



**ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA**

**Máster en Eficiencia y Aprovechamiento  
Energético**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

TFG. Nº: **4523M01A2 – VOLUMEN I**

TÍTULO: **CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES**

AUTOR: TED CHEDA MORÁN

TUTOR: JESÚS DIEGO CHOUZA GESTOSO

FECHA: **JUNIO DE 2017**

Fdo.: EL AUTOR

Fdo.: EL TUTOR

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APOORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ÍNDICE GENERAL**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

- 1 ÍNDICE GENERAL**
  
- 2 MEMORIA**
  
- 2.1 TITULO DEL TRABAJO**
  
- 2.2 OBJETO**
  
- 2.3 ALCANCE**
  
- 2.4 PETICIONARIO**
  
- 2.5 EMPLAZAMIENTO**
  
- 2.6 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DE NECESIDADES**
  
- 2.7 NORMAS Y REFERENCIAS**
  - 2.7.1 Disposiciones legales y normas aplicadas**
  
- 2.8 BIBLIOGRAFÍA ESPECÍFICA**
  
- 2.9 RECURSOS WEB**
  
- 2.10 PROGRAMAS DE CÁLCULO**
  - 2.11 EMPRESA SUMINISTRADORA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**
  - 2.12. REQUISITOS DEL DISEÑO DE LAS INSTALACIONES**
  - 2.13 ANÁLISIS DE SOLUCIONES**
  - 2.14 RESULTADOS FINALES**
  
- 2.15 ORDEN DE PRIORIDADES EN LA DOCUMENTACIÓN**
  
- 2.16 CONSIDERACIONES FINALES**

### **3 ANEXOS**

#### **3.0 ANEXO 0: ASIGNACIÓN DE TRABAJO FIN DE GRADO**

##### **3.0.1 OBJETO**

##### **3.0.2 ALCANCE**

#### **3.1 ANEXO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

##### **3.1.1 OBJETO DE ESTE ANEXO**

##### **3.1.2 GRADO DE ELECTRIFICACIÓN**

###### **3.1.2.1 TIPO DE INSTALACIÓN**

##### **3.1.3 EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES**

##### **3.1.4 ESPECIFICACIONES DE DIMENSIONAMIENTO**

###### **3.1.4.1 PERFIL DE CONSUMO Y EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS**

###### **3.1.4.2 Obtención de valores climatológicos**

###### **3.1.4.3 VALORES OBTENIDOS DEL PVGIS**

###### **3.1.4.4 CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES**

###### **3.1.4.5 DISPOSICIÓN DE PANELES SOLARES**

###### **3.1.4.6 INVERSOR PARA EL CIRCUITO FOTOVOLTAICO**

###### **3.1.4.6.1 Definición**

###### **3.1.4.7 SELECCIÓN DEL INVERSOR**

##### **3.1.5 PÉRDIDAS**

##### **3.1.6 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO**

**3.1.6.1 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.**

3.1.6.1.1 Primer tramo. Módulos – Cuadro interconexión CC

3.1.6.1.2 Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor

**3.1.6.2 DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A.**

3.1.6.2.1 Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión

**3.1.7 PROTECCIONES**

**3.1.7.1 TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC**

**3.1.7.2 TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR**

**3.1.7.3 TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN**

**3.1.8 MANTENIMIENTO**

**3.1.8.1 PRINCIPALES HERRAMIENTAS DEL MANTENIMIENTO**

**3.1.9 PUESTA A TIERRA****3.2 ANEXO 2: INSTALACIÓN MINI-EÓLICA****3.2.1 OBJETO DE ESTE ANEXO****3.2.2 INSTALACIÓN PROPUESTA**

**3.2.2.1 DATOS GENERALES**

**3.2.3 INSTALACIÓN EÓLICA**

**3.2.3.1 ENERGÍA EÓLICA**

**3.2.3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR**

**3.2.4 AEROGENERADORES**

**3.2.4.1 WINDSPOT 3.5**

**3.2.4.2 ENAIR 70****3.2.4.3 ENAIR 30****3.2.4.4 BORNAY 1500****3.2.4.5 ESPECIFICACIONES DEL AERO BORNAY 1500****3.2.6 SELECCIÓN DEL INVERSOR****3.2.7 Protecciones generales para instalación****3.2.8 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO****3.2.8.1 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.**

3.2.8.1.1 Primer tramo. Aero – Cuadro interconexión C.C.

3.2.8.1.2 Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor

**3.2.8.2 DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A.**

3.2.8.2.1 Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión

**3.2.9 PROTECCIONES****3.2.9.1 TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC****3.2.9.2 TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR****3.2.9.3 TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN****3.2.10 MANTENIMIENTO****3.3 ANEXO 3: INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA****3.3.1 OBJETO DEL ANEXO****3.3.2 CÁLCULO DE LAS NECESIDADES****3.3.2.1 Impostéis de del trabajo**

**3.3.2.2 Procedimiento de verificación****3.3.2.3 Datos de partida**

3.3.2.3.2 Zonas climáticas definidas en el CTE

3.3.2.3.4 Cálculo de la demanda energética

**3.3.2.4 Dimensionamiento del campo de captadores**

3.3.2.4.1 Pre-dimensionado del campo de captación

3.3.2.4.2 Cálculo con el método F-Chart

**3.3.2.5 Sistema para la acumulación solar****3.3.2.6 Sistema para el intercambio****3.3.2.7 Circuito hidráulico****3.3.3 INSTALACIÓN OBJETO DEL TRABAJO****3.3.3.1 Colectores solares****3.3.3.2 Disposición****3.3.3.3 Tuberías****3.3.3.4 Elemento impulsor del fluido: la Bomba****3.3.3.5 Vaso de expansión****3.3.3.7 Válvula de seguridad****3.3.3.8 Circuito hidráulico secundario****3.3.3.9 Circuito hidráulico de distribución de A.C.S.****3.3.3.10 Necesidades de consumos de la instalación****3.3.4 SISTEMA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR****3.3.5 SISTEMA DE CONTROL****3.4 MANTENIMIENTO**

## **3.4 ANEXO 4: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA**

### **3.4 OBJETO DE ESTE ANEXO**

#### **3.4.1 CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LA VIVIENDA**

#### **3.4.2 VIVIENDA DEL ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL R.D.**

#### **3.4.3 OPCIÓN ELEGIDA PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA**

#### **3.4.4 NORMATIVA ENERGÉTICA DE APLICACIÓN EN EL MOMENTO DE REDACCIÓN DEL PROYECTO**

#### **3.4.5 PROGRAMA USADO PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN**

#### **3.4.6 RESULTADOS OBTENIDOS**

#### **3.4.7 PRIMERA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA**

#### **3.4.8 SEGUNDA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA**

#### **3.4.9 INFORME DE MEJORAS**

#### **3.4.10 RESULTADOS FINALES**

#### **3.4.11 ACLARACIÓN DEL CONSUMO DE CALEFACCIÓN**

## **4 PLANOS**

### **4.1 REPRESENTACIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS**

### **4.2 ALZADO LATERAL DERECHO SECCIÓN a-a´**

### **4.3 DETALLE PANEL FOTOVOLTAICO**

### **4.4 COLOCACIÓN CAPTADOR SOLAR-TÉRMICA**

### **4.5 DETALLE CAPTADOR SOLAR-TÉRMICO**

### **4.6 ESQUEMA CIRCUITO A.C.S.SOLAR TÉRMICA**

### **4.7 PLANTA BAJA DISTRIBUCIÓN**

**4.8 DETALLE GENERADOR EÓLICO**

**4.9 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA**

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **MEMORIA**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

<b>2.1</b>	<b>TITULO DEL TRABAJO .....</b>	<b>2</b>
<b>2.2</b>	<b>OBJETO .....</b>	<b>2</b>
<b>2.3</b>	<b>ALCANCE.....</b>	<b>3</b>
<b>2.4</b>	<b>PETICIONARIO .....</b>	<b>3</b>
<b>2.5</b>	<b>EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>3</b>
<b>2.6</b>	<b>ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DE NECESIDADES .....</b>	<b>4</b>
<b>2.7</b>	<b>NORMAS Y REFERENCIAS .....</b>	<b>4</b>
<b>2.7.1</b>	<b>Disposiciones legales y normas aplicadas .....</b>	<b>4</b>
<b>2.8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA ESPECÍFICA .....</b>	<b>7</b>
<b>2.9</b>	<b>RECURSOS WEB.....</b>	<b>8</b>
<b>2.10</b>	<b>PROGRAMAS DE CÁLCULO .....</b>	<b>9</b>
<b>2.11</b>	<b>EMPRESA SUMINISTRADORA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....</b>	<b>9</b>
<b>2.12.</b>	<b>REQUISITOS DEL DISEÑO DE LAS INSTALACIONES.....</b>	<b>10</b>
<b>2.13</b>	<b>ANÁLISIS DE SOLUCIONES .....</b>	<b>10</b>
<b>2.14</b>	<b>RESULTADOS FINALES.....</b>	<b>11</b>
<b>2.15</b>	<b>ORDEN DE PRIORIDADES EN LA DOCUMENTACIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>2.16</b>	<b>CONSIDERACIONES FINALES .....</b>	<b>11</b>

## **2.1 TITULO DEL TRABAJO**

Certificación energética de vivienda unifamiliar con aporte de energías renovables.

## **2.2 OBJETO**

El trabajo tiene como objeto el definir, describir y calcular, las instalaciones necesarias para la producción de electricidad por medio del aporte de energías renovables para el total grado de confort óptimo en una vivienda unifamiliar, y también las necesidades de A.C.S. La certificación energética del inmueble también se abordara en el trabajo así como un pequeño estudio de ahorros con este tipo de instalación.

El núcleo de la vivienda unifamiliar lo componen 5 personas, todo lo referido a este fin se ejecutara de acuerdo con la legislación vigente, con el fin de realizar una explotación mediante su ejecución y conseguir las autorizaciones pertinentes por parte del Ministerio de Industria como de otros organismos oficiales de la administración por la cual darán validez al trabajo.

La instalación con renovables limpias comprende el diseño de una instalación solar térmica para el ACS, todo ello apoyado en una caldera de biomasa. Todo destinado al suministro de energía eléctrica se trata que sea de una manera sostenible y de tipo renovable, con la ayuda de la fotovoltaica y la mini eólica.

El trabajo está formado por la memoria descriptiva en la que justificamos las soluciones adoptadas y, conjuntamente con los planos, anexos y pliego de condiciones, describe de forma unívoca el objeto del trabajo.

Se ha tenido como referente el cumplimiento de todos los trámites legales a que están sujetos este tipo de instalaciones con objeto de obtener los oportunos permisos y licencias ante los Organismos correspondientes.

### **2.3 ALCANCE**

Este trabajo tratará las instalaciones de la vivienda unifamiliar con energías renovables, de uso residencial, y abarcará los siguientes puntos a tratar:

- Estudio de ACS mediante la implementación de solar-térmica.
- Estudio de instalación fotovoltaica.
- Estudio de instalación mini-eólica.
- Estudio de certificación energética.
- Estudio de viabilidad económica.
- Realización de los planos necesarios para la ejecución del trabajo.
- Realización de la certificación energética.

### **2.4 PETICIONARIO**

La redacción de este trabajo ha sido asignada por la Escuela Universitaria Politécnica de Ferrol (EUP), para su presentación como Trabajo Fin de Master del alumno Don Ted Cheda Morán, en la citada Escuela Universitaria.

### **2.5 EMPLAZAMIENTO**

Las instalaciones objeto del trabajo se llevarán a cabo en el Término Municipal de Ortigueira, en la Provincia de A Coruña, ubicado en la zona de Senra, en las parcelas con referencia catastral: 15047A05100108, en las coordenadas de latitud: 42,923274 y altitud:-8,010643. La parcela total tendrá una superficie de unos 913,44 m<sup>2</sup>, tal como puede apreciarse en los planos que se incluyen formando parte de la documentación gráfica.

## **2.6 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DE NECESIDADES**

Se redacta este trabajo asignado por la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Ferrol (EUP), con el Título " Certificación energética de vivienda unifamiliar con aporte de energías renovables " para su presentación como Trabajo Fin de Master en la citada Escuela Universitaria.

## **2.7 NORMAS Y REFERENCIAS**

### **2.7.1 Disposiciones legales y normas aplicadas**

En la redacción de este trabajo se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en las Reglamentaciones y Normas que se relacionan a continuación. A la vez se han incluido en los anexos correspondientes las normas que les afectan y que, en el caso de no figurar en la relación siguiente, se han tenido cuenta para el trabajo y se tendrán en cuenta para la ejecución de aquellas partes que le afecten.

- Norma UNE 157001 de Criterios Generales para la elaboración de proyectos.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y posteriores modificaciones.
- Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 1027/2007(consolidado-9092013), referido al reglamento de instalaciones térmicas en los edificios.
- Real Decreto 39/1997 por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 614/2001 de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

- R.D. 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el “Procedimiento básico para la certificación energética de edificios de nueva construcción” y su corrección de errores publicados en BOE nº 276 de 17 de noviembre de 2007
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. DB-HE Ahorro de Energía y R.D. 1371/2007, de 19 de octubre y la corrección de errores y erratas del R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, publicada en el BOE 22, de 25 de enero de 2008
- (Hasta el 29/02/2008) R.D. 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios y sus Instrucciones Técnicas y el R.D. 1218/2002, de 22 de noviembre, por el que se modifica el R.D. 1751/1998
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- R.D. 275/1995, de 24 de febrero, por el que se dicta las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo de las Comunidades Europeas 92/42/CEE, relativa a los requisitos de rendimiento para las calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos, modificada por la Directiva 93/68/CEE, del Consejo.
- R.D. 919/2006, de 28 de julio. Reglamento de utilización de combustibles y sus I.T.C.
- R.D. 1523/1999, de 1 de octubre. Modificación del Reglamento de Instalaciones petrolíferas y de las I.T.C. MI-IP03 e I.T.C. MI-IP04.
- R.D. 1369/2007, de 19 de octubre, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía.
- R.D. 142/2003, de 7 de febrero, por el que se regula el etiquetado energético de los acondicionadores de aire de uso doméstico.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

➤ Normas UNE:

- UNE 20434:1999, Sistema de designación de cables.
- UNE 21123-2, Cables eléctricos de utilización industrial.
- UNE-20451:1997, Requisitos generales para envoltentes de accesorios para instalaciones eléctricas fijas de usos domésticos y análogos.
- UNE-EN 60439-3:1994 Conjuntos de aparamenta de baja tensión.
- UNE 20324:1993, Grados de protección proporcionados por las envoltentes.
- UNE 20460-5-523:2004, Intensidad máxima admisible según la ITC-BT-19.
- UNE 20460-4-443:2007, Instalaciones eléctricas en edificios, Protección contra las sobre intensidades.
- UNE 20460-4-43:1990 Instalaciones eléctricas en edificios, protección para garantizar seguridad.
- UNE 20572-1:1997 Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos.
- UNE 211435:2011, Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
- UNE-HD 60364-5-54:2011, Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra, conductores de protección y conductores de equipotencialidad.
- UNE-EN 60947-2:2007, Aparamenta de baja tensión, Interruptores automáticos.
- UNE EN 60898-1:2004, Accesorios eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobreintensidades.
- UNE 94002:2005, "Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda energética".
- UNE 53394:2006, IN Plásticos. Código de instalación y manejo de tubos de polietileno (PE) para conducción de agua a presión.
- UNE-EN 13831:2008, Vasos de expansión cerrados con diafragma incorporado para su instalación en sistemas de agua.

- UNE 92202:1989, Materiales aislantes térmicos. Determinación de la conductividad térmica. Técnica del medidor de flujo de calor.
- UNE 1027. Dibujo Técnico. Plegado de planos.
- UNE 1032. Dibujos Técnicos. Principios generales de representación.
- UNE EN ISO 7200. Documentación técnica de productos. Campos de datos en bloques de títulos y en cabeceras de documentos.
- UNE 1039. Dibujos Técnicos. Acotación. Principios generales, definiciones, métodos de ejecución e indicaciones especiales.
- UNE-EN-ISO 5455. Dibujos Técnicos. Escalas. (ISO 5455:1979).

A la vez que la aplicación de la anterior normativa, y de las reglas al uso, se han tenido en cuenta las pretensiones y posibilidades de la propiedad en todo aquello que ha sido posible.

## 2.8 BIBLIOGRAFÍA ESPECÍFICA

- R. E. B. T. Guía técnica de aplicación del REBT. Ed. Paraninfo. 2012.
- GARCÍA TRASANCOS, J. Instalaciones eléctricas en media y baja tensión. Madrid: Ed. Paraninfo, 2006. Este libro se ha empleado sobre todo para obtener formulas y métodos de cálculo.
- Guía técnica Condiciones climáticas exteriores de proyecto, IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, redactada por la Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ATECYR) para el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA): Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- PEREDA SUQUET, P. Proyecto y cálculo de Instalaciones Solares Térmicas. Ed. Ediciones de Arquitectura, 2006. Este libro se ha empleado para el cálculo y anexo de Solar Térmica.
- Catálogo de Interruptores automáticos y diferenciales perteneciente al catálogo electrónico de Schneider.
- Catálogo de cables perteneciente a Prysmian.
- Catálogo de calderas de biomasa Bioclass NG, de Domusa.
- Catálogo solar térmica FAGOR., para captadores solares

- Catálogo solar térmica FAGOR., para interacumuladores de agua con apoyo eléctrico.
- Manual Usuario CE3Xv2015.

## 2.9 RECURSOS WEB

También se han realizado consultas en las siguientes páginas Web:

- [www.aenor.es](http://www.aenor.es)
- [www.codigotecnico.org](http://www.codigotecnico.org)
- <http://info.igme.es/cartografia/magna50.asp>
- [www.prysmian.com](http://www.prysmian.com)
- [www.endesa.com](http://www.endesa.com)
- [www.goolzoom.com](http://www.goolzoom.com)
- <http://www.domusateknik.com/es/>
- <http://www.grupociat.es/>
- [www.scneiderelectric.com](http://www.scneiderelectric.com)
- [http://www2.fagor.com/es/solar/solar\\_termica.php](http://www2.fagor.com/es/solar/solar_termica.php)
- [www.legrand.es](http://www.legrand.es)
- [www.uponor.es](http://www.uponor.es)
- [http://www.ferrosystems.com/index.html?\\_\\_locale=es](http://www.ferrosystems.com/index.html?__locale=es)
- <https://www.materialescafeccion.com/energia-solar/1919-vaso-expansion-5-smf-5l-10-bar.html>
- <http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/documentosreconocidos.aspx>
- <http://www.solosol.org/es/rite.html>
- <http://www.degreedays.net/#generate>
- <http://solartradex.com/blog/10-claves-para-entender-el-real-decreto-de-autoconsumo/>
- <http://www.edpenergia.es/recursosedp/doc/portal-clientes/20130827/precios/tarifas-electricas-para-empresas.pdf>

- <http://www.clickrenovables.com/blog/como-calculiar-una-instalacion-solar-fotovoltaica-en-5-pasos/>
- <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/tienes-dudas-sobre-los-cargos-fijos-20160112>
- [https://autosolar.es/panel-solar/panel-solar-policristalino/panel-solar-260w-policristalino--xitec\\_precio?gclid=Cj0KEQiA56\\_FBRDYpqGa2p\\_e1MgBEiQAVEZ6-\\_RaLMcCwua7fhWs82u93GQRGLG6R04uIPdJpdVzXjsaAoUH8P8HAQ](https://autosolar.es/panel-solar/panel-solar-policristalino/panel-solar-260w-policristalino--xitec_precio?gclid=Cj0KEQiA56_FBRDYpqGa2p_e1MgBEiQAVEZ6-_RaLMcCwua7fhWs82u93GQRGLG6R04uIPdJpdVzXjsaAoUH8P8HAQ)
- <http://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/autoconsumo-conectado-a-red/autoconsumo-con-y-sin-vertido.html>

## 2.10 PROGRAMAS DE CÁLCULO

- AUTOCAD 2013 para el desarrollo gráfico de planos y representación de emplazamientos y circuitos.
- MICROSOFT WORD 2010 como tratamiento de textos y redacción del trabajo.
- MICROSOFT EXCEL 2010 para confección de tablas y cálculos necesarios para la justificación numérica.
- MICROSOFT POWERPOINT 2010 para la realización de la presentación.
- CE3X 2.3, "Documento Reconocido para la Certificación Energética de Edificios Existentes"

## 2.11 EMPRESA SUMINISTRADORA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro eléctrico será realizado por la empresa GAS NATURAL FENOSA de suministro en baja tensión de 400V de tensión compuesta y 230 V de tensión simple. El cliente, según circunstancias, debido a la liberalización del mercado de la energía eléctrica podrá negociar con otra empresa comercializadora el coste de la misma.

## 2.12. REQUISITOS DEL DISEÑO DE LAS INSTALACIONES

Para el caso, se tiene en cuenta la situación de la vivienda así como la previsión de una ocupación los 7 días de la semana los 365 días del año, y por tanto, al tratarse de una vivienda unifamiliar, es obvio que los consumos energéticos a satisfacer serán los relativos a agua caliente sanitaria (A.C.S.) y los relativos a consumos eléctricos (iluminación, tomas de corriente, electrodomésticos, etc.). Teniendo en cuenta que se van a instalar todos los elementos necesarios para ser una vivienda unifamiliar eficiente con aporte de energía renovable, cabe destacar la posibilidad de conectarse a la red de distribución eléctrica en los momentos que se decida prescindir de energía limpia por cualquier motivo, aunque no se contempla en ningún momento para los cálculos de este trabajo, únicamente se dejan las instalaciones necesarias en caso de necesidad futura.

## 2.13 ANÁLISIS DE SOLUCIONES

Con este trabajo se quiere diseñar un sistema capaz de suministrar y satisfacer en la totalidad tanto la demandada de ACS como de calefacción de la vivienda mediante el empleo de energías renovables. Para ello se utilizan distintos sistemas que se consideran más ajustados a las condiciones y necesidades de la vivienda. De forma resumida las energías renovables utilizadas son:

- Para la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) se propondrán y justificaran, amén de incluir todos los elementos necesarios para el perfecto funcionamiento, lo necesario para poder cumplir las necesidades gracias al empleo de solar-térmica.
- En cuanto a la demanda de calefacción, se ha optado y justificado, así mismo como proporcionado todos los elementos necesarios, el empleo de la energía proporcionada por una instalación Híbrida para producir electricidad.

Estos métodos tendrán el apoyo de una caldera de biomasa por si en algún momento no pudieran satisfacer las demandas exigidas.

## **2.14 RESULTADOS FINALES**

En el presente trabajo, no es de interés indicar las distintas alternativas estudiadas, los caminos que se han seguido para llegar a ellas, las ventajas e inconvenientes de cada una y cuál es la solución elegida y su justificación.

La razón es que no hay elementos críticos que justifiquen la necesidad de dejar constancia escrita del análisis comparativo realizado con sus posibles soluciones.

Para alcanzar los objetos de este trabajo se van a colocar los siguientes elementos:

- Captadores para el aporte de solar-térmica.
- Instalación fotovoltaica.
- Instalación mini eólica.
- Caldera de biomasa.
- Certificación energética.

## **2.15 ORDEN DE PRIORIDADES EN LA DOCUMENTACIÓN**

En relación con las posibles discrepancias entre los documentos básicos del trabajo el orden de prioridad es el que viene indicado de forma general en la UNE 157001:2002, sin más consideraciones, es decir:

1. Planos.
2. Pliego de condiciones.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

## **2.16 CONSIDERACIONES FINALES**

A lo largo del presente trabajo se han expuesto los fundamentos que han servido de base para la realización del mismo en la vivienda objeto de las instalaciones de la vivienda unifamiliar con aporte de energías renovables.

Queda, a juicio de El Autor del Trabajo, suficientemente claro los detalles de ubicación, distribución, características de dimensiones, tipo de materiales y los procedimientos para llevar a cabo la obra.

Por todo lo expuesto anteriormente se estima que la puesta en marcha de esta actividad, con todos los elementos de producción descritos en el presente trabajo Técnico, no producirá efectos perjudiciales ni molestia alguna, si las medidas correctoras que se proponen, resultan del grado de eficacia previstas.

Cumpliendo todas las normas legales sobre la materia, se estima que cuenta con los requisitos indispensables para que, por los Organismos correspondientes se le concediese la pertinente autorización para poder llevar a cabo el montaje de las instalaciones, obtener el permiso de habitabilidad, y pudiese servir de base para la contratación y posterior ejecución de las obras. Asimismo el certificado energético que se le realizara permitirá, si fuese el caso, una venta o alquiler cumpliendo lo dispuesto en la normativa vigente.

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ANEXO 0: ASIGNACIÓN DE TRABAJO FIN DE GRADO**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán



## ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA

### ASIGNACIÓN DE TRABAJO FIN DE MÁSTER

**En virtud de la solicitud efectuada por:**

*En virtude da solicitude efectuada por:*

**APELLIDOS, NOMBRE:** Cheda Morán, Ted

**APELIDOS E NOME:**

**Alumno de esta escuela en la titulación de Máster en Eficiencia y Aprovechamiento Energético, se le comunica que la Comisión de Seguimiento del MEYAE ha decidido asignarle el siguiente Trabajo Fin de Máster:**

*O alumno de esta escola na titulación de Máster en Eficiencia y Aprovechamiento Energético, comunicaselle que a Comisión de Seguemento do MEYAE decidiu asignarlle o seguinte Traballo Fin de Máster:*

**Título T.F.M:** Certificación energética de vivienda unifamiliar con aporte de energías renovables

**Número TFM:** 4523M01A2

**TUTOR:** (Titor) Chouza Gestoso, Jesus Diego

**COTUTOR/CODIRECTOR:**

**La descripción y objetivos del Trabajo son los que figuran en el reverso de este documento:**

A descrición e obxectivos do proxecto son os que figuran no reverso deste documento.

*Ferrol a Martes, 6 de Junio del 2017*

Retirei o meu Traballo Fin de Máster o día \_\_\_\_ de \_\_\_\_ do ano \_\_\_\_\_

*Fdo: Cheda Morán, Ted*

Documento Generado automaticamente el: 06/06/2017 a las: 23:31:46 desde <https://www.eup.udc.es/trabajosfindegrado/>

### **3.0 ASIGNACIÓN DE TRABAJO FIN DE GRADO**

#### **3.0.1 OBJETO**

El objeto de este trabajo de fin de máster consistirá en la realización del certificado de eficiencia energética de una vivienda unifamiliar para comprobar la eficiencia de su instalación híbrida (fotoeléctrica y eólica), y la comprobación de la rentabilidad de la misma estando conectada a la red respecto a estar aislada.

#### **3.0.2 ALCANCE**

Se realizarán las siguientes instalaciones:

- Solar térmica.
- Fotovoltaica.
- Mini eólica.

Y demás documentos necesarios para el trabajo.

También se considero:

Certificación energética y análisis de rentabilidad con años de amortización.

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APOORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ANEXO I: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

<b>3.1.1</b>	<b>OBJETO DE ESTE ANEXO .....</b>	<b>2</b>
<b>3.1.2</b>	<b>GRADO DE ELECTRIFICACIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>3.1.2.1</b>	<b>TIPO DE INSTALACIÓN.....</b>	<b>2</b>
<b>3.1.3</b>	<b>EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES .....</b>	<b>3</b>
<b>3.1.4</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE DIMENSIONAMIENTO .....</b>	<b>3</b>
<b>3.1.4.1</b>	<b>PERFIL DE CONSUMO Y EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS.....</b>	<b>4</b>
<b>3.1.4.2</b>	<b>Obtención de valores climatológicos .....</b>	<b>5</b>
<b>3.1.4.3</b>	<b>VALORES OBTENIDOS DEL PVGIS.....</b>	<b>8</b>
<b>3.1.4.4</b>	<b>CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1.4.5</b>	<b>DISPOSICIÓN DE PANELES SOLARES.....</b>	<b>13</b>
<b>3.1.4.6</b>	<b>INVERSOR PARA EL CIRCUITO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>15</b>
<b>3.1.4.6.1</b>	<b>Definición.....</b>	<b>16</b>
<b>3.1.4.7</b>	<b>SELECCIÓN DEL INVERSOR.....</b>	<b>16</b>
<b>3.1.5</b>	<b>PÉRDIDAS .....</b>	<b>19</b>
<b>3.1.6</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO .....</b>	<b>24</b>
<b>3.1.6.1</b>	<b>PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.</b>	<b>24</b>
<b>3.1.6.1.1</b>	<b>Primer tramo. Módulos – Cuadro interconexión CC.....</b>	<b>25</b>
<b>3.1.6.1.2</b>	<b>Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor.....</b>	<b>26</b>
<b>3.1.6.2</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A. ....</b>	<b>28</b>
<b>3.1.6.2.1</b>	<b>Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión .....</b>	<b>28</b>
<b>3.1.7</b>	<b>PROTECCIONES .....</b>	<b>29</b>
<b>3.1.7.1</b>	<b>TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC .....</b>	<b>31</b>
<b>3.1.7.2</b>	<b>TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1.7.3</b>	<b>TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1.8</b>	<b>MANTENIMIENTO.....</b>	<b>33</b>
<b>3.1.8.1</b>	<b>PRINCIPALES HERRAMIENTAS DEL MANTENIMIENTO .....</b>	<b>35</b>
<b>3.1.9</b>	<b>PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>37</b>

### **3.1.1 OBJETO DE ESTE ANEXO**

El objetivo que se tiene previsto para el presente anexo del TFM es el de dimensionar una instalación fotovoltaica, para la vivienda descrita en el TFM situada en La Redonda (Senra, Ortigueira), que a su vez será parte de la instalación híbrida (a lo largo del TFM se especificará si para autoconsumo de tipo 1 o 2). Con esta instalación se pretende abastecer de energía eléctrica la vivienda unifamiliar con sus consumos estimados por facturas eléctricas ya existente, repartiendo mitad del consumo para el diseño de la mini eólica, y la otra mitad para la instalación fotovoltaica. Con ello busca el máximo ahorro económico y energético a lo largo de todo el año.

### **3.1.2 GRADO DE ELECTRIFICACIÓN**

El grado de electrificación que se prevee es el de bajo (5.750 W de potencia contratada a la suministradora), que es la necesaria para la cobertura de las posibles necesidades de utilización primarias sin necesidad de obras posteriores de adecuación. Para poder dimensionar la instalación deberemos tener en cuenta la situación geográfica donde se encuentra la vivienda, con el objetivo de conocer la energía por metro cuadrado que se puede extraer del sol en dicho emplazamiento para realizar el dimensionamiento.

#### **3.1.2.1 TIPO DE INSTALACIÓN**

En el Anexo que trata la instalación híbrida, se hace un análisis de qué instalación es más rentable, si la de tipo 1 o 2, o si verter a red y tener equipos de acumulación. Este análisis será básicamente un pequeño análisis económico de en cuántos años se amortizará la instalación.

Como hasta ese punto no se tiene la certeza de si el sistema híbrido va a contar con acumuladores (baterías), no es hasta ese punto donde se calcularán las condiciones necesarias particulares de acumulación. Esto siempre en el caso de que fuera necesario.

### 3.1.3 EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Las instalaciones objeto del proyecto se llevarán a cabo en Senra, La Redonda, en el Concello de ORTIGUEIRA, en la Provincia de A Coruña, ubicado concretamente en las coordenadas: Latitud= 43°38'42.63"N, longitud= 7°51'18.41"O, a 52,51 m sobre el nivel del mar.

Datum:	ETRS89
Latitud:	43° 38' 42,63" N
Longitud:	7° 51' 18,41" W
Huso UTM:	29
Coord. X:	592 337,04
Coord. Y:	4 833 102,68
Altura (m):	52,51

Tabla 3.1 – Coordenadas.

### 3.1.4 ESPECIFICACIONES DE DIMENSIONAMIENTO

Los sistemas (que más adelante se especificara cuáles son los propios de cada instalación) que componen la instalación fotovoltaica son:

a) El generador fotovoltaico, compuesto por módulos que contienen un conjunto de elementos semiconductores conectados entre sí, "células", que transforman la energía solar en energía eléctrica. Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

b) El inversor, que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna para el consumo de la vivienda. El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 230 V de valor eficaz y una frecuencia de 50 Hz.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

c) El regulador, para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil. El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

Todos los elementos de seguridad así como las baterías fotovoltaicas cuya finalidad es acumular la energía eléctrica.

Por otra parte, se entiende por potencia pico o potencia máxima aquella que se obtiene del módulo trabajando a las condiciones standard, es decir, con una irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura de célula de 25 °C.

### 3.1.4.1 PERFIL DE CONSUMO Y EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS

Para obtener el óptimo dimensionamiento del generador solar se seguirán los siguientes pasos detallados a continuación:

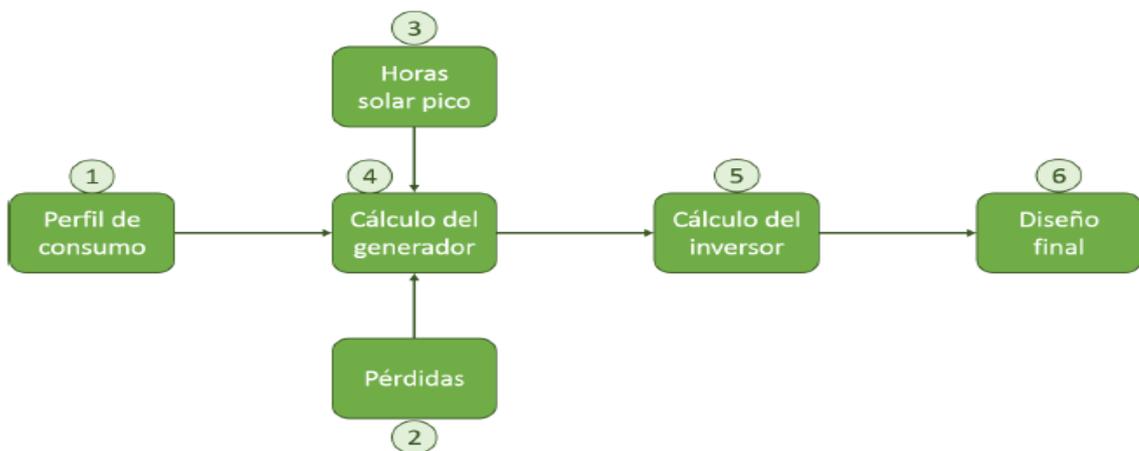


Figura 4.1.1 – Pasos del dimensionamiento.

El conseguir una aproximación del perfil de consumo de la vivienda se han usado las facturas de consumos mensuales de la vivienda del alumno, cuyas necesidades serian casi idénticas a la de la vivienda del trabajo. Los consumos de energía anuales serán entonces los que se muestran en la siguiente tabla:

Factura	Demanda de energía mensual kWh/MES	Demanda de energía diaria Wh
enero	387	12483,87
febrero	377	12161,29
marzo	361	11645,16
abril	354	11419,35
mayo	355	11451,61
junio	329	10612,90
julio	333	10741,94
agosto	338	10903,23
septiembre	334	10774,19
octubre	362	11677,42
noviembre	376	12129,03
diciembre	385	12419,35
Media	358,00	11548,39

Tabla 4.1.1 – Mitad del perfil de consumo de la vivienda.

Los valores de energía total de consumo demandada por la vivienda a efectos de cálculo no será la media anual de todas las facturas, sino que se obtendrá teniendo en cuenta el rendimiento del inversor y el rendimiento del cableado para evaluar las pérdidas que sufrirá el sistema (en el dimensionamiento de la aislada también se contara con la pérdida del regulador). Ahora que se conocen todos estos datos, la energía total demandada es de 12.148,52 Wh, como se muestra a continuación:

EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS	
Energía diaria demandada facturas (wh)	11.548,39
Rendimiento inversor	97%
Rendimiento cables	98%
Energía diaria a generar por paneles (Wh)	12.148,53

Tabla 4.1.2 – Perfil de consumo final de la vivienda.

$$E. \text{ dia a generar paneles} = \frac{E. \text{ dia demandada facturas}}{\text{Rendimiento inversor} \times \text{Rendimiento cables}} \quad (4.1.1)$$

### 3.1.4.2 Obtención de valores climatológicos

En lo relativo a realizar los cálculos necesarios para el campo fotovoltaico, primero es necesario obtener una serie de datos climatológicos propios del emplazamiento donde se encuentra el inmueble. Como no se pueden efectuar unas mediciones reales el propio emplazamiento, se optara por obtendrán los valores de mínima y máxima temperatura de una estación meteorológica de

meteogalicia, seleccionando los resultados para la consulta del lugar con la estación de: Serra da Faladoira (A Coruña), propiedad de la red de estaciones meteorológicas de MeteoGalicia, debido a que era la de mayor proximidad al emplazamiento.

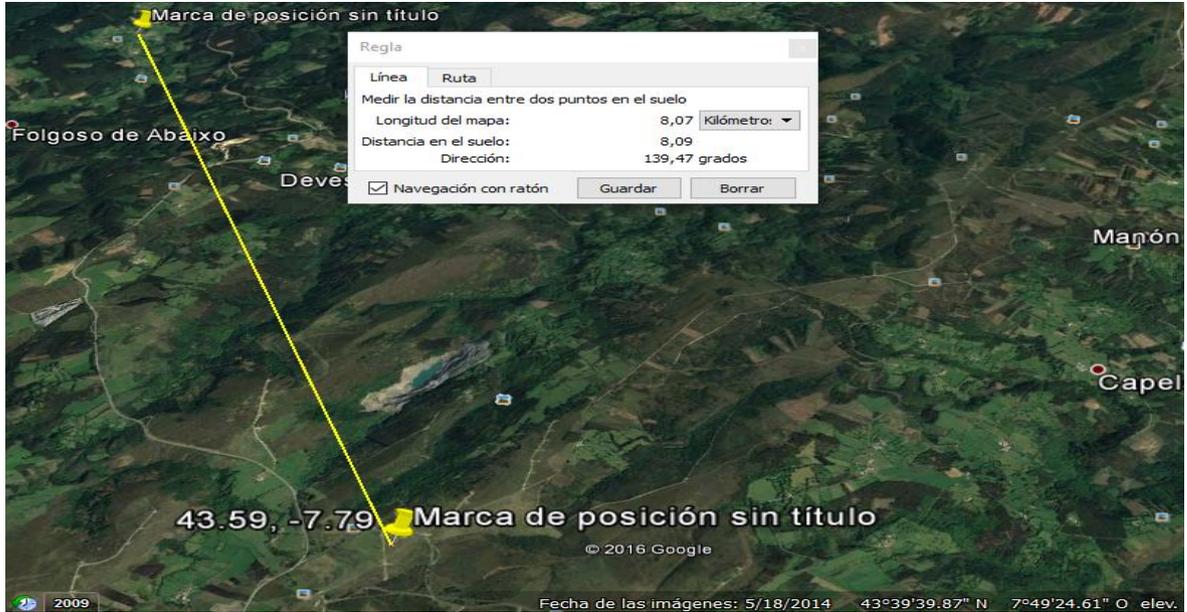


Figura 4.2.1 – Distancia entre vivienda y estación meteorológica.

