoltaica
Número de Paneles = $n = 12$
$P = \text{Potencia de la instalación} = n \cdot P_{MP} = 12 \cdot 150 = 1800 \text{ W}$
$V = \text{Tensión de la instalación} = n \cdot V_{MP} = 12 \cdot 17,84 = 214,08 \text{ V}$

Instalación tipo 2 \rightarrow 18

Tabla 9. Características Instalación tipo 2 \rightarrow 18

Características de la instalación fotovoltaica
Número de Paneles = $n = 18$
$P = \text{Potencia de la instalación} = n \cdot P_{MP} = 18 \cdot 150 = 2700 \text{ W}$
$V = \text{Tensión de la instalación} = n \cdot V_{MP} = 18 \cdot 17,84 = 321,12 \text{ V}$

9.2.3. Características comunes de las instalaciones

1) Tipo de conexión

Son varias las formas de acoplamiento (conexión) de los módulos fotovoltaicos atendiendo a las necesidades de la instalación: conexión en serie, en paralelo o en serie-paralelo.

En este proyecto los módulos estarán conectados en serie, lo cual permite aumentar la tensión suministrada y mantener la intensidad del panel.

2) Tipo de cable

El tipo de cable empleado en las instalaciones antes del inversor será: P SUN sp, recogido en el Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013-Tipos de cable Prysmian para baja tensión, el cual es específico para instalaciones fotovoltaicas.

P SUN sp→Cable XLPE (termoestable)→90°C.

El tipo de cable empleado en las instalaciones después del inversor será: AFUMEX 1000 V (AS), recogido en el Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013-Tipos de cable Prysmian para baja tensión.

AFUMEX 1000 V (AS)→Cable XLPE (termoestable)→90°C.

3) Modo de instalación

El modo de instalación atendiendo a la tabla 52-B2: Modos de instalación e Instalaciones "Tipo"- Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013 será C-30: cables unipolares o multipolares sobre bandejas de cables no perforadas.

4) Tramos existentes según el tipo de régimen

Por último, mencionar los tramos de cable existentes, los cuales varían según el régimen de operación de la instalación: balance neto con inyección a red o balance neto sin inyección a red.

4.1) Tramos-Balance neto con inyección a red:

Los tramos de la instalación se encuentran divididos en dos:

- Tramo 1: módulos fotovoltaicos-inversor: corriente continua

P SUN sp→Cable XLPE2

-Tramo 2: inesor-contador: corriente alterna-monofásica

AFUMEX 1000 V (AS)→Cable XLPE2

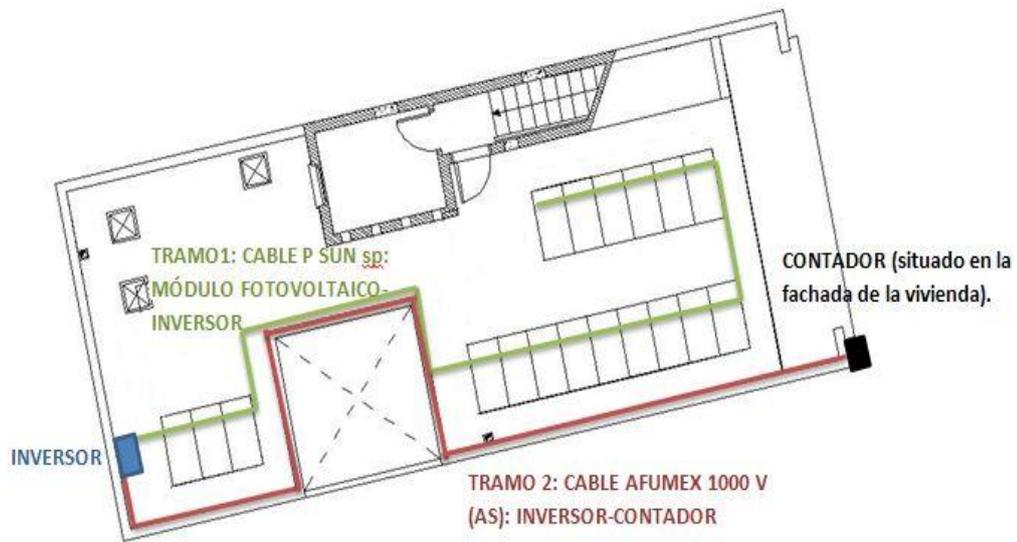


Figura 39. Tramos-Balance neto con inyección a red

4.2) Tramos-Balance neto sin inyección a red

Los tramos de la instalación se encuentran divididos en tres:

- Tramo 1: módulos fotovoltaicos-inversor: corriente continua
P SUN sp→Cable XLPE2
- Tramo 2: inversor-controlador dinámico de potencia (cdp-o): corriente alterna-monofásica
AFUMEX 1000 V (AS)→Cable XLPE2
- Tramo 3: controlador dinámico de potencia (cdp-o)-contador: corriente alterna-monofásica
AFUMEX 1000 V (AS)→Cable XLPE2



Figura 40. Tramos-Balance neto sin inyección a red

Como se puede ver XLPE va acompañado de un número. Este número varía entre 2 ó 3 dependiendo del tipo de corriente que circula por él. Lo mismo ocurre para los cables PVC, no obstante el cable P SUN sp y AFUMEX 1000 V (AS) no son termoplástico (PVC).

XLPE2: Corriente continua y corriente alterna monofásica.

XLPE3: Corriente alterna trifásica.

Nota: El contador se encuentra situado en la fachada de la vivienda a 1 metro del nivel de la acera.

El controlador dinámico de potencia se encuentra situado a 2,7 metros de la cornisa de la cubierta frontal.

9.3. Criterios empleados

Se realizarán los cálculos de las secciones por los criterios técnicos de la intensidad máxima admisible y caída tensión.

9.3.1. Caída de tensión

La caída de tensión máxima que se produzca en el cable al circular por él la corriente no puede ser mayor a un cierto valor establecido en función del tipo de línea. Esto ha de ser así para reducir las pérdidas generadas en el conductor por su propia resistencia al paso de corriente.

Atendiendo a la ITC-19 del REBT para nuestra instalación la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la tensión nominal.

$$\text{Caída de tensión Corriente Continua (CC)} < 1,5 \%$$

$$\text{Caída de tensión Corriente Alterna (CA)} < 1,5 \%$$

Intensidad en el cable:

<i>Corriente Continua (CC)</i> $\rightarrow I = \frac{P}{V}$ [A]	[9]
--	-----

<i>Corriente Alterna (CA)</i> $\left\{ \begin{array}{l} \text{Monofásica} \rightarrow I = \frac{P}{V} \text{ [A]} \\ \text{Trifásica} \rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ [A]} \end{array} \right.$	[10] [11]
---	--------------

Donde:

$P = \text{Potencia de la instalación [W]}$

$V = \text{Tensión de la instalación [V]}$

No obstante, atendiendo a la ITC-19 del REBT los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, por tanto:

También es común a esta intensidad máxima aplicarle un factor de corrección por temperatura ambiente o por agrupación de circuitos

Factor de corrección (K): Temperatura ambiente

$\text{Cables Termoestables} \rightarrow K = \sqrt{\frac{90 - T_o}{90 - 40}} \quad [-]$	[12]
---	------

$T_o = \text{temperatura ambiente del conductor sin carga } [^{\circ}\text{C}]$

La instalación se encuentra a una temperatura ambiente de 25 °C.

$$K = \sqrt{\frac{90 - T_o}{90 - 40}} = \sqrt{\frac{90 - 25}{90 - 40}} = 1,14$$

Agrupamiento de cables:

Los cables no irán agrupados al tratarse de un conductor sencillo.

Resumen:

Finalmente, teniendo en cuenta estos dos factores, sobredimensionamiento y factor de corrección por temperatura ambiente (K), la intensidad es:

$CC \rightarrow I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} \quad [\text{A}]$	[13]
---	------

$CA \rightarrow \begin{cases} \text{Monofásica} \rightarrow I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} \quad [\text{A}] \\ \text{Trifásica} \rightarrow I_{max} = \frac{1,25 \cdot 1,14 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot V} \quad [\text{A}] \end{cases}$	[14] [15]
---	--------------

Sección de cable:

$CC \rightarrow S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad [\text{mm}^2]$	[16]
--	------

$CA \rightarrow \begin{cases} \text{Monofásica} \rightarrow S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad [\text{mm}^2] \\ \text{Trifásica} \rightarrow S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad [\text{mm}^2] \end{cases}$	[17] [18]
--	--------------

Donde:

$$\begin{aligned}
 S &= \text{Sección del cable [mm}^2\text{]} \\
 P &= \text{Potencia de la instalación [W]} \\
 L &= \text{Longitud de cable [m]} \\
 \gamma &= \text{Conductividad del conductor } \left[\frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \right] \\
 \Delta V &= \text{Caída de tensión} = 1,5\% \cdot V \text{ [V]} \\
 V &= \text{Tensión de la instalación [V]}
 \end{aligned}$$

Conductividad del conductor (γ) :

Su valor depende de la resistividad (ρ), y esta a su vez de la temperatura (T). Escoger valores de conductividad eléctrica a otra temperatura suele ser un error muy frecuente.

No hay que olvidar que los conductores no permanecen a 20 °C en las instalaciones pues al margen de la temperatura ambiente en la que se encuentran se calientan por efecto Joule y podríamos llegar a errores del 28 % si consideráramos la conductividad a 20°C.

Para calcular valores de conductividad (γ) a cualquier temperatura se aplican las siguientes fórmulas:

$\gamma_{(T)} = \frac{1}{\rho_{(T)}} \left[\frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \right]$	[19]
--	------

$\rho_{(T)} = \rho_{(20^\circ\text{C})} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$	[20]
--	------

Donde:

$$\rho_{(T)} = \text{resistividad del conductor a la temperatura } T \left[\frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}} \right]$$

$$\rho_{(20^\circ\text{C})} = \text{resistividad del conductor a } 20^\circ\text{C} \left[\frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}} \right] (\text{Cu}) \rightarrow \rho_{(20^\circ\text{C})} = 1/56 \frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}}$$

$$\alpha = \text{coeficiente variación de resistencia específica por tempe. (Cu} \rightarrow 0,00392^\circ\text{C}^{-1}\text{)}$$

Y para obtener T ,

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

Donde:

T = temperatura real estimada en el conductor [°C]

T_0 = temperatura ambiente del conductor sin carga [°C]

T_{max} = temperatura máxima admisible para el conductor según su aislamiento [°C]

$$T_{max} \begin{cases} \text{Termoplásticos(PVC)} \rightarrow T_{max} = 70^{\circ}\text{C} \\ \text{Termoestables(XLPE)} \rightarrow T_{max} = 90^{\circ}\text{C} \end{cases}$$

I = intensidad prevista en el conductor (no sobredimensionada)[A]

I_{max} = intensidad máx. admisible para el conductor en las condi. de instalación [A]

9.3.2. Intensidad máxima admisible

El cable debe ser capaz de soportar una corriente (intensidad máxima admisible) superior a la máxima corriente que pueda circular por él. Esto debe ser así para limitar la temperatura que pudiera alcanzar por efecto Joule, ya que en caso de superarla afectaría a la integridad del aislante, poniendo en riesgo a las personas.

Para este apartado es muy importante definir previamente varios aspectos:

- 1) Tipo de cable: XLPE (termoestables) o PVC (termoplásticos).
- 2) Modo de instalación: (Tabla 52-B2: Modos de instalación e Instalaciones “Tipo”- Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013).
- 3) Sección de cable (S): Criterio Caída de Tensión.

9.4. Procedimiento de cálculo

1º) Determinar la intensidad (I_{max}) y sección de cable (S) mediante el criterio de caída de tensión.

2º) Acudir a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) Obtener la intensidad admisible que ofrece la tabla mencionada anteriormente según: tipo de cable (XLPE2, XLPE3, PVC2 o PVC3), modo de instalación a realizar (Tabla 52-B2: Modos de instalación e Instalaciones “Tipo”- Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013) y la sección (S) obtenida en 1).

4º) Verificar que dicha intensidad es superior a la calculada 1). Si es así, el cable se encuentra correctamente dimensionado. Si no es así, el cable precisa una sección mayor.

9.5. Cálculos de las secciones

9.5.1. Instalación Tipo 1 → 12: Balance neto con inyección a red

- Tramo 1-módulos fotovoltaicos-inversor- corriente continua

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1800}{214,08} = 8,40 \text{ A} \quad (9)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{1800}{214,08} = 11,98 \cong 12 \text{ A} \quad (13)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (16)$$

Conductividad del conductor γ_T : Su valor no varía respecto a la instalación 1.

$$\gamma_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 25 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 1800 \cdot 25}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 214,08 \cdot 3,21} = 2,67 \text{ mm}^2 \quad (16)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 4 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 38 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 12 \text{ A} < 38 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 1-Módulos fotovoltaicos-Inversor es: $S = 4 \text{ mm}^2$

- Tramo 2-inversor-contador: corriente alterna-monofásica

Características del inversor:



SB 1600TL-10 (06/13 -)

Inversor:	SB 1600TL-10 (06/13 -)
Número de inversores:	1
Potencia máx. de CC:	1,70 kW
Potencia máxima de CA:	1,60 kW
Conexión de CA:	monofásica
Máx. coeficiente de rendimiento:	96 %
Tensión de red:	220V (220V / 380V)

Figura 41. Inversor SB 1600TL-10(06/13-)

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1700}{230} = 7,39 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{1700}{230} = 10,53 \text{ A} \quad (14)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (17)$$

Conductividad del conductor γ_T : Su valor no varía respecto a la instalación 1.

$$\gamma_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 30 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 1700 \cdot 30}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 230} = 2,62 \text{ mm}^2 \quad (17)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 4 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 38 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 11,01 \text{ A} < 38 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 2-Inversor-Contador es: $S = 4 \text{ mm}^2$

9.5.2. Instalación Tipo1 → 12: Balance neto sin inyección a red

- Tramo 1-módulos fotovoltaicos-inversor: corriente continua

Los valores no cambian respecto al tramo 1 calculado en el balance neto con inyección a red. Ver apartado "8.6.1. Instalación Tipo 1 → 12: Balance neto con inyección a red".

La sección del tramo 1-Módulos fotovoltaico-Inversor es: $S = 4 \text{ mm}^2$

Nota: Ver archivo Excel "Secciones de cable" adjunto a este proyecto.

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

-Tramo 2-inversor-controlador dinámico de potencia (cdp-0): corriente alterna-monofásica

El controlador dinámico de potencia (CDP-0) ajusta la potencia de producción del inversor fotovoltaico SB 1600TLST-10 (06/13-) a lo que está consumiendo en cada momento la vivienda unifamiliar. De esta forma, se asegura la inyección cero a la red.

Se escoge como potencia para dimensionar el cableado de este tramo la potencia máxima que llega a consumir la vivienda, la cual se encuentra registrada en el perfil de consumo diario del mes de Enero. La potencia encontrada en tal mes es redondeada al alza, trabajando así siempre del lado de la seguridad y evitando posibles problemas futuros en el cableado. (Riesgo eléctrico).

$$P = 1000 \text{ W}$$

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1000}{230} = 4,34 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{1000}{230} = 6,19 = 6,2 \text{ A} \quad (14)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (17)$$

Conductividad del conductor γ_T :

Su valor es igual al calculado en el Tramo 1.

$$\gamma_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 20 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 1000 \cdot 20}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 230} = 1,03 \text{ mm}^2 \quad (17)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 1,5 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 21 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 6,2 \text{ A} < 21 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 2-Inversor-Controlador dinámico de potencia (CDP-0) es:

$$S = 1,5 \text{ mm}^2$$

Nota: Ver archivo Excel "Secciones de cable" adjunto a este proyecto.

-Tramo 3-controlador dinámico de potencia (cdp-0) –contador: corriente alterna-monofásica

La potencia escogida para dimensionar este tramo es la misma que la utilizada en el tramo 2. La función del controlador dinámico de potencia CDP-0 es la de ajustar la potencia de producción del inversor fotovoltaico SB 1600TLST-10 (06/13-) a lo que está consumiendo en cada momento la vivienda unifamiliar. De esta forma, se asegura la inyección cero a la red.

$$P = 1000 \text{ W}$$

Leer apartado "Memoria descriptiva-6.6. Controlador dinámico de potencia".

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1000}{230} = 4,34 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{1000}{230} = 6,19 = 6,2 \text{ A} \quad (14)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (17)$$

Conductividad del conductor γ_T :

Su valor es igual al calculado en el Tramo 1.

$$\gamma_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 10 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 1000 \cdot 10}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 230} = 0,51 \text{ mm}^2 \quad (17)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 1,5 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 21 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 6,2 \text{ A} < 21 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 3-Controlador dinámico de potencia (CDP-0) -Contador es:

$$S = 1,5 \text{ mm}^2$$

9.5.3. Instalación Tipo 2 → 18: Balance neto con inyección a red

- Tramo 1: módulos fotovoltaicos-inversor: corriente continua

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2700}{321,12} = 8,40 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{2700}{321,12} = 11,98 \cong 12 \text{ A} \quad (13)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (16)$$

Conductividad del conductor γ_T :

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{8,4}{12} \right)^2 = 56,85^\circ\text{C}$$

$$\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \rho_{(20^\circ\text{C})} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] = \frac{1}{56} \cdot [1 + 0,00392 \cdot (56,85 - 20)] \quad (20)$$

$$\rho_{(T=56,85^{\circ}\text{C})} = 0,0204 \frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}}$$

$$\gamma_{(T=56,85^{\circ}\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^{\circ}\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 30 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 2700 \cdot 30}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 321,12 \cdot 321,12} = 2,14 \text{ mm}^2 \quad (16)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 2,5 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 29 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 12 \text{ A} < 29 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 1-Módulos fotovoltaicos-Inversor es: $S = 2,5 \text{ mm}^2$

- Tramo 2: inversor-contador: corriente alterna-monofásica

Características del inversor:



SB 2500TLST-21

Inversor:	SB 2500TLST-21
Número de inversores:	1
Potencia máx. de CC (cos φ = 1):	2,65 kW
Potencia máxima de CA:	2,50 kVA
Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 1):	2,50 kW
Conexión de CA:	monofásica
Máx. coeficiente de rendimiento:	97 %
Tensión de red:	220V (220V / 380V)
Factor de desfase cos φ:	1,00

Figura 42. Inversor SB 2500TLST-21

Procedimiento de cálculo:

1º) Intensidad:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2650}{230} = 11,52 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{P}{V} = 1,25 \cdot 1,14 \cdot \frac{2650}{230} = 16,41 \text{ A} \quad (14)$$

Sección de cable:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (17)$$

Conductividad del conductor γ_T :

Su valor es igual al calculado en el TRAMO 1.

$$\gamma_{(T=56,85^\circ\text{C})} = \frac{1}{\rho_{(T=56,85^\circ\text{C})}} = \frac{1}{0,0204} = 48,93 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega} \quad (19)$$

Longitud: $L = 30 \text{ m}$

Por tanto,

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{2 \cdot 2500 \cdot 30}{48,93 \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 230} = 4,09 \text{ mm}^2 \quad (17)$$

Aproximando a un diámetro comercial: $S = 6 \text{ mm}^2$

2º) Se acude a la tabla A.52.1 bis-Catalogo de Baja Tensión (BT)-Prysmian 2013.

3º) La intensidad obtenida en la tabla A.52.1 es $I_{admsible} = 49 \text{ A}$

4º) Verificación de las intensidades:

$$I_{max} < I_{admsible} \rightarrow 16,41 \text{ A} < 49 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Finalmente, la sección del tramo 2-Inversor-Contador es: $S = 6 \text{ mm}^2$

9.5.4. Instalación Tipo2 → 18: Balance neto sin inyección a red

- Tramo 1: módulos fotovoltaicos-inversor: corriente continua

Los valores no cambian respecto al tramo 1 calculado en el balance neto con inyección a red. Ver apartado "8.6.3. Instalación Tipo 2 → 18: Balance neto con inyección a red".

La sección del tramo 1-Módulos fotovoltaico-Inversor es: $S = 2,5 \text{ mm}^2$

Nota: Ver archivo Excel "Secciones de cable" adjunto a este proyecto.

-Tramo 2: inversor-controlador dinámico de potencia cdp-0: corriente alterna-monofásica

El controlador dinámico de potencia (CDP-0) ajusta la potencia de producción del inversor fotovoltaico SB 2500TLST-21 a lo que está consumiendo en cada momento la vivienda unifamiliar. De esta forma, se asegura la inyección cero a la red.

Esta potencia consumida por la vivienda no varía respecto a la Instalación tipo 1→12, ya que el perfil de consumo diario del mes de Enero que se tiene en cuenta en este proyecto es igual para las dos instalaciones. Si a esto se le añade que la tensión tampoco varía (230 V) y la longitud de cable es la misma, se puede decir que este tramo utilizará la misma sección de cable que la Instalación tipo 1→12.

Finalmente, la sección del tramo 2-Inversor-Controlador dinámico de potencia (CDP-0) es:

$$S = 1,5 \text{ mm}^2$$

-Tramo 3: controlador dinámico de potencia (cdp-0)-contador: corriente alterna-monofásica

Los valores no cambian respecto al tramo 3 calculado para la INSTALACIÓN TIPO1→12 de balance neto sin inyección a red. Ver apartado "8.6.2. Instalación Tipo 1→ 12: Balance neto con inyección a red".

La sección del tramo 3-Controlador dinámico de potencia (CDP-0) -Contador es:

$$S = 1,5 \text{ mm}^2$$

9.6. Secciones de cable y longitudes: resumen

A continuación se presentan dos tablas resumen en las cuales se muestran las longitudes y secciones de cable requeridas para las instalaciones Tipo 1→12 y Tipo 2→18 atendiendo al régimen de operación en el cual operan. Ver archivo Excel "Secciones de cable" adjunto a este proyecto.

9.6.1. Balance neto con inyección a red

Tabla 10. Longitudes de cable-Balance neto con inyección a red

Tipo de instalación	Tramo 1: módulo fotovoltaico-inversor (P SUN sp→Cable XLPE2)	Tramo 2: inversor- contador (AFUMEX 1000 V (AS) →Cable XLPE2)	Total
TIPO 1→12	S = 4 mm ² L = 25 m	S = 4 mm ² L = 30 m	P SUN sp S = 4 mm ² L = 25 m AFUMEX 1000 V (AS) S = 4 mm ² L = 30 m
TIPO 2→18	S = 2,5 mm ² L = 30 m	S = 6 mm ² L = 30 m	P SUN sp S = 2,5 mm ² L = 30 m AFUMEX 1000 V (AS) S = 6 mm ² L = 30 m

9.6.2. Balance neto sin inyección a red

Tabla 11. Longitudes de cable-Balance neto sin inyección a red

TIPO DE INSTALACIÓN	TRAMO 1: MÓDULO FOTOVOLTAICO-INVERSOR (P SUN sp→Cable XLPE2)	TRAMO 2: INVERSOR-CONTROLADO R DINÁMICO DE POTENCIA (AFUMEX 1000 V (AS) →Cable XLPE2)	TRAMO 3: CONTROLADOR DINÁMICO DE POTENCIA-CONTADOR (AFUMEX 1000 V (AS) →Cable XLPE2)	TOTAL
TIPO 1→12	S = 4 mm ² L = 25 m	S = 1,5 mm ² L = 20 m	S = 1,5 mm ² L = 10 m	P SUN sp S = 4 mm ² L = 25 m AFUMEX 1000 V (AS) L = 30 m S = 1,5 mm ²
TIPO 2→18	S = 2,5 mm ² L = 30 m	S = 1,5 mm ² L = 20 m	S = 1,5 mm ² L = 10 m	P SUN sp S = 2,5 mm ² L = 30 m AFUMEX 1000 V (AS) L = 30 m S = 1,5 mm ²

Los resultados totales se presentan de esta manera para que el lector pueda entender mejor como se realizarán las posteriores mediciones y presupuestos del proyecto.

10. Referencias

- [1] Robert L. Mott. Mecánica de Fluidos. Prentice Hall 3º Edición.
- [2] José María Salgado. Guía completa de la energía solar fotovoltaica. Gráficas Rogar.
- [3] Russell C. Hibbeler. Ingeniería Mecánica Estática. Prentice Hall 10º Edición.
- [4] José Roldán Vilorio. Instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo.
- [5] Ministerio de Energía, Industria y Turismo. REBT - Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

ANEXO 2: ESTUDIO DE RENTABILIDAD

3. Índice-Anexo2. Estudio de rentabilidad

1. Introducción	3
2. Criterios de evaluación económica	3
2.1. Período de recuperación (PR).....	3
2.2. Valor actual neto (VAN).....	4
2.3. Tasa interna de rentabilidad (TIR)	4
3. Procedimiento estudio de rentabilidad.....	5
4. Valores obtenidos-Estudio de rentabilidad.....	7
4.1. Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos.....	7
4.1.1. Balance neto sin inyección a red	7
4.1.2. Balance neto con inyección a red.....	7
4.2. Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos.....	7
4.2.1. Balance neto sin inyección a red	7
4.2.2. Balance neto con inyección a red	7
5. Conclusión	8
5.1. Balance neto sin inyección a red	8
5.2. Balance neto con inyección a red.....	9
6. Tablas de rentabilidad del proyecto.....	11
6.1. Instalación tipo1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.....	11
6.2. Instalación tipo1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red.	12
6.3. Instalacion tipo2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.....	13
6.4. Instalación tipo2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red.	14
7. Perfiles: Consumo de energía diario V.S. Producción de energía fotovoltaica diaria	15
7.1. Instalación Tipo 1→ 12.....	15
7.2. Instalación Tipo 2→18.....	21
8. Referencias	27

1. Introducción

En este apartado del proyecto se presentarán los estudios económicos para los dos tipos de instalaciones fotovoltaicas realizadas en la vivienda unifamiliar de Buenavista del Norte. Cada tipo, a su vez, estará dividido atendiendo al régimen de operación: balance neto sin inyección a red o balance neto con inyección a red.

1. Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos

Balance neto con inyección a red.

Balance neto sin inyección a red.

2. Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos

Balance neto con inyección a red.

Balance neto sin inyección a red.

Obviamente se tendrá en cuenta que para cada instalación la inversión inicial a realizar será diferente. Así pues, los estudios económicos basarán principalmente en el aspecto de la rentabilidad y el riesgo que supone realizar este proyecto, y serán: periodo de recuperación (PR), valor actual neto (VAN) y tasa interna de rentabilidad (TIR).

En primer lugar se explicará brevemente cada uno de estos criterios de evaluación económica, más tarde se presentará el procedimiento y los valores obtenidos gracias a herramientas de cálculo como Microsoft Excel y Matlab sobre los perfiles de consumo eléctrico y producción de energía fotovoltaica, y finalmente, se realizará una conclusión a partir de los resultados obtenidos, indicando que tipo de instalación es más rentable y ventajosa.

2. Criterios de evaluación económica

2.1. Período de recuperación (PR)

Mide el plazo de tiempo que ha de transcurrir para que los fondos generados o ingresos igualen a los fondos absorbidos o desembolsos. Por lo tanto, este parámetro estima el tiempo necesario para recuperar la inversión [1]. Para calcular este indicador, hay que definir como origen temporal el del primer desembolso (Año cero-Inversión inicial realizada) y aplicar las dos siguientes fases:

1) Calcular el flujo de fondos de cada período, actualizando al origen de la inversión.

2) Sumar el movimiento de fondos de cada año hasta que los fondos generados igualen a los absorbidos.

El período de recuperación es más una medida de riesgo y de la liquidez que de la rentabilidad, puesto que no contempla toda la vida del proyecto y se limita a estimar cuando se recuperará la inversión realizada. Su aplicación, en la evaluación y selección de inversiones, exige definir un período de recuperación máximo que actúa como criterio

limitador. Por ello, siempre se ha de realizar como complemento a otros indicadores económicos.

El período de recuperación máximo de una instalación fotovoltaica se estima en este proyecto en 25 años.

2.2. Valor actual neto (VAN)

El VAN se obtiene como suma de todos los movimientos de fondos actualizados al origen de cálculo de la inversión mediante una tasa de descuento que exprese la rentabilidad mínima exigida por la empresa en sus inversiones [1]. La fórmula genérica para su cálculo es:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{V_j}{(1+k)^j} - I_0$$

Donde:

j = representa el transcurso de años. Se tomarán valores desde $j = 1$ hasta 25.

V_t = flujo de caja

I_0 = inversión inicial, dependerá del tipo de instalación

k = tasa de actualización

Tal vez uno de los puntos más críticos sea determinar la tasa de actualización (k) ya que es el valor de interés que interviene en la actualización de los flujos de caja futuros. Para analizar el VAN se estimará una tasa de actualización del 4% en este proyecto.

Lógicamente, para aceptar una inversión su VAN ha de ser positivo, es decir, los fondos generados actualizados han de ser superiores (al menos iguales) a los fondos absorbidos por la inversión, también actualizados.

Referencia: Control de gestión empresarial-Autor: Juan F. Pérez-Carballo Veiga-Editorial: ESIC.

2.3. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Se define este término como el valor de la tasa de actualización (k) que hace nulo el Valor Actual Neto. Sirve para definir la rentabilidad de un proyecto determinado, de tal modo que cuanto mayor es el TIR, más rentable es el proyecto. Algebraicamente esto es:

$$VAN = 0 = \sum_{j=1}^n \frac{V_j}{(1+k)^j} - I_0$$

Para averiguar la magnitud de esta tasa, se calculará el VAN con un interés tal que dé un resultado negativo. Una vez hecho esto, se realizará una interpolación entre el valor positivo y este valor negativo para un VAN=0. La tasa de actualización (k) obtenida será la TIR.

3. Procedimiento estudio de rentabilidad

A continuación se explicará cual ha sido el procedimiento a seguir para obtener los valores que han permitido iniciar el estudio de rentabilidad.

1. Obtenidas las curvas de los perfiles de consumo eléctrico y producciones de energía fotovoltaica diarios en Microsoft Excel a partir de los datos suministrados por Red Eléctrica y el programa PVGIS de la JRC respectivamente, mediante el comando “Línea de tendencia” se obtienen las funciones matemáticas que representan una aproximación de tales curvas.

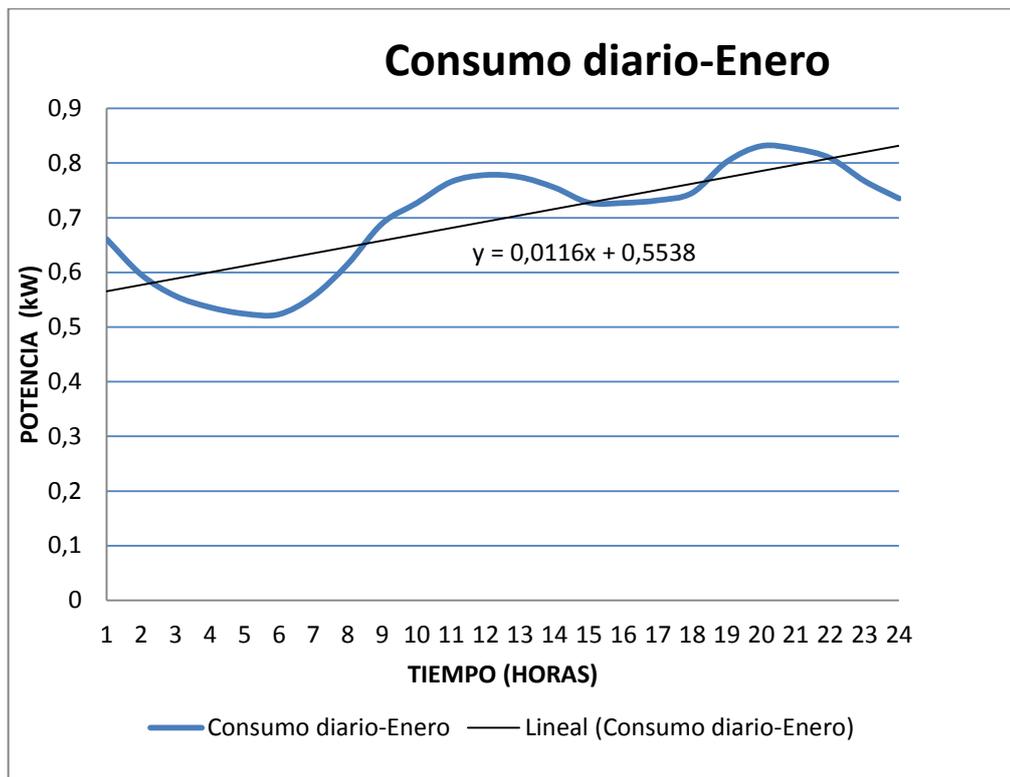


Figura 1. Perfil de consumo eléctrico-Enero: Línea de tendencia asociada a su curva

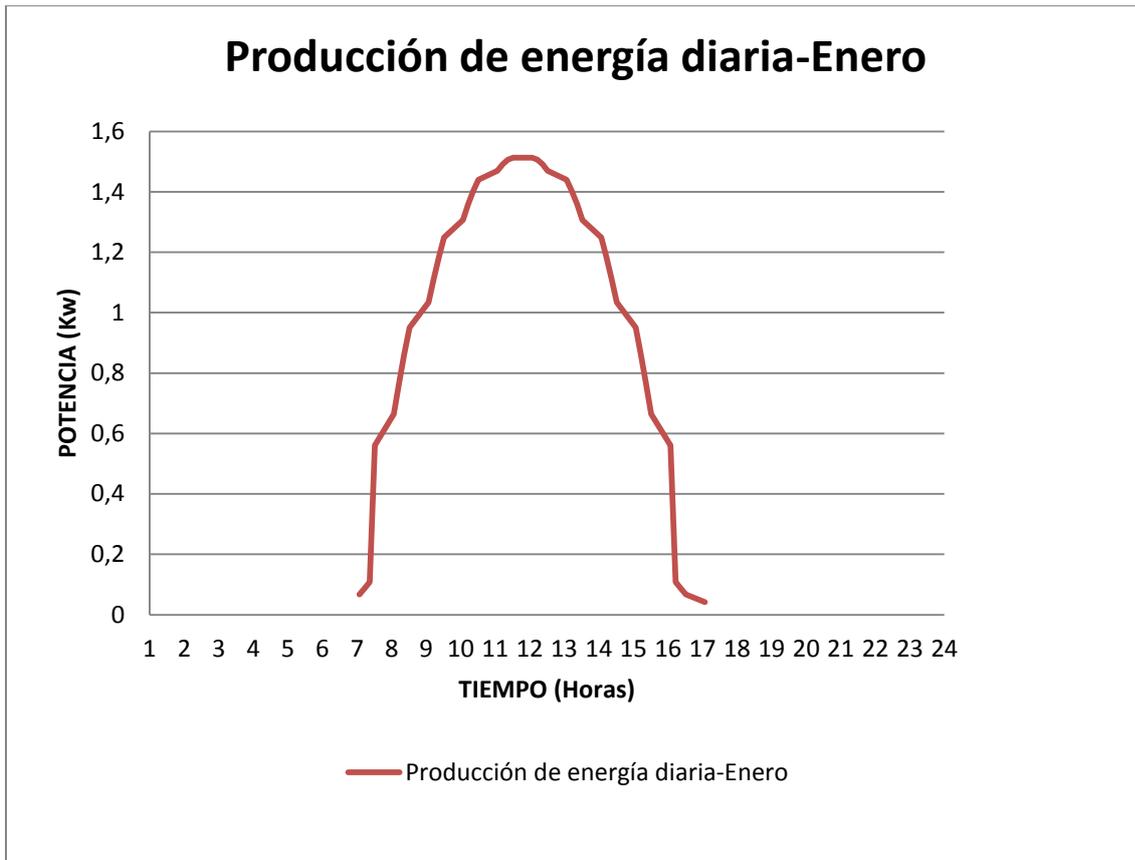


Figura 2. Producción de energía fotovoltaica-Enero

2. A partir de las líneas de tendencia ofrecidas por Microsoft Excel se acudirá al software matemático Matlab y mediante cálculo integral definido se obtendrán los valores encerrados bajo las curvas presentadas anteriormente (Unidades obtenidas: kW·h).