MES	Temp. máxima (°C)	Temp. mínima (°C)	AÑO
Xaneiro	12,3	0,2	2014
Febreiro	12,5	0,3	2014
marzo	21,5	1,8	2014
Abril	20,8	4,3	2014
Maio	18,9	4,2	2014
Xuño	24,4	7,5	2014
Xullo	24	10	2014
Agosto	21,3	10,4	2014
Setembro	24,6	10,2	2014
Outubro	25	9	2014
Novembro	17,9	4,6	2014
Decembro	12,4	0,8	2014
Xaneiro	13,5	1,1	2015
Febreiro	10,8	-0,3	2015
marzo	19,7	1,3	2015
Abril	24,2	4,2	2015
Maio	21,5	5,3	2015
Xuño	26,4	7,3	2015
Xullo	24,6	10,3	2015
Agosto	25,7	10,2	2015
Setembro	23,6	7,8	2015
Outubro	21,1	6,3	2015
Novembro	19,6	4	2015
Decembro	17,1	4,8	2015
Xaneiro	18,3	1,4	2016
Febreiro	12,3	0,1	2016
marzo	13,4	1,8	2016
Abril	15	0,6	2016
Maio	23,7	3	2016
Xuño	23	8,3	2016
Xullo	31,9	9,8	2016
Agosto	30,8	11,2	2016
Setembro	29,7	8,6	2016
Outubro	24,8	7	2016
Novembro	20,8	2,7	2016
Decembro	17,2	3,9	2016
Xaneiro	15,2	-0,2	2017
Febreiro	15,8	1,8	2017
<b>MEDIA</b>	<b>20,8</b>	<b>4,2</b>	

Tabla 4.2.1 – Valores de las mediciones.

Se han hallado las temperaturas máximas y mínimas a lo largo de las mediciones desde enero del 2014 hasta febrero del 2017, obteniéndose con ello unos valores de 31,9 °C y -0,3 °C respectivamente, con una distancia entre la estación y la vivienda de 8,07 Km.

Los datos de máxima y mínima irradiación ( $W/m^2$ ) y de irradiancia mensual diaria para cada mes y para la inclinación de los paneles (en  $Kwh / m^2 dia = HSP$ ) se obtendrán mediante la herramienta PVGIS.

### 3.1.4.3 VALORES OBTENIDOS DEL PVGIS

Para obtener la radiación solar incidente, se pueden utilizar tablas con estimaciones ya existentes. Una buena fuente de estas estimaciones es la aplicación PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System – European Commission, Joint Research Center), que tiene una plataforma on-line desde donde se pueden obtener los datos de insolación para toda Europa de forma fácil y rápida.

Donde:

- Latitud: 43°38'42.63"N (43.645).
- Longitud: 7°51'18.41"O (-7.855.)
- Potencia nominal de la instalación solar fotovoltaica: 1kWp.
- Inclinación de los módulos: 33 deg.
- Orientación de los módulos: 0 deg.

La inclinación de los módulos se supondrá 33 siguiendo el criterio de la latitud del lugar menos 10, aunque con esta aplicación solar comprobaremos si existe alguna inclinación más óptima, y la orientación 0° para que los paneles estén expuestos siempre a la radiación, alcanzando el valor máximo a las 12 del mediodía.

Introduciendo ya los valores de nuestra vivienda de interés, y utilizando la aplicación PVGIS, obtenemos los siguientes valores:

### PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

- Lugar: 43°38'42" Norte, 7°51'18" Oeste, Elevación: 47 m.s.n.m.
- Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF.
- Potencia nominal del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristalino).
- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 8.3% (utilizando la temperatura ambiente local)
- Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.7%.
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14.0%.
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 23.2%.

<b>Sistema fijo: inclinación=33°, orientación=0°</b>				
<b>Mes</b>	<b><math>E_d</math></b>	<b><math>E_m</math></b>	<b><math>H_d</math></b>	<b><math>H_m</math></b>
Ene	1.71	52.9	2.14	66.3
Feb	2.57	72.1	3.25	90.9
Mar	3.55	110	4.58	142
Abr	3.77	113	4.92	148
Mayo	3.80	118	5.00	155
Jun	4.05	121	5.38	162
Jul	4.09	127	5.46	169
Ago	4.08	126	5.46	169
Sep	3.95	118	5.21	156
Oct	2.94	91.0	3.82	118
Nov	1.93	58.0	2.45	73.5
Dic	1.78	55.0	2.24	69.4
<b>Media anual</b>	<b>3.19</b>	<b>96.9</b>	<b>4.16</b>	<b>127</b>
<b>Total para el año</b>		<b>1160</b>		<b>1520</b>

Tabla 4.3.1 – Datos suministrados por el PVGIS.

Donde:

- $E_d$ : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh).
- $E_m$ : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh).
- $H_d$ : Media diaria de la irradiancia global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado ( $\text{kWh/m}^2$ ).
- $H_m$ : Suma media de la irradiancia global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado ( $\text{kWh/m}^2$ ).

Una vez conocemos la radiación solar incidente, la dividimos entre la radiación solar incidente que utilizamos para calibrar los módulos. ( $1 \text{ kW/m}^2$ ), y obtendremos la cantidad de horas sol pico (HSP). Nosotros utilizamos el concepto de. HSP (horas sol pico), que es el número de horas equivalente que tendría que brillar el sol a una intensidad de  $1000 \text{ W/m}^2$  para obtener la insolación total de un día, ya que en realidad el sol varía la intensidad a lo largo del día.

$$\text{HSP} = \text{radiación solar tablas} / 1\text{kW/m}^2 = 4,216 \text{ HSP} \quad (4.3.1)$$

El mes más desfavorable de radiación, observamos que es en diciembre con  $2,24 \text{ kWh}\cdot\text{m}^2/\text{día}$ , pero como la instalación se apoyara en la eólica, decidimos escoger un valor medio anual, con el cual abarataremos en material y tendremos las necesidades aun así prácticamente cubiertas casi sin abastecernos de la red en el caso de estar conectados, o si estuviéramos aislados de ella. Por lo que el valor medio será el de  $4,16 \frac{\text{Kwh}}{\text{m}^2\text{día}}$ , cumpliendo el objetivo de dimensionar el sistema de tal forma que conjuntamente con el sistema eólico, se consumase el ahorro energético, llegando a abastecer prácticamente toda la totalidad de consumos, a lo largo de todo el año.

#### 3.1.4.4 CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES

En este punto se procederá realizar los cálculos para establecer el número de módulos de la instalación (placas o paneles solares), en este caso los cálculos realizados serán en función de las condiciones de radiación solar peor (más desfavorables). Para realizar este cálculo nosotros hemos elegido módulos de  $260 \text{ W}$ , en concreto el modelo Panel Solar  $260\text{W}$  Policristalino AXITEC.

Se elige del tipo policristalino por que se ahorran cerca de  $30\text{€}$  respecto a uno monocristalino, y los datos son los siguientes:

Especificaciones del panel solar	
Potencia en Watios (W)	260 Wp
Tensión Maxima potencia Vmp	30,92 V
Tensión en circuito abierto Voc	38,00 V
Corriente en Cortocircuito Isc	9,01 A
Potencia Nominal	260 W
Eficiencia del Módulo	15,98 %
Tipo de Célula del Panel	Policristalino
Potencia Panel Solar	Entre 250W - 300W
Voltaje del Panel Solar	Blanco y Gris
Dimensiones Largo x Ancho x Grueso	1640 x 992 x 40 mm
Peso del Panel Solar	18,5 kg
Marco del Panel Solar	Aleación de Aluminio anodizado / plata

Tabla 4.4.1 – Datos del panel fotovoltaico.

Con todos estos valores podemos conocer los paneles que necesitaríamos para cada mes del año, con lo que escogeríamos el del mes más desfavorable. Aplicaremos la siguiente formula, aplicándole a la demanda de energía las pérdidas de la instalación:

$$\text{Min. potencia} = \text{demanda total energía} / HSP \quad (4.4.1)$$

Cálculo de la potencia del generador	
Mínima potencia necesaria	
enero	3031,87 w
febrero	2953,53 w
marzo	2828,18 w
abril	2773,34 w
mayo	2781,17 w
junio	2577,48 w
julio	2608,82 w
agosto	2647,99 w
septiembre	2616,65 w
octubre	2836,01 w
noviembre	2945,69 w
diciembre	3016,20 w

Tabla 4.4.1 – Mínima potencia mes.

Ahora estudiaremos para la peor condición el número mínimo de paneles:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{\text{Min. potencia}}{\text{potencia panel}} \quad (4.4.2)$$

N° de paneles(260wp)	
enero	11,7
febrero	11,4
marzo	10,9
abril	10,7
mayo	10,7
junio	9,9
julio	10,0
agosto	10,2
septiembre	10,1
octubre	10,9
noviembre	11,3
diciembre	11,6

Tabla 4.4.2 – Numero de paneles.

Pero que nos da que tendremos en nuestra instalación un número de  $\pm 11$  paneles, suficiente al estar la instalación apoyada por la instalación eólica e inicialmente hacerte esta suposición considerando la conexión a red. Más adelante analizaremos si tuviéramos que diseñarla de forma aislada nos valdría esta diseño.

Entonces sabiendo que cada panel tiene 260 w de potencia obtenemos:

$$P. \text{ generador} = 11 \times 260 = 2860 \text{ w} \quad (4.4.3)$$

Ahora con las horas solar pico, el rendimiento y numero de paneles, procedemos a ver la demanda cubierta de energía por cada mes, que es un 96,80%, aunque en el análisis tendremos que matizar esto:

Factura	Demanda mensual (kWh)	Generación fotovoltaica (kWh)
enero	387	178,10
febrero	377	270,48
marzo	361	381,18
abril	354	409,47
mayo	355	416,13
junio	329	447,76
julio	333	454,41
agosto	338	454,41
septiembre	334	433,61
octubre	362	317,92
noviembre	376	203,90
diciembre	385	186,43

Tabla 4.4.3 – Demanda cubierta.

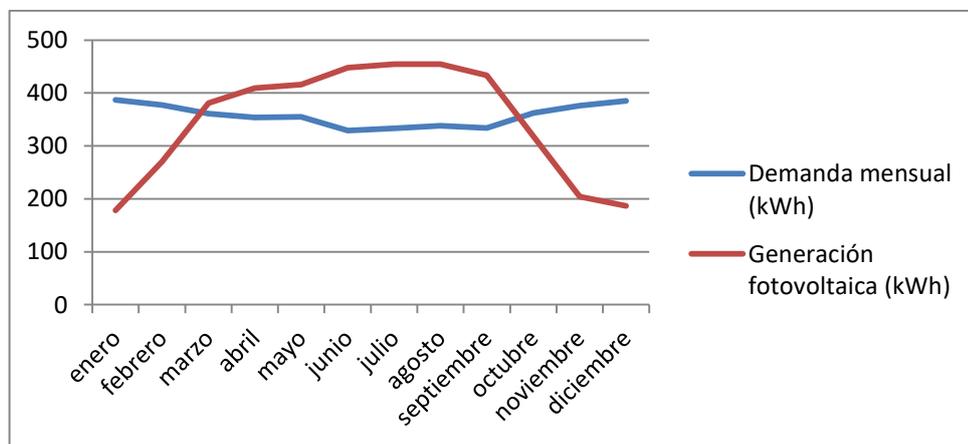


Figura 4.4.2 – Demanda cubierta.

### 3.1.4.5 DISPOSICIÓN DE PANELES SOLARES

Ahora, para conocer el nº de paneles a conectar en serie y paralelo, tenemos que determinar de una manera fiable las condiciones de operación de mínima y máxima temperatura, porque este factor será muy relevante en el rendimiento de los paneles, y también repercutirá en la decisión de la compra del inversor que se utilizará. Para las peores condiciones de  $t^a$  usaremos las siguientes formulas, puesto que los paneles funcionan con unas especificaciones diferentes a las estándar.

$$T_c = T_a + \frac{T_{onc}-20}{800} \cdot G \quad (4.4.4)$$

En donde:

- Tc: Tª de la célula.
- Ta: Tª del ambiente.
- TONC: Tª nominal de operación.
- G: Irradiancia global en el panel.

Introduciendo en la formula los dos valores de mínimos y máximo de valores de 31,9 °C y -0,3 °C respectivamente de la temperatura del lugar obtenemos los resultados de:

Tª celula max.	65,7 °C
Tª celula min.	7,45 °C

Tabla 4.4.3 – Temperaturas de operación.

Una vez obtenemos estos datos necesarios para continuar con el cálculo, y apoyándonos en la formula anterior 4.4.3, obtenemos los valores necesarios para calcular de una manera fiable la cadena de módulos:

$$Voc(T^a \text{ min.}) = Voc(25^{\circ}) + \frac{\text{coe. variación}}{100} \cdot (T^a \text{ min.} - 25^{\circ}C) \cdot Voc(25^{\circ}C) \quad (4.4.5)$$

$$VMP(T^a \text{ max.}) = VMP(25^{\circ}) + \frac{\text{coe. variación}}{100} \cdot (T^a \text{ max.} - 25^{\circ}C) \cdot VMP(25^{\circ}C) \quad (4.4.6)$$

$$Isc(T^a \text{ max.}) = Isc(25^{\circ}) + \frac{\text{coe. variación}}{100} \cdot (T^a \text{ max.} - 25^{\circ}C) \cdot Isc(25^{\circ}C) \quad (4.4.7)$$

RESULTADOS	
Tensión Voc	38 V
Tensión Vmp	30,92V
Corriente Isc	9,01 A
Eficiencia del Módulo	15,98%
Voc(Tª min.)	39,54 V
V <sub>MP</sub> (Tª max.)	30,92 V
Isc(Tª max.)	9,01 A

Tabla 4.4.4 – Valores de cálculo.

Donde:

- $V_{oc}(T^a \text{ min.})$ : necesario para determinar la cantidad máxima de módulos en un string, ya que esta es la máxima tensión de salida del generador que debe ser menor que la tensión máxima de entrada DC al inversor.
- $V_{MP}(T^a \text{ max.})$ : necesario para determinar la cantidad mínima de módulos en un string, ya que la mínima tensión de seguimiento del MPP a la salida del generador, debe ser mayor que la tensión mínima de MPP de entrada al inversor.
- $I_{sc}(T^a \text{ max.})$ : necesario para determinar la cantidad máxima de strings, ya que la máxima corriente del generador debe de ser menor que la máxima corriente de entrada al inversor.

### 3.1.4.6 INVERSOR PARA EL CIRCUITO FOTOVOLTAICO

En este momento, tendremos que proceder a comprobar la compatibilidad de las características eléctricas del panel fotovoltaico y las del inversor (convertidor CC/CA).

Los datos de utilidad que contamos por las hojas de características del generador fotovoltaico son: potencia, tensión y corriente que es capaz de generar en las distintas condiciones de funcionamiento. Siendo las especificaciones en el caso del inversor:

- Intervalo MPPT: que es el rango de tensión en el cual el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia.
- Tensión continua: la máxima tensión de cortocircuito abierto.
- Corriente máxima: la corriente en la entrada.

#### **3.1.4.6.1 Definición**

Un inversor fotovoltaico es un convertidor que transforma la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Estos se subdividen en: inversores aislados e inversores conectados a la red. Los inversores se pueden clasificar de diferentes formas. De acuerdo con el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se suelen distinguir entre: inversores centrales, inversores en cadena (string) e inversores modulares (AC módulos). Asimismo, con respecto al número de etapas, se pueden distribuir entre los inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas. En Europa, los inversores deben cumplir con dos Directivas: la Directiva de baja tensión<sup>1</sup> y Directiva de compatibilidad electromagnética. En las etapas iniciales del desarrollo de los inversores fotovoltaicos, los requisitos de los operadores de las redes eléctricas a la que se conectaban solicitaban únicamente el aporte de energía activa y la desconexión del inversor de la red si ésta excedía de unos ciertos límites de voltaje y frecuencia. Con el progresivo desarrollo de estos equipos y la cada vez mayor importancia de las redes eléctricas inteligentes, los inversores son ya capaces de proveer energía reactiva e incluso aportar estabilidad a la red eléctrica.

#### **3.1.4.7 SELECCIÓN DEL INVERSOR**

En esta instalación cada circuito de los sistemas híbridos contará con un inversor, por si por necesidad se necesita desconectar una instalación, por mantenimiento y por cualquier motivo. Su selección y dimensionamiento se realizara atendiendo a los siguientes parámetros.

La conexión de los módulos formando ramas (strings) se debe corresponder de forma óptima con las características del inversor:

- En cada string deben conectarse módulos iguales y que capten el mismo nivel de radiación solar.
- El valor de la tensión del inversor determina el número de módulos en serie conectados al string.
- El dimensionamiento debe realizarse teniendo en cuenta las condiciones extremas de funcionamiento en invierno y verano (-10°C y 70°C).
- Si se disponen pocos paneles en serie y muchas ramas en paralelo se generan corrientes elevadas por lo que los cables han de ser de mayor sección para reducir pérdidas y se incrementa el coste (no se suele usar esta configuración).
- Habitualmente se trabaja con muchos paneles en serie y pocas ramas en paralelo. En este caso la desventaja son las posibles pérdidas por sombreadamiento.
- El rendimiento del inversor depende de la tensión DC.

El inversor seleccionado para la instalación es un Sunny boy 2.5. Sus características serán las siguientes y se tendrá en cuenta a la hora de los cálculos que la potencia ideal del generador fotovoltaico normalmente es superior a la potencia máxima suministrable por el inversor un 10-20%, de modo que compensa la disminución de la potencia de los módulos FV debida a la suciedad acumulada a lo largo del tiempo, a la temperatura de funcionamiento, a las pérdidas en los cables, y en el inversor además de la degradación de prestaciones cuyo módulo FV está destinado para envejecimiento. Se considerarán también las condiciones de instalación del mismo campo (latitud, orientación, inclinación, etc). Si, en condiciones excepcionales, la potencia suministrable en la red fuera superior a la máxima admitida por el inversor, este último se auto protegerá bajando dicha potencia al valor nominal (o de sobrecarga durante un tiempo limitado).

Con todos estos factores obtenemos que la potencia máxima del inversor elegido, será inferior a la del generador fotovoltaico, pero entra dentro de los límites ya que esta no es inferior a un 10% del valor de la potencia del generador ( $2860 \cdot 0.9 = 2.574W$ ).

<b>ESPECIFICACIONES: inversor Sunny boy 2.5</b>	
Max DC Power (V)	2650
Max input voltage (V).	600
MPP voltage range minimum (V)	260
MPP voltage range maximum (V)	500
Max input current (A)	10
Max input current per string (A)	10
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1-1
Rated AC Power (W).	2500
Max output AC current (A)	11

Tabla 4.6.1 – Valores del inversor.

Ahora con estos datos y los datos de los módulos fotovoltaicos obtendremos:

$$N^{\circ} \text{ modulos en serie max.} = \frac{V_{max \text{ inv.}}}{V_{oc}(T^a \text{ min.})} = \frac{600}{38} = 15,79 \text{ módulos} \quad (4.6.1)$$

$$N^{\circ} \text{ modulos en serie min.} = \frac{V_{min \text{ PMP inver}}}{V_{MP}(T^a \text{ max.})} = \frac{260}{30,92} = 8,409 \text{ módulos} \quad (4.6.2)$$

$$N^{\circ} \text{ Strings max.} = \frac{I_{max \text{ inver}}}{I_{sc}(T^a \text{ max.})} = \frac{10}{9,01} = \pm 1 \text{ String} \quad (4.6.3)$$

Con los datos obtenidos de los resultados conocemos ya la disposición que tendrán nuestros paneles, que serán en concreto 11 paneles en serie, y en una única cadena (String) por que como vemos el inversor elegido solo admite una cadena.

### 3.1.5 PÉRDIDAS

Las pérdidas son uno de los factores más determinantes a la hora del diseño del equipo, por lo que su estudio se hace necesario, ya que la energía producida por una instalación fotovoltaica nunca será directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico.

Las principales pérdidas que originan este fenómeno de disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía van a ser detalladas a continuación:

- a) Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal: Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal,  $P^*$ , está dentro de una banda que oscila entre  $P^* \pm 3\%$ ,  $P^* \pm 5\%$  o  $P^* \pm 10\%$ . Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el  $\pm 10\%$  debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.
- b) Pérdidas de conexionado (o mismatch): Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno

de los módulos fotovoltaicos que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de "bypass". .

- c) Pérdidas por polvo y suciedad: Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.
- d) Pérdidas angulares y espectrales: La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia y  $25^\circ\text{C}$  de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de  $0^\circ$  implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.
- e) Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado: Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas

originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

- f) **Pérdidas por temperatura:** Los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.
- g) **Pérdidas por sombreado, orientación e inclinación del generador fotovoltaico:** Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros. Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...
- h) **Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor:** El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una

potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).

- i) Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico: Como se ha comentado con anterioridad, el inversor cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico, para lo cual emplea unos determinados algoritmos. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería en un seguimiento ideal.

Las pérdidas tanto de cableado y rendimientos ya se detallaron para los cálculos, y en la sección HE-5 en el apartado 2.2.2, que regula que la disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla, y que las pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar que incidiría sobre la superficie de captación orientada al sur, a la inclinación óptima y sin sombras.

<b>Caso</b>	<b>Orientación e inclinación</b>	<b>Sombras</b>	<b>Total</b>
General	10%	10%	15%
Superposición de módulos fotovoltaicos	20%	15% 3	0%
Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos	40%	20%	50%

Tabla 5.1 – porcentaje de pérdidas límite.

Para nuestro caso, la instalación, los paneles se instalarán apoyados en unos soportes metálicos, con lo que se consideran las pérdidas máximas admisibles las del caso general y dado que los paneles se instalarán en suelo orientados directamente hacia el sur, no se considerarán pérdidas por orientación, dado que estos estarán orientados hacia la dirección óptima. Para las pérdidas por

inclinación se considera que al tratarse de una instalación solar fotovoltaica, la inclinación óptima será la latitud  $-10^\circ$ , con lo que quedaría:

$$\beta_{op} = \text{latitud} - 10 = 43^\circ 38' - 10 \approx 33^\circ \quad (5.1)$$

Como se puede ver en el gráfico de pérdidas por inclinación, este valor se encuentra entre el 0% y el 5%, siendo las máximas permitidas de un 10%.

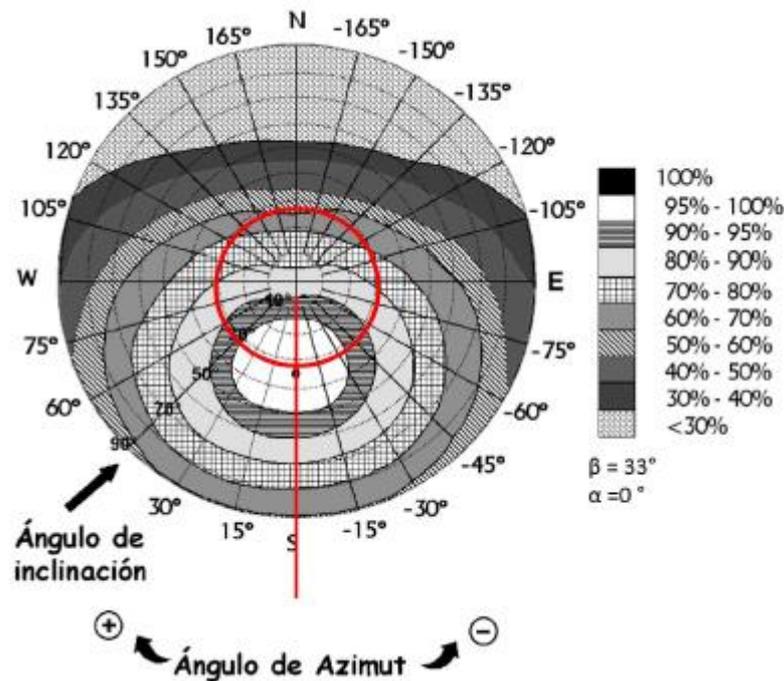


Figura 5.1 – Pérdidas por inclinación y orientación.

Al tratarse de una latitud diferente a  $41^\circ$ , para lo que está preparado el gráfico mostrado, emplearemos una ecuación para calcular el % de pérdidas que tendremos realmente:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{op})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \quad (5.2)$$

Sustituyendo los valores y teniendo en cuenta que la orientación al sur es ( $\alpha = 0^\circ$ ) obtenemos como resultado unas pérdidas del 0%.

En este caso no consideramos también pérdidas por sombras al no existir medios ni naturales ni arquitectónicos que den sombra a los módulos.

### 3.1.6 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Para proceder a dimensionar al cableado eléctrico de la instalación tendremos que tener en cuenta dos tipos de instalación, que a continuación se definen:

- Instalación de corriente continua (C.C.): esta instalación está formada por los tramos que conectan entre sí los módulos, los tramos que conectan los módulos con la caja de conexiones y el tramo que conecta dicha caja con el inversor.
- Instalación de corriente alterna (C.A.): esta parte está formada por el tramo que conecta el inversor con el cuadro general de baja tensión. Según el tramo del que se trate en cada momento, habrá que tener en cuenta diferentes consideraciones para el cálculo de la sección del conductor.

Si hablamos del proceso de cálculo de las secciones de un cableado, las suposiciones empleadas son fundamentalmente dos criterios:

- Criterio térmico: según este criterio, la intensidad prevista en el circuito no puede sobrepasar en ningún momento la intensidad máxima admisible para el cable.
- Criterio de máxima caída de tensión: la caída de tensión en cada parte de la instalación (lado de CC y lado de AC) no puede superar un determinado valor.

Con estas especificaciones a tener en cuenta, sin olvidarnos de la tensión a la que funcionarían los elementos, se procede al dimensionamiento del cable, de una forma que se pueda garantizar que no se va a superar el valor máximo de la caída de tensión en cada tramo.

#### 3.1.6.1 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.

Esta parte (tramo) de C.C. se dividirá en dos. Primero el que discurre desde los paneles fotovoltaicos, hasta llegar al cuadro de conexión de corriente continua, y en segundo lugar el que va desde el cuadro de conexión de continua hasta llegar al inversor.

La caída de tensión máxima permitida para estos tramos es de un 1,5%, un 1% en el primer tramo y un 0,5% para el segundo tramo.

### 3.1.6.1.1 Primer tramo. Módulos – Cuadro interconexión CC

En primer lugar, hay que dejar claro que se tomará la sección del cálculo que resulte más restrictivo de los 2 criterios. A la entrada de este cuadro eléctrico va a llegar la salida del único ramal del generador fotovoltaico conectado en serie, con 2 conductores, uno del polo positivo y el otro del polo negativo.

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

$$S_{\text{string}} = \frac{2 \cdot L_{\text{string}} \cdot I_{\text{sc}}}{\frac{\Delta V_{\text{string}}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{\text{a}}_{\text{max}}) \cdot V_{\text{string}}} \quad (6.1.1.1)$$

Los datos de cálculo:

Caída de tensión	
Longitud (m)	15
Isc (A)	9,01
Caída de tensión	1
$\sigma$ (tª máx)	48
Vstring (V)	264
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	1,71
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	2,5

Tabla 6.1.1.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico, calculado con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{IB}{K} \quad (6.1.1.2)$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Máxima corriente</b>	
Ib (A) =1,25*Isc	11,163
K1 (un circuito)	1
K2 (70°C)	0,92
K (K1*K2)	0,92
I (A)	12,134
Iz cable 1,5 mm <sup>2</sup> (A)	24
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 6.1.1.2 – Limite de sección.

Con los datos obtenidos, vemos que la corriente que tendremos en esta parte del circuito es de 12,14 A, empleando un sección comercial de 1,5 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 24 A.

En este punto se retoma los expuesto de cuál de los dos criterios se tiene en cuenta, tomándose el más restrictivo de los dos. Este criterio más restrictivo resulta que es el criterio de máxima caída de tensión, por lo que la sección de este tramo será de 2,5 mm<sup>2</sup> y pudiendo llevar una corriente de 33 A.

### 3.1.6.1.2 Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor

En este caso, llegan al cuadro de interconexión de corriente continua 2 cables (conductores) puesto que únicamente hay un único ramal. Desde este punto, salen otros dos cables de sección por definir al el inversor.

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

De idéntica forma al apartado anterior, variando en que si hubiera cadenas conectadas en paralelo, la corriente Isc tendría que ser multiplicada por el número (N) de cadenas colocadas en paralelo ( obteniendo la I<sub>total</sub> ).

Al contar únicamente con una cadena de paneles, la Isc será igual que la del caso anterior.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Caída de tensión</b>	
Longitud (m)	7
Isc (A)	9,01
Nº cadenas paralelo	1
Caída de tensión	0,5
$\sigma$ (tª máx)	48
Vstring (V)	264
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	1,99
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	2,5

Tabla 6.1.2.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico, calculado con la siguiente ecuación:

$$I = IB/K$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Máxima corriente</b>	
Ib (A) =1,25*Isc	11,163
K1 (un circuito)	1
K2 (70°C)	0,92
K (K1*K2)	0,92
I (A)	12,134
Iz cable 1,5 mm <sup>2</sup> (A)	24
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 6.1.2.2 – Limite de sección.

Con los datos obtenidos, vemos que la corriente que tendremos en esta parte del circuito es de 11,163 A, empleando un sección comercial de 1,5 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 24 A.

En este punto se retoma lo expuesto de cuál de los dos criterios se tiene en cuenta, tomándose el más restrictivo de los dos. Pero según esto, será suficiente una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

Cabe destacar que al ser tramos cortos, el aumento de la sección no repercutirá en relación del coste.

### 3.1.6.2 DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A.

Este tramo de salida de corriente es en C.A. (corriente alterna), y transcurre desde la salida monofásica del aparato inversor hasta el punto de conexión con la red de baja tensión.

#### 3.1.6.2.1 Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

Al ser monofásico, la fórmula para la sección del conductor será diferente a la anterior:

$$S_{ac} = \frac{2 \cdot L \cdot P_{inv}}{\frac{\Delta V_{ac}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^a_{max}) \cdot V_{ac}} \quad (6.2.1.1)$$

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

Caída de tensión	
Longitud (m)	5
Potencia inversor (kW)	2,5
Caída de tensión (%)	1
$\sigma$ (tª máx)	48
Tensión ac (V)	230
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	0,23
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 6.2.1.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico (que sigue igual), calculado con la siguiente ecuación:

$$I = I_b / K$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

Máxima corriente	
$I_b (A) = 1,25 \cdot I_{inv}$	11,163
K (70°C)	0,58
$I_{inversor} (A)$	11,00
K (K1*K2)	0,58
$I (A) = I_b / K$	23,71
$I_z \text{ cable } 4 \text{ mm}^2 (A)$	28
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	2,5

Tabla 6.1.2.2 – Limite de sección.

Ahora que tenemos calculada la intensidad que transcurrirá (23,71 A), y con el RETB en la mano, en la tabla C.52-1, para la Intensidad máxima y un modo de instalación tipo B1 (cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o mampostería) lo que lleva a la columna 10b donde el cable de sección 2,5mm<sup>2</sup> puede transportar una intensidad de 28 A. Por de seguridad, la sección empleada será de 4 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 38 A.

Cabe destacar que al ser tramos cortos, el aumento de la sección no repercutirá en relación del coste.

### 3.1.7 PROTECCIONES

Como en cualquier otra instalación eléctrica, resulta imprescindible instalar un conjunto de protecciones que garanticen la seguridad de la misma en todo momento.

En este sentido, y teniendo en cuenta la configuración de esta instalación, cabe destacar dos grupos de protecciones diferenciados:

- Protecciones en el lado de corriente continua: Las que están instaladas desde el generador fotovoltaico hasta la entrada del inversor.
- Protecciones en el lado de corriente alterna: Las que están instaladas desde la salida del inversor hasta el cuadro de BT.

La ITC-BT – 22 indica que los dispositivos de protección deben de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

En donde:

- $I_b$ : Corriente de diseño de la instalación (A).
- $I_N$ : Intensidad nominal del dispositivo de protección (A).
- $I_Z$ : Intensidad máxima admisible por el cable (A).
- $I_f$ : Intensidad de fusión del fusible (A).

La UNE-EN-60269-6 indica que los fusibles tipo gPV, equipados en sistemas de energía solar deben cumplir:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_N$$

En el caso de fusible de 4 a 16 A indica que:

$$I_f \leq 1,9 \cdot I_N$$

Para garantizar que no haya disparos intempestivos indica que:

$$I_N > 1,4 \cdot I_{sc}$$

Una vez se haya escogido el calibre del fusible, para proteger correctamente la línea se debe garantizar que:

$$Pdc \text{ fusible} > Icc$$

$$Is > If5$$

En donde  $Is$  se calcula como  $Is = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$  en donde:

- $Is$ : Corriente de cortocircuito admisible del conductor durante 5 segundos:
- $If5$ : Corriente de fusión del fusible en 5 segundos.
- $S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ ).
- $K$ : Coeficiente que depende de las propiedades del material.
- $t$ : Tiempo de fusión (s).

Cabe destacar también que la norma IEC TS 622257-7-1 indica que no será necesaria la protección de los paneles si tienen que soportar entre 2.5 y 3 veces la intensidad de cortocircuito ( $Isc$ ) a menos que haya más de tres cadenas en paralelo conectadas al inversor.

### 3.1.7.1 TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC

En este tramo se instalará una caja de conexiones prefabricada que ya dispone de los elementos de protección necesarios que son unos fusibles gPV, y un interruptor seccionador (para el cual tendremos en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben de ser capaz de interrumpir al abrirse) cuyas características, tras realizar los pertinentes cálculos y comprobar que se cumple con las normativas anteriormente citadas, son los que se muestran a continuación:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Módulos - tramo interconexión CC	Fusible gPV	16

Tabla 7.1.1 – Características del fusible

Tramo	Dispositivo de protección	Isc	Voc
Módulos - tramo interconexión CC	Interruptor-seccionador DC	8.94	422,4

Tabla 7.1.2 – Características interruptor-seccionador.

Dado que el interruptor tiene que ser capaz de cortar una Isc de 9,01 A y una tensión de 264 V, el que trae la caja de conexiones cumple ya que es capaz de interrumpir una tensión de hasta 900 Vdc y 25 A.

### 3.1.7.2 TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR

En este tramo se instalarán dentro de la caja de conexiones prefabricada, unos fusibles gPV, cuyas características, tras realizar los pertinentes cálculos y comprobar que se cumple con las normativas anteriormente citadas se muestran en la tabla expuesta a continuación:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Cuadro interconexión - inversor	Fusible gPV	16

Tabla 7.2.1 – Características del fusible segundo tramo.

### 3.1.7.3 TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN

En este tramo se instalarán:

- Interruptor automático, tipo C.
- Interruptor diferencial de una sensibilidad de 30 ma.
- Contactor de apertura-cierre.
- Transformador de aislamiento galvánico, debido a que el inversor no está equipado con él.

Las características de la aparamenta, tras realizar los cálculos para su dimensionamiento se muestran en la siguiente tabla:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Inversor - cuadro baja tensión	Interruptor automático, tipo C	16
	Interruptor diferencial (sensibilidad =30mA)	25
	Contactar de apertura-cierre	16

Tabla 7.3.1 – Aparamenta tramo 3.

La intensidad nominal del interruptor diferencial es superior a la calculada para el interruptor automático (cuya función es la de abrir el circuito en caso de que se supere su In), ya que es una de las más estandarizadas. Lo que importa es su sensibilidad, que es de 30 mA, que es el valor de la corriente de fuga que hará que el diferencial actúe en caso de defecto.

### 3.1.8 MANTENIMIENTO

#### ELEMENTOS QUE NECESITAN MANTENIMIENTO:

Como cualquier instalación, esta también necesita de un correcto mantenimiento. El fin de un mantenimiento constante es asegurar el correcto funcionamiento, y podemos decir que es bastante sencillo de realizar ya que hay muy pocos sistemas. Los sistemas a realizar las operaciones básicas son:

#### A. Módulos fotovoltaicos.

- Limpieza de los paneles.
- Verificación de los elementos de sujeción y conexión.
- El estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles.
- Comprobación del estado del a red de tierras, para proteger de sobre tensiones.



Figura 8.1 – Limpieza de un panel.

#### B. Instalación eléctrica de C.C.

Se revisaran conexiones, cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para comprobar su estado.

#### C. Instalación eléctrica de C.A. B.T.

Se seguirá el mismo proceso para revisar de la misma manera las partes de las conexiones en corriente continua.

#### D. Inversor.

Principalmente se revisara que están bien ventilados, que las conexiones están bien hechas y que no tienen activada ninguna alarma.

#### E. Estructura soporte.

Las principales tareas a realizar en la estructura son la revisión de daños en la misma, como por ejemplo los daños causados por oxidación y su deterioro por agentes ambientales.

### 3.1.8.1 PRINCIPALES HERRAMIENTAS DEL MANTENIMIENTO

#### 1 Termografía.

Entre otras herramientas para la realización del mantenimiento de las plantas fotovoltaicas cabe destacar las cámaras termo gráficas, que ayudarán en la búsqueda de puntos calientes, que pueden convertirse en averías, con estas cámaras se podrán buscar paneles defectuosos o conexiones mal hechas.

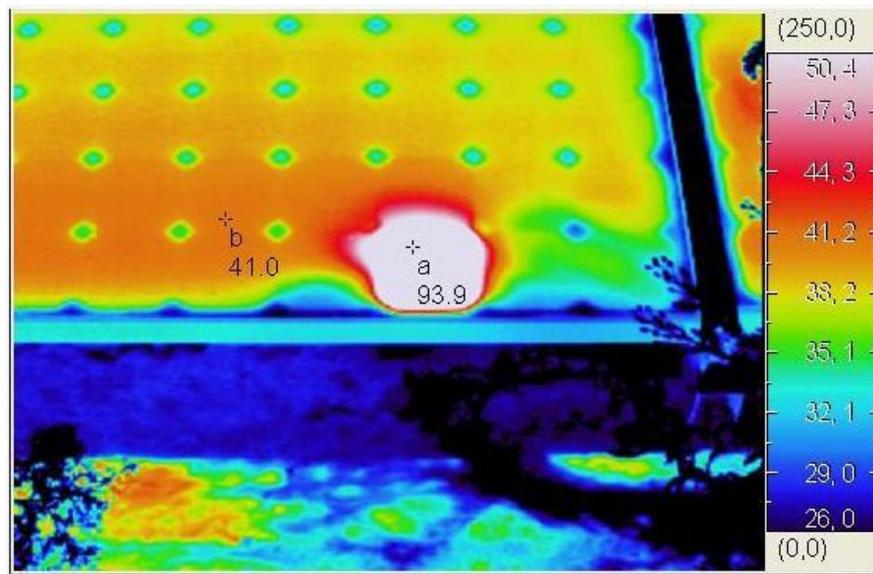


Figura 8.1 – Fenómeno de punto caliente.

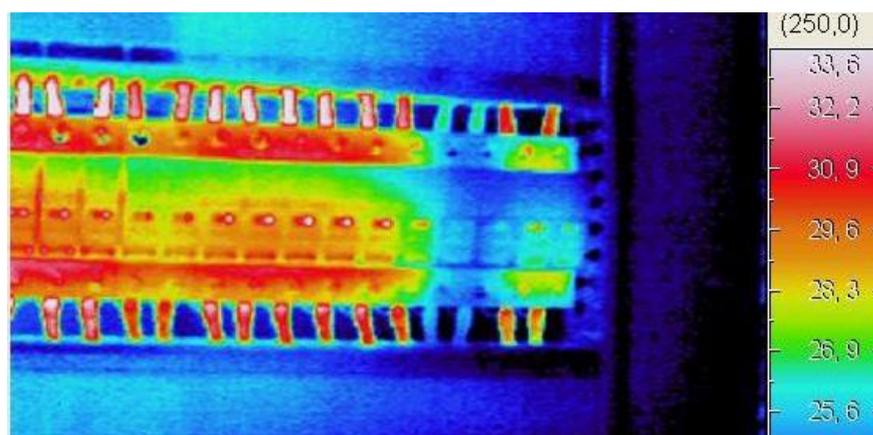


Figura 8.2 – Ejemplo de instalación revisada con termografía.

En este ejemplo se comprueba que ha caído 1 circuito o string, el que está en colores más fríos.

## 2 Trazador de curvas I/V.

Permite evaluar todos los estados de funcionamiento de los módulos así como cuantificar las pérdidas por conexionado debidas a trabajar los módulos en puntos de trabajo no adecuados.

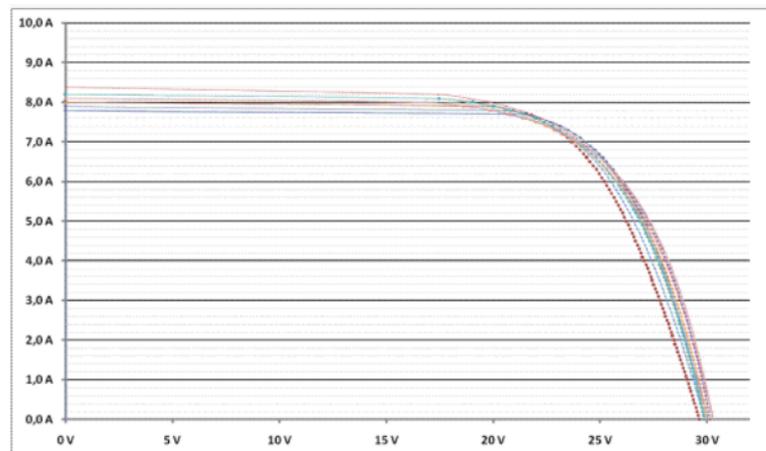


Figura 8.3 – Grafica de cada módulo que configura el String.

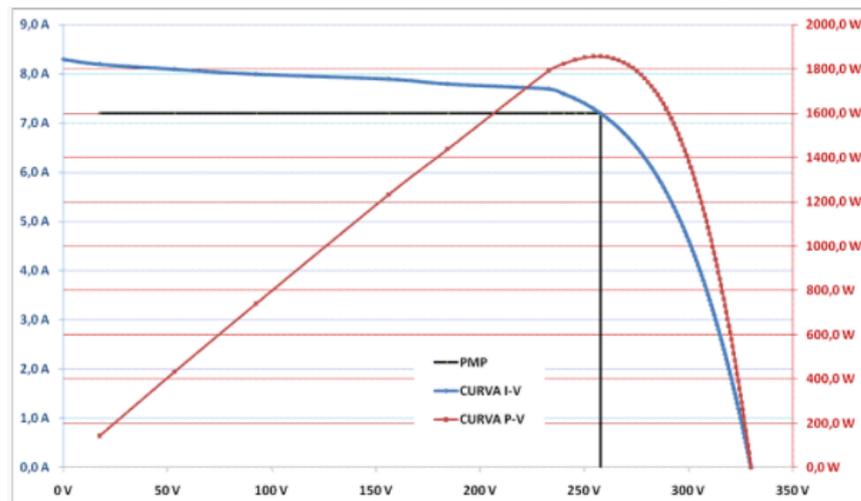


Figura 8.2 – Grafica resultante del String.

### 3.1.9 PUESTA A TIERRA

Como es obligatorio por el R.D. 1663/00 el empleo de un interruptor diferencial, para que este funcione debe estar puesta a tierra la instalación fotovoltaica. Hay que destacar que los interruptores diferenciales no funcionan con corriente continua. Por ello, esto obliga a que se deban instalar dos picas de tierra, una la de las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente inversor) y otra la del neutro de salida del inversor.

Además es conveniente que la estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos así como los marcos de éstos se conecten a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico. En este caso se podría aprovechar la pica de las masas metálicas de la parte de alterna.

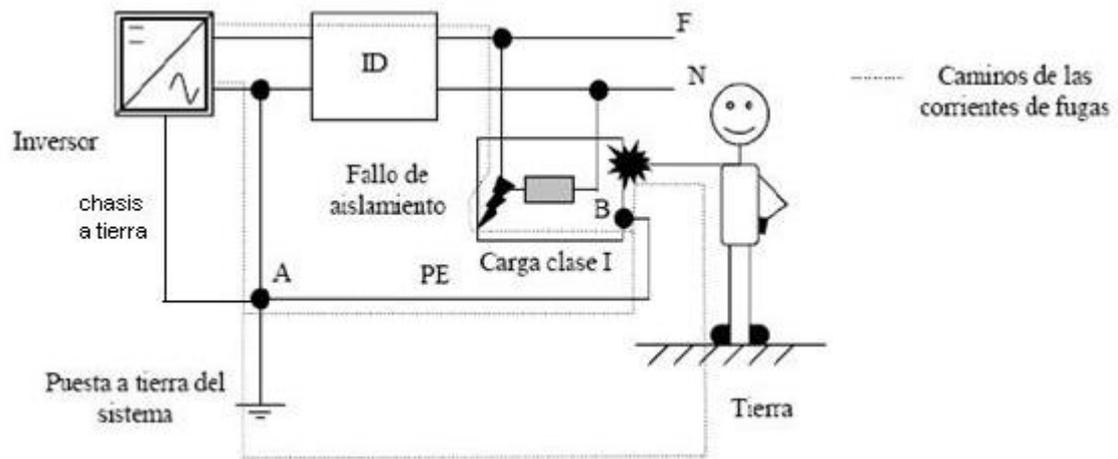


Figura 3.9.1 – Ejemplo de instalación con puesta a tierra.

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ANEXO II: INSTALACIÓN MINI-EÓLICA**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

<b>3.2.1</b>	<b>OBJETO DE ESTE ANEXO .....</b>	<b>2</b>
<b>3.2.2</b>	<b>INSTALACIÓN PROPUESTA .....</b>	<b>2</b>
<b>3.2.2.1</b>	<b>DATOS GENERALES.....</b>	<b>3</b>
<b>3.2.3</b>	<b>INSTALACIÓN EÓLICA.....</b>	<b>4</b>
<b>3.2.3.1</b>	<b>ENERGÍA EÓLICA.....</b>	<b>4</b>
<b>3.2.3.2</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR .....</b>	<b>6</b>
<b>3.2.4</b>	<b>AEROGENERADORES.....</b>	<b>7</b>
<b>3.2.4.1</b>	<b>WINDSPOT 3.5 .....</b>	<b>7</b>
<b>3.2.4.2</b>	<b>ENAIR 70 .....</b>	<b>9</b>
<b>3.2.4.3</b>	<b>ENAIR 30 .....</b>	<b>12</b>
<b>3.2.4.4</b>	<b>BORNAY 1500.....</b>	<b>15</b>
<b>3.2.4.5</b>	<b>ESPECIFICACIONES DEL AERO BORNAY 1500 .....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.6</b>	<b>SELECCIÓN DEL INVERSOR .....</b>	<b>20</b>
<b>3.2.7</b>	<b>Protecciones generales para instalación.....</b>	<b>21</b>
<b>3.2.8</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO .....</b>	<b>22</b>
<b>3.2.8.1</b>	<b>PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.</b>	<b>23</b>
<b>3.2.8.1.1</b>	<b>Primer tramo. Aero – Cuadro interconexión C.C. ....</b>	<b>23</b>
<b>3.2.8.1.2</b>	<b>Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor.....</b>	<b>25</b>
<b>3.2.8.2</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A. ....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.8.2.1</b>	<b>Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión .....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.9</b>	<b>PROTECCIONES .....</b>	<b>28</b>
<b>3.2.9.1</b>	<b>TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC .....</b>	<b>30</b>
<b>3.2.9.2</b>	<b>TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR .....</b>	<b>31</b>
<b>3.2.9.3</b>	<b>TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>31</b>
<b>3.2.10</b>	<b>MANTENIMIENTO .....</b>	<b>32</b>

### **3.2.1 OBJETO DE ESTE ANEXO**

El objetivo del presente anexo sera el de realizar el dimensionado de una instalación fotovoltaica para la vivienda descrita en el TFM situada en La Redonda (Senra, Ortigueira), que a su vez sera parte de la instalación hibrida. Con esta instalación se pretende abastecer de energía eléctrica la vivienda unifamiliar con sus consumos estimados por facturas electricas ya existentes, repartiendo mitad del consumo para el diseño de la fotovoltaica, y la otra mitad para la instalación mini eólica.

Para poder dimensionar la instalación deberemos tener en cuenta la situación geográfica donde se encuentra la vivienda, con el objetivo de conocer la energía por metro cuadrado procedente del sol que se trendra en dicho emplazamiento para realizar el dimensionamiento.

### **3.2.2 INSTALACIÓN PROPUESTA**

Después de la primera valoración de los resultados obtenidos a partir del estudio anterior, se opta por instalar un sistema de apoyo para la instalación fotovoltaica formado por un pequeño aerogenerador, que como a sé menciono, formarán la instalación hibrida.

La energía producida por el aerogenerador sería suficiente para cubrir la mitad demanda de la vivienda a lo largo del año, pero se instalan también una serie de módulos fotovoltaicos para asegurar el suministro de la otra mitad de la demanda de electricidad para asegurar un suministro de energía en caso de fallo del sistema eólico.

Por lo tanto, el aerogenerador será la fuente de energía principal, debido a la abundancia de este recurso en la situación de la vivienda, pero aun así los módulos fotovoltaicos no se considerarán solo de apoyo, y se dimensionaran con potencia necesaria para alimentar la vivienda en el caso de falta de viento o mantenimiento de aerogenerador y para no tener necesidad de abastecerse de la red, con los que con estos supuesto más adelante justificaremos .el tipo de instalación optima, de tipo 1 o 2.

### 3.2.2.1 DATOS GENERALES

A modo de introducción, un aerogenerador recibe el aire que se desliza por la superficie superior de sus palas, lugar dónde se desplaza más rápidamente, más que el que circula por la parte de la superficie inferior. Esto origina el fenómeno de la sustentación, que explicado de una forma rápida se afirma que la es más baja en la superficie de la pala que en la parte superior, es aquí cuando se origina la sustentación.

En este punto la fuerza de empuje hacia la parte de arriba, que origina el movimiento de rotación de las palas del aero, el fenómeno de la sustentación es perpendicular a la dirección en la que sopla el viento.

El aerogenerador emplea esta fuerza de sustentación para transformar la energía cinética proporcionada por aire, en la energía eléctrica de corriente continua (CC), valiéndose de un alternador. Después, mediante el uso en la instalación de un inversor, la energía pasa a ser del tipo en corriente alterna (CA), la energía útil para la inyección a la red eléctrica de consumo de nuestra vivienda objeto del TFM.

Aunque pueden ser de diferentes tipos, los aerogeneradores tienen una serie de características. Las velocidades que puede tener el aerogenerador son:

- Velocidad de arranque: Es la velocidad que tiene que alcanzar el viento que sobra para que las palas del aerogenerador empiecen a girar y pueda comenzar la producción de energía eléctrica.
- Velocidad nominal: Se define como velocidad nominal, como la velocidad del viento en la cual un aero puede generar llamada potencia nominal.
- Velocidad máxima: Se define como velocidad máxima la máxima velocidad, del viento que aguantara el aerogenerador sin que le ocasione daños.

Para las velocidades comprendidas entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal, el aerogenerador cederá la energía que se busca obtener, y será por lo general, equivalente al cuadrado de la velocidad del a la que sobre el viento.

Los aerogeneradores tienen una vida media superior a 25 años. La rápida evolución de la tecnología del viento ha propiciado el aumento de la durabilidad de los aerogeneradores.

Nuestra instalación objeto del TFM cumplirá con todas las especificaciones técnicas citadas en el RD 1663/2000, también cumpliendo las propuestas de seguridad del pliego técnico del IDEA. Además, la instalación tendrá integrados los siguientes elementos de protección que serán la puesta a tierra del marco y de la estructura mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra, respetando y cumpliendo la normativa actual para este tipo de instalaciones. No se alterarán, en ningún momento las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

### **3.2.3 INSTALACIÓN EÓLICA**

#### **3.2.3.1 ENERGÍA EÓLICA**

Se define como la energía eólica la que se obtiene del viento, o dicho de manera más técnica, es la energía cinética de las corrientes de aire y sus vibraciones.

En la actualidad, mediante el avance de las tecnologías y del auge del autoconsumo (actualmente en otros países más que en España), se integra de manera muy eficaz la energía eólica para su utilización doméstica, también denominada mini eólica.

En un principio, la mini eólica fue nombrada así por su capacidad para producir poca electricidad, la suficiente para cubrir la demanda de los aparatos de consumos de una vivienda o de varios hogares con baja demanda de electricidad. A día de hoy se habla de mini eólica a partir del aprovechamiento del recurso eólico mediante aerogeneradores de potencias inferiores a 100 kW.

Según el informe SPAHOUSE, realizado por el (IDAE), Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, que consistía en el análisis del consumo energético del sector residencial en España, se puso de manifiesto que un hogar medio español consume cerca de 3,5 kWh al año de electricidad, con lo que con una turbina pequeña de unos 3 kW de potencia eléctrica sería casi suficiente para satisfacer al completo todas las necesidades energéticas en un hogar Español de consumo medio.

Para nuestro caso, un aerogenerador de este tamaño estará compuesto (la mayoría son de este tipo) por:

- Una torre.
- Un generador eléctrico.
- Un rotor.

El tipo de torre suele ser de celosía o cilíndrica. Esta será la encargada de soportar la totalidad del peso de la góndola, y también los esfuerzos de tipo mecánico que produce el viento en el aerogenerador.

El generador eléctrico transforma la energía mecánica del eje en energía eléctrica de tensión y frecuencia variable gracias a un convertidor electrónico, en aerogeneradores de este tamaño suele ser del tipo multipolo de imanes permanentes.

El rotor es la parte giratoria del aerogenerador y es el encargado de extraer la energía cinética del viento transformándola en energía mecánica en el eje acoplado al generador eléctrico.

Finalmente, en este tipo de aerogeneradores, solemos disponer de un timón o aleta de cola, situado en la parte trasera, que ayuda al aerogenerador a orientarse hacia el viento predominante en cada momento para conseguir extraer la mayor cantidad de energía del mismo en cualquier instante.

En la siguiente imagen se ilustran las partes del aerogenerador mencionadas.

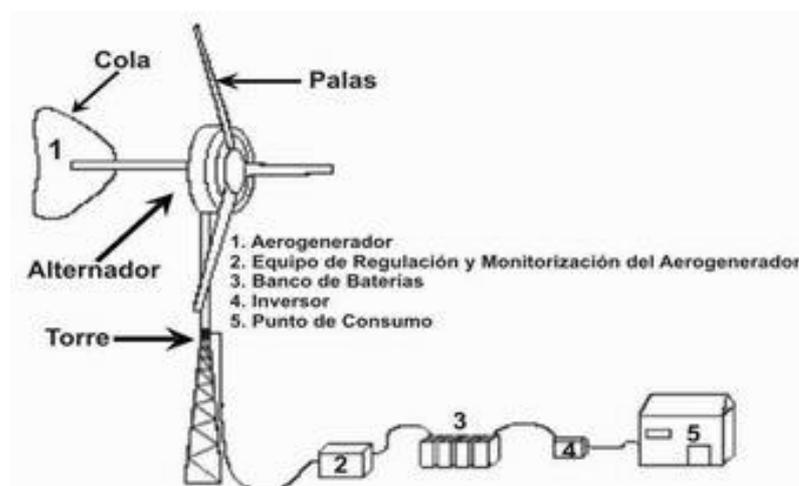


Figura 3.1.1 – Partes generador doméstico.

### 3.2.3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR

Nos es necesario conocer la energía que se puede extraer en la zona donde está situada la vivienda, por lo que hay que caracterizar el viento del lugar, para ello se han utilizado una serie de datos de velocidad del viento cada 10 minutos durante 2 años registrados por una estación meteorológica a 10 metros de altura situada en la estación da Serra da Faladoira (A Coruña), debido a que era la de mayor proximidad al emplazamiento. Esta instalación es propiedad de la red de estaciones meteorológicas de MeteoGalicia.

A partir de esta serie de datos se obtiene la frecuencia para cada rango de velocidades del viento, obteniendo el porcentaje en que el viento sopla con estos rangos de velocidad, sumando las veces que tiene esta velocidad, y decidiéndolas entre el número de mediciones tomadas.

VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)
0	0,032
1-2	6,734
3-4	20,002
5-6	21,720
7-8	19,713
9-10	15,915
11-12	10,063
13-14	4,268
15-16	1,198
17-18	0,291
19-20	0,060
21-22	0,005

Tabla 3.2.1 – Porcentaje de velocidades.

A tenor del resultado de estos cálculos obtenemos que los periodos de calma (viento casi nulo) sean prácticamente inexistentes, y que los de velocidades muy bajas (velocidades entre 1 y 2 m/s) en este caso son bastante escasos. Cabe destacar que la dirección del viento predominante de la zona es el NORTE, debido a la situación de la vivienda con la relativa cercanía con la Ría de Ortigueira, que se encuentra en esa orientación, situada en la costa entre el océano Atlántico y el mar Cantábrico.

Conociendo estos datos en lo referente a velocidades del viento, pasaremos a introducirlos en la curva de potencia del aerogenerador que instalemos en el

lugar, con esto obtendremos la media de energía que vamos a obtener con él. Para una realización de estos cálculos para cubrir las demandas energéticas de la vivienda se han comparado 3 tipos de aerogeneradores, todos ellos con potencias distintas, para valorar cuál de ellos es más conveniente instalar. De manera general los tres funcionan con un generador síncrono de imanes permanentes, con orientación pasiva por medio de un timón, con una estructura tripala y orientados a barlovento.

### 3.2.4 AEROGENERADORES

#### 3.2.4.1 WINDSPOT 3.5

Empezamos presentando el primero, que será el modelo WINDSPOT 3.5. Es un aerogenerador, como ya mencionamos consistente en un generador síncrono de imanes permanentes. Su generación es conveniente en localizaciones con vientos medios de velocidades comprendidas entre 5 y 7 m/s, estimándose las ganancias entre 5 y 30 kW al día.



Figura 4.1.1 – modelo WINDSPOT 3.5

Una vez seleccionado este modelo, mediante la curva de potencia incluida en la ficha del producto podemos estimar las ganancias de potencia.

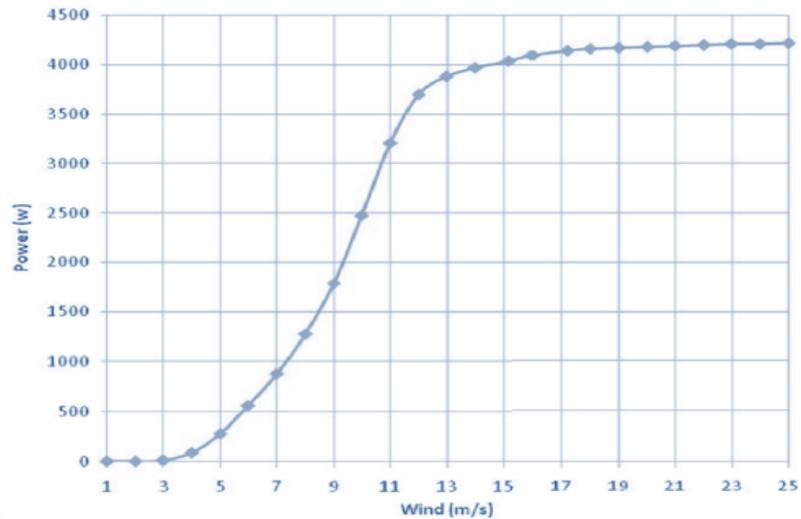


Figura 4.1.2 – curva de potencia

Según esta grafica de curva de potencia, obtenemos que a velocidades de viento de 3 m/s es cuando el aerogenerador empieza a producir energía, deteniéndose esta producción de energía a los 60 m/s de velocidad de viento (aunque no se refleje en la gráfica), mediante el control pasivo del ángulo de ataque del viento llamado paso variable que consiste en apartar el rotor entero o únicamente las palas doblándolas hacia atrás de la dirección predominante del viento según aumente su velocidad.

Multiplicando la potencia de salida del aerogenerador para cada velocidad por la frecuencia en la que se da esa velocidad, se tiene la potencia media de salida para un periodo de tiempo cualquiera, en este caso se ha calculado la energía obtenida en un día multiplicando la potencia de salida para cada velocidad por 24 horas que tiene un día.

Potencia salida (W)	velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Energía (Wh)
1	1	6,734	1,616
1	2	6,734	1,616
10	3	20,002	48,005
89	4	20,002	427,243
285	5	21,72	1485,648
566	6	21,72	2950,445
877	7	19,713	4149,192
1279	8	19,713	6051,102
1790	9	15,915	6837,084
2469	10	15,915	9430,592
3207	11	10,063	7745,290
3697	12	10,063	8928,699
3878	13	4,268	3972,313
3967	14	4,268	4063,477
4032	15	1,198	1159,281
4095	16	1,198	1177,394
4140	17	0,291	289,138
4160	18	0,291	290,534
4170	19	0,06	60,048
4180	20	0,06	60,192

Tabla 4.1.2 - Producción WINDSPOT 3.5

Con estos datos obtenidos ahora se procede a sumar la energía producida para cada velocidad del viento, teniendo la energía que se produce en un día habitual, dándonos como resultado una energía total generada de Sumando la energía producida por cada velocidad del viento tenemos la energía total que se produce en un día habitual, este resultado da una energía generada de 59,128 kWh al día mientras que la potencia media de salida obtenida de sumar las diferentes potencias de salida para cada velocidad del viento y dividiéndolas entre el número de velocidades es de 2,344 kW.

### 3.2.4.2 ENAIR 70

El siguiente aerogenerador que se estudiará es el Enair 70, ilustrado en la figura 40, es capaz de producir 70 kWh al día e, igual que el anterior, también tiene un generador síncrono de imanes permanentes y el sistema de control de velocidad del viento es el mismo.



Figura 4.2.1 – modelo Enair 70

Su curva de potencia asociada es la siguiente:

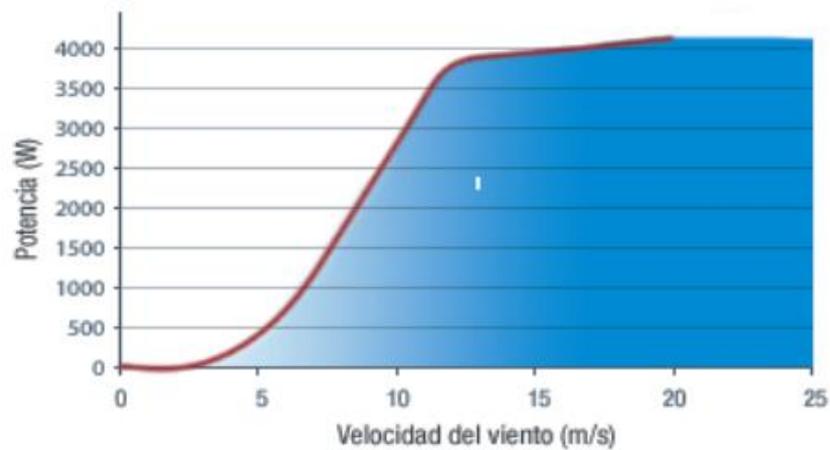


Figura 4.2.2 – curva de potencia

Ahora podemos apreciar a modo de comparativa en la siguiente tabla, los valores de la curva de potencia a las diferentes velocidades del viento, en forma numérica para este aerogenerador con la que se calculará la energía que se puede generar mediante su utilización.

Potencia salida (W)	velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Energía(Wh)
2	1	6,734	3,232
28	2	6,734	45,252
80	3	20,002	384,038
180	4	20,002	864,086
400	5	21,72	2085,120
750	6	21,72	3909,600
1100	7	19,713	5204,232
1500	8	19,713	7096,680
2100	9	15,915	8021,160
2700	10	15,915	10312,920
3595	11	10,063	8682,356
3800	12	10,063	9177,456
3900	13	4,268	3994,848
4000	14	4,268	4097,280
4100	15	1,198	1178,832
4100	16	1,198	1178,832
4100	17	0,291	286,344
4100	18	0,291	286,344
4100	19	0,06	59,040
4100	20	0,06	59,040

Tabla 4.2.1 - Producción Enair 70

Claramente se puede ver en la tabla anterior, que con este modelo de aerogenerador, se empieza a producir energía a los 2 m/s de velocidad del viento, una velocidad diferente al modelo anterior, en el que empezaba a producir cuando había 3 m/s de velocidad del viento. Con los mismos cálculos que utilizados para la estimación del primer aerogenerador, en la tabla 3.2.3 se representa la energía obtenida al día. Con estos datos se obtiene que este aerogenerador, en el emplazamiento de la vivienda vaya a producir 66,926 kWh al día con una potencia media de salida de 2,436 kW siguiendo el mismo procedimiento que el utilizado para el aerogenerador anterior.

A la vista de esta comparativa se puede concluir que el segundo aerogenerador analizado de la marca Enair, teniendo una potencia similar a la del de la marca WINDSPOT, tiene una producción energética mayor de energía para velocidades del viento idénticas. De la misma manera también obtendremos, que respecto a la demanda eléctrica de la vivienda que es como máximo 12,483 kWh al día en el mes de enero (el más exigente), como se refleja en la tabla de consumos en el anexo anterior de la instalación fotovoltaica, la producción con estos aerogeneradores es demasiado alta si solo atendemos a que es una instalación de autoconsumo, no de vertido a red, por lo que se procederá a analizar un aerogenerador más pequeño, también de la marca Enair, el Enair 30.

### 3.2.4.3 ENAIR 30

Con las especificaciones de este aerogenerador estimamos que va a producir más de 30 kWh al día, según catálogo, siendo la tecnología igual al modelo Enair 70, con la variación que es de menor tamaño.

Los valores para curva de potencia representativa de este modelo representados de forma numérica con la energía producida serán:

Potencia salida (W)	velocidad (m/s)	Frecuencia (%)	Energía(Wh)
2	1	6,734	3,23
18	2	6,734	29,09
70	3	20,002	336,03
155	4	20,002	744,07
330	5	21,72	1720,22
655	6	21,72	3414,38
915	7	19,713	70,96
1210	8	19,713	5724,65
1350	9	15,915	5156,46
1530	10	15,915	5843,98
1690	11	10,063	4081,55
1780	12	10,063	4298,91
1880	13	4,268	1925,72
1940	14	4,268	1987,18
2025	15	1,198	582,22
2075	16	1,198	596,60
2075	17	0,291	144,91
2080	18	0,291	145,26
2080	19	0,06	29,95
2080	20	0,06	29,95

Tabla 4.3.1 - Producción Enair 30

A partir de estos datos, se obtiene una producción diaria de 41,123 kWh al día, con una media de potencia de salida de 1,297 kW, datos que se ajustan más a la demanda energética de la vivienda.

Una vez con el modelo de aerogenerador elegido, procedemos a comprobarla producción, para ver si se mantiene a lo largo de todo el año, porque se sabe que el viento cambia mucho de velocidad (dependiendo de la época del año) habiendo mayor producción de viento en los meses en invierno que en los meses de verano. A la hora de estimar la variación de velocidad del viento para conocer la energía disponible, según cada el mes, se toman los mismos datos de los

apartados anteriores, las velocidades del viento cada 10 minutos durante 3 años. También se han distribuido para los meses a los que pertenecen estos datos para poder estimar una previsión de cálculo de la media de velocidad del viento por mes.

Mes	2013 (km/h)	2014 (km/h)	2015 (km/h)	Media (m/s)
enero	22,7	27,4	19,8	6,47
febrero	18,7	32,8	24,1	7,00
marzo	22,7	21,6	20,9	6,04
abril	24,1	21,2	21,6	6,19
mayo	15,5	20,5	21,6	5,33
junio	24,5	20,9	21,2	6,17
julio	22,3	19,4	19,4	5,66
agosto	22	19,1	16,6	5,34
septiembre	17,6	16,6	22,7	5,27
octubre	24,8	18	22,3	6,03
noviembre	25,6	22,3	18,7	6,17
diciembre	28,4	16,2	25,6	6,50

Tabla 4.3.2 – Distribución de velocidades

Con los datos obtenidos comprobamos como la velocidad media a la que se mueve el viento es superior en invierno que en verano, formado un pico en el mes de junio. En la siguiente grafica se puede comprobar de mejor forma:

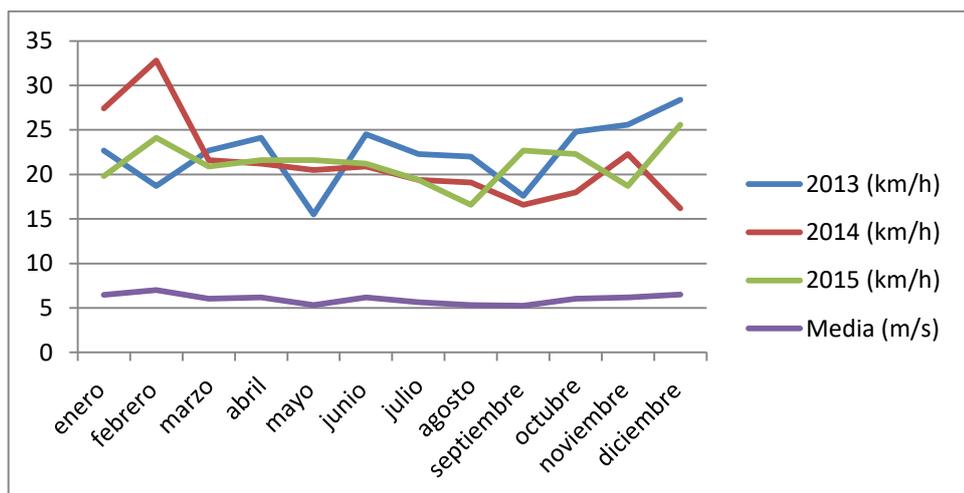


Figura 4.3.1 – Grafica de distribución de velocidades

Con estos datos calcularemos la producción de energía obtenida por medio del aerogenerador (Enair 30) para cada mes, multiplicando cada la potencia de salida del aerogenerador por la velocidad media del viento. Después multiplicaremos el resultado obtenido por las horas con las que contará cada mes.

<b>Mes</b>	<b>Generación Eólica (kWh)</b>
enero	554,28
febrero	614,88
marzo	487,32
abril	475,20
mayo	327,36
junio	475,20
julio	372,00
agosto	327,36
septiembre	324,00
octubre	487,32
noviembre	482,40
diciembre	558,00

Tabla 4.3.3 – Generación eólica mensual

Como se aprecia, con estos resultados se podría cubrir prácticamente la totalidad de la demanda energética con el aero elegido, Observamos de igual forma que la energía producida en invierno es bastante más grande que la energía demanda. La razón es que el viento que sopla es mayor en invierno que el resto del año. El margen de producción nos aportaría para nuestras necesidades energéticas una mayor seguridad ante la inestabilidad del sistema fotovoltaico en invierno.

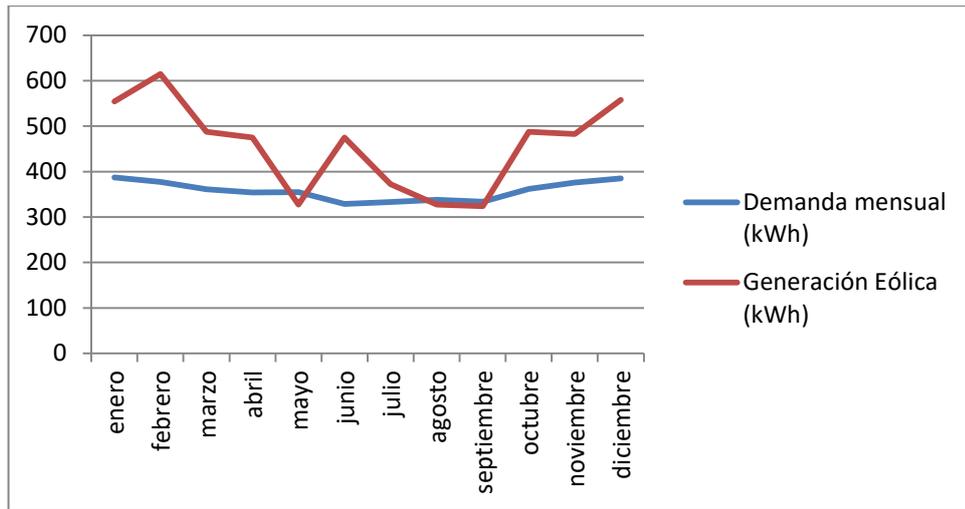


Figura 43.2 – Comparación de consumo/producción

Estos datos de potencia cubierta son bastante satisfactorios para nuestro TFM, pero parte del mismo aborda la eficiencia y la comparativa de verter a red o no, por lo que necesitamos datos de demanda cubierta con otro aereo de menores características, porque si no vertiéramos a red, sería inútil el exceso de potencia, necesitando ajustar más la suma de la producción fotovoltaica y eólica.

#### 3.2.4.4 BORNAY 1500

El siguiente aerogenerador es el más pequeño en relación calidad precio, y muestra una producción que nos puede satisfacer. Es el Bornay 1500, un aerogenerador bipala, que se situaría detrás en orden al Enair 30 en orden de potencia en el mercado.



Figura 4.4.1 – Aerogenerador Bornay 1500

Con la curva de potencia del mini aerogenerador eólico, se refleja que este aerogenerador no cubriría del todo la demanda eléctrica en los meses de verano, lo cual no es ningún problema puesto que la instalación fotovoltaica suplirá perfectamente esta carencia.

<b>Velocidad media (m/s)</b>	<b>Potencia (w)</b>
1,5024	0
1,9956	0
2,4834	0
2,9858	9,6221
3,4844	19,214
3,9823	44,2
4,4836	91,637
4,9902	153,58
5,4786	232,9
5,9802	310,11
6,4835	400,36
6,9915	487,16
7,4816	587,99

7,9924	685,82
8,4814	783,49
8,996	911,86
9,4196	969,93
9,9524	1010,3
10,498	1151,4
11,053	1409,3
11,579	1245,8
11,828	503,37

Tabla 4.4.1 – Curva de Potencia Bornay 1500

Con estos valores podemos obtener una generación más ajustada, y dependiendo de tipo de instalación que tengamos podríamos escoger finalmente otro tipo de aero que o vierta bastante energía a red (con la consiguiente ganancia económica si fuera el caso), o una producción más ajustada, que al menos nos librase de los consumos propios de la vivienda. La comparación de graficas es la siguiente:

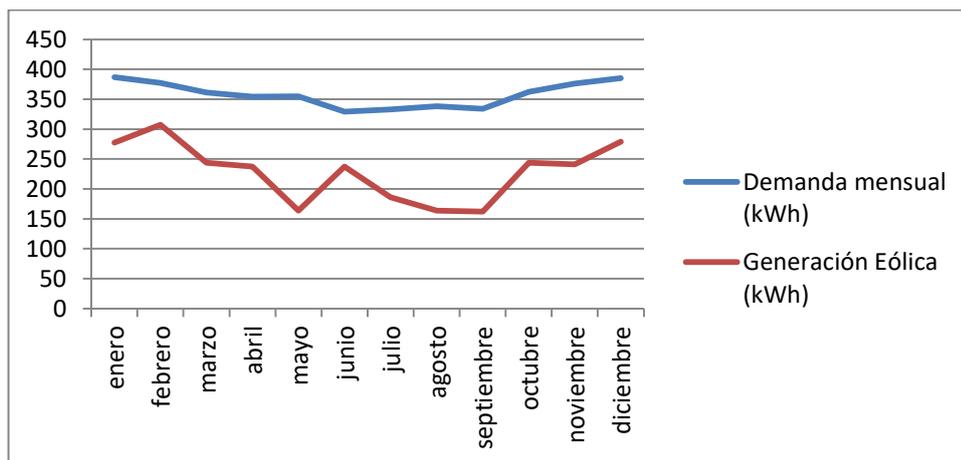


Figura 4.4.2 – Comparación de consumo/producción

### 3.2.4.5 ESPECIFICACIONES DEL AERO BORNAY 1500

Con el aerogenerador escogido definitivamente procedemos a analizar sus especificaciones para poder en un punto próximo calcular su cableado. Cabe decir que este modelo ya trae un regulador propio, y un sistema de almacenaje en baterías. Al venir diseñado para el modelo en concreto en su hoja de especificaciones no se realizaran los cálculos del dimensionamiento de estos elementos, y consideraremos que estas baterías no afectan a la idea de la hora de hacer los cálculos de la comparativa e una instalación tipo 1 y 2.