Ejemplo: Líneas de tendencia Enero-Instalación tipo 1→12

Consumo diario: $y = 0,0116x + 0,5538$

Producción de energía fotovoltaica diaria: la producción de energía fotovoltaica para los diferentes meses a la hora de calcular su línea de tendencia será separada en dos curvas para mejorar la aproximación en los cálculos: primera y segunda mitad.

-Primera mitad: $y = -0,0749x^2 + 1,7128x - 8,2868$

-Segunda mitad: $y = -0,0594x^2 + 1,3957x - 6,6695$

3. Conocidos estos valores se inicia en el mismo documento Excel los estudios de rentabilidad y ahorro energético en los regímenes de balance neto con y sin inyección a red para las diferentes instalaciones.

4. Valores obtenidos-Estudio de rentabilidad

En este apartado se presentan los resultados obtenidos en los estudios de rentabilidad realizados para cada una de las instalaciones en sus diferentes regímenes de operación a partir del software Microsoft Excel.

Todas las operaciones y premisas iniciales llevadas a cabo en los estudios de rentabilidad se encuentran específicamente comentadas en los documentos Excel adjuntos al proyecto. Por tanto, no se hará ninguna referencia a las operaciones ni a las premisas iniciales llevadas a cabo en tales documentos Excel. Prestar especial atención a los comentarios expuestos en los mismos para una mejor comprensión.

4.1. Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos

4.1.1. Balance neto sin inyección a red

Período de recuperación: Entre el año 15-16 se recupera la inversión inicial.

VAN: **-39.546,5 Euros.**

TIR: Proyecto no rentable.

Referencia: fig 5. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.

4.1.2. Balance neto con inyección a red

Período de recuperación: Entre el año 10-11 se recupera la inversión inicial.

VAN: 67.403,87 Euros.

TIR: 12%. Proyecto rentable.

Referencia: fig 6. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red.

4.2. Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos

4.2.1. Balance neto sin inyección a red

Período de recuperación: Entre el año 18-19 se recupera la inversión inicial.

VAN: **-92.200,36 Euros.**

TIR: Proyecto no rentable.

Referencia: fig 7. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.

4.2.2. Balance neto con inyección a red

Período de recuperación: Entre el año 10-11 se recupera la inversión inicial.

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

VAN: 108.129,50 Euros.

TIR: 14%. Proyecto rentable.

Figura 8. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos- Balance neto con inyección a red.

Nota: Los datos de rentabilidad calculados en este apartado del proyecto están en todo momento basados en tablas de radiación media obtenidas mediante el programa PVGIS de la JRC (sistema de información geográfica sobre energía fotovoltaica) y en los datos suministrados por Red Eléctrica de España, S.A. Ello no supone ningún compromiso de rentabilidad. Estos resultados dependerán de una serie de condicionantes que no pueden ser previstos en el momento de redacta este documento, tales como las condiciones meteorológicas, casos de fuerza mayor y/o cambios en la legislación vigente. La explotación de la instalación, como cualquier actividad empresarial, conlleva sus propios riesgos intrínsecos.

5. Conclusión

A la vista de los resultados obtenidos se pueden extraer las siguientes conclusiones:

5.1. Balance neto sin inyección a red

Con la legislación actual que existe en España, la cual solo regula el balance neto sin inyección a red, la premisa expuesta en los objetivos del proyecto de colocar la máxima cantidad de paneles fotovoltaicos en la azotea no es rentable.

Esto es debido a que la producción de energía total obtenida gracias a los paneles no es aprovechable, ya que en régimen de balance neto sin inyección a red solo se aprovecha aquella producción de energía que queda por debajo del perfil de consumo de la vivienda, energía aprovechable. Por consiguiente, el propietario en este proyecto ha realizado una inversión inicial que va a generar un excedente energético (exceso) el cual no se puede aprovechar.

A parte también se ha de tener en cuenta el peaje de respaldo, por el cual hay que pagar un 27% del valor de la energía aprovechable.



Figura 3. Mes tipo-Balance neto sin inyección a red

Conclusión: Ninguna de las dos posibles instalaciones a realizar en este régimen son rentables, siendo más rentable la instalación tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos ya que la inversión inicial es menor.

5.2. Balance neto con inyección a red

Sin embargo, si España quisiera sacar partido al recurso solar que posee debido a su situación geográfica, disminuir las emisiones de agentes contaminantes a la atmósfera y reducir el gasto en la factura de la electricidad a sus habitantes cambiaría la legislación actual, tendiendo la mano al balance neto con inyección a red.

En régimen de balance neto con inyección a red la premisa expuesta en los objetivos del proyecto de colocar la máxima cantidad de paneles fotovoltaicos en la azotea es más rentable que con la legislación actual.

Esto es debido a que la producción de energía total obtenida gracias a los paneles es cien por cien aprovechable, ya que en balance neto con inyección a red se aprovecha aquella producción de energía que queda por debajo del perfil de consumo de la vivienda, energía aprovechable, y aquella que queda por encima, el exceso, el cual es inyectado a la red para más tarde volver a ser utilizado en las horas a las cuales los paneles no reciben luz solar (primeras horas de la mañana y noche).

También se ha de tener en cuenta el peaje de respaldo, por el cual hay que pagar un 27% del valor de la energía aprovechada, tanto la que queda por debajo del perfil de consumo de la vivienda energía aprovechable como la de exceso.

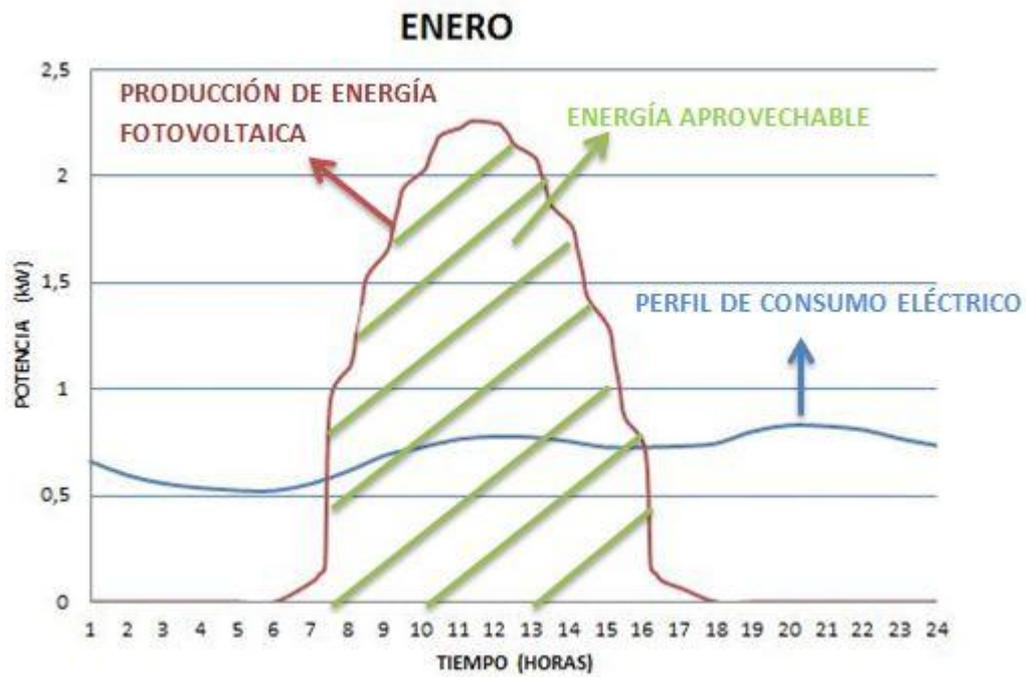


Figura 4. Mes tipo-Balance neto con inyección a red

Conclusión: Las dos posibles instalaciones a realizar en este régimen son rentables, siendo más rentable la instalación tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos.

6. Tablas de rentabilidad del proyecto

6.1. Instalación tipo1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.

Tabla 1. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos- Balance neto sin inyección a red

RENTABILIDAD DEL PROYECTO				
ANO	PRODUCCION ENERGIA (kWh)	PRECIO ENERGIA (Euros)	INGRESOS (Euros)	CASH-FLOW ACUMULADO (Euros)
0	0	0	0	-8332,89
1	2377,49	0,142108	246,690217	-8086,19878
2	2363,761	0,15777318	271,0877748	-7815,112103
3	2330,17949	0,17512823	297,8983557	-7517,213748
4	2306,87617	0,194382335	327,3605031	-7189,853245
5	2283,807408	0,215775432	359,7364568	-6830,115788
6	2260,993334	0,239510796	395,3149324	-6434,802395
7	2238,35964	0,265856884	434,419968	-6000,39141
8	2215,976944	0,295101252	477,3742323	-5523,01777
9	2193,86284	0,32759239	524,5965499	-4998,430633
10	2171,978121	0,363594252	576,4681531	-4421,96248
11	2150,35934	0,40355962	633,4006534	-3788,461627
12	2128,957746	0,447994478	696,1321099	-3092,349517
13	2107,77169	0,497262771	764,9195155	-2327,436941
14	2086,837457	0,551961676	840,6306555	-1486,733886
15	2065,134482	0,61267746	923,7749514	-562,969244
16	2044,78018	0,68007961	1015,136305	462,177307
17	2024,732336	0,754879889	1115,533286	1567,701666
18	2004,989013	0,837916687	1225,859528	2793,570194
19	1984,148123	0,930087523	1347,091035	4140,661229
20	1964,207641	1,032391751	1480,324932	5620,982161
21	1944,595595	1,145910837	1626,729167	7247,721228
22	1925,189309	1,272016529	1787,612572	9035,3338
23	1905,86671	1,411938347	1964,401466	10999,74126
24	1886,610023	1,567251666	2158,687353	13168,42861
25	1867,341923	1,739949238	2372,181532	15530,61014
	5322,74962		23863,50014	

PERIODE RESPALDO	27 %
VARIACION DE LA ELECTRICIDAD	11 %
PERDIDA RENDIMIENTO PANELES	1 %
INVERSION	8332,89 Euros
MANUTENIMIENTO 10	500 Euros
TASA DE DESCUENTO (%)	0,04 (k=4%)
VAN	-39.546,50 Euros

TIR	NO ES RENTABLE
-----	----------------

6.2. Instalación tipo1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red.

Tabla 2. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 1→12 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red

AÑO	RENTABILIDAD DEL PROYECTO		INGRESOS (Euros)	CASH-FLOW ACUMULADO (Euros)
	PRODUCCIÓN ENERGÍA (MWh)	EXCESO		
0	0	0	0	-727,45
1	2077,49	176,82	43,106322	-684,3488
2	2263,761	177,8267	475,367168	-506,98226
3	2301,07948	175,073083	523,040222	-331,94204
4	2306,8767	174,462362	574,788771	-156,84967
5	2303,07408	173,407729	630,636208	18,482423
6	2291,99324	170,767461	694,000169	346,48271
7	2281,8584	169,079777	762,247602	515,732461
8	2263,67644	167,162679	836,00228	682,735141
9	2237,06204	165,052643	915,820768	847,787784
10	2202,07621	164,458166	1002,44427	1012,24595
11	2158,6534	163,103644	1102,24581	1175,449594
12	2107,87746	160,771628	1222,2423	1337,291874
13	2051,7063	158,282229	1364,02382	1498,315694
14	2000,27467	156,7561	1527,66676	1658,682454
15	2053,4942	160,889339	1612,71461	1819,397064
16	2144,70109	166,379653	1722,24372	1981,640784
17	2024,32236	163,324967	1858,67241	2145,313244
18	2016,08103	164,425618	2022,24467	2309,557864
19	1914,19123	161,473762	2203,05379	2474,611624
20	1814,20781	161,649589	2391,05808	2640,570204
21	1844,85665	163,63723	2585,55821	2807,428424
22	1825,18809	164,943267	2796,63202	2975,290444
23	1865,88871	161,033682	3034,94307	3144,234164
24	1868,00023	162,369953	3291,65339	3314,387184
25	1877,94123	161,730054	3566,66238	3486,149204
	5322,7462		6187,7438	

PERIODE RESPALDO	27%
VARIACION DE LA ELECTRICIDAD	11%
PERDIDA RENDIMIENTO PANELES	1%
INVERSION	727,45 Euros
MANUTENIMIENTO IV	500 Euros
TASA DE DESCUENTO (%)	0,0414%
VAN	67.403,87 Euros

VALOR	TASA DE DESCUENTO (%)	0,0414%
VALOR	9,57432	0,14%10%
VALOR	-404,67229	0,15%8%

TR	IR	12,477465	12%
----	----	-----------	-----

6.3. Instalacion tipo2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red.

Tabla 3. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto sin inyección a red

PEAJE DE RESPALDO	27%
VARIACIÓN DE LA ELECTRICIDAD	11%
PÉRDIDA RENDIMIENTO PANELES	1%
INVERSIÓN	1809,48 Euros
MANUTENIMIENTO 10'	500 Euros
TASA DE DESEQUEJTO (%)	0,04 K=4%
VAN	-92.220,36 Euros

TR **No es RENTABLE**

AÑO	PRODUCCIÓN ENERGÍA (kWh)	RENTABILIDAD DEL PROYECTO (PRECIO ENERGÍA (Euros))	INGRESOS (Euros)	CASH-FLOW ACUMULADO (Euros)
0	0	0	0	-1809,48
1	2420,49	0,42188	251,1618336	-11388,32817
2	2386,2851	0,5777918	275,9307499	-1082,33742
3	2372,322449	0,1752823	303,2882351	-10779,05118
4	2348,599027	0,194382355	333,2812437	-10445,76394
5	2325,193096	0,215775492	366,2427587	-10079,52778
6	2301,861906	0,239510796	402,4641676	-9677,063011
7	2278,843287	0,265969884	442,2678737	-9234,795188
8	2256,054854	0,29510252	486,0081684	-8748,788371
9	2233,494305	0,32756239	534,0743741	-8214,712597
10	2211,159362	0,363594252	586,8943237	-7627,818268
11	2189,047769	0,40358862	644,3381789	-6982,880089
12	2167,157291	0,44798478	708,225646	-6274,157524
13	2145,485718	0,497262771	778,8152265	-5495,342297
14	2124,038681	0,551991676	855,8401524	-4639,502245
15	2102,790552	0,61267746	940,4826335	-3699,019611
16	2081,762647	0,680071981	1033,496366	-2665,523245
17	2060,94502	0,754879889	1135,701957	-1529,814089
18	2040,33557	0,837916687	1248,0007932	-281,7822867
19	2019,932274	0,930087523	1371,461038	1089,677741
20	1999,732892	1,032397151	1507,096534	2596,776275
21	1979,735563	1,145980837	1656,150579	4252,926854
22	1959,938208	1,272016529	1819,943871	6072,870726
23	1940,338826	1,411938347	1999,938632	8072,807046
24	1920,935437	1,567251566	2197,731022	10270,53707
25	1901,726083	1,739648238	2415,085522	12685,62259
	53779,11778		24245,10259	

6.4. Instalación tipo2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red.

Tabla 4. Estudio de rentabilidad Instalación tipo 2→18 paneles fotovoltaicos-Balance neto con inyección a red

RENTABILIDAD DEL PROYECTO		CASH FLOW ACUMULATIVO (€)	
AÑO	PRODUCCIÓN ENERGÍA (kWh)	PRECIO ENERGÍA (€/kWh)	INGRESOS (€)
	ENERGÍA APROVECHABLE	EXCESO	
0	0	0	0
1	242049	0,08334	648,23939
2	2366281	0,083706	712,340841
3	237232249	0,083834	782,79886
4	2346339827	0,0837605	861,210686
5	232510036	0,08374325	945,234541
6	230168166	0,08373062	1033,264076
7	2276844387	0,083723043	1141,518833
8	2250584854	0,08371963	1254,18234
9	2222849305	0,083718391	1371,471022
10	220155082	0,0837184232	1511,094498
11	2185047163	0,083718262	1664,624459
12	216717291	0,0837184719	1823,254907
13	214546578	0,0837182711	1986,68854
14	2124030861	0,0837182004	2154,31454
15	210279032	0,0837183011	2326,442307
16	208176847	0,083718312	2502,36165
17	20609402	0,083718303	2681,33354
18	20403357	0,083718324	2862,342388
19	201933224	0,0837183434	3055,32271
20	199793292	0,083718373	3260,31753
21	197612953	0,0837184076	3477,30029
22	1953938208	0,0837184463	3705,35446
23	193133826	0,083718486	3954,37875
24	1908335407	0,083718527	4224,39446
25	188493883	0,0837185704	4515,39288
	3378,1173		5237,2883

IMPUESTO INYECCIÓN	27%
VARIACIÓN DE LA ELECTRICIDAD	1%
PÉRDIDA RECIBIMIENTO PANELES	1%
INVERSIÓN	1000000 €
MANTENIMIENTO I/F	500 €
TASA DE DESCUENTO (%)	0,04 (4%)
VAN	106125,501 €

YAM ₀ €	106125,501	TASA DE DES.	0,04 (4%)
YAM ₁ €	16334,371	TASA DE DES.	0,11 (11%)
YAM ₂ €	-3403,78681	TASA DE DES.	0,08 (8%)

TIR	16,847399
-----	-----------

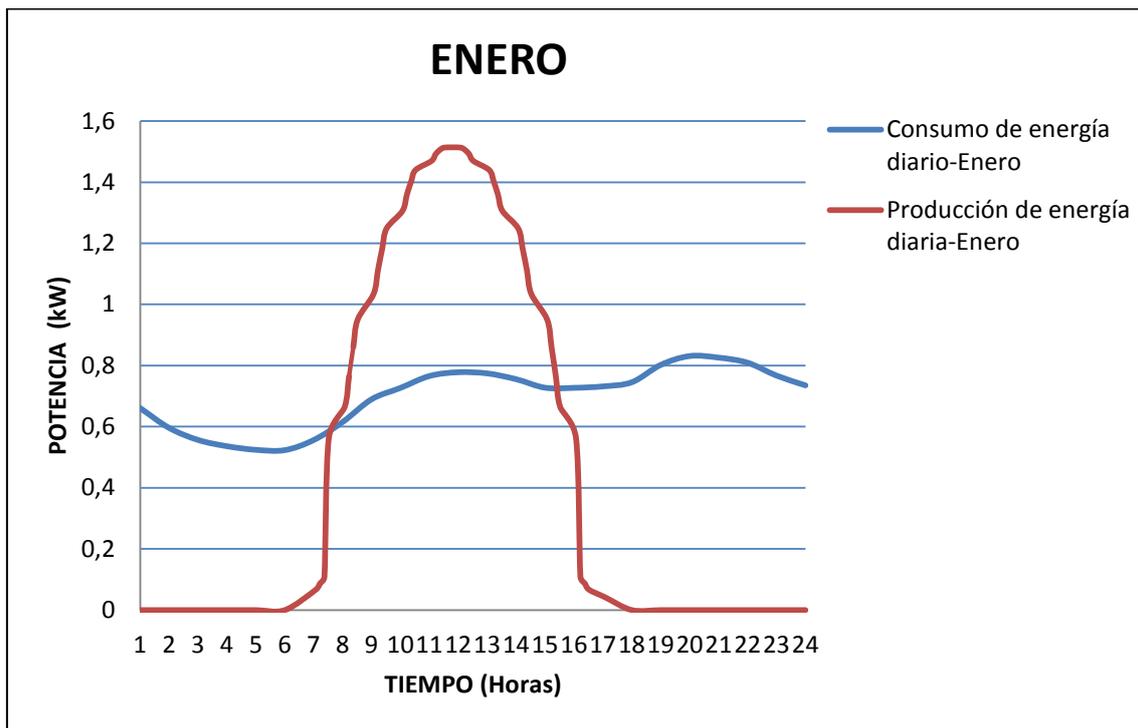
7. Perfiles: Consumo de energía diario V.S. Producción de energía fotovoltaica diaria

A continuación se muestran los perfiles de consumo diario para la vivienda unifamiliar objeto de estudio en este proyecto, los cuales como ya explico en la “Memoria descriptiva-4.3 Perfil de consumo eléctrico: Vivienda unifamiliar (Red Eléctrica)” representan el consumo tipo de cualquier vivienda unifamiliar española, teniendo por tanto un carácter genérico enfrentados a los perfiles de producción de energía fotovoltaica diaria que dependerá del tipo de instalación. Ambos se obtienen gracias a la ayuda del software Microsoft Excel.

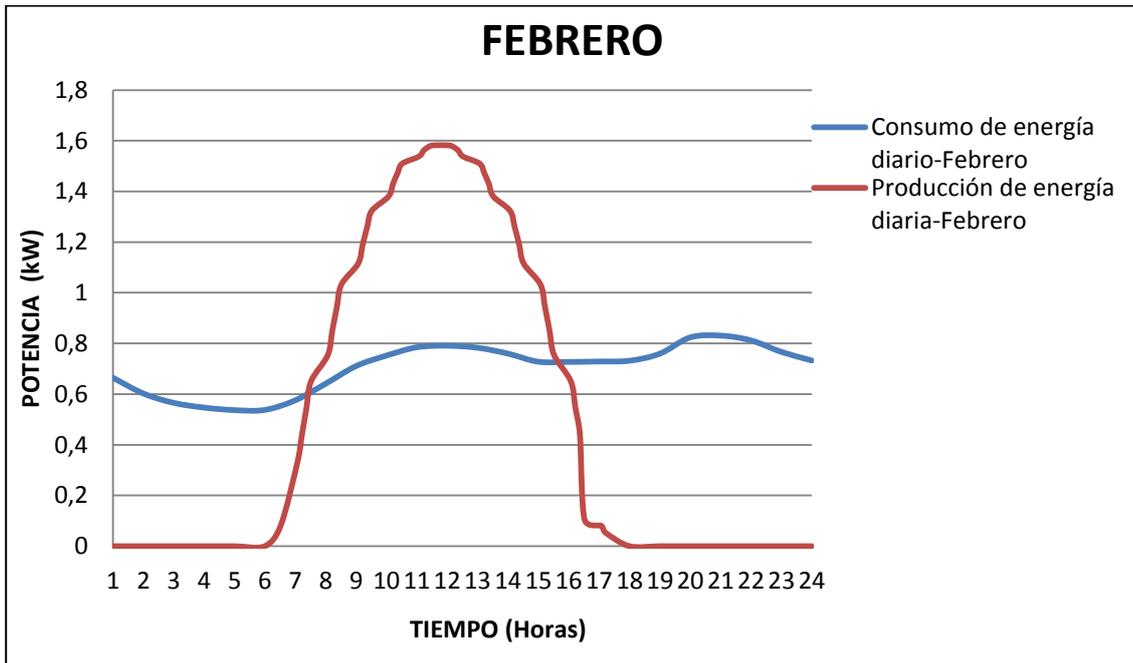
Los perfiles de consumo diario son iguales para los dos tipos de instalaciones, sin embargo los perfiles de producción de energía fotovoltaica diaria no son iguales para los dos tipos de instalaciones.

7.1. Instalación Tipo 1 → 12

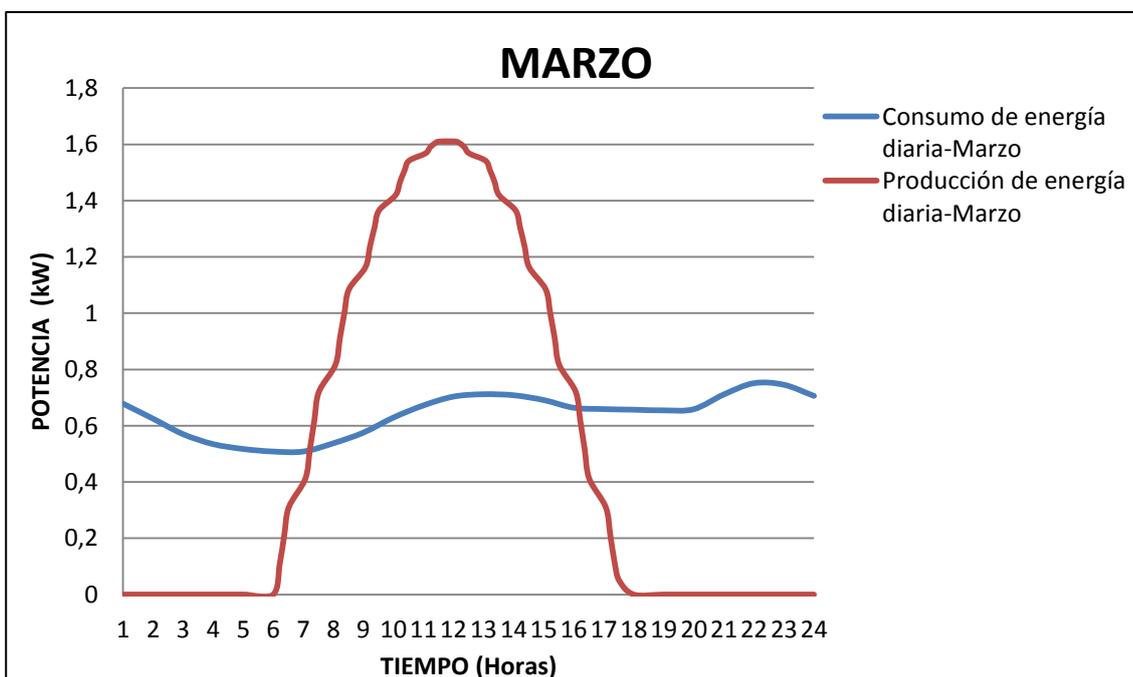
ENERO:



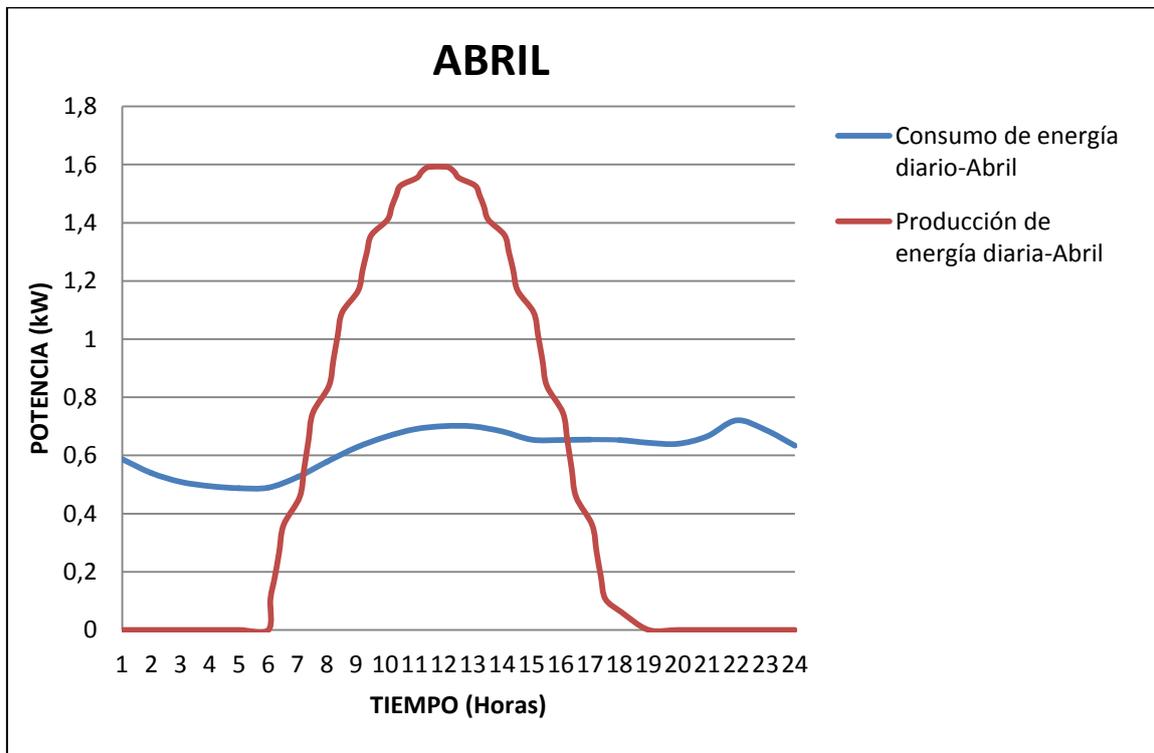
FEBRERO:



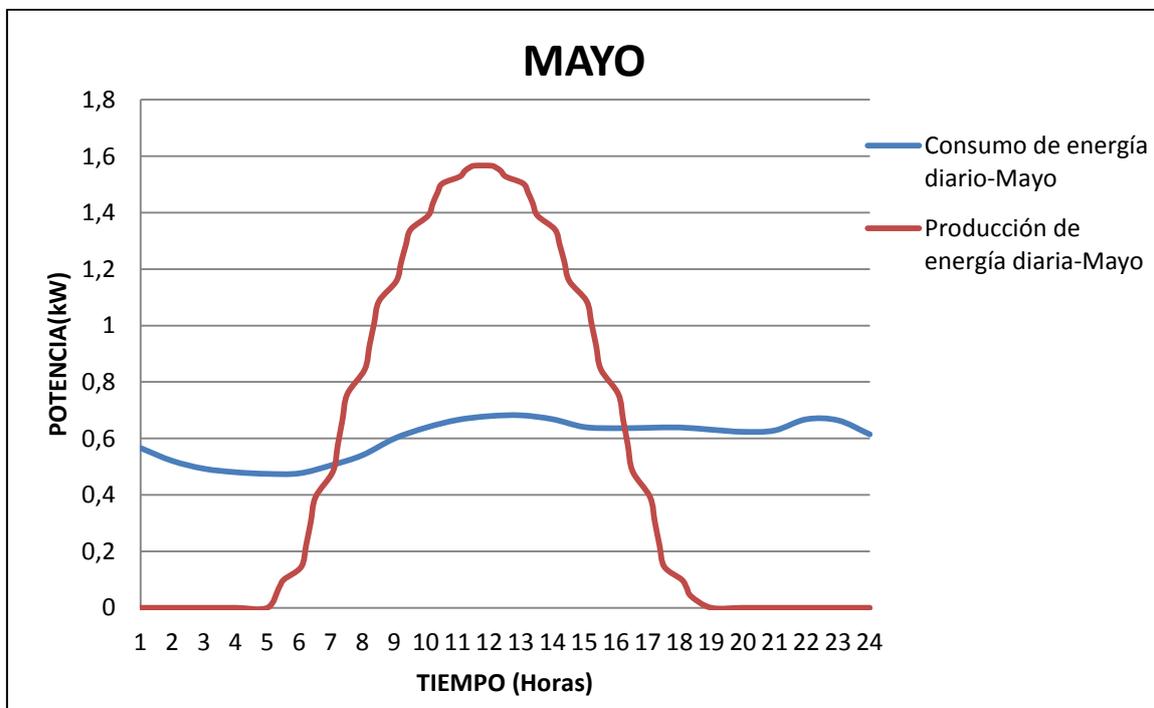
MARZO:



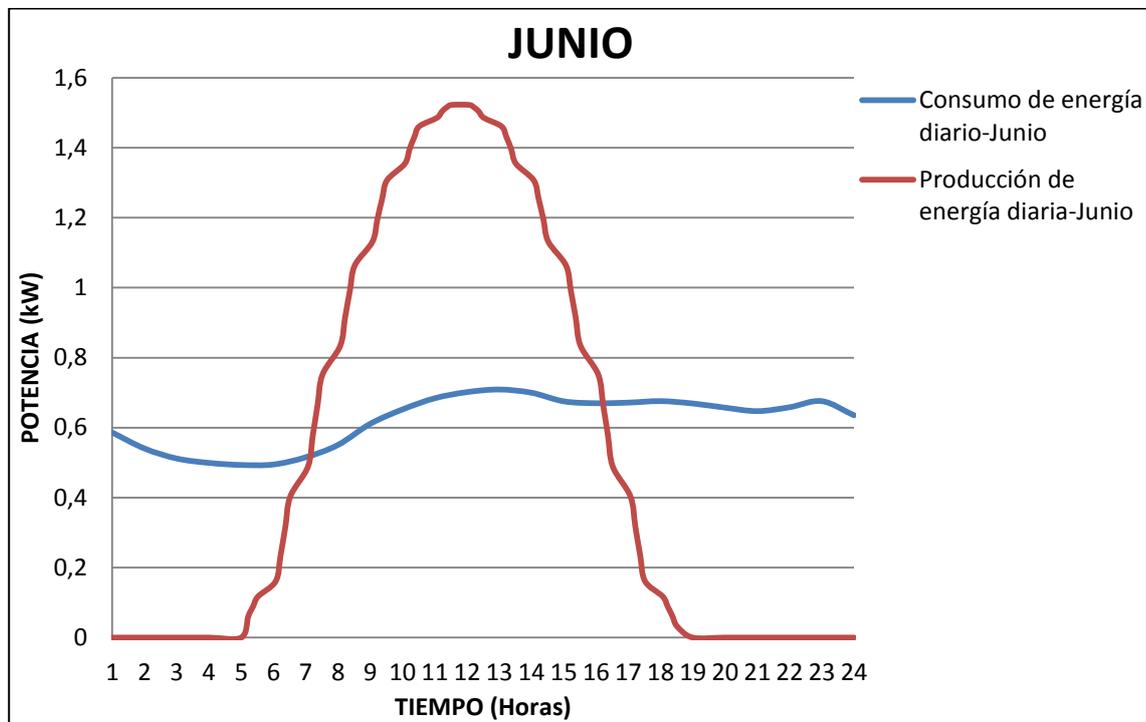
ABRIL:



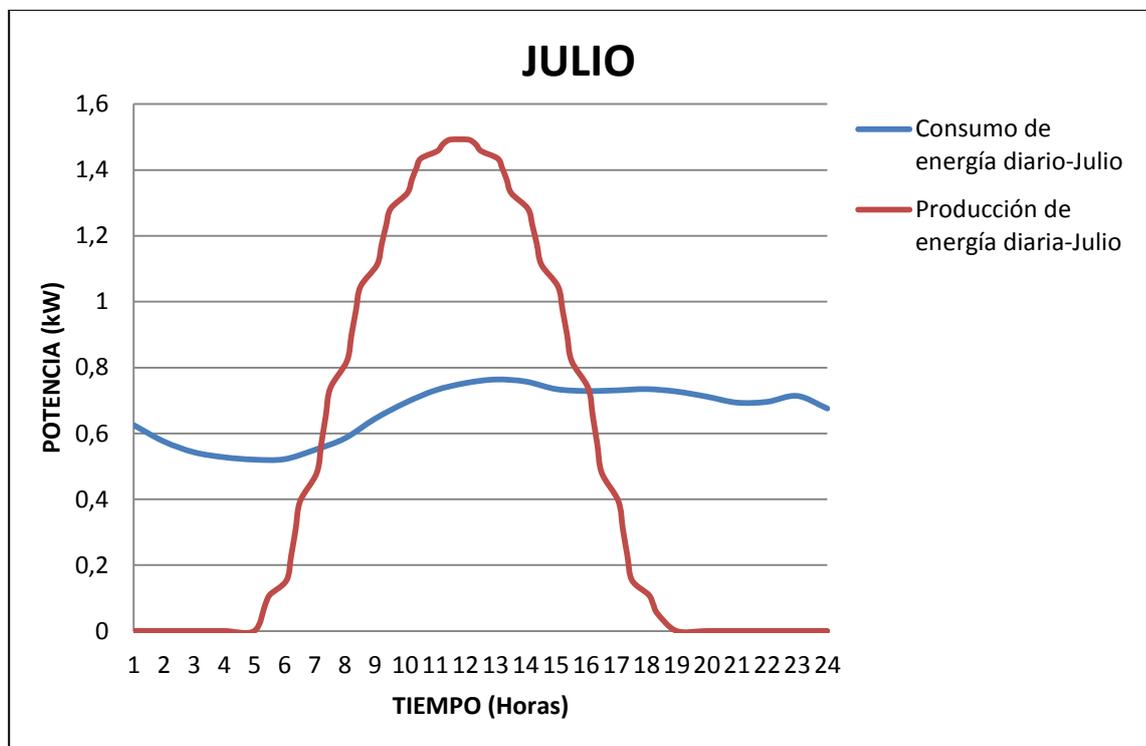
MAYO:



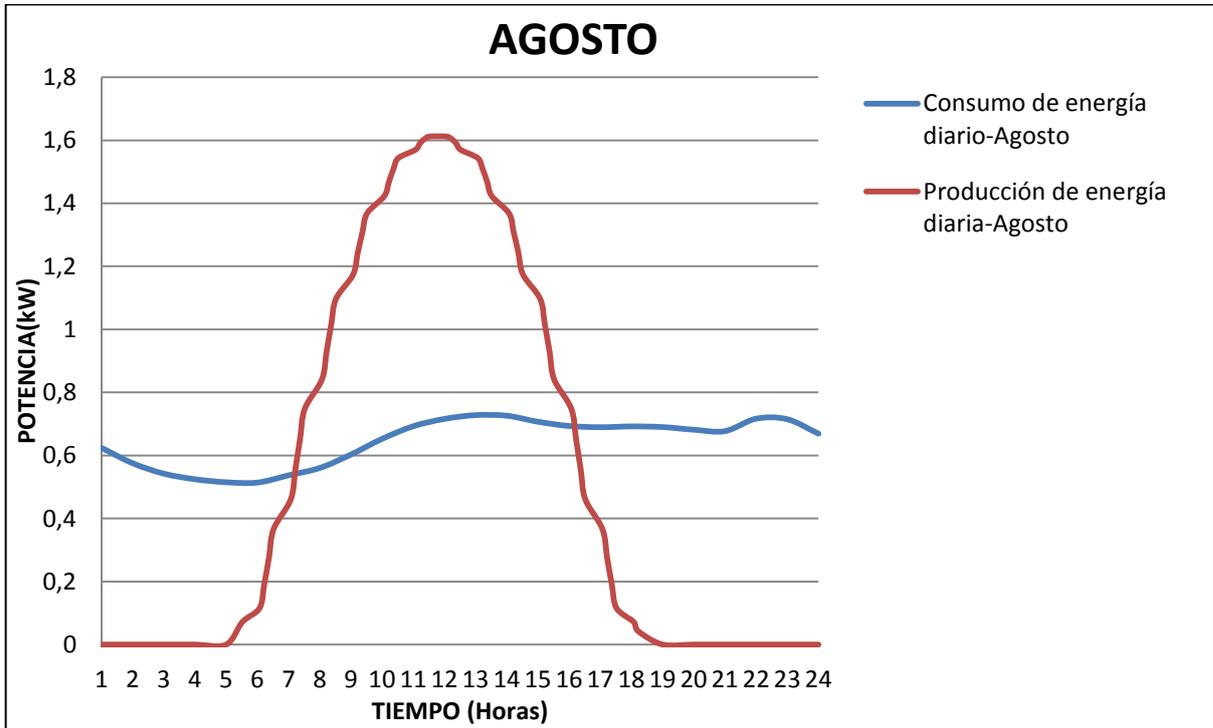
JUNIO:



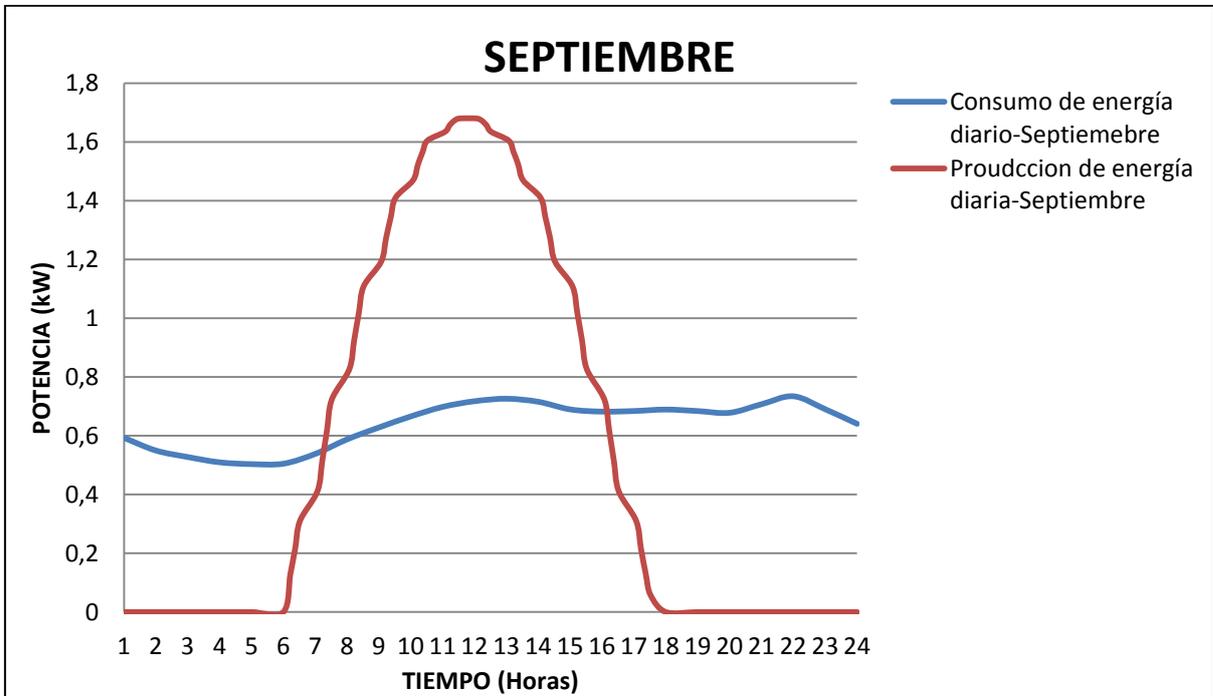
JULIO:



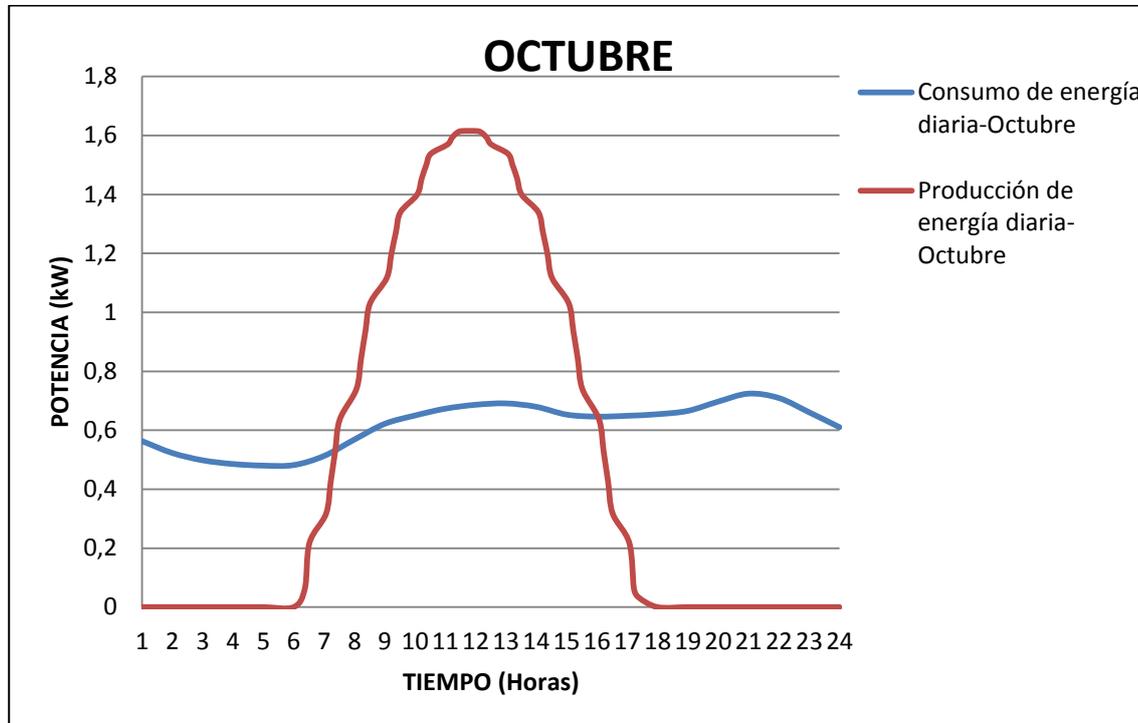
AGOSTO:



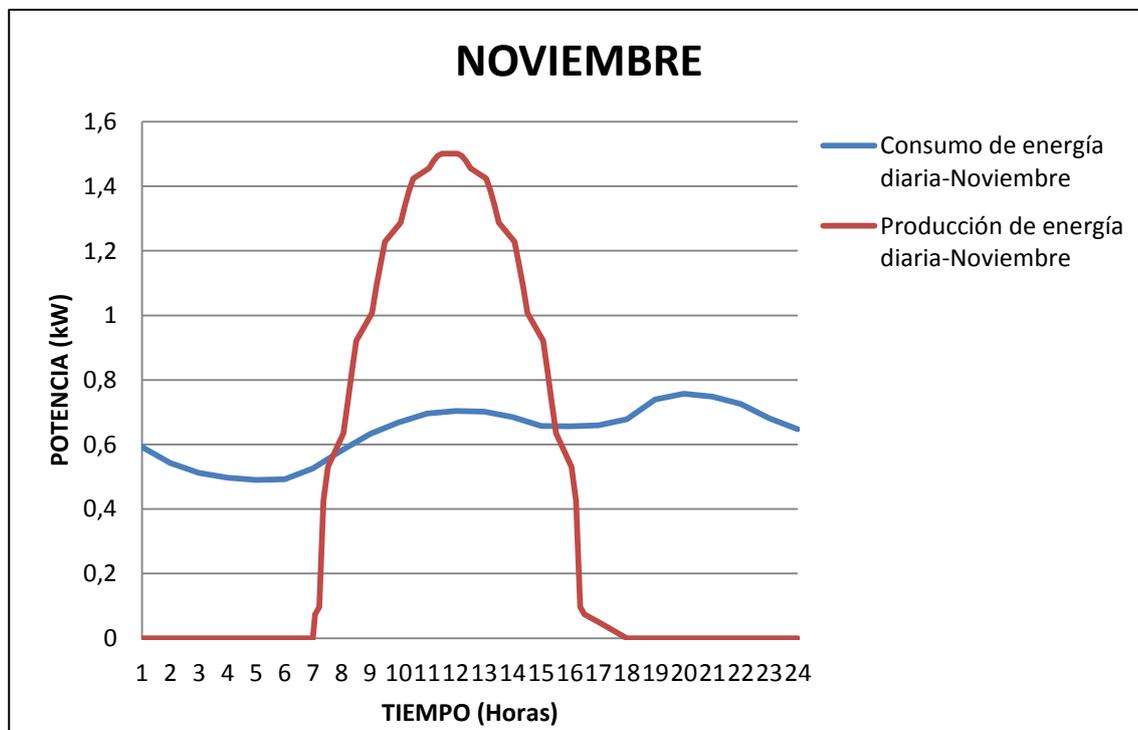
SEPTIEMBRE:



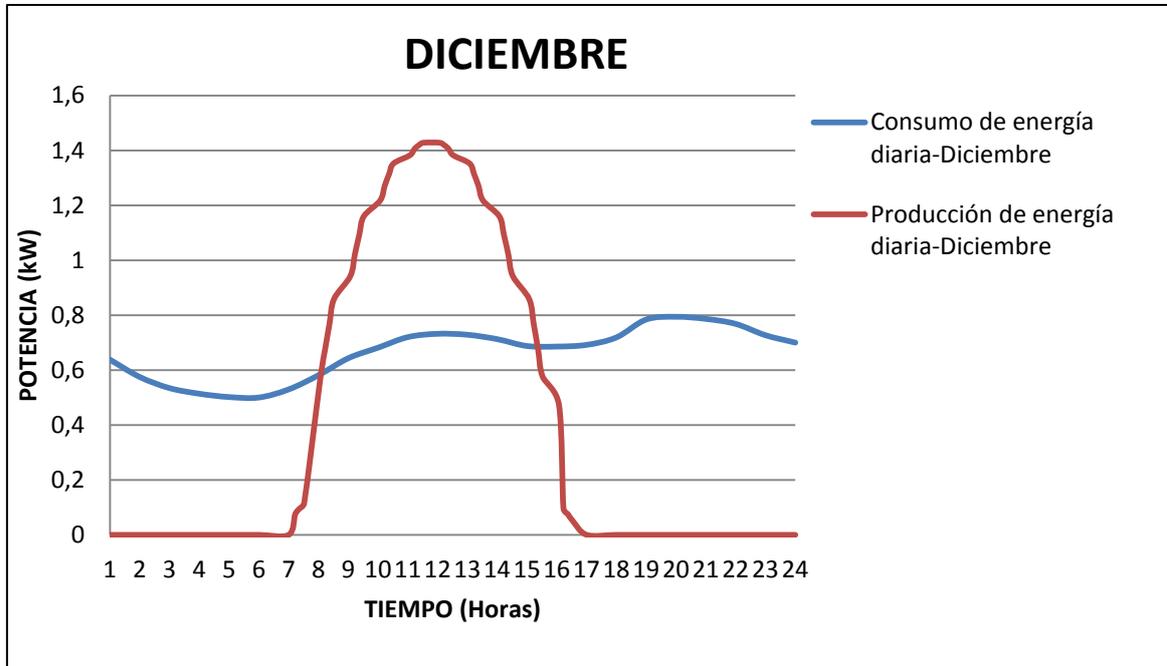
OCTUBRE:



NOVIEMBRE:

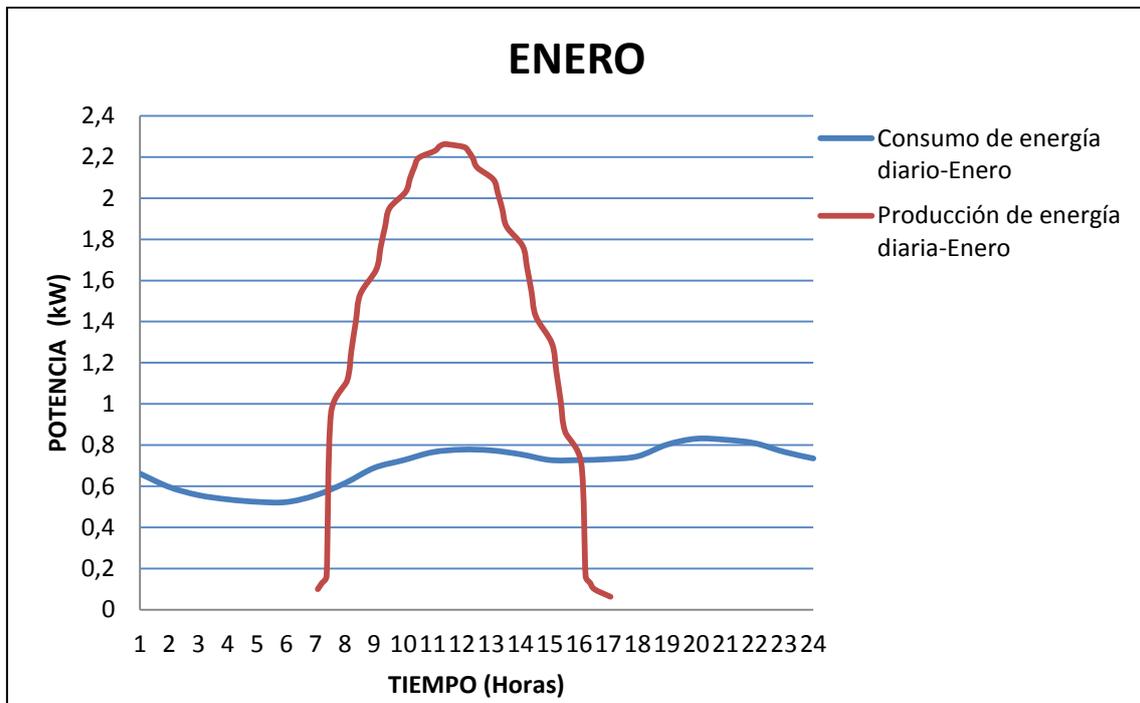


DICIEMBRE:

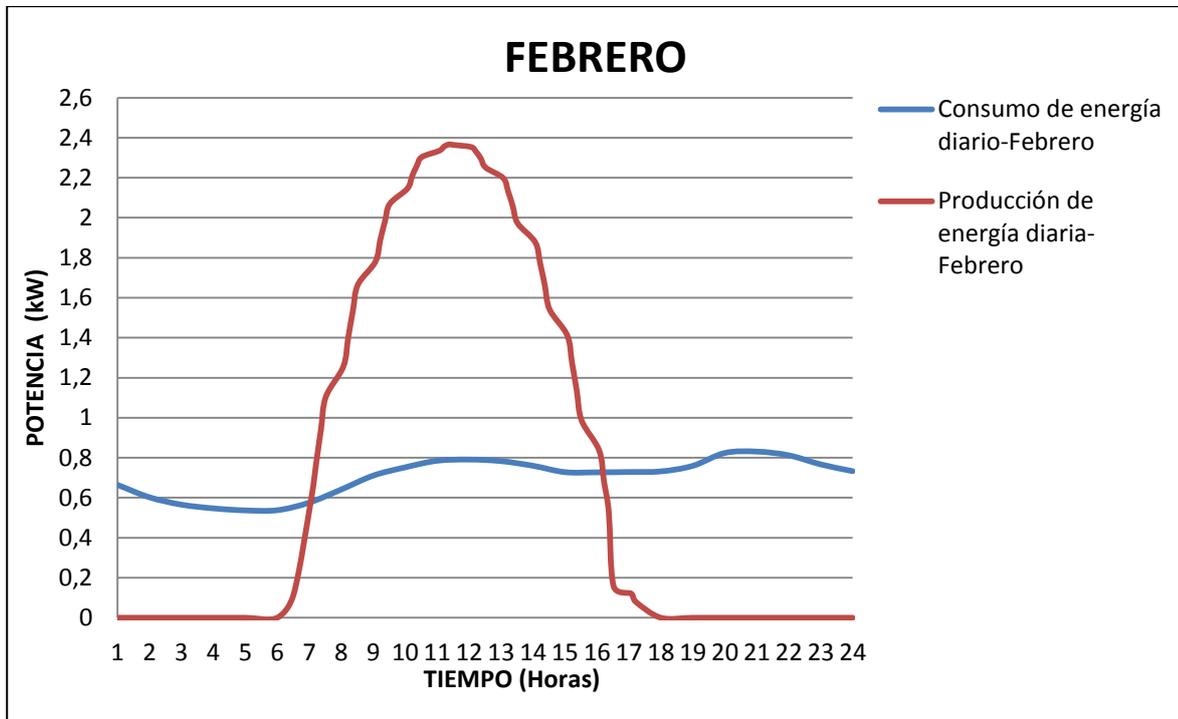


7.2. Instalación Tipo 2→18

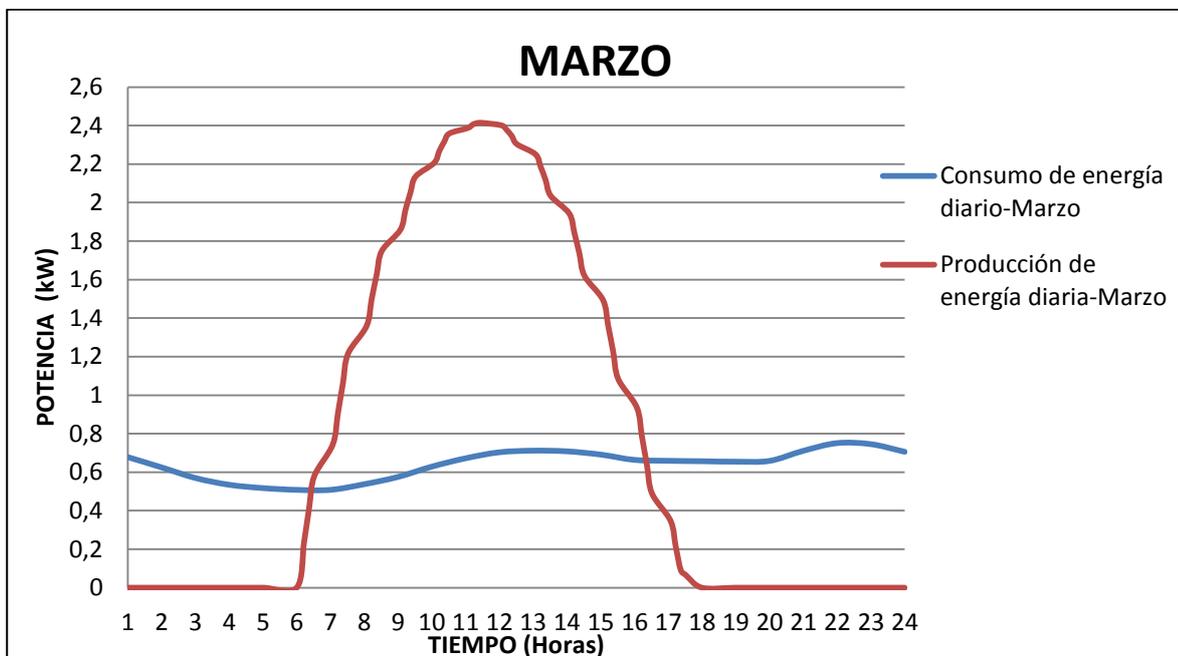
ENERO:



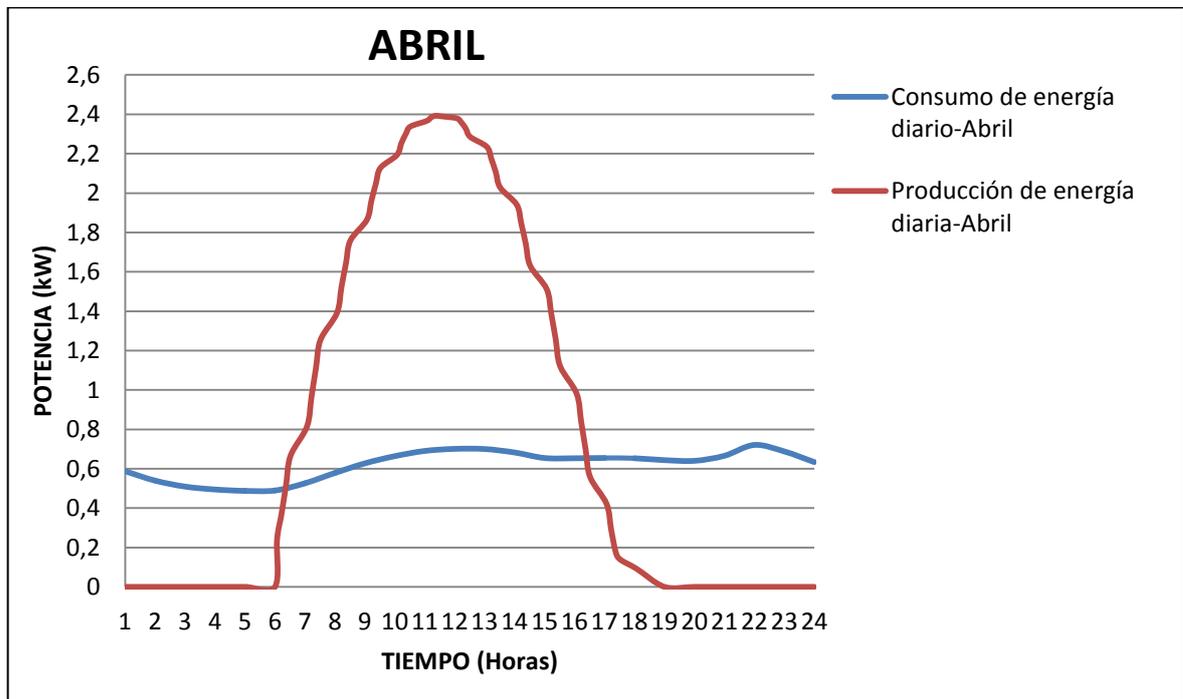
FEBRERO:



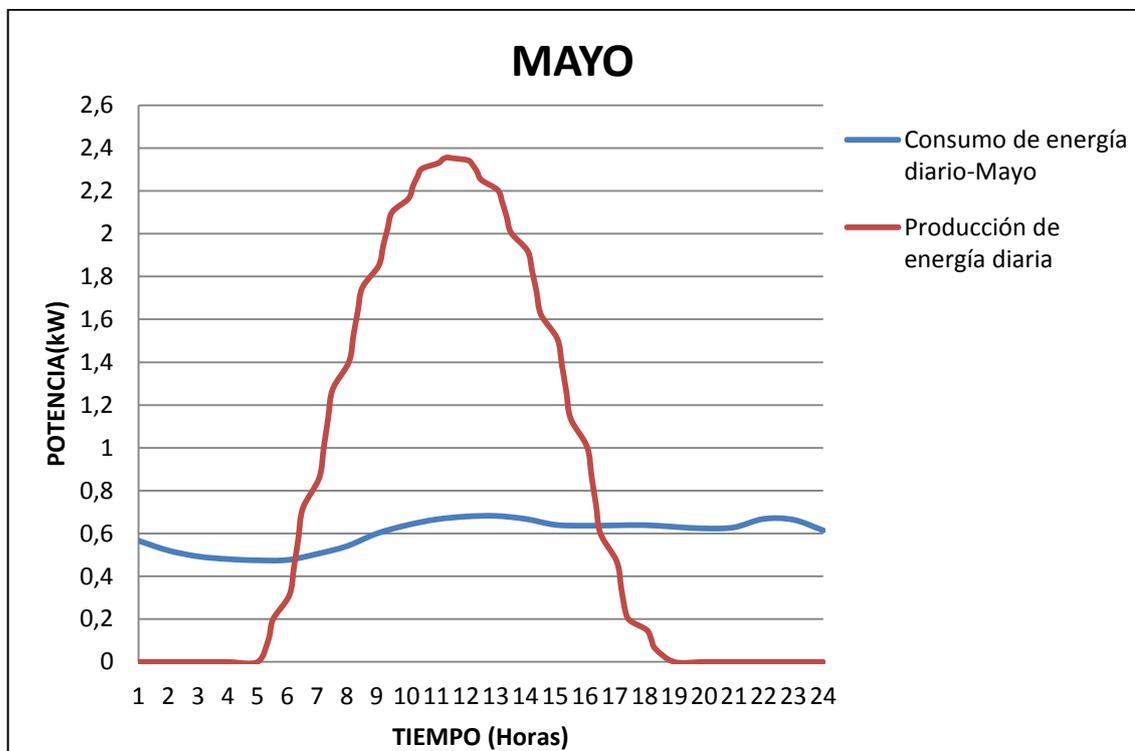
MARZO:



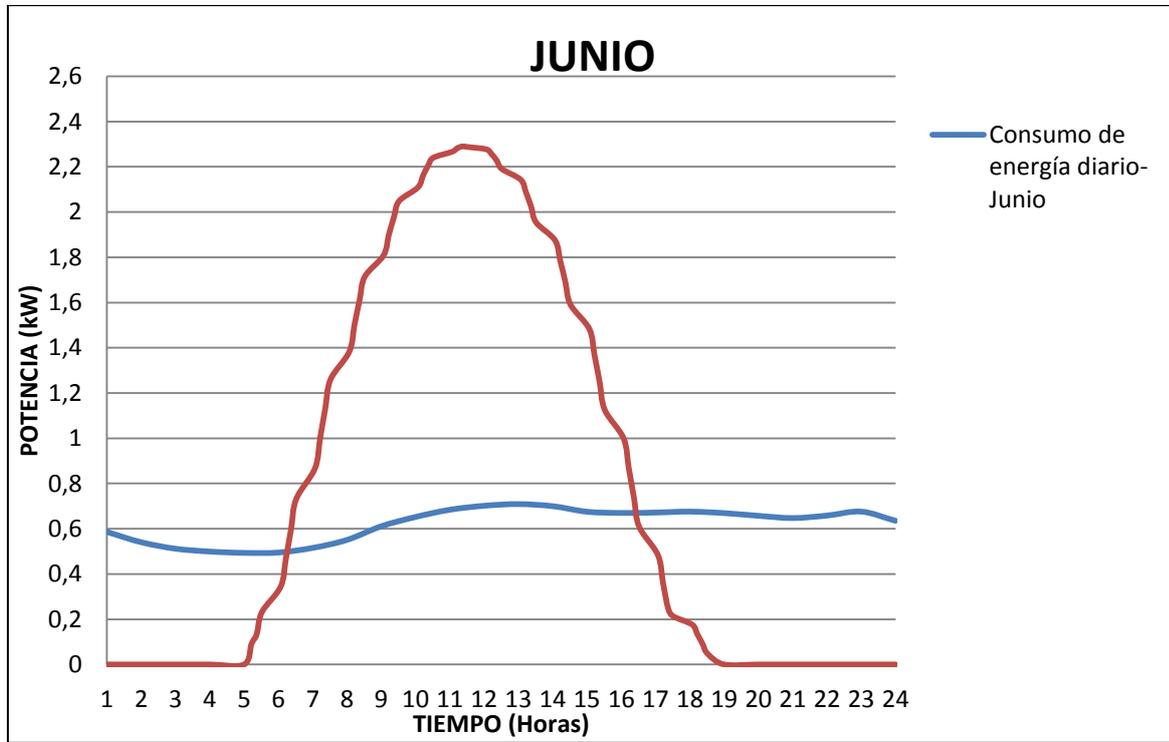
ABRIL:



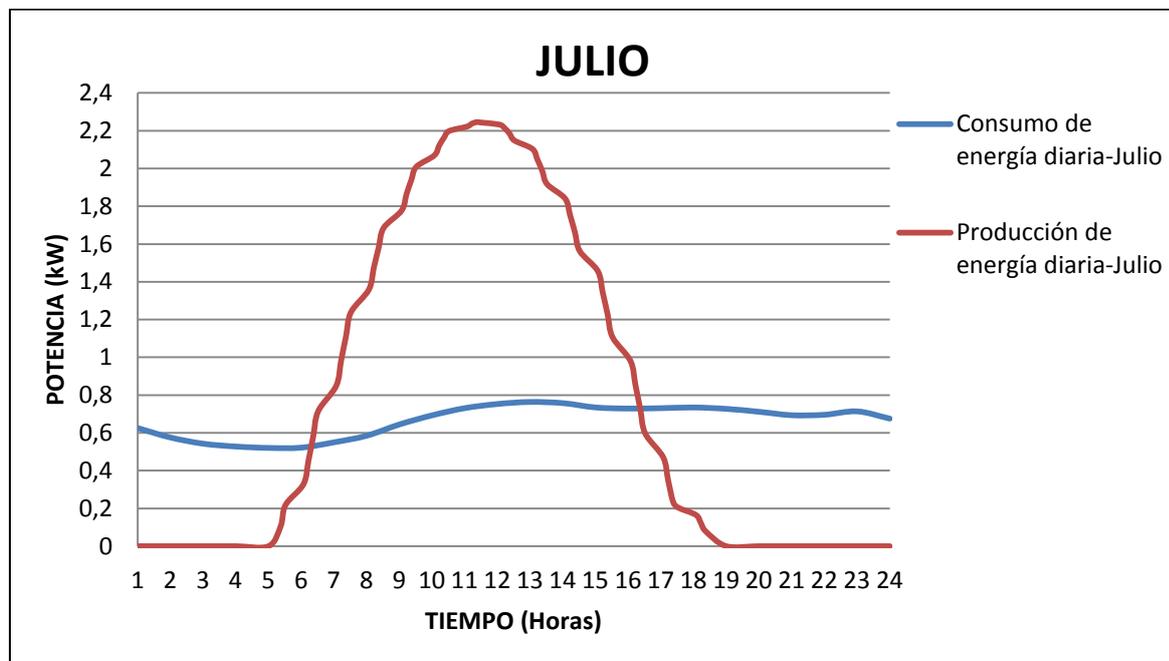
MAYO:



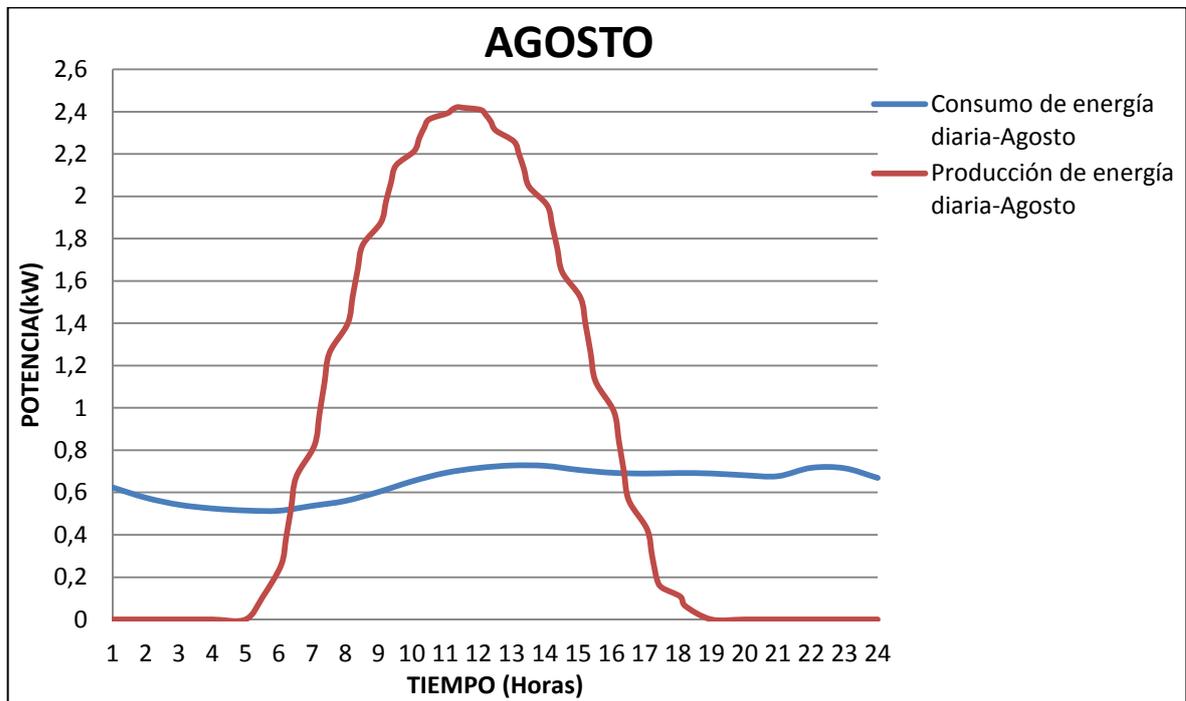
JUNIO:



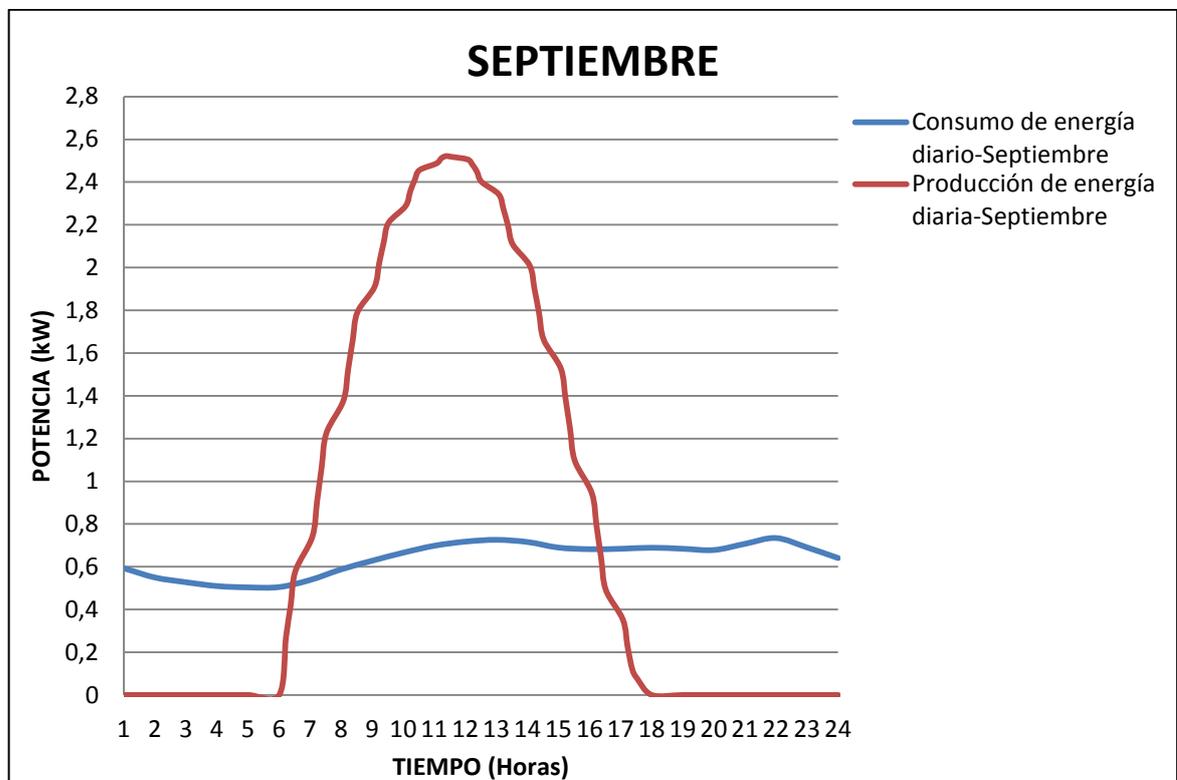
JULIO:



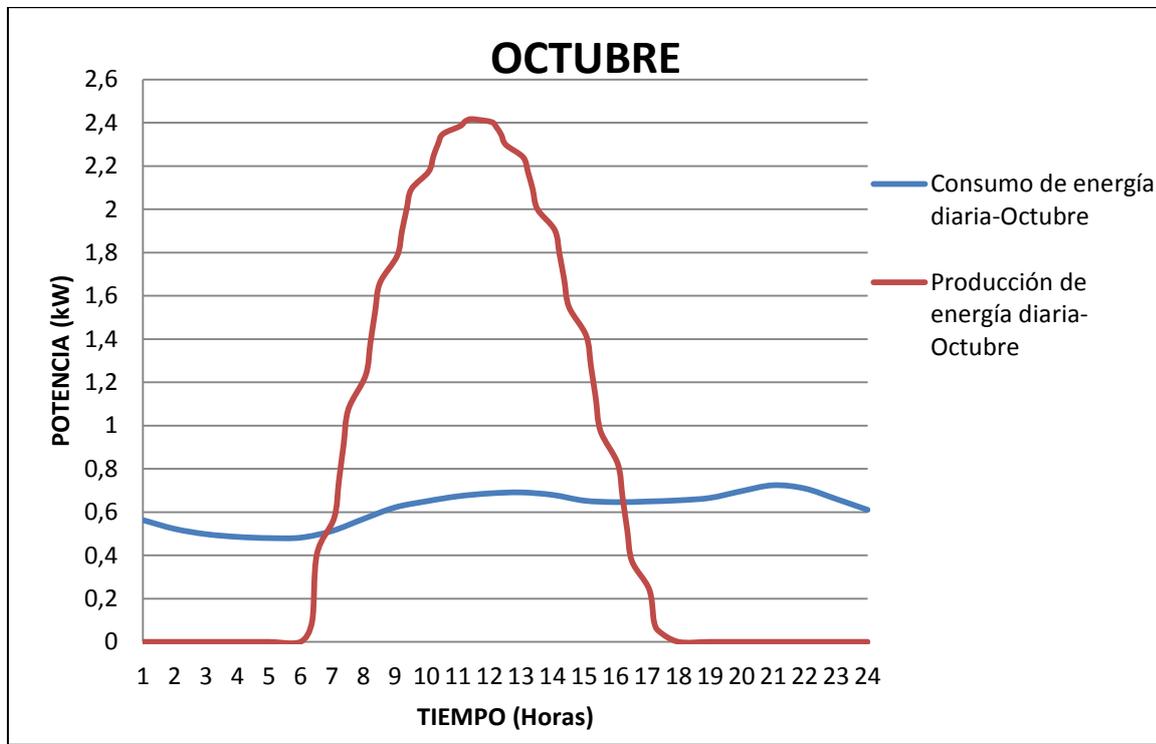
AGOSTO:



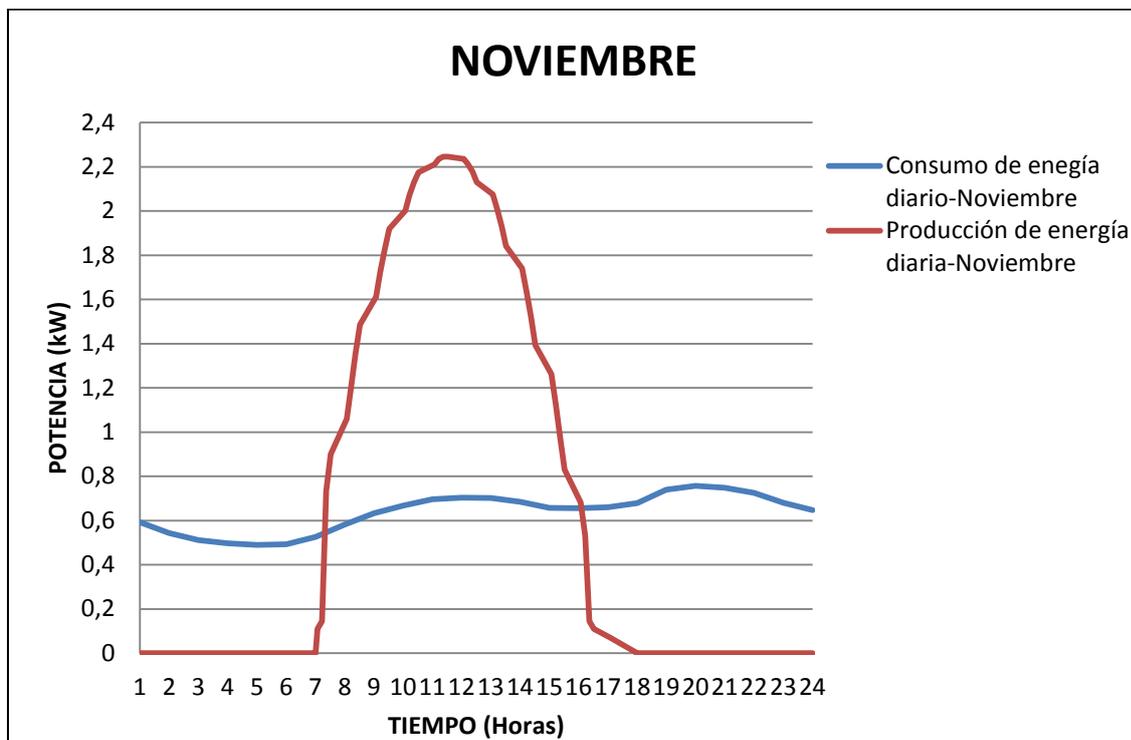
SEPTIEMBRE:



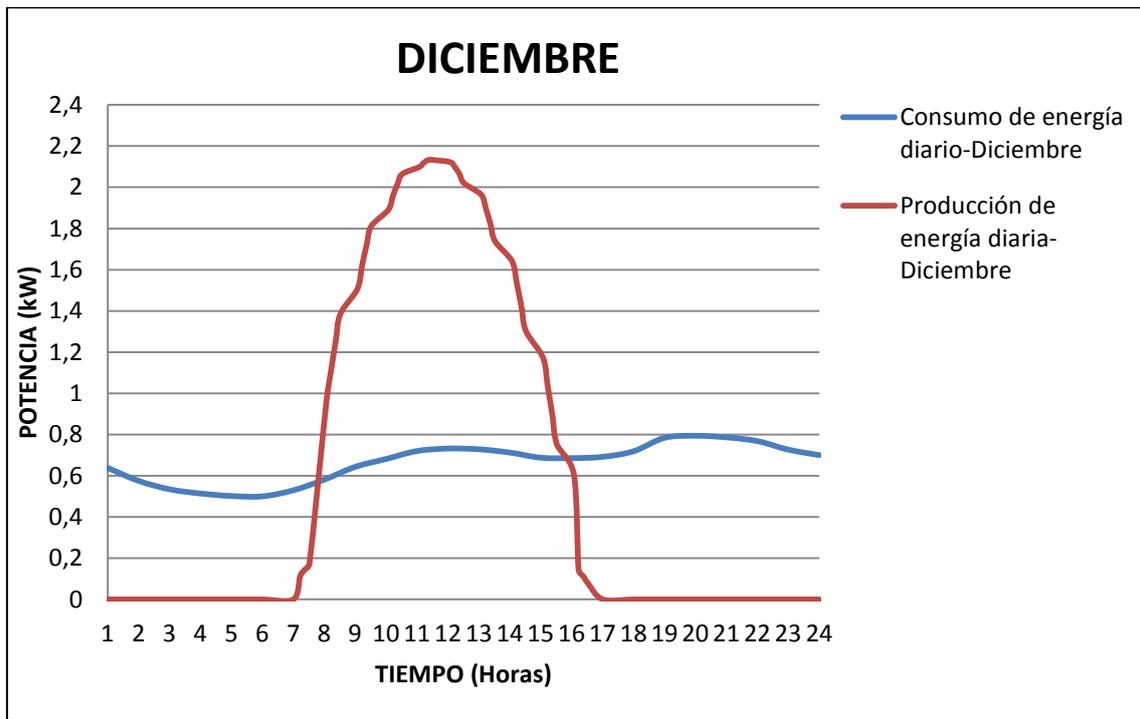
OCTUBRE:



NOVIEMBRE:



DICIEMBRE:



8. Referencias

[1] Juan F. Pérez-Carballo Veiga. Control de gestión empresarial. ESIC.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

ANEXO 3: CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES

4. Índice- Anexo 3. Características de los componentes

- 1. Cables Prysmain**
- 2. Contador eléctrico Cirwatt B200**
- 3. Controlador dinámico de potencia CPD-(0)**
- 4. Estructura simple**
- 5. Inversor-SB-1600 TL**
- 6. Inversor-SB-2500 TLST-21**
- 7. Módulo fotovoltaico Atersa-150P**

Tensión nominal:
Norma diseño:

0,6/1 kV (1,8 kV tensión continua)
DKE/VDE AK 411.2.3

P-SUN SP

Para uso en instalaciones fotovoltaicas

Precios en €, por 1000 m

Cable de cobre flexible de 0,6/1 kV (máximo 1,8 kV en tensión continua) resistente a la intemperia, para instalaciones fotovoltaicas. Con aislamiento de goma EIS y cubierta con halógenos EMS. Libre de halógenos, no propagador de la llama, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Diseñado según DKE/VDEAK 411.2.3. Tipo P-Sun SP.



Reducida emisión
de gases tóxicos
NFPA 20454



Libre
de halógenos
UL94-V0/EN 50267-3-1



No propagación
de la llama
UL94-V0/EN 60332-1-2



Baja emisión
de humos opacos
UL94-V0/EN 61034-2



Nula emisión
de gases
corrosivos
UL94-V0/EN 50267-3-2



Resistencia a los
rayos ultravioleta



Resistencia a la
absorción
del agua



Resistencia
al frío



Resistencia a
los golpes



Resistencia a los
grasos y aceites



Resistencia a los
agentes químicos



Resistencia a la
abrasión



Cable flexible



Suministro
en bobinas

Color cubierta: NEGRO, ROJO o AZUL

SECCIÓN
1 x 1,5
1 x 2,5
1 x 4
1 x 6
1 x 10
1 x 16
1 x 25
1 x 35
1 x 50
1 x 70
1 x 95
1 x 120
1 x 150
1 x 185
1 x 240

PRECIO €/km
2.043
2.686
3.119
4.352
7.339
10.139
16.547
21.738
31.557
41.455
55.394
73.391
88.414
107.675
132.080

Tensión nominal:
Norma diseño:
Designación genérica:

0,6/1 kV
UNE 21123-4
RZ1-K (AS)

AFUMEX 1000 V (AS)



Quick

Para uso según ITC-BT 14, 15, 20, 28 y 29,
CTE Y RD 2267/2004



Precios en € por 1000 m

Cable de cobre flexible RZ1-K (AS) de 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS) con aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefinas. Libre de halógenos, no propagador de la llama ni del incendio, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Diseñado según UNE 21123-4. Tipo Afumex 1000 V Iris Tech (AS).



Reducción emisión
de gases tóxicos
RSC 20454



Libre
de halógenos
UNE-EN 50373-2-1



No propagación
de la llama
UNE-EN 60332-1-2



No propagación
del incendio
UNE-EN 50265-2-4



Baja emisión
de humos opacos
UNE-EN 61034-2



Nula emisión
de gases
corrosivos
UNE-EN 50267-2-2



Resistencia a los
rayos ultravioleta



Resistencia a la
absorción
del agua



Resistencia
al fuego



Cable flexible



Alta Seguridad



Suministro
en bobinas

Color cubierta: VERDE con franja longitudinal de color sistema Iris Tech

SECCIÓN
1 x 1,5
1 x 2,5
1 x 4
1 x 6
1 x 10
1 x 16
1 x 25
1 x 35
1 x 50
1 x 70
1 x 95
1 x 120

PRECIO €/km
1.446
1.998
2.940
3.678
5.850
8.564
12.934
17.974
25.858
36.384
46.786
58.280

BOBINA	BOBINA COMPLETA METROS
S	6000
S	5000
R	2700
S	5000
R	2500
T	6000
S	4000
T	5000
R	1700
4	5000
S	2300
T	3000
S	1700
4	2500
S	1300
4	2000
3	1000
4	1500
3	800
4	1000
3	500
4	1000
3	500

CIRWATT B 200

Contador monofásico de energía activa clase B* y reactiva clase 2

Descripción

CIRWATT B es un contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. Este contador cumple la normativa europea actual vigente en contadores de energía (MID) **EN 50470-1** y **EN 50470-3**, hecho que aprueba la instalación de estos contadores en cualquier país de la comunidad europea.

Dispone de comunicaciones PLC (*Power Line Carrier*) a través de la red eléctrica así como de puerto óptico. Ambas comunicaciones utilizan el protocolo **IEC-870-5-102**. También dispone de un registrador de hasta 3 meses de registros horarios, de los 6 tipos de energía. Así mismo también permite la lectura de datos en ausencia de tensión. Incorpora el elemento de corte, que permite al usuario controlar la demanda del suministro de forma fiable y segura.

Aplicación

La aplicación principal del contador **CIRWATT B** es la de la medida de energía activa y reactiva para facturación, en los casos en los que se requiera un contador de altas prestaciones a un coste optimizado. La comunicación PLC proporciona la descarga a distancia de todos los datos registrados por el contador, a través del concentrador **PLC800**.

El elemento de corte integrado en el contador permite la gestión a distancia del suministro, maniobrando el elemento de corte abrir/cerrar, y programando la potencia contratada por encima de la cual actuará el elemento de corte que se abrirá y reconectará de una forma que se garantiza la seguridad del usuario final.



Características

Alimentación	
Tensión nominal	110 ... 230 V
Tolerancia	80 % ... 115 % U_n
Consumo	<2 W; 10 V·A
Frecuencia	50 ... 60 Hz
Medida de tensión	
Conexión	Asimétrico
Tensión de referencia	230 V
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V·A
Medida de intensidad	
Corriente nominal de referencia I_{ref}	10 A
Corriente máxima I_{max}	60 A
Corriente de arranque I_{st}	< 0,04 x I_{ref}
Corriente mínima I_{min}	< 0,5 x I_{ref}
Consumo circuito corriente	0,024 V·A a 10 A
Clase de precisión	
Precisión medida de energía activa	EN 50470 - Clase B*
Precisión medida de energía reactiva	UNE-EN 62053-21 - Clase 2
Memoria	
Datos	Memoria no volátil
Setup y eventos	Serial flash

Batería	
Tipo	Litio
Vida	> 20 años a 30 °C
Reloj	
Tipo	Calendario Gregoriano
Fuente	Oscilador compensado en temperatura
Precisión (EN61038)	< 0,5 s/día
Influencias del entorno	
Rango de temperatura de trabajo	-25 °C a +70 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C a +85 °C
Coefficiente de temperatura	< 15 ppm/K
Humedad	95 % máx.
Aislamiento	
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min
Tensión de impulso 1,2/50µs - IEC 62052-11	6 kV
Índice de protección (IEC 62052-11)	II
Display	
Tipo	LCD
Número de dígitos de datos	Hasta 6
Tamaño dígitos de datos	9 mm
Lectura del display en ausencia de tensión	Sí

* Clase B equivale a Clase 1

CIRWATT B 200

Contador monofásico de energía activa clase B y reactiva clase 2

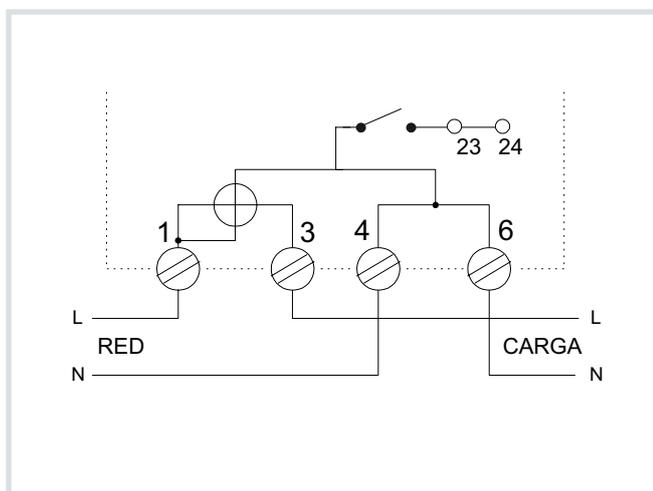
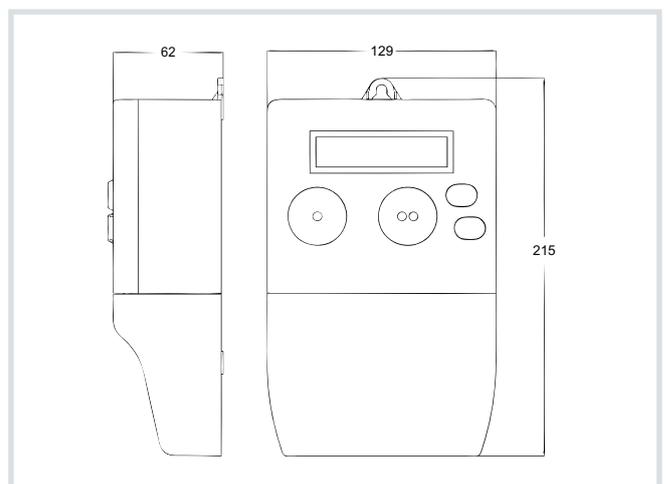
**Características**

Interfaz de comunicación óptico	
Tipo	Serie; bi-direccional
Hardware	IEC 62056-21
Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102
Detector de intrusismo	
Detección	Apertura tapa cubrebornes
Tipo	Micro interruptor
Función	Detecta intrusismo en ausencia de tensión
Características mecánicas	
Conexión	Asimétrica
Dimensiones externas	DIN 43857
Características envolvente	DIN 43859
Grado IP (IEC 60529)	IP 51
PLC	
Sistema de modulación	DSCK con sistema de repetidores
Hardware	CENELEC A o CENELEC B
Protocolo	CirPLC y PEP (PLC Encapsulated Protocol)

Programación tarifas	
Número de jornadas	4
Tipos de días	4
Contratos	1
Número de tarifas	6
Discriminación	1 hora
Días festivos	15
Días especiales	No tiene
Curva de carga	
Numero de curvas de carga	1
Tiempo de integración	Programable: 1 ... 253
Profundidad de registro	2200
Eventos	
Número de eventos	200
Cierres de facturación	
Número de cierres	12 por contrato
Tipo	Deshabilitado / Fecha y hora programable

Referencias

Tensión de medida 230 V c.a.	Rango medida corriente (A)	Discriminación horaria	Cuadrantes	Salidas de relé	Salidas de impulsos	Entradas de impulsos	Comunicación	Elemento de corte interno	Tipo
• 10 (60)	DH1	4	2			PLC A	•	CIRWATT B - 212-ES4-43B-12	
• 10 (60)	DH0	4	2			PLC A	•	CIRWATT B - 212-ED4-43B-12	

Conexiones**Dimensiones**

CDP

Controlador dinámico de potencia

Descripción

CDP-0 / CDP-G son una familia de controladores dinámicos de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permiten regular el nivel de generación del inversor en función del consumo del usuario.

Una de las principales características de esta serie es la posibilidad de medir todos los flujos de energía de la instalación:

- La energía consumida por el usuario
- La energía generada por el inversor
- La energía que se consume o inyecta a la red
- La energía de una fuente de generación auxiliar.

En estos dispositivos tenemos que configurar la potencia del inversor y mediante un canal de comunicaciones, el **CDP** es capaz de adecuar la generación, al consumo de energía teniendo como objetivo que la inyección a la red eléctrica sea nula.

El **CDP** genera una base de datos con toda la información de la potencia y la energía de cada punto de medida, incluyendo también el porcentaje de regulación del inversor, además permite la monitorización on line vía Internet.

En el **CDP** se incorpora un visualizador de 2 líneas de 20 caracteres, en el que es posible visualizar todas las variables eléctricas que el equipo mide, además se han integrado seis indicadores luminosos para poder conocer en todo momento el estado de las comunicaciones y la situación de la alarma. El equipo también dispone de las siguientes funciones adicionales:

- Control de un relé de desconexión de red redundante, haciendo la función de relé de corriente inversa.
- Control de hasta tres circuitos en el modo gestión de la demanda, en el modelo **CDP-G**.

Aplicación

El **CDP** es el equipo ideal para la gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo sin inyección a la red.



Características

Alimentación en corriente alterna

Tensión nominal	230 V _{c.a.}
Tolerancia	80% ...115%
Frecuencia	50...60 Hz
Consumo	6 VA

Alimentación en corriente continua

Tensión nominal	12 V _{c.c.}
Consumo	6 W

Medida de tensión

Margen de medida	10...300 V _{c.a.}
Frecuencia	50...60 Hz

Medida de corriente

Corriente nominal	Secundario 250 mA
Corriente máxima	Secundario 300 mA

Clase de precisión

Precisión medida de potencia	0,5%
Precisión medida de energía	1,0%

Comunicaciones

Interfaz de usuario	Ethernet
Comunicaciones con el inversor	RS-232 / RS-485 / RS-422
Comunicaciones con otros equipos	RS-485

Interfaz de usuario

Visualizador	2 líneas de 20 caracteres
Indicadores luminosos	6 LEDs
Teclado	4 teclas de silicóna

Condiciones ambientales

Temperatura de trabajo	-25...+70 °C
Temperatura de almacenamiento	-40...+85 °C
Humedad	Máx. 95% sin condensación

Funciones auxiliares

Salidas de control	4 relés libres de potencial, 6 A
--------------------	----------------------------------

Características técnicas

Peso	250 g
Material	Plástico UL94 - V0 Autoextinguible
Dimensiones	105 x 70 x 90 mm 6 módulos de carril DIN

Normas

Seguridad de equipos eléctricos de medida y control **IEC 61010-1:2010**, compatibilidad electromagnética **IEC 61000-6-2:2005**, y **IEC 61000-6-4:2011**

CDP

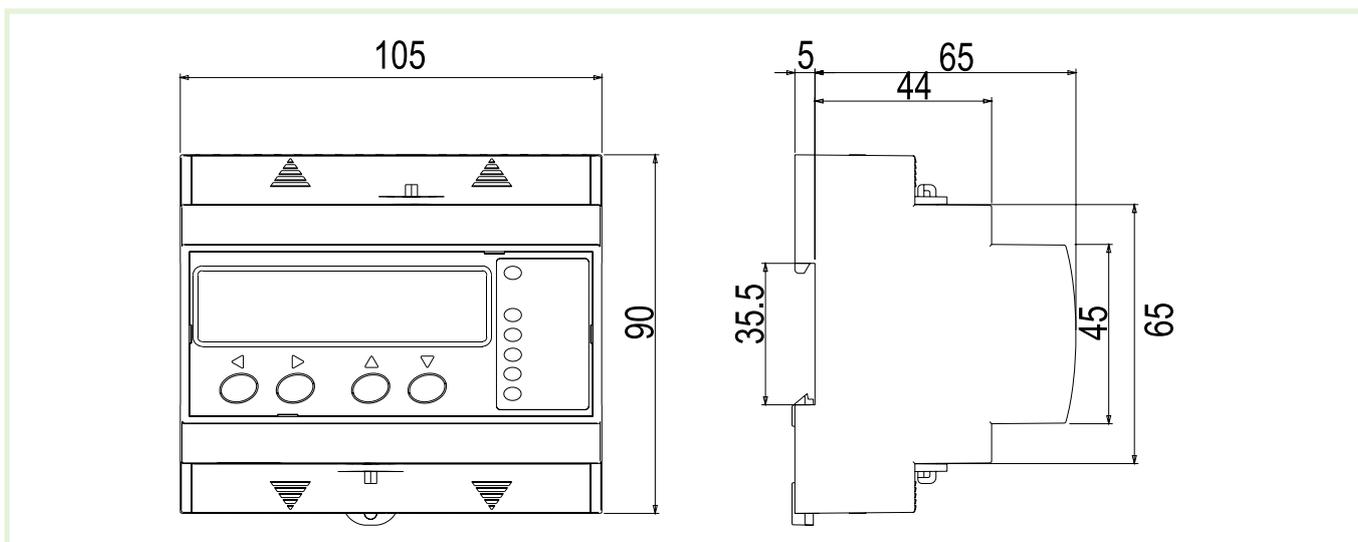
Controlador dinámico de potencia



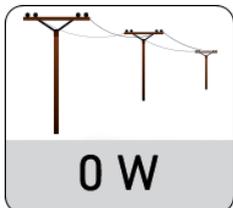
Referencias

Tipo	Descripción	Código
CPD-0	Controlador dinámico de potencia, inyección cero	E51001
CPD-G	Controlador dinámico de potencia, inyección cero y gestión de la demandada	E52001

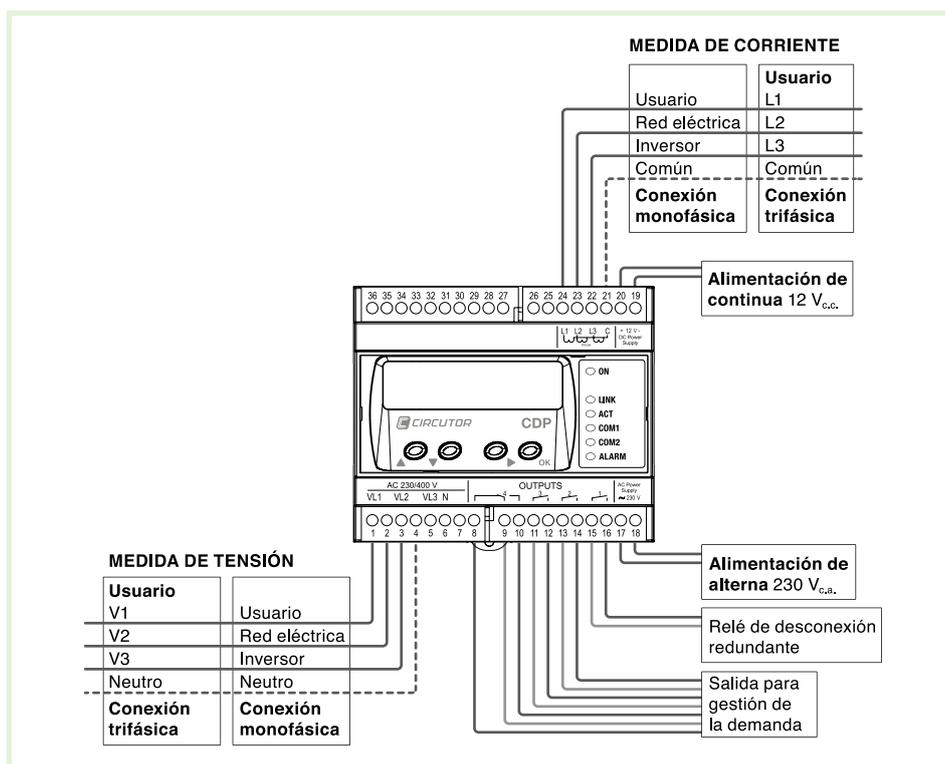
Dimensiones



Visualización Web



Conexiones





**TORNOS Y FRESA
REPARACION DE CULATAS,
SOLDADURAS DE ALUMINIO.**

ENRIQUE LUIS AZNAZ

Presupuesto 054/13

Tegueste, 4 de noviembre de 2013

En contestación a su solicitud, a continuación les detallamos nuestro presupuesto:

- Fabricar estructura según plano

	PVP	Unidades	Total
Cuadrado 60x60x4 mm.	8,80	2,854 m	25,16
Rectangular 60x40x4 mm.	7,98	13,565 m	108,24
Mano de obra y soldadura	40,00	11	440,00
		Subtotal	573,40
		IGIC 5%	40,13
		TOTAL	613,53 €

En espera de que sea de su interés el presente presupuesto, aprovechamos la ocasión para saludarles atentamente,

REPAMAGRI, S.L.