Los componentes del aerogenerador:

- 1 Timón de orientación
- 1 Tubo Cola
- 1 Carcasa protectora
- 1 Alternador
- 1 Buje
- 2 Palas
- 1 Cono frontal
- 1 Juego tornillería
- 1 Pletina fijación torre
- 1 Cuadro control / Regulador

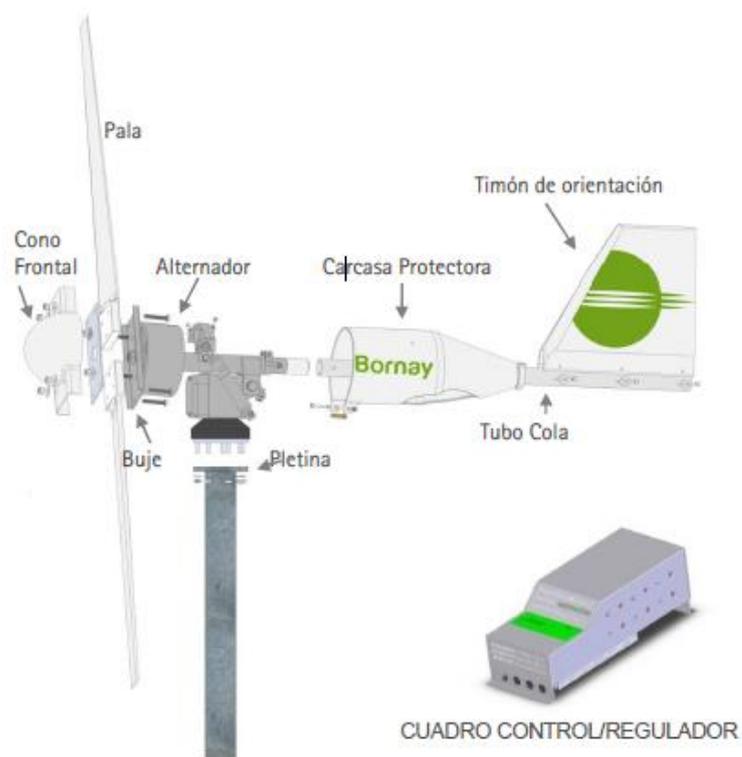


Figura 4.5.1 – Partes del aerogenerador Bornay

<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS</b>	
Número de hélices	2
Diámetro	2,86 mts.
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	Anti-horaria
<b>Especificaciones eléctricas</b>	
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v.
RPM	700
Regulador	24v 80 Amp
1	48v 40 Amp
1	120v Conexión a red
<b>Velocidad de viento</b>	
Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	4 m/s
Máxima	60 m/s
<b>Especificaciones físicas</b>	
Peso aerogenerador	41 Kg
Peso regulador	8 Kg
Embalaje	500 x 770 x 570 mm. – 57 Kg
Dimensiones – peso	1530 x 270 x 70 mm – 6,8 Kg
Total	0,23 m <sup>3</sup> – 61,8 Kgr.
Garantía	3 años

Tabla 4.5.1 – Especificaciones técnicas.

#### 4.5.1 Montaje

Los pasos para un correcto mantenimiento y montaje del aero son:



Las precauciones en materia de salud y vida del material son:

- No planifique la instalación del aerogenerador en días de viento.

- No deje el generador funcionando libremente. Con el aerogenerador funcionando libremente, el sistema de frenado automático por inclinación no funciona, esto podría producir daños irreparables en el aerogenerador.
- Utilice el cableado adecuado.

### **3.2.6 SELECCIÓN DEL INVERSOR**

En esta instalación cada circuito de los sistemas híbridos contará con un inversor, por si por necesidad se necesita desconectar una instalación, por mantenimiento y por cualquier motivo. Su selección y dimensionamiento se realizara atendiendo a los siguientes paramentos.

- El dimensionamiento debe realizarse teniendo en cuenta las condiciones extremas de funcionamiento en invierno y verano (-10°C y 70°C).
- La potencia e intensidad máxima de trabajo del aerogenerador no será superior a la que puede soportar el inversor.

El inversor seleccionado para la instalación es un Sunny boy 2.5. Sus características serán las siguientes y se tendrá en cuenta a la hora de los cálculos que la potencia ideal del generador eólico normalmente es superior a la potencia máxima suministrable por el inversor un 10-20%. Si, en condiciones excepcionales, la potencia suministrable en la red fuera superior a la máxima admitida por el inversor, este último se auto protegerá bajando dicha potencia al valor nominal (o de sobrecarga durante un tiempo limitado).

Con todos estos factores obtenemos que la potencia máxima del inversor elegido, es inferior a la del generador eólico, pero entra dentro de los límites ser de potencia máxima admisible mayor (2.500 W > 1500 W).

<b>ESPECIFICACIONES: inversor Sunny boy 2.5</b>	
Max DC Power (V)	2650
Max input voltage (V).	600
MPP voltage range minimum (V)	260
MPP voltage range maximum (V)	500
Max input current (A)	10
Max input current per string (A)	10
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1-1
Rated AC Power (W).	2500
Max output AC current (A)	11

Tabla 6.1 – Valores del inversor.

### 3.2.7 Protecciones generales para instalación

Estas protecciones se considerarán las referidas a:

- Puesta a tierra de la parte de la carcasa del inversor.
- El aislamiento que recubrirá el aparato, será de clase II en la mayoría de los componentes:
  - Carcasa.
  - Cableado.
  - Cajas de conexión, etc.
- El fusible, situado en cada polo electromagnético del generador, con la función seccionar.

A parte de lo mencionado, se tendrán en consideración en la instalación las siguientes partes adicionales para la función de mejorar la eficiencia energética, garantizando la total seguridad del encargado de mantenimiento:

La totalidad de los conductores estarán fabricados en cobre, siendo la sección lo suficientemente correcta para garantizar que las pérdidas de tensión en el cableado y cajas de conexión sean menores del orden del 1,5 % en la parte del tramo DC y al 2% en la parte del tramo AC. El cableado será el necesario para adecuarse al uso en intemperie, enterrado o al aire, según la norma UNE 21123.

La red de distribución estará agrupada en ternas, unos conductores de CU del tipo RV-K 0.6/1 kV aislados, del tipo UNE 21123 IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1000V. Y para el tramo de red de distribución AC, que va desde el inversor de la instalación eólica hasta la parte final de los contadores, estará también formada por la terna de los conductores de CU aislados tipo RV-K 0.6/1 kV UNE 21123 IEC 502 90, para tensión nominal no inferior a 1000V).

Para los cálculos del dimensionamiento de la instalación se seguirá lo estipulado en el REBT, en lo que a conducciones de cable se refiere:

- El cableado discurrirá entubo de acero, para alturas con respecto al suelo, inferiores a 2,5 m.
- Si discurre bajo zanja, lo hará en el interior de tubo y a una profundidad mínima de 60 cm, con aviso 20 cm por encima del cable.

Se efectuará solo una toma de tierra, tanto para la estructura de soporte del generador, como para la borna de puesta a tierra del elemento inversor, para no crear diferencias de tensión que pongan en peligro a las personas con la realización de diversas tomas de tierra. La totalidad del conjunto de las masas de la instalación, tanto de la sección cc como la de ca, se conectarán en esa única tierra, y será independiente de la del neutro proporcionado por de la empresa distribuidora. Siendo como mínimo, la superficie del conductor de protección, la misma que la del conductor (monofásico) de fase correspondiente.

### **3.2.8 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO**

Para proceder a dimensionar al cableado eléctrico de la instalación tendremos que tener en cuenta dos tipos de instalación, que a continuación se definen:

- Instalación de corriente continua (C.C.): esta instalación está formada por los tramos que conectan entre sí los módulos, los tramos que conectan los

módulos con la caja de conexiones y el tramo que conecta dicha caja con el inversor.

- Instalación de corriente alterna (C.A.): esta parte está formada por el tramo que conecta el inversor con el cuadro general de baja tensión. Según el tramo del que se trate en cada momento, habrá que tener en cuenta diferentes consideraciones para el cálculo de la sección del conductor.

Si hablamos del proceso de cálculo de las secciones de un cableado, las suposiciones empleadas son fundamentalmente dos criterios:

- Criterio térmico: según este criterio, la intensidad prevista en el circuito no puede sobrepasar en ningún momento la intensidad máxima admisible para el cable.
- Criterio de máxima caída de tensión: la caída de tensión en cada parte de la instalación (lado de CC y lado de AC) no puede superar un determinado valor.

Con estas especificaciones a tener en cuenta, sin olvidarnos de la tensión a la que funcionarían los elementos, se procede al dimensionamiento del cable, de una forma que se pueda garantizar que no se va a superar el valor máximo de la caída de tensión en cada tramo.

### **3.2.8.1 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL TRAMO DE C.C.**

Esta parte (tramo) de C.C. se dividirá en dos. Primero el que discurre desde el aerogenerador eólico, hasta llegar al cuadro de conexión de corriente continua, y en segundo lugar el que va desde el cuadro de conexión de continua hasta llegar al inversor.

La caída de tensión máxima permitida para estos tramos es de un 1,5%, un 1% en el primer tramo y un 0,5% para el segundo tramo.

#### **3.2.8.1.1 Primer tramo. Aero – Cuadro interconexión C.C.**

En primer lugar, hay que dejar claro que se tomará la sección del cálculo que

resulte más restrictivo de los 2 criterios. A la entrada de este cuadro eléctrico va a llegar la salida del único ramal del generador eólico conectado en serie, con 2 conductores, uno del polo positivo y el otro del polo negativo.

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{sc}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} \cdot \sigma(T^{a_{max}}) \cdot V_{string}} \quad (8.1.1.1)$$

Los datos de cálculo:

Caída de tensión	
Longitud (m)	12
Isc (A)	11
Caída de tensión	1
$\sigma$ (tª máx)	48
Voltaje (V)	120
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	3,44
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	4

Tabla 8.1.1.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico, calculado con la siguiente ecuación:

$$I = IB/K \quad (8.1.1.2)$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Máxima corriente</b>	
$I_b (A) = 1,25 \cdot I_{sc}$	13,75
K1 (un circuito)	1
K2 (70°C)	0,92
K ( $K1 \cdot K2$ )	0,92
I (A)	11,64
$I_z$ cable 1,5 mm <sup>2</sup> (A)	24
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 8.1.1.2 – Limite de sección.

Con los datos obtenidos, vemos que la corriente que tendremos en esta parte del circuito es de 11,64 A, empleando un sección comercial de 1,5 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 24 A.

En este punto se retoma los expuesto de cuál de los dos criterios se tiene en cuenta, tomándose el más restrictivo de los dos. Este criterio más restrictivo resulta que es el criterio de máxima caída de tensión, por lo que la sección de este tramo será de 4 mm<sup>2</sup>.

### 3.2.8.1.2 Tramo 2. Cuadro interconexión CC – Inversor

En este caso, llegan al cuadro de interconexión de corriente continua 2 cables (conductores) puesto que únicamente hay un único ramal. Desde este punto, salen otros dos cables de sección por definir al el inversor.

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

Al contar únicamente con una cadena de paneles, la  $I_{sc}$  será igual que la del caso anterior.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Caída de tensión</b>	
Longitud (m)	6
Isc (A)	11
Caída de tensión	0,5
$\sigma$ (tª máx)	48
Voltaje (V)	120
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	3,82
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	4

Tabla 8.1.2.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico, calculado con la siguiente ecuación:

$$I = IB/K$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Máxima corriente</b>	
Ib (A) =1,25*Isc	13,75
K1 (un circuito)	1
K2 (70°C)	0,92
K (K1*K2)	0,92
I (A)	11,64
Iz cable 1,5 mm <sup>2</sup> (A)	24
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 8.1.2.2 – Limite de sección.

Con los datos obtenidos, vemos que la corriente que tendremos en esta parte del circuito es de 12.134 A, empleando un sección comercial de 1,5 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 24 A.

En este punto se retoma lo expuesto de cuál de los dos criterios se tiene en cuenta, tomándose el más restrictivo de los dos. Pero según esto, será suficiente una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>. Por de seguridad, la sección empleada será de 4 mm<sup>2</sup>.

Cabe destacar que al ser tramos cortos, el aumento de la sección no repercutirá en relación del coste.

### 3.2.8.2 DIMENSIONAMIENTO DEL TRAMO DE C.A.

Este tramo de salida de corriente es en C.A. (corriente alterna), y transcurre desde la salida monofásica del aparato inversor hasta el punto de conexión con la red de baja tensión.

#### 3.2.8.2.1 Tramo 3. Inversor – Cuadro de baja tensión

- Criterio de máxima caída de tensión, calculado con la siguiente ecuación:

Al ser monofásico, la fórmula para la sección del conductor será diferente a la anterior:

$$S_{ac} = \frac{2 \cdot L \cdot P_{inv}}{\Delta V_{ac}(\%) / 100 \cdot \sigma(T^a_{max}) \cdot V_{ac}} \quad (8.2.1.1)$$

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

Caída de tensión	
Longitud (m)	5
Potencia inversor (kW)	2,5
Caída de tensión (%)	1
$\sigma$ (tª máx)	48
Tensión ac (V)	230
Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	0,27
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	1,5

Tabla 8.2.1.1 – Limite de sección.

- Criterio térmico (que sigue igual), calculado con la siguiente ecuación:

$$I = I_b / K$$

La terna de conductores tiene que ir agrupados por el interior de una envolvente en este tramo, a una temperatura ambiente admisible de 70°C. Los factores de corrección para agrupamiento de cable y temperatura, son los estipulados en el REBT.

Los datos que empleamos en el cálculo y los resultados que se obtuvieron son:

<b>Máxima corriente</b>	
I <sub>b</sub> (A) = 1,25 * I <sub>inv</sub>	13,75
K (70°C)	0,58
I <sub>inversor</sub> (A)	11,00
K (K1*K2)	0,58
I (A) = I <sub>b</sub> / K	23,70
I <sub>z</sub> cable 4 mm <sup>2</sup> (A)	28
S. Comercial (mm <sup>2</sup> )	2,5

Tabla 8.1.2.2 – Limite de sección.

Ahora que tenemos calculada la intensidad que transcurrirá (23,70 A), y con el RETB en la mano, en la tabla C.52-1, para la Intensidad máxima y un modo de instalación tipo B1 (cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o mampostería) lo que lleva a la columna 10b donde el cable de sección 2,5mm<sup>2</sup> puede transportar una intensidad de 28 A. Por de seguridad, la sección empleada será de 4 mm<sup>2</sup>, pudiendo llegar a transportar hasta 38 A.

Cabe destacar que al ser tramos cortos, el aumento de la sección no repercutirá en relación del coste.

### 3.2.9 PROTECCIONES

Como en cualquier otra instalación eléctrica, resulta imprescindible instalar un conjunto de protecciones que garanticen la seguridad de la misma en todo momento.

En este sentido, y teniendo en cuenta la configuración de esta instalación, cabe destacar dos grupos de protecciones diferenciados:

- Protecciones en el lado de corriente continua: Las que están instaladas desde el generador eólico hasta la entrada del inversor.
- Protecciones en el lado de corriente alterna: Las que están instaladas desde la salida del inversor hasta el cuadro de BT.

La ITC-BT – 22 indica que los dispositivos de protección deben de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

En donde:

- $I_b$ : Corriente de diseño de la instalación (A).
- $I_N$ : Intensidad nominal del dispositivo de protección (A).
- $I_Z$ : Intensidad máxima admisible por el cable (A).
- $I_f$ : Intensidad de fusión del fusible (A).

La UNE-EN-60269-6 indica que los fusibles tipo gPV, equipados en sistemas de energía solar deben cumplir:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_N$$

En el caso de fusible de 4 a 16 A indica que:

$$I_f \leq 1,9 \cdot I_N$$

Para garantizar que no haya disparos intempestivos indica que:

$$IN > 1,4 \cdot I_{sc}$$

Una vez se haya escogido el calibre del fusible, para proteger correctamente la línea se debe garantizar que:

$$P_{dc \text{ fusible}} > I_{cc}$$

$$I_s > I_{f5}$$

En donde  $I_s$  se calcula como  $I_s = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$  en donde:

- $I_s$ : Corriente de cortocircuito admisible del conductor durante 5 segundos:
- $I_{f5}$ : Corriente de fusión del fusible en 5 segundos.
- $S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ ).
- $K$ : Coeficiente que depende de las propiedades del material.
- $t$ : Tiempo de fusión (s).

Cabe destacar también que la norma IEC TS 622257-7-1 indica que no será necesaria la protección de los paneles si tienen que soportar entre 2.5 y 3 veces la intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) a menos que haya más de tres cadenas en paralelo conectadas al inversor.

### 3.2.9.1 TRAMO 1. MÓDULOS – CUADRO INTERCONEXIÓN CC

En este tramo se instalará una caja de conexiones prefabricada que ya dispone de los elementos de protección necesarios que son unos fusibles gPV, y un interruptor seccionador (para el cual tendremos en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben de ser capaz de interrumpir al abrirse) cuyas características, tras realizar los pertinentes cálculos y comprobar que se cumple con las normativas anteriormente citadas, son los que se muestran a continuación:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Módulos - tramo interconexión CC	Fusible gPV	16

Tabla 9.1.1 – Características del fusible

Tramo	Dispositivo de protección	Isc	Voc
Módulos - tramo interconexión CC	Interruptor-seccionador DC	11	120

Tabla 9.1.2 – Características interruptor-seccionador.

Dado que el interruptor tiene que ser capaz de cortar una Isc de 11 A y una tensión de 120 V, el que trae la caja de conexiones cumple ya que es capaz de interrumpir una tensión de hasta 900 Vdc y 25 A.

### 3.2.9.2 TRAMO 2. CUADRO INTERCONEXIÓN CC – INVERSOR

En este tramo se instalarán dentro de la caja de conexiones prefabricada, unos fusibles gPV, cuyas características, tras realizar los pertinentes cálculos y comprobar que se cumple con las normativas anteriormente citadas se muestran en la tabla expuesta a continuación:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Cuadro interconexión - inversor	Fusible gPV	16

Tabla 9.2.1 – Características del fusible segundo tramo.

### 3.2.9.3 TRAMO 3. INVERSOR – CUADRO DE BAJA TENSIÓN

En este tramo se instalarán:

- Interruptor automático, tipo C.
- Interruptor diferencial de una sensibilidad de 30 ma.
- Contactor de apertura-cierre.
- Transformador de aislamiento galvánico, debido a que el inversor no está equipado con él.

Las características de la aparamenta, tras realizar los cálculos para su dimensionamiento se muestran en la siguiente tabla:

Tramo	Dispositivo de protección	In (A)
Inversor - cuadro baja tensión	Interruptor automático, tipo C	16
	Interruptor diferencial (sensibilidad =30mA)	25
	Contactar de apertura-cierre	16

Tabla 9.3.1 – Aparamenta tramo 3.

La intensidad nominal del interruptor diferencial es superior a la calculada para el interruptor automático (cuya función es la de abrir el circuito en caso de que se supere su In), ya que es una de las más estandarizadas. Lo que importa es su sensibilidad, que es de 30 mA, que es el valor de la corriente de fuga que hará que el diferencial actúe en caso de defecto.

### 3.2.10 MANTENIMIENTO

Tras su montaje e instalación: Al ser un aparato prácticamente nuevo, al mes de empezar su funcionamiento se recomienda volver a apretar su tornillería.

Permanente: Para garantizar una vida útil del material se aconseja que cada vez que pasen 6 meses (cambios de estación) se realice una inspección de mantenimiento en la cual se deben de revisar y reapretar todos los elementos roscados (tornillos), revisar estado de cables, realizar una inspección visual de las hélices, efectuar una revisión del sistema de frenado automático, accionando este manualmente.

Las partes principales del aerogenerador a la hora de realizar las inspecciones de mantenimiento son básicamente las que tienen desgaste por rozamiento, como son los rodamientos (el aero posee rodamientos blindados de gran calidad que no necesitan mantenimiento), y la tornillería, que es de acero inoxidable.

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APOORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ANEXO III: INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA**

**AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N**

**15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2016**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

<b>3.3.1</b>	<b>OBJETO DEL ANEXO .....</b>	<b>3</b>
<b>3.3.2</b>	<b>CÁLCULO DE LAS NECESIDADES.....</b>	<b>3</b>
<b>3.3.2.1</b>	<b>Impostéis de del trabajo .....</b>	<b>3</b>
<b>3.3.2.2</b>	<b>Procedimiento de verificación.....</b>	<b>4</b>
<b>3.3.2.3</b>	<b>Datos de partida .....</b>	<b>4</b>
<b>3.3.2.3.2</b>	<b>Zonas climáticas definidas en el CTE .....</b>	<b>5</b>
<b>3.3.2.3.4</b>	<b>Cálculo de la demanda energética .....</b>	<b>8</b>
<b>3.3.2.4</b>	<b>Dimensionamiento del campo de captadores.....</b>	<b>15</b>
<b>3.3.2.4.1</b>	<b>Pre-dimensionado del campo de captación .....</b>	<b>15</b>
<b>3.3.2.4.2</b>	<b>Cálculo con el método F-Chart .....</b>	<b>16</b>
<b>3.3.2.5</b>	<b>Sistema para la acumulación solar .....</b>	<b>27</b>
<b>3.3.2.6</b>	<b>Sistema para el intercambio .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3.2.7</b>	<b>Circuito hidráulico.....</b>	<b>30</b>
<b>3.3.3</b>	<b>INSTALACIÓN OBJETO DEL TRABAJO .....</b>	<b>31</b>
<b>3.3.3.1</b>	<b>Colectores solares .....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.3.2</b>	<b>Disposición .....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.3.3</b>	<b>Tuberías .....</b>	<b>33</b>
<b>3.3.3.4</b>	<b>Elemento impulsor del fluido: la Bomba .....</b>	<b>34</b>
<b>3.3.3.5</b>	<b>Vaso de expansión .....</b>	<b>35</b>

<b>3.3.3.7</b>	<b>Válvula de seguridad.....</b>	<b>38</b>
<b>3.3.3.8</b>	<b>Circuito hidráulico secundario.....</b>	<b>38</b>
<b>3.3.3.9</b>	<b>Circuito hidráulico de distribución de A.C.S.....</b>	<b>39</b>
<b>3.3.3.10</b>	<b>Necesidades de consumos de la instalación .....</b>	<b>40</b>
<b>3.3.4</b>	<b>SISTENA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR .....</b>	<b>45</b>
<b>3.3.5</b>	<b>SISTEMA DE CONTROL .....</b>	<b>48</b>
<b>3.4</b>	<b>MANTENIMIENTO .....</b>	<b>51</b>

### **3.3.1 OBJETO DE ESTE ANEXO**

El motivo de la creación del presente anexo, tiene como objeto realizar los cálculos para dimensionar un sistema de agua caliente sanitario por medio de una instalación solar térmica. Esta instalación renovable, a parte de cumplir con el CTE, dará suministro de ACS a la vivienda unifamiliar objeto de este TFM, enmarcándose dentro de las instalaciones renovables con las que cuenta la vivienda.

Por otra parte, estos consumos son necesarios para cumplir con la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (PAE4) que incluye medidas específicas para el ahorro y la eficiencia energética para el sector residencial, tanto relativas al parque edificatorio existente como para las nuevas construcciones.

De una manera resumida, la instalación constara de unos paneles solares térmicos, unos circuitos de tuberías, y una caldera de apoyo, con lo que se cumplirá CTE, en concreto el apartado HE sección 4.

### **3.3.2 PROCEDO PARA CALCULAR LAS NECESIDADES**

#### **3.3.2.1 Impostéis de del trabajo**

Para dimensionamiento de la de los elementos necesarios para cubrir la demanda de ACS. Por ellos, la integración arquitectónica de los captadores supondrá un detalle a tener en cuenta. Para el dimensionamiento tendremos que tener en cuenta los aspectos de los subsistemas básicos y los elementos que los integran.

- Subsistema de captación solar.
- Subsistema de intercambio y acumulación de agua.
- Subsistema de energía convencional auxiliar.

Es un hecho normal que las ordenanzas propias de cada municipio no permitan la ubicación de los elementos en las cubiertas de las viviendas, por el impacto visual.

### 3.3.2.2 Comprobación de factores, verificación

El HE4, del DB HE, establece las exigencias mínimas que deberá cumplir este tipo de instalaciones:

1. Obtener una contribución solar mínima.
2. Cumplimiento de las condiciones de diseño y dimensionado del apartado 3 del HS4.
3. Cumplir con las condiciones de mantenimiento del apartado 4 del HS4.

De esta manera el método usado para cubrir las necesidades tendrá en cuenta los parámetros globales anuales, definidos por:

- La demanda total de energía térmica.
- El valor de energía solar térmica cedida.
- Los términos de las fracciones solares mensuales y anuales.
- El rendimiento efectivo medio anual.

### 3.3.2.3 Datos de base

Según el apartado 3º del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, del IDEA, las condiciones de uso vienen dadas por la demanda energética asociada a la instalación según los diferentes tipos de consumo. Para aplicaciones de A.C.S., como las de nuestra vivienda del TFM, la demanda energética se determina en función del consumo de agua caliente de las personas que la van habitar.

En lo referido a las condiciones climáticas, que vendrán dadas por la radiación global total en el campo de captación, la temperatura ambiente diaria y la temperatura a la cual circulará el agua de la red. Para las instalaciones solares térmicas, hablamos de:

- La radiación global total en el campo de captación.
- La temperatura ambiente media diaria.
- La temperatura mensual media del agua de la red.

Se obtienen estos datos del Instituto Nacional de Meteorología Español. De los tres parámetros mencionados el más difícil de tabular ha sido siempre la radiación global total, porque tiene múltiples condicionantes, siendo un ejemplo la radiación difusa, que es la que se recibe en los días en los que el cielo estará nublado.

La radiación tiene que ser medida sobre la superficie horizontal, ayudándose de las fórmulas factoriales establecidas para calcular las restantes posiciones de los captadores solares, pero teniendo en cuenta que los mayores factores de que condicionan los cálculos proceden de las condiciones de horas de sol al día, nubes, lluvias, etc.

A continuación se reproducen las correspondientes a la energía, en megajulios, que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes ( $1\text{kWh} = 3,6\text{MJ}$ ), la altitud, latitud, longitud y temperatura mínima histórica (la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros de datos), la temperatura media del agua en la red en °C, y la temperatura ambiente media durante las horas de sol en °C, ambas por provincias, del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, advirtiéndose que la denominación de las provincias no se corresponde con la oficial actualmente vigente. Hay que tener en cuenta también los valores particulares que establecen algunas ordenanzas y regulaciones autonómicas, siempre que sean más restrictivas que el CTE.

### **3.3.2.3.2 Zonas de clima según el CTE**

En la Sección HE4, del CTE, se definen las zonas climáticas, indicando los límites de cada una en un mapa de representación de la geografía Española, y una tabla de las distintas localidades.

Estas zonas se han definido partiendo de la radiación solar global media diaria anual sobre una superficie horizontal (H), para los intervalos que interrelacionan las distintas zonas geográficas, tal y como se muestra en las tablas extraídas del CTE:

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 < H < 15,1$	$3,8 < H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H > 18,0$	$H > 5,0$

Tabla 3.3.2.3.2.1 - Radiación solar de cada zona.

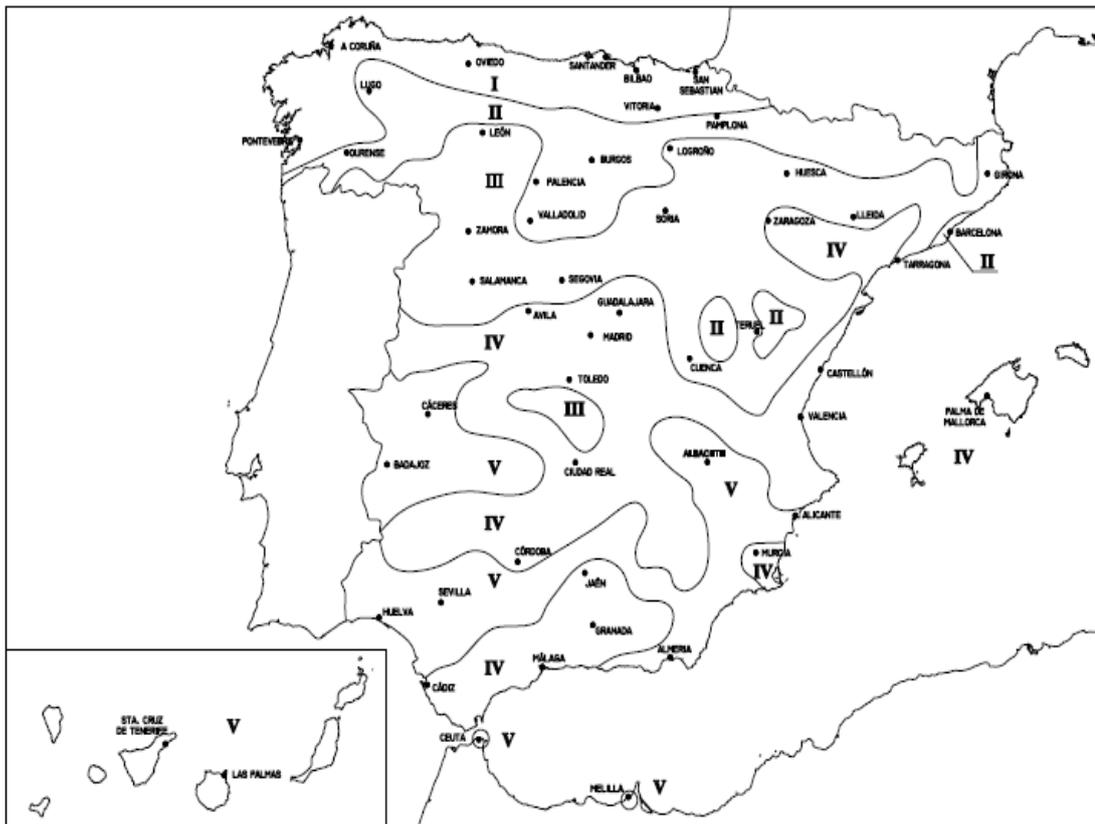


Figura 3.3.2.3.2.2 - Zonas climáticas.

La definición de estas zonas consiste en establecer el % mínimo exigible de aporte de energía solar a la demanda de energía necesaria para el total de A.C.S.

Contribución solar mínima:

Es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual, de los valores mensuales, como están definidos en el documento HE4. Esta sección, establece tienen carácter de mínimos, llegando a ser mayores que las exigencias mínimas. Estas contribuciones, para las necesidades de A.C.S. a una temperatura de base de 60 °C se contemplan en las tablas siguientes extraídas del CTE, según la zona climática.

Demanda en (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-5000 5.000-6.000 6.000-7.000	30	30	50	60	70
	30	30	55	65	70
	30	35	61	70	70
7.000-8.000 8.000-9.000 9.000-10.000	30	45	63	70	70
	30	52	65	70	70
	30	55	70	70	70
10.000-12.500 12.500-15.000 15.000-17.500	30	65	70	70	70
	30	70	70	70	70
	35	70	70	70	70
17.500-20.000 > 20.000	45	70	70	70	70
	52	70	70	70	70

Tabla 3.3.2.3.3.1 - Contribución solar mínima general (%).

Demanda total de A.C.S. del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-1.000 1.000-2.000 2.000-3.000 3.000-4.000	50	60	70	70	70
	50	63	70	70	70
	50	66	70	70	70
	51	69	70	70	70
4.000-5.000 5.000-6.000 > 6.000	58	70	70	70	70
	62	70	70	70	70
	70	70	70	70	70

Tabla 3.3.2.3.3.2 - Contribución para instalaciones auxiliares por efecto Joule(%).

Podemos afirmar que los costes derivados en lo relativo a la instalación, son menores al aumentar el tamaño de la misma pero también el aporte específico de energía solar también disminuye si se diseña una instalación de modo más amplio, puesto que un aumento de las temperaturas de trabajo en el sistema, siendo común que el campo de captación este más a menudo en un estado de estancamiento.

Es importante tener en cuenta que a medida que aumenta la fracción solar anual, la temperatura media de funcionamiento del captador aumenta y, por tanto, su rendimiento disminuye. En consecuencia, la fracción solar anual no aumenta linealmente con la superficie de captación.

La productividad energética de los captadores solares, se mide en Kwh / (m<sup>2</sup> año), y disminuye a medida que aumenta la fracción solar anual. Una instalación con una superficie de captación pequeña proporcionará una fracción solar anual baja, pero la productividad por unidad de superficie será elevada, ya que el salto térmico es siempre alto.

#### **3.3.2.3.4 Cálculo de energía necesaria en la casa**

El apartado 4.1 del HE4, contiene una tabla explicativa para calcular la demanda energética de referencia que, en función del uso del edificio, se puede determinar el valor de la demanda en Litros/día por unidad (para 60°).

**Tabla 4.1. Demanda de referencia a 60 °C<sup>(1)</sup>**

<b>Criterio de demanda</b>	<b>Litros/día·unidad</b>	<b>unidad</b>
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Tabla 3.3.2.3.4.1 - Litros de A.C.S por unidad.

Criterio de demanda	Litros A.C.S./día a 60 °C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc.)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3a5	por kilo de ropa
Restaurantes	5a10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Tabla 3.3.2.3.4.2 - Litros de A.C.S. / día (a 60°C).

Los litros de A.C.S./día a 60 °C de la tabla se han calculado a partir de la Tabla 1 (Consumo unitario diario medio) de la norma UNE 94002:2005 "Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda energética". Para nuestro cálculo se han utilizado los valores de  $T_i = 12$  °C (constante) y  $T = 45$  °C, y se corresponde con la tabla 3.1 de la ya mencionada para este dimensionamiento, sección HE4, del documento HE.

También se contempla la posibilidad de que se escoja una temperatura en el acumulador final diferente de 60 °C, en cuyo caso se deberá alcanzar la contribución solar mínima correspondiente a la demanda obtenida con las demandas de referencia a 60 °C. Para la demanda, los cálculos efectuados son los que se muestran a continuación:

$$D(T) = \sum D_i(T) \quad (3.3.2.3.4.1)$$

$$Di(T) = Di(60^{\circ}C) \times \frac{60-Ti}{T-Ti} \quad (3.3.2.3.4.2)$$

Donde:

- D (T): demanda de agua caliente sanitaria anual a la temperatura T elegida.
- Di (T): demanda de agua caliente sanitaria para el mes (i) a la temperatura T elegida.
- Di (60 °C): demanda de agua caliente sanitaria para el mes (i) a la temperatura de 60 °C.
- T: temperatura del acumulador final.
- Ti: temperatura media del agua fría en el mes (i).

Operar con una  $t^a$  de acumulación más baja, eleva el rendimiento de trabajo de la instalación, porque se da un salto térmico mayor en los intercambiadores. Pero como contrapartida se incrementan los costes al albergar un mayor volumen, además existe el riesgo de legionelosis, que se suele producir en aguas acumuladas a unas temperaturas inferiores a 50 °C.

Los parámetros de nuestra instalación son que residen en la vivienda 5 personas todo el año, y la demanda de agua caliente en la casa es de 28 litros al día a 60° por cada persona, por lo que los cálculos son:

$$\text{Caudal} = 5 \text{ personas} \times 28 \frac{\text{litros}}{\text{dia}} = 140 \text{ L de ACS/dia} \quad (3.3.2.3.4.3)$$

La caloría, es la unidad física para los cálculos de demandas de energía, que se necesita para aumentar la  $t^a$  de un gramo de agua de 14,5 °C a 15,5 °C, por lo que sabemos que:

$$1 \text{ cal} = 4,186 \text{ J} \quad (3.3.2.3.4.4)$$

Para el cálculo de la demanda energética se realiza mediante la siguiente expresión, para cada mes del año, expresado en kWh/mes:

$$DE_{mes} = Q_{día} \times N \times (T_{ACS} - T_{AF}) \times 1,16 \times 10^3 \quad (3.3.2.3.4.5)$$

Donde:

- $DE_{mes}$ : demanda energética, en kWh/mes.
- $Q_{día}$ : consumo diario de ACS a la temperatura de referencia  $T_{ACS}$ , en l/día.
- $N$ : nº de días del mes considerado, días/mes.
- $T_{ACS}$ : temperatura de referencia utilizada para la cuantificación del consumo de agua caliente, 60 °C.
- $T_{AF}$ :  $t^a$  de agua fría de la red, en °C.

$$(1 \text{ kcal} = 1.000 \times 4,186 \text{ J h} / 3.600 \text{ s} = 1,16 \times 10^3 \text{ kW h}) \quad (3.3.2.3.4.6)$$

Finalmente se usa en esta instalación de temperatura del agua de 45° C, con un consumo diaria estimado de 196,76 litros para las 5 personas de la vivienda.

La  $t^a$  del agua de la red se toma de la tabla del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE, si no se establecen otras condiciones en la ordenanza local o en la reglamentación de la Comunidad Autónoma competente.

### Cálculo de la $DE_{mes}$ de la casa

Enero (mes más desfavorable):

$$DE_{mes} = 4186 \times 196,76 \times 31 \times (45 - 8) \times 4184 \times 10^3 = 225,788 \text{ Mcal}/mes$$

$$= 944,696 \text{ kWh}/mes$$

(3.3.2.3.4.7)

El resto de meses se calculan igual, consideramos constante el consumo, así como la  $t^a$  deseada y el calor específico que tendrá el agua. Las únicas variables son la temperatura del agua de la red y los días del mes la única variable en la ecuación:

MES	DIAS	$T_{AF}$	$DE_{mes}$ (Mcal/mes)	$DE_{mes}$ (Kwh/mes)
Enero	31	8	225,788	944,696
Febrero	28	9	200,016	836,865
Marzo	31	11	212,762	890,195
Abril	30	13	197,494	826,316
Mayo	31	14	199,735	835,693
Junio	30	15	189,090	791,154
Julio	31	16	191,051	799,359
Agosto	31	15	195,393	817,526
Septiembre	30	14	193,292	808,735
Octubre	31	13	204,078	853,860
Noviembre	30	11	205,898	861,479
Diciembre	31	8	225,788	944,696

Tabla 3.3.2.3.4.2 - Necesidad energética mensual (Fuente: CENSOSOLAR).

Estos datos son obtenidos del libro “Proyecto y Calculo de Instalaciones Solares Térmicas”, que a su vez obtiene los datos del Instituto Nacional de Meteorología y de Censolar.

Se tendrá en cuenta también el % de ocupación de cada mes, puesto que no todos los meses será el mismo:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
90%	90%	90%	90%	90%	85%	80%	75%	85%	90%	90%	90%

Tabla 3.3.2.3.4.3 - Porcentaje de ocupación mensual.

Con estos datos de partida, la demanda sería:

MES	DE <sub>mes</sub> (Mcal/mes)	DE <sub>mes</sub> (Kwh/mes)
<b>Enero</b>	2278,293	489,645
<b>Febrero</b>	2018,343	433,755
<b>Marzo</b>	2146,905	461,396
<b>Abril</b>	1992,913	428,288
<b>Mayo</b>	2015,517	433,148
<b>Junio</b>	1802,138	365,766
<b>Julio</b>	1713,711	327,360
<b>Agosto</b>	1643,101	294,258
<b>Septiembre</b>	1842,167	373,894
<b>Octubre</b>	2059,313	442,564
<b>Noviembre</b>	2077,679	446,513
<b>Diciembre</b>	2278,293	489,645

Tabla 3.3.2.3.4.4 Necesidad mensual (corregida con factor de ocupación).

### **3.3.2.4 Dimensionado de los captadores solares**

Existen cuatro criterios para el dimensionado del campo de captadores (ya que es el elemento que capta la energía solar), es fundamental, y será en función de su superficie total de captación.

- Demanda de energía térmica
- Energía solar térmica aportada
- Fracciones solares mensuales y anual
- Rendimiento medio anual

La fracción solar de cada año, deberá ser la misma que la contribución solar mínima, aunque dependerá de las fracciones mensuales en las que se encuentren las condiciones climáticas y su uso, y los pasos que se seguirán son:

- Pre-dimensionado del campo de captadores.
- Cálculo de la cobertura del sistema solar.
- Reiteración del proceso hasta obtener los valores de fracción solar mensual y anual que cumplan con los mínimos.

Como fin se busca la obtención del cálculo del rendimiento medio anual de la instalación solar térmica.

#### **3.3.2.4.1 Primer dimensionado para el campo de captación solar**

Nuestra superficie de captación (paneles) es un dato imprescindible para todo lo referido al cálculo, siendo necesario realizar una suposición de partida fijando un valor previo, para ajustar la superficie a la contribución requerida posteriormente.

Un valor habitual de una hipótesis de partida, es estipulan 70 L / (m<sup>2</sup> día), valor óptimo para el rendimiento, sabiendo que este valor deberá ser reconsiderado más adelante.

### 3.3.2.4.2 Cálculo de A.C.S. por el método F-Chart

El rendimiento instantáneo de un captador está definido por la ecuación de balance, sin embargo el rendimiento medio durante un periodo medio de tiempo es un fenómeno mucho más complejo en el que intervienen numerosos factores, tales como la climatología, la posición respecto a la inclinación y orientación de los captadores, la existencia de zonas en sombra y la inercia de la instalación en su conjunto, que impide el aprovechamiento de la radiación por debajo de un valor mínimo.

El método empleado en este dimensionamiento será el método de f-Chart, desarrollado en 1973 por los profesores Klein, Beckman y Duffie, bastante exacto para los cálculos y estimaciones en largos periodos, pero poco válido para análisis mensuales y, menos aún, diarios.

El método F-Chart cuenta con el respaldo de numerosas instalaciones realizadas en un largo periodo de tiempo con el consiguiente análisis de los resultados energéticos en situaciones reales, por lo que tiene un gran reconocimiento por parte de los profesionales del sector. Es el aconsejado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares Térmicas de Baja Temperatura, del IDAE y cumple con lo especificado en el apartado 3.3.1 de la Sección HE4, del DB HE del CTE.

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante unas tablas de EXCEL (en nuestro caso particular para el TFM), para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado periodo de tiempo. Las dimensiones se presentan por medio de ecuaciones y en forma gráfica.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales, medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar el rendimiento o factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento de A.C.S., con captadores solares. Con este método se determina el porcentaje de la demanda energética mensual, o fracción solar mensual, como relación entre dos magnitudes adimensionales  $D_1$  y  $D_2$ ,

mediante la fórmula siguiente:

$$f = 1,0290D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 \quad (3.3.2.4.2.1)$$

La secuencia seguida es:

1. Cálculo de la radiación solar mensual incidente  $H_{mes}$  sobre la superficie inclinada de los captadores.
2. Cálculo del parámetro  $D_1$ .
3. Cálculo del parámetro  $D_2$ .
4. Determinación de la fracción energética mensual  $f$  aportada por el sistema de captación solar, mediante gráficas o ecuaciones.
5. Valoración de la cobertura solar anual, grado de cobertura solar o fracción solar anual  $F$ .
6. Reiteración del proceso para ajustar la producción a los requerimientos.

Cabe aclarar que el CTE no especifica el método a seguir

### **Sistema para el cálculo de radiación solar mensual que incide en los paneles**

La radiación solar disponible en los captadores solares para el dimensionamiento se obtiene:

$$H_{mes} = k_{mes} \times H_{dia} \times N \quad (3.5.2.4.2.2)$$

Donde:

- $H_{mes}$ : Irradiación, o radiación solar incidente por m<sup>2</sup> de superficie de los captadores por mes, en kWh/(m<sup>2</sup> mes)
- $k_{mes}$ : Coeficiente función del mes, de la latitud y de la inclinación de la superficie de captación solar.

- Hdía: Irradiación, o radiación solar incidente por m<sup>2</sup> de superficie de los captadores por día, en kWh/(m<sup>2</sup> día)
- N: Nº de días del mes.

El valor de la radiación solar incidente se toma del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE. Así como también los valores del coeficiente k utilizados para la estimación de la energía solar mensual, y las condiciones relativas a las pérdidas del apartado 2.1, Contribución solar mínima, de la Sección HE4, del DB HE del CTE, siendo tales que:

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

Tabla 3.3.2.4.2.1. - Pérdidas límite según la colocación de los captadores.

En este caso y en general se deben cumplir estas tres condiciones, siendo también de interés las condiciones óptimas de colocación de un captador, siendo la orientación elegida para nuestros captadores una orientación hacia el sur y una inclinación igual a la de la cubierta(13°).

Se debe mencionar que, en lo referido al de utilización, los valores de inclinación serian variables para optimizar las ganancias:

- Demanda constante anual: Latitud geográfica.
- Demanda preferente en invierno: Latitud geográfica + 10°.
- Demanda preferente en verano: Latitud geográfica - 10°.

Los captadores estarán colocados de manera que no es necesario evaluar las pérdidas por sombreamiento, al ser dos paneles.

### **Pérdidas de energía por inclinación y orientación de los paneles**

Las pérdidas por orientación son debidas al desvío de la posición de los captadores solares de la orientación óptima, y las pérdidas por inclinación son debidas al desvío del ángulo de inclinación, o ángulo que forma la superficie de captación con el plano horizontal, desde su posición óptima.

Las condiciones óptimas de colocación de un captador, ya vistas en el apartado anterior, se consideran para la orientación el Sur y para la inclinación la latitud geográfica.

La orientación Sur se refiere a la geográfica, no coincidente exactamente con la magnética, y es la correspondiente a un ángulo de azimut de 0°. Las pérdidas por orientación e inclinación de la superficie de captación se deben evaluar de acuerdo a lo estipulado en el apartado 3.5 de la Sección HE4, del DB HE del CTE. Este método de cálculo recoge el del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, y constituye un método gráfico que combina ambas pérdidas estableciendo también los límites admisibles de colocación de los captadores, referido a una latitud de 41°, por lo que se indican igualmente las correcciones que han de hacerse para otras latitudes diferentes.

### **Cálculo para obtener el parámetro $D_1$**

El parámetro  $D_1$  expresa la relación entre la energía absorbida por el captador plano  $EA_{mes}$  y la demanda o carga energética mensual del edificio durante un mes,  $DE_{mes}$ .

$$D_1 = \frac{EA_{mes}}{DE_{mes}} \quad (3.3.2.4.2.4)$$

La expresión de la energía absorbida por el captador,  $EA_{mes}$ , es la siguiente:

$$EA_{mes} = Sc \times F'_R (T\alpha) \times H_{mes} \quad (3.3.2.4.2.5)$$

Donde:

- $EA_{\text{mes}}$  energía solar mensual absorbida por los captadores en KWh/mes.
- $S_c$  superficie de captación, en  $m^2$ .
- $H_{\text{mes}}$  energía solar mensual incidente sobre la superficie de los captadores, en KWh/( $m^2$  mes).
- $F_R'(T\alpha)$  factor adimensional, cuya expresión es:

$$F_R'(T\alpha) = F_R(T\alpha)n \times \left[ \frac{(T\alpha)}{(T\alpha)_n} \right] \times \frac{F_R'}{F_R} \quad (3.3.2.4.2.6)$$

Donde:

- $F_R(\tau\alpha)_n$ , factor de eficiencia óptica del captador, ordenada en el origen de la curva característica del captador, dato del fabricante.
- $[(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n]$  modificador del ángulo de incidencia.
  - 0,96 superficie transparente sencilla.
  - 0,94 superficie transparente doble.
- $F_R'/F_R$ , factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda el valor 0.95.

### **Cálculo para obtener el parámetro $D_2$**

El parámetro  $D_2$  expresa la relación entre la energía perdida por el captador  $EP_m$ , para una determinada temperatura, y la demanda energética mensual del edificio  $DE_{\text{mes}}$ .

$$D_2 = \frac{EP_{MES}}{DE_{MES}} \quad (3.3.2.4.2.7)$$

La expresión de las pérdidas del captador es la siguiente:

$$EP_{mes} = S_c \times F_R \cdot U_L \times 100 - T_{AMB} \times \Delta t \times K_1 \times K_2 \quad (3.3.2.4.2.8)$$

Donde:

- $EP_{mes}$  Energía solar mensual perdida por los captadores en KWh/mes.
- $S_c$  Superficie de captación solar, en  $m^2$ .
- $F_R \cdot U_L$  Factor, en  $KWh/(m^2 K)$ , cuya expresión es:

$$F_R' U_L = F_R U_L \times \frac{F_R'}{F_R} \times 10^{-3} \quad (3.5.2.4.2.9)$$

Donde:

- $F_R U_L$ : coeficiente global de pérdidas del captador, también denominado  $U_0$ , en  $W/(m^2 K)$ , pendiente de la curva característica del captador solar, dato proporcionado por el fabricante.
- $F_R' / F_R$ : factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. (Se recomienda tomar 0.95).
- $T_{AMB}$ : temperatura media mensual del ambiente, en  $^{\circ}C$ .
- $\Delta t$ : periodo de tiempo en horas.
- $K_1$ : factor de corrección por almacenamiento.

$$K_1 = \left( \frac{V}{75 \times S_c} \right)^{-0,25} \quad (3.3.2.4.2.10)$$

Donde:

- $V$ : volumen de acumulación solar en litros. Se recomienda que el valor de  $V$  sea tal que se cumpla la condición  $50 < V/S_c < 180$ .
- $K_2$ : factor de corrección para A.C.S. que relaciona las distintas temperaturas.

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18 \times T_{AC} + 3,86 \times T_{AF} - 2,32 \times T_{AMB}}{100 - T_{AMB}} \quad (3.3.2.4.2.11)$$

- TAC: temperatura mínima del agua caliente sanitaria.
- TAF: temperatura del agua de la red.
- TAMB: temperatura media mensual del ambiente, en °C.

### Obtención de la fracción solar (f).

$$f = 1,0290D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 \quad (3.3.2.4.2.12)$$

Con los límites de aplicación  $0 < D_1 < 3$  y  $0 < D_2 < 18$ . También puede determinarse la fracción de carga calorífica mensual mediante las gráficas f, formadas con los valores de  $D_1$  en las ordenadas y  $D_2$  en las abscisas.

### Fracción solar anual F

La fracción solar anual se calcula como la relación entre la suma de aportaciones solares mensuales y la suma de las demandas energéticas de cada mes:

$$F = \frac{\sum EU_{MES}}{\sum DE_{MES}} \quad (3.3.2.4.2.13)$$

Siendo  $EU_{mes}$  energía útil mensual aportada por la instalación solar para la producción del agua caliente sanitaria, en KWh/mes, determinada por:

$$EU_{mes} = f_{mes} \times DE_{mes} \quad (3.3.2.4.2.14)$$

Donde:

- $f_{\text{mes}}$ : fracción solar mensual.
- $DE_{\text{mes}}$ : demanda energética, en kWh/mes.

Con este método acabamos determinando la nuestra fracción solar cubierta según el número de captadores que vallamos utilizar. Tras realizar estos cálculos, llegamos al punto de conocer que la cantidad de paneles a utilizar serán únicamente de 2 elementos; cada uno de 2,40 m<sup>2</sup> de superficie por cada panel y 2,14 m<sup>2</sup> superficie de captación útil.

El ejemplo de cálculo es para el mes de enero. La radiación solar mensual incidente  $H_{\text{mes}}$  sobre la superficie inclinada de los captadores. La inclinación de los paneles se ha supuesto de 13° (la superficie de la cubierta), que es la inclinación del tejado, al instalarse las placas sin inclinación posterior, y con latitud 43°. El valor de radiación solar incidente sobre una superficie horizontal en un día medio de cada mes será de:

Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Jun	Jul	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
5.4	8.0	11.4	12.4	15.4	16.2	17.4	15.3	13.9	10.9	6.4	5.1

Tabla 3.3.2.4.2.3 - El valor de radiación solar incidente en un día medio/mes.

Se tuvo que interpolar entre 10° y 15° los valores del IDAE:

Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Jun	Jul	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1,19	1,16	1,11	1,07	1,05	1,03	1,05	1,08	1,13	1,20	1,24	1,23

Tabla 3.3.2.4.2.4 - Valores del factor k.

$$H_{\text{mes}} = 1,19 \times 5,4 \times 31 = 199,206 \text{ MJ} / (\text{m}^2 \text{ mes}) = 55,335 \text{ KWh} / (\text{m}^2 \text{ mes}) \quad (3.3.2.4.2.15)$$

a) Cálculo del parámetro  $D_1$ .

Para  $F_R/F_R =$  Factor de corrección del conjunto captador-Intercambiador se recomienda tomar 0.95.

$$EA_{\text{mes}} = 2 \times 2,14 \times (0,74 \times 0,96 \times 0,95) \times 55,335 = 159,834 \text{ KWh/mes} = 576,06 \text{ Mj/mes} \quad (3.3.2.4.2.16)$$

Con:

$$DE_{\text{mes}} = (4186 \times \text{Cons.diario } 45^\circ \times 31 \times (45 - \text{Temp. Media agua})) / 184000 = 225,788 \text{ Mcal/mes} = 944,696 \text{ Mj/mes} \quad (3.3.2.4.2.17)$$

$$D_1 = 576,06 / 944,696 = 0,6097 \quad (3.3.2.4.2.18)$$

b) Cálculo del parámetro  $D_2$ :

- $F_R U_L = 2,3895$
- $K_1 = 1,017$
- $K_2 = 1,017$

$$EP_{\text{mes}} = (4,28 \times 2,3895 \times (100 - 12) \times (24 \times 31 \times 3600) \times 1,017 \times 1,017) / (1000 / 3600) = 616,717 \text{ KWh/mes} = 2220,18154 \text{ MJ/mes} \quad (3.3.2.4.2.19)$$

$$D_2 = 2220,18154 / 2277,93735 = 0,74645 \quad (3.3.2.4.2.20)$$

La fracción solar para el mes de enero (mes más desfavorable):

$$f = 1,029D_1 - 0,065D_2 - 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 = 1,029 \times 0,6097 - 0,065 \times 0,74645 - 0,245 \times 0,6097^2 + 0,0018 \times 0,74645^2 + 0,0215 \times 0,6097^3 = 0,419 \quad (3.3.2.4.2.21)$$

Por lo tanto el conjunto de captadores nos proporcionará un 41,90 % de la energía necesaria para este mes. La energía suplementaria se obtendrá de la caldera centralizada auxiliar. Esto mismo se realizara para la totalidad de los meses restantes:

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Superficie útil en m2	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Nº paneles	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Superficie total en m2	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Tiempo (h) Ep mes	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
K mes	1,19	1,16	1,11	1,07	1,05	1,03	1,05	1,08	1,13	1,20	1,24	1,23
H mes(Mj/m2 dia)	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1
Hmes real(Kw*h/m2 mes)	55,428	71,929	109,358	110,773	138,711	139,050	156,726	142,554	131,355	112,821	66,027	53,930
FR( $\zeta\alpha$ )n	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396	0,7396
[( $\zeta\alpha$ )/( $\zeta\alpha$ )n]	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
F'R/FR	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
F'R( $\zeta\alpha$ )	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
EA mes	576,059	747,552	1136,547	1151,260	1441,616	1445,137	1628,839	1481,549	1365,163	1172,541	686,211	560,487
Tª amb. Exterior °C	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12
Tª med. agua de la red °C	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8
Ce (Mj/litro °C)	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186	4186
Consumo diario °C	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Consumo diario a 45 °C	196,76	198,33	201,76	205,63	207,74	210,00	212,41	210,00	207,74	205,63	201,76	196,76
% ocupación	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qa (Mcal/mes)	225,788	200,016	212,762	197,494	199,735	189,090	191,051	195,393	193,292	204,078	205,898	225,788
Qa real (Mcal/mes)	225,788	200,016	212,762	197,494	199,735	189,090	191,051	195,393	193,292	204,078	205,898	225,788
D1	0,6098	0,8933	1,2767	1,3932	1,7251	1,8266	2,0377	1,8122	1,6880	1,3732	0,7965	0,5933
F'RUL	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845	2,3845
K1	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171	1,0171
K2	0,7698	0,8136	0,8684	0,9581	0,9717	0,9694	1,0008	0,9352	0,9043	0,9089	0,8684	0,7698
Ep mes (Kwh/mes)	523,125	499,424	576,719	615,810	630,313	586,813	618,266	570,541	540,627	582,588	558,115	523,125
Ep mes (Mj/mes)	1883,249	1797,926	2076,189	2216,916	2269,128	2112,527	2225,759	2053,948	1946,259	2097,317	2009,215	1883,249
D2	1,993	2,148	2,332	2,683	2,715	2,670	2,784	2,512	2,407	2,456	2,332	1,993
f	0,419	0,608	0,817	0,855	0,993	1,032	1,094	1,036	0,996	0,858	0,533	0,406
f en %	41,88	60,77	81,73	85,48	99,32	103,24	109,44	103,62	99,63	85,79	53,33	40,63

Tabla 3.5.2.4.2.5 – Fracción solar energética/mes (Enero-Diciembre).

La fracción solar total cubierta anual  $F$  será:

$$F = 0,804 \quad (3.3.2.4.2.22)$$

Si esta no alcanzase un mínimo anual (según la normativa), se deberán repetir los cálculos hasta que superficie de captación  $S_c$  que cumpliera las condiciones mínimas establecidas, y una vez hecho este punto, se podrá calcular la producción solar prevista definitiva  $EU_{mes}$  a partir de la demanda energética  $DE_{mes}$  y la fracción solar mensual.

Si en cualquier mes, la contribución solar real rebasa el 110% de la demanda de energía, o en más de tres meses consecutivos el 100%, habrá que:

- a) Dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (a través de equipos específicos o mediante la circulación nocturna del circuito primario).
- b) Tapado parcial del campo de captadores. En este caso el captador está aislado del calentamiento producido por la radiación solar y a su vez evacúa los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario (que seguirá atravesando el captador).
- c) Vaciado parcial del campo de captadores. Esta solución permite evitar el sobrecalentamiento, pero dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, debe ser repuesto por un fluido de características similares debiendo incluirse este trabajo en ese caso entre las labores del contrato de mantenimiento.
- d) Desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes.

Sera necesario estudiar cada medida implementada.

### 3.3.2.5 Sistema de acumulación

Con el volumen de acumulación podemos jugar entre unos límites, sabiendo que si el acumulador tiene un volumen pequeño, no permitirá que el captador transfiera el suficiente calor para un correcto funcionamiento en las horas de

mayor emisión solar, y que un volumen muy superior al óptimo baje la productividad. El CTE establece que:

$$50 < V/A < 180 \quad (3.3.2.5.1)$$

Donde:

- A:  $\Sigma$  de las áreas de los captadores, en m<sup>2</sup>.
- V: Volumen del depósito de acumuladores (litros).

Seleccionamos como valor de  $V_{AC} = 300$  L de forma que:

$$50 < \left( \frac{300}{2 \times 2,14} \right) < 180 \quad (3.3.2.5.2)$$

Este valor equivale a un valor medio entre 50 y 180 l/m<sup>2</sup> de captador, dándonos un valor de 70,09 l/m<sup>2</sup>. El apartado 2.2.5, Sistema de acumulación solar, de la Sección HE4, del DB HE del CTE, pauta la norma que se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación. El otro intercambiador de salida de la caldera, estará integrado en la caldera, como se explica en el punto correspondiente.

MODELO S-ZB SOLAR 300 L	
Potencia máx. de intercambio (kW)	25,8
Conductividad térmica (W/m.K)	0,034
Pérdidas de energía (kWh/d)	2,1
Peso en Vacío kg	97
Volumen útil (l)	295
Dimensiones a lo Alto	1794
Diámetro o ancho (Ø / mm) x fondo (mm)	600
Espesor del aislamiento (mm)	50
Superficie de intercambio (m <sup>2</sup> )	0,92
Volumen del serpentín (l)	6,46

Tabla 3.3.2.5 – Intercambiador S-ZB Solar.



Figura 3.3.2.5 – Intercambiador S-ZB Solar.

Toda la gama de acumuladores ha sido fabricada con materiales de primera calidad, como el vitrificado según la norma DIN 4753 y la chapa de acero de primera calidad, lo que le permite soportar presiones de 10 bar y temperaturas de 95 °C en continuo en el circuito secundario de A.C.S.

Los depósitos de acumulación suelen ser interacumuladores con intercambiador de serpentín o de doble envolvente, y en este caso en configuración vertical.

### 3.3.2.6 Sistema de intercambio

El intercambiador de calor del sistema de captación solar debe ser capaz de disipar toda la energía procedente de los captadores solares hacia el depósito de acumulación. En el reglamento se establece que, para cualquier tipo de intercambiador de calor existente entre el circuito de captadores y el sistema de suministro al consumo no debería reducir la eficiencia del captador debido a un incremento en la temperatura de funcionamiento de los captadores.

Según el CTE, para el caso de intercambiador incorporado al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

$$S_{\text{útil intercambio}} \geq 0,15 \times S_c \quad (3.3.2.6.1)$$

Donde:

- $S_{\text{útil intercambio}}$ : superficie total útil del intercambiador interno, en  $m^2$
- $S_c$ : totalidad de la superficie de captadores instalados, en  $m^2$ .

Esto se considera un mínimo obligatorio.

### 3.3.2.7 Circuito hidráulico e alimentación

El circuito hidráulico (primario en este caso) se considera todo lo referido al conjunto de elementos de la instalación unidos de tal forma que facilita la circulación de la corriente del elemento fluido (corriente hidráulica) a través de los elementos implicados, y cumple la función de establecer el movimiento del fluido caliente hasta el sistema de acumulación. Este está constituido por un conjunto de tuberías, bombas, válvulas, etc...

A parte de los circuitos, la instalación también está formada por productos químicos anticongelante, evitándose la mezcla de los distintos fluidos contenidos en la instalación.

- **Circuito primario:** de él forman parte los captadores y las tuberías que los unen, por este circuito circula el fluido una vez recogido en los captadores, y transmite la energía solar a los acumuladores.
- **Circuito secundario:** en él es se cede la energía de la parte primaria del circuito, a la secundaria (los puntos de consumo).
- **Circuito de consumo:** por es transcurrirá el agua para poder ser consumida.

Según el apartado 3.3.5.1 de la Sección HE4, el circuito hidráulico de deberá estar equilibrado, pero si no pudiera darse el caso, y se busca que el flujo sea controlado por unas válvulas de “equilibrado”.

### 3.3.3 INSTALACIÓN OBJETO DEL TRABAJO

Al final del diseño, y para hacernos una idea de cómo quedaría el esquema visual de la instalación, procedemos mostrar una figura extraída del catálogo del “Manual de Energía Solar Salvador Escoda”. En el trabajo se van incluir planos en detalle, pero se quiere mostrar una visión más comercial La instalación quedaría seria de la siguiente manera:

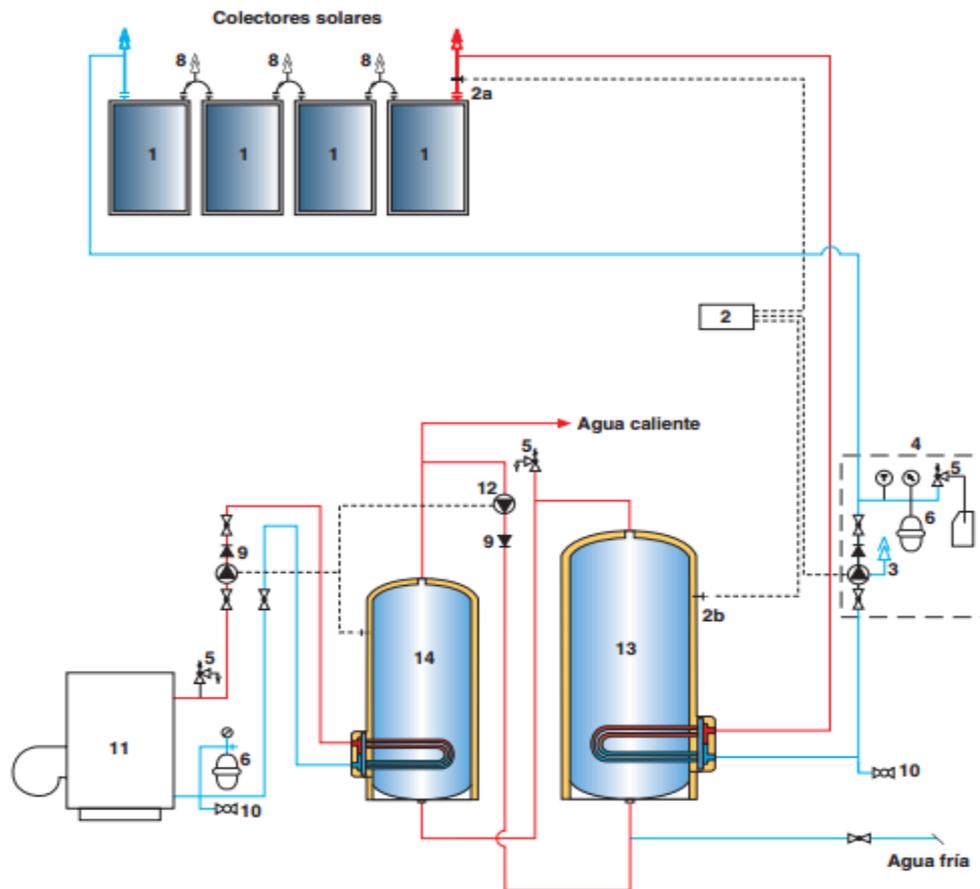


Figura 3.3.3.1 – Esquema de la instalación.

1	Colector solar	4	Instalación compacta	10	Llave de llenado y vaciado
2	Regulador solar SOM	5	Válvula de seguridad	11	Caldera de gasóleo/gas
2a	Sonda en el colector	6	Vaso de expansión	12	Bomba de carga solar y circuito anti-legionella
2b	Sonda en el termoacumulador	8	Conex. entre colectores con purga de aire	13	Interacumulador solar
3	Bomba de circulación con purga de aire	9	Válvula antirretorno	14	Interacumulador auxiliar

Tabla 3.3.3.1 – Leyenda de la instalación.

### 3.3.3.1 Detalle de colector solar

Una vez obtenido que necesitamos dos paneles de una determinada media, elegimos los acumuladores con los que partieron las suposiciones de diseño. Se opta por utilizar paneles del fabricante Fagor, en concreto el modelo Solaria-2.4 G S8 con las siguientes características de funcionamiento:

SOLARIA -2.4 G S8	
DIMENSIONES	
Largo Total (mm)	2.200
Ancho Total (mm)	1.090
Fondo (mm)	90
Área Total (m <sup>2</sup> )	2,40
Área Apertura (m <sup>2</sup> )	2,17
Área Absorbedor (m <sup>2</sup> )	2,14
Peso en Vacío (kg)	43
Capacidad de Fluido (l)	1,26
Fluido Caloportador	agua o agua glicolada
Temperatura de Estancamiento (°C)	197,0
Flexión Máxima (Pa)	1.000
PRESIONES DE PRUEBA Y CAUDAL RECOMENDADO	
Presión de Timbre (Bar)	14,0
Presión Máxima de Trabajo (Bar)	8,0
Presión Mínima de Captador (Bar)	1,5
Caudal Recomendado (l/hm <sup>2</sup> )	45,0
Caudal de Presión Línea (m.c.a) (qi=l/min)	1,85 qi2 + 7,32qi
CALIDADES DE FABRICACIÓN	
Cubierta Transparente	vidrio templado 3,22 mm esp. CTrans = 0,91
Carcasa	aluminio anodizado AL-6063 T5 (e=1,5mm)
Absorbedor	aletas de aluminio soldadas a parrilla cobre
Tratamiento Selectivo	TINOX
Relación en Parrilla	colector principal 22mm / secundario 8mm
Aislamiento Térmico	poliuretano inyectado + l.aluminio + l.mineral
Acabado Posterior y Sellado	propileno moldeado y burlete EPDM
Conexiones (4 uds)	BSP hembra ¾"
CURVAS DE REND. INSTANTÁNEO Y REGISTRO	
Rendimiento Óptico (%)	77,20
k1 (W/m <sup>2</sup> K)	4,68
k2 (W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )	0,013

Tabla 3.3.3.1 - Características del colector solar.

### 3.3.3.2 Disposición e colocación

Los paneles solares térmicos ACS se colocaran en la cubierta de la vivienda, separados una distancia de 0,30 m en dirección vertical, y situados orientados al sur y tendrán una inclinación de 13°, que es la inclinación en la cubierta.

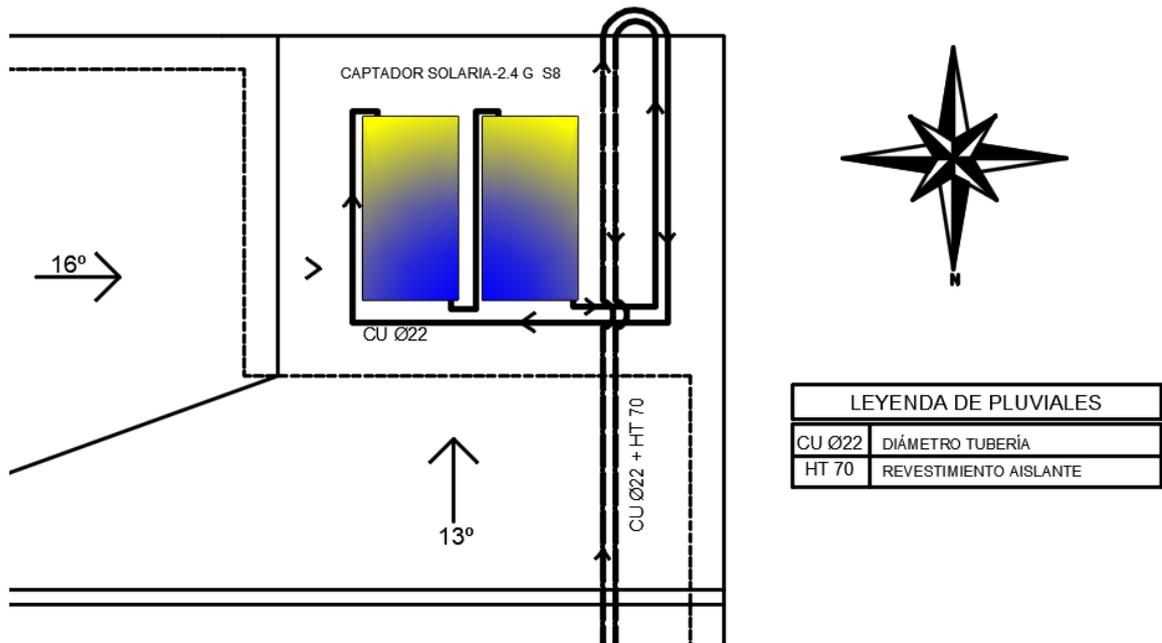


Figura 3.3.3.2.1 – Disposición en cubierta.

### 3.3.3.3 Sistema de tuberías

Al ser los dos colectores solares idénticos con conexión en serie, circulará idéntico caudal, siendo el recomendado por el fabricante, entre 45 l/h por m<sup>2</sup>, al contar con 2 captadores solares de 2,14 m<sup>2</sup> la superficie total será 4,28 m<sup>2</sup>, por lo cual el caudal total por recomendación será de 192,6 l/h. Al saber que por dos captadores, existirán cuatro conexiones, cada una con 22 mm de  $\varnothing_{ext.}$  y 20 mm de  $\varnothing_{int.}$  obtenemos que contando con un caudal de 200 l/h manejaremos una velocidad en el interior de las tuberías de fluido de 0,177 m/s. Ahora que conocemos estos datos podemos precisar las pérdidas de carga por tramo:

Tramo de tubería	Caudal (l/h)	$\varnothing_{int.}$ (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdidas (m.c.a./m)	Longitud (m)	P. Totales (m.c.a.)
1	200	20	0,177	0,00265706	15	0,039855
2	200	20	0,177	0,00265706	8	0,021256
3 / 4 / 5	200	20	0,177	0,00265706	0,8	0,002125

Tabla 3.3.3.3.1 Propiedades de los tramos.

En las tuberías, serán casi nulas las pérdidas de carga. Al ser estas pérdidas tan bajas, y ser un circuito con elementos muy simples y poca distancia y pocos elementos de interconexión, las pérdidas de por los accesorios (curvas, llaves, cambios de sección, derivaciones...) se consideraran nulas, por lo que no se tienen en cuenta a la hora de calcularlas.

En los planos se especifican de manera más detallada secciones y materiales de las tuberías.

#### **3.3.3.4 Bomba de impulsor del fluido**

Para la circulación forzada del fluido caloportador se cuenta con la ayuda de las bombas de circulación. La fuerza de impulsión con la que mueven el fluido debe ser suficiente para vencer la resistencia originada por el fluido al su pasar por el sistema de tuberías.

Los valores que rigen el funcionamiento bomba son:

- H: altura manométrica proporcionada por la bomba, también llamada pérdida de carga que tiene que vencer.
- Q: caudal total en la circulación, siendo una relación determinada por la curva de características, única de cada aparato, suministrada por el fabricante.

La bomba del circuito primario de captación debe elegirse a partir de las condiciones nominales de trabajo, definidas por el caudal de circulación y la altura manométrica del punto de funcionamiento. La altura manométrica H de la bomba en el punto de trabajo debe compensar la pérdida de carga del circuito, determinada fundamentalmente por:

- Las pérdidas de carga del tramo más desfavorable de tuberías.
- La pérdida de carga producida por el intercambiador de calor, ya sea externo o incorporado al acumulador.
- La pérdida de carga de los captadores solares.

$$H = PCARGA \text{ TUBERÍAS} + PCARGA \text{ INTERCAMBIADOR} + PCARGA \text{ CAPTADORES} \quad (3.3.3.4.1)$$

$P_{\text{CARGA INTERCAMBIADOR}}$  : suministrada por el fabricante de los componentes y también de los acumuladores solares, siendo una curva de pérdida de carga en función del caudal de circulación. Con los valores de caudal (Q) y de altura (H), se selecciona una bomba cuya curva característica esté por encima del punto de funcionamiento de diseño.

Para el dimensionamiento en este TFM se instalará una de bomba del fabricante Wilo, en concreto el modelo Stratos ECO, cuya curva característica sera superior al punto de funcionamiento de diseño, en el peor de los casos con un caudal máximo de 2500 l/h y una H de impulsión máxima de 5 m, suficiente en este caso.

### 3.3.3.5 Vaso de expansión

El vaso de expansión, cumplirá la función de absorber el aumento de volumen del fluido caloportador del circuito, que al expandirse, por calentamiento, se expandirá y ocupara más volumen del de si estuviera en reposo. Este aumento de volumen se contendrá el vaso de expansión, que es obligatorio en las instalaciones que trabajan a presión. El volumen del vaso de expansión depende del volumen total de fluido en el circuito primario de la instalación y del coeficiente de dilatación en función de la mezcla de agua y anticongelante del fluido caloportador y del salto térmico producido en las condiciones extremas de la instalación.

La fórmula que se emplea para su cálculo será la siguiente:

$$V_{\text{vaso}} = V \times n \times Pf / Pf - Pi \quad (3.3.3.5.1)$$

Donde:

- $V_{\text{vaso}}$ : volumen que contendrá el vaso de expansión, (litros).
- V: volumen del fluido caloportador, (litros).
- N: coeficiente de dilatación, adimensional.