CONFORME
ENRIQUE LUIS AZNAZ
Fdo.:

1) De acuerdo con la Ley Orgánica 15/1999 de 13 de diciembre de Protección de Datos de Carácter Personal, le informamos de que sus datos están incorporados en un fichero automatizado propiedad de Repamagri, S.L. notificado a la Agencia de Protección de Datos. Para ejercer su derecho de acceso, rectificación o cancelación, puede enviar un mensaje a repamagrisl@repamagrisl.com o enviar una carta a Repamagri, S.L. Ctra. Gral. El Socorro, 191 Tegueste 38.280 Santa Cruz de Tenerife.

2) Esta información está dirigida únicamente a su destinatario y es confidencial. Si la ha recibido por error, Repamagri, S.L. le informa que su contenido es reservado y su lectura, copia, uso o publicación en cualquier medio no está autorizado. Repamagri, S.L. no garantiza la confidencialidad de los mensajes transmitidos vía Internet y se reserva el derecho a ejercer las acciones legales que le correspondan contra todo tercero que acceda o utilice de forma ilegítima el contenido de este mensaje y al de los ficheros contenidos en el mismo. Si usted no es el destinatario del mismo y lo recibe, le rogamos nos lo notifique de inmediato a la dirección repamagrisl@repamagrisl.com o por teléfono al 922638131 y destruya el mensaje recibido.



Efficient

- 96.0 % efficiency
- Transformerless

Safe

- Optional ESS DC load disconnecting unit

Reliable

- Worldwide SMA service including Service Line
- Attractive SMA warranty program

Simple

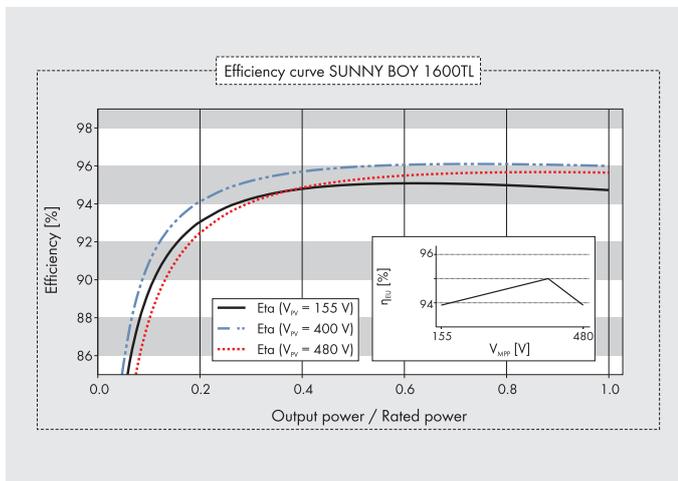
- DC plug system SUNCLIX

SUNNY BOY 1600TL

The great among the small

With an efficiency level of 96.0 % the transformerless Sunny Boy 1600TL guarantees first-class energy yields and thus an outstanding price/performance ratio. The tried and tested inverter is particularly suitable for use in small PV systems as well as in sub-generators in larger systems. Its low weight and robust housing enable easy installation. In addition, the Sunny Boy is equipped with an all-pole sensitive leakage current monitoring unit, which guarantees safe operation at all times. As with all Sunny Boy, the Sunny Boy 1600TL is also compatible with SMA communication products.

Technical data	Sunny Boy 1600TL
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	1700 W
Max. DC voltage	600 V
MPP voltage range	155 V - 480 V
DC nominal voltage	400 V
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V
Max. input current / per string	11 A / 11 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 1
Output (AC)	
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	1600 W
Max. AC apparent power	1600 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
AC grid frequency; range	50 Hz; -4.5 Hz, +2.5 Hz
Max. output current	11 A
Power factor ($\cos \varphi$)	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta	96.0 % / 95.0 %
Protection devices	
DC reverse-polarity protection	●
ESS switch-disconnector	○
AC short circuit protection	●
Ground fault monitoring	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	-/●
Protection class / overvoltage category	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D) in mm	440 / 339 / 214
Weight	16 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 33 dB(A)
Internal consumption (night)	< 0.1 W
Topology	transformerless
Cooling concept	Convection
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H
Features	
DC connection: SUNCLIX	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	-/●/-
Display: text line / graphic	●/-
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○/○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, EN 50438*, C10/C11, PPDS, UTE C15-712-1, AS4777
* Does not apply to all national deviations of EN 50438	
● Standard features ○ Optional features – not available	
Data at nominal conditions	
Type designation	SB 1600TL-10



Accessories



RS485 interface of type 485PB-NR



Bluetooth® Piggy Back BTPBINV-NR

SUNNY BOY 2500TL / 3000TL SINGLE TRACKER



SB 2500TLST-21 / SB 3000TLST-21



Economical

- Maximum DC input voltage of 750 V
- Cost saving due to fewer parallel strings
- Shade management with OptiTrac Global Peak*

Flexible

- Compatible with all PV modules available on the market
- Variable applications due to the use as main or complementary device

Simple

- Without fan
- Easier wall mounting
- SUNCLIX DC plug-in system
- Fast connection, no tools required

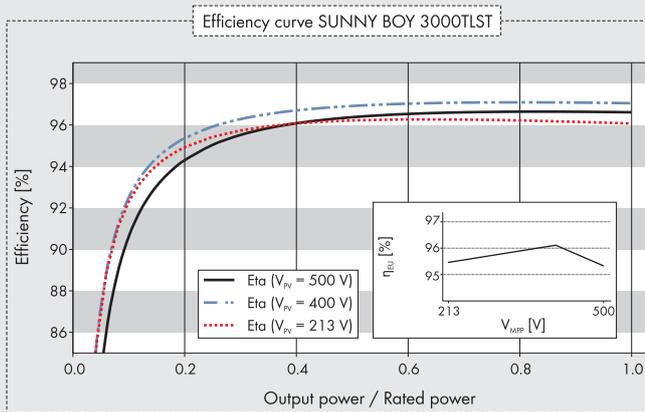
Communicative

- Simple country configuration
- Bluetooth® technology

SUNNY BOY 2500TL / 3000TL SINGLE TRACKER

Now also available as an economical specialist for small, simple plants

Just like before. But new. The Sunny Boy TL is now available with only one MPP tracker and in principle offers all the benefits of its multistring brothers 3000TL, 3600TL, 4000TL and 5000TL: with economical operation, advanced technology and convenient operation, the special strengths of the Sunny Boy Single Tracker make it a standout. Not only is it a cost-efficient specialist for small, simple rooftop installations, but thanks to its reactive power capability, it's also the perfect addition to existing systems.



Accessories



RS485 interface
DM-485CB-10



Additional Fan Kit
FANKIT01-10



Multi-function relay
MFRO1-10

* Does not apply to all national appendices of EN 50438
Provisional data: last updated april 2012

● Standard features ○ Optional features – Not available
Data at nominal conditions

Provisional technical data	Sunny Boy 2500TL Single Tracker	Sunny Boy 3000TL Single Tracker
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	2 650 W	3 200 W
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	180 - 500 V / 400 V	213 - 500 V / 400 V
Min. input voltage / start input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current	15 A	15 A
Max. input current per string	15 A	15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 2	1 / 2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	2 500 W	3 000 W
Max. apparent AC power	2 500 VA	3 000 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V - 280 V	180 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz, +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz, +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	10.9 A	13.1 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, adjustable	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97% / 96.0%	97% / 96.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	○	○
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (as per IEC 62103) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W/H/D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)
Weight	23 kg / 50.6 lb	23 kg / 50.6 lb
Operating temperature range	-25°C ... +60 °C / -13 °F ... 140 °F	-25°C ... +60 °C / -13 °F ... 140 °F
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / convection	Transformerless / convection
Degree of protection: electronics / connection area (per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC connection	SUNCLIX	SUNCLIX
AC connection	spring clamp terminal	spring clamp terminal
display	chart	chart
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○ / ●	○ / ●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Multi-function relay	○	○
Certificates and approvals (more upon request)	CE, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, C10/11, G83/1-1, G59/2	
Certificates and approvals (planned)	RD 1699/2011, PPC, RD 661/2007, AS 4777, EN 50438*, PPDS, IEC61727, SI4777, UTE C15-712-1	
Type designation	SB 2500TLST-21	SB 3000TLST-21

Módulos fotovoltaicos para el mañana

Módulo fotovoltaico

➔ A-150P



10
años de
garantía

+30
años en
el sector

Los módulos de ATERSA están diseñados y construidos teniendo presente su larga vida útil. Por este motivo ATERSA cuida de forma especial la elección de todos y cada uno de los componentes que incorporan, haciéndoles pasar por múltiples y rigurosos controles de calidad, tanto antes, como en la propia producción, para garantizar una altísima eficiencia y durabilidad.

Los más de 30 años que llevamos en el sector, nos hace acumular una experiencia que volcamos en todos los productos que fabricamos.

Así mismo, la instalación de los módulos se facilita mediante el uso de diferentes sistemas diseñados por ATERSA, que nos diferencian claramente de los productos estándar del mercado.

CERTIFICADOS



ISO 9001, 14001
IEC 61215 (Ed.2)
IEC 61730 (Ed.1)
UL, MCS, ICIM (CE)

RECICLABLE



Cuidado del medioambiente.
Módulos reciclables.
Adheridos a PV Cycle.

LARGA DURACIÓN



Garantizada la Potencia
de salida: 25 años.
*10 años, libre de defectos de fabricación.

SERVICIO



Servicio integral.
Asesoramiento técnico,
servicio postventa,
mantenimiento,
reparaciones.

SISTEMA HOOK™



Montaje rápido y sencillo.
Sistema de Fijación Hook™.
Mínimo mantenimiento.

ROBUSTEZ



Cristal templado con alto nivel de transmisividad de 3,2mm de espesor. Robusto marco. Caja de conexiones QUAD IP54.

FIABILIDAD



Excelente respuesta en condiciones de baja luminosidad.
Garantizada por su tecnología cristalina.

RESISTENCIA



Resistencia a cargas de viento de 2400 Pa y hasta 5400 Pa de nieve.

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

A-150P

Potencia Nominal (±5%)	150 W
Eficiencia del módulo	15,42%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,41 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	17,84 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	22,60 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

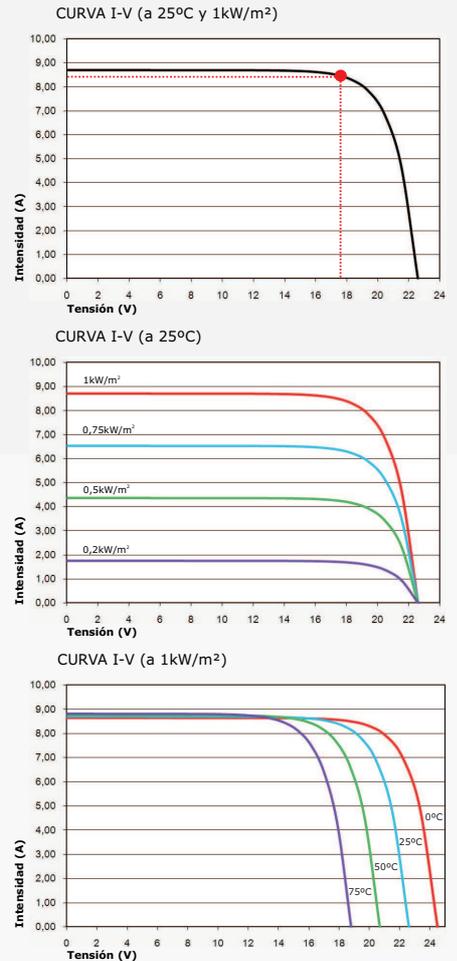
Características físicas

Dimensiones (mm ± 2mm)	1476x659x35
Peso (kg)	11,9
Área (m ²)	0,97
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm (6 pulgadas)
Células en serie	36 (4x9)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	-
Conectores	-

Rango de funcionamiento

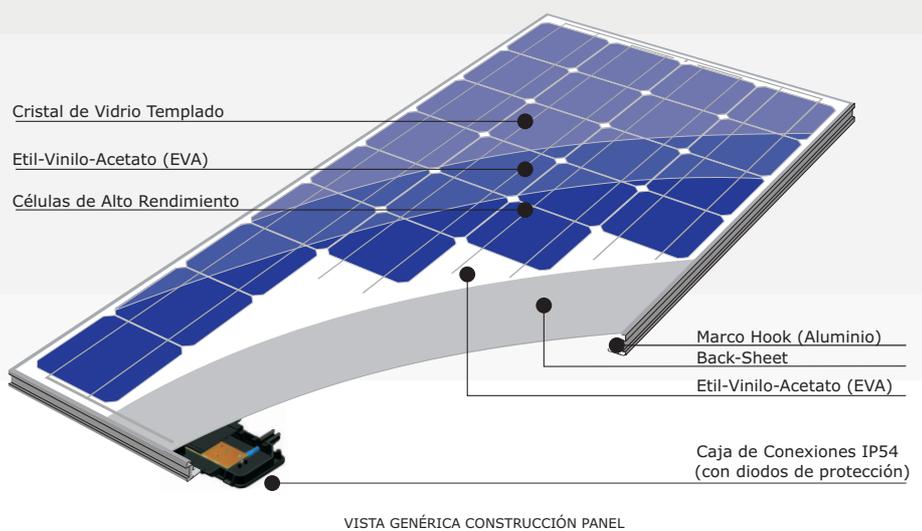
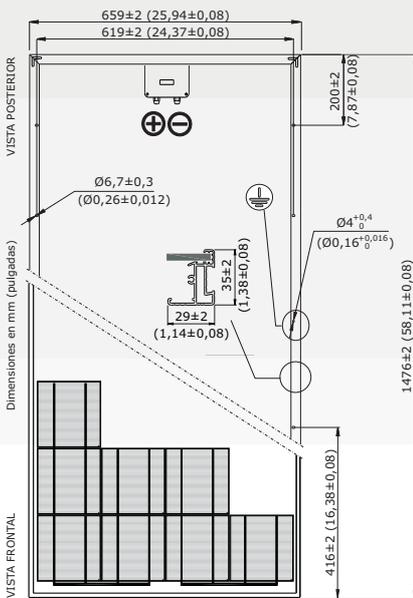
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m ²)

Curvas modelo A-150P



* Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

* Max. Corriente Inversa (IR): 15,1A.



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com

Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111 • Italia +39 039 226 24 82 • Alemania +49 151 153 988 44

Revisado: 06/02/13
Ref.: MU-6P (1) 4x9-0
© Atersa SL, 2012





Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

PLANOS

5. Índice-Planos:

1. Situación

2. Alzado principal

3. Estructura simple

4. Esquemas unifilares

4.1. Instalación tipo 1→12 paneles-balance neto sin inyección a red

4.2. Instalación tipo 1→12 paneles-balance neto con inyección a red

4.3. Instalación tipo 2→18 paneles-balance neto sin inyección a red

4.4. Instalación tipo 2→18 paneles-balance neto con inyección a red

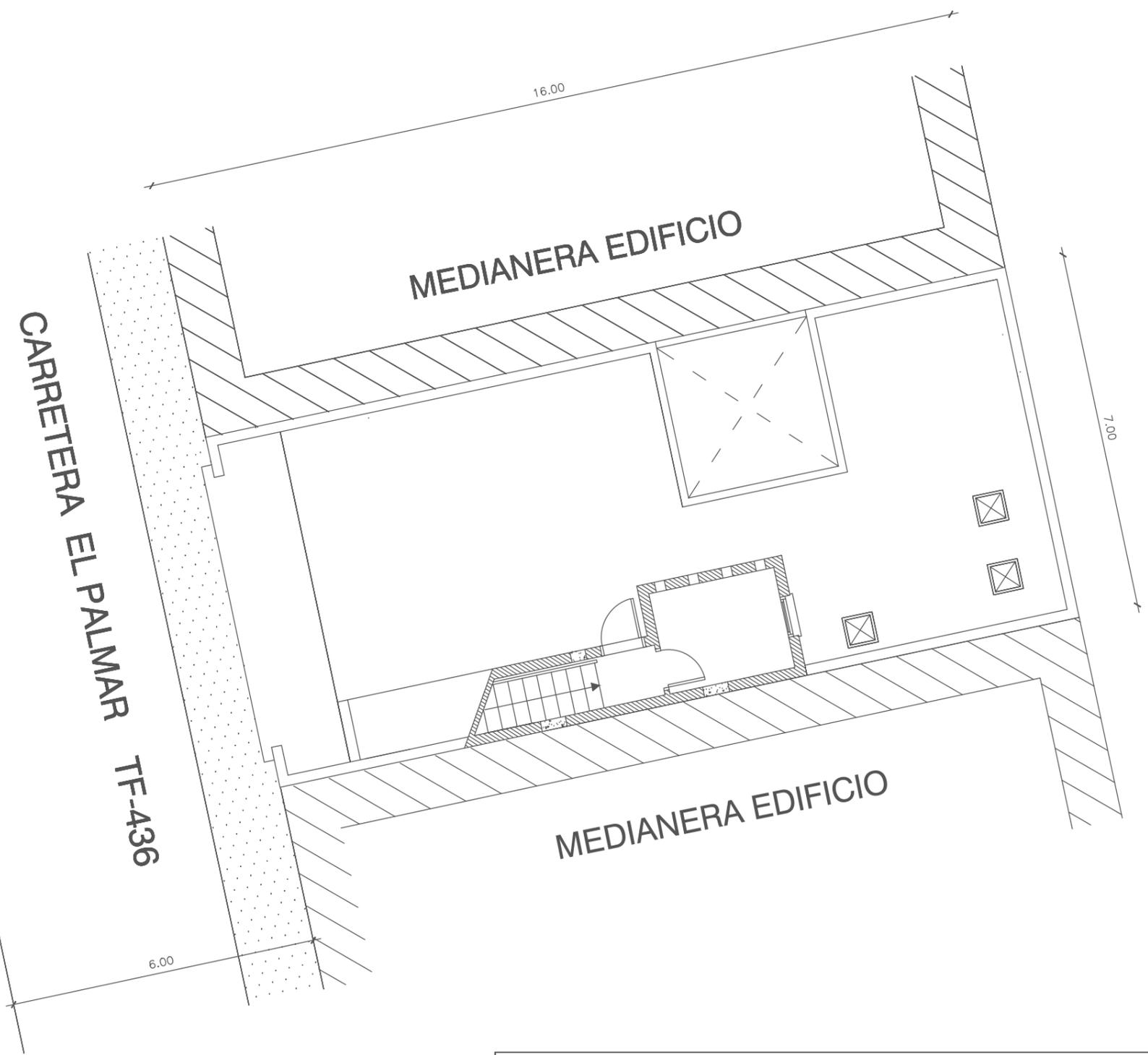
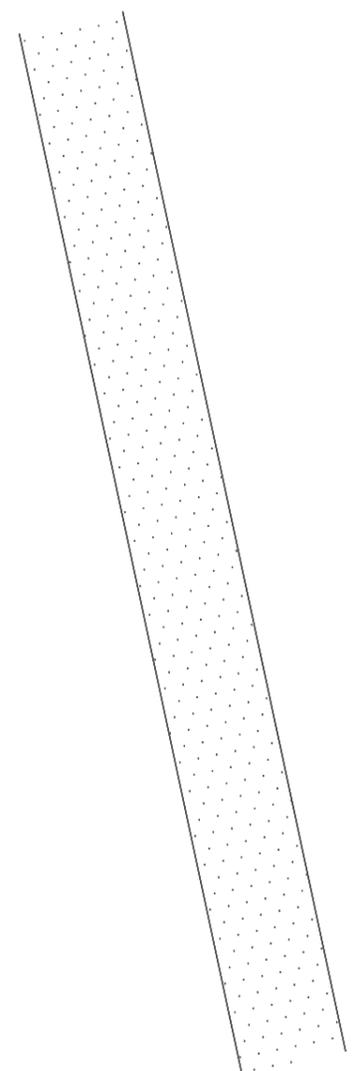
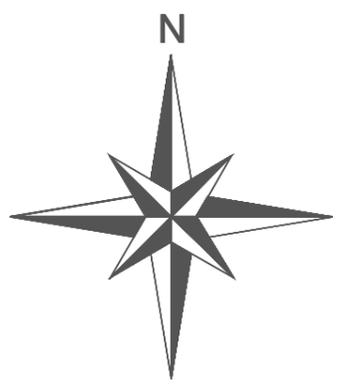
5. Distribución de módulos

5.1. Instalación tipo 1→12 paneles-balance neto sin inyección a red

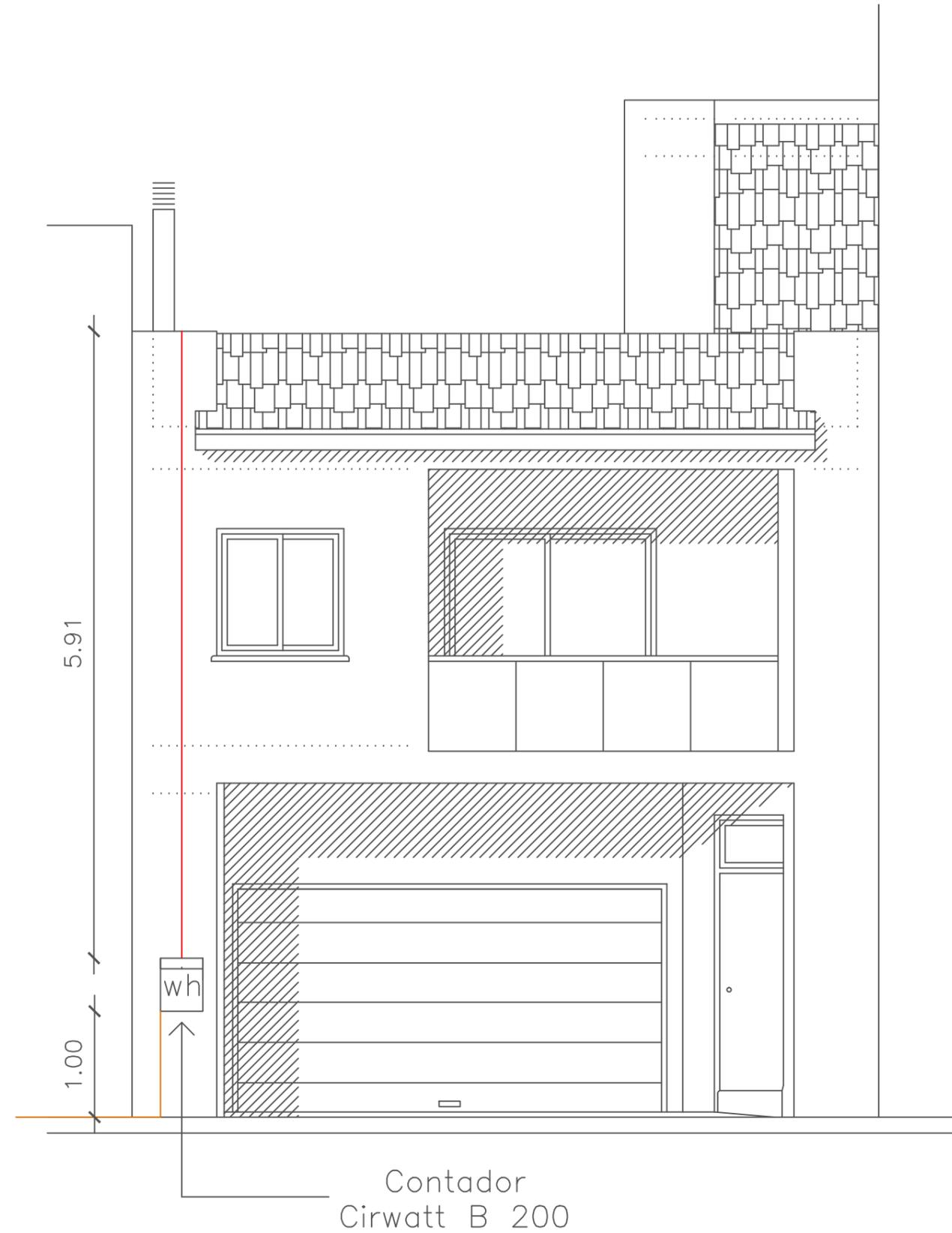
5.2. Instalación tipo 1→12 paneles-balance neto con inyección a red

5.3. Instalación tipo 2→18 paneles-balance neto sin inyección a red

5.4. Instalación tipo 2→18 paneles-balance neto con inyección a red



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR				
	Fecha	Autores	 Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Dibujado	17/05/14	Enrique Luis Aznar		
Comprobado	00/00/00			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA:	SITUACIÓN			Nº P. : 1
1/100				Nom.Arch: Situación.dwg

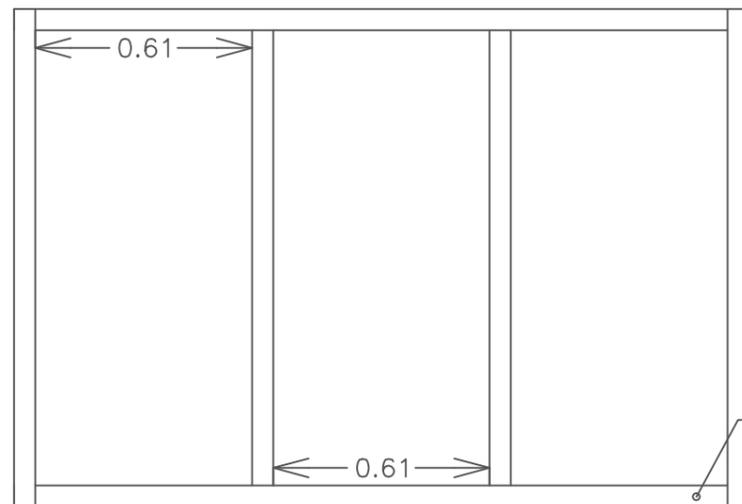
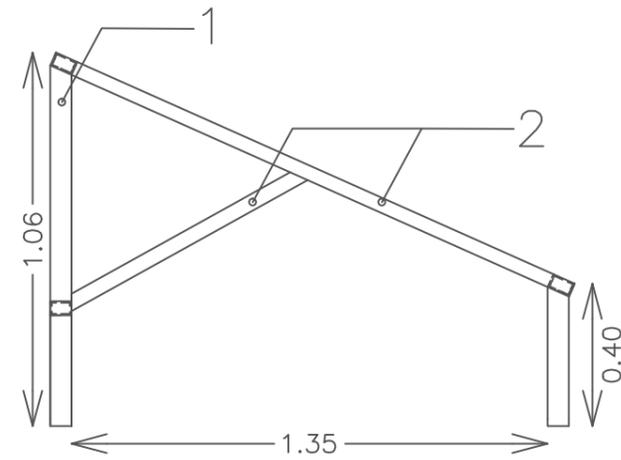
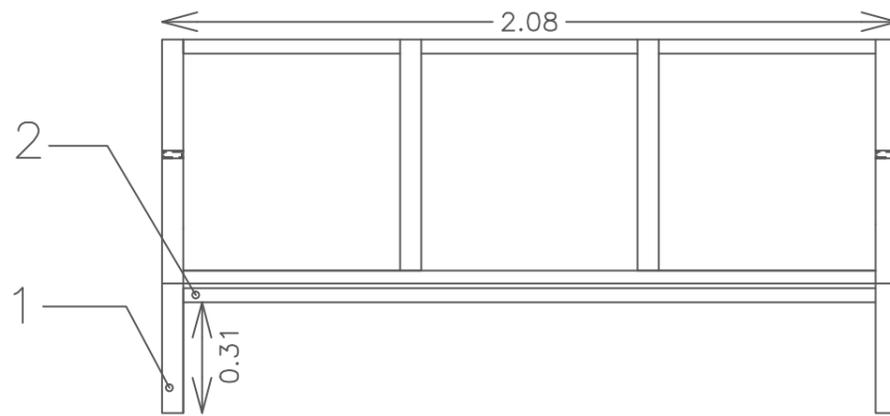


A red de distribución de BT

Contador
Cirwatt B 200

LEYENDA
Tramo 3: Cable Afumex 1000 V (06/1KV) S=1,5 mm ²

ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR				
Dibujado	Fecha	Autores		 Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA:	ALZADO PRINCIPAL			ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
1/50				Nº P. : 2 Nom.Arch: Alzado principal.dwg

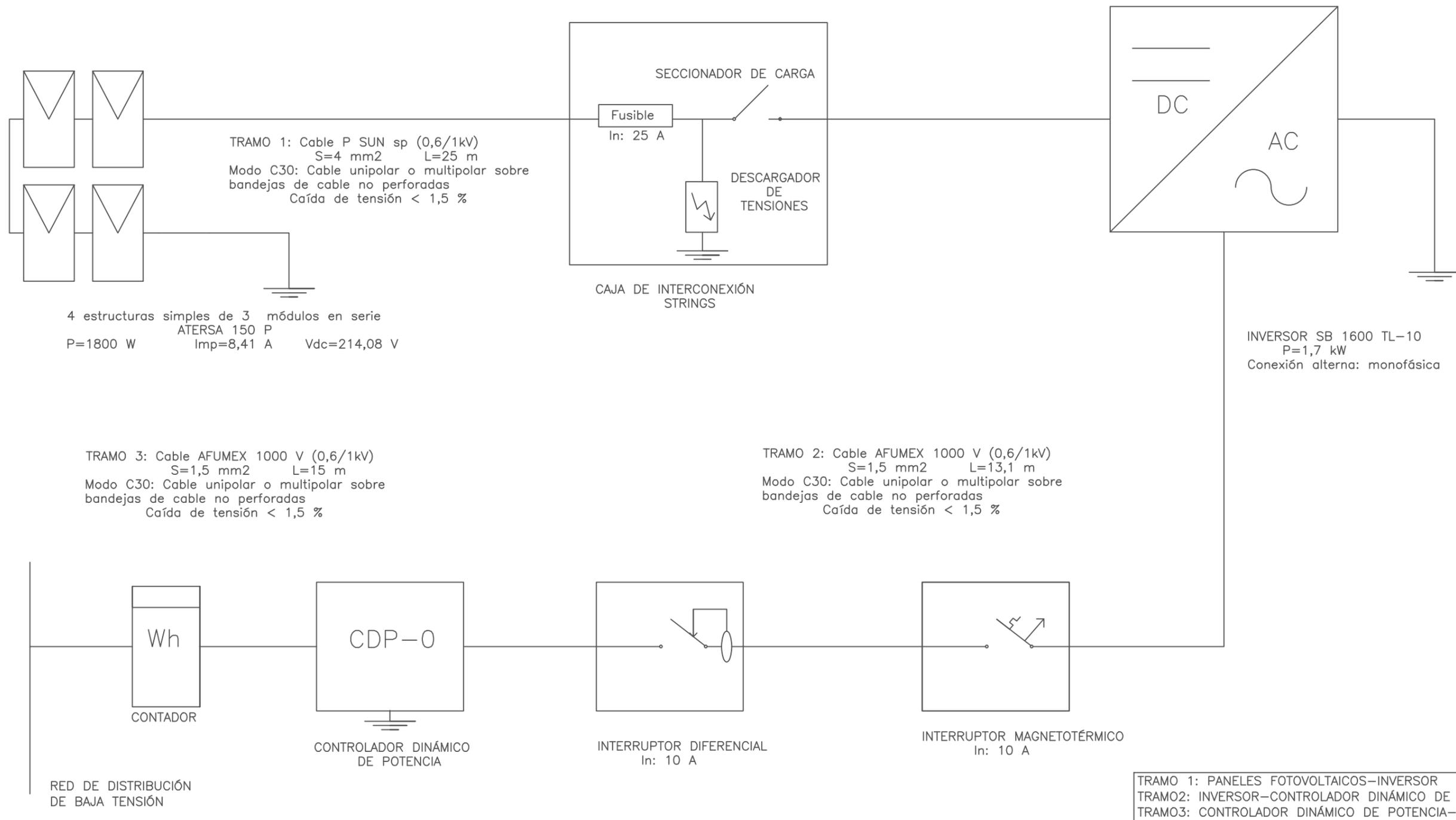


PERFILES

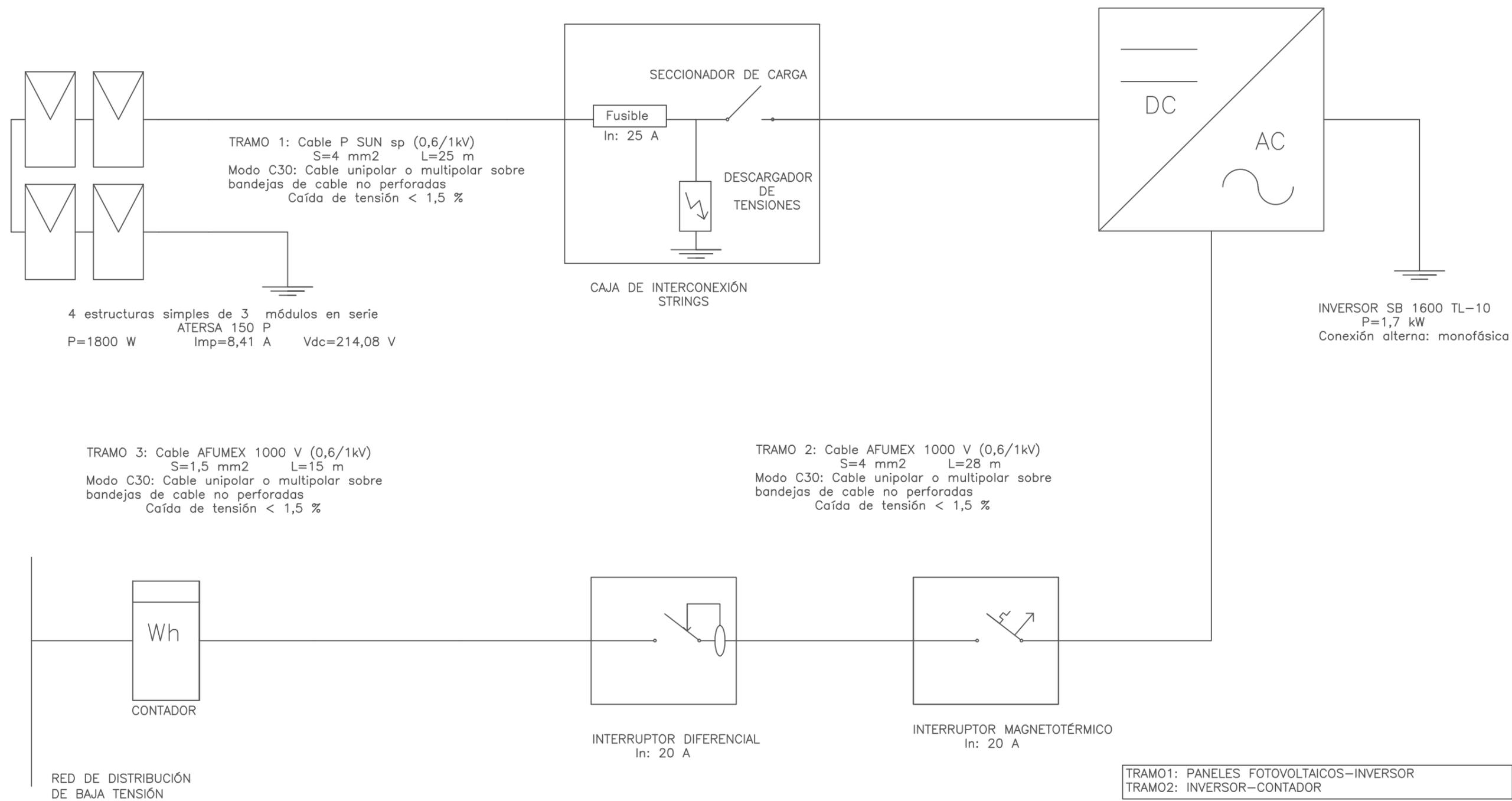
- 1.- CUADRANGULARES HUECOS 60X60X4 mm
- 2.- RECTANGULARES HUECOS 60X40X4 mm

ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR				
	Fecha	Autores		 Universidad de La Laguna
Dibujado	17/05/14	Enrique Luis Aznar		
Comprobado	00/00/00			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA:	ESTRUCTURA SIMPLE			Nº P. : 3
1/20				Nom.Arch:Estructura simple.dwg

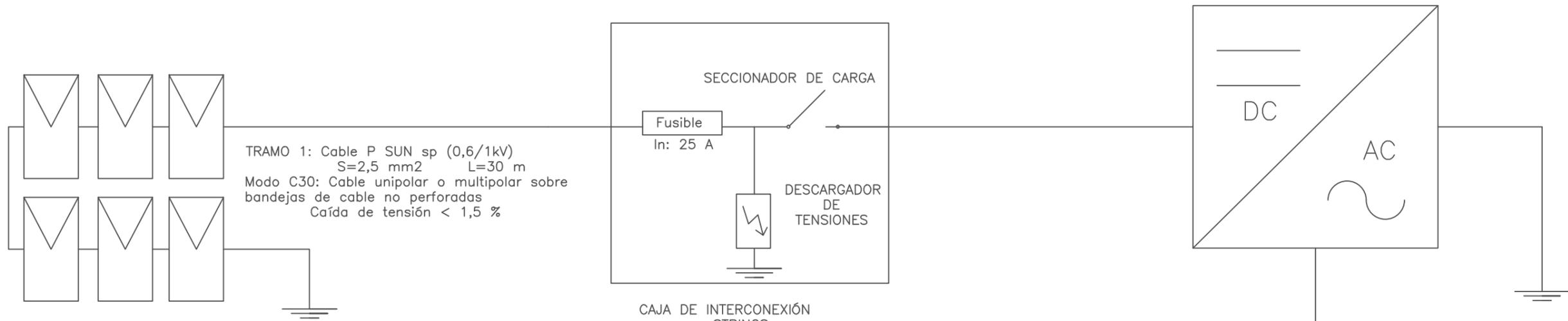
ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL
 Grado en Ingeniería Mecánica
 Universidad de La Laguna



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR			
Dibujado	Fecha	Autores	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR		Nº P. : 4.1
S/E	INSTALACIÓN TIPO1:12 PANELES - BALANCE NETO SIN INYECCIÓN A RED		Nom.Arch: EU-Tipo 1: SIN.dwg

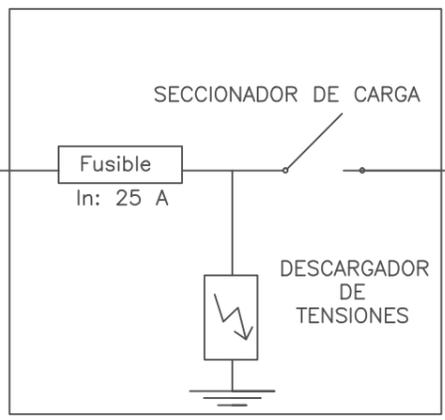


ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR			
Dibujado	17/05/14	Autores	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR		Nº P. : 4.2
S/E	INSTALACIÓN TIPO1:12 PANELES - BALANCE NETO CON INYECCIÓN A RED		Nom.Arch: EU-Tipo 1: CON.dwg

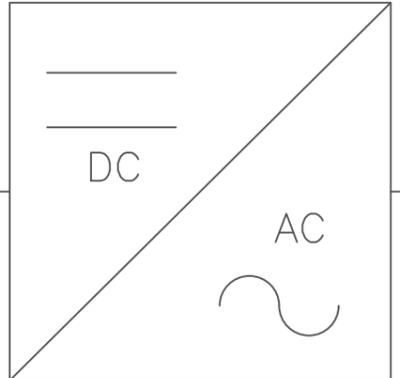


TRAMO 1: Cable P SUN sp (0,6/1kV)
 S=2,5 mm² L=30 m
 Modo C30: Cable unipolar o multipolar sobre
 bandejas de cable no perforadas
 Caída de tensión < 1,5 %

6 estructuras simples de 3 módulos en serie
 ATERSA 150 P
 P=2700 W Imp=8,41 A Vdc=321,12 V



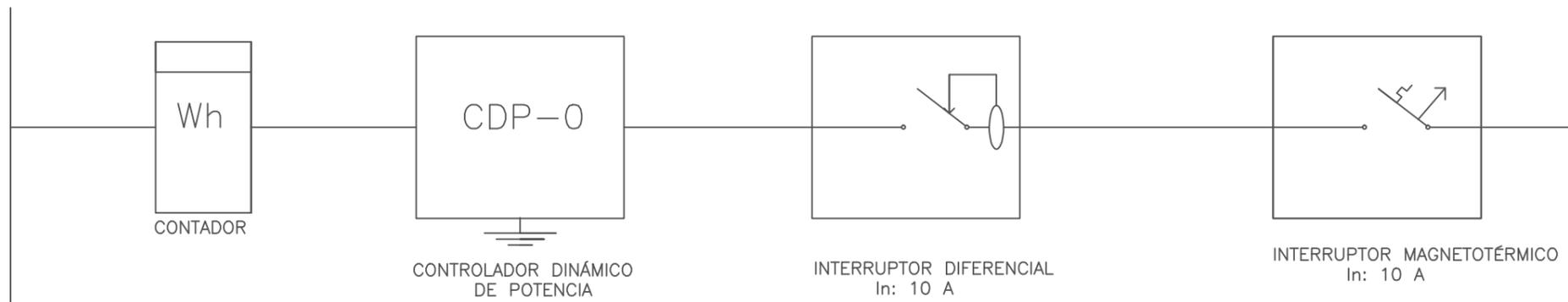
CAJA DE INTERCONEXIÓN STRINGS



INVERSOR SB 2500 TLST-21
 P=2,65 kW
 Conexión alterna: monofásica

TRAMO 3: Cable AFUMEX 1000 V (0,6/1kV)
 S=1,5 mm² L=15 m
 Modo C30: Cable unipolar o multipolar sobre
 bandejas de cable no perforadas
 Caída de tensión < 1,5 %

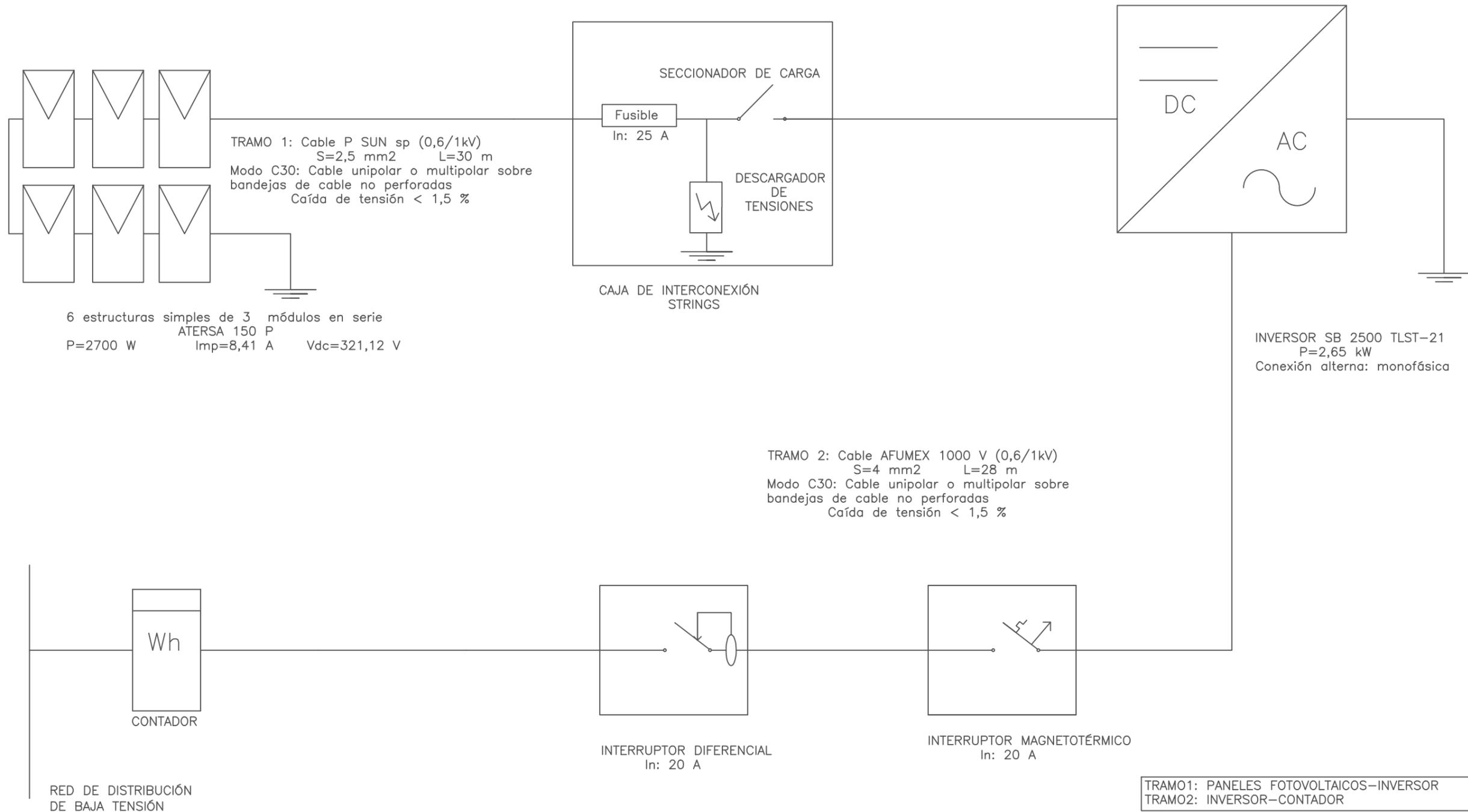
TRAMO 2: Cable AFUMEX 1000 V (0,6/1kV)
 S=1,5 mm² L=13,1 m
 Modo C30: Cable unipolar o multipolar sobre
 bandejas de cable no perforadas
 Caída de tensión < 1,5 %



RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

TRAMO 1: PANELES FOTOVOLTAICOS-INVERSOR
 TRAMO2: INVERSOR-CONTROLADOR DINÁMICO DE POTENCIA
 TRAMO3: CONTROLADOR DINÁMICO DE POTENCIA-CONTADOR

ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR				
	Fecha	Autores	 Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Dibujado	17/05/14	Enrique Luis Aznar		
Comprobado	00/00/00			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR			Nº P. : 4.3
S/E	INSTALACIÓN TIPO 2: 18 PANELES - BALANCE NETO SIN INYECCIÓN A RED			Nom.Arch: EU-Tipo 2: SIN.dwg



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR			
Dibujado	Fecha	Autores	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR		Nº P. : 4.4
S/E	INSTALACIÓN TIPO2:18 PANELES - BALANCE NETO CON INYECCIÓN A RED		Nom.Arch: EU-Tipo 2: CON.dwg

LEYENDA

Tramo 1: Cable P SUN sp (06/1KV)
S=4 mm²

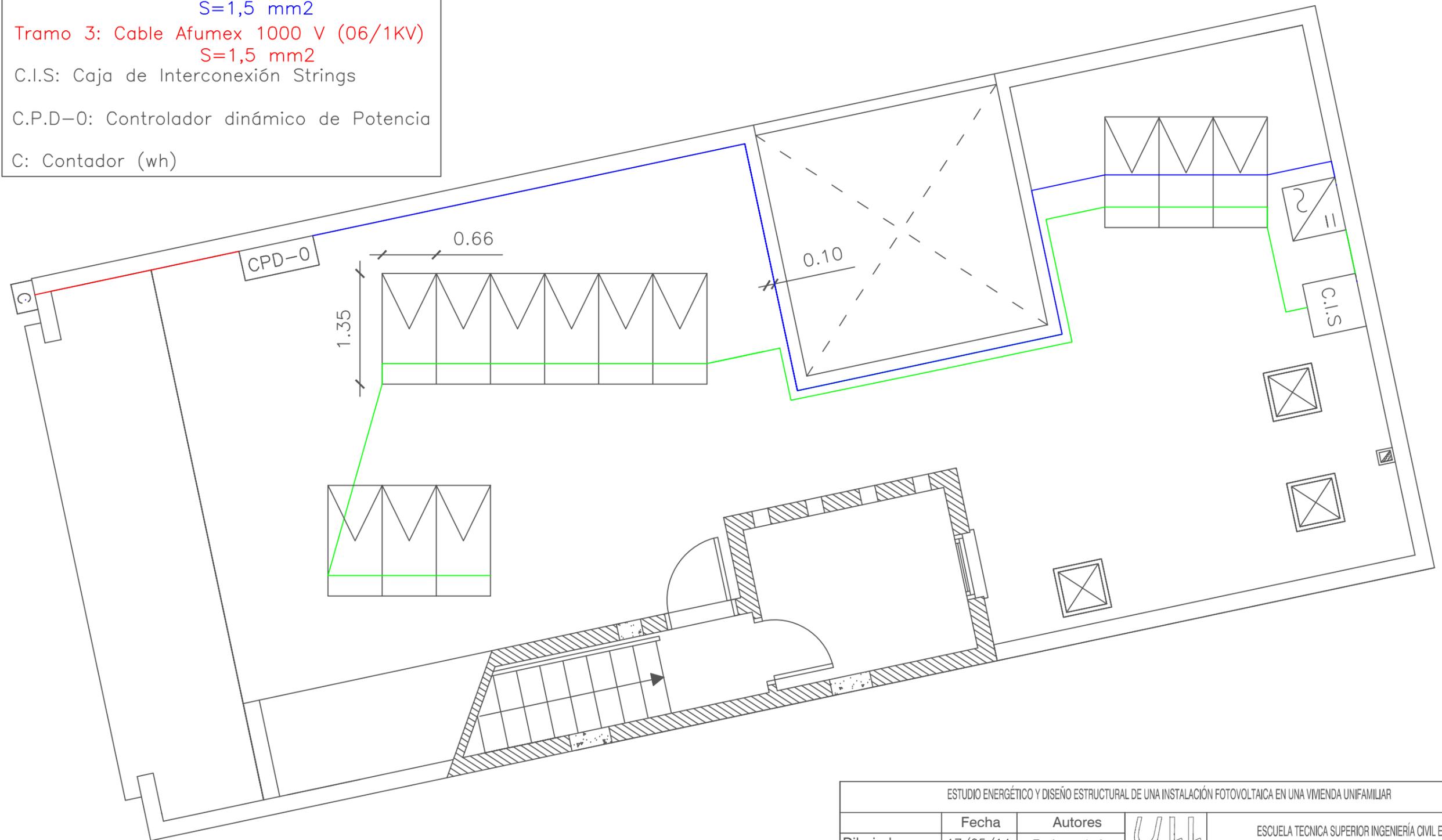
Tramo 2: Cable Afumex 1000 V (06/1KV)
S=1,5 mm²

Tramo 3: Cable Afumex 1000 V (06/1KV)
S=1,5 mm²

C.I.S: Caja de Interconexión Strings

C.P.D-0: Controlador dinámico de Potencia

C: Contador (wh)

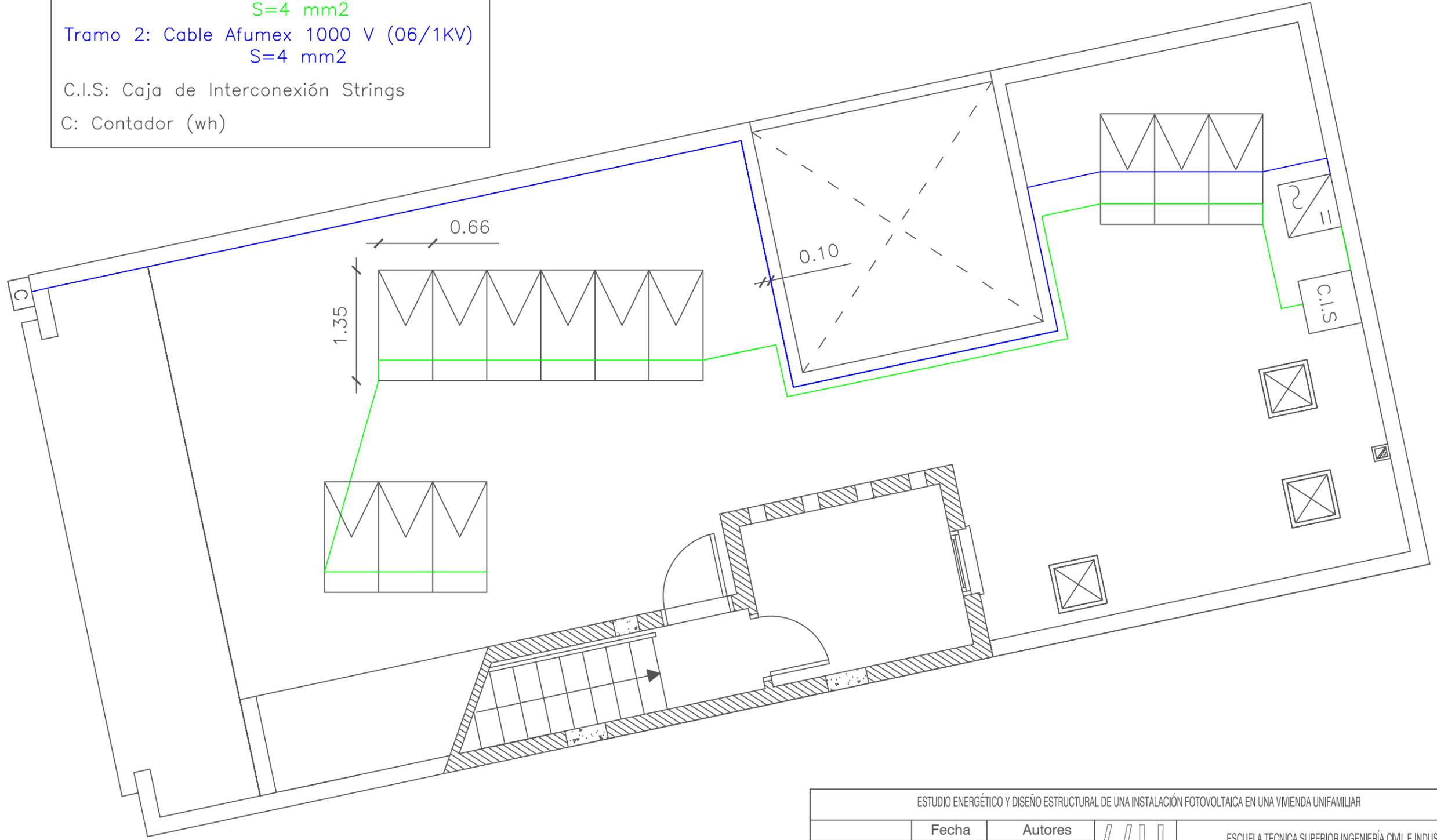


ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR

Dibujado	17/05/14	Autores	 Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			

ESCALA:	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS	Nº P. : 5.1
1/50	INSTALACIÓN TIPO1:12 PANELES - BALANCE NETO SIN INYECCIÓN A RED	Nom.Arch: DM-Tipo 1: SIN.dwg

LEYENDA	
Tramo 1:	Cable P SUN sp (06/1KV) S=4 mm ²
Tramo 2:	Cable Afumex 1000 V (06/1KV) S=4 mm ²
C.I.S:	Caja de Interconexión Strings
C:	Contador (wh)



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR			
Dibujado	Fecha	Autores	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Enrique Luis Aznar	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS		Nº P. : 5.2
1/50	INSTALACIÓN TIPO1:12 PANELES - BALANCE NETO CON INYECCIÓN A RED		Nom.Arch: DM-Tipo 1: CON.dwg

LEYENDA

Tramo 1: Cable P SUN sp (06/1KV)
S=2,5 mm²

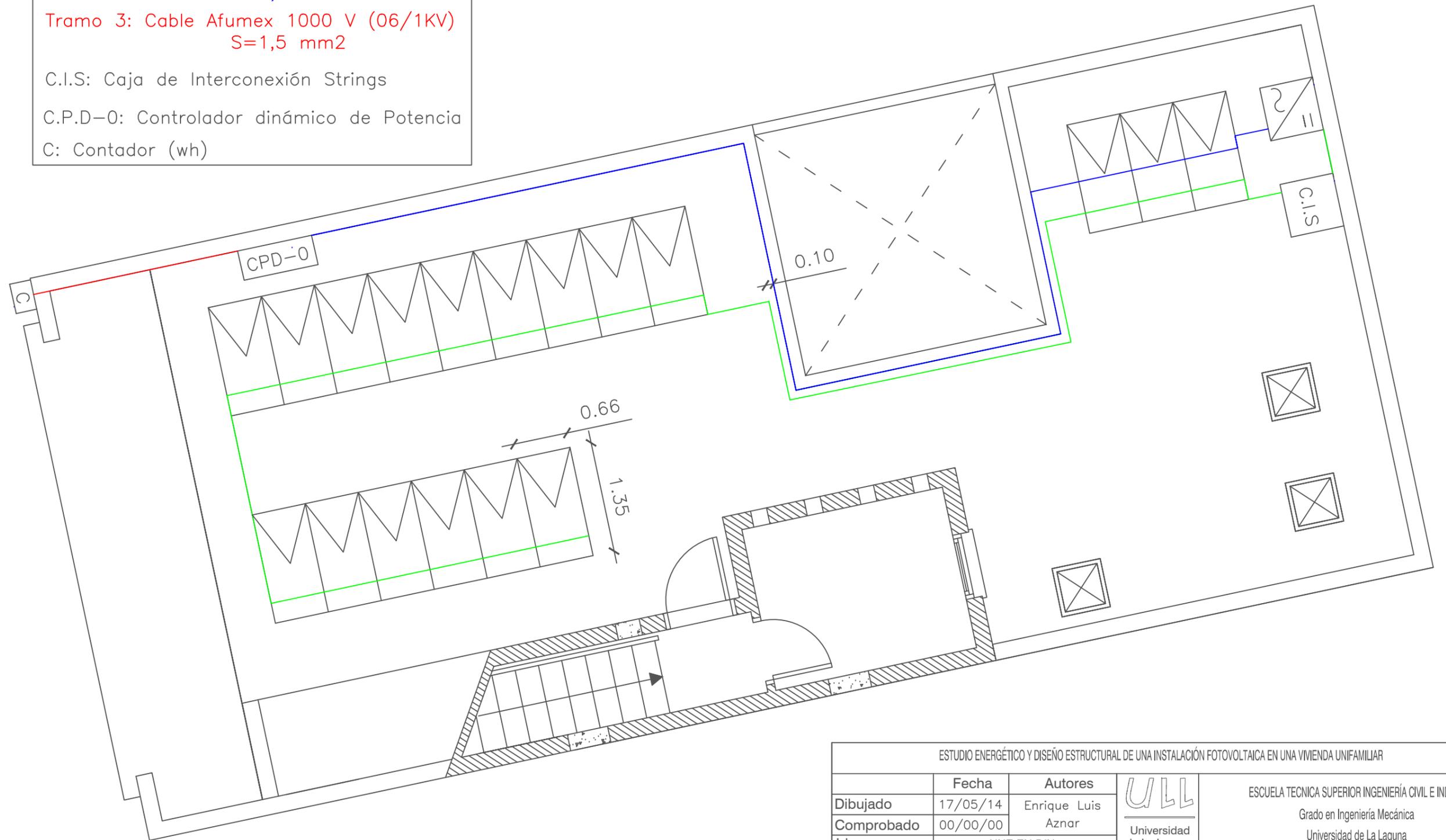
Tramo 2: Cable Afumex 1000 V (06/1KV)
S=1,5 mm²

Tramo 3: Cable Afumex 1000 V (06/1KV)
S=1,5 mm²

C.I.S: Caja de Interconexión Strings

C.P.D-0: Controlador dinámico de Potencia

C: Contador (wh)



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR

Dibujado	17/05/14	Autores	 Enrique Luis Aznar Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00			
Id. s. normas	UNE-EN-DIN			

ESCALA:	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS	Nº P. : 5.3
1/50	INSTALACIÓN TIPO2:18 PANELES - BALANCE NETO SIN INYECCIÓN A RED	Nom.Arch: DM-Tipo 2: SIN.dwg

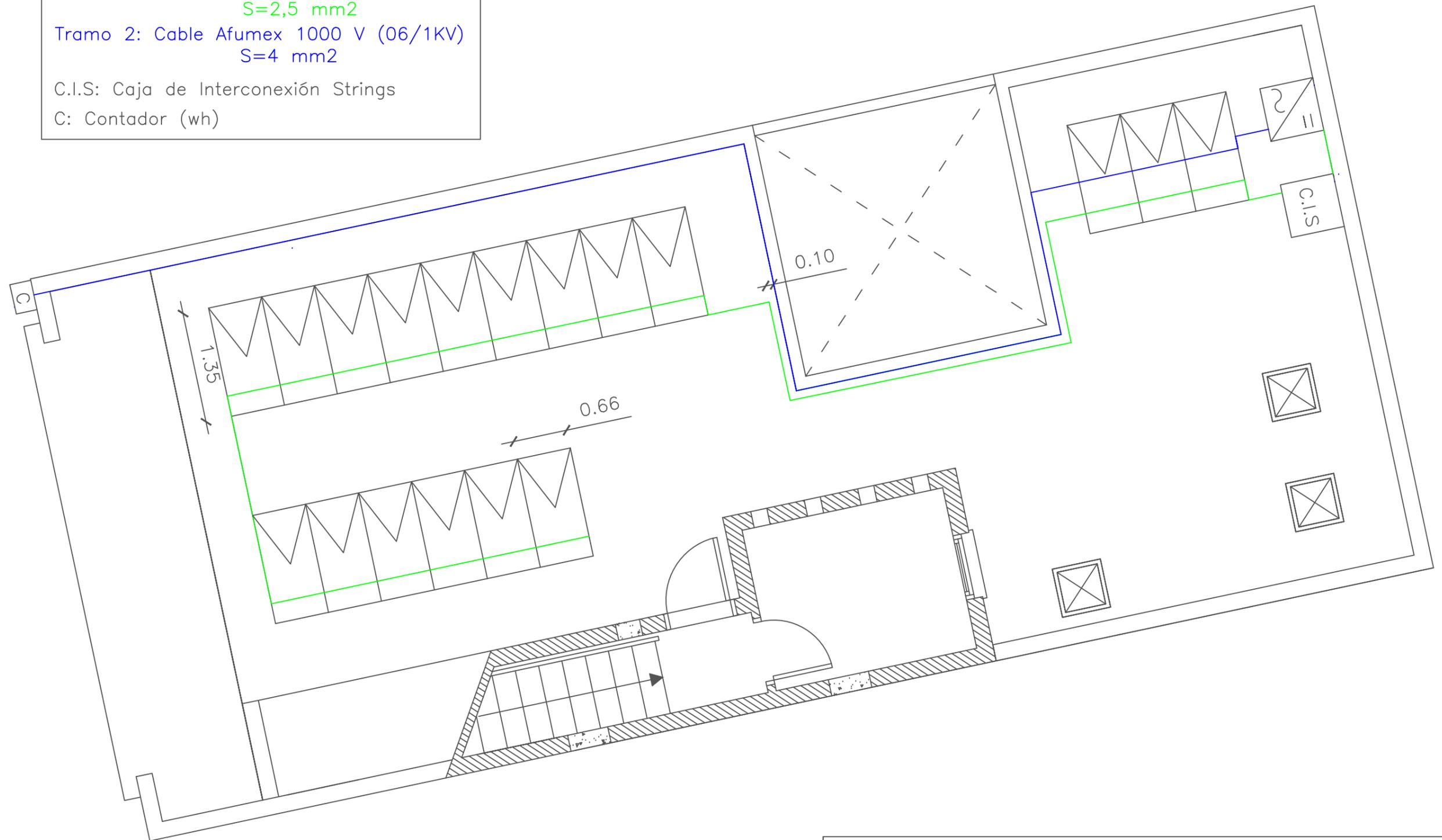
LEYENDA

Tramo 1: Cable P SUN sp (06/1KV)
S=2,5 mm²

Tramo 2: Cable Afumex 1000 V (06/1KV)
S=4 mm²

C.I.S: Caja de Interconexión Strings

C: Contador (wh)



ESTUDIO ENERGÉTICO Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR

Dibujado	17/05/14	Autores	Enrique Luis Aznar	 Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Comprobado	00/00/00	Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	1/50	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS			
		INSTALACIÓN TIPO2:18 PANELES - BALANCE NETO CON INYECCIÓN A RED			Nom.Arch: DM-Tipo 2: CON.dwg



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

6. Índice-Estudio básico de Seguridad y Salud

1. Aspectos generales.....	3
2. Objeto del estudio básico de seguridad y salud.....	3
3. Descripción de la actividad.....	4
3.1. Operaciones a realizar.....	4
3.2. Inicio de las obras.....	4
3.3. Duración de las obras.....	4
4. Recursos empleados.....	5
4.1. Mano de obra.....	5
4.2. Herramientas.....	5
4.3. Energía y fluidos.....	5
4.4. Maquinaria.....	5
4.5. Equipos Auxiliares.....	5
5. Normativa de seguridad en la obra.....	6
6. Equipos de protección individual (EPI).....	6
6.1. Protectores de la cabeza.....	7
6.2. Protectores del oído.....	7
6.3. Protectores de los ojos y de la cara.....	7
6.4. Protectores de las vías respiratorias.....	8
6.5. Protectores de manos y brazos.....	8
6.6. Protectores de pies y piernas.....	8
6.7. Protectores de la piel.....	9
6.8. Protectores del tronco y el abdomen.....	9
6.9. Protección total del cuerpo.....	9
7. Sistemas de protección colectiva.....	10
8. Riesgos característicos en este tipo de instalaciones.....	10
9. Obligaciones de las principales partes implicadas en un estudio básico de seguridad y salud.....	11
9.1. Obligaciones del promotor.....	11
9.2. Obligaciones del coordinador en materia de seguridad y salud.....	12
9.3. Obligaciones de contratista y subcontratas.....	12
9.4. Obligaciones de los trabajadores autónomos.....	14

10. Libro de incidencias.....	15
11. Paralización de los trabajos.....	16
12. Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras	16
12.1. Resistencia y calidad de los materiales en materia de seguridad.....	16
12.2. Vías de salida y emergencia	16
12.3. Incendios	17
12.4. Ventilación	17
12.5. Temperatura	17
12.6. Espacio de trabajo.....	17
12.7. Primeros auxilios.....	17
12.8. Servicios higiénicos	18
12.9. Zonas de descanso	18
13. Referencias.....	17

1. Aspectos generales

-Redactor del Estudio básico de Seguridad y Salud:

Estudiante de Grado en Ingeniería Mecánica Enrique Luis Aznar.

-Obra/Proyecto:

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar.

-Promotor:

Universidad de La Laguna.

-Proyectista:

Estudiante de Grado en Ingeniería Mecánica Enrique Luis Aznar.

-Coordinador en materia de seguridad y salud durante la redacción del proyecto de obra:

El proyecto de ejecución ha sido redactado por un proyectista, de acuerdo con la definición contenida en el Art.2 del R.D. 1627/1997, y no se ha designado coordinador en materia de seguridad y salud durante la redacción del proyecto de obra.

-Constructor/es y coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de las obras:

Si en la ejecución de la obra interviene más de una empresa y trabajadores autónomos, o diversos trabajadores autónomos, antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constata dicha circunstancia, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

2. Objeto del estudio básico de seguridad y salud

El objeto del estudio básico de seguridad y salud es identificar los posibles puntos peligrosos durante la ejecución de la instalación para evitar accidentes mediante un proceso de prevención de riesgos laborales.

Este documento se redacta siguiendo las directrices del Real Decreto 1627/97, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. A su vez, formará parte del proyecto de la obra, y, en aplicación de él, la entidad competente encargada de realizarlo elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra.

Tal estudio precisa las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, contemplando la identificación de riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de riesgos laborales que no puedan eliminarse especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia. Además se contemplan las previsiones y las informaciones

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

útiles necesarias para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

El plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado antes de iniciar la obra por parte del Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra.

3. Descripción de la actividad

El cumplimiento de lo dispuesto en este estudio se enfocara a la actividad a realizar en la cubierta de una vivienda de carácter unifamiliar para una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión, situada en el municipio de Buenavista del Norte, en la Provincia de Santa Cruz de Tenerife.

3.1. Operaciones a realizar

El plan de ejecución de obra previsto para llevar cabo tal instalación será:

- Instalación de las estructuras simples encargadas de soportar de los paneles fotovoltaicos.
- Colocación sobre las estructuras simples los paneles fotovoltaicos.
- Cableado de los tramos y puesta a tierra de toda la instalación.
- Verificación de los puntos anteriores, especialmente las protecciones.
- Instalación de equipos de medida.
- Conexión a red eléctrica.

3.2. Inicio de las obras

El contratista o contratistas elegidos y el Director facultativo de Obra se reunirán antes del comienzo de la ejecución de obra, y en esta reunión determinarán la forma de ejecutar la instalación, así como medidas de seguridad y demás temas pertinentes para la correcta terminación de los trabajos.

Llegadas ambas partes a un acuerdo se le notificará al Director de Obra para que la obra comience en la fecha prevista.

Al tratarse de una vivienda, la realización de la instalación fotovoltaica podrá llevarse a cabo en cualquier momento, sin que afecte para ello la estación del año dadas las condiciones meteorológicas del lugar.

3.3. Duración de las obras

Se estima factible su realización en un plazo de 5-6 días a partir de la fabricación de la estructura simple encargada de sustentar los paneles, con un total de 3 operarios durante la ejecución de la misma. Además, habrá que tener en cuenta que la instalación se hará en el exterior, por lo que los trabajadores deberán tomar descansos frente a su exposición al sol.

4. Recursos empleados

4.1. Mano de obra

-Operario de grúa: encargado de transportar las estructuras simples y los paneles fotovoltaicos hasta el emplazamiento, y su posterior elevación a la cubierta de la vivienda.

-Técnico instalador: encargado de anclar la estructura al suelo de la cubierta y la fijación de los paneles a la misma.

-Técnico electricista: encargado de realizar las conexiones de todos los equipos eléctricos y verificación del correcto funcionamiento.

4.2. Herramientas

-Herramientas de combustión: equipo de soldadura de propano o butano. (Soldadura de los perfiles que componen la estructura simple).

-Herramientas eléctricas: taladradora, multímetro, chequeador portátil de la instalación.

-Herramientas de mano: cuchilla, tijera, destornilladores, martillos, pelacables, cizalla cortacables, sierra de arco para metales, caja completa de herramientas dieléctricas homologadas, reglas, escuadras, nivel, etc.

4.3. Energía y fluidos

-Esfuerzo humano.

-Agua.

-Electricidad.

-Combustibles fósiles: gasoil y gasolina.

4.4. Maquinaria

-Grúa y cabestrante.

4.5. Equipos Auxiliares

-Andamios de estructura tubular móvil, andamios colgantes, andamio de caballete, banqueta aislante, alfombra aislante, lona aislante de apantallamiento, puntales, caballetes, redes, escaleras de mano, cestas, señales de seguridad, vallas, balizas de advertencia de señalización de riesgos y letreros de advertencia a terceros.

5. Normativa de seguridad en la obra

- Ley 31/1995 de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de Mayo, sobre las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de Enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1/1995, de 24 de Marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-07, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

6. Equipos de protección individual (EPI)

Los equipos de protección individual se rigen mediante lo estipulado en el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Se entenderá por equipo de protección individual cualquier equipo destinado a ser llevado o sujetado por el trabajador para que le proteja de uno o varios riesgos que puedan amenazar su seguridad o su salud, así como cualquier complemento o accesorio destinado a tal fin. Por tanto se excluyen de tal definición:

1. La ropa de trabajo corriente y los uniformes que no estén específicamente destinados a proteger la salud o la integridad física del trabajador.
2. Los equipos de los servicios de socorro y salvamento.
3. Los equipos de protección individual de los militares, de los policías y de las personas de los servicios de mantenimiento del orden.
4. Los equipos de protección individual de los medios de transporte por carretera.

5. El material de deporte.
6. El material de autodefensa o de disuasión.
7. Los aparatos portátiles para la detección y señalización de los riesgos y de los factores de molestia.

A su vez, los equipos de protección individual deberán utilizarse cuando existan riesgos para la seguridad o salud de los trabajadores que no hayan podido evitarse o limitarse suficientemente por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas, métodos o procedimientos de organización del trabajo.

Las protecciones individuales de exigido cumplimiento y que han de ser facilitadas por la empresa constructora en caso de necesidad son las mencionadas a continuación:

6.1. Protectores de la cabeza

- Cascos de seguridad (obras públicas y construcción, minas e industrias diversas).
- Cascos de protección contra choques e impactos.
- Prendas de protección para la cabeza (gorros, gorras, sombreros, etc., de tejido, de tejido recubierto, etc.).
- Cascos para usos especiales (fuego, productos químicos, etc.).

6.2. Protectores del oído

- Protectores auditivos tipo tapones.
- Protectores auditivos desechables o reutilizables.
- Protectores auditivos tipo orejeras, con arnés de cabeza, bajo la barbilla o la nuca.
- Cascos anti-ruido.
- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección para la industria.
- Protectores auditivos dependientes del nivel.
- Protectores auditivos con aparatos de intercomunicación.

6.3. Protectores de los ojos y de la cara

- Gafas de montura universal.
- Gafas de montura integral (uni o biocular).
- Gafas de montura cazoletas.
- Pantallas faciales.
- Pantallas para soldadura (de mano, de cabeza, acoplables a casco de protección para la industria).

6.4. Protectores de las vías respiratorias

- Equipos filtrantes de partículas (molestas, nocivas, tóxicas o radiactivas).
- Equipos filtrantes frente a gases y vapores.
- Equipos filtrantes mixtos.
- Equipos aislantes de aire libre.
- Equipos aislantes con suministro de aire.
- Equipos respiratorios con casco o pantalla para soldadura.
- Equipos respiratorios con máscara amovible para soldadura.
- Equipos de submarinismo.

6.5. Protectores de manos y brazos

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes contra las agresiones químicas.
- Guantes contra las agresiones de origen eléctrico.
- Guantes contra las agresiones de origen térmico.
- Manoplas.
- Manguitos y mangas.

6.6. Protectores de pies y piernas

- Calzado de seguridad.
- Calzado de protección.
- Calzado de trabajo.
- Calzado y cubrecalzado de protección contra el calor.
- Calzado y cubrecalzado de protección contra el frío.
- Calzado frente a la electricidad.
- Calzado de protección contra las motosierras.
- Protectores amovibles del empeine.
- Polainas.
- Suelas amovibles (antitérmicas, antiperforación o antitranspiración).
- Rodilleras.

6.7. Protectores de la piel

-Cremas de protección y pomadas.

6.8. Protectores del tronco y el abdomen

-Chalecos, chaquetas y mandiles de protección contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, proyecciones de metales en fusión).

-Chalecos, chaquetas y mandiles de protección contra las agresiones químicas.

-Chalecos termógenos.

-Chalecos salvavidas.

-Mandiles de protección contra los rayos X.

-Cinturones de sujeción del tronco.

-Fajas y cinturones anti-vibraciones.

6.9. Protección total del cuerpo

-Equipos de protección contra las caídas de altura.

-Dispositivos anticaídas deslizantes.

-Arneses.

-Cinturones de sujeción.

-Dispositivos anticaídas con amortiguador.

-Ropa de protección.

-Ropa de protección contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes).

-Ropa de protección contra las agresiones químicas.

-Ropa de protección contra las proyecciones de metales en fusión y las radiaciones infrarrojas.

-Ropa de protección contra fuentes de calor intenso o estrés térmico.

-Ropa de protección contra bajas temperaturas.

-Ropa de protección contra la contaminación radiactiva.

-Ropa antipolvo.

-Ropa antigás.

-Ropa y accesorios (brazaletes, guantes) de señalización (retroreflectantes, fluorescentes).

Referencia: Anexo 1 del Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

7. Sistemas de protección colectiva

La protección colectiva, es aquella que tiene como finalidad proteger a más de un trabajador frente a un riesgo de accidente laboral. La instalación de estos equipos y el establecimiento de un programa para su mantenimiento y utilización deben constituir una exigencia dentro del plan de emergencia y prevención de riesgos de la obra.

Será obligatorio mantener siempre las zonas de trabajo limpias, ordenadas y suficientemente iluminadas, con el objetivo de evitar que las herramientas de trabajo o el material suponga un riesgo para el trabajador. Así pues, para una buena evacuación de los operarios en caso de incendio se mantendrán libres de obstáculos las vías de evacuación. El personal deberá saber las normas de evacuación del edificio en caso de incendio y siempre deberá haber personal entrenado en el manejo de medios de extinción de incendios.

También, previamente a la iniciación de los trabajos, se establecerán puntos fijos para el enganche de los cinturones de seguridad.

8. Riesgos característicos en este tipo de instalaciones

En este apartado se presenta cuáles son las protecciones individuales más comunes para una instalación fotovoltaica de este tipo atendiendo a los riesgos más característicos. También se presentará las principales medidas preventivas derivadas de estos riesgos.

No obstante, la no inclusión en este apartado de los equipos de protección individual mencionados anteriormente en el apartado 6. "Equipos de protección individual" no exhibe a la empresa constructora de facilitarlos en caso de necesidad.

Tabla 1. Riesgos característicos-Equipos de protección individual-Medidas preventivas generales

<p>Riesgos característicos</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Caídas de operarios al mismo nivel -Caídas de operarios a distinto nivel. -Caída de operarios al vacío. -Caídas de materiales transportados. -Choques o golpes contra objetos. -Atrapamientos y aplastamientos. -Lesiones y/o cortes en manos y pies. -Sobreesfuerzos. -Ambiente pulvígeno -Cuerpos extraños en los ojos. -Contactos eléctricos directos e indirectos. -Trabajos en zonas húmedas o mojadas. -Quemaduras en impermeabilizaciones.
--------------------------------	--

<p>Equipos de protección individual</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Casco de seguridad. -Botas o calzado de seguridad. -Guantes de lona y piel. -Guantes impermeables. -Gafas de seguridad. -Cinturón de seguridad. -Botas, polainas, mandiles y Guantes de cuero para impermeabilización. -Ropa de trabajo.
<p>Medidas preventivas generales</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Barandillas. -Pasos o pasarelas. -Redes verticales y horizontales. -Andamios de seguridad. -Escaleras auxiliares adecuadas. -Escalera de acceso peldañeada y protegida. -Plataformas de descarga de material. -Evacuación de escombros. -Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito. -Habilitar caminos de circulación.

9. Obligaciones de las principales partes implicadas en un estudio básico de seguridad y salud

9.1. Obligaciones del promotor

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud, no eximirá al promotor de las responsabilidades.

El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactara con arreglo a lo dispuesto en el Anexo III del Real Decreto 1627/1997 debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

9.2. Obligaciones del coordinador en materia de seguridad y salud

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra, podrá recaer en la misma persona.

El Coordinador en materia de Seguridad y Salud, durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

9.3. Obligaciones de contratista y subcontratas

El contratista y subcontratista estarán obligados en lo referente a la Seguridad y Salud en la obra a:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.

- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del periodo del tiempo efectivo que habrá que dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en o que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Por tanto, todos los trabajadores que participen en el proyecto deberán haber sido informados y formados, por sus respectivas empresas, de los posibles riesgos a los que se exponen al desempeñar su trabajo y de las medidas preventivas que deberán adoptar en las distintas fases de la obra. Es precisa la toma de conciencia de que el riesgo existe y por ello son responsables de acatar las medidas de seguridad mínimas exigidas.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997.

4. Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a seguridad y salud.

5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor, no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

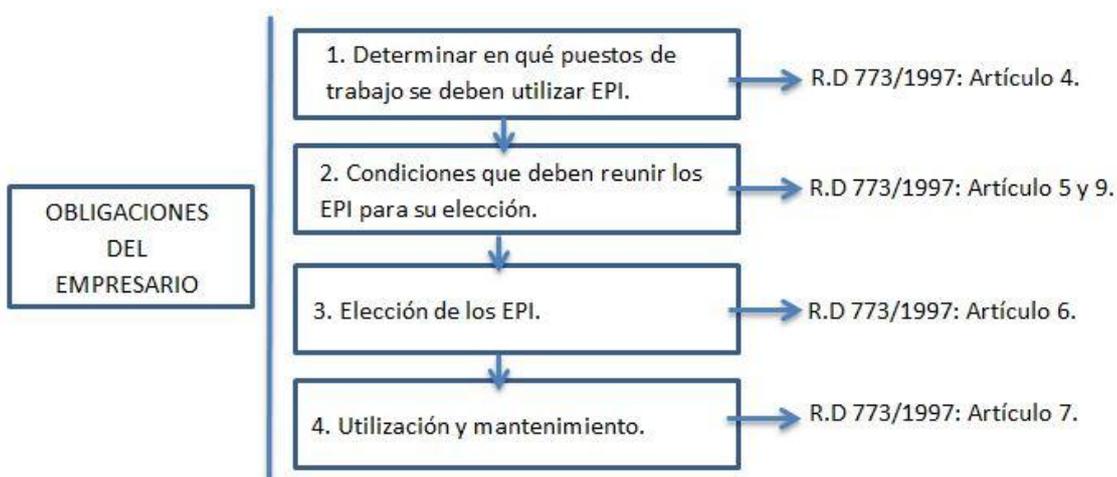


Figura 1. Obligaciones del empresario/Contratista

9.4. Obligaciones de los trabajadores autónomos

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:

-El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

-El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros

-La recogida de materiales peligrosos y utilizados.

-La adaptación del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos.

-La cooperación entre todos los intervinientes en la obra

-Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad

2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997.
3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
5. Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997.
6. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997.
7. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

10. Libro de incidencias

En el lugar de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

11. Paralización de los trabajos

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

12. Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

A continuación, se especifican cuáles son las principales disposiciones mínimas de seguridad a tener en cuenta en una obra de estas características.

12.1. Resistencia y calidad de los materiales en materia de seguridad

Se deberá asegurar la resistencia y buena calidad de los materiales y equipos y, en general de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente solo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que le trabajo se realice de forma segura.

12.2. Vías de salida y emergencia

Requisitos a cumplir:

-Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer accesibles en todo momento y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

-En caso de peligro, todos los lugares de trabajo deberán de poder evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores.

-En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

-Todas las puertas exteriores, ventanas practicables y pasillos de salida estarán claramente rotulados con señales indelebles y preferentemente iluminadas o fluorescentes, según lo dispuesto en el Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dichas señales deberán fijarse en los lugares adecuados y tener resistencia suficiente.

-Las vías y salidas de emergencia, así como las vías de evacuación y las puertas que den acceso a ellas, no deberán estar obstruidas bajo ningún concepto, de modo que puedan utilizarse sin trabas en ningún momento.

12.3. Incendios

Se dispondrá de extintores de polvo polivalente para la lucha contra incendios, los cuáles deberán estar señalizados conforme al Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

12.4. Ventilación

Conociendo el trabajo a realizar, y los métodos mediante los cuales se llevará a cabo el mismo, los trabajadores deberán disponer de aire limpio en cantidad suficiente.

12.5. Temperatura

La temperatura debe ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan, teniendo en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y las cargas físicas impuestas a los trabajadores.

Es conveniente evitar que los trabajadores debido a la actividad a realizar sufran stress térmico.

12.6. Espacio de trabajo

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimientos para sus actividades, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

12.7. Primeros auxilios

-Será de responsabilidad de la empresa constructora garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello.

Así mismo, deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, a los trabajadores afectados o accidentados por una indisposición repentina.

-Se deberá disponer de material de primeros auxilios, debidamente señalizado y de fácil acceso. (Botiquín).

-Una señalización claramente visible deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio local de urgencia.

-En concordancia con lo estipulado en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, todo el personal de las empresas que participen en el proyecto deberá haberse sometido como máximo hace un año (salvo que exista alguna otra exigencia legal más restrictiva al respecto) a un reconocimiento médico específico a su puesto de trabajo, del cual haya resultado apto. Asimismo, al personal de nueva incorporación, se le realizará un reconocimiento previo a su incorporación al puesto de trabajo.

12.8. Servicios higiénicos

En el caso de que los trabajadores necesiten llevar ropa especial de trabajo se les facilitará el vestuario adecuado. Los vestuarios deberán ser de fácil acceso, tener las dimensiones suficientes y disponer de asientos e instalaciones que permitan a cada trabajador poner a secar, si fuera necesario, su ropa de trabajo. Cuando las circunstancias lo requieran (por ejemplo, sustancias peligrosas, humedad, suciedad), la ropa de trabajo se podrá guardar separada de la ropa de calle y de los objetos personales.

Siendo la instalación en una vivienda unifamiliar, en caso de necesidades fisiológicas la empresa constructora dispondrá cerca de la misma un sanitario público o bien estas podrán ser cubiertas en la propia vivienda unifamiliar previo acuerdo con el propietario.

12.9. Zonas de descanso

-Cuando lo exijan la seguridad o la salud de los trabajadores, en particular debido al tipo de actividad o el número de trabajadores, y por motivos de alejamiento de la obra, los trabajadores deberán poder disponer de locales de descanso y, en su caso, de locales de alojamiento de fácil acceso.

-Los locales de descanso o de alojamiento deberán tener unas dimensiones suficientes y estar amueblados con un número de mesas y de asientos con respaldo acorde con el número de trabajadores.

-Cuando no existan este tipo de locales se deberá poner a disposición del personal otro tipo de instalaciones para que puedan ser utilizadas como zona de descanso.

-Cuando existan locales de alojamiento fijos, deberán disponer de servicios higiénicos en número suficiente, así como de una sala para comer y otra de recreo.

-En los locales de descanso o de alojamiento deberán tomarse medidas adecuadas de protección para los no fumadores contra las molestias debidas al humo del tabaco.

-La temperatura de los locales de descanso, de los locales para el personal de guardia, de los servicios higiénicos, de los comedores y de los locales de primeros auxilios deberá corresponder al uso específico de dichos locales.

-Las ventanas, los vanos de iluminación cenitales y los tabiques acristalados deberán permitir evitar una insolación excesiva, teniendo en cuenta el tipo de trabajo y uso del local.

13. Referencias

[1] Ministerio de Empleo y Seguridad Social. Guía Técnica para la evaluación y prevención de los riesgos relativos a las obras de construcción.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

7. Índice-Pliego de condiciones técnicas

1. Objeto	3
2. Descripción general de la obra	4
3. Documentación del proyecto	4
4. Normativa de aplicación.....	5
5. Condiciones legales	8
5.1. Condiciones de carácter facultativo	8
5.2 Condiciones administrativas: trámites administrativos para una instalación fotovoltaica	14
6. Garantías	14
6.1. Términos económicos	15
6.2. Anulación de la garantía	15
6.3. Modo de actuación: tiempo y lugar	15
6.4. Reparaciones	15
6.5. Riesgos excluidos.....	16
7. Componentes y materiales utilizados en la instalación	16
7.1. Paneles fotovoltaicos	17
7.2. Estructura simple.....	18
7.2.1. Fabricación de la estructura simple.....	18
7.2.2. Fijación de la estructura simple y paneles fotovoltaicos	19
7.3. Inversores	19
7.4. Cableado y canalización.....	20
7.5. Controlador dinámico de potencia.....	21
8. Reconocimiento, pruebas y ensayos de las obras.....	21
8.1. Reconocimiento de las obras	21
8.2. Pruebas y ensayos	22
9. Referencias	23

1. Objeto

El siguiente pliego de condiciones técnicas tiene como meta fijar todas y cada una de las condiciones necesarias para la adecuada realización de este proyecto; una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar conectada a red. Además abordará todos los aspectos técnicos que deben presentar los equipos que forman parte de dicha instalación. Busca de esta manera ser referente para instaladores y diseñadores de equipos, concretando cuales han de ser los requisitos mínimos que ha de cumplir, ofreciendo así un óptimo beneficio al usuario consumidor de esta tecnología.

Es importante destacar que se considerará el buen servicio de la instalación en función de varios ámbitos, los cuales son: tiempo de vida de la estructura encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos debido al propio peso de estos y las fuerzas externas que actúan sobre ella, prestación de energía eléctrica suministrada al consumo de la vivienda y el adecuado dimensionamiento de todas las partes.

En ciertos aspectos del proyecto se pueden establecer o realizar resoluciones distintas a las recogidas en este pliego de condiciones, no obstante estas han de ser de carácter primordial y extraordinario, y nunca pueden derivar en una pérdida de la calidad mínima que se espera de la instalación. Por tanto, en determinados supuestos la no aplicación directa del mismo queda justificada.

En definitiva, este pliego de condiciones técnicas, el cual forma parte de la documentación del presente proyecto, rige las obras para su realización, encargándose de determinar las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de instalaciones eléctricas de energías renovables (Fotovoltaica) conectadas a la red, acorde a lo estipulado por el R.D. 842/2002 de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, el Decreto 161/2006, de 8 de Noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, el R.D. 314/2006, de 17 de Marzo, así como la ORDEN de 13 de Octubre de 2004, por la que se aprueban las normas particulares para las instalaciones de enlace de la empresa Unelco-Endesa, en el ámbito de la Comunidad de Canarias.

Posibles dudas que pudieran aparecer en su aplicación o interpretación han de ser resueltas por el Ingeniero-Director de la obra. Cualquier agente que participe en la consecución de tal proyecto asume y ha de cumplir lo expuesto en este pliego de condiciones técnicas.

2. Descripción general de la obra

Instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión en la cubierta de una vivienda unifamiliar situada en el municipio de Buenavista del Norte, Tenerife.

3. Documentación del proyecto

Este proyecto contempla los documentos y contenidos obligatoriamente establecidos en las normativas específicas aplicables debido a sus características, y como mínimo consta de la documentación descriptiva, en textos y representación gráfica de la instalación eléctrica mediante planos. A parte, también incluye anexos de los materiales y demás elementos y actividades considerados necesarios para la ejecución del mismo.

El proyecto deberá ser elaborado y entregado al Propietario o titular antes del comienzo de las obras y antes de su tramitación administrativa. Así pues, este contiene los siguientes apartados:

1. Memoria descriptiva, en la cual se recoge todos los aspectos principales de la instalación fotovoltaica a realizar como pueden ser: hoja de identificación, emplazamiento, objetivo, alcance, antecedentes, descripción de la instalación, componentes y materiales utilizados y tipo de instalaciones.
2. Estudio de Seguridad y Salud o Estudio Básico de Seguridad y Salud (según corresponda de acuerdo con la normativa de seguridad laboral vigente).
3. Planos a escalas adecuadas (situación y emplazamiento, alzado, planta y perfil de la estructura simple, esquema de las distintos tipos instalaciones a realizar, esquemas unifilares).
4. Pliego de Condiciones Técnicas, Económicas, Administrativas y Legales.
5. Estudio Energético.
6. Anexo 1: Cálculos.
7. Anexo 2: Estudio de rentabilidad.
8. Anexo 3: Características de los componentes de la instalación.
9. Mediciones y presupuesto.
10. Otros documentos que la normativa específica considere obligatorios.

Si durante la tramitación o ejecución de la instalación se procede al cambio de empresa instaladora autorizada, este hecho deberá quedar expresamente reflejado en la documentación presentada por el interesado ante la Administración. En el caso de que ello conlleve cambios en el "Anexo1. Cálculos" con respecto al diseño original, estos deberán acreditar la conformidad de la empresa autora de la misma o, en su defecto, aportar un nuevo proyecto.

4. Normativa de aplicación

A parte de las condiciones técnicas particulares de cada uno de los elementos contenidos en este pliego de condiciones, también han de ser de aplicación general con objeto de salvaguardar la calidad, rendimiento, tiempo de vida y funcionalidad de la instalación fotovoltaica las normas y reglamentos que se presentan a continuación.

Leyes, resoluciones y Reales Decretos que tienen relación con las instalaciones fotovoltaicas:

-Real Decreto 2019/1977, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

-Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. BOE número 23 de 27-1-1981.

-Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

-Real Decreto 2366/1994, de 9 de Diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

-Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.

-Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial.

-Decreto Ley 26/1996, de 9 de febrero, de la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

-Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

-Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Establece las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja tensión de las instalaciones solares fotovoltaicas, teniendo en cuenta sus especiales características, con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de esa actividad.

-Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

-Real Decreto 615/1998, de 17 de Abril, por el que se establece un régimen de ayudas y se regula su sistema de gestión en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética. BOE número 107 de 5/5/1998.

-Real Decreto 2018/1998, de 23 de diciembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. Desarrolla la Ley en este aspecto, estableciendo un nuevo marco de funcionamiento para este tipo de fuentes energéticas, entre las que se encuentra la energía fotovoltaica.

-Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Ámbito de aplicación: aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectuó en baja tensión. A estos efectos, se entenderá por conexión en baja tensión aquella que se efectuó en una tensión no superior a 1 kV.

-Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectada a la red de Baja Tensión.

-Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

-Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento

Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT-BT) del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Especial importancia en este proyecto de: ITC-BT 40; Instalaciones generadoras de baja tensión y ITC-BT 19; Instalaciones interiores o receptoras.

-Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

-Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

-Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Pretende que un tercio de la demanda de electricidad esté cubierta por energías renovables. Establece el régimen jurídico y económico de la producción de energía en régimen especial, que permite a cualquier persona física o jurídica convertirse en productor de energía eléctrica aprovechando la energía que gratuitamente nos proporciona el Sol y otras, así como que el propietario de una instalación solar fotovoltaica pueda recibir una retribución razonable para costear sus inversiones, que se prolongará a lo largo de la vida de la instalación.

-Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.

-Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

-Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Decreto ley 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

-Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

-Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Este Real Decreto anula parte del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial; el cual que el propietario de una instalación solar fotovoltaica pueda recibir una retribución razonable para costear sus inversiones, que se prolongará a lo largo de la vida de la instalación.

-Documento básico HE (ahorro de energía).

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Julio 2011.

-Ordenanzas municipales, tener en cuenta las ordenanzas municipales que correspondan al lugar donde se realiza la instalación.

-Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE de carácter obligatorio.

-Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.

Si surgieran prescripciones cuyo cumplimiento sea menester por la vigente legislación, en caso de discrepancia entre el contenido de los documentos anteriormente mencionados se

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

aplicará el criterio correspondiente al que tenga una fecha de aplicación posterior. Por tanto, tendrá preferencia en su aplicación respecto a los documentos anteriormente presentados.

5. Condiciones legales

El conjunto de documentos que recoge este proyecto, con los posibles supuestos que pudieran establecerse, constituyen un contrato que fija y regula los deberes y derechos de ambas partes contratantes, comprometiéndose así a solucionar diferencias que pudieran surgir hasta su total cumplimiento.

Estas diferencias, serán resueltas por afables agentes, y el orden preferente será:

-Ingeniero proyectista, a quién se considerará como única persona técnica para las dudas e interpretaciones del presente pliego.

-En defecto del primero, por el ingeniero designado por la Delegación del Colegio Oficial de Ingenieros de la zona.

Si estos dos agentes no lograrán redimir tales diferencias, serán los tribunales competentes los encargados de hacerlo, órgano al cual ambas partes contratantes deberán someterse tras dictada sentencia.

El contrato se oficializará como documento privado o público a petición de cualquiera de las partes involucradas y con arreglo a las disposiciones vigentes. Dicho contrato recogerá los posibles supuestos que acuerden ambas partes, modificando y mejorando lo expuesto en el pliego de condiciones técnicas, el cual se incorporará al contrato como documento.

A continuación, para entender mejor lo anteriormente citado se realizará una breve descripción de los principales agentes involucrados en un proyecto de ingeniería, abordando cuáles son sus principales obligaciones y funciones.

5.1. Condiciones de carácter facultativo

1. Titular de la instalación y obligaciones

El titular tendrá dos vías para realizar cualquier solicitud o trámite respecto a su instalación: vía telemática a la empresa (correo electrónico e internet); confirmando siempre la identidad del interesado, asegurando la constancia de su recepción y originalidad, integridad y conservación del documento o en forma escrita; la cual se dirigirá al director general competente en materia de energía y se presentará en el registro de la Consejería en materia de energía, o en cualquiera de los lugares habilitados por el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Antes de iniciar el procedimiento correspondiente, el titular de las mismas deberá disponer del punto de conexión a la red de distribución o transporte y de los oportunos permisos que le habiliten para la ocupación de suelo. En caso de no poseer todos los permisos de paso deberá iniciar la tramitación conjuntamente con la de utilidad pública cuando proceda. El titular o propiedad de una instalación eléctrica podrá actuar mediante representante, el cual

deberá acreditar, para su actuación frente a la Administración, la representación con que actúa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 32.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Junto con las solicitudes de: puesta en servicio de las instalaciones eléctricas privadas, las de producción en régimen especial y las instalaciones eléctricas de baja tensión que requieran mantenimiento (establecido en el decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias), deberá realizarse un contrato de mantenimiento con la empresa instaladora autorizada inscrita en el correspondiente registro administrativo, donde aparecerá nombrado el responsable técnico de mantenimiento.

Sin embargo, cuando el titular acredita que dispone de los medios suficientes, tanto técnico como humanos, para efectuar el adecuado mantenimiento de sus instalaciones podrá adquirir la condición de mantenedor de las mismas.

Obligaciones del titular:

- 1) Ser titular del solar sobre el que se va a construir, o del edificio donde se realiza la instalación.
- 2) Facilitar la documentación e información necesaria para la redacción del proyecto, y autorizar al director de obra para modificaciones del mismo.
- 3) Gestionar y obtener las licencias y autorizaciones administrativas, así como suscribir el acta de recepción de la obra.
- 4) Disponer de seguros que garanticen los daños materiales que la obra pueda sufrir.
- 5) El titular está obligado en la fase de redacción del proyecto a elaborar un estudio de seguridad y salud en los siguientes supuestos:

- El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea superior a 450.000 euros.
- Que la duración estimada sea superior a 30 días, empleándose en algún momento más de 20 empleados.
- Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

6) Contratar un coordinador de Seguridad y salud durante la ejecución de la obra, cuando en la obra hay más de una empresa, o sean varios trabajadores autónomos.

2. Ingeniero proyectista y obligaciones

El proyectista es la persona/s que, por encargo del titular y sujeto a la normativa técnica y la reglamentación obligatoria, redacta todos los documentos de que consta el proyecto.

Esta documentación es la que el cliente utiliza para obtener los permisos y licencias. También la hace llegar a los contratistas y constructores para que preparen sus ofertas económicas, a fin de contratar la obra correspondiente.

Obligaciones:

- 1) Disponer de la titulación académica y profesional que le habilite para el ejercicio de la profesión. En caso de personas jurídicas (empresas), designar al técnico redactor del proyecto que tenga la titulación profesional necesaria.
- 2) Redactar el proyecto según la normativa vigente.
- 3) Definir de forma correcta y precisa el producto industrial, haciendo constar: los datos básicos de partida, especificación de materiales, desarrollo de los cálculos que se señalen en cada normativa y pruebas y controles que deban realizarse, poniendo de manifiesto que el proyecto cumple la legislación vigente, en especial lo relativo a normas y elementos de seguridad.
- 4) Si se trata de Empresa de Ingeniería, estar inscrita en el registro de sociedades de ingenierías y consultoras.
- 5) Si se trata de empresa de ingeniería extranjera, deberá tener autorizado el correspondiente contrato de asistencia técnica suscrito con alguna Empresa de Ingeniería española.

3. Dirección facultativa: responsabilidades y obligaciones

El director de obra o director facultativo, sea o no el autor del proyecto, suele asesorar al cliente en su relación con los contratistas. Cuidará porque los productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación dispongan de acreditaciones que aseguren la calidad de los mismos.

Responsabilidades:

- 1) El director facultativo de obra es responsable de que la obra se ejecute en correspondencia directa con el proyecto, incluyendo las modificaciones expresamente aprobadas por él.
- 2) Es responsable de mantener el buen estado de las obras durante la fase de construcción.
- 3) Es responsable de cualquier accidente que por su imprevisión pueda acontecer durante la ejecución de los trabajos.
- 4) No es responsable, ni de los plazos de ejecución ni de los costes.

Obligaciones:

- 1) Titulación académica y profesional habilitante necesaria.
- 2) Verificar el replanteo y la adecuación de la cimentación y de la estructura proyectada a las características geotécnicas del terreno.
- 3) Libro de órdenes y Asistencias las instrucciones precisas para la correcta interpretación del proyecto.

4) Elaborar, a requerimiento del promotor o con su conformidad, (modificaciones del proyecto, que vengan exigidas por la marcha de la obra que las mismas se adapten a las disposiciones normativas).

5) Suscribir el acta de replanteo o de comienzo de obra y el certificado final así como conformar las certificaciones parciales y la liquidación final de las unidades de obra ejecutadas, con los visados en su caso fueran preceptivos.

4. Empresa constructora y sus obligaciones

La empresa constructora o contratista es la persona física o jurídica legalmente establecida e inscrita en el Registro Industrial que asume bajo contrato ante del titular, el compromiso de ejecutar la totalidad o parte de las obras que conforman el proyecto con medios humanos y materiales, propios o ajenos.

Muchas veces realiza la subcontratación de partes de la obra a otras empresas, en este caso, éstas reciben entonces el nombre de empresas subcontratadas o subcontratas.

Obligaciones:

- 1) Ejecutar la obra según los documentos del proyecto, legislación aplicable / vigente y a las instrucciones del Director Facultativo de la Obra.
- 2) Tener la titulación o capacitación profesional que le habilita para actuar como constructor.
- 3) Designar al jefe de obra que asumirá la representación técnica del constructor en la obra y que por su titulación o experiencia deberá tener la capacitación adecuada para ejecutar la complejidad de la obra.
- 4) Proporcionar a la obra los medios humanos y materiales que se requiere.
- 5) Formalizar las subcontrataciones de determinadas partes o instalaciones de la obra dentro de los límites establecidos en el contrato.
- 6) Firmar el acta de replanteo o de comienzo y el acta de recepción de la obra.
- 7) Facilitar al director facultativo de obra los datos que solicite.
- 8) Designar el Coordinador de Seguridad y Salud para la ejecución de la obra, siempre que este no haya sido asignado por el Promotor.

La empresa constructora cuidará de la perfecta conservación y reparación de las obras, subsanando cuantos daños o desperfectos aparezcan en las obras, procediendo al arreglo, reparación o reposición de cualquier elemento de la obra.

5. Director de proyectos: Project Manager

Se encarga de gestionar todos los recursos humanos y no humanos que aparecen en todas las fases del proyecto. La labor de este director es fundamentalmente organizativa y le exime de las responsabilidades técnicas, civiles y penales que puedan surgir durante las diversas fases del proyecto (estas serán asumidas por los proyectistas, directores facultativos, coordinadores de seguridad, promotores, constructores, etc.)

Su responsabilidad es la que tenga con respecto a su empresa. (Planificación de las tareas a realizar).

6. Empresa mantenedora

No es necesaria su contratación. El titular acredita que dispone de los medios suficientes, tanto técnico como humanos, para efectuar el adecuado mantenimiento de sus instalaciones podrá adquirir la condición de mantenedor de las mismas.

En la siguiente tabla se recogen los principales procedimientos de mantenimiento que se aplican normalmente.

Tabla 1. Procedimientos de mantenimiento

Procedimientos de mantenimiento	Función que realiza
1. Correctivo	Reparar o sustituir aquellos elementos que por avería o rotura se hayan deteriorado o roto, y como consecuencia, ser la causa de la parada de la máquina o instalación
2. Preventivo	Revisión periódica de la instalación, reparando y sustituyendo las piezas y elementos que se pueden romper o averiar, para así, evitar la parada de la máquina o instalación durante su funcionamiento
3. Predictivo	Detección de los posibles fallos por seguimiento del comportamiento de elementos y repararlos o sustituirlos antes de que se produzca la avería.
4. Selectivo	Modificación o sustitución parcial de los elementos básicos de la máquina o instalación, de acuerdo con un estudio o programa
5. Normativo	Sustitución de elementos o adecuación de los mismos a la normativa legal, especialmente cuando se refiere a seguridad
6. Modificativo	Actualización y mejora de las máquinas o instalaciones con un fin determinado
7. Productivo total (TPM)	Asociación de las funciones del operario y conductor del proceso de fabricación con las de mantenedor de su propia instalación

De entre los procedimientos que se recogen en esta tabla, son los tres primeros los más utilizados (correctivo, preventivo, y predictivo).

7. Agentes Varios

1) Trabajador autónomo

Es la persona física distinta del contratista y del subcontratista, que realiza de forma personal y directa una actividad profesional, asumirá contractualmente ante el promotor, el contratista o el subcontratista el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra.

Cuando el trabajador autónomo emplee en la obra a trabajadores por cuenta ajena tendrá la consideración de contratista o subcontratista a efectos de responsabilidades.

2) Subcontratas:

Es la persona física o jurídica que asume contractualmente ante el contratista, el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra, con sujeción al proyecto.

3) Consultoras:

Facilitan personal específico capacitado para emitir juicios razonados sobre aspectos que puedan influir en la realización del proyecto. (Geólogos, químicos, físicos, etc.)

4) Entidades financieras:

Financian la ejecución de los proyectos

5) Entidades aseguradoras:

Gestionar los seguros que cubran la obra en todos sus aspectos.

6) Colegios profesionales:

Suelen asesorar a los proyectistas a nivel técnico, de reglamentación, a nivel fiscal, etc. Además de encargarse del visado de los mismos.

7) Coordinador de seguridad y salud en la elaboración del proyecto de obra

Es aquel técnico designado por el promotor, generalmente es el mismo proyectista, encargado de aplicar, la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en las fases de estudio y elaboración del proyecto de obra.

8) Coordinador de seguridad y salud en la ejecución de obra

Es el técnico competente integrado en la dirección facultativa, designado por el promotor con la titulación académica que indique la ley.

Se encargará de:

- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores. (Formación)
- Encomendar las tareas a desarrollar en función de las capacidades profesionales de los trabajadores.

-Garantizar que solo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.

5.2 Condiciones administrativas: trámites administrativos para una instalación fotovoltaica

Los trámites pertinentes a realizar para una instalación generadora fotovoltaica que se conecta a red, son los siguientes:

1. Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora.
2. Licencia de obra. En el ayuntamiento a cuyo terreno pertenece el solar donde se vaya a realizar la instalación generadora fotovoltaica.
3. Inclusión de la instalación en régimen especial.
4. Inscripción previa en el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial.
5. Alta anual en Hacienda, mediante el módulo 036.
6. Celebración del contrato con la empresa distribuidora.
7. Inscripción definitiva. En la consejería de su comunidad autónoma juntando el contrato anterior.
8. Solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación. Boletín de instalación emitido por instalador autorizado en baja tensión.
9. Comprobaciones a realizar por parte de la empresa distribuidora:
 - Conexión en pruebas.
 - Fase de pruebas.
 - Conexión definitiva.

Nota: Las comprobaciones, mediciones y verificaciones a realizar sobre la instalación fotovoltaica a la red eléctrica de baja tensión por parte de la compañía distribuidora antes de proceder la conexión definitiva se harán de acuerdo con la ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.

6. Garantías

En caso de avería técnica la instalación ha de ser reparada de acuerdo con las condiciones generales expuesta en este pliego de condiciones, es decir, por la empresa constructora, exceptuando aquellos casos en los cuales la instalación haya sido objeto de un incorrecto uso respecto al manual de instrucciones.

Dicha garantía es concedida a favor del comprador de la instalación, el cual debe recibir el correspondiente certificado de garantía con la fecha que se acredite la entrega de la instalación fotovoltaica.

6.1. Términos económicos

Los gastos por la reparación o sustitución de los componentes y piezas que puedan encontrarse en mal estado se encuentran incluidos dentro de los términos fijados en la garantía.

No están excluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si dentro de un período razonable, la entidad competente no cumple las debidas obligaciones recogidas de la garantía, el propietario de la instalación puede, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicha entidad cumpla con sus obligaciones y en caso de que esta no cumpla con sus obligaciones en dicho plazo último, el propietario de la instalación puede realizar por sí mismo o contratar a un tercero para realizar las oportunas reparaciones, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido la entidad competente.

6.2. Anulación de la garantía

La empresa constructora posee el derecho de anular la garantía de la instalación cuando esta haya sido reparada, alterada o desmontada por personas totalmente ajenas a ella misma o servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por ella misma.

6.3. Modo de actuación: tiempo y lugar

La percepción de un defecto en el funcionamiento de la instalación será comunicada por parte del propietario a la empresa constructora de forma inmediata. En caso de que la misma constatare que dicho defecto se trata de un defecto de fabricación en algún componente esta lo comunicará directamente a la empresa fabricante.

El tiempo de respuesta por parte de la entidad competente variará dependiendo del tipo de avería que sufra la instalación; siendo menor el plazo cuando la instalación no funcione y mayor cuando la avería no afecte al funcionamiento de la instalación.

6.4. Reparaciones

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada in situ, el componente deberá ser enviado al taller

oficial designado por el fabricante pertinente y todos los cargos correrán a cuenta cargo la entidad competente.

Se realizarán las reparaciones o sustituciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días hábiles.

6.5. Riesgos excluidos

Esta garantía no cubre los daños que puedan haberse producido por alguna de las siguientes causas:

- 1) Mal uso, negligencia y/o mantenimiento erróneo del sistema aplicado a consecuencia del no seguimiento por el propietario de las recomendaciones de uso, mantenimiento y limpieza del sistema o de cualquier otra recomendación manifestada por la empresa constructora.
- 2) Actos de vandalismo, disturbios civiles y otros actos policiales, en general.
- 3) Daños por fuerza mayor y/o riesgos de la naturaleza (vientos, lluvias, catástrofes, etc.).
- 4) Ataques producidos por agentes mecánicos y/o químicos como son el vertido de productos cuya concentración sea superior o por productos a los que no es resistente el material, de acuerdo con las especificaciones suministradas por la empresa constructora.
- 5) Trato incorrecto del sistema fotovoltaico tal como caída de piezas, cizallamientos, entre otros.
- 6) Daños provocados por la ejecución de cualquier obra o instalación adicional sobre la instalación renovable.

7. Componentes y materiales utilizados en la instalación

A continuación, se explica brevemente cuales han de ser las características y los requisitos básicos respecto a la norma de los componentes y materiales utilizados en una instalación fotovoltaica de este tipo.

- 1) Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.
- 2) Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

-Clase I: Los aparatos deben tener su chasis conectado a una toma de tierra por un conductor (de color amarillo/verde en la mayoría de los países y verde en los Estados Unidos, Canadá y Japón).

Un fallo en el aparato que hace que un conductor con tensión entre en contacto con la carcasa lo que causará un flujo de corriente en el conductor de tierra. Esta corriente puede pasar a través de un interruptor diferencial (interruptor de circuito por falla de tierra), que cortará el suministro de electricidad en el aparato.

3) Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VDC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico clase II.

-Clase II: Dispositivo de Clase II o aparato con doble aislamiento eléctrico es uno que ha sido diseñado de tal forma que no requiere una toma a tierra de seguridad eléctrica.

El requisito básico es que un fallo simple no puede dar lugar a tensiones peligrosas que se exponga lo que podría causar una descarga eléctrica y que esto se logra sin depender de una caja metálica conectada a tierra. Esto se consigue normalmente porque tiene dos capas de material aislante que rodea las partes con tensiones peligrosas o utilizando un aislamiento reforzado.

4) Todos los materiales situados en el exterior de la vivienda se encontrarán protegidos frente agentes ambientales, como puedan ser el efecto de la radiación solar y la humedad. Grado mínimo de protección IP65.

5) Se incluirán todas protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas, y sobretensiones.

6) Las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética que han de cumplir todos los equipos electrónicos tendrán que ser certificadas por el fabricante y revisadas a la hora de realizar la instalación.

7) El proyecto en sí incluirá toda la información con las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

8) Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales o en su defecto en inglés.

7.1. Paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir las especificaciones UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como haber sido verificados por algún laboratorio reconocido, por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc. Este requisito se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Además el módulo llevará de manera visible el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Respecto a sus parámetros más característicos, potencia máxima y corriente de cortocircuito real, estos deben comprender un margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. A parte, cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Si se utilizarán módulos fotovoltaicos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso cualquier producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

7.2. Estructura simple

7.2.1. Fabricación de la estructura simple

Para realizar la instalación fotovoltaica de este proyecto será necesaria la fabricación de una estructura simple no comercial, cuyas características principales serán:

- 1) Material de fabricación: Aluminio galvanizado o en su defecto materiales resistentes a la corrosión.
- 2) Capacidad para tres de los paneles fotovoltaicos escogidos.
- 3) Será fija, es decir, su posición no variará durante el tiempo.
- 4) El diseño de la estructura simple se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5) Los elementos que la componen-perfiles rectangulares y cuadrangulares huecos-se encontraran soldados entre sí, impidiendo el giro.
- 6) La estructura simple encargada de sustentar los paneles fotovoltaicos ha de ser capaz de resistir el peso propio de los mismos y las sobrecargas del viento. Además, la estructura y el sistema de fijación de los módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 7) La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

7.2.2. Fijación de la estructura simple y paneles fotovoltaicos

La fijación de los paneles fotovoltaicos a la estructura simple se realizará mediante grapas solares universales e intermedias, siendo la tornillería utilizada acero inoxidable que cumple con la Norma MV-106 recogida en REAL DECRETO 1829/1995 de 10 de noviembre, por el que se aprueba la Norma Básica de la Edificación NBE EA-95 "Estructuras de acero en edificación", publicado en el BOE 18-1-1996.

Las grapas solares están fabricadas en aluminio 6065 T5 y serán mecanizadas atendiendo a las dimensiones requeridas del panel fotovoltaico, evitando el contacto entre la zona de sujeción de estas y el mismo. A parte, han de tener suficiente espesor para soportar las flexiones que se puedan producir consecuencia de las fuerzas externas que actúan sobre los paneles fotovoltaicos.

7.3. Inversores

También conocido como convertidor de CC/CA. Los inversores son dispositivos electrónicos que transforman corriente continua en corriente alterna monofásica o trifásica, haciéndola apta para sus aplicaciones tanto para la vivienda, como para la industria, o para realizar la conexión a las redes eléctricas de media o baja tensión en corriente alterna (CA).

Requisitos técnicos:

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fijas (valores eficaces de tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes. A continuación se enumeran los mismos:

- 1) Se recomienda el uso de inversores de onda senoidal, aunque se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA.
- 2) Como norma general, los inversores se conectarán a la salida de los strings o filas de módulos fotovoltaicos.
- 3) El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 4) La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes en cualquier condición de operación:
 - $V_{NOM} +15\% / -10\%$, siendo V_{NOM} : 220 VRMS ó 230
 - 50 Hz $\pm 2\%$
- 5) El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

6) Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones: tensión de entrada fuera del margen de operación, cortocircuito en la salida de corriente alterna y sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

7) Los inversores deberán estar etiquetados con al menos con la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

7.4. Cableado y canalización

Serán los que se indican en los documentos del presente proyecto (ver Anexo1: Cálculos) y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT.

Estos serán de cobre y serán siempre aislados, excepto cuando vayan montados sobre aisladores, tal y como se indica en la ICT-BT-20 del REBT.

El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase, cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico. No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto.

Los conductores tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos, debiendo ser suficiente además para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos. Así pues, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

7.5. Controlador dinámico de potencia

Es un equipo que solamente se utilizará en régimen de balance neto sin inyección a red, o como también se suele llamar a este régimen; balance neto con inyección a red cero. Debe cumplir con el RD 1699/2011 y IT-BT-40 del REBT.

Útil en aquellos edificios de consumo eléctrico en horas diurnas. Su función principal es la de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. Avalando de manera segura y fiable la inyección cero a la red.

A continuación se enumeran cuáles son las características de controlador dinámico de potencia utilizado en este proyecto. Principales características:

- 1) Inyección cero a la red sin disipación de energía ni conmutaciones electromecánicas de los módulos fotovoltaicos.
- 2) Control dinámico de la potencia de los inversores solares mediante desplazamiento del punto de trabajo de los módulos.
- 3) Monitorización de los flujos energéticos del sistema.
- 4) Registro de datos de funcionamiento de la instalación.
- 5) Disponible tanto para sistemas monofásicos como trifásicos.
- 6) Capacidad de control de diversos inversores.
- 7) Control de relé de desconexión de red redundante.

8. Reconocimiento, pruebas y ensayos de las obras

8.1. Reconocimiento de las obras

En este reconocimiento se comprobará que todos los materiales instalados coinciden con los admitidos por la dirección facultativa en el control previo efectuado antes de su instalación y que corresponden exactamente a las muestras que tenga en su poder, si las hubiera y, finalmente comprobará que no sufren deterioro alguno ni en su aspecto ni en su funcionamiento. Previamente al reconocimiento de las obras, la empresa constructora habrá retirado todos los materiales sobrantes hasta dejarla completamente limpia y despejada.

Al mismo tiempo se comprobará que la realización de la instalación eléctrica ha sido llevada a cabo y terminada, correcta y completamente.

En particular, se resalta la comprobación y la verificación de los siguientes puntos:

- 1) Ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.
- 2) Fijación de los distintos aparatos, seccionadores, interruptores y otros colocados.
- 3) Tipo, tensión nominal, intensidad nominal, características y funcionamiento de los aparatos de maniobra y protección.

Todos los cables de baja tensión así como todos los puntos de luz y las tomas de corriente serán probados durante 24 horas, de acuerdo con lo que la dirección facultativa crea oportuno. Si los calentamientos producidos en las cajas de derivación, empalmes, terminales, fueran excesivos, a juicio de la dirección facultativa, se rechazará el material correspondiente, que será sustituido por otro nuevo por cuenta de la empresa constructora.

8.2. Pruebas y ensayos

Después de efectuado el reconocimiento, se procederá a realizar las pruebas y ensayos por parte de la empresa constructora que se indican a continuación en este pliego de condiciones técnicas:

- 1) Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- 2) Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 3) Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- 4) Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con los procedimientos experimentales utilizados: 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente, 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente, 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

Nota: Si esto no fuera posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción

Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado.

A parte de estas pruebas y ensayos también se realizarán las siguientes comprobaciones:

Medida de aislamiento de la instalación: el ensayo de aislamiento se realizará para cada uno de los conductores activos en relación con el neutro puesto a tierra, o entre conductores activos aislados. La medida de aislamiento se efectuará según lo indicado en el artículo 28 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos: se comprobará que la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos sea igual o inferior al valor de la intensidad máxima del servicio del conductor protegido.

Empalmes: se comprobará que las conexiones de los conductores son seguras y que los contactos no se calientan normalmente.

Medición de los niveles de aislamiento de la instalación de puesta a tierra con un óhmetro previamente calibrado, verificando, el ingeniero director, que están dentro de los límites admitidos.

Antes de proceder a la recepción definitiva de las obras, se realizará nuevamente un reconocimiento de las mismas, con objeto de comprobar el cumplimiento de lo establecido sobre la conservación y reparación de las obras.

9. Referencias

[1] Ministerio de Empleo y Seguridad Social. Guía Técnica para la evaluación y prevención de los riesgos relativos a las obras de construcción.

[2] José Roldán Vilorio. Instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo.



Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO: Estudio energético y diseño estructural de una
instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar

Alumno: Enrique Luis Aznar

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

8. Índice- Mediciones y presupuestos

1. Introducción: presupuesto	3
2. Instalación tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red).....	3
2.1. Instalación y componentes eléctricos	3
2.2. Estructura fotovoltaica	4
2.3. Protecciones	4
2.4. Presupuesto ejecución material	5
2.5. Presupuesto ejecución por contrata	5
2.6. Total presupuesto general	5
3. Instalación tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)	5
3.1. Instalación y componentes eléctricos	5
3.2. Estructura fotovoltaica	6
3.3. Protecciones	7
3.4. Presupuesto ejecución material	7
3.5. Presupuesto ejecución por contrata	7
3.6. Total presupuesto general	8
4. Instalación tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red).....	8
4.1. Instalación y componentes eléctricos	8
4.2. Estructura fotovoltaica	9
4.3. Protecciones	9
4.4. Presupuesto ejecución material	10
4.5. Presupuesto ejecución por contrata	10
4.6. Total presupuesto general	10
5. Instalación tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red	
10	
5.1. Instalación y componentes eléctricos	10
5.2. Estructura fotovoltaica	11
5.3. Protecciones	12
5.4. Presupuesto ejecución material	12
5.5. Presupuesto ejecución por contrata	12
5.6. Total presupuesto general	13

Mediciones y presupuestos

Enrique Luis Aznar

6. Resumen	13
7. Referencias.....	13

1. Introducción: presupuesto

En este documento se presenta el presupuesto necesario para realizar la instalación tipo1→12 paneles fotovoltaicos y la instalación tipo2→18 paneles fotovoltaicos en los distintos regímenes de operación: balance neto con inyección a red y balance neto sin inyección a red.

2. Instalación tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red)

2.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	12	180,99	2.171,88
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10	1	719,56	719,56
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1700 W -Dimensiones: 440/339/214 mm Peso: 16 Kg			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	25	3,11	77,75
	-Cable XLPE2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	2,94	88,20
	-Cable XLPE 2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
h	Técnico Electricista	16	9,6	153,60
	-Realizará las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 1.1.				3.370,99

2.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	4	613,53	2.454,12
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	16	9	144
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	4	10	40
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 1.2.				2.695,14

2.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,28	6,28
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=20$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	50,30	50,30
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=20$ A)			

Total sección 1.3.	209,61
--------------------	--------

2.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
1.1. Instalación y componentes eléctricos	3.370,99
1.2. Estructura fotovoltaica	2.695,14
1.3. Protecciones	209,61
Total instalación tipo 1→12 Balance neto con inyección a red	6.275,74

2.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	6.275,74 Euros
6% Beneficio Industrial	374,14 Euros
10 % Gastos generales	623,57 Euros
Total	7.273,45 Euros

2.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	7.273,45 Euros
---------------------------	----------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de SIETE MIL DOSCIENTOS SETENTA Y TRES EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

La Laguna, a 20 de Junio de 2014

3. Instalación tipo 1 → 12 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)

3.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	12	180,99	2.171,88
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10	1	719,56	719,56
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 1600 TL-10, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1700 W -Dimensiones: 440/339/214 mm Peso: 16 Kg			

U	Controlador dinámico de potencia CDP-(0) (Circutor S.A)	1	960	960
	-Equipo encargado de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. -Dimensiones: 105/70/90 mm			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	25	3,11	77,75
	-Cable XLPE2 de 4 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	1,44	43,20
	-Cable XLPE 2 de 1,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
h	Técnico Electricista	16	9,6	153,6
	Encargado de realizar las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 2.1.				4.285,99

3.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	4	613,53	2.454,12
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	16	9	144

	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	4	10	40
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 2.2.				2.695,14

3.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,25	6,25
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=10$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	48,64	48,64
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=10$ A)			
Total sección 2.3.				207,92

3.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
2.1. Instalación y componentes eléctricos	4.285,99
2.2. Estructura fotovoltaica	2.695,14
2.3. Protecciones	207,92
Total instalación tipo 1→12 Balance neto con inyección a red	7.189,05

3.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	7.189,05 Euros
6% Beneficio Industrial	428,94 Euros
10 % Gastos generales	714,90 Euros
Total	8.332,89 Euros

3.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	8.332,89 Euros
---------------------------	----------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de OCHO MIL TRESCIENTOS TREINTA Y DOS EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

La Laguna, a 20 de Junio de 2014

4. Instalación tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto con inyección a red)

4.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	18	180,99	3.257,82
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21	1	1.136,90	1.136,90
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21, producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1650 W -Dimensiones: 490/519/185 mm Peso: 23 Kg			
U	Contador eléctrico monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	30	2,68	80,40
	-Cable XLPE2 de 2,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 Kv			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	3,67	110,10
	-Cable XLPE 2 de 6 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 Kv			
h	Técnico Electricista	20	9,60	192
	-Encargado de realizar las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 3.1.				4.777,22

4.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	6	613,53	3.681,18
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,8
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22
	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	20	9	180
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	6	10	60
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 3.2.				3.978,2

4.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,28	6,28
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=20$ A)			

m	Interruptor diferencial Chint	1	50,30	50,30
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=20$ A)			
Total sección 3.3.				209,61

4.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
3.1. Instalación y componentes eléctricos	4.777,22
3.2. Estructura fotovoltaica	3.778,2
3.3. Protecciones	209,61
Total instalación tipo 1 → 12 Balance neto con inyección a red	8.965,03

4.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	8.965,03 Euros
6% Beneficio Industrial	534,30 Euros
10 % Gastos generales	890,50 Euros
Total	10.389,83 Euros

4.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	10.389,83 Euros
----------------------------------	------------------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DIEZ MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS CON OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS.

La Laguna, a 20 de Junio de 2014

5. Instalación tipo 2 → 18 paneles fotovoltaicos (régimen balance neto sin inyección a red)

5.1. Instalación y componentes eléctricos

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P	18	180,99	3.257,82
	-Módulo Fotovoltaico Atersa 150 P de 150 Wp -Dimensiones: 1476X659x39 mm Peso: 11,9 Kg Área: 0,97 m ²			
U	Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21	1	1.136,90	1.136,90
	-Inversor Fotovoltaico Sunny Boy 2500 TLST-21,			

Estudio energético y diseño estructural de una instalación fotovoltaica

	producido por SMA, para una potencia máxima de entrada de 1650 W -Dimensiones: 490/519/185 mm Peso: 23 Kg			
U	Contador monofásico Cirwatt B200 (Circutor S.A.)	1	160	160
	-Contador monofásico digital multifunción de clase B en medida de energía activa, y clase 2 para la energía reactiva. -Bidireccional			
U	Controlador dinámico de potencia CDP-(0) (Circutor S.A)	1	960	960
	-Equipo encargado de ajustar la potencia de producción de los inversores fotovoltaicos a lo que se está consumiendo en cada momento en la vivienda. -Dimensiones: 105/70/90 mm			
m	Cable P SUN sp (Prysmian)	30	2,68	80,4
	-Cable XLPE2 de 2,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
m	Cable Afumex 1000V (AS) (Prysmian)	30	1,44	43,22
	-Cable XLPE 2 de 1,5 mm ² . Tensión nominal: 0,6/1 kV			
h	Técnico Electricista	20	9,6	192
	-Realizará las conexiones de los equipos y su puesta en marcha.			
Total sección 4.1.				5.830,34

5.2. Estructura fotovoltaica

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Estructura simple	6	613,53	3.681,18
	-3 Paneles fotovoltaicos por estructura -Realizada en aluminio galvanizado formada por 4 perfiles cuadrangulares huecos 60x60x4mm, los cuales conforman los soportes de esta, mientras que el resto de la misma son perfiles rectangulares huecos 60x40x4mm.			
U	Grapas solares intermedias	4	3,20	12,80
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
U	Grapas solares universales	10	1,60	16
	-Elemento de fijación. Material acero galvanizado			
m	Tornillos ordinarios T10x70	14	2,01	28,22

	-Elemento de fijación. Material acero inoxidable			
h	Técnico instalador	20	9	180
	-Realizará el montaje de la estructura simple.			
h	Gruísta	6	10	60
	-Encargado de colocar la estructura simple en la cubierta			
Total sección 4.2.				3.978,2

5.3. Protecciones

Und	Descripción	Número	Precio (Euros)	Importe
U	Fusible Gewiss 72109	1	8	8
	-Elemento de protección incorporado dentro de la caja de interconexión strings ($I_n=25$ A)			
U	Caja de interconexión de strings Gewiss	1	145,03	145,03
	Incluye: -Seccionador de carga -Fusible Gewiss 72109 ($I_n=25$ A) -Descargador de tensiones			
U	Interruptor magnetotérmico Chint	1	6,25	6,25
	-Elemento de protección situado después del inversor SB 1600 TL-10 ($I_n=10$ A)			
m	Interruptor diferencial Chint	1	48,64	48,64
	-Elemento de protección situado después del interruptor magnetotermico ($I_n=10$ A)			
Total sección 4.3.				207,92

5.4. Presupuesto ejecución material

Secciones	Total (Euros)
3.1. Instalación y componentes eléctricos	5.830,34
3.2. Estructura fotovoltaica	3.978,2
3.3. Protecciones	207,92
Total instalación tipo 1→12 Balance neto con inyección a red	10.016,46

5.5. Presupuesto ejecución por contrata

Presupuesto Ejecución material	10.016,46 Euros
6% Beneficio Industrial	597,38 Euros
10 % Gastos generales	995,64 Euros
Total	11.609,48 Euros

5.6. Total presupuesto general

Total presupuesto general	11.609,48 Euros
---------------------------	-----------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de ONCE MIL SEISCIENTOS NUEVE EUROS CON CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS.

La Laguna, a 20 de Junio de 2014

6. Resumen

Para finalizar se presenta una tabla con los presupuestos de las dos posibles instalaciones a realizar en los dos diferentes regímenes de operación.

Instalaciones/Régimen de operación	Balance neto con inyección a red	Balance neto sin inyección a red
Instalación tipo 1→12 paneles	7.273,45 Euros	8.332,89 Euros
Instalación tipo 2→18 paneles	10.389,83 Euros	11.609,48 Euros

7. Referencias

[1] Juan F. Pérez-Carballo Veiga. Control de gestión empresarial. ESIC.

ULL

Universidad
de La Laguna

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería Civil e Industrial

STUDIES: DEGREE IN MECHANICAL ENGINEERING

DIPLOMA WORK

TITLE: Energy study and structural design of a photovoltaic
system in a detached house

Student: Enrique Luis Aznar

CONCLUSIONS

9. Conclusions:

To finish this project briefly present the main findings after the completion thereof, these will be directed to studies of exposed profitability and strength of the structure designed.

Strength of the structure:

After execution of the study in SolidWorks can be observed that the structure does not suffer any deformation to the external forces to which it is subjected, wind load and weight of the panels.

These efforts are always well below the yield strength of 2014-T6 aluminum material, therefore we can say that the structure is sturdy and will not undergo any plastic deformation.

For more information check the files attachments to this project concerning the study of structure.

Studies of profitability:

Two premises were conducted on base: orientation of the panels facing North and rate at which the facility can be found lawfully entering subject.

Orientation:

- 1) Orientation ($\alpha = 0^\circ$ S): Having assessed the minimum distance from walls to avoid projection of shadows, due to the orientation of the least fit deck panels.
- 2) Orientation ($\alpha = -12^\circ$ East): Having assessed the minimum distance from walls to avoid projection of shadows, due to the orientation of the cover fit more panels.

System installation:

- 1) Net balance with feeding in
- 2) Net balance without feeding in

As a result of these divisions had to study 4 types of installations, being the most profitable installation oriented twelve degrees east in net balance with feeding in followed by installation oriented zero degrees in net balance with feeding in.

Systems installations without feeding in are not profitable due to the investment realized will not be approach as has to be.