- Pf: presión absoluta final del vaso de expansión, (kg/cm<sup>2</sup>).
- Pi: presión absoluta inicial del vaso de expansión, (kg/cm<sup>2</sup>)

Considerándose que, el valor para válvula de seguridad debe incrementarse en 1 kg/cm<sup>2</sup>, (presión atmosférica), y aplicando un coeficiente de 0,90 (reductor), obtenemos que:

$$P_f = 0,90 P_i + 1 \quad (3.3.3.5.2)$$

Añadiéndose la presión que corresponda por la columna de agua, y siendo la  $P_{abs}$ . 2,5 kg/cm<sup>2</sup> de, obtenemos como resultado:

$$P_i = P_{est} + 0,5 + 1 \quad (3.3.3.5.3)$$

La unidad usa es el kilopondio:

$$kp = 1 \text{ kg} \times 9,81 \text{ m/s}^2 = 9,81 \text{ N} \quad (3.3.3.5.4)$$

Al convertir de metros a centímetros resulta una equivalencia de:

$$1 \text{ kp /cm}^2 = 9,81 \text{ N/ cm}^2 \times 10.000 \text{ cm}^2 /\text{m}^2 = 98.100 \text{ N/m}^2 \text{ (Pascuales)} \quad 1 \text{ atm} = 101.325 \text{ Pa} = 0,968 \text{ kp/cm}^2$$

Con las formulas expuestas, y los valores que vamos a proceder a explicar, sacamos el vaso de expansión necesario:

Tenemos que tener en cuenta que, el volumen de fluido del circuito primario es el mismo que en la sección de la tubería de 20 mm de diámetro interior multiplicado por lo que mide la totalidad del circuito:

$$A = \pi r^2 = \pi \times 0,01^2 = 0,00031415 \text{ m}^2 \quad (3.3.3.5.5)$$

$$V_{TUBERIAS} = A \times L = 0,00031415 \text{ m}^2 \times 38 \text{ m} =$$

$$0,0075398 \text{ m}^3 \times 1000 = 11,937 \text{ l} \quad (3.3.3.5.6)$$

$$V_{COLECTORES} = 1,26 \times 2 = 2,52 \text{ l} \quad (3.3.3.5.7)$$

$$V = V_{TUBERIAS} + V_{COLECTORES} = 11,937 \text{ l} + 2,52 \text{ l} = 14,447 \text{ l} \quad (3.3.3.5.8)$$

Presión válvula de seguridad:

$$P_{VS} = 6 \text{ bar}$$

Presión absoluta final del vaso de expansión:

$$P_f = 6,4 \text{ kg/cm}^2$$

Presión absoluta inicial del vaso de expansión:

$$P_i = 1,5 \text{ kg/cm}^2$$

Coefficiente de dilatación,  $n=0,08$ .

Volumen del vaso de expansión.

$$V_{VASO} = V \times n \times \frac{P_f}{P_f - P_i} =$$

$$14,3398 \text{ l} \times 0,08 \times \frac{6,4 \text{ kg/cm}^2}{6,4 \text{ kg/cm}^2 - 1,5 \text{ kg/cm}^2} = 1,49836 \text{ l} \quad (3.3.3.5.9)$$

Con la obtención del volumen teórico del vaso, vemos que sería más que suficiente que los vasos de expansión fueran los más sencillos que se pueden encontrar en el mercado, por lo que elegimos (también por la parte económica) unos vasos de 5 litros de capacidad.



Figura 3.3.3.5.1 – Vaso de expansión solar 5 L.

### **3.3.3.7 Válvula para la seguridad del circuito**

El DB HE del CTE en el apartado 3.4.6, de la Sección HE4, establece que las válvulas de seguridad deben ser capaces de derivar la potencia máxima del captador o grupo de captadores, incluso en forma de vapor, de manera que en ningún caso sobrepase la máxima presión de trabajo del captador o del sistema. El RITE, en la IT 1.3 establece que en todos los circuitos cerrados de líquidos o vapores se dispondrá, por lo menos, de una válvula de seguridad cuya apertura impida el aumento de presión interior por encima de la de timbre. Su descarga será visible y estará conducida a un lugar seguro.

Como valores orientativos, la presión máxima de los componentes es de 10 bar, siendo la presión de la válvula en instalaciones pequeñas y medianas aproximadamente de 3 bar y en las instalaciones grandes hasta 7 bar.

### **3.3.3.8 Circuito hidráulico secundario**

De obligada instalación según el apartado 3.2.2, de la Sección HE4, del DB HE del CTE, necesaria para poder evitar la mezcla de los fluidos que contenga la instalación. Este circuito secundario transcurrirá desde el intercambiador externo al acumulador, o del inter-acumulador a la instalación de apoyo de energía convencional auxiliar, dependiendo del esquema de la instalación. Para el primer supuesto es necesario el llamado circuito terciario, pero es un sistema más eficiente energéticamente. En nuestro caso el segundo supuesto, desde el inter-acumulador a los colectores.

### 3.3.3.9 Circuito hidráulico de distribución de A.C.S.

La normativa de seguida es el DB HS Salubridad, del CTE, en su Sección HS4 Suministro de agua, cuyo apartado 4.2.1, dimensionado de los tramos, dice:

1. El dimensionado de la red se hará a partir del dimensionado de cada tramo, y para ello se partirá del circuito considerado como más desfavorable que será aquel que cuente con la mayor pérdida de presión debida tanto al rozamiento, como a su altura geométrica.
  
2. El dimensionado de los tramos se hará de acuerdo con este procedimiento:
  - a) El caudal máximo de cada tramo será igual a la suma de los caudales de los puntos de consumo alimentados por el mismo de acuerdo a la tabla 2.1.
  - b) Establecimiento de los coeficientes de simultaneidad de cada tramo de acuerdo con un criterio adecuado.
  - c) Determinación del caudal de cálculo en cada tramo como producto del caudal máximo por el coeficiente de simultaneidad correspondiente.
  - d) Elección de una velocidad de cálculo comprendida dentro de los intervalos siguientes:
    - Tuberías metálicas: entre 0,50 y 2,00 m/s.
    - Tuberías termoplásticas y multicapas: entre 0,50 y 3,50 m/s.
  - e) Obtención del diámetro correspondiente a cada tramo en función del caudal y de la velocidad.

El apartado 4.4.1, Dimensionado de las redes de impulsión de A.C.S., de la Sección HS4, del DB HS, dice que para las redes de impulsión o ida de A.C.S. se seguirá el mismo método de cálculo que para las redes de agua fría. También habrá que tener en cuenta el RITE.

### 3.3.3.10 Necesidades de consumos de la instalación

El sistema de caldera de apoyo soportara el ACS dará apoyo a la demanda únicamente de ACS por lo que:

- a) Cálculo de la potencia que se va a necesitar la vivienda

Para calcular la potencia necesaria de la caldera que instalaremos para dar apoyo a la instalación solar térmica se tienen que tener en cuenta las necesidades de calefacción y de Agua Caliente Sanitaria (ACS).

Para ello primero calcularemos las potencias necesarias de forma independiente y luego escogeremos una potencia de caldera que pueda satisfacer la demanda más exigente. Se deja una previsión de capacidad para una instalación futura de calefacción para aprovechar la caldera de energía renovable y contaminar menos, para ello utilizamos un ratio aproximado de  $100 \text{ W/m}^2$  que multiplicado por la superficie de la casa nos daría una potencia de unos 14,4 kW.

Para el cálculo de la potencia necesaria para ACS, tendremos en cuenta el número de personas simultáneas máximas en la vivienda, que todo el año serán 5 personas, y considerando unas necesidades de 28 litros/persona de ACS tal y como especifica el Código Técnico de la Edificación (CTE), necesitaremos calentar 140 litros de agua. En función del confort necesario para el usuario y fijando un tiempo de calentamiento del agua de 1 hora con un salto térmico de  $52^\circ\text{C}$  podemos calcular la potencia necesaria para ACS con la siguiente expresión:

$$P = m * C_p (\Delta T) \quad (3.3.3.10.1)$$

Donde:

- P: es la potencia necesaria de la caldera (kcal/h)
- M: caudal másico del agua a calentar (kg/h), con densidad del agua 1 l/kg
- $C_p$ : es el calor específico del agua. (1 kcal/kg·°C)
- $\Delta T$ : el salto térmico del fluido (°C)

El cálculo es el siguiente:

$$P = 140 \text{ kg/ 1 h} * 1 \text{ kcal/kg}^{\circ}\text{C} (60^{\circ}\text{C}-8^{\circ}\text{C}) =$$

$$7280 \text{ kcal/h} * 1 \text{ kWh}/860 \text{ kcal} = 8,46 \text{ kW} \quad (3...3.10.2)$$

En nuestro caso de una posible instalación de calefacción diferente a por el efecto Joule como la actual, optamos por una caldera de 10 kW, con una excelente relación precio/calidad.

b) Cálculo para la demanda de energía

Con el fin de estimar la demanda total de calefacción ( $D_{calef}$ ), tenemos la consideración que el elemento de apoyo auxiliar funcionará estacionalmente. Se prevé una utilización 200 días al año con una media de 10 horas al día y un coeficiente de intermitencia del 84%.

Con estos datos consideraremos una demanda de::

$$D_{calef} = \text{Potencia} * \text{núm. horas/día} * \text{núm. días/año} * \text{coef intermitencia}$$

$$D_{calef} = 9 \text{ kW} * 10 \text{ horas/día} * 200 \text{ días/año} * 0,84 = 15300 \text{ kWh/año} \quad (3.3.3.10.3)$$

Para el cálculo de la demanda de agua caliente sanitaria:

$$D_{acs} = \text{núm de personas max} * \text{demanda día} * \text{num.días} * C_p * \Delta T$$

$$D_{acs} = 5p * 28 \text{ l/día} * 365 \text{ d} * 1 \text{ kcal/ Kg }^{\circ}\text{C} * 52^{\circ}\text{C} = 2657200 \text{ Kcal/año} =$$

$$3090 \text{ KWh/año.} \quad (3.3.3.10.4)$$

Siendo el total de la demanda:

$$D_{total} = D_{acs} + D_{calef} = 18390 \text{ kWh/año} \quad (3.3.3.10.5)$$

Considerando para la caldera, un rendimiento del 92%, se obtienen unos consumos de energía de:

$$\begin{aligned} \text{CE} &= \text{Demanda} / \text{RendCaldera} = \\ 18390 \text{ kWh/año} / 0,92 &= 19989 \text{ kWh/año} \end{aligned} \quad (3.3.3.10.6)$$

c) Cantidad de combustible para abastecer la instalación

Para calcular la cantidad necesaria, empleamos la siguiente fórmula:

$$Q_{\text{comb}} = \text{CE} / \text{PCI} \quad (3.3.3.10.7)$$

Donde:

- $Q_{\text{comb}}$ : es la cantidad de combustible necesario anual.
- CE: es el consumo energético anual.
- PCI: es el poder calorífico inferior del combustible.

El poder calorífico inferior (PCI) depende del tipo de combustible utilizado. Vamos a realizar una comparativa entre distintos combustibles con los siguientes poderes caloríficos:

Astilla (30% humedad):	3,5 kWh/kg
Pellet (DIN plus):	4,90kWh/kg
Leña (30% humedad):	4,250 kWh/kg
Gas natural:	12,772 kWh/kg
Propano:	12,784 kWh/kg
Gasóleo:	9,994 kWh/kg

Los kilos de combustible que se necesitarían serian:

$$\text{C. energético} / \text{PCI} = \text{kg c. que se necesita}$$

Dependiendo del combustible empleado, necesitaríamos las siguientes cantidades:

Astilla:	5711,14 kg.
Pellet:	4079,39 kg.
Leña:	4703,29 kg.
Gas natural:	1565,06 kg.
Propano:	1563,6 kg.
Gasóleo:	2000,1 kg.

Las densidades utilizadas el cálculo del volumen de combustible, son:

Astilla:	280 kg/m <sup>3</sup> (G30)
Pellet:	650 kg/m <sup>3</sup>
Leña:	1000 kg/m <sup>3</sup>
Gas natural:	0,451 kg/l
Propano:	0,508 kg/l
Gasóleo:	0,845 kg/l

El volumen necesario de combustible para cada caso es:

- Astilla: 20,4 m<sup>3</sup> (aparentes conífera G30).
- Pellet: 6,28 m<sup>3</sup>.
- Leña: 4,7 m<sup>3</sup> (0,5 coeficiente apilamiento leña encina= 9,4 m<sup>3</sup>).
- Gas natural: 3470,21 l.
- Propano: 3077,94 l.
- Gasóleo: 2366,98 l.

Comparando el coste según el combustible, los precios actuales para cada combustible (según el IDAE) son:

Astilla:	0,027 €/kWh (95 €/tn)
Pellet:	0,045 €/kWh (226 €/tn)
Leña:	0,035 €/kWh (150 €/tn)
Gas natural	0,051 €/kWh
Propano:	0,110 €/kWh
Gasóleo:	0,085 €/kWh

Ahora bien, los precios anteriores no tienen en cuenta algunos aspectos como el transporte, la variación de los precios liberalizados según compañías, y algunos peajes o impuestos en las tarifas. Así pues según consultas de precios reales en diferentes lugares podemos observar que los precios anteriores se incrementan ligeramente obteniendo los siguientes precios medios efectivos.

Pero para ceñirnos lo más posible a un caso real, los precios medios efectivos, teniendo en cuenta el transporte, peajes y etc serán de:

Astilla	0,028 €/kWh (98 €/tn)
Pellet	0,055 €/kWh (271 €/tn)
Leña	0,038 €/kWh (160 €/tn)
Gas natural	0,066 €/kWh
Propano	0,119 €/kWh
Gasóleo	0,096 €/kWh

Después de estudiar los casos en particular, los costes anuales según el tipo de combustible son:

- Astilla: 559,69 €/año
- Pellet: 1099,4 €/año
- Leña: 759,58 €/año
- Gas natural: 1319,27 €/año
- Propano: 2378,69 €/año
- Gasóleo: 1918,94 €/año

Según esta comparativa final, para nuestra vivienda de 144 m<sup>2</sup>, y compuesta por 5 personas, existe una diferencia l coste para calefacción/ACS según el combustible empleado.

Estas suposiciones d econsumo demuestran que los combustibles verdes suponen una variante muy acertada de los combustibles de origen fósil. A pesar de los beneficios económicos y ambientales que supone el cambio a biomasa, se tiene que tener en cuenta el poder calorífico inferior al de los combustibles no renovables, pero como no se tiene que reciclar una caldera de no renovables ya existente, y el objeto de este TFM es exponer las ventajas en contaminaciones y ahorros de las materias renovables, se estipula que en caso concreto escogeríamos los pellet's como combustible.

### 3.3.4 SISTEMA DE ENERGÍA CONVENCIONAL AUXILIAR

Siguiendo las recomendaciones del fabricante, teniendo en cuenta las dimensiones de las redes y la finalidad de las mismas, se decide emplear una caldera centralizada del fabricante Domusa, la Bio Class NG. Esta denominación del tipo de caldera, y en concreto este modelo, puede suministrar entre 10 kW y 43 kW, y pudiendo usar como combustibles hueso de aceituna, cáscara de avellana, pellet de pino o pellet de frondosa.

Se puede instalar con depósitos de reserva de diferentes capacidades o depósitos de reserva HTP, que además de utilizarse como depósito de pellet están equipados con un acumulador de acero inoxidable para la producción de A.C.S. Opcionalmente, se ofrece un cenicero compresor que prolonga los periodos de mantenimiento, así como una amplia gama de accesorios para el transporte de pellet desde el silo.

Depósitos de reserva de carga manual:

Asimismo, la caldera BioClass NG está equipada con el sinfín de alimentación primario, pudiendo incorporarle distintas capacidades de depósito reserva de carga manual. Los depósitos reserva se entregan totalmente montados y llevan incorporada una rejilla de carga.

La HTP es un depósito de reserva opcional para la BioClass NG, que incorpora un sistema completo para la producción de agua caliente sanitaria. La producción de agua caliente sanitaria se realiza mediante un interacumulador de acero inoxidable, equipado con todos los sistemas de seguridad.

BioClass NG 10	
Potencia Útil	11.100 W
Rendimiento	93,5 %
Presión Máxima de Trabajo	4 bar
Temperatura de retorno Mínima	25º
Quemador de Pellets	SUN P12
Consumo de Pellets a Potencia Máxima	2,3 kg/h
Contenido de Agua	46 l
Tiro Mínimo Necesario para Pellets	10 Pa
Peso en Vacío	190 kg
Dimensiones (Ancho x Alto x Fondo)	943 x 1.310 x 730 mm

Tabla 3.3.4.1 – Características de Caldera y deposito BioClass NG 10.



Figura 3.3.4.2 – Caldera BioClass NG 10.



Figura 3.3.4.3 – Depósito de reserva con acumulador de agua caliente sanitaria HT.

### 3.3.4.1 Almacén de Pellets

Puesto que esta caldera tiene un consumo de pellets de 2,3 kg a potencia máxima y 1 kg a potencia mínima, necesitamos un lugar donde almacenar el combustible para que no se apague la caldera por inactividad. Los cálculos para el dimensionamiento del almacenaje serán 2 meses en los que aseguraremos el funcionamiento, sabiendo que la el pellet tiene un densidad de  $650 \text{ kg/m}^3$  y que

funcionará solo durante parte del día, una media de 10 h/día:

$$\text{Consumo medio} = (2,3 + 1) / 2 = 1,65 \text{ kg/h.}$$

$$1,65 \text{ kg/h} \times 10\text{h} \times 31 \text{ días} \times 2 \text{ meses} = 511,5 \text{ kg.}$$

$$\text{Volumen} = 511,5 / 650 = 0,787 \text{ m}^3. \quad (3.3.4.1)$$

Por tanto para nuestra instalación contaremos con un depósito de pellets de reserva de carga manual HTP-100-150 con un volumen de almacenamiento de 0,836 m<sup>3</sup> en el que se podrán almacenar 150 kg de pellets, de sobra para esta aproximación contando que solo contáramos con de ACS.

Depósito de reserva L NG	
Capacidad de Contenedor de Pellets	350 kg
Dimensiones (Fondo x Ancho x Alto)	800 x 685 x 1.525 mm

Tabla 3.3.4.1 – Característica depósito de reserva.



Figura 3.3.4.1 – Depósito de reserva de carga manual.

### **3.3.5 SISTEMA DE CONTROL**

Para un correcto funcionamiento de la instalación tenemos que implementar un sistema de control. Este sistema asume la función de regular los flujos de energía entre los captadores, el acumulador y el consumo. El proceso tiene dos fases:

- El control del proceso de carga, que tiene la misión de regular la conversión de la radiación solar en calor y de transferirla al acumulador de manera eficaz.
  
- El control del proceso de descarga, para garantizar la mejor transferencia de energía posible del acumulador hacia el consumo.

En resumen, el concepto general es favorecer el uso prioritario de la energía solar frente a la generada en el sistema auxiliar. El DB HE del CTE en el apartado 3.3.7, Sistema de control, de la Sección HE4, establece las condiciones que debe cumplir este componente de la instalación, que no se incluyen literalmente, sino que se intentan resumir los conceptos.

Este sistema de regulación, integrable en cualquier instalación de energía solar consiste en el aparato efectúe mediciones para luego hacer comparaciones de forma permanente, comparando los niveles de temperatura en los colectores y en el acumulador, disponiendo de los mecanismos automáticos que necesita el circuito primario para establecer o no circulación de fluido, en función de que sea o no un momento favorable para conseguir un incremento neto de la energía útil para su utilización.

El regulador que se integra en el circuito para llevar a cabo el control es un regulador de la marca Junkers, modelo TSD 300, siendo la centralita de regulación interna la que realiza los cálculos instantáneos.

CONTROLADOR	 TDS 300
Aplicaciones	3
Entradas	8 sondas NTC 1 para caudalímetro
Salidas	2 triac 3 230V/50Hz 1 interface PC
Ajuste diferencial de temperatura	✓
Velocidad de la bomba	✓
Antihielo electrónico	✓
Características generales	27 circuitos pre-configurados Modo vacaciones reduce el estancamiento
Dimensiones	190 x 170 x 50 mm

Figura 3.3.5.1 - Controlador Junkers TSD 300.

Este modelo es capaz de efectuar el control varias aplicaciones, para ello consta de ocho sondas de temperatura y cinco salidas para control de válvulas de vías.

Este regulador solar permite comandar el arranque y la parada de las bombas de la instalación solar. Su diseño ergonómico y su amplia pantalla de visualización permiten tener acceso a la información más relevante en todo momento, de forma fácil e intuitiva.

<b>CARACTERÍSTICAS PARA UNA APLICACIÓN</b>
2 entradas para sondas de temperatura NTC
1 salida 230 V / 50 Hz
Display LCD con indicación de temperaturas, códigos de error, modo de funcionamiento y estado de la bomba
Dimensiones: 134 x 137 x 30 mm
Montaje sobre pared
Incluye dos sondas de temperatura NTC

Tabla 3.3.5.1 – Características del controlador

Durante el día, por medio del sistema de control, se regulará el funcionamiento de los sistemas para la acumulación de agua a las diferentes temperaturas, según la necesidad. El depósito de acumulación destinado a los procesos industriales acumulará agua durante el día para su aprovechamiento en el periodo de trabajo. El sistema de agua caliente sanitaria para uso de los trabajadores estará disponible durante las horas productivas de la bodega, siendo esta aplicación prioritaria frente a la de los procesos.

El sistema de control tiene como principal función regular los flujos energéticos entre el campo de captadores, los acumuladores y los puntos de consumo para asegurar el correcto funcionamiento y obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar captada.

Los componentes de un sistema de control son:

- El control del proceso de carga: tiene la misión de regular la conversión de la radiación solar en calor y transferirla de la manera más eficiente al acumulador.
- El control del proceso de descarga: debe garantizar la mejor transferencia de energía del acumulador al consumo.

Requisitos que debe cumplir el sistema de control de una instalación solar térmica:

- La temperatura en el circuito primario debe ser lo más baja posible para obtener un mayor rendimiento de los captadores.
- Ser capaz de tener en cuenta los rasgos característicos del sistema.
- Control de la instalación solar y el sistema auxiliar de calentamiento convencional o por bomba de calor, de forma que no repercutan negativamente en la operación de cualquiera de ellos.
- La precisión del sistema de control debe ser suficientemente alta para evitar errores de conexión y desconexión.

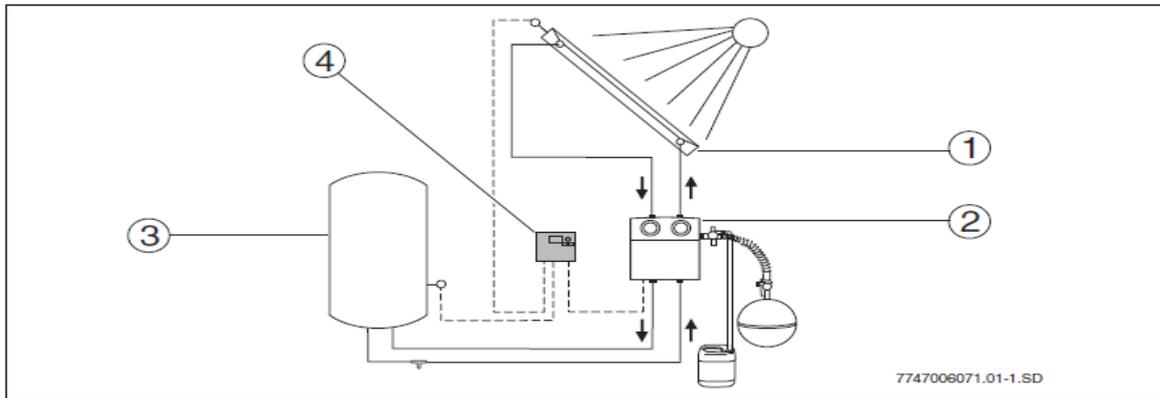


Figura 3.3.5.2 – Esquema de instalación de controlador Junkers TSD 300.

1 Campo captadores
2 Módulo solar
3 Acumulador solar
4 Regulador TDS 300

Tabla 3.3.5.2 – Componentes de la instalación (forma abreviada).

### 3.4 MANTENIMIENTO

1. Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
2. El mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para instalaciones con superficie de captación inferior a 20 m<sup>2</sup> y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m<sup>2</sup>.
3. El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correcto.
4. El mantenimiento ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastadas por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **ANEXO IV: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2017**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

<b>3.4</b>	<b>OBJETO DE ESTE ANEXO.....</b>	<b>2</b>
<b>3.4.1</b>	<b>CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LA VIVIENDA .....</b>	<b>2</b>
<b>3.4.2</b>	<b>VIVIENDA DEL ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL R.D.....</b>	<b>2</b>
<b>3.4.3</b>	<b>OPCIÓN ELEGIDA PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</b>	<b>8</b>
<b>3.4.4</b>	<b>NORMATIVA ENERGÉTICA DE APLICACIÓN EN EL MOMENTO DE REDACCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>8</b>
<b>3.4.5</b>	<b>PROGRAMA USADO PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN ..</b>	<b>9</b>
<b>3.4.6</b>	<b>RESULTADOS OBTENIDOS .....</b>	<b>10</b>
<b>3.4.7</b>	<b>PRIMERA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA .....</b>	<b>14</b>
<b>3.4.8</b>	<b>SEGUNDA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</b>	<b>18</b>
<b>3.4.9</b>	<b>INFORME DE MEJORAS .....</b>	<b>24</b>
<b>3.4.10</b>	<b>RESULTADOS FINALES.....</b>	<b>24</b>
<b>3.4.11</b>	<b>ACLARACIÓN DEL CONSUMO DE CALEFACCIÓN.....</b>	<b>24</b>

### **3.4 OBJETO DE ESTE ANEXO**

Por objeto se entenderá la creación del certificado de eficiencia energética DE LA VIVIENDA. Este certificado es un documento oficial redactado por un técnico competente que incluye información objetiva sobre las características energéticas de un inmueble. Este certificado resulta obligatorio, salvo excepciones, para el propietario de cualquier edificio existente, o parte de éste (viviendas, oficinas o locales), objeto de una operación de compraventa o de alquiler. También en este apartado se quiere analizar si las instalaciones renovables que se han diseñado, cumplen desde el punto de vista de la eficiencia energética y el ahorro económico.

#### **3.4.1 CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LA VIVIENDA**

Desde el punto de vista del propietario del inmueble, el certificado energético le informará de lo eficiente que es un edificio (o parte de éste) aportando una variable más a tener en cuenta en toda operación de compraventa del edificio o parte de éste. El certificado le aportará una ventaja o desventaja comparativa respecto al resto de sus competidores. El procedimiento parte del certificado de eficiencia energética, un documento que informa a propietarios, compradores y arrendatarios de una vivienda o local sobre su consumo potencial de energía.

Gracias a este informe podremos conocer también las opciones de mejora más viables y rentables para ahorrar en las facturas de luz y gas.

#### **3.4.2 VIVIENDA DEL ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL R.D.**

Como se lleva expuesto a lo largo de este TFM, la vivienda que se va a certificar va a contar con unas instalaciones de energía renovable nuevas, es decir, antes de esto tenía unas poco eficientes. Esto se va a reflejar en la primera certificación energética realizada, puesto que dará una idea de lo poco eficiente que era.

Pero antes de ese paso, vamos a exponer lo que se ahorra en energía y dinero, para darnos cuenta de lo importante que es la eficiencia.

Estos serían los términos que componen la factura:

Precio luz (€/kWh)	0,115
Término potencia (€/kWh)	1,524
Impuesto de luz	0,0511269
I.V.A.	21%
P.contratada (kW)	7,7
Alquiler aparato (€)	0,84

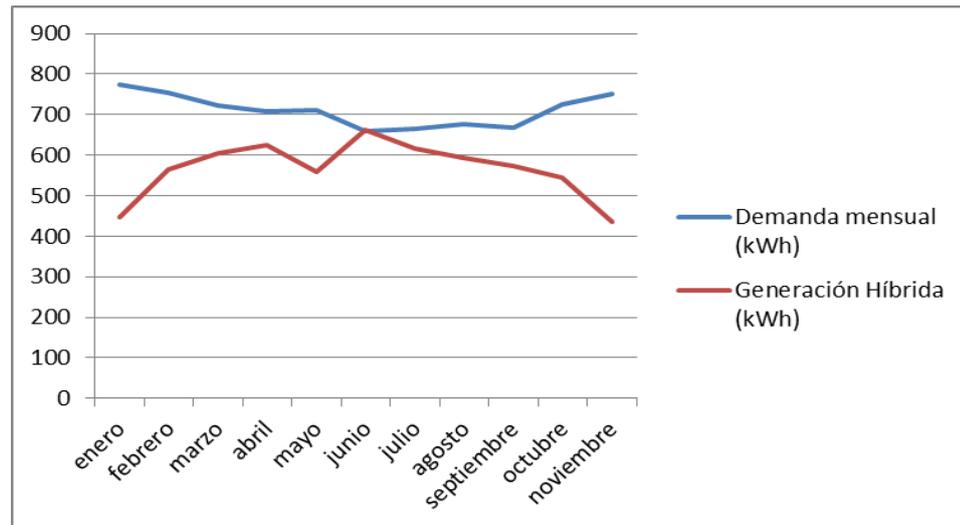
Tabla 3.4.2.1 – Datos de facturación.

Ahora vamos a ver detalladamente lo que se cobra a lo largo del año:

Factura	Demanda (kWh)	Término energía (€)	Término potencia (€)	Impuesto (€)	Alquiler cont.(€)	I.V.A. (€)	TOTAL (€)
enero	774	89,01	11,7348	5,15	0,84	22,4	129,15
febrero	754	86,71	11,7348	5,03	0,84	21,9	126,22
marzo	722	83,03	11,7348	4,85	0,84	21,1	121,54
abril	708	81,42	11,7348	4,76	0,84	20,7	119,50
mayo	710	81,65	11,7348	4,77	0,84	20,8	119,79
junio	658	75,67	11,7348	4,47	0,84	19,5	112,18
julio	666	76,59	11,7348	4,52	0,84	19,7	113,35
agosto	676	77,74	11,7348	4,57	0,84	19,9	114,82
septiembre	668	76,82	11,7348	4,53	0,84	19,7	113,65
octubre	724	83,26	11,7348	4,86	0,84	21,1	121,84
noviembre	752	86,48	11,7348	5,02	0,84	21,9	125,93
diciembre	770	88,55	11,7348	5,13	0,84	22,3	128,56

Tabla 3.4.2.2 – Datos de facturación.

Podemos ver que el gasto anual de la factura de la luz es de 1.446,54 €/año. Con todos estos datos, aplicamos ahora los nuevos consumos de la vivienda, con la instalación híbrida, que supondrán un ahora de:



Grafica 3.4.2.1 – Datos de facturación.

Los gastos desglosados son:

Factura	Demanda (kWh)	Término energía (€)	Término potencia (€)	Impuesto (€)	Alquiler cont.(€)	I.V.A. (€)	TOTAL (€)
enero	329,8	37,9239042	11,7348	2,54	0,84	11,1	64,18
febrero	192,8	22,1727475	11,7348	1,73	0,84	7,7	44,14
marzo	120,7	13,8854174	11,7348	1,31	0,84	5,8	33,60
abril	86,3	9,9194676	11,7348	1,11	0,84	5,0	28,56
mayo	155,9	17,93195	11,7348	1,52	0,84	6,7	38,75
junio	0,3	0,0391414	11,7348	0,60	0,84	2,8	15,99
julio	53,7	6,1748238	11,7348	0,92	0,84	4,1	23,79
agosto	86,0	9,8916238	11,7348	1,11	0,84	5,0	28,52
septiembre	99,2	11,4095663	11,7348	1,18	0,84	5,3	30,45
octubre	182,1	20,9394346	11,7348	1,67	0,84	7,4	42,57
noviembre	319,5	36,7435235	11,7348	2,48	0,84	10,9	62,67
diciembre	316,1	36,3521072	11,7348	2,46	0,84	10,8	62,18

Tabla 3.4.2.3 – Datos de facturación.

Podemos ver que el nuevo gasto anual de la factura de la luz es de 475,41 €/año, ahorrándonos 971,13 € cada año que esté operativa la instalación, un **67,4 %**.

Este jugoso ahorro, se tendría si se decidiese instalar un sistema de baterías, porque la verdad es que por las noches, al no producir la parte fotovoltaica, caería

la energía aportada a la vivienda, y se tendría que consumir de la compañía eléctrica.

La potencia total de la instalación híbrida no supera a la potencia contratada de la vivienda, que al tener un interruptor general de 25 A, será de 5.750 W, frente a los 2860 W de fotovoltaica + 1.500 W del aerogenerador (total de 4.360 W).

Se podría montar más potencia, pero se ajustó a esta específicamente como modo educativo, repartiendo el consumo por factura eléctrica de una vivienda de verdad. Y la valoración para saber qué tipo de instalación queríamos tener la hacemos según el polémico Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, siendo nuestra instalación de tipo 1 (<100kW). Toda la información fue obtenida de la página <https://www.cambioenergetico.com/blog/breve-resumen-del-rd-9002015-autoconsumo/> :

<b>REQUISITOS GENERALES (Art 5)</b>
Menos de 100 kW de potencia.
La potencia será inferior o igual a la contratada.
Los titulares de la instalación de consumo y de producción coinciden en el mismo titular.
Cumplirá requisitos técnicos generales y los del RD 1699/2011 que regula la instalación < 100 kW, Se considerarán instalaciones sólo de producción
La distribuidora puede cortar suministro por incumplimiento normativo o peligro.
INSTALACIÓN DE BATERIAS: Están permitidas si comparten el equipo de medida de la generación neta o de la energía horaria consumida.
Disposición adicional 5ª , Quedan excluidas de autorización administrativa previa las de menos de 100 kW de potencia.
<b>CONTRATOS DE ACCESO AUTOCONSUMO (Art. 8)</b>
Aún sin verter a la red, hay que subscribir contrato de acceso con distribuidora o comercializadora, con una permanencia de un año
<b>PEAJES DE ACCESO A LAS REDES. (Art. 9)</b>
(No se dice nada para esta modalidad, por ahora.)
<b>REQUISITOS GENERALES DE MEDIDA DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO (Art.11)</b>
Real Decreto 110/2007 Reglamento unificado de puntos de medida.
Se instalarán en la red interior en el punto más próximo al de frontera y tendrán capacidad de medida horaria.
No se podrán instalar aparatos de consumos entre el generador y el contador.
El lector encargado de las compañías podrá acceder a las lecturas.
<b>TIPO 1: REQUISITOS PARTICULARES (Art 12)</b>
Los contadores contarán con los mismos requisitos de precisión y comunicación que los del punto de frontera del consumidor.
Los del tipo 4 y 5 contarán con telegestión y telemedida
El tipo 3 contara con dispositivos de comunicación remota

1 Contador registrara la energía neta generada
1 Contador independiente en punto frontera.
Opcionalmente un contador que mida la energía consumida
<b>REGIMEN ECONOMICO DE LA ENERGIA PRODUCIDA YCONSUMIDA. ( Art 14)</b>
Tipo 1: No recibirán retribución por vertidos.
El factor de potencia se obtendrá del contador de producción.
<b>REGIMEN ECONOMICO TRANSITORIO (Disposición Transitoria primera)</b>
Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema, se aplicarán con forme a lo determinado en el Art. 9 de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía para 2015.
<b>DETERINACIÓN DE ESTOS COMPONENTES DE ACCESO</b>
TIPO 1: La facturación se calculará considerando el control de potencia, la demanda horaria y en su caso el término de energía reactiva en el punto frontera de la instalación.
TIPO 2: La facturación de los peajes de acceso se determinará conforme al apartado b) de la disposición transitoria primera del RD 900/2015
3.- Además de los anteriores, serán de aplicación de forma transitoria los cargos asociados a los costes del sistema y el cargo por otros servicios siguientes:
Cargos fijos en función de la potencia en €/kW año. Van de 8,9 € para < 10 kW a 32 € para > de 15 kW ( Ver con detalle en el cuadro descriptivo del decreto en su Disposición Transitoria 1ª)
Cargo variable, denominado “cargo transitorio por energía autoconsumida”, que se aplicará sobre el autoconsumo horario. (Estará en relación con cada categoría de peajes de acceso y va de 0,046750 €/kW para la tarifa 2.0A de potencias < 10 kW a 0,015678 €/kW para tarifas de 3.0A para potencias > 15 kW. ( Ver con detalle en el cuadro del decreto de la Disposición Transitoria 1ª) Aumentarán para el 2016.

Tabla 3.4.2.4 – Análisis del R.D.

En resumen:

Al ser una instalación de menos de 10 kW (tarifa 2.0 como la actual contratada) y no tenemos una potencia instalada mayor que la contratada, esta queda eximida de pagar el Cargo variable sobre el autoconsumo horario, y el Cargo fijo de potencia si no instalamos baterías para acumulación. La instalación no se registrara en el RAIPRE y el titular del punto de suministro debe coincidir con el titular de la instalación. Se acogerá al artículo 9º del R.D1699/2011 para el procedimiento abreviado de conexión, y también asumirá el coste de los estudios de conexión y acceso, pero por ser menos de 10 kW se estará exento de tal costo ni depositar un aval. Se autorizara en todo momento el vertido a red, pero sin recibir contraprestación económica.

También cabe destacar que se deberán instalar como mínimo 2 equipos de medida, uno para registrar la energía consumida total, y otro independiente en el punto frontera

Al no instalar las baterías, por un lado ahorramos una cantidad importante, y por otra calculamos que vamos a consumir un 20 % más de electricidad, por lo que el ahorro será menor, siendo un ahorro por año final de 914,20 €/ año. 63%.

El R.D. también estipula que se debería de pagar el impuesto del respaldo de red (aumentando la factura un 8% aprox. según tablas del R.D. que regula el autoconsumo), pero es de principio de año con la entrada del nuevo gobierno este R.D. está siendo recurrido de forma penal para eliminar cualquier impuesto por autoconsumo, por lo que en principio este TFM no contempla los impuestos, solo los nombra para tener conocimiento de ellos, puesto que en un futura cercano no existan, y el análisis efectuado no tenga el mismo grado de precisión y validez.

A parte del consumo económico, también vamos a consumir menos energía, en concreto 6.251 kWh menos al año, repercutiendo en el medio ambiente en que ya no se verterán cerca de 2,899 Toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

TAREA	IMPORTE
Cableado	845,1 €
Protecciones	535,65 €
Elementos de la instalación Fotovoltaica	4.468 €
Elementos de la instalación Solar térmica	2.266,23 €
Elementos de la instalación Mini eólica	3.190,82 €
Mano de obra	1.600 €
Total de gasto	14.505,90 €

Tabla 3.4.2.5 – Coste de la instalación.

Sabiendo el coste total de la instalación, y el ahorro anual, procedemos a calcular el PAYBACK:

$$\text{Años de amortización} = 14.505,9 / 914,20 = 15 \text{ años y } 300 \text{ días}$$

Las conclusiones que sacamos de esto son, que si pudiéramos cobrar por verter a red el PAYBACK de la inversión sería mucho más. Aparte si no se nos cobrase un impuesto por excedernos en la potencia instalada, prácticamente cubriríamos toda la demanda. Al igual que si instaláramos acumuladores de energía, aunque esto aumentaría cerca de un 23 % inversión inicial.

### **3.4.3 OPCIÓN ELEGIDA PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA**

La determinación de la calificación de eficiencia energética se ha obtenido mediante la opción simplificada a través del documento reconocido por el Ministerio de Vivienda y el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo “Opción Simplificada para la Calificación de Eficiencia Energética de Edificios de Viviendas”, mediante el cual se determina la clase de eficiencia energética a asignar a los edificios de viviendas que cumplan estrictamente con la opción simplificada de la sección HE1 “Limitación de la Demanda Energética”, del Documento Básico de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación. El edificio cumple, además, con los requisitos de la sección HE2: Rendimiento de las instalaciones térmicas y con otros porcentajes previstos en la sección HE4: Contribución solar mínima de ACS.

### **3.4.4 NORMATIVA ENERGÉTICA DE APLICACIÓN EN EL MOMENTO DE REDACCIÓN DEL PROYECTO**

- R.D. 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el “Procedimiento básico para la certificación energética de edificios de nueva construcción” y su corrección de errores publicados en BOE nº 276 de 17 de noviembre de 2007
- R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. DB-HE Ahorro de Energía y R.D. 1371/2007, de 19 de octubre y la corrección de errores y erratas del R.D. 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, publicada en el BOE 22, de 25 de enero de 2008
- (Hasta el 29/02/2008) R.D. 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios y sus Instrucciones Técnicas y el R.D. 1218/2002, de 22 de noviembre, por el que se modifica el R.D. 1751/1998

- (Desde el 29/02/2008) los proyectos que soliciten licencia de obras, R.D. 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- R.D. 275/1995, de 24 de febrero, por el que se dicta las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo de las Comunidades Europeas 92/42/CEE, relativa a los requisitos de rendimiento para las calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos, modificada por la Directiva 93/68/CEE, del Consejo.
- R.D. 919/2006, de 28 de julio. Reglamento de utilización de combustibles y sus I.T.C.
- R.D. 1523/1999, de 1 de octubre. Modificación del Reglamento de Instalaciones petrolíferas y de las I.T.C. MI-IP03 e I.T.C. MI-IP04.
- R.D. 1369/2007, de 19 de octubre, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía.
- R.D. 142/2003, de 7 de febrero, por el que se regula el etiquetado energético de los acondicionadores de aire de uso doméstico.

### **3.4.5 PROGRAMA USADO PARA LA OBTECIÓN DE LA CERTIFICACIÓN**

La herramienta empleada es el CE3X, que es "Documento Reconocido para la Certificación Energética de Edificios Existentes". Es una herramienta informática promovida por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través del IDAE, y por el Ministerio de Fomento, que permite obtener la certificación de eficiencia energética de un edificio, tanto en su fase de proyecto como del edificio terminado.

Ha sido desarrollado por Efinovatic y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). Dicho equipo se encarga del mantenimiento de CE3X y del desarrollo de las nuevas versiones. El programa es propiedad de los IDAE y su distribución es gratuita. La versión actual es CE3Xv2.3.

Mediante este programa se puede certificar de una forma simplificada cualquier tipo de edificio: residencial, pequeño terciario o gran terciario, pudiéndose obtener cualquier calificación desde "A" hasta "G".

CE3X se adapta a la gran variedad de situaciones a las que tiene que hacer frente el técnico certificador, permitiendo distintas posibilidades de entrada de los datos del edificio. De esta manera, tanto la envolvente térmica como las instalaciones se pueden introducir mediante:

- Valores Conocidos
- Valores Estimados
- Valores Por defecto

### 3.4.6 RESULTADOS OBTENIDOS

La escala de calificación energética mide el consumo de energía que se considera necesario para satisfacer la demanda energética de nuestro edificio, así como sus emisiones de CO<sub>2</sub>, en condiciones normales de uso, Desde la aparición del RD 47/2007 que regulaba la certificación energética de los edificios de nueva construcción, y ahora con el nuevo RD235/2013 que incluye también los edificios existentes, la ley obliga a clasificar los inmuebles con una letra dentro de una escala. Dicha escala está relacionada con unos indicadores directamente relacionados con las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El ejemplo de un cálculo manual sería de la siguiente manera:

Para la determinación de la LETRA de calificación, en primer lugar, se calcula un índice de calificación de eficiencia energética como resultado de resolver una fórmula:

$$C1 = \frac{\left(\frac{I_o}{I_r} \times R\right)^{-1}}{2(R'-1)} + 0,6 \quad (3.4.6.1)$$

$$C2 = \frac{\left(\frac{I_o}{I_s} \times R\right)^{-1}}{2(R'-1)} + 0,5 \quad (3.4.6.2)$$

Cada LETRA se corresponde con un intervalo de valores de dichos índices:

**Tabla I. Calificación de eficiencia energética de edificios destinados a viviendas**

Calificación de eficiencia energética del edificio	Índices de calificación de eficiencia energética
A	$C1 < 0.15$
B	$0.15 \leq C1 < 0.50$
C	$0.50 \leq C1 < 1.00$
D	$1.00 \leq C1 < 1.75$
E	$C1 > 1.75$ y $C2 < 1.00$
F	$C1 > 1.75$ y $1.00 \leq C2 < 1.5$
G	$C1 > 1.75$ y $1.50 \leq C2$

La calificación de eficiencia energética asignada al edificio será la correspondiente al índice de calificación de eficiencia energética obtenido por el mismo, dentro de una escala de siete letras, que va desde la letra A (edificio más eficiente) a la letra G (edificio menos eficiente).

Figura 3.4.6.1 – Calificación según valor.



Figura 3.4.6.2 – Datos según valor.

Consiste, como se observa, en despejar de las fórmulas el cociente de los Indicadores I. Dichos cocientes sólo dependerán de los valores de C1 y C2, y de R y R'. Al valor de estos cocientes se le llama IEE o Indicadores de Eficiencia Energética.



Figura 3.4.6.3 – Tabla de datos necesarios.

Al multiplicar estos valores IEE calculados por su correspondiente R o R' - dispersiones de los IEE-, se obtienen los valores que nos servirán para determinar la LETRA de Calificación correspondiente para cada indicador: emisiones para calefacción, para refrigeración, consumo energía primaria total, y etc.

Nosotros para nuestra vivienda hacemos los cálculos mediante el software, e introducimos datos relativos al inmueble a certificar, y el software de certificación lo compara con un edificio de referencia de similares características al edificio objeto, obteniendo unos valores finales que se corresponden con una LETRA de la Escala.

Los valores o indicadores finales, que aparecen en la calificación de CE3X o en la Etiqueta Energética, se refieren a:

- Consumo de Energía en kWh/m<sup>2</sup>

- Emisiones de CO<sub>2</sub> en KgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>

El CE3X generara los documentos a partir de los datos introducidos y los resultados.

- 1. La primera certificación presentada tiene los sistemas de A.C.S. y calefacción antiguos y poco eficientes.**
- 2. Para la segunda certificación de incorporan los sistemas renovables, así como se instalan elementos de la estructura que favorecen la rotura del puente térmico.**

### 3.4.7 PRIMERA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA

#### CERTIFICADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE EDIFICIOS

##### IDENTIFICACIÓN DEL EDIFICIO O DE LA PARTE QUE SE CERTIFICA:

Nombre del edificio	VIVIENDA UNIFAMILIAR OBJETO DEL TFM		
Dirección	LA REDONDA, SENRA		
Municipio	ORTIGUEIRA	Código Postal	15.330
Provincia	A Coruña	Comunidad Autónoma	Galicia
Zona climática	C1	Año construcción	2006
Normativa vigente (construcción / rehabilitación)	C.T.E.		
Referencia/s catastral/es	001800300N93C		

##### Tipo de edificio o parte del edificio que se certifica:

<input type="radio"/> Edificio de nueva construcción	<input checked="" type="radio"/> Edificio Existente
<input checked="" type="radio"/> Vivienda <ul style="list-style-type: none"> <li><input checked="" type="radio"/> Unifamiliar</li> <li><input type="radio"/> Bloque <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="radio"/> Bloque completo</li> <li><input type="radio"/> Vivienda individual</li> </ul> </li> </ul>	<input type="radio"/> Terciario <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="radio"/> Edificio completo</li> <li><input type="radio"/> Local</li> </ul>

##### DATOS DEL TÉCNICO CERTIFICADOR:

Nombre y Apellidos	TED CHEDA MORÁN	NIF(NIE)	79304399A
Razón social	ESTUDIANTE	NIF	79644399S
Domicilio	A CORUÑA		
Municipio	Fonteculler	Código Postal	12855
Provincia	A Coruña	Comunidad Autónoma	Galicia
e-mail:	TED.CHEDA@UDC.ES	Teléfono	628797961
Titulación habilitante según normativa vigente	GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA		
Procedimiento reconocido de calificación energética utilizado y versión:	CEXv2.3		

##### CALIFICACIÓN ENERGÉTICA OBTENIDA:

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLE [kWh/m <sup>2</sup> año]		EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO [kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> año]	
	199.7 E		41.0 E

El técnico abajo firmante declara responsablemente que ha realizado la certificación energética del edificio o de la parte que se certifica de acuerdo con el procedimiento establecido por la normativa vigente y que son ciertos los datos que figuran en el presente documento, y sus anexos:

Fecha: 14/06/2017

Firma del técnico certificador

Anexo I. Descripción de las características energéticas del edificio.

Anexo II. Calificación energética del edificio.

Anexo III. Recomendaciones para la mejora de la eficiencia energética.

Anexo IV. Pruebas, comprobaciones e inspecciones realizadas por el técnico certificador.

Registro del Órgano Territorial Competente:

Figura 3.4.7.1 – Resultados obtenidos.

## ANEXO I DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DEL EDIFICIO

En este apartado se describen las características energéticas del edificio, envolvente térmica, instalaciones, condiciones de funcionamiento y ocupación y demás datos utilizados para obtener la calificación energética del edificio.

### 1. SUPERFICIE, IMAGEN Y SITUACIÓN

<b>Superficie habitable [m<sup>2</sup>]</b>	145.8
<b>Imagen del edificio</b>	<b>Plano de situación</b>
	

### 2. ENVOLVENTE TÉRMICA

#### Cerramientos opacos

Nombre	Tipo	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Transmitancia [W/m <sup>2</sup> ·K]	Modo de obtención
Fachada Este-principal	Fachada	18.16	0.73	Por defecto
Fachada Oeste	Fachada	19.36	0.73	Por defecto
Fachada Sur	Fachada	54.66	0.73	Por defecto
Fachada Norte	Fachada	74.8	0.73	Por defecto
Suelo con terreno	Suelo	212.0	0.61	Estimadas
Cubierta inclinada con cámara	Cubierta	261.0	0.21	Estimadas

#### Huecos y lucernarios

Nombre	Tipo	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Transmitancia [W/m <sup>2</sup> ·K]	Factor solar	Modo de obtención. Transmitancia	Modo de obtención. Factor solar
V1	Hueco	2.52	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V2	Hueco	2.52	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V3	Hueco	1.92	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V4	Hueco	1.92	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V5	Hueco	2.64	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V6	Hueco	1.6	5.70	0.69	Estimado	Estimado
V7	Hueco	1.6	5.70	0.69	Estimado	Estimado

Figura 3.4.7.2 – Resultados obtenidos.

### 3. INSTALACIONES TÉRMICAS

#### Generadores de calefacción

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
Calefacción Eléctrica	Efecto Joule		100.0	Electricidad	Estimado
<b>TOTALES</b>	<b>Calefacción</b>				

#### Generadores de refrigeración

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
<b>TOTALES</b>	<b>Refrigeración</b>				

#### Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria

Demanda diaria de ACS a 60° (litros/día)	140.0
--	-------

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
Equipo de Agua Caliente Sanitaria	Caldera Estándar	10.0	57.6	Gasóleo-C	Estimado
<b>TOTALES</b>	<b>ACS</b>				

Figura 3.4.7.3 – Resultados obtenidos.

## ANEXO II CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO

Zona climática	C1	Uso	Residencial
----------------	----	-----	-------------

### 1. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO EN EMISIONES

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
	41.0 E	CALEFACCIÓN		ACS	
		<i>Emisiones calefacción [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	E	<i>Emisiones ACS [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	G
		25.38		15.60	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
<i>Emisiones globales [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Emisiones refrigeración [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	-	<i>Emisiones iluminación [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	-
		0.00		-	

La calificación global del edificio se expresa en términos de dióxido de carbono liberado a la atmósfera como consecuencia del consumo energético del mismo.

	kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> año	kgCO <sub>2</sub> /año
<i>Emisiones CO<sub>2</sub> por consumo eléctrico</i>	17.55	2559.44
<i>Emisiones CO<sub>2</sub> por otros combustibles</i>	23.42	3414.60

## 2. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO EN CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLE

Por energía primaria no renovable se entiende la energía consumida por el edificio procedente de fuentes no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
	199.7 E	CALEFACCIÓN		ACS	
		Energía primaria calefacción [kWh/m <sup>2</sup> año]	E	Energía primaria ACS [kWh/m <sup>2</sup> año]	G
		140.57		59.13	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
		Energía primaria refrigeración [kWh/m <sup>2</sup> año]	-	Energía primaria iluminación [kWh/m <sup>2</sup> año]	-
		0.00		-	
Consumo global de energía primaria no renovable [kWh/m <sup>2</sup> año]					

## 3. CALIFICACIÓN PARCIAL DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN

La demanda energética de calefacción y refrigeración es la energía necesaria para mantener las condiciones internas de confort del edificio.

DEMANDA DE CALEFACCIÓN		DEMANDA DE REFRIGERACIÓN	
	81.6 E	No calificable	
Demanda de calefacción [kWh/m <sup>2</sup> año]		Demanda de refrigeración [kWh/m <sup>2</sup> año]	

El Indicador global es resultado de la suma de los Indicadores parciales más el valor del indicador para consumos auxiliares, si los hubiera (sólo ed. terciarios, ventilación, bombeo, etc...). La energía eléctrica autoconsumida se descuenta únicamente del Indicador global, no así de los valores parciales

Figura 3.4.7.4 – Resultados obtenidos.

Podemos comprobar que de esta certificación obtenemos una letra E, bastante mala para ser una casa construida después del año 2.006. Se debe aclarar que en la zona climática donde nos encontramos, no se considera la demanda de refrigeración, y sin embargo, la de calefacción dará valores altos.

### 3.4.8 SEGUNDA CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA

#### CERTIFICADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE EDIFICIOS

##### IDENTIFICACIÓN DEL EDIFICIO O DE LA PARTE QUE SE CERTIFICA:

Nombre del edificio	VIVIENDA UNIFAMILIAR OBJETO DEL TFM		
Dirección	LA REDONDA, SENRA		
Municipio	ORTIGUEIRA	Código Postal	15.330
Provincia	A Coruña	Comunidad Autónoma	Galicia
Zona climática	C1	Año construcción	2006
Normativa vigente (construcción / rehabilitación)	C.T.E.		
Referencia/s catastral/es	001800300NJ93C		

Tipo de edificio o parte del edificio que se certifica:	
<input type="radio"/> Edificio de nueva construcción	<input checked="" type="radio"/> Edificio Existente
<input checked="" type="radio"/> Vivienda <ul style="list-style-type: none"> <li><input checked="" type="radio"/> Unifamiliar</li> <li><input type="radio"/> Bloque <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="radio"/> Bloque completo</li> <li><input type="radio"/> Vivienda individual</li> </ul> </li> </ul>	<input type="radio"/> Terciario <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="radio"/> Edificio completo</li> <li><input type="radio"/> Local</li> </ul>

##### DATOS DEL TÉCNICO CERTIFICADOR:

Nombre y Apellidos	TED CHEDA MORÁN	NIF(NIE)	79304399A
Razón social	ESTUDIANTE	NIF	79644399S
Domicilio	A CORUÑA		
Municipio	FONTECULLER	Código Postal	12855
Provincia	A Coruña	Comunidad Autónoma	Galicia
e-mail:	TED.CHEDA@UDC.ES	Teléfono	628797961
Titulación habilitante según normativa vigente	GRADUADO EN INGENIERIA ELECTRICA		
Procedimiento reconocido de calificación energética utilizado y versión:	CEXv2.3		

Figura 3.4.8.1 – Resultados obtenidos.

**DATOS DEL TÉCNICO CERTIFICADOR:**

Nombre y Apellidos	TED CHEDA MORÁN		NIF(NIE)	79304399A
Razón social	ESTUDIANTE		NIF	79644399S
Domicilio	A CORUÑA			
Municipio	FONTECULLER	Código Postal	12855	
Provincia	A Coruña	Comunidad Autónoma	Galicia	
e-mail:	TED.CHEDA@UDC.ES	Teléfono	628797961	
Titulación habilitante según normativa vigente	GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA			
Procedimiento reconocido de calificación energética utilizado y versión:	CEXv2.3			

**CALIFICACIÓN ENERGÉTICA OBTENIDA:**

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLE [kWh/m <sup>2</sup> año]		EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO [kgCO <sub>2</sub> / m <sup>2</sup> año]	
	55.1 B		10.3 B

El técnico abajo firmante declara responsablemente que ha realizado la certificación energética del edificio o de la parte que se certifica de acuerdo con el procedimiento establecido por la normativa vigente y que son ciertos los datos que figuran en el presente documento, y sus anexos:

Fecha: 14/06/2017

Firma del técnico certificador

*Anexo I. Descripción de las características energéticas del edificio.*

*Anexo II. Calificación energética del edificio.*

*Anexo III. Recomendaciones para la mejora de la eficiencia energética.*

*Anexo IV. Pruebas, comprobaciones e inspecciones realizadas por el técnico certificador.*

Figura 3.4.8.2 – Resultados obtenidos.

## ANEXO I DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DEL EDIFICIO

En este apartado se describen las características energéticas del edificio, envolvente térmica, instalaciones, condiciones de funcionamiento y ocupación y demás datos utilizados para obtener la calificación energética del edificio.

### 1. SUPERFICIE, IMAGEN Y SITUACIÓN

Superficie habitable [m <sup>2</sup> ]	145.8
<b>Imagen del edificio</b>	<b>Plano de situación</b>
	

### 2. ENVOLVENTE TÉRMICA

#### Cerramientos opacos

Nombre	Tipo	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Transmitancia [W/m <sup>2</sup> ·K]	Modo de obtención
Fachada Este-principal	Fachada	18.16	0.73	Por defecto
Fachada Oeste	Fachada	19.36	0.73	Por defecto
Fachada Sur	Fachada	54.66	0.73	Por defecto
Fachada Norte	Fachada	74.8	0.73	Por defecto
Suelo con terreno	Suelo	212.0	0.61	Estimadas
Cubierta inclinada con cámara	Cubierta	261.0	0.21	Estimadas

#### Huecos y lucernarios

Nombre	Tipo	Superficie [m <sup>2</sup> ]	Transmitancia [W/m <sup>2</sup> ·K]	Factor solar	Modo de obtención. Transmitancia	Modo de obtención. Factor solar
V1	Hueco	2.52	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V2	Hueco	2.52	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V3	Hueco	1.92	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V4	Hueco	1.92	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V5	Hueco	2.64	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V8	Hueco	1.6	2.96	0.54	Estimado	Estimado
V7	Hueco	1.6	2.96	0.54	Estimado	Estimado

Figura 3.4.8.3 – Resultados obtenidos.

### 3. INSTALACIONES TÉRMICAS

#### Generadores de calefacción

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
Calefacción Eléctrica	Efecto Joule		100.0	Electricidad	Estimado
<b>TOTALES</b>	<b>Calefacción</b>				

#### Generadores de refrigeración

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
<b>TOTALES</b>	<b>Refrigeración</b>				

#### Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria

<b>Demanda diaria de ACS a 60° (litros/día)</b>	140.0
---	-------

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento Estacional [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
Equipo de agua caliente sanitaria	Caldera Estándar	10	75.6	Gas Natural	Estimado
<b>TOTALES</b>	<b>ACS</b>				

### 6. ENERGÍAS RENOVABLES

#### Térmica

Nombre	Consumo de Energía Final, cubierto en función del servicio asociado [%]			Demanda de ACS cubierta [%]
	Calefacción	Refrigeración	ACS	
EÓLICA+FOTOVOLTAICA	80.0	-	80.0	-
<b>TOTAL</b>	<b>80.0</b>	<b>-</b>	<b>80.0</b>	<b>-</b>

#### Eléctrica

Nombre	Energía eléctrica generada y autoconsumida [kWh/año]
EÓLICA+FOTOVOLTAICA	6896.5
<b>TOTAL</b>	<b>6896.5</b>

Figura 3.4.8.4 – Resultados obtenidos.

## ANEXO II CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO

Zona climática	C1	Uso	Residencial
----------------	----	-----	-------------

### 1. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO EN EMISIONES

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
	<b>10.3 B</b>	<b>CALEFACCIÓN</b>		<b>ACS</b>	
	<i>Emisiones calefacción [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>		A	<i>Emisiones ACS [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	
	4.57			1.93	
			<b>REFRIGERACIÓN</b>		<b>ILUMINACIÓN</b>
<i>Emisiones globales [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Emisiones refrigeración [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Emisiones iluminación [kgCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> año]</i>	
		0.00		-	

La calificación global del edificio se expresa en términos de dióxido de carbono liberado a la atmósfera como consecuencia del consumo energético del mismo.

	kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> año	kgCO <sub>2</sub> /año
<i>Emisiones CO<sub>2</sub> por consumo eléctrico</i>	5.38	785.05
<i>Emisiones CO<sub>2</sub> por otros combustibles</i>	4.93	719.40

### 2. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO EN CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLE

Por energía primaria no renovable se entiende la energía consumida por el edificio procedente de fuentes no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
	<b>55.1 B</b>	<b>CALEFACCIÓN</b>		<b>ACS</b>	
	<i>Energía primaria calefacción [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>		A	<i>Energía primaria ACS [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>	
	23.40			9.09	
			<b>REFRIGERACIÓN</b>		<b>ILUMINACIÓN</b>
<i>Consumo global de energía primaria no renovable [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Energía primaria refrigeración [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Energía primaria iluminación [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>	
		0.00		-	

### 3. CALIFICACIÓN PARCIAL DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN

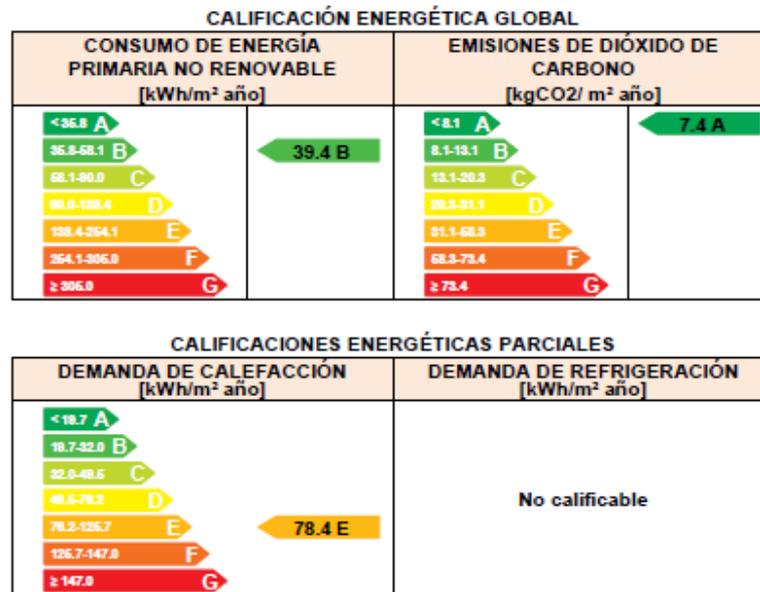
La demanda energética de calefacción y refrigeración es la energía necesaria para mantener las condiciones internas de confort del edificio.

DEMANDA DE CALEFACCIÓN		DEMANDA DE REFRIGERACIÓN		
	<b>78.4 E</b>	<b>No calificable</b>		
	<i>Demanda de calefacción [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>		<i>Demanda de refrigeración [kWh/m<sup>2</sup> año]</i>	

Figura 3.4.8.5 – Resultados obtenidos.

### ANEXO III RECOMENDACIONES PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

#### MEJORAS



#### ANÁLISIS TÉCNICO

Indicador	Calefacción		Refrigeración		ACS		Iluminación		Total	
	Valor	ahorro respecto a la situación original	Valor	ahorro respecto a la situación original	Valor	ahorro respecto a la situación original	Valor	ahorro respecto a la situación original	Valor	ahorro respecto a la situación original
Consumo Energía final [kWh/m <sup>2</sup> año]	14.12	15.2%	0.00	-%	0.00	100.0%	-	-%	25.68	28.4%
Consumo Energía primaria no renovable [kWh/m <sup>2</sup> año]	16.80	A 28.2%	0.00	-	0.00	A 100.0%	-	-	39.39	B 28.5%
Emisiones de CO <sub>2</sub> [kgCO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> año]	3.56	A 22.1%	0.00	-	0.00	A 100.0%	-	-	7.38	A 28.4%
Demanda [kWh/m <sup>2</sup> año]	78.45	E 0.0%	0.00	-						

Nota: Los indicadores energéticos anteriores están calculados en base a coeficientes estándar de operación y funcionamiento del edificio, por lo que solo son válidos a efectos de su calificación energética. Para el análisis económico de las medidas de ahorro y eficiencia energética, el técnico certificador deberá utilizar las condiciones reales y datos históricos de consumo del edificio.

DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE MEJORA
Características de la medida (modelo de equipos, materiales, parámetros característicos )
Coste estimado de la medida 3540.0 €
Otros datos de interés Descripción de la medida de mejora de instalaciones en documento anexo

Figura 3.4.8.6 – Resultados obtenidos.

Como es de esperar la vivienda obtiene UN MEJOR GRADO DE CERTIFICACIÓN, una certificación “B”, pero en el apartado de calefacción obtiene un resultado medio “E” por la elevada demanda en esta zona climática.

Se proponen una serie e mejor para lograr pasar a tener en este apartado de calefacción mejor apartado, y la letra resultante sería una “A”, pero sería necesario invertir más dinero.

### **3.4.9 INFORME DE MEJORAS**

El programa, gracias a un plugin de SALTOKI, también nos generara un informe completo de las mejoras propuestas en lo referido sistemas más eficientes,

### **3.4.10 RESULTADOS FINALES**

Es necesaria una certificación desde el punto de visto normativo, la norma actual exige que todos los edificios existentes, cuando se vendan o se arrienden, dispongan de un certificado de eficiencia energética. Por ello, resulta obligatorio disponer de dicho certificado, el notario lo pedirá antes de proceder a realizar la venta o contrato de arrendamiento correspondiente. Desde el punto de vista del propietario del inmueble, el certificado energético le informará de lo eficiente que es un edificio (o parte de éste) aportando una variable más a tener en cuenta en toda operación de compraventa del edificio o parte de éste. El certificado le aportará una ventaja o desventaja comparativa respecto al resto de sus competidores. Nuestra vivienda cuenta con lo esterado para este tipo de instalación y la zona donde nos encontramos, por lo que la certificación “B” es satisfactoria.

### **3.4.11 ACLARACIÓN DEL CONSUMO DE CALEFACCIÓN**

Con el objetivo de realizar un análisis energético lo más preciso posible, se asignará creara una relación entre la temperatura a calefactar y el consumo energético de la vivienda. Para ello, en primer lugar, se obtienen las cifras Se trata de cifras reales, esto se consigue analizando las facturas.

Los registros de consumo total, obtenidos para los mismos meses que los analizan las facturas son:

<b>Período</b>	<b>Demanda mensual kWh/MES</b>
enero	774
febrero	754
marzo	722
abril	708
mayo	710
junio	658
julio	666
agosto	676
septiembre	668
octubre	724
noviembre	752
diciembre	770

Tabla 3.4.11.1 – Consumo.

Con el objetivo de estimar una relación óptima con este consumo, se procede a plantear una hipótesis inicial, consistente en relacionar el consumo energético de la vivienda con los Grados Día de Calefacción.

Para facilitar la comprensión del cálculo realizado se incluye a continuación una breve definición de los conceptos clave:

- Grados día o Degree day: se trata de una medida que relaciona la carga de calefacción y refrigeración de una instalación con la temperatura exterior. Se trata de la diferencia existente entre la temperatura media exterior diaria y una temperatura de referencia (o temperatura base) característica de cada edificio, que es la temperatura exterior para la cual las pérdidas de calor del edificio son igualadas por las ganancias por radiación solar y las aportaciones térmicas interiores. Cuando la temperatura ambiente exterior cae por debajo de la temperatura base, se contabilizan los grados día de calefacción (en inglés, heating degree days o HDD).

- Índice de correlación  $R^2$ : Refleja la medida en que un modelo de regresión explica las variaciones observadas en la variable dependiente (en este caso, el consumo energético) respecto a su valor medio. El intervalo de valores posibles para  $R^2$  es de 0 a 1, de forma que un  $R^2$  igual a 0 significa que el modelo no explica ninguna de las variaciones (el modelo no ofrece independiente (en este caso, los grados día)); un  $R^2$  igual a 1 significa que el modelo explica el 100% de las variaciones observadas en la variable dependiente respecto a las variaciones de la variable independiente. En general, y aunque no existe ningún estándar universal, para un valor mínimo de  $R^2$  igual a 0,75 se suele considerar como un indicador razonable de una buena relación causal entre la variable dependiente y la variable independiente.
  
- Análisis de regresión: Técnica matemática que extrae parámetros de un conjunto de datos para describir la correlación de las variables independientes medidas (en este caso, HDD o CDD) y de las variables dependientes (en este caso, datos de energía). Para la obtención de las ecuaciones que van a permitir relacionar los grados día con el consumo energético en el período de referencia, se emplean recursos matemáticos y estadísticos de Microsoft Excel.

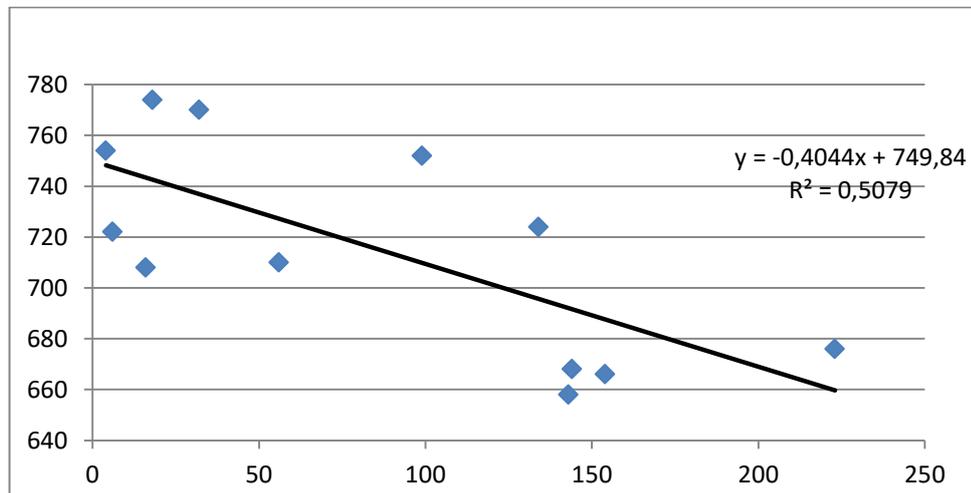
Teniendo en cuenta que la vivienda presenta una cierta demanda de calefacción para su correcto funcionamiento, se procede a efectuar una comparación inicial del consumo de los meses disponibles con los Grados Día de Calefacción de esos mismos meses. Los datos de Grados Día de Calefacción se han obtenido a través de la página [www.degreedays.net](http://www.degreedays.net), buscando los datos de una estación próxima al emplazamiento la casa, en la ciudad de A Coruña.

Los datos obtenidos son los siguientes para la estación de: LECO: La Coruna / Alvedro, ES (8.37W,43.31N).

Período	Heating degree days (HDD)
enero	18
febrero	4
marzo	6
abril	16
mayo	56
junio	143
julio	154
agosto	223
septiembre	144
octubre	134
noviembre	99
diciembre	32

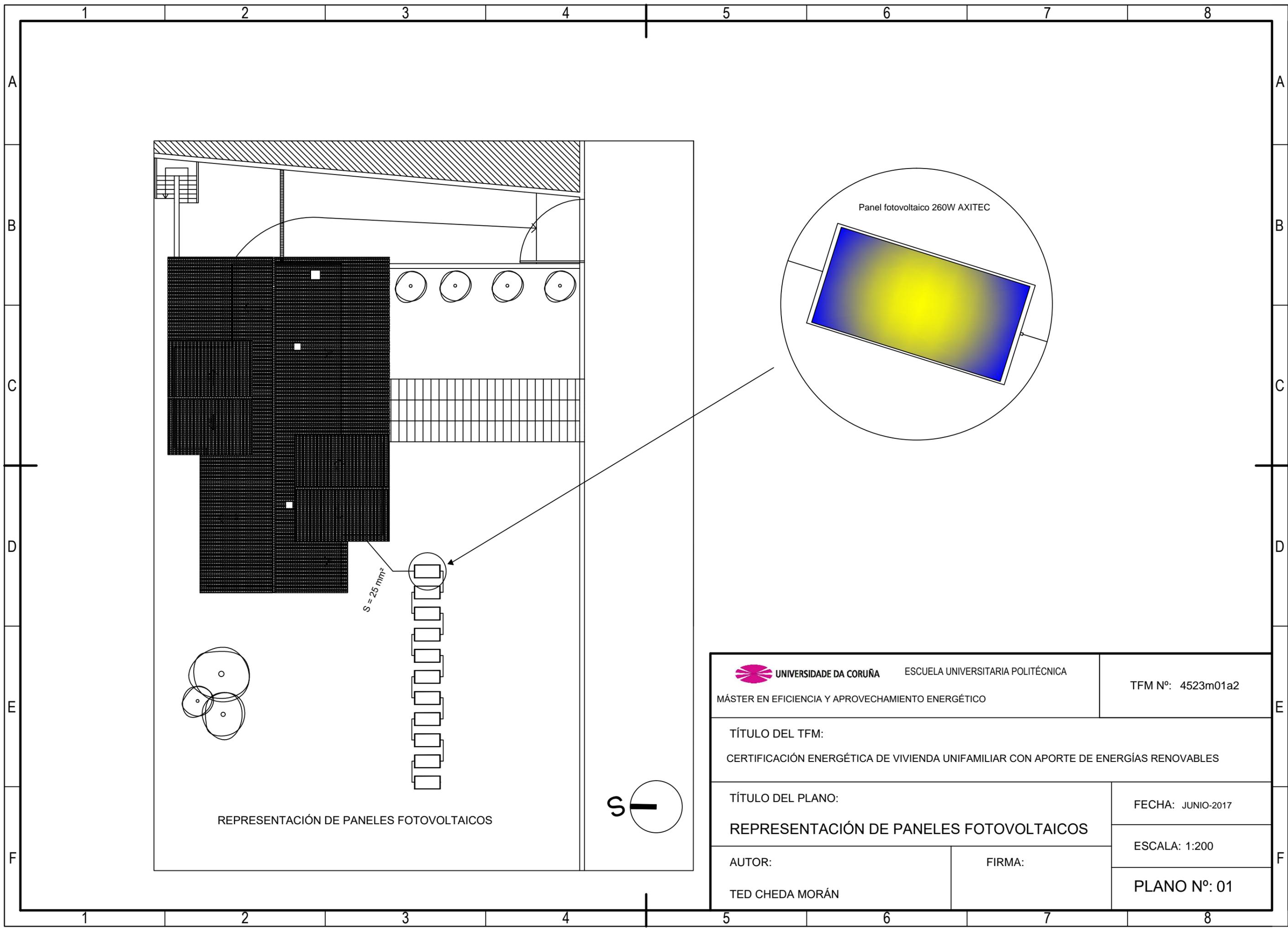
Tabla 3.4.11.2 – HDD.

La grafica resultante será:

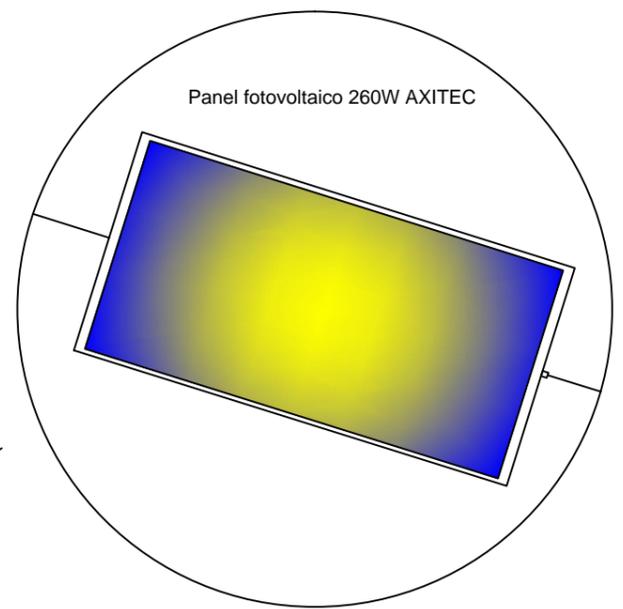


Grafica 3.4.11.1 DEMANDA (kWh) vs HDD.

Se puede observar que la relación entre ambas variables no es adecuada, ( $R^2 < 0.75$ ), por lo que se determina que en los meses analizados no existe una relación clara entre el consumo de la vivienda y la climatología del emplazamiento. Esto se debe, principalmente, en que la carga computacional de la casa se ha visto incrementada a lo largo de dichos meses. Debido a esto, el consumo de calefacción está más asociado a dicha carga computacional que a la climatología del emplazamiento. Esto viene a colación e en las certificaciones, porque por nuestra zona climática, tendemos a tener malos datos en certificaciones, con consumos de calefacción normales e vivienda media.

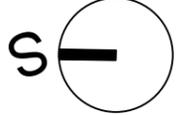


REPRESENTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

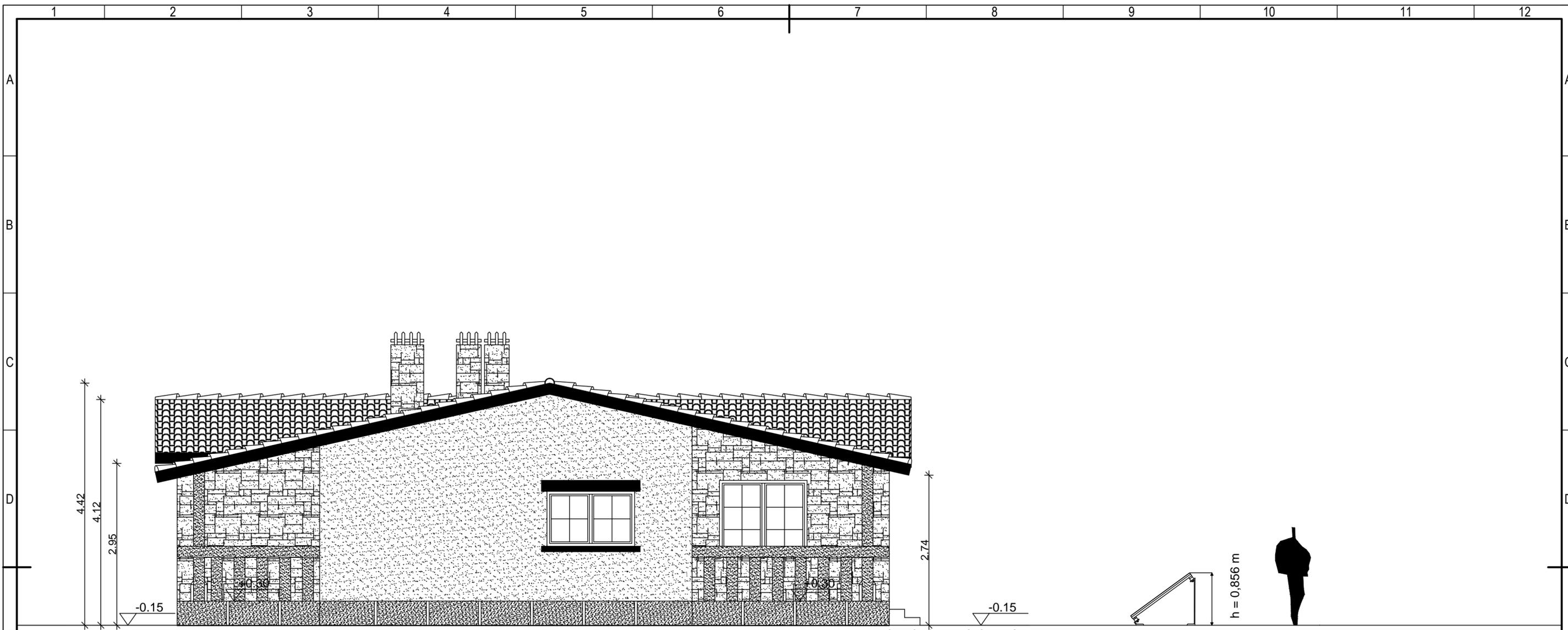


Panel fotovoltaico 260W AXITEC

S = 25 mm<sup>2</sup>

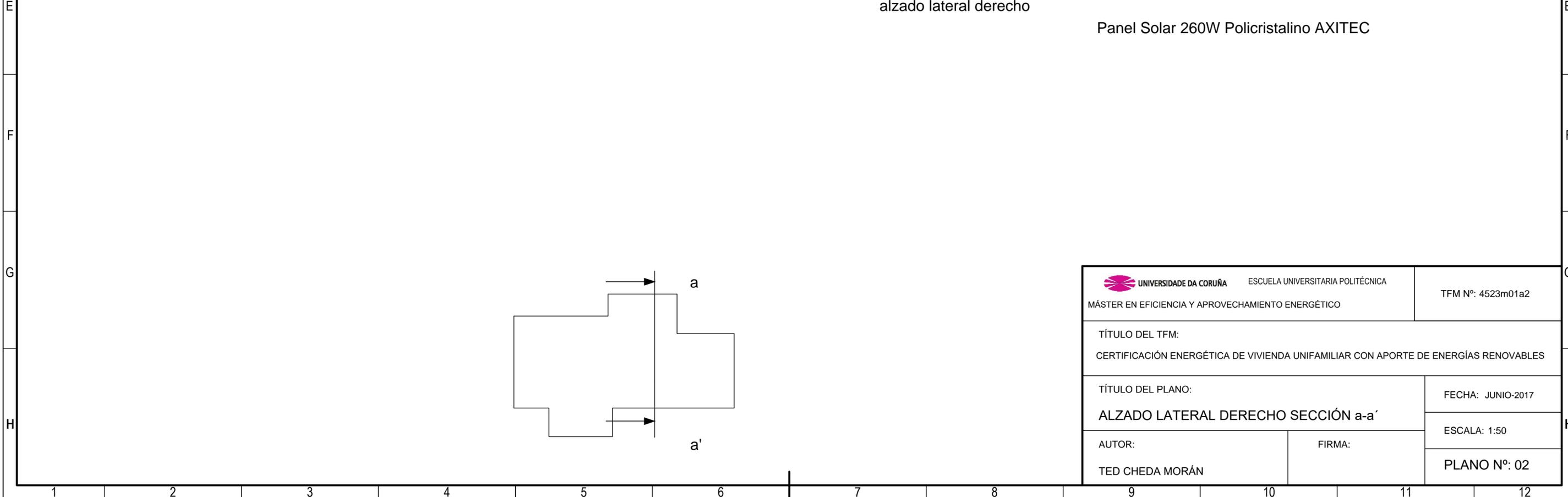


 <b>UNIVERSIDADE DA CORUÑA</b> ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA		TFM N°: 4523m01a2
MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO		
TÍTULO DEL TFM: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES		
TÍTULO DEL PLANO: <b>REPRESENTACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS</b>		FECHA: JUNIO-2017
AUTOR: TED CHEDA MORÁN		ESCALA: 1:200
FIRMA:		<b>PLANO N°: 01</b>

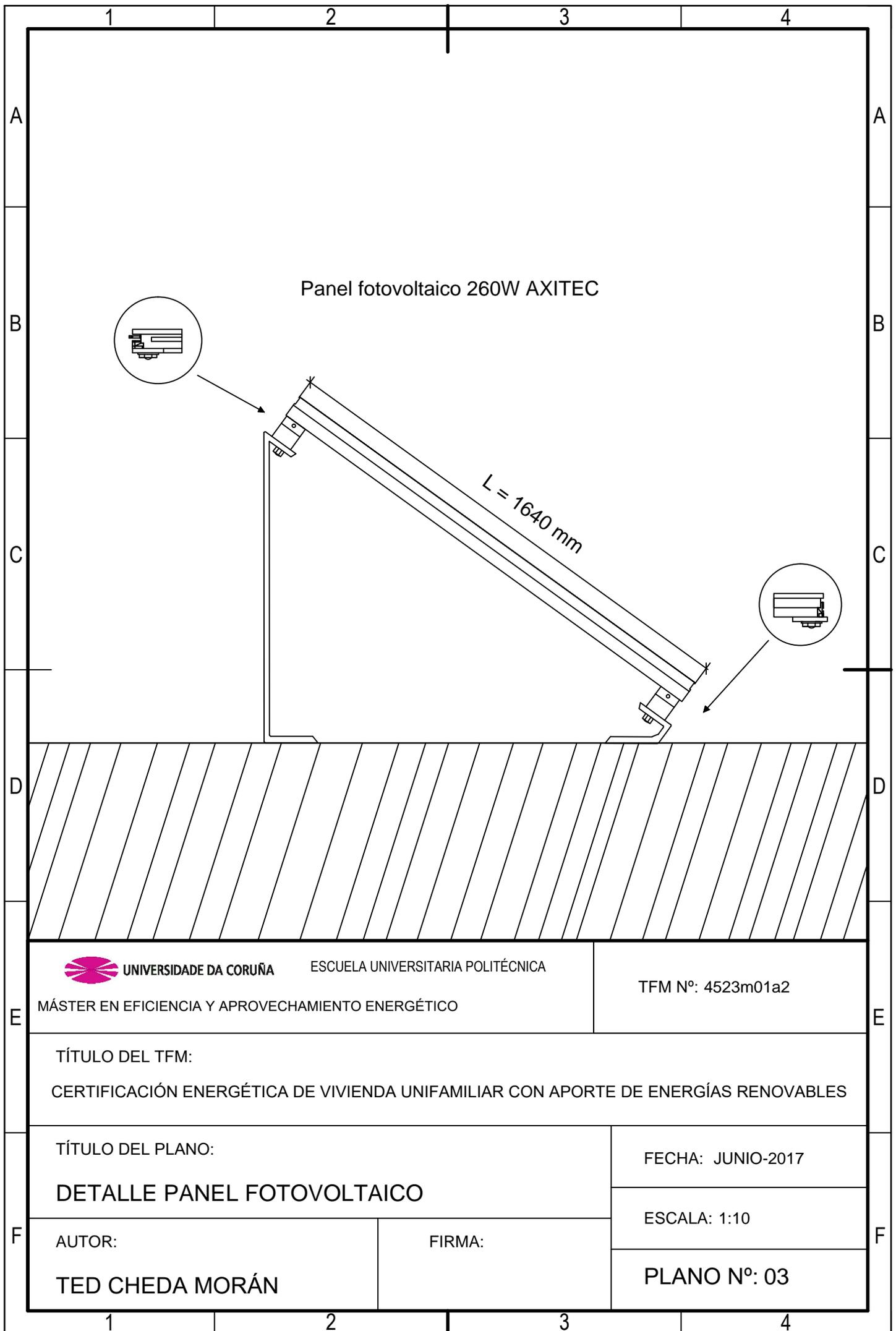


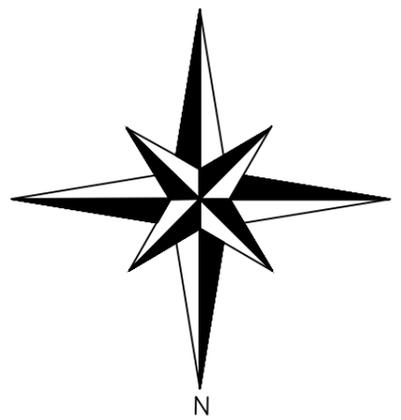
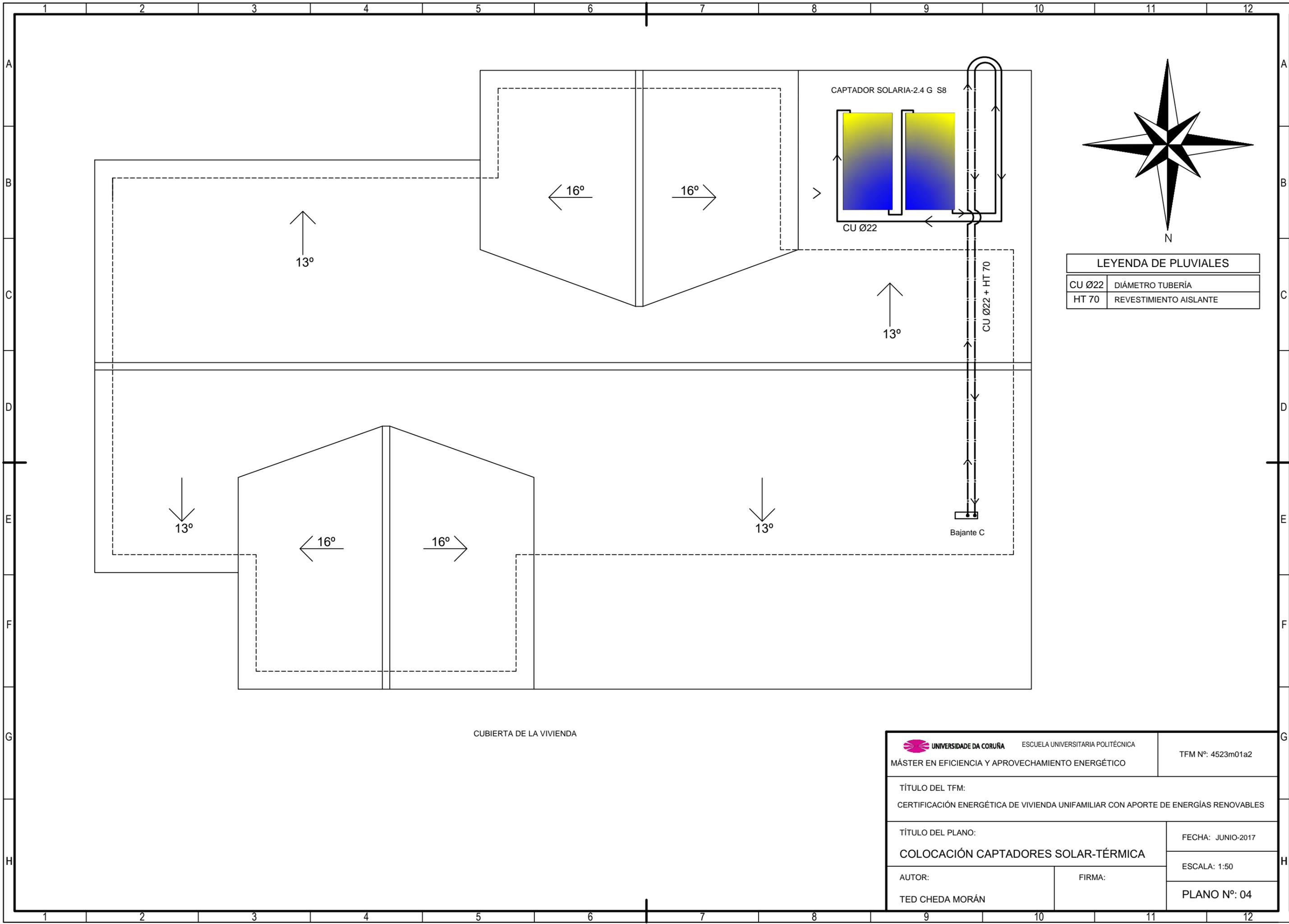
alzado lateral derecho

Panel Solar 260W Policristalino AXITEC



 <b>UNIVERSIDADE DA CORUÑA</b> ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA		TFM Nº: 4523m01a2
MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO		
TÍTULO DEL TFM: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES		
TÍTULO DEL PLANO: <b>ALZADO LATERAL DERECHO SECCIÓN a-a'</b>		FECHA: JUNIO-2017
AUTOR: TED CHEDA MORÁN		ESCALA: 1:50
FIRMA:		PLANO Nº: 02

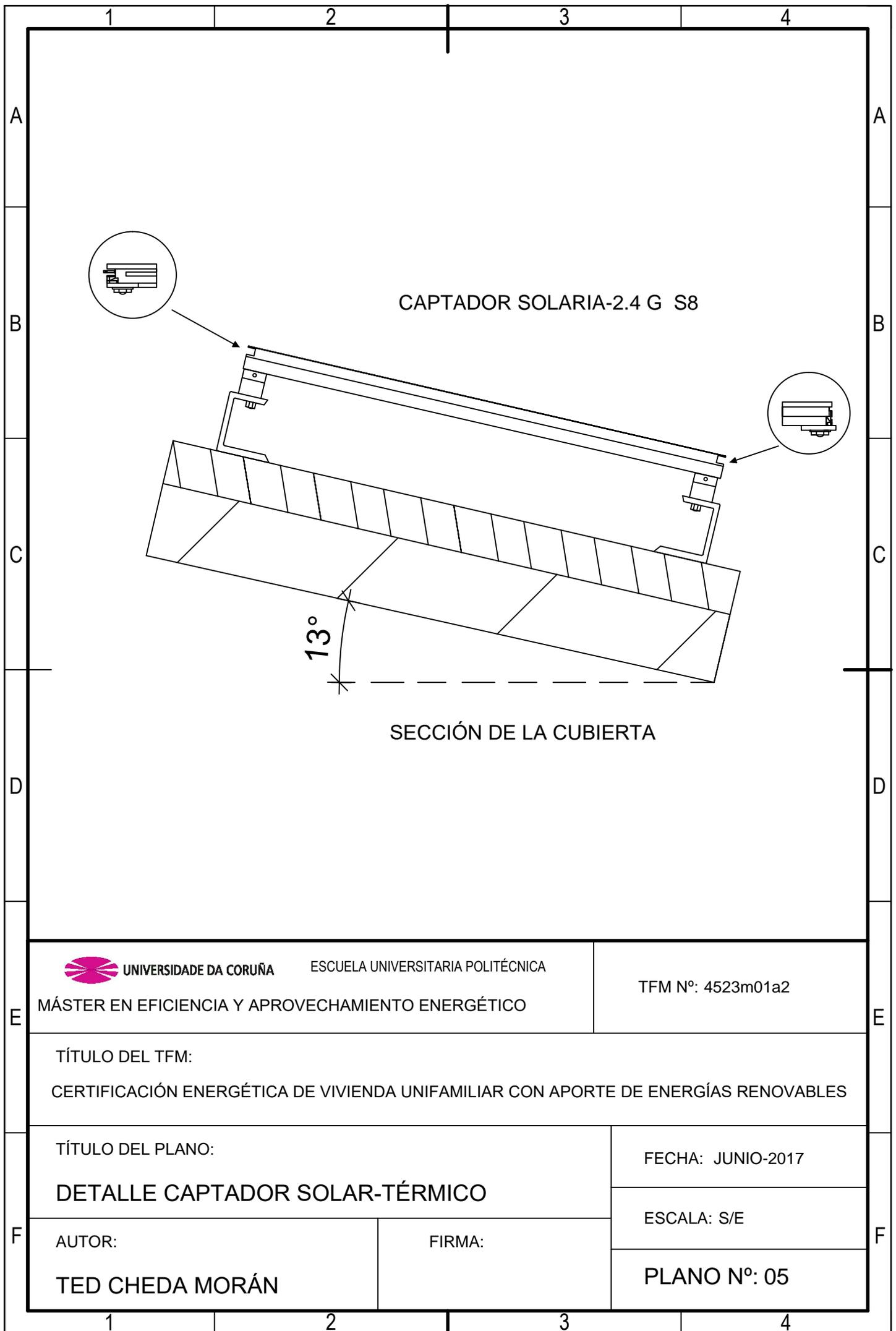




LEYENDA DE PLUVIALES	
CU Ø22	DIÁMETRO TUBERÍA
HT 70	REVESTIMIENTO AISLANTE

CUBIERTA DE LA VIVIENDA

 <b>UNIVERSIDADE DA CORUÑA</b> ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO		TFM Nº: 4523m01a2
TÍTULO DEL TFM: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES		
TÍTULO DEL PLANO: <b>COLOCACIÓN CAPTADORES SOLAR-TÉRMICA</b>		FECHA: JUNIO-2017 ESCALA: 1:50
AUTOR: TED CHEDA MORÁN	FIRMA:	PLANO Nº: 04



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA

TFM Nº: 4523m01a2

MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

TÍTULO DEL TFM:

CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APOORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES

TÍTULO DEL PLANO:

DETALLE CAPTADOR SOLAR-TÉRMICO

FECHA: JUNIO-2017

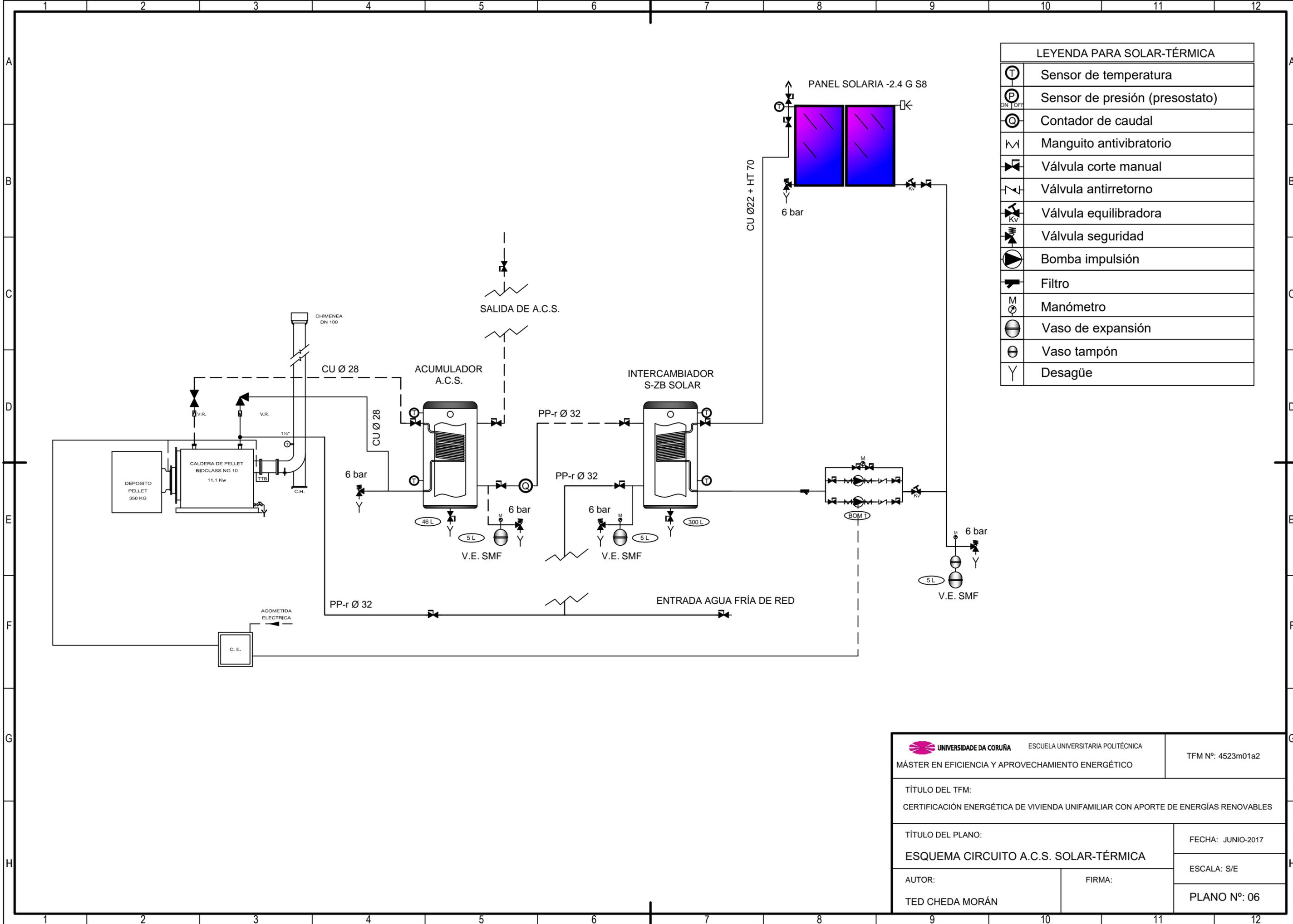
ESCALA: S/E

AUTOR:

TED CHEDA MORÁN

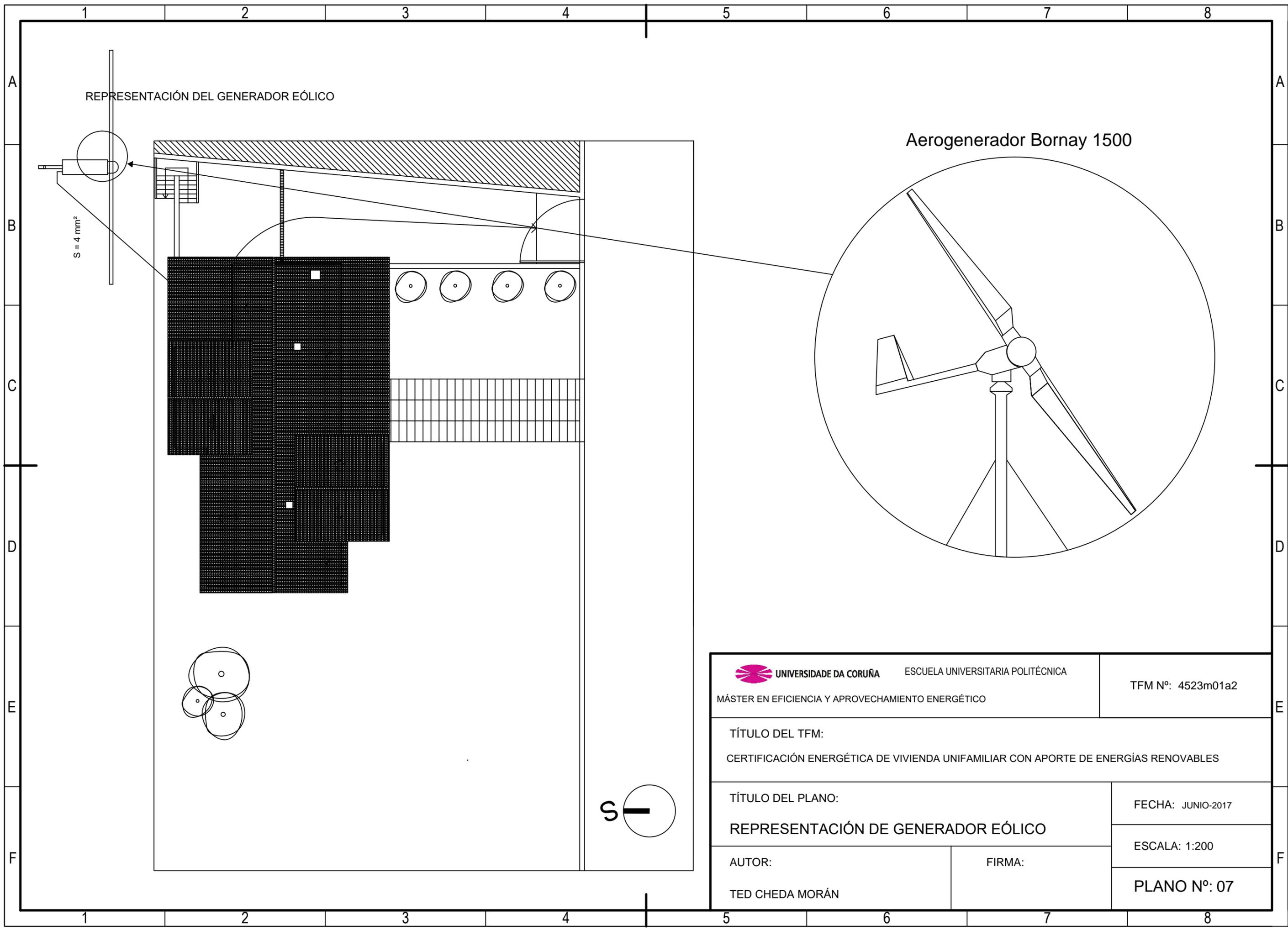
FIRMA:

PLANO Nº: 05



LEYENDA PARA SOLAR-TÉRMICA	
	Sensor de temperatura
	Sensor de presión (presostato)
	Contador de caudal
	Manguito antivibratorio
	Válvula corte manual
	Válvula antirretorno
	Válvula equilibradora
	Válvula seguridad
	Bomba impulsión
	Filtro
	Manómetro
	Vaso de expansión
	Vaso tampón
	Desagüe

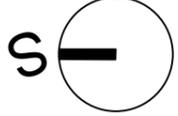
<b>UNIVERSIDADE DA CORUÑA</b> ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO		TFM Nº: 4523m01a2
TÍTULO DEL TFM: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES		
TÍTULO DEL PLANO: <b>ESQUEMA CIRCUITO A.C.S. SOLAR-TÉRMICA</b>		FECHA: JUNIO-2017 ESCALA: S/E
AUTOR: TED CHEDA MORÁN	FIRMA:	PLANO Nº: 06



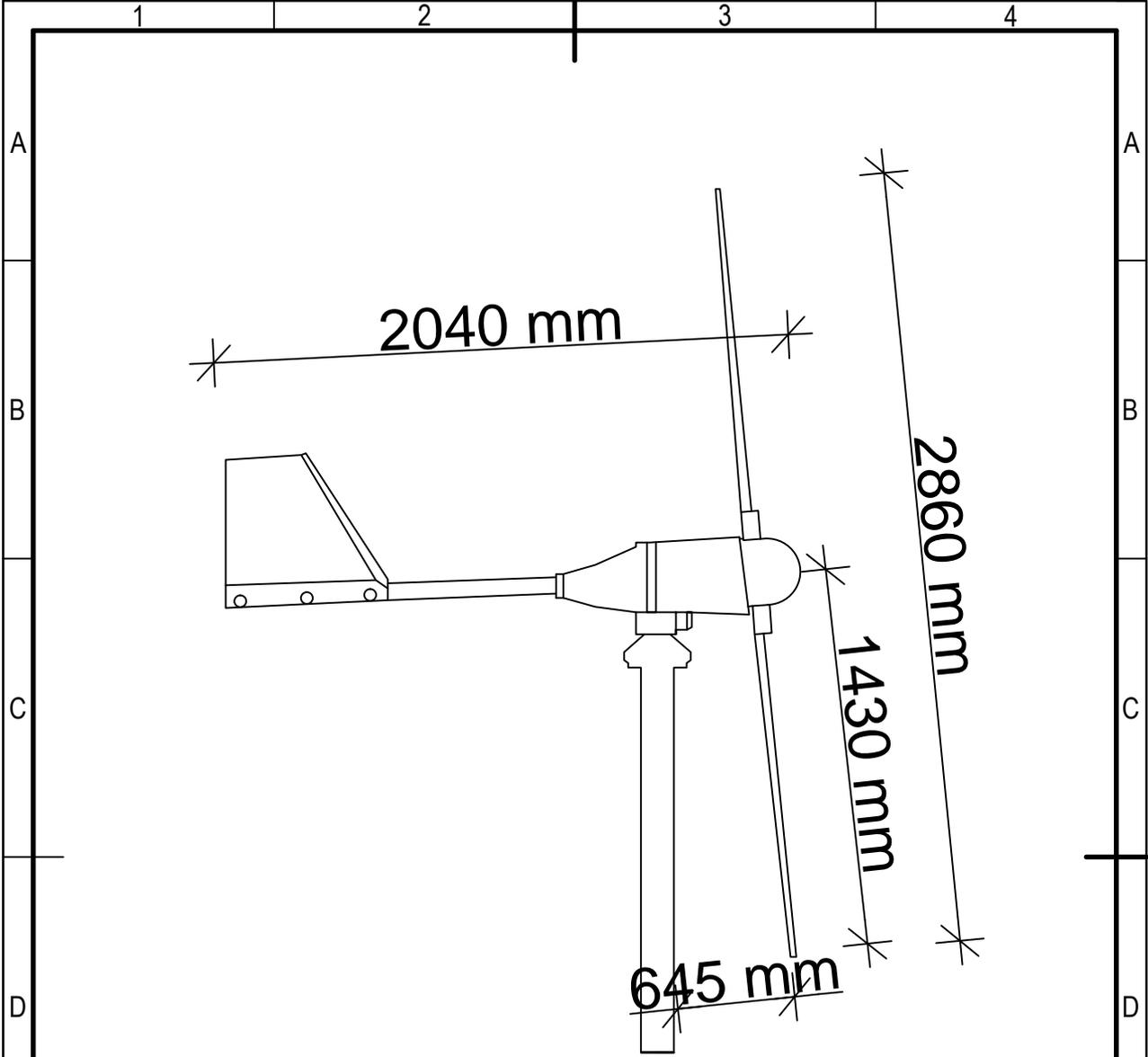
REPRESENTACIÓN DEL GENERADOR EÓLICO

S = 4 mm<sup>2</sup>

Aerogenerador Bornay 1500



 <b>UNIVERSIDADE DA CORUÑA</b> ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA		TFM N°: 4523m01a2
MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO		
TÍTULO DEL TFM: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES		
TÍTULO DEL PLANO: <b>REPRESENTACIÓN DE GENERADOR EÓLICO</b>		FECHA: JUNIO-2017
AUTOR:		ESCALA: 1:200
TED CHEDA MORÁN		FIRMA:
		PLANO N°: 07



**Aerogenerador Bornay 1500**



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA

MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

TFM Nº: 4523m01a2

TÍTULO DEL TFM:

CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES

TÍTULO DEL PLANO:

DETALLE GENERADOR EÓLICO

FECHA: JUNIO-2017

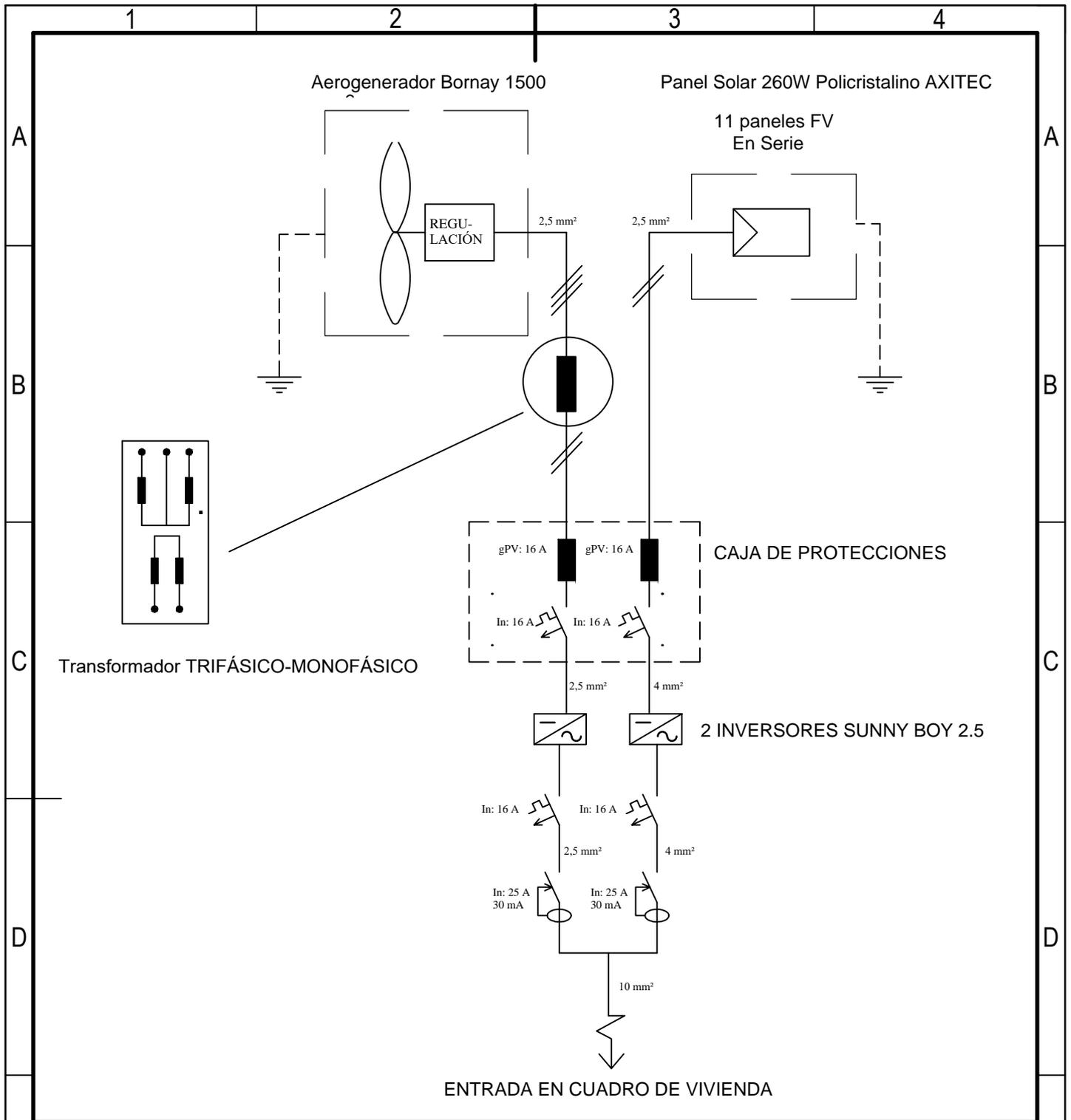
ESCALA: S/E

AUTOR:

TED CHEDA MORÁN

FIRMA:

PLANO Nº: 08



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA

TFM Nº: 4523m01a2

MÁSTER EN EFICIENCIA Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

TÍTULO DEL TFM:

CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES

TÍTULO DEL PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA

FECHA: JUNIO-2017

ESCALA: S/E

AUTOR:

TED CHEDA MORÁN

FIRMA:

PLANO Nº: 09

**TÍTULO: CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDA  
UNIFAMILIAR CON APORTE DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

---

## **PLANOS**

---

**PETICIONARIO: ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA  
AVDA. 19 DE FEBRERO, S/N  
15405 - FERROL**

**FECHA: JUNIO 2016**

**AUTOR: TED CHEDA MORÁN**

Fdo.: Ted Cheda Morán

## **4 PLANOS**

### **4.1 REPRESENTACIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS**

### **4.2 ALZADO LATERAL DERECHO SECCIÓN a-a´**

### **4.3 DETALLE PANEL FOTOVOLTAICO**

### **4.4 COLOCACIÓN CAPTADOR SOLAR-TÉRMICA**

### **4.5 DETALLE CAPTADOR SOLAR-TÉRMICO**

### **4.6 ESQUEMA CIRCUITO A.C.S.SOLAR TÉRMICA**

### **4.7 PLANTA BAJA DISTRIBUCIÓN**

### **4.8 DETALLE GENERADOR EÓLICO**

### **4.9 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA**