



TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED
ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO
DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE
LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO
GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

AUTOR

David Alexander Cano Tirado

	Esta edición electrónica ha sido realizada en 2016
Director	Mariano Sidrach de Cardona
Tutor	Gustavo Nofuentes Garrido
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2014/15)</i>
ISBN	978-84-7993-695-2
©	David Alexander Cano Tirado
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2015



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



Universidad Internacional de Andalucía.

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).**

**ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO.
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO.**

NOVIEMBRE DE 2015.

A mis padres, Clara y Tulio, por su apoyo incondicional, sus consejos, su amor y constante motivación.

A mis hermanos y a mi abuelo, por su respaldo y cariño.

AGRADECIMIENTOS.

Al Dr. Gustavo Nofuentes Garrido por su orientación y apoyo en la elaboración de este trabajo.

A aquellos docentes que ejerciendo su profesión con pasión, dedicación y cariño, le transmiten a sus estudiantes el conocimiento que les permite entregar lo mejor de sí mismos.

A la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito y a aquellas personas que con su apoyo me han ayudado a elaborar este trabajo.

Un agradecimiento especial a la Fundación Carolina quien ha facilitado en gran medida este logro.

TÍTULO DEL PROYECTO

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red interior para autoconsumo en el edificio de laboratorios de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería – Julio Garavito ubicada en Bogotá, Colombia.

Autor: David Alexander Cano Tirado.

Tutor: Dr. Gustavo Nofuentes Garrido.

Resumen: Con el presente Trabajo Fin de Máster se ponen en práctica los conocimientos, habilidades y destrezas adquiridas durante la Maestría en Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica para elaborar un proyecto de ejecución – a nivel de ingeniería básica – de un sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo en el edificio de laboratorios de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Se buscará la optimización energética de la instalación, eligiéndose los elementos de la más alta calidad, de modo que se garantice tanto una operación óptima como la seguridad del personal que la intervenga, y los sistemas que estén conectados a ella.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, módulo fotovoltaico, inversor, conexión a la red, energías verdes, instalación fotovoltaica en cubierta de edificación.



Universidad Internacional de Andalucía

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

DOCUMENTO 1:

ÍNDICE GENERAL

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO

TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

Documento 1: Índice General

DOCUMENTO 1: ÍNDICE GENERAL.

DOCUMENTO 2: MEMORIA.

1. Objeto del proyecto.
2. Alcance del proyecto.
3. Antecedentes.
4. Normas y referencias.
5. Definiciones y abreviaturas.
6. Requisitos de diseño.
7. Datos meteorológicos.
8. Descripción de la solución adoptada.
9. Planificación.
10. Orden de prioridad.
11. Resumen de presupuestos.
12. Conclusiones.

DOCUMENTO 3: ANEXOS A LA MEMORIA.

- ANEXO 1: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.
 1. Introducción.
 2. Orientación e inclinación del generador fotovoltaico.
 3. Distancia mínima entre módulos.
 4. Distancia de separación entre antepechos y módulos.
 5. Superficie disponible.
 6. Estructura de los módulos.
 7. Dimensionamiento del generador.
 8. Cálculo de la producción anual esperada.
 9. Consumo eléctrico mensual promedio de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito vs Producción mensual de la planta fotovoltaica.
 10. Cálculo del cableado.
 11. Protecciones Eléctricas.
 12. Dimensionamiento del centro de transformación.
 13. Sistema de puesta a tierra.
- ANEXO 2: ANÁLISIS DE DATOS.
- ANEXO 3: PARÁMETROS DE EFICIENCIA.
- ANEXO 4: PLAN DE MANTENIMIENTO.
- ANEXO 5: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.

DOCUMENTO 4: PLANOS.

DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES.

DOCUMENTO 6: PRESUPUESTO.



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

DOCUMENTO 2:

MEMORIA

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO

TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO.

Tabla de contenido.....	2
Índice de figuras.....	5
Índice de tablas.....	6
1 Objeto del proyecto.....	7
2 Alcance del proyecto.....	7
2.1 Ubicación.....	8
3 Antecedentes.....	9
3.1 Legislación.....	9
3.2 Recurso solar.....	9
3.3 Climatología.....	10
3.4 Estado actual de la instalación.....	10
3.5 Adecuación de la instalación.....	11
4 Normas y referencias.....	11
4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas.....	11
4.1.1 De carácter general.....	11
4.1.2 Normativa de seguridad y salud.....	12
4.1.3 Normas.....	12
4.2 Referencias Bibliográficas.....	12
4.3 Software específico empleado.....	13
4.4 Otras referencias.....	13
4.4.1 Planos.....	13
4.4.2 Reglamento y Regulación.....	14
4.4.3 Climatología y recuso solar.....	14
4.4.4 Sistema fotovoltaico.....	14
4.4.4.1 Módulo fotovoltaico.....	14
4.4.4.2 Estructura de soporte.....	14
4.4.4.3 Inversor.....	14
4.4.4.4 Cableado.....	15

Documento 2: Memoria.

4.4.4.5	Cajas de Conexión y armarios.....	15
4.4.4.6	Protecciones.....	15
4.4.5	Plano de la edificación.....	16
5	Definiciones y abreviaturas.....	16
5.1	Definiciones.....	16
5.2	Abreviaturas.....	17
6	Requisitos de diseño.....	22
7	Datos meteorológicos.....	23
7.1	Recurso solar.....	23
7.2	Temperatura.....	25
7.3	Viento.....	27
8	Descripción de la solución adoptada.....	27
8.1	Generador fotovoltaico.....	28
8.1.1	Células y módulos fotovoltaicos.....	29
8.1.2	Estructura de soporte.....	30
8.2	Inversor.....	31
8.3	Transformador 400 V a 208 V.....	33
8.4	Cableado.....	33
8.4.1	Cableado de corriente continua.....	34
8.4.1.1	Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.....	35
8.4.1.2	Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.....	36
8.4.1.3	Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.....	36
8.4.2	Cableado de corriente alterna.....	37
8.4.2.1	Tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).....	38
8.4.2.2	Tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V) – Centro de Transformación (CT).....	38
8.4.2.3	Tramo: Centro de transformación (CT) – Cuadro General Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).....	39
8.4.3	Resumen con las características de conductores adoptados en los distintos tramos.....	40
8.5	Protecciones.....	40
8.5.1	Protecciones en la red de corriente continua.....	40

Documento 2: Memoria.

8.5.1.1	Protección frente a sobretensiones.....	40
8.5.1.2	Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades.....	42
8.5.1.2.1	Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.....	42
8.5.1.2.2	Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.	43
8.5.1.2.3	Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.	44
8.5.1.3	Protección frente a contactos directos e indirectos.....	45
8.5.1.3.1	Protección frente a contactos directos.....	45
8.5.1.3.2	Protección frente a contactos indirectos.....	45
8.5.2	Protecciones en la red de corriente alterna.	46
8.5.2.1	Protecciones frente a sobretensiones transitorias.	46
8.5.2.2	Protección externa de la distribución.	46
8.5.2.3	Protecciones contra sobreintensidades y sobrecargas.....	47
8.5.2.3.1	Tramo: Inversor – Cuadro General de Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).....	47
8.5.2.3.2	Tramo: Transformador de baja tensión 400 V - 208 V (TBT 400 V - 208 V) – Cuadro General de Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).	48
8.5.2.4	Protecciones contra contactos directos e indirectos.....	49
8.6	Cajas de conexión y armarios.	50
8.6.1	Tramo de corriente continua.	50
8.6.1.1	Cajas de Conexión.....	50
8.6.1.2	Caja General de Conexión.....	51
8.6.2	Tramo de corriente alterna.....	52
8.6.2.1	Cuadro General de Baja Tensión 400 V.....	52
8.6.2.2	Cuadro General de Baja Tensión 208 V.....	52
8.7	Sistema de puesta a tierra.	53
9	Planificación.....	54
10	Orden de prioridad	54
11	Resumen de presupuestos.....	56
12	Conclusiones.	58

Documento 2: Memoria.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Bogotá y su área urbana.	8
Figura 2: Ubicación geográfica estación meteorológica "El Dorado" y Laboratorio de Estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería.	10
Figura 3: Representación gráfica de los valores de irradiación global diaria mensual sobre plano horizontal.	24
Figura 4: Irradiación global diaria mensual en plano inclinado a 10° y acimut 8°.	25
Figura 5: Representación gráfica de los valores de temperatura media mensual de la estación "El Dorado".	26
Figura 6: Configuración de generador flotante.....	29
Figura 7: Estructura Leichtmount 2.0 de S:flex.....	31
Figura 8: Inversor Ingecon SUN 60 de Ingeteam.	31
Figura 9: Esquema eléctrico del inversor Ingecon SUN 60.	32
Figura 10: Conductores Exzhellent Solar de General Cable del tipo ZZ-F (AS) 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC. ...	35
Figura 11: Esquema unifilar de un subgenerador (21 módulos en serie, 5 ramas en paralelo).	35
Figura 12: Esquema unifilar del tramo continua.....	36
Figura 13: Esquema unifilar tramo Caja General de Conexión – Inversor.....	37
Figura 14: Esquema unifilar tramo: Inversor – CGBT 400 V.....	38
Figura 15: Esquema unifilar tramo: CGBT 400 V – Transformador.....	39
Figura 16: Esquema unifilar tramo: Transformador – CGBT 208 V.....	39
Figura 17: Descargador de sobretensiones OVR PV 40-1000 P de ABB.....	41
Figura 18: Fusible de 15 A. Modelo 30F15PV de GAVE.	42
Figura 19: Portafusible 211PV de GAVE.....	43
Figura 20: Esquema unifilar de las protecciones de cada caja de conexión.....	43
Figura 21: Interruptor magnetotérmico S804PV-S63 de ABB.....	44
Figura 22: Esquema unifilar de las protecciones de la Caja General de Conexión.	44
Figura 23: Interruptor seccionador 55PV4016 de GAVE.....	45
Figura 24: Descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.....	46
Figura 25: Esquema unifilar del inversor Ingecon SUN 60.....	47
Figura 26: Interruptor magnetotérmico Tmax XT2N-160 de ABB.	47
Figura 27: Esquema unifilar del Cuadro General de Baja Tensión 400 V.....	48
Figura 28: Interruptor magnetotérmico Tmax XT4N-250 de ABB.	48
Figura 29: Esquema unifilar tramo CGBT 208 V.....	49
Figura 30: Relé diferencial RD3P de ABB con toroide.....	50
Figura 31: Caja de conexión Gemini de ABB.....	51
Figura 32: Diagrama de Gantt para la planificación del proyecto.	55
Figura 33: Distribución de costos de importe del Presupuesto de Ejecución Material.....	57

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Datos de la estación meteorológica "El Dorado".	23
Tabla 2: Valores de irradiación global diaria mensual en plano horizontal - Estación meteorológica "El Dorado", Bogotá (Colombia).	23
Tabla 3: Valores de irradiación global diaria mensual en plano inclinado a 10° y acimut 8°.	24
Tabla 4: Valores medios mensuales de temperatura de la estación meteorológica "El Dorado".	26
Tabla 5: Valores medios mensuales de velocidad de viento en "El Dorado".	27
Tabla 6: Características técnicas módulo fotovoltaico A-260P GSE – ATERSA.	30
Tabla 7: Características técnicas del inversor Ingecon SUN60 – Ingeteam.	32
Tabla 8: Características técnicas del transformador.	33
Tabla 9: Resumen del cableado y la tubería.	40
Tabla 10: Características técnicas del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB.	42
Tabla 11: Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.	46
Tabla 12: Características de la caja de conexión Gemini de ABB.	51
Tabla 13: Características de la Caja General de Conexión Gemini de ABB.	52

Documento 2: Memoria.

1 OBJETO DEL PROYECTO.

La razón de este proyecto es que sirva como trabajo final del Máster Oficial Interuniversitario en Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica impartido entre el 2014 y el 2015 por la Universidad Internacional de Andalucía, La Universidad de Málaga y la Universidad de Jaén.

El proyecto SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA) consiste en el diseño de una instalación fotovoltaica de 66 kW de potencia nominal conectada a la red de media tensión de la empresa Codensa. La citada instalación se encuentra ubicada dentro de las instalaciones de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. La energía de origen solar podrá ser aprovechada por el edificio de Laboratorios de Estructuras y Materiales o por cualquier edificio de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, toda vez que la referida instalación fotovoltaica se conecte a una red de media tensión propiedad de la antedicha Universidad a través de un transformador elevador de 500 kVA. Esta red abastece el resto de edificios que conforman el Campus Universitario. De acuerdo con el cronograma, el edificio iniciará a construirse a principios del año 2016.

Es propicio mencionar que aunque la potencia nominal del sistema es de 66 kW, el generador fotovoltaico posee una potencia de 76,4 kW en condiciones estándar de medida.

Se pretende en todo momento la optimización energética y económica, lo que llevará a tener en cuenta tecnología de punta dentro del diseño.

Se buscará no sólo garantizar la seguridad del personal involucrado que le haga las correspondientes labores de operación y mantenimiento sino también la seguridad de la propia instalación y de los sistemas que se conecten a ella.

De forma paralela se pretende demostrar que actualmente la legislación colombiana permite que este tipo de proyectos sean viables económicamente y que la ubicación geográfica del país favorece la generación de energía eléctrica por medio de energías renovables, particularmente, la energía solar fotovoltaica.

2 ALCANCE DEL PROYECTO.

Este proyecto se limita a la especificación de la ingeniería básica de los elementos que componen una instalación fotovoltaica ubicada en el edificio de Laboratorios de Estructuras y Materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería. La referida instalación genera electricidad a partir de la energía solar para inyectarla a la red interior de media tensión propiedad de la citada Escuela.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizará de forma que se pueda maximizar la generación de energía eléctrica a partir de energía solar.

Se incluye adicionalmente un plan de mantenimiento, el pliego de condiciones y el presupuesto del proyecto.

Documento 2: Memoria.

2.1 UBICACIÓN.

La Escuela Colombiana de Ingeniería - Julio Garavito es una institución universitaria ubicada en el nororiente de Bogotá y hace parte de la localidad de Suba. La universidad cuenta con un terreno de 27,8 hectáreas de las cuales están construidos 65.153 m² (sin tener en cuenta el edificio de laboratorio de interés); las coordenadas aproximadas de dicho laboratorio son 4°46'55.11" Norte, 74°02'40.14" oeste y a una altura media de 2565 metros sobre el nivel del mar. En la Figura 1 se puede apreciar la ubicación aproximada de la instalación, marcada con una estrella roja. En el Plano 1: Localización del Documento 4: Planos, se ofrece indica de forma detallada la localización de la instalación fotovoltaica.

Para acceder a la instalación es necesario ingresar a la bahía de estacionamiento sur de la institución educativa. El laboratorio de estructuras y materiales se encontrará junto al edificio principal de laboratorios de la Escuela Colombiana de Ingeniería.



Figura 1: Bogotá y su área urbana.
Recuperada el 20 de septiembre de 2015 de:

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/1/1d/Bogota_Capital_District.png/800px-Bogota_Capital_District.png

3 ANTECEDENTES.

3.1 LEGISLACIÓN.

- Ley 142 – julio de 1994: Establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.
- Ley 143 – julio de 1994: Establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.
- Resolución 084 – octubre de 1996: Se reglamentan las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Resolución 119 – diciembre de 2007: Establece los mecanismos para la venta de los excedentes de los autogeneradores cuando se presentan situaciones de racionamiento, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
 - Modificada por las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas: 002(2002). 033 (2007) y 190 (2009).
- Ley 1715 – mayo de 2014: Regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, expedida por el Congreso de la República Colombiana.
- Decreto 2469 – diciembre de 2014: Establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.
- Decreto 2492 – diciembre de 2014: Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.
- Documento CREG 097 – diciembre de 2014: El cual regula la actividad de autogeneración, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Resolución 281 – junio de 2015: Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala (1 MW).
- Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas – RETIE, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

Actualmente el Ministerio de Minas y Energía de Colombia está estableciendo los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración junto con las regulaciones y la normatividad respectivas para generación de energía por métodos no convencionales, particularmente, energía solar fotovoltaica, establecidas en la Ley 1715 de 2017.

3.2 RECURSO SOLAR.

La estación meteorológica “El Dorado” es la estación más cercana a La Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito que cuenta con un amplio registro meteorológico. Según dicha estación meteorológica, el valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal es de aproximadamente 4.3 kWh/m²/día. La estación meteorológica “El Dorado” se encuentra a 13,9 km de la locación y la información ha sido tomada de la base de datos del software *Meteonorm*.

Documento 2: Memoria.

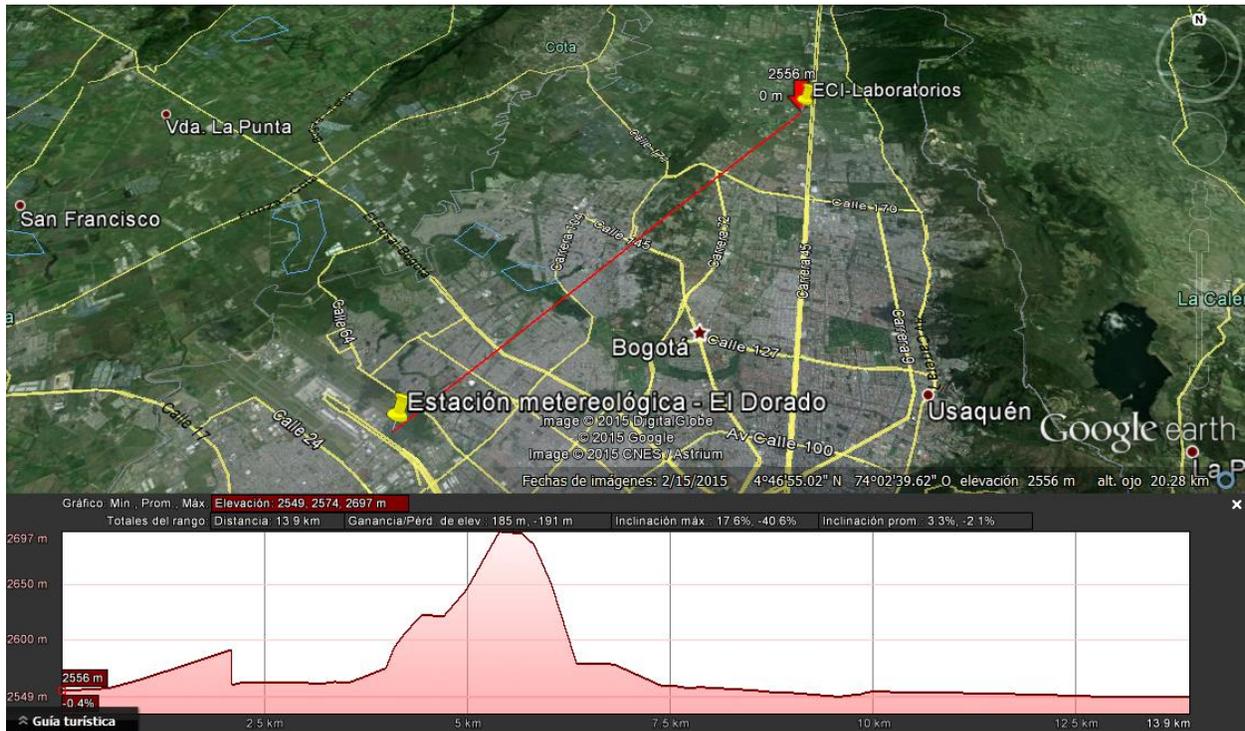


Figura 2: Ubicación geográfica estación meteorológica "El Dorado" y Laboratorio de Estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería.

Recuperada el 12 de octubre de 2015 de Google Earth.

3.3 CLIMATOLOGÍA.

La temperatura media diaria es de aproximadamente 13,2 °C, con una velocidad de viento promedio de 2,5 m/s. Nuevamente la información ha sido tomada de la base de datos de la estación "El Dorado" del software *Meteonorm*.

3.4 ESTADO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN.

El edificio de laboratorios de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito iniciará a ser construido, según el cronograma que ha sido proporcionado por el comité del Laboratorio de Estructuras y Materiales Alejandro Sandino Pardo, en los primeros meses del año 2016. La instalación fotovoltaica estará ubicada sobre la cubierta de la edificación.

El hecho de utilizar la cubierta del laboratorio lleva a que no sea necesario que la instalación fotovoltaica ocupe espacio adicional dentro del área de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito; si la instalación no se estuviera integrando al edificio, bajo cierta circunstancia, puede que esta afecte los planes de expansión de la institución educativa, o bien, que los nuevos edificios que sean construidos le generen sombras a la instalación, afectando el desempeño de la planta fotovoltaica. Por esta razón, que la instalación fotovoltaica esté ubicada en la terraza de la edificación, a quince metros sobre el suelo, le da una posición adecuada y privilegiada.

Documento 2: Memoria.

3.5 ADECUACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La instalación fotovoltaica estaría ubicada en la terraza de la edificación, la cual cuenta con un área de aproximadamente 1.078 m². Es necesario garantizar:

- La inclinación de los módulos fotovoltaicos deben permitir captar la máxima energía solar: es necesario una estructura de soporte para los módulos que se ajuste fácilmente a la cubierta de la edificación, debe tenerse en cuenta que las cubiertas estarán levemente inclinadas lo cual facilita la caída de agua en temporada de lluvias. Es conveniente mencionar que la inclinación de los módulos será permanente, es decir, la instalación no cuenta con un sistema de seguimiento solar.
- La terraza de la edificación contará con antepechos de a lo sumo 1 metro de altura de modo que se pueda garantizar la seguridad del personal que acceda a la cubierta, sin mencionar los respectivos pasos peatonales, escalerillas y respectivos elementos de seguridad.
- La instalación fotovoltaica no debe representar un riesgo eléctrico para el personal: es necesario que el sistema fotovoltaico se integre al sistema de puesta a tierra propio de la edificación.

4 NORMAS Y REFERENCIAS.

4.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS.

4.1.1 De carácter general.

Las instalaciones fotovoltaicas deben acogerse a las siguientes leyes y decretos:

- Ley 1715/2014 la cual regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema eléctrico nacional, expedida por el Congreso de la República Colombiana.
- Decreto 2469 de diciembre de 2014 el cual establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.
- Decreto 2492 de diciembre de 2014 el cual adopta disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta a la demanda energética, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.
- Documento CREG 097 – diciembre de 2014: El cual regula la actividad de autogeneración, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

Debido a que la normativa que aplica a la Ley 1715 aún no ha sido expedida, el proyecto se apoyará en los lineamientos establecidos por la legislación española:

- Ley 24 de diciembre de 2013 la cual está diseñada para acabar con el déficit de tarifa, establece por primera vez la figura del autoconsumo de electricidad.
- Real Decreto 1699 de noviembre de 2011 el cual regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Documento 2: Memoria.

- Real Decreto 413 de junio de 2014 el cual regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Junio 2011 (IDAE).

4.1.2 Normativa de seguridad y salud.

- Las disposiciones para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

4.1.3 Normas.

La normativa que aplica de forma exclusiva para la generación de energía eléctrica por medio de energía solar es la NTC 2775: Energía solar fotovoltaica, términos y definiciones.

Cabe notar que en Colombia la normativa para instalaciones fotovoltaicas es escasa, pues se encuentra a la fecha en trámite. Por lo anterior, este proyecto se apoyara en la normativa que aplica en el territorio español:

- Norma UNE 157001 (2002): Criterios generales para la elaboración de proyectos.
- Norma UNE 20460-5-523 (2004): Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- Norma AENOR EA 0038 (2008): Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.
- Norma UNE-EN 21123-5 (2011): Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV. Parte 5: Cables con aislamiento de etileno propileno y cubierta de poliolefina.
- Norma UNE-EN 62446 (2011): Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Norma técnica particular para instalaciones fotovoltaicas interconectadas a red de distribución de baja tensión de ENDESA.

4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Apuntes de la materia 6 Diseño y Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos conectados a red del Máster Oficial en Energías Renovables de la Universidad Internacional de Andalucía. Curso académico 2014/2015.
- Apuntes de la materia 7 Seguridad, aspectos legales y monitorización del Máster Oficial en Energías Renovables de la Universidad Internacional de Andalucía. Curso académico 2014/2015.
- Díez, I., & Zapata, W. (2009). *Marco regulatorio de la autogeneración y cogeneración en Colombia*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en https://www.globalmethane.org/documents/events_land_20090428_landfills-28apr09-marco_regulatorio_de_la_autogeneracion_y_cogeneracion_ivan_diez.pdf.
- ENDESA. (2009). *Norma técnica particular para instalaciones fotovoltaicas interconectadas a red de distribución de baja tensión NTP-FVBT*.

Documento 2: Memoria.

- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (2015). *Photovoltaics Report*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>.
- Hinojosa, M. (2014). *Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 100 kW en Puerto Lope, Moclín (Granada)* (Trabajo final de Máster). Universidad de Jaén, España.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- Lorenzo, E. (2006). *Electricidad Solar Fotovoltaica: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos* (Vol. II). PROGENSA. Sevilla, España.
- Lorenzo, E. (2014). *Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. PROGENSA. Sevilla, España.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. *Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/guias/REBT_Nota_interpretacion_separacion_galvanica.pdf.
- Ministerio de Minas y Energía (Colombia). (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>.
- Quintana, R. (2014). *Planta Solar Fotovoltaica de Conexión a Red De 800 kW en Colmenar (Málaga)* (Trabajo final de Máster). Universidad de Málaga, España.
- Sánchez, J. (2013). *Proyecto de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red Interior para Autoconsumo en Nuevo Hipermercado* (Trabajo final de Máster). Universidad Internacional de Andalucía, España.
- UPME. (2014). *Taller de discusión: Entrega de excedentes autogeneración y cogeneración, y generación distribuida Proceso de reglamentación Ley 1715 de 2014*. Accedida el 21 de noviembre de 2015 en http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/UPME_L1715_Taller_entrega_de_excedentes.pdf.

4.3 SOFTWARE ESPECÍFICO EMPLEADO.

- *Meteonorm*: Base de datos de irradiación solar en la locación.
- *Microsoft Office Excel*: Hojas de cálculo.
- *PVSYS*: Cálculo de producción energética.

4.4 OTRAS REFERENCIAS.

4.4.1 Planos.

- Google Earth.
- Mapa de Suramérica:

Documento 2: Memoria.

https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/c/cb/Colombia_-_Cundinamarca.svg/800px-Colombia_-_Cundinamarca.svg.png.

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

- Mapa de Colombia:

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Colombia_-_Cundinamarca.svg

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

- Mapa de Bogotá:

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Colombia_Distrito_Capital_location_map_%28adm_%2Burban_areas%29.svg

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

4.4.2 Reglamento y Regulación.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

<http://www.creg.gov.co>.

- Congreso de la República de Colombia:

<http://www.senado.gov.co/>

- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):

<http://www.upme.gov.co/>

- Secretaría General del Senado Colombiano:

<http://www.secretariasenado.gov.co>.

4.4.3 Climatología y recuso solar.

- Suárez, D. (2013). *Evaluación de la radiación solar en Bogotá a partir del satélite GOES*. Recuperado el 12 de Octubre de 2015, de

<http://www.bdigital.unal.edu.co/11223/1/01194139.2013.pdf>

- Instituto de hidrología, meteorología, y estudios ambientales (IDEAM): Estación meteorológica aeropuerto El Dorado: <http://www.ideam.gov.co/>

4.4.4 Sistema fotovoltaico.

4.4.4.1 Módulo fotovoltaico.

- Módulo fotovoltaico A-260P GSE de Atersa:

<http://atersa.com/img/2014102711228.pdf>.

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

4.4.4.2 Estructura de soporte.

- Estructura de módulos LEICHTmount 2.0 S de S:Flex:

http://www.sflex.com/htdocs/phocadownload/sflex_datasheet_leichtmount2_en.pdf.

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

4.4.4.3 Inversor.

- Inversor Ingecon SUN60 de Ingeteam:

http://www.Ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf.

Documento 2: Memoria.

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

4.4.4.4 Cableado.

- Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica de *General Cable*:
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4928/fichero/6.+ANEXOS%252FAnexo+Cableado%252FExzhellentSolar.pdf>
Visitado el 23 de noviembre de 2015.
- Cables de baja tensión de *General Cable*:
<http://www.generalcable.es/portals/1/publicaciones/BajaTension.pdf>
Visitado el 23 de noviembre de 2015.

4.4.4.5 Cajas de Conexión y armarios.

- Cajas de conexión Gemini IP 66 de *ABB*:
https://library.e.ABB.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energia%20solar_1TXA007040B0701-001011.pdf
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Armario metálico ArTu M de *ABB*:
https://library.e.abb.com/public/d447d16c840c8e2e48257dd9003e597a/ArTu%20EN_2014.pdf
Visitado el 28 de noviembre de 2015.

4.4.4.6 Protecciones.

- Descargador OVRPV40-1000P de *ABB*:
https://library.e.ABB.com/public/9cac57dfe824c267c1257b190030c287/Brochure%20OVR%20V%20EN_2CSC432012B0301.pdf
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Descargador OVR T1+2 3N 7-275S P de *ABB*:
http://www.proidea.ro/ABB-srl-228849/ABB-descarcatoare-tip-1-2-349539/a_53_d_5_1378389230602_ABB_descarcatoare_tip1_2.pdf
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Fusible 30F15PV de *GAVE* y portafusible 211PV de *GAVE*:
<http://lineadistribucion.es/wp-content/uploads/2014/12/CATALOGO-COMPONENTES-Y-EQUIPOS-SOLARTEC.pdf>
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Interruptor magnetotérmico S804PV-S63 de *ABB*:
<https://library.e.ABB.com/public/b162cdafc2b30802c125792c0041978f/2CCC413002C0204.pdf>
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Interruptor magnetotérmico tetrapolar Tmax XT2-160 de *ABB* y Tmax XT4N-250:
<http://new.ABB.com/docs/librariesprovider22/technical-documentation/tmax-xt.pdf?sfvrsn=2>
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Protección diferencial RD3P de *ABB*:
https://library.e.ABB.com/public/f7365a5264fa108ec1257d50002f8c38/Diptico_RD3.pdf
Visitado el 9 de noviembre de 2015.
- Interruptor seccionador 55PV4016 de *GAVE*:

Documento 2: Memoria.

<http://lineadistribucion.es/wp-content/uploads/2014/12/CATALOGO-COMPONENTES-Y-EQUIPOS-SOLARTEC.pdf>.

Visitado el 9 de noviembre de 2015.

4.4.5 Plano de la edificación.

Los planos del Laboratorio de Estructuras y Materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería fueron elaborados por Anzellini-García-Reyes-Arquitectos, siendo el arquitecto a cargo de la edificación el Señor Stefano Anzellini Fajardo en colaboración de los arquitectos María García-Reyes, Martín Anzellini y Claudia Betancur. El director del proyecto es el Ingeniero Héctor Alfonso Rodríguez Díaz.

5 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.

5.1 DEFINICIONES.

- Albedo: Porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma.
- Ángulo acimut (α): Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.
- Ángulo de inclinación (β): Es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
 - Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
 - Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de la interconexión.
 - Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
 - Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .
 - Irradiancia solar: 1000 W/m^2 .
 - Distribución espectral: AM 1,5 G.
 - Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

Documento 2: Memoria.

- Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de la red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Masa de Aire: cociente entre la trayectoria óptica oblicua descrita por un fotón a lo largo de la atmósfera y la trayectoria vertical mínima que tendría que recorrer para llegar al mismo punto sobre la superficie terrestre).
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como un único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) en condiciones nominales de funcionamiento.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- Radiación difusa: Cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmósfera diferente de la radiación solar directa. Cuando no hay nubes en el cielo, la radiación difusa se produce por medio del proceso de difusión a través de partículas atmosféricas.
- Radiación directa: Es la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna.
- Radiación global: Toda radiación que llega a la tierra y se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180º, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa. El aporte de cada componente a la radiación global varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad.
- Radiación Solar Extraterrestre: La radiación solar extraterrestre es la radiación solar diaria que se recibe sobre una superficie horizontal situada en el límite superior de la atmósfera. El valor se obtiene a partir del valor de la constante solar, que se define como la cantidad de radiación que se recibe en la capa superior de la atmósfera, sobre una superficie unidad perpendicular a los rayos solares y a una distancia del Sol media.
- Radiación Solar Global media diaria anual: Energía procedente del sol que llega a una determinada superficie (global), tomando el valor anual como suma de valores medios diarios.
- Radiación Solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20° C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

5.2 ABREVIATURAS.

De carácter general:

- A: Amperio.

Documento 2: Memoria.

- AC: Corriente alterna (también CA).
- AENOR: Asociación Española de Normalización y Certificación.
- AM: Masa de aire.
- CC: Corriente continua.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CT: Centro de transformación.
- DC: Corriente Continua.
- DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.
- FNCE: Fuente No Convencional de Energía.
- FV: Fotovoltaico.
- G: Irradiancia (W/m^2).
- H: Irradiación (Wh/m^2).
- ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia.
- IP: Índice de protección.
- kWh/Wh: Kilovatio-hora/Vatio-hora.
- kWp/Wp: Kilovatio pico/Vatio pico.
- msnm: metros sobre el nivel del mar.
- NTE: Normas Tecnológicas de la Edificación.
- RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
- TFM: Trabajo Fin de Máster.
- UNE: Norma Española.
- UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.
- V: Voltio.
- W_p : Vatio pico.

Generador fotovoltaico:

- $\cos \varphi$: Factor de potencia.
- b: Longitud de un módulo fotovoltaico (m).
- CEM/STC: Condiciones Estándar de Medida.
- CGBT: Cuadro General de Baja Tensión.
- CGP: Caja general de protecciones.
- d: Distancia mínima entre filas de módulos (m).
- E_{AC} : Energía efectiva entregada por el inversor (kWh).
- E_{DC} : Energía efectiva entregada por el generador (kWh).
- E_{FV} : Energía eléctrica de origen solar generada anualmente (kWh/año).
- F_S : Factor de seguridad.
- G_{CEM} : Irradiancia en CEM ($1 kW/m^2$).
- $G_{da}(0)$: Irradiación diaria media anual sobre superficie horizontal (W/m^2).
- $G_{da}(\alpha, \beta)$: Irradiación diaria media anual en el plano del generador (W/m^2).
- $G_{dm}(0)$: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal (W/m^2).

Documento 2: Memoria.

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiación diaria media mensual en el plano del generador (W/m^2).
- GFV: Generador fotovoltaico.
- h: Diferencia de alturas entre la parte baja de una fila de módulos y la parte alta de la posterior (m).
- Hz: Hercios.
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del interruptor (A).
- I_B : Corriente de diseño del circuito (A).
- I_{BT1} : Corriente nominal del transformador trifásico en el lado bajo (kA).
- I_{BT2} : Corriente nominal del transformador trifásico en el lado alto (kA).
- I_{CCBT1} : Corriente de corto circuito del transformador trifásico en el lado bajo (kA).
- I_{CCBT2} : Corriente de corto circuito del transformador trifásico en el lado alto (kA).
- I_{CC-CGC} : Corriente de diseño del cableado para el tramo desde la caja de conexión hasta la caja general de conexiones (A).
- $I_{CGBT400V-CT}$: Corriente de diseño del cableado para el tramo desde el cuadro general de baja tensión 400 V hasta el centro de transformación(A).
- $I_{CGC-INV}$: Corriente de diseño del cableado para el tramo desde la caja general de conexiones hasta el inversor (A).
- $I_{CT-CGBT208V}$: Corriente de diseño del cableado para el tramo desde el centro de transformación hasta el cuadro general de baja tensión 208 V (A).
- $I_{FUSIBLE}$: Intensidad nominal del fusible (A).
- $I_{INV,AC,T400-208}$: Corriente nominal del inversor visto en el lado de baja (208 V) del transformador.
- $I_{INV,AC}$: Intensidad nominal a la salida del inversor (A).
- $I_{INV,M,DC}$: Intensidad máxima a la entrada del inversor (A).
- $I_{INV-CGBT400V}$: Corriente de diseño del cableado para el tramo desde el inversor hasta el cuadro general de baja tensión 400 V (A).
- $I_{MÁX}$: Corriente máxima del descargador(A).
- $I_{MOD,M,STC}$: Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida (A).
- $I_{MOD,M}$: Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera (A).
- $I_{MOD,SC,STC}$: Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida (A).
- $I_{MOD,SC}$: Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera (A).
- I_{RAMA} : Corriente de diseño del cableado para el tramo correspondiente a la rama de módulos (A).
- I_{SN} : Corriente nominal del descargador(A).
- I_z : Intensidad máxima admisible en el conductor (A).
- L_{BOS} : Pérdidas del resto del sistema (kWh/kWp/día).
- L_c : Pérdidas de captura (kWh/kWp/día).
- L_{CC-CGC} : Longitud máxima del conductor desde la caja de conexión hasta la caja general de conexiones (m).

Documento 2: Memoria.

- $L_{CGBT400V-CT}$: Longitud máxima del conductor desde el cuadro general de baja tensión 400 V hasta el centro de transformación (m).
- $L_{CGC-INV}$: Longitud máxima del conductor desde la caja general de conexiones hasta el inversor (m).
- $L_{CT-CGBT208V}$: Longitud máxima del conductor desde el centro de transformación hasta el cuadro general de baja tensión 208 V (m).
- $L_{INV-CGBT400V}$: Longitud máxima del conductor desde el inversor hasta el cuadro general de baja tensión 400 V (m).
- L_{RAMA} : Longitud máxima del conductor en el tramo desde cada rama hasta la caja de conexión correspondiente (m).
- MPPT: *Maximum Power Point Tracking* (seguimiento del punto de máxima potencia).
- N: Número total de módulos del generador fotovoltaico.
- $N_{mp,CAJA}$: Número de ramas en paralelo asociadas a cada caja de conexión en corriente continua.
- N_{mp} : Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.
- N_{ms} : Número de módulos en serie del generador fotovoltaico.
- $P_{GFV,M,STC}$: Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico (W_p).
- $P_{GFV,M}$: Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera (W).
- $P_{INV,AC}$: Potencia nominal de salida del inversor (W).
- $P_{INV,DC}$: Potencia nominal de entrada del inversor (W).
- $P_{MOD,M,STC}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulo fotovoltaico (W_p).
- $P_{MOD,M}$: Potencia máxima del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera (W).
- PMP: Punto de Máxima Potencia.
- PR: Factor de rendimiento.
- R_{ISO} : Resistencia distribuida a lo largo de toda la instalación; su valor dependerá de factores como calidad de los aislantes empleados, envejecimiento de estos aislantes, calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, en especial de la humedad, tamaño del generador, etcétera. El orden de magnitud para una instalación nueva oscilará, dependiendo de su tamaño y del estado de humedad, entre decenas de $k\Omega$ y $M\Omega$.
- S_{CC-CGC} : Sección mínima del conductor entre las cajas de conexión en corriente continua y la Caja General de Conexión en función de la caída de tensión permisible en el cable (mm^2).
- $S_{CGBT400V-CT}$: Sección mínima del conductor entre el cuadro general de baja tensión 400 V y el centro de transformación (mm^2).
- $S_{CGC-INV}$: Sección mínima del conductor entre la caja general de conexiones y el inversor (mm^2).
- $S_{CT-CGBT208V}$: Sección mínima del conductor entre el centro de transformación y el cuadro general de baja tensión 208 V (mm^2).
- $S_{INV-CGBT400V}$: Sección mínima del conductor entre el inversor y el cuadro general de baja tensión 400 V (mm^2).
- S_N : Potencia aparente [kVA]
- sobretensiones (V).

Documento 2: Memoria.

- S_{RAMA} : Sección mínima del conductor en el tramo desde cada rama hasta la caja de conexión correspondiente en función de la caída de tensión permisible en el cable (mm^2).
- THD: Distorsión armónica total (%).
- U_{BT1} : Voltaje nominal del transformador trifásico en el lado alto (V).
- U_{BT2} : Voltaje nominal del transformador trifásico en el lado bajo (V).
- U_c : Tensión máxima del descargador de sobretensiones (V).
- U_n : Tensión de referencia del descargador de sobretensiones (V).
- U_p : Nivel de tensión residual que queda después de la actuación del descargador de
- $V_{GFV,OC,STC}$: Tensión del generador fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida (V).
- $V_{INV,AC}$: Tensión nominal a la salida del inversor (V).
- $V_{INV,m,MPP}$: Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia (V).
- $V_{INV,M,MPP}$: Límite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia (V).
- $V_{INV,M}$: Tensión máxima a la entrada del inversor (V).
- $V_{M,STC}$: Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar para condiciones estándar de medida (V).
- V_M : Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera (V).
- $V_{MOD,M,STC}$: Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida (V).
- $V_{MOD,M}$: Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera (V).
- $V_{MOD,OC,STC}$: Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida (V).
- $V_{MOD,OC}$: Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera (V).
- $V_{N\ fusible}$: Tensión nominal del fusible o interruptor (V).
- $V_{OC,STC}$: Tensión en circuito abierto de la célula solar para condiciones estándar de medida (V).
- V_{OC} : Tensión en circuito abierto de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera (V).
- Y_A : Productividad del generador fotovoltaico ($kWh/kWp/día$).
- Y_F : Productividad final ($kWh/kWp/día$).
- Y_R : Productividad de referencia ($kWh/kWp/día$).
- α : Ángulo de orientación de los módulos fotovoltaicos.
- β : Ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.
- β : Coeficiente de variación del voltaje con la temperatura.
- β_{OPT} : Ángulo de inclinación óptimo de los módulos fotovoltaicos.
- $\beta_{V\ MOD,MPP}$: Coeficiente de temperatura de la tensión en el punto de máxima potencia ($mV\ ^\circ C^{-1}$).
- $\beta_{V\ MOD,OC}$: Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto ($mV\ ^\circ C^{-1}$).

Documento 2: Memoria.

- ΔV_{CC-CGC} : Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable entre las cajas de conexión y la Caja General de Conexión.
- $\Delta V_{CGBT400V-CT}$: Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable entre el cuadro general de baja tensión 400 V y el centro de transformación.
- $\Delta V_{CGC-INV}$: Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable entre la Caja General de Conexión y el inversor.
- $\Delta V_{CT-CGBT208V}$: Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable entre el centro de transformación y el cuadro general de baja tensión 208 V.
- $\Delta V_{INV-CGBT400V}$: Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el cable entre el inversor y el cuadro general de baja tensión 400 V.
- ΔV_{RAMA} : Caída de tensión, en tanto por uno, permisible en el tramo desde cada rama hasta la caja de conexión correspondiente.
- $\Delta V_{TOTAL AC}$: Caída de tensión, en tanto por uno, en el cableado del tramo AC.
- $\Delta V_{TOTAL DC}$: Caída de tensión, en tanto por uno, en el cableado del tramo DC.
- η : Eficiencia del módulo fotovoltaico.
- η_A : Eficiencia del array.
- η_{BOS} : Eficiencia del resto del sistema
- η_S : Eficiencia del sistema.
- θ_Z : Ángulo cenital.
- σ : Conductividad.
- ϕ : Latitud.

6 REQUISITOS DE DISEÑO.

Buscando la simplicidad de la instalación, pero teniendo en cuenta unos estándares mínimos de calidad, se ha determinado que los requerimientos de diseño de la instalación son:

- Superficie efectiva disponible para la ubicación del sistema: En el Plano 2 (Esquema de la cubierta) del Documento 4 (Planos) se muestran las características de la cubierta donde se pretende instalar la planta fotovoltaica. Se dispone de una superficie de 1.078 m² de los cuales cierta porción será empleado para garantizar la seguridad del personal que acceda a la cubierta, es decir, pasos peatonales, antepechos, etcétera. Lo anterior generará que el área efectiva para generación de energía sea de 826,5 m².
- Se debe maximizar la cantidad de módulos instalados en la superficie efectiva disponible para generación de energía.
- Meteorología del lugar: Factor determinante para la producción energética de la instalación. La meteorología del lugar se encuentra detallada en el siguiente punto: *Datos meteorológicos del lugar* y el estudio de la energía producida en el año en el Documento 3: Anexo a la Memoria - *Anexo 1: Cálculos Justificativos*.
- De acuerdo con el informe *Photovoltaics Report* entregado por *Fraunhofer* en el mes de noviembre de 2015, el costo de cada kWp instado puede llegar a ser hasta de €1300 (sin incluir

Documento 2: Memoria.

impuestos). Este valor es una primera referencia, la cual permitirá comparar en el documento de presupuesto el costo total de la instalación.

7 DATOS METEOROLÓGICOS.

Bogotá, ubicada a aproximadamente 2600 msnm tiene un clima frío de montaña; carece de estaciones, lo que le permite tener una baja oscilación térmica a lo largo del año, oscilando estas entre 6 y 22 °C, siendo la media anual de aproximadamente 14 °C.

Aunque Bogotá no tiene estaciones, sí tiene dos temporadas: lluvia y sequía, siendo abundantes las lluvias de marzo a mayo y de octubre a noviembre, mientras que las temporadas secas son entre enero y febrero y de julio a agosto.

Los datos meteorológicos necesarios para el diseño y desarrollo del sistema fotovoltaico son la irradiación y temperatura ambiente del lugar.

La localización del laboratorio de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería dista aproximadamente 14 kilómetros de la estación meteorológica “El Dorado”, cuyas características se muestran a continuación:

Bogotá – “El Dorado”	
Latitud [°N]	4.717
Longitud [°E]	-74.15
Altitud [msnm]	2548
Período de temperatura	2000-2009
Período de radiación	1991-2010

Tabla 1: Datos de la estación meteorológica “El Dorado”.

7.1 RECURSO SOLAR.

Los valores medios mensuales de la **irradiación global diaria sobre plano horizontal [kWh/m²/día]** se puede observar en la Figura 3, construida a partir de la Tabla 2 .

Irradiación global diaria mensual en plano horizontal - Estación meteorológica “El Dorado” [kWh/m ² /día]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
5,00	4,86	4,52	4,07	3,81	3,83	4,03	4,32	4,30	4,32	4,10	4,55

Tabla 2: Valores de irradiación global diaria mensual en plano horizontal - Estación meteorológica “El Dorado”, Bogotá (Colombia).

Información tomada de la base de datos del software Meteonorm.

Irradiación global diaria mensual en plano horizontal - Estación meteorológica El Dorado

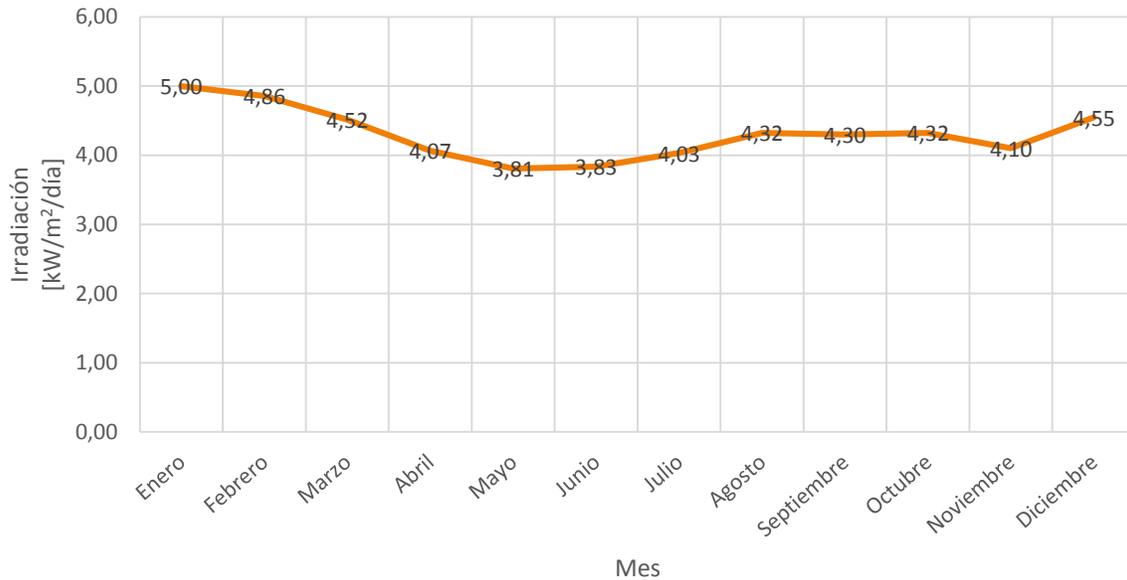


Figura 3: Representación gráfica de los valores de irradiación global diaria mensual sobre plano horizontal.

En el Anexo 1 se concluye que la inclinación óptima de es de 7°. En consecuencia se adoptará una inclinación estándar de estructuras, disponible en el mercado, de 10°.

De acuerdo con el software *Meteonorm*, la irradiación global diaria mensual en un plano inclinado a 10° y acimut de 8° se muestra a continuación:

Irradiación global diaria mensual en plano inclinado a 10° y acimut de 8° [kWh/m²/día]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
5,32	5,07	4,55	3,97	3,61	3,57	3,81	4,16	4,23	4,42	4,27	4,84

Tabla 3: Valores de irradiación global diaria mensual en plano inclinado a 10° y acimut 8°. Información tomada de la base de datos del software *Meteonorm*.

Irradiación global diaria mensual en plano inclinado 10° y acimut 8°.

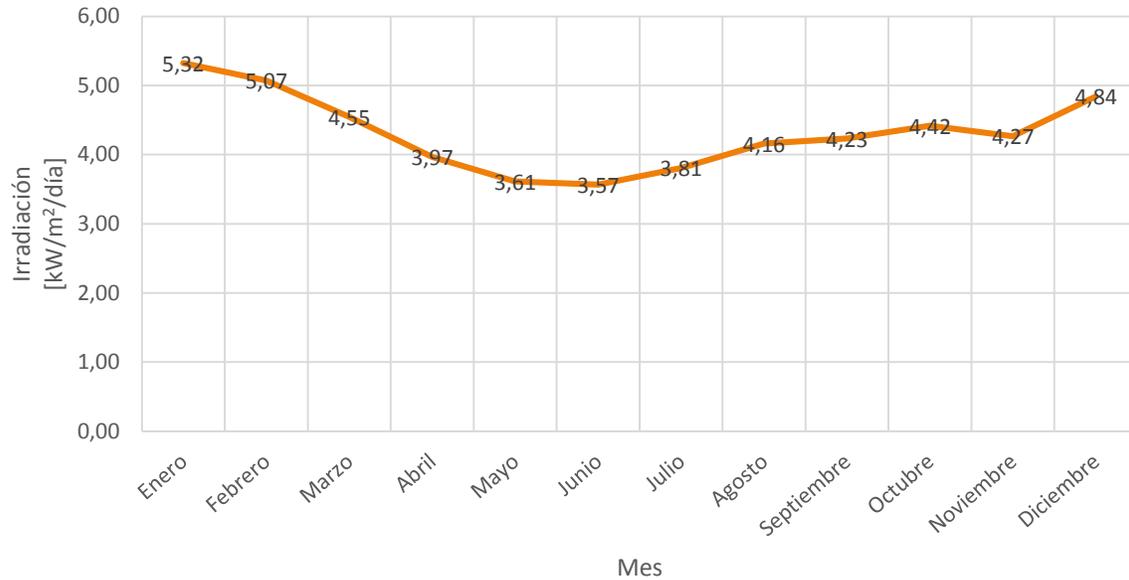


Figura 4: Irradiación global diaria mensual en plano inclinado a 10° y acimut 8°.

Para el caso de estudio, es decir, orientación sur con $\alpha = 0^\circ$ e inclinación $\beta = 10^\circ$, el valor medio anual de la irradiación diaria es de $G_{da}(8^\circ, 10^\circ) = 4,32 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$.

7.2 TEMPERATURA.

Las temperaturas medias mensuales del lugar, con base a la información de la estación meteorológica “El Dorado” se muestran a continuación:

Documento 2: Memoria.

Temperaturas medias mensuales estación meteorológica "El Dorado" [°C]			
	Diaria	Diaria máxima	Diaria mínima
Enero	12,8	18,6	7,4
Febrero	13,3	18,9	8,1
Marzo	13,4	18,2	9,0
Abril	13,5	17,8	9,8
Mayo	13,7	17,8	9,9
Junio	13,2	17,5	9,4
Julio	13,3	17,7	9,3
Agosto	13,2	17,5	9,2
Septiembre	12,9	17,5	8,5
Octubre	13,2	17,6	8,9
Noviembre	13,1	17,8	8,6
Diciembre	13,1	18,4	8,2
Media anual	13,2	17,9	8,8

Tabla 4: Valores medios mensuales de temperatura de la estación meteorológica "El Dorado". Información tomada de la base de datos del software Meteonorm.

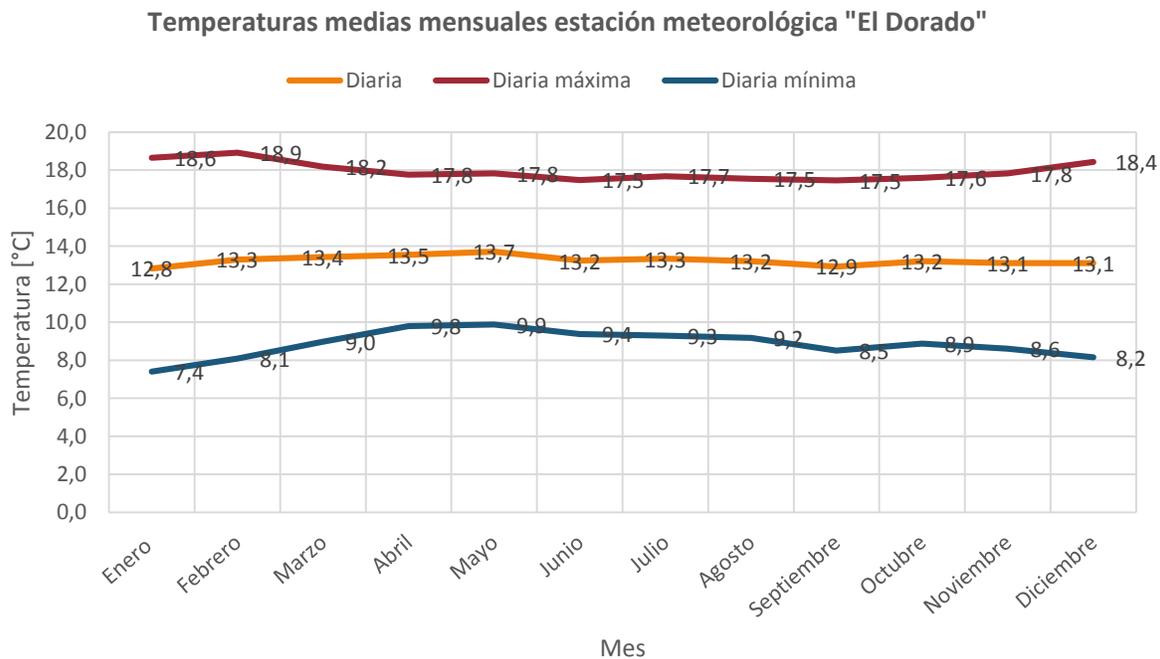


Figura 5: Representación gráfica de los valores de temperatura media mensual de la estación "El Dorado".

Documento 2: Memoria.

De acuerdo con los datos obtenidos por medio del software *Meteonorm* de la estación meteorológica “El Dorado”, es posible observar que la variación de la temperatura a lo largo del año no es mucha; la temperatura promedio es de 13,2 °C con una variación de aproximadamente $\pm 3,5$ °C. Este hecho favorece al desempeño de la instalación fotovoltaica, ya que los módulos se comportan mejor cuanto menor sea la temperatura ambiente, claro está, respetando ciertos límites, pues la instalación fotovoltaica no solo está compuesta por módulos fotovoltaicos sino también por otros elementos que deben ser capaces de tolerar las mismas condiciones de operación. Por fortuna, la locación no presenta temperaturas críticas.

7.3 VIENTO.

Se muestra a continuación los valores medios mensuales de la velocidad del viento.

Valores medios mensuales de velocidad de viento en "El Dorado" [m/s]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2,5	2,6	2,4	2,4	2,3	2,7	2,9	2,8	2,6	2,4	2,3	2,4

Tabla 5: Valores medios mensuales de velocidad de viento en "El Dorado".
Información tomada de la base de datos del software *Meteonorm*.

8 DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.

La instalación fotovoltaica que se instalará en la cubierta del edificio de Estructuras y Materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito será de una potencia nominal, a la salida del inversor, de 66 kW, siendo la potencia pico a la salida del campo fotovoltaico generador de 76,4 kW_p.

El generador fotovoltaico estará compuesto por 294 módulos fotovoltaicos de 260 W_p, siendo cada uno de ellos fabricado por *ATERSA*, modelo A-260P GSE. La distribución del generador fotovoltaico será de 14 ramas conectadas en paralelo de 21 módulos conectados en serie instalados sobre estructuras de soporte fijas, inclinadas 30° e instalados sobre la cubierta de la edificación previamente mencionada. Debido a que el edificio está orientado 8° hacia el oeste, la instalación fotovoltaica también lo estará.

Se ha optado por la configuración de la instalación fotovoltaica descrita porque satisface las condiciones de operación del inversor en condiciones extremas de temperatura (-10 °C y 70 °C) y está dentro del rango de búsqueda del máximo punto de potencia. Se debe mencionar que estas condiciones de temperatura son muy exigentes; de hecho una temperatura de célula de -10°C no se va a dar en el enclave del sistema fotovoltaico.

La cubierta del edificio está dividida en tres zonas: Nave Central, Cubierta Norte, Cubierta Sur; se instalarán en cada una de ellas 168, 56 y 70 módulos fotovoltaicos, respectivamente. Descontando la marquesina entra la cubierta norte y la cubierta sur. el área de la cubierta es de aproximadamente 1005 m².

Los módulos fotovoltaicos estarán montados sobre estructuras elaboradas por *S:flex*, particularmente el modelo *Leichtmount 2.0*. La cantidad de módulos que agrupará cada estructura será:

Documento 2: Memoria.

- Nave central: 24 filas de 7 módulos, donde en cada fila estarán agrupados de la siguiente forma: en una estructura 3 módulos y 2 estructuras que agrupen 2 módulos.
- Cubierta norte: 4 filas de 14 módulos, donde en cada fila estarán agrupados de la siguiente forma: 4 estructuras 3 módulos y 1 estructura que agrupe 2 módulos.
- Cubierta sur: 5 filas de 14 módulos, donde en cada fila estarán agrupados de la siguiente forma: 4 estructuras 3 módulos y 1 estructura que agrupe 2 módulos.

Habrán tres cajas de conexión; a dos cajas les llegan 5 ramas en paralelo a cada una y a otra le llegan cuatro ramas igualmente en paralelo. Estas cajas de conexión serán agrupadas en una Caja General de Conexión, previa al inversor.

La planta tendrá la configuración de inversor central, siendo el inversor el Ingecon 60 SUN del fabricante *Ingeteam*. Dicho inversor, como se indicó previamente, tiene una potencia nominal de 60 kW a 400 V (fase-fase) y operará a 60 Hz. La salida del inversor estará conectada al Cuadro General de Baja Tensión de 400 V, y posteriormente, para operar a la tensión eléctrica de Colombia, a un transformador de 100 kVA que convierte los 400 V (fase-fase, o tensión de línea) de salida del inversor a 208 V (fase-fase). A continuación se dispondrá de un contador bidireccional, seguido por una caja que alberga fusibles por cada fase, ubicado en el Cuadro General de Baja Tensión de 208 V del edificio de Laboratorios. A este cuadro también llega la acometida del edificio. Tanto dicha acometida como el último tramo descrito de la instalación fotovoltaica estarán conectados a un transformador elevador de 208 V a 11,4 kV, de 500 kVA por medio de barraje.

Las cajas de conexión estarán ubicadas sobre la cubierta del edificio, mientras que la Caja General de Conexión, el inversor, y el Cuadro General de Baja Tensión de 400 V estarán ubicados en el Cuarto de equipos, ubicado en la segunda planta del edificio. El transformador y el Cuadro General de Baja Tensión 208 V estarán ubicados en la primera planta del edificio en el Centro de Transformación. Tanto el Cuarto de Equipos como el Centro de transformación están ubicados en el costado noreste de la Nave Central.

8.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El inversor y el generador fotovoltaico son los elementos más importantes de la instalación, pues son los que transforman la energía solar en energía eléctrica. El generador fotovoltaico está formado por módulos conectados en serie y/o en paralelo, adoptando de este modo ciertos niveles de tensión y de intensidad. Del mismo modo, cada módulo fotovoltaico está conformado por células fotovoltaicas, agrupadas también en serie y/o paralelo para adoptar los niveles de tensión e intensidad característicos de cada módulo.

El generador fotovoltaico está constituido por 14 ramas en paralelo. Cada una de dichas ramas está compuesta por 21 módulos en serie de 260 W_p. Por lo anterior, la potencia nominal del generador fotovoltaico es de 76,4 kW_p.

El generador tendrá la configuración de generador flotante, en la que sólo se conectan a tierra de protección las masas metálicas. Esta configuración supone una mayor protección de los sistemas y de las personas en la parte de continua, así como una mayor seguridad frente a posibles contactos directos e indirectos.

Documento 2: Memoria.

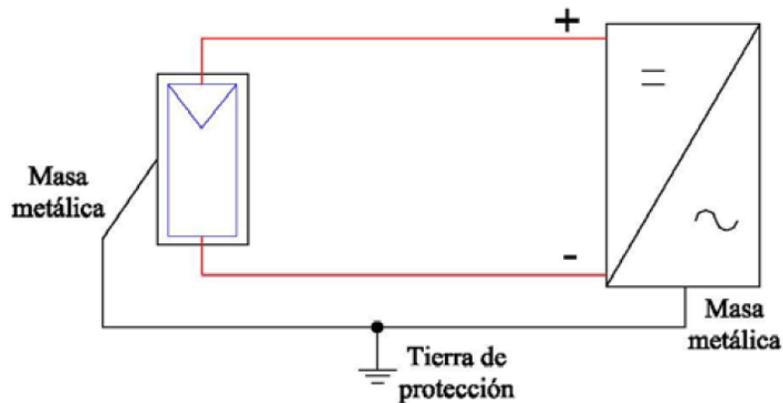


Figura 6: Configuración de generador flotante.

Tomado de Apuntes de la materia 7 Seguridad, aspectos legales y monitorización del Máster Oficial en Energías Renovables de la Universidad Internacional de Andalucía. Curso académico 2014/2015.

8.1.1 Células y módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para la conversión de la energía solar a energía eléctrica son módulos de primera generación de silicio policristalino. Esta tecnología tiene una eficiencia entre el 13 % y el 16 % y una vida útil de 25 años.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados, los A-260P GSE de ATERSA, son módulos compuestos por 60 células en serie de silicio policristalino de 156x156 (mm) cada una. El módulo alcanza una eficiencia de hasta el 16 %, pesa 18,7 kg y tiene un área superficial de 1,63 m². El marco del módulo está hecho de aluminio anodizado, estando recubierta su cara anterior por vidrio templado de 3,2 mm de espesor.

Aunque la información de los elementos seleccionados está disponible en el Anexo 5, a continuación se presenta un resumen de los mismos:

Características técnicas módulo fotovoltaico		
A-260P GSE – ATERSA		
Dimensiones	Largo [m]	1,638
	Ancho [m]	0,995
	Alto [m]	0,4
Área [m ²]		1,62981
Potencia [W]		260
V _{OC} [V]		31,23
I _{SC} [A]		8,34
V _{MOD,M,STC} [V]		38,12
I _{MOD,M,STC} [A]		8,91
η [%]		15,95
Coeficientes de temperatura	P _{MÁX} [%/°C]	-0,430%
	V _{OC} [%V/°C]	-0,330%
	I _{SC} [%mA/°C]	0,070%
Peso [kg]		18,7

Tabla 6: Características técnicas módulo fotovoltaico A-260P GSE – ATERSA.
Recuperado el 2 de noviembre de 2015 de: <http://atersa.com/img/2014102711228.pdf>

8.1.2 Estructura de soporte.

La estructura de soporte sirve de soporte y fijación de los módulos fotovoltaicos. También les proporciona la inclinación que requieren para maximizar el aprovechamiento del recurso solar. Se ha elegido la estructura elaboradas por *S:flex*, particularmente el modelo Leichtmount 2.0.

Esta estructura es aerodinámica, ligera y de fácil instalación, sin requerir de perforación alguna. Cuenta con un túnel de viento capaz de soportar vientos de hasta 250 km/h. Cuenta con una certificación de acuerdo con el estándar IEC 61215. La carga máxima que puede soportar es de 10 kg/m² y debe ser instalada en una cubierta que tenga menos de 4° de inclinación. El sistema más pequeño que se puede utilizar es de dos filas con 3 módulos cada una, o de 3 filas con dos módulos cada una.

La estructura estará montada sobre la cubierta de la edificación. La edificación está orientada 8° al oeste, razón por la cual, para poder ubicar la máxima cantidad de módulos posible sobre la cubierta, las estructuras también estarán orientadas 8° hacia el oeste e inclinada 10°. Es primordial para evitar las sombras sobre los módulos causadas por las mismas estructuras, por esto estas deben separadas apropiadamente.

Documento 2: Memoria.



Figura 7: Estructura Leichtmount 2.0 de S:flex.

Recuperado el 20 de noviembre de: http://www.sflex.com/htdocs/images/sflex/sflex_xl_leichtmount.jpg.

Al estar el generador fotovoltaico ubicado en la cubierta de la edificación, aproximadamente a 15 metros sobre el suelo y sin edificios alrededor, los factores que pueden generar sombras sobre los módulos son casi inexistentes. Únicamente los antepechos que bordearán la cubierta, los cuales sirven como protección, serán los únicos elementos que podrán generar sombras.

8.2 INVERSOR.

El inversor convierte la corriente continua en corriente alterna. El inversor Ingecon 60 SUN del fabricante *Ingeteam* será el encargado de realizar esta tarea en la instalación fotovoltaica. Este inversor tiene una potencia nominal de 66 kW, una salida de 400 V a 50 o 60 Hz con un rendimiento del 96,4 %.

Este inversor cumple con todas las normas necesarias y pertinentes, así como con las directivas dentro del marco de la Directiva UE de modo que el aparato lleva el marcado CE.

En cuanto a las características físicas, el inversor pesa 900 kg y tiene unas dimensiones de 1,031x0,877x1,761 metros (anchura x profundidad x altura).



Figura 8: Inversor Ingecon SUN 60 de Ingeteam.

Recuperado el 20 de noviembre de 2015 de:

http://www.Ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf

Documento 2: Memoria.

Las características técnicas del inversor aunque se encuentran disponibles en el Anexo 5, a continuación se muestra un breve resumen:

Características técnicas inversor			
Ingecon SUN60 – Ingeteam			
Datos de entrada (DC)			
Rango de potencia [kWp]	63	-	78
Rango de tensión MPP [V]	405	-	750
Tensión máxima [V]	900		
Corriente máxima DC [A]	156		
Número de entradas DC	4		
Datos de salida (AC)			
Potencia nominal AC [kW]	66		
Corriente máxima AC [A]	118		
Tensión nominal AC [V]	400		
Frecuencia [Hz]	50/60		
cos ϕ	1		
THD [%]	<3		
Rendimiento máximo [%]	96,4		
Rendimiento europeo [%]	94,7		

Tabla 7: Características técnicas del inversor Ingecon SUN60 – Ingeteam.
Recuperado el 2 de noviembre de 2015 de:

http://www.Ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf

Está equipado con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. No requiere de elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red.

El inversor cuenta con un *datalogger* interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también *in situ* desde el frontal del inversor a través de un teclado. Cuenta también con LEDs indicadores de estado, así como alarmas y pantalla LCD.

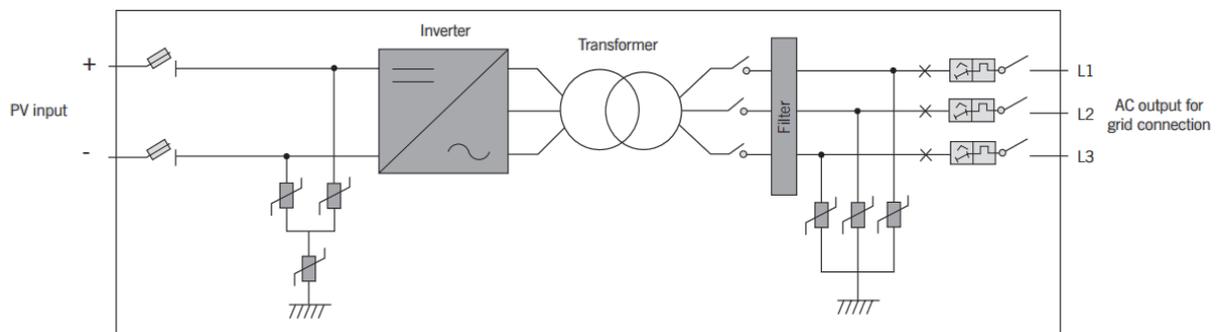


Figura 9: Esquema eléctrico del inversor Ingecon SUN 60.
Recuperado el 20 de noviembre de 2015 de:

http://www.Ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf

Documento 2: Memoria.

Las protecciones con las que cuenta el inversor son:

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Seccionador magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

El inversor se encontrará ubicado dentro del cuarto de equipos, ubicado en el costado noreste de la nave central, en el segundo piso. En el mismo cuarto de equipos se encontrarán la Caja General de Conexión y el Cuadro General de Baja Tensión 400 V.

8.3 TRANSFORMADOR 400 V A 208 V.

Debido a que el inversor entrega 400 V, la instalación fotovoltaica requiere de un transformador que convierta los 400 V a 208 V (fase-fase). Dicha tensión corresponde al voltaje convencional de la red de baja tensión en Colombia. El transformador estará ubicado en un cuarto cerrado, de forma más precisa en el Centro de Transformación, razón por la cual debe ser un transformador seco. Su tamaño será de 100 kVA y será mandado a construir a un fabricante nacional.

Características técnicas del transformador	
Potencia nominal	100 kVA
Tipo	Seco
Frecuencia	60 Hz
Tensión en alta (fase-fase)	400 V
Tensión en baja (fase-fase)	208 V
Tensión de cortocircuito	6 %

Tabla 8: Características técnicas del transformador.

8.4 CABLEADO.

El cableado permite transmitir la energía generada en los propios módulos fotovoltaicos hasta la propia inyección en la red de baja tensión.

A la hora de dimensionar los conductores, se distinguen dos tramos:

- Tramo de corriente continua, desde la producción en los módulos fotovoltaicos hasta la entrada al inversor.
- Tramo de corriente alterna, desde la salida del propio inversor hasta la red de baja tensión (208 V).

Dado que en Colombia no existe a la fecha una normativa para el cableado de instalaciones fotovoltaicas, para el dimensionamiento de los conductores se tendrá en cuenta la siguiente normativa:

Documento 2: Memoria.

- Norma AENOR EA0038.
- Norma UNE 20460-5-523.
- Estándar IEC 60364-7-712.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- REBT ITC-BT 50 (punto 5).
- La normativa establecida en el RETIE, cuando esta aplique.

A la hora de dimensionar la sección de los conductores se ha de tener en cuenta dos criterios, imponiéndose el más restrictivo de ellos:

- La máxima intensidad admisible por el cable.
- La máxima caída de tensión permisible en el cable.

8.4.1 Cableado de corriente continua.

El cableado de corriente continua cumplirá con las especificaciones de AENOR EA 0038, la Norma UNE 20460-5-523, y el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA. Por lo anterior, los conductores para este tramo deberán tener las siguientes características:

- Cables diseñados para condiciones severas y de larga utilización.
- Unipolares.
- Tensión asignada de 1,8 kV DC.
- Adecuados para equipos de aislamiento de clase II.
- Resistente a temperaturas extremas (-40°C a 90°C).
- Resistentes a la intemperie: ozono, rayos UV y absorción de agua.
- Cables de alta seguridad (AS): libres de halógenos, que no propaguen llama ni fuego, con baja emisión de humos y gases corrosivos.

Los conductores serán de cobre y se calcularán siguiendo los criterios de máxima intensidad admisible por el cable o la máxima caída de tensión permisible en el cable; se elegirá la más crítica satisfaciendo la condición que la caída de tensión en el tramo de continua debe ser inferior al 1,5 %. Para los conductores seleccionados la caída de tensión en el cableado de corriente continua es del 0,83 %.

En la parte de continua se utilizará el siguiente código de colores:

- Polo positivo: de color rojo.
- Polo negativo: de color negro.
- Protección: de color amarillo-verde.

Se considerarán los siguientes tramos de estudio:

- Tramo desde cada rama hasta la caja de conexión de cada subgenerador.
- Tramo desde la caja de conexión subgenerador hasta la Caja General de Conexión.
- Tramo desde la Caja General de Conexión hasta el inversor.

Documento 2: Memoria.

Cada Caja de Conexión estará ubicado en la cubierta, mientras que la Caja General de Conexión estará ubicada en el Cuarto de Equipos, ubicado en la segunda planta del costado del noreste de la nave central. Lo anterior es evidente en el Plano 6 y 7 del Documento 4.

Los cables a emplear serán del fabricante *General Cable* (o similar), en concreto, los *Exzhellent Solar*.



Figura 10: Conductores Exzhellent Solar de General Cable del tipo ZZ-F (AS) 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC. Recuperado el 20 de noviembre de 2015 de:

<http://bibinq.us.es/proyectos/abreproy/4928/fichero/6.+ANEXOS%252FAnexo+Cableado%252FExzhellentSolar.pdf>

El esquema que resume el cableado en el tramo de corriente continua está disponible en el Plano 9 del Documento 4.

8.4.1.1 Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.

Habrán en total 3 cajas de conexión a las que a una de ellas le llegan 4 ramas de 21 módulos, mientras que a cada una de las restantes dos les llega 5 ramas de 21 módulos.

De acuerdo con la norma EANOR EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 10 mm². Para este caso prevalece el criterio de caída de tensión. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,31 %.

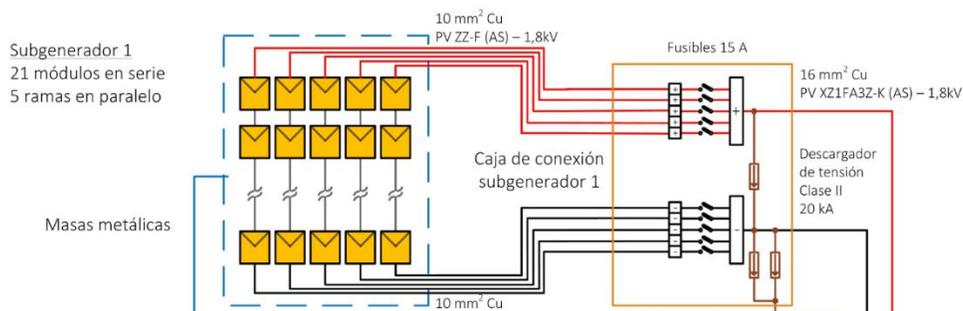


Figura 11: Esquema unifilar de un subgenerador (21 módulos en serie, 5 ramas en paralelo).

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo fotovoltaico ZZ-F (AS) 1,8 kV 2x1x10 mm².

El cableado irá sobre superficie al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 19,05 mm.

Documento 2: Memoria.

8.4.1.2 Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.

Debido a que hay en total 3 cajas de conexión a la Caja General de Conexión recibe 3 grupos de conductores.

De acuerdo con la norma EANOR EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 16 mm^2 . Para este caso prevalece el criterio de caída de tensión. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,5 %.

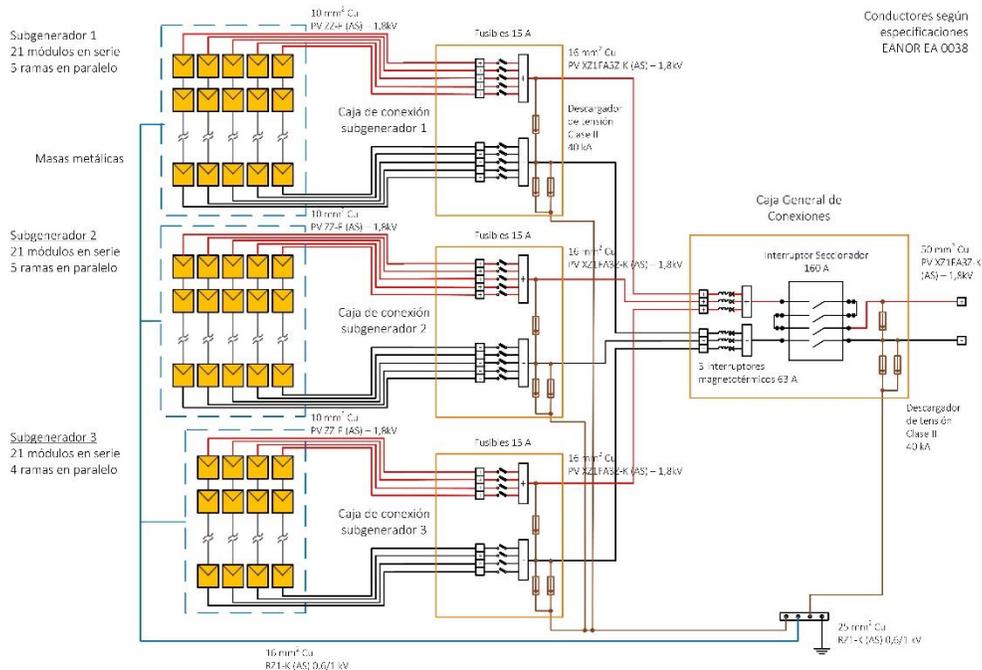


Figura 12: Esquema unifilar del tramo continua.

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV $2 \times 1 \times 16 \text{ mm}^2$.

El cableado irá sobre superficie al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 31,75 mm.

8.4.1.3 Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.

De acuerdo con la norma EANOR EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 50 mm^2 . Para este caso prevalece el criterio de caída de tensión. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,3 %.

Documento 2: Memoria.

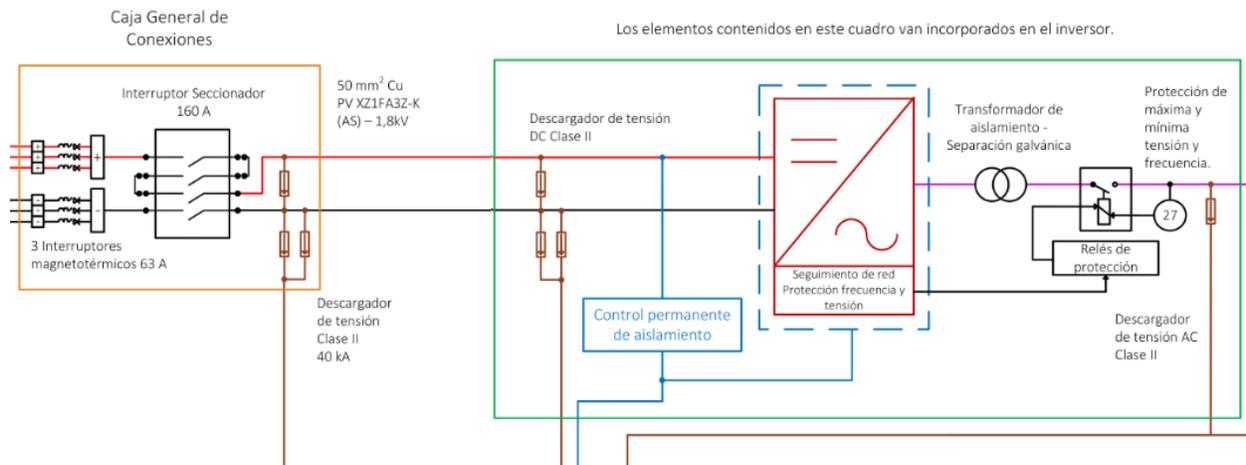


Figura 13: Esquema unifilar tramo Caja General de Conexión – Inversor.

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x50 mm².

El cableado irá canalizado en montaje superficial o empotrado en obra (montaje tipo B1) al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 38,10 mm.

8.4.2 Cableado de corriente alterna.

Al estimar las secciones de los distintos tramos se utilizarán las indicaciones recogidas en la Norma UNE 20460-5-523.

Los conductores a utilizar en el tramo de corriente alterna tendrán las siguientes características:

- Tensión asignada de 0,6/1 kV.
- Unipolares.
- Adecuados para equipos de aislamiento clase II.
- Cables de alta seguridad libres de halógenos, que no propaguen llama ni fuego, con baja emisión de humos y gases corrosivos.

Se considerarán los siguientes tramos de estudio:

- Tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).
- Tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V) – Centro de Transformación (CT).
- Tramo: Centro de transformación (CT) – Cuadro General Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).

El inversor y el Cuadro General de Baja Tensión 400 V estarán ubicados en el Cuarto de Equipos, ubicado en la segunda planta del costado del noreste de la nave central, mientras que el transformador de 400 V a 208 V y el Cuadro General de Baja Tensión de 208 V estarán ubicados en el Centro de Transformación, el cual está ubicado en la primera planta del costado noreste de la nave central. Lo anterior es evidente en los Planos 6, 7 y 8 del Documento 4.

Documento 2: Memoria.

La caída máxima de tensión en este tramo viene impuesta en la ITC-BT 40, punto 5, donde se especifica que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución no será superior al 1,5%. Con los conductores seleccionados la caída de tensión en el tramo de corriente alterna es del 0,04%.

Los cables a emplear serán del fabricante *General Cable* o similar, en concreto los denominados comercialmente como *Exzhellent XXI 1000 V*, cuya designación técnica es RZ1 -K(AS) 0,6/1 kV, cuyas características principales son las siguientes:

- Conductor de cobre flexible clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE.
- Cubierta exterior de Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

El esquema que resume el cableado en el tramo de corriente alterna está disponible en el Plano 10 del Documento 4.

8.4.2.1 Tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).

De acuerdo con la Tabla 52-B1 y la Tabla A.52-1 de la Norma UNE 20460-5-523 EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 50 mm². Para este caso aplica el criterio de intensidad máxima. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,3 %.

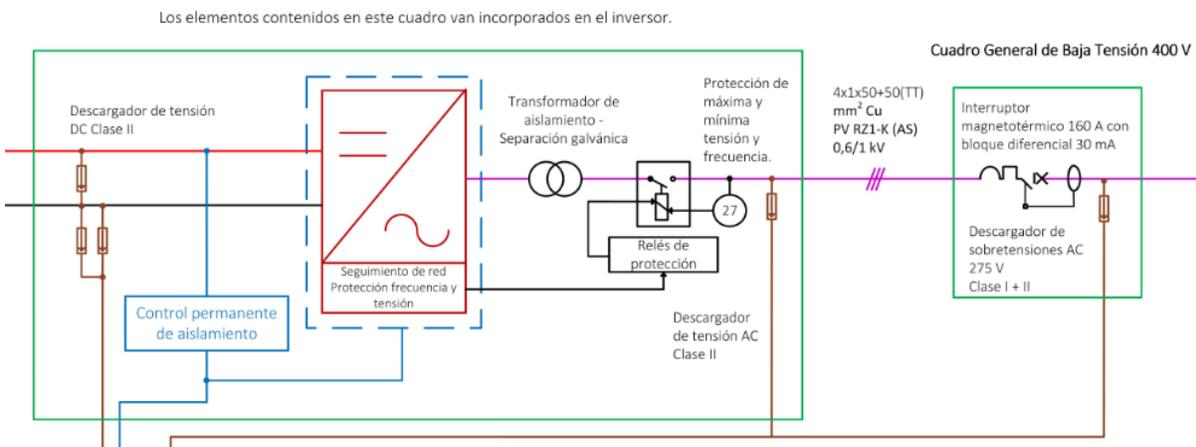


Figura 14: Esquema unifilar tramo: Inversor – CGBT 400 V.

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 3x1x50+TT mm².

El cableado irá canalizado en montaje superficial o empotrado en obra (montaje tipo B1) al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 38,10 mm.

8.4.2.2 Tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V) – Centro de Transformación (CT).

De acuerdo con la Tabla 52-B1 y la Tabla A.52-1 de la Norma UNE 20460-5-523 EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 50

Documento 2: Memoria.

mm². Para este caso aplica el criterio de intensidad máxima. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,06 %.

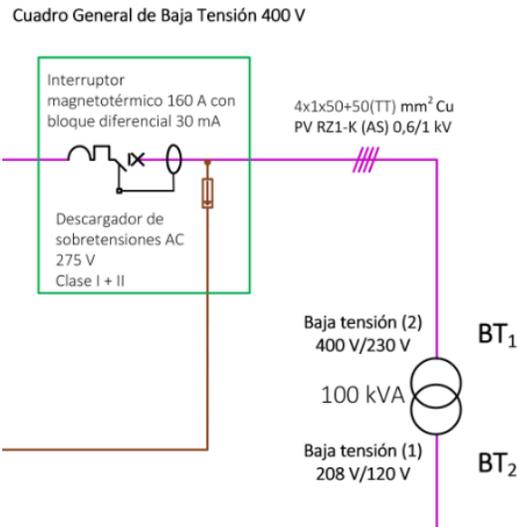


Figura 15: Esquema unifilar tramo: CGBT 400 V – Transformador.

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x50+TT mm².

El cableado irá canalizado en montaje superficial o empotrado en obra (montaje tipo B1) al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 50,8 mm.

8.4.2.3 Tramo: Centro de transformación (CT) – Cuadro General Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).

De acuerdo con la Tabla 52-B1 y la Tabla A.52-1 de la Norma UNE 20460-5-523 EA 0038 y con lo establecido en los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, este tramo tendrá una sección de 95 mm². Para este caso aplica el criterio de intensidad máxima. Con la sección seleccionada la caída de tensión que se produce en este tramo es del 0,29 %.

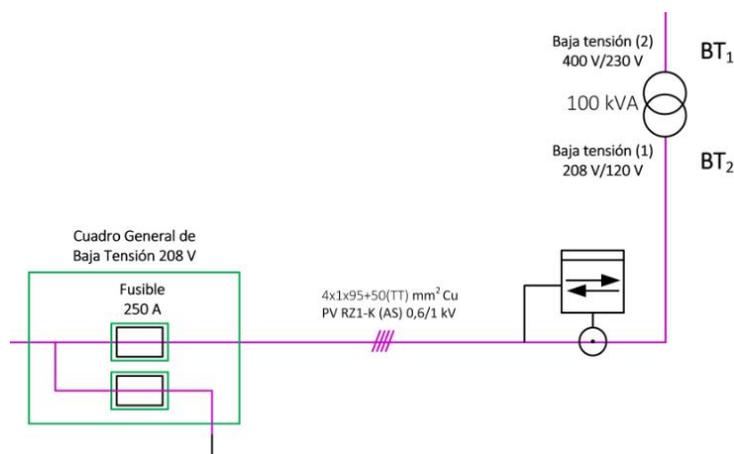


Figura 16: Esquema unifilar tramo: Transformador – CGBT 208 V.

Documento 2: Memoria.

Como se puede apreciar en el esquema unifilar anterior, se instalarán conductores unipolares del tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x95+TT mm².

El cableado irá canalizado en montaje superficial o empotrado en obra (montaje tipo B1) al interior de un tubo IMC (*Intermediate Metal Conduit*) galvanizado de acero de sección nominal de 63,5 mm.

8.4.3 Resumen con las características de conductores adoptados en los distintos tramos.

A continuación se resume las secciones adoptadas para la instalación fotovoltaica. La disposición del cableado se puede observar en los Planos 5, 6, 7 y 8 disponible en el Documento 4. El esquema unifilar del tramo DC está disponible en el plano 9 y el esquema unifilar del tramo AC está disponible en el plano 10, ambos en el Documento 4. El plano que resume el cableado y la tubería está disponible en el plano 12 del Documento 4.

Resumen conductores y tubería							
Tramo		Longitud [m]	Sección nominal adoptada [mm ²]	Caída de tensión [%]	Sección nominal de la tubería adoptada [mm]	Tipo de cable seleccionado	Tipo de montaje
Cableado DC	Módulos - Cajas de Conexión.	73,0	10,0	0,31%	19,05	Fotovoltaico ZZ-F (AS) 1,8 kV 2x1x10 mm ²	Superficie.
	Cajas de conexión - Caja General de Conexión.	35,0	16,0	0,50%	31,75	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x16 mm ²	Superficie.
	Caja General de Conexión - Inversor.	3,0	50,0	0,03%	38,1	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x50 mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
Cableado AC	Inversor - Cuadro general baja tensión 400 V.	4,0	50,0	0,03%	38,1	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 3x1x50+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
	Cuadro general baja tensión 400 V – Centro de Transformación.	8,5	50,0	0,06%	50,8	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x50+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
	Centro de transformación – Cuadro general baja tensión 208 V.	5	95	0,29%	63,50	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x95+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.

Tabla 9: Resumen del cableado y la tubería.

8.5 PROTECCIONES.

Las protecciones de una instalación fotovoltaica son el conjunto de equipos que detectan y eliminan los de incidentes en la misma, de tal modo que dicha instalación fotovoltaica se pueda considerar segura tanto para los equipos conectados a ella como para las personas.

8.5.1 Protecciones en la red de corriente continua.

8.5.1.1 Protección frente a sobretensiones.

Las sobretensiones constituyen el mayor factor de riesgo para los equipos de las instalaciones fotovoltaicas.

Documento 2: Memoria.

La instalación fotovoltaica no contará con medidas de protección externa frente a sobretensiones pero sí con medidas internas de protección. Aunque no haya elementos de protección externa para la instalación fotovoltaica, la edificación contará con su propio sistema externo de protección contra sobretensiones, es decir, pararrayos. El sistema interno de protección tiene el objeto de reducir y evitar las sobretensiones originadas por la descarga de un rayo y los campos electromagnéticos asociados, así como las sobretensiones transmitidas por las líneas de conexión.

El sistema interno de protección empleado consistirá en:

- Conexión equipotencial: Se trata de unir las estructuras metálicas, elementos metálicos de dispositivos, elementos conductores externos, circuitos eléctricos y de comunicación (a través de limitadores de sobretensión) a una barra de conexión equipotencial. Esta barra estará conectada a tierra. Este sistema de protección persigue conseguir la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación evitando que ante una descarga de un rayo, aparezcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema.
- Instalación de descargadores de sobretensión: encargados de limitar el valor de las sobretensiones que se pueden presentar en la instalación mediante descargas a tierra.

Se dispondrán descargadores en las cajas de conexiones de corriente continua, así como en la Caja General de Conexión, que serán de clase II; estos mantienen media capacidad de descarga, así como tensiones residuales medias, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación.

Se instalarán en el lado de corriente continua descargadores del tipo OVR PV 40-1000 P de ABB; este es un descargador bipolar clase II con las siguientes características:



Figura 17: Descargador de sobretensiones OVR PV 40-1000 P de ABB.

Recuperado y modificado el 25 de noviembre de 2015 de:

https://library.e.ABB.com/public/9cac57dfe824c267c1257b190030c287/Brochure%20OVR%20PV%20EN_2CSC432012B0301.pdf

f

Documento 2: Memoria.

Características del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB	
I_{SN} (Corriente de descarga nominal) [kA].	20
$I_{MÁX}$ (Corriente de descarga máxima) [kA].	40
U_C (Tensión de régimen permanente máxima) [V].	1000
U_P (Tensión de protección) [V].	<3800

Tabla 10: Características técnicas del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB.
Recuperado el 25 de noviembre de 2015 de:

https://library.e.ABB.com/public/9cac57dfe824c267c1257b190030c287/Brochure%20OVR%20PV%20EN_2CSC432012B0301.pdf

Cabe comentar que el inversor cuenta también en el lado DC con descargadores contra sobretensiones de clase II.

8.5.1.2 Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades.

Las medidas que se pueden utilizar para evitar las sobrecargas y sobreintensidades en los distintos tramos consisten en la instalación de alguno de los siguientes dispositivos:

- Instalación de diodos de bloqueo.
- Instalación de fusibles.
- Instalación de interruptores magnetotérmicos.

8.5.1.2.1 Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.

Con el objeto de evitar los daños que pueden producir las sobreintensidades en las distintas ramas del generador se opta por instalar fusibles como dispositivos de protección. Particularmente se utilizarán fusibles de corriente nominal de 15 A, el cual será proporcionado por GAVE de la gama gPV de la referencia 30F15PV. Este requerirá su propio portafusibles, el cual será el modelo 211PV de GAVE.

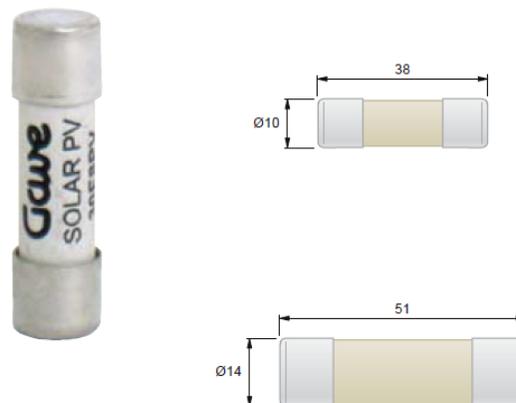


Figura 18: Fusible de 15 A. Modelo 30F15PV de GAVE.

Recuperado el 25 de noviembre de 2015 de: <http://lineadistribucion.es/wp-content/uploads/2014/12/CATALOGO-COMPONENTES-Y-EQUIPOS-SOLARTEC.pdf>.

Documento 2: Memoria.

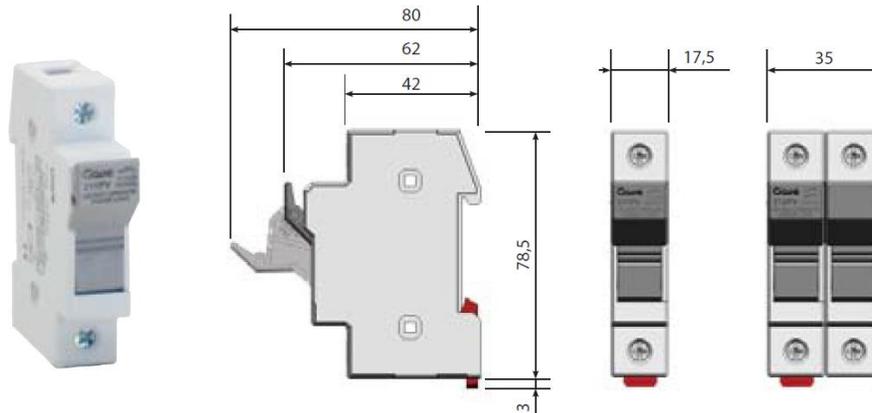


Figura 19: Portafusible 211PV de GAVE.

Recuperado el 25 de noviembre de 2015 de: <http://lineadistribucion.es/wp-content/uploads/2014/12/CATALOGO-COMPONENTES-Y-EQUIPOS-SOLARTEC.pdf>.

Se dispondrán fusibles tanto en las polaridades positivas como en las polaridades negativas, tal y como se muestra en el siguiente esquema unifilar:

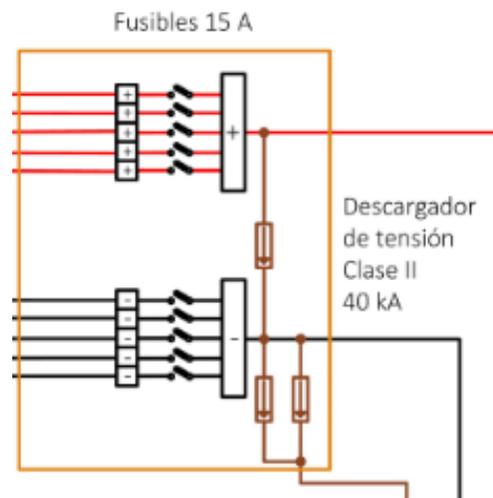


Figura 20: Esquema unifilar de las protecciones de cada caja de conexión.

8.5.1.2.2 Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.

Se utilizarán interruptores magnetotérmicos de corriente nominal de 63 A, proporcionados por ABB de la referencia S804PV-S63.

Documento 2: Memoria.



Figura 21: Interruptor magnetotérmico S804PV-S63 de ABB.

Recuperado el 25 de noviembre de 2015 de:

<https://library.e.ABB.com/public/b162cdafc2b30802c125792c0041978f/2CCC413002C0204.pdf>.

Los interruptores magnetotérmicos estarán ubicados en la Caja General de Conexión de corriente continua tal y como se muestra en el siguiente esquema unifilar, y serán capaces de extinguir con garantías el arco eléctrico que se pueda generar:

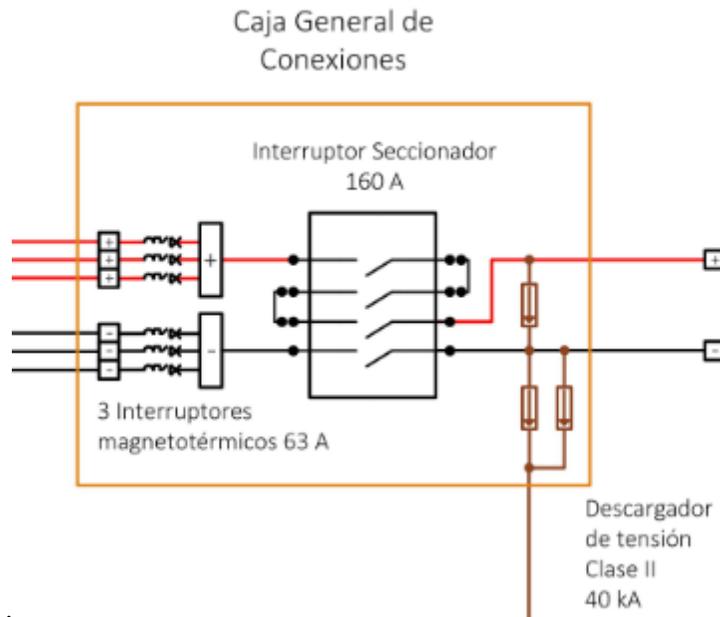


Figura 22: Esquema unifilar de las protecciones de la Caja General de Conexión.

8.5.1.2.3 Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.

Se utilizará un interruptor seccionador de forma que permita realizar trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo. La corriente nominal del seccionador será de 160 A. Se utilizará el interruptor seccionador del fabricante GAVE de la referencia 55PV4016.

Documento 2: Memoria.



Figura 23: Interruptor seccionador 55PV4016 de GAVE.

Recuperado el 25 de noviembre de 2015 de: <http://lineadistribucion.es/wp-content/uploads/2014/12/CATALOGO-COMPONENTES-Y-EQUIPOS-SOLARTEC.pdf>.

El interruptor seccionador estará ubicado en la Caja General de Conexión de corriente continua tal y como se muestra en la Figura 22, y aseguraran el corte de carga y el seccionamiento de seguridad de los circuitos eléctricos.

8.5.1.3 Protección frente a contactos directos e indirectos.

8.5.1.3.1 Protección frente a contactos directos.

Se ha optado por una configuración de generador fotovoltaico en modo flotante. En condiciones normales de funcionamiento, la red de continua se encuentra aislada de tierra, siendo la única unión con ésta la propia impedancia de fuga de la red, esto es, la resistencia de aislamiento, R_{ISO} . Si la instalación cuenta con un buen aislamiento (R_{ISO} elevada), el valor de la intensidad de defecto es despreciable y este en teoría no representa una situación de riesgo para las personas. El propio diseño del generador es en sí una medida de protección frente a los contactos directos.

El valor mínimo de la resistencia de aislamiento calculada es de 7580Ω .

La protección principal para evitar los contactos directos se basa en la aplicación de las medidas necesarias para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante.
- Interposición de barreras o envolventes.
- Interposición de obstáculos.
- Puesta fuera de alcance por alejamiento.

8.5.1.3.2 Protección frente a contactos indirectos.

Se empleará el controlador permanente de aislamiento que está incorporado en el inversor para que éste realice una medición continua de la resistencia de aislamiento, y se muestre una alarma cuando su valor sea menor que el nivel de seguridad.

Documento 2: Memoria.

La puesta a tierra de las masas metálicas también es una medida de protección de las personas frente a contactos indirectos.

8.5.2 Protecciones en la red de corriente alterna.

8.5.2.1 Protecciones frente a sobretensiones transitorias.

El esquema utilizado de distribución es el denominado TT. Los descargadores de protección se instalarán entre las fases y el neutro, así como entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación).

Habrà un descargador ubicado en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V, el cual será de la clase I+II, puesto que la instalación fotovoltaica está al aire libre. Se debe mencionar que

Se instalará el modelo OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB, el cual tiene las siguientes características.



Figura 24: Descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.

Recuperado el 28 de noviembre de 2015 de: http://www.proidea.ro/ABB-srl-228849/ABB-descarcatoare-tip-1-2-349539/a_53_d_5_1378389230602_ABB_descarcatoare_tip1_2.pdf.

Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB	
Tipo	T1-T2
I_{SN} [kA]	7
$I_{MÁX}$ [kA]	70
U_C [V _{AC}]	275
U_P [kV]	1,4

Tabla 11: Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.

Recuperado el 28 de noviembre de 2015 de: http://www.proidea.ro/ABB-srl-228849/ABB-descarcatoare-tip-1-2-349539/a_53_d_5_1378389230602_ABB_descarcatoare_tip1_2.pdf.

8.5.2.2 Protección externa de la distribución.

La protección externa o de la interconexión tiene como función evitar el funcionamiento en isla del generador.

El inversor Ingecon SUN 60 incorpora los dispositivos necesarios que aseguran esta protección:

- Relé de protección de máxima y mínima frecuencia.

Documento 2: Memoria.

- Relé de máxima y mínima tensión.
- Interruptor automático de interconexión, para la desconexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de actuación de los relés de protección. Con el fin de evitar paradas prolongadas, el rearme de dicho interruptor será automático una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

Se muestra a continuación un esquema unifilar del Inversor Ingecon SUN 60:

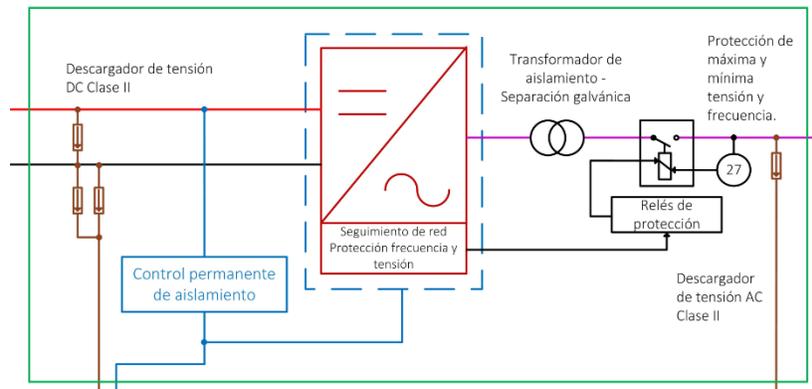


Figura 25: Esquema unifilar del inversor Ingecon SUN 60.

8.5.2.3 Protecciones contra sobretensiones y sobrecargas.

8.5.2.3.1 Tramo: Inversor – Cuadro General de Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).

Se instalará un interruptor magnetotérmico en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V, el cual protegerá la instalación frente a sobrecargas y sobretensiones. Dadas las condiciones de operación se requiere de un interruptor magnetotérmico de intensidad nominal de 160 A. Se utilizará el Tmax XT2N-160 de ABB, el cual tiene un poder de corte de corte de 36 kA a 690 V.



Figura 26: Interruptor magnetotérmico Tmax XT2N-160 de ABB.

Recuperado el 28 de noviembre de de: <http://new.ABB.com/docs/librariesprovider22/technical-documentation/tmax-xt.pdf?sfvrsn=2>.

El esquema unifilar de este tramo se muestra a continuación:

Documento 2: Memoria.

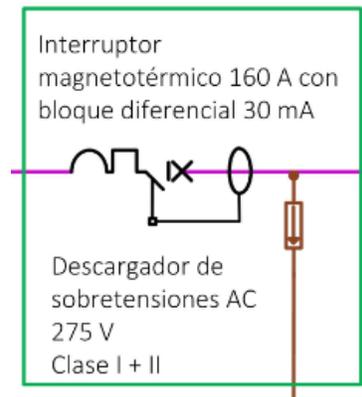


Figura 27: Esquema unifilar del Cuadro General de Baja Tensión 400 V.

8.5.2.3.2 Tramo: Transformador de baja tensión 400 V - 208 V (TBT 400 V - 208 V) – Cuadro General de Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).

Se instalará un interruptor magnetotérmico en el Cuadro General de Baja Tensión 208 V, el cual protegerá a la instalación de sobretensiones y sobrecargas. Este es el último interruptor antes de que la instalación fotovoltaica se integre a la red interna de la Escuela Colombiana de Ingeniería y sus respectivos consumos.

Se utilizará el Tmax XT4N-250 del fabricante ABB, el cual tiene un poder de corte de 36 kA a una tensión de trabajo de 690 V.



Figura 28: Interruptor magnetotérmico Tmax XT4N-250 de ABB.

Recuperado el 28 de noviembre de: <http://new.ABB.com/docs/librariesprovider22/technical-documentation/tmax-xt.pdf?sfvrsn=2>.

El esquema unifilar de este tramo se muestra a continuación:

Documento 2: Memoria.

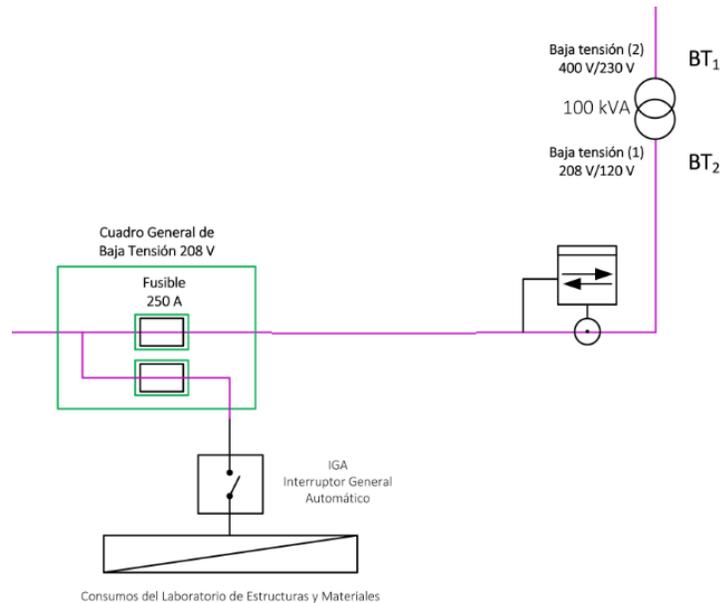


Figura 29: Esquema unifilar tramo CGBT 208 V.

8.5.2.4 Protecciones contra contactos directos e indirectos.

Se asegurará la protección contra contactos directos e indirectos empleando materiales de la clase II o de aislamiento equivalente. Las medidas deberán conseguir que en todas las partes de la instalación (módulos, cajas, cables, inversor, etcétera) el aislamiento sea doble o reforzado.

Se dispondrá de un interruptor diferencial residual ajustado para una corriente de disparo de 30 mA en la CGBT 400 V para proteger a las personas en el caso de una derivación de algún elemento de la parte alterna de la instalación. El diagrama unifilar correspondiente se puede observar en la Figura 27.

Se utilizará un interruptor diferencial del fabricante *ABB*, modelo RDP3. Este modelo de diferencial trabaja de forma idónea con el interruptor magnetotérmico que se ha previsto instalar en la misma CGBT 400 V.

Las funciones del relé diferencial son:

- Regular la corriente de intervención diferencial.
- Regular del tiempo de intervención.
- Función de pre-alarma donde un contacto conmuta en caso de que se produzca una avería diferencial.
- Auto reinicio.

Documento 2: Memoria.



Figura 30: Relé diferencial RD3P de ABB con toroide.

Recuperado el 28 de noviembre de: https://library.e.ABB.com/public/f7365a5264fa108ec1257d50002f8c38/Diptico_RD3.pdf.

Esta protección requiere un toroide para poder medir la corriente; este toroide, dado el flujo máximo de la protección diseñada en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V, será el TR3 de ABB, el cual es capaz de tolerar hasta 160 A.

8.6 CAJAS DE CONEXIÓN Y ARMARIOS.

8.6.1 Tramo de corriente continua.

Las cajas de conexión en corriente continua deberán ser resistentes a las condiciones climáticas del lugar, disponer de un índice de protección de al menos IP65 y tener aislamiento clase II. En su interior irán claramente identificados cada uno de los circuitos, fusibles, interruptores, etcétera, y la separación entre los polos negativo y positivo deberá ser clara. El acceso estará limitado a personal autorizado.

8.6.1.1 Cajas de Conexión.

Las cajas que se instalarán para la conexión de las ramas estarán formadas por una envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de ABB. Las cajas albergarán los siguientes dispositivos:

- La caja de conexión 1 y 2:
 - 5 portafusibles del modelo 211PV con sus respectivos fusibles 30F15PV. Ambos fabricados por GAVE.
 - Descargador de tensión clase II modelo OVR PV 40-1000 P de ABB.
- La caja de conexión 3:
 - 4 portafusibles del modelo 211PV con sus respectivos fusibles 30F15PV. Ambos fabricados por GAVE.

Documento 2: Memoria.

- Descargador de tensión clase II modelo OVR PV 40-1000 P de *ABB*.

Las características de la caja de conexión elegida se muestran a continuación:

Caja de conexión tramo DC: Gemini de <i>ABB</i>.	
Grado de protección	IP66
Tensión asignada de aislamiento en DC [V]	1500
Dimensiones exteriores (ancho x alto x profundidad [mm])	460 x 550 x 260
Dimensiones interiores (ancho x alto x profundidad [mm])	375 x 450 x 230
Nº máximo de módulos DIN	54 (18x3)
Material caja/tapa	Termoplástico (polipropileno)

Tabla 12: Características de la caja de conexión Gemini de *ABB*.

Recuperado el 28 de noviembre de:

https://library.e.ABB.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energia%20solar_1TXA007040B0701-001011.pdf.

8.6.1.2 Caja General de Conexión.

La Caja General de Conexión estará formada por una envolvente similar a las Cajas de Conexión de las ramas, pero con una dimensión mayor y ubicada en el Cuarto de Equipos. La Caja General de Conexión que se instalará será la Gemini de *ABB* la cual albergará los siguientes dispositivos:

- 3 interruptores magnetotérmicos S804PV-S63 de *ABB*.
- Un interruptor seccionador 55PV4016 de *GAVE*
- Descargador de sobretensiones transitorias (clase II) modelo OVR PV 40-1000 P de *ABB*.



Figura 31: Caja de conexión Gemini de *ABB*.

Recuperado el 28 de noviembre de:

https://library.e.ABB.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energia%20solar_1TXA007040B0701-001011.pdf.

Las características de la caja de conexión elegida se muestran a continuación:

Documento 2: Memoria.

Caja General de Conexión tramo DC: Gemini de ABB.	
Grado de protección	IP66
Tensión asignada de aislamiento en DC [V]	1500
Dimensiones exteriores (ancho x alto x profundidad [mm])	840 x 1005 x 360
Dimensiones interiores (ancho x alto x profundidad [mm])	750 x 900 x 330
Nº máximo de módulos DIN	216 (36 x6)
Material caja/tapa	Termoplástico (polipropileno)

Tabla 13: Características de la Caja General de Conexión Gemini de ABB.

Recuperado el 28 de noviembre de:

https://library.e.ABB.com/public/1fcbd6cd3be2405fc125793600315648/Soluciones%20para%20energía%20solar_1TXA007040B0701-001011.pdf

8.6.2 Tramo de corriente alterna.

8.6.2.1 Cuadro General de Baja Tensión 400 V.

El cuadro general de baja tensión estará formado por una envolvente, las protecciones de las personas contra contactos directos e indirectos, y las de la instalación frente a sobreintensidades que pueden tener lugar en la red de corriente alterna a la salida del inversor.

El Cuadro General de Baja Tensión 400 V estará ubicado en el Cuarto de Equipos y albergará los siguientes elementos:

- Interruptor magnetotérmico del fabricante ABB, modelo Tmax XT2N-160, el cual es un interruptor de 160 A de intensidad nominal, con un poder de corte de 36 kA, y una tensión máxima de trabajo de 690 V.
- Interruptor diferencial del fabricante ABB, modelo RD3P.
- Toroide TR3 de ABB para medición de corriente del interruptor diferencial, el cual es capaz de tolerar hasta 160 A.
- Descargador de clase I+II del fabricante ABB y modelo OVR T1+2 3N 7-275S P.

Se usará el armario metálico ArTu M de ABB el cual cuenta con doble aislamiento IP65. El tamaño del armario será de 2000 x 600 x 500 mm (altura x anchura x profundidad).

8.6.2.2 Cuadro General de Baja Tensión 208 V.

La instalación fotovoltaica no tendrá un cuadro General de Baja Tensión 208 V propio. Este cuadro corresponde al cuadro general de la edificación y se dimensionará de modo que además de los elementos de protección y medida propios de la edificación también haya lugar para los siguientes elementos:

- Interruptor magnetotérmico del fabricante ABB, modelo Tmax XT4N-250, el cual es un interruptor de 250 A de intensidad nominal, con un poder de corte de 36 kA, y una tensión máxima de trabajo de 690 V. Este interruptor constituye el punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de baja tensión de la universidad. Posteriormente será llevado a media tensión. Lo anterior se puede apreciar en el Plano 11 del Documento 4.
- Equipo de medida (contador bidireccional).

Documento 2: Memoria.

Cabe mencionar que el Cuadro General de Baja Tensión 208 V está ubicado en el costado nororiental de la primera planta de la nave central en el Centro de Transformación, en donde también se encuentra el Transformador de 400 V a 208 V.

8.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Una instalación de puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, entre una parte de un circuito eléctrico o una parte conductora no perteneciente al mismo y un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el terreno.

- Limitar la tensión que puedan presentar en un momento las masas metálicas con respecto a tierra.
- Asegurar la actuación de las protecciones.
- Disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos.
- Garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos de la instalación.

Debido a que la instalación generadora que se conecta a través de un transformador elevador a una red de media tensión que abastece a los edificios del Campus, las masas metálicas de la instalación deben conectarse al borne de puesta a tierra de la edificación. Esto lo establece la nota de interpretación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) para una instalación fotovoltaica conectada en media tensión, como la que es descrita en este proyecto.

El Laboratorio de Estructuras y Materiales tendrá su propio sistema de puesta a tierra. La tierra de protección de la instalación fotovoltaica que se ha diseñado deberá conectarse a la puesta a tierra del edificio; dicha tierra de protección incluye: las masas metálicas de los módulos fotovoltaicos, los dispositivos de protección frente a sobretensiones (presentes en las cajas de conexión, la Caja General de Conexión, en la entrada del inversor, en la salida del inversor y en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V), el dispositivo de control permanente de aislamiento y la estructura metálica del inversor y cualquier otra que pueda estar presente en el cuarto de equipos. Aunque se halla fuera del alcance del Trabajo Final de Máster, el diseño de la puesta a tierra seguirá los lineamientos establecidos en el RETIE.

Como se dijo anteriormente, la instalación fotovoltaica al tener una configuración flotante, es decir, la red de corriente continua se encuentra aislada de tierra. En consecuencia, la puesta a tierra que se realiza es de protección.

En la parte de corriente continua se identifican los siguientes elementos a aterrarse: las estructuras metálicas de los módulos, de las estructuras, de cada caja de conexión, de la caja general de conexiones. De cada uno de ellos parte un conductor de cobre aislado de 16 mm² 0,6/1 kV, los cuales se van conectando por medio de sujetacables (perrillos) a un cable de 25 mm² que se conduce hasta el Cuarto de Equipos. En dicho cuarto habrá una barra equipotencial a la cual se conecta el referido cable. La referida barra se conecta a la toma de tierra del edificio a través de cable de 25 mm² 0,6/1 kV de sección.

En la parte de corriente alterna se identifican los siguientes elementos a aterrarse: la estructura metálica del inversor y el armario del Cuadro General de Baja Tensión 400 V. De cada uno de ellos parte un conductor de cobre aislado de 16 mm² 0,6/1 kV, los cuales se van conectados por medio de sujetacables (perrillos) a un cable de 25 mm² que se conduce hasta el Cuarto de Equipos. En dicho cuarto habrá una

Documento 2: Memoria.

barra equipotencial a la cual se conecta el referido cable. Dicha barra se conecta a la toma de tierra del edificio a través de cable de 25 mm² 0,6/1 kV de sección. Es preciso mencionar que la tubería que sea utilizada en la instalación fotovoltaica también irá aterrada por medio de conductores de 16 mm² de sección hasta la ya mencionada barra equipotencial del cuarto de equipos.

La red de corriente alterna es del tipo TT. Así, el neutro del transformador es puesto a tierra y estarán diferenciadas la puesta a tierra de protección y la de servicio. El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación

9 PLANIFICACIÓN.

Se expone a continuación la planificación del sistema fotovoltaico. Se han identificado tareas a nivel de ejecución que resultan indispensables para la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.

Es preciso indicar que quedan por fuera del ámbito de este proyecto los aspectos legales y tramitaciones que este requiere, así como los tiempos de espera que puedan acarrear las importaciones de los distintos elementos.

Es necesario que la obra del Laboratorio de Estructuras y Materiales haya avanzado lo suficiente para que en la cubierta y en las plantas donde estarán ubicados el Cuarto de Equipos y el Centro de Transformación se puedan realizar las tareas que se listan a continuación.

Como se puede apreciar en la Figura 32, el proyecto tiene una duración estimada de 31 días.

10 ORDEN DE PRIORIDAD

Ante posibles discrepancias que pudieran aparecer entre los distintos documentos básicos que conforman el presente proyecto, se establece el siguiente orden de prioridad entre los mismos:

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

PLANIFICACIÓN:

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

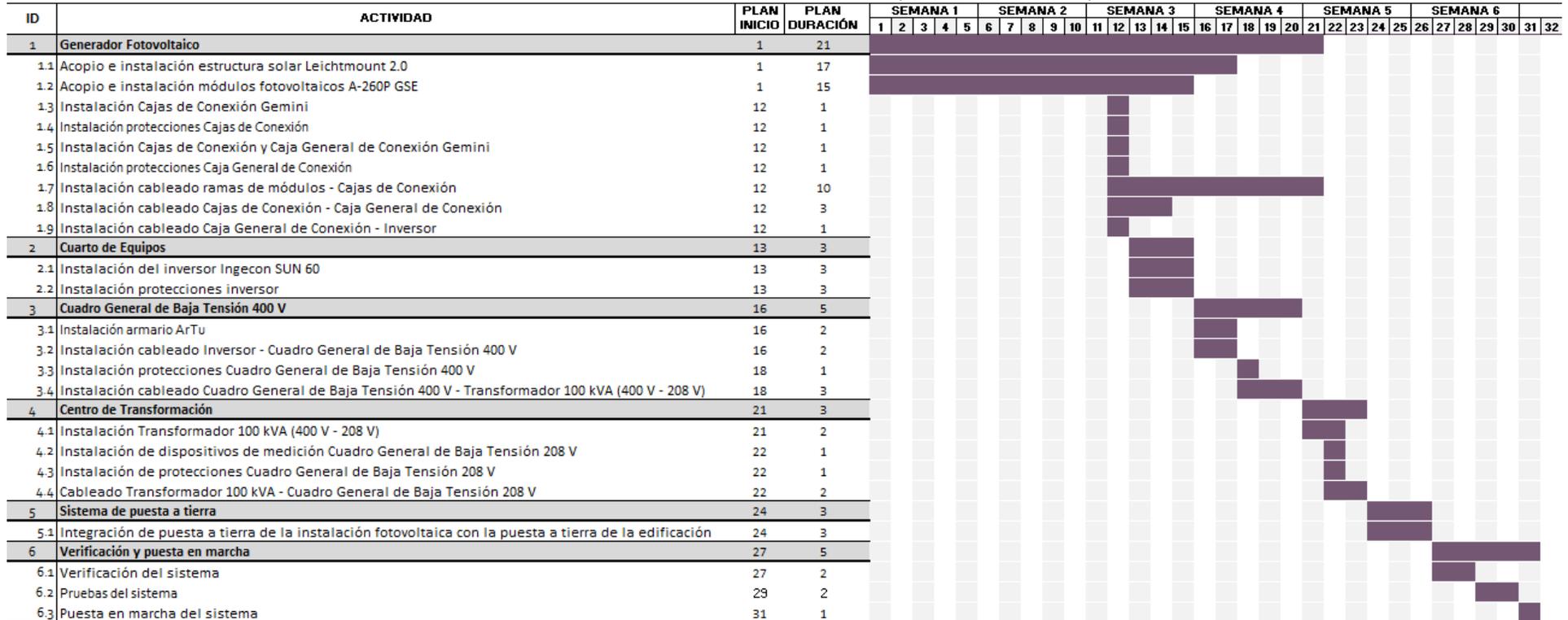


Figura 32: Diagrama de Gantt para la planificación del proyecto.

11 RESUMEN DE PRESUPUESTOS.

En el Documento 7 se obtiene el Presupuesto de Ejecución Material que dará lugar al presupuesto general del proyecto.

El Presupuesto General del Proyecto se obtiene agregando al Presupuesto de Ejecución Material un 13 % en concepto de Gastos Generales y un 6 % de Beneficio Industrial; a continuación se obtiene el IVA del total de los Gastos Generales y del Beneficio Industrial, el cual se le sumará el IVA que corresponda a los elementos importados desde España (21 %): módulos, inversor, estructuras de soporte, conductores con especificaciones para aplicaciones fotovoltaicas y otros), más los elementos y servicios adquiridos o comprados en Colombia (16 %).

Es propicio mencionar que se importará a Colombia el inversor, los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, y algunos elementos de protección. De acuerdo con la legislación vigente, particularmente la Ley 1715, en los artículos 12 y 13 del capítulo III, fomentan el uso de energías renovables por medio de la exención de IVA y de aranceles, respectivamente, siempre y cuando el Ministerio de Medio Ambiente certifique que los equipos y servicios son excluidos del gravamen (con base en una lista expedida por la UPME), que no sean producidos en Colombia, y que se realice el procedimiento correspondiente para la exención de los Derechos Arancelarios con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN).

Se muestra a continuación el resumen del presupuesto de ejecución material. Se incluye el IVA que corresponda. El resumen detallado se encuentra disponible en el Documento 6.

RESUMEN PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL					
Código	Nombre	Total importe ¹		Tota IVA ¹	
		EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)
01	Generador Fotovoltaico	€ 64.091,56	\$ 202.242.600,00	€ 13.459,23	\$ 42.470.946,00
01.01	Módulos fotovoltaicos	€ 46.292,65	\$ 143.766.000,00	€ 9.721,46	\$ 30.190.860,00
01.02	Estructuras de soporte	€ 17.798,91	\$ 58.476.600,00	€ 3.737,77	\$ 12.280.086,00
02	Inversor	€ 14.018,98	\$ 46.058.000,00	€ 2.943,99	\$ 9.672.180,00
03	Cajas de conexión	€ 2.443,02	\$ 8.026.304,00	€ 431,82	\$ 1.418.703,84
04	Caja General de Conexión	€ 2.356,97	\$ 7.743.600,00	€ 389,07	\$ 1.278.266,00
05	Cuadro General Baja Tensión 400 V	€ 2.200,28	\$ 7.228.817,00	€ 352,05	\$ 1.156.610,72
06	Centro de Transformación	€ 2.736,35	\$ 8.990.000,00	€ 437,82	\$ 1.438.400,00
07	Cableado y tubería	€ 5.442,57	\$ 17.881.041,38	€ 1.090,17	\$ 3.581.656,62
08	Puesta a tierra	€ 1.739,67	\$ 5.715.530,17	€ 320,97	\$ 1.054.528,58
09	Mano de obra y maquinaria	€ 9.712,05	\$ 31.908.018,72	€ 1.553,93	\$ 5.105.282,99
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		€ 104.741,45	\$ 335.793.911,27	€ 20.979,04	\$ 67.176.574,75

¹ 1 euro (€ 1) corresponden a 3285,404 pesos colombianos (\$ 3285,404 COP) al día 30 de noviembre de 2015.

Documento 2: Memoria.

Distribución de costos del Presupuesto de Ejecución Material

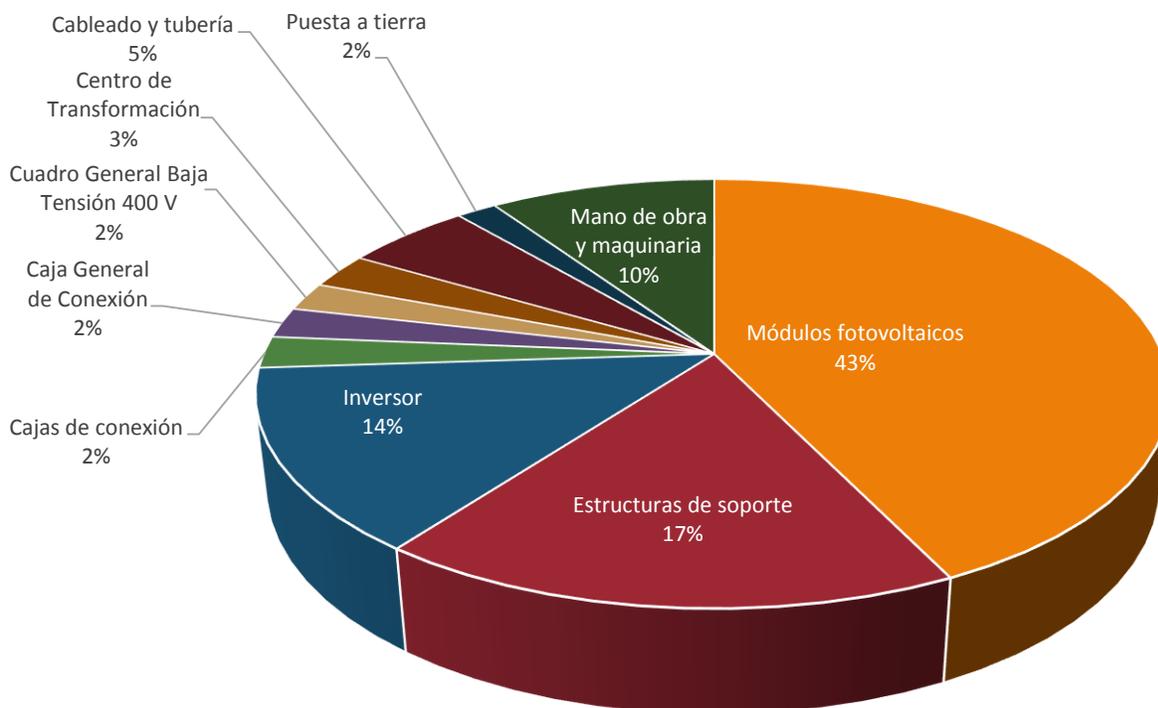


Figura 33: Distribución de costos de importe del Presupuesto de Ejecución Material.

Tomando como referencia el total del presupuesto de ejecución material es posible afirmar que el costo del kilovatio pico instalado asciende a \$ 5.087.786,53 COP que corresponden a € 1.586,99. Este valor parece ser consecuente con lo que indica el reporte fotovoltaico del año 2015 del Instituto *Fraunhofer of Solar Energy ISE (DE)*, pues como ya se ha indicado, los elementos más costosos de la instalación fotovoltaica (inversor, módulos fotovoltaicos y estructuras) serán importados a Colombia, implicando el transporte un costo adicional.

TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		€ 104.741,45	\$ 335.793.911,27
13,00%	Gastos generales	€ 13.616,39	\$ 43.653.208,47
	Incluye: Redacción y visado de proyecto, supervisión de obra, dirección facultativa, estudio de seguridad y salud, así como estudios geotécnicos e impacto ambiental.		
6,00%	Beneficio industrial	€ 5.701,76	\$ 18.233.153,55
	Bancos, notarios, honorarios varios, seguro y vigilancia durante el montaje		
SUMA GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL		€ 19.318,15	\$ 61.886.362,02

Documento 2: Memoria.

16,00%	IVA Presupuesto ejecución material - Colombia	€	3.253,32	\$	10.688.469,16
21,00%	IVA Presupuesto ejecución material - España	€	17.725,72	\$	56.488.105,59
16,00%	IVA Suma G.G. y B.I	€	3.090,90	\$	9.901.817,92
TOTAL IVA		€	24.069,95	\$	77.078.392,68

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	€	138.417,50	\$	442.850.647,25
----------------------------------	----------	-------------------	-----------	-----------------------

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUATROCIENTOS CUARENTA Y DOS MILLONES OCHOCIENTOS CINCUENTA MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y SIETE PESOS COLOMBIANOS con VEINTICINCO CENTAVOS, equivalente al día 30 de noviembre de 2015 a ciento TREINTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS DIECISIETE EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS.

12 CONCLUSIONES.

Con lo expuesto en la presente Memoria, y lo especificado en el resto de documentos que conforman el presente Proyecto se estima que el mismo describe suficientemente bien las obras proyectadas para la instalación del SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Se entiende que el Proyecto está suficientemente justificado y que se han tenido en cuenta en su diseño todos los condicionantes de ubicación, climatología del lugar, potencia a instalar y requerimientos técnicos particulares.

El proyecto que se entrega se ha apoyado en recursos tecnológicos, particularmente software de simulación, el cual ha permitido estimar la energía que generaría la instalación.

Considerando que el presente Trabajo Fin de Máster se apoya en la normativa vigente española (pues la normativa para instalaciones solar fotovoltaicas se encuentran en trámite al día de hoy en territorio colombiano) y reúne todos los requisitos necesarios, se presenta para su aprobación.

Noviembre de 2015, Bogotá (Colombia).

David Alexander Cano Tirado.



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

DOCUMENTO 3:

ANEXOS A MEMORIA

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO

TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Documento 3: Anexos a la memoria.

ÍNDICE

- ANEXO 1: Cálculos justificativos.
- ANEXO 2: Análisis de datos.
- ANEXO 3: Parámetros de eficiencia.
- ANEXO 4: Plan de mantenimiento.
- ANEXO 5: Documentación técnica.



Universidad Internacional de Andalucía

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

DOCUMENTO 3:

ANEXO 1: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

**ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO**

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO.

Tabla de contenido.....	2
Índice de figuras.....	5
Índice de tablas.....	6
1 Introducción.....	7
2 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico.....	8
3 Distancia mínima entre módulos.....	9
4 Distancia de separación entre antepechos y módulos.....	10
5 Superficie disponible.....	11
6 Estructura de los módulos.....	12
7 Dimensionamiento del generador.....	15
7.1 Elección de los componentes del generador.....	15
7.2 Dimensionado del generador fotovoltaico.....	16
7.2.1 Definición de la potencia nominal del sistema.....	16
7.2.2 Disposición del generador fotovoltaico.....	17
7.2.2.1 Cálculo del número de módulo en serie N_{ms}	17
7.2.2.2 Cálculo de ramas de módulos conectadas en paralelo.....	17
8 Cálculo de la producción anual esperada.....	18
8.1 Simulación con PVSyst.....	18
8.2 Ecuación empleada en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red publicado por el IDAE.....	23
8.2.1 Cálculo teórico del rendimiento energético de la instalación o <i>Performance Ratio</i> (PR)...	23
8.3 Comparación entre métodos.....	25
9 Consumo eléctrico mensual promedio de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito vs Producción mensual de la planta fotovoltaica.....	25
9.1 Consumo eléctrico de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.....	25
9.2 Cubrimiento energético de la instalación fotovoltaica.....	26
10 Cálculo del cableado.....	28
10.1 Introducción.....	28
10.2 Red de corriente continua.....	28

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

10.2.1	Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.....	29
10.2.2	Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.	30
10.2.3	Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.	31
10.2.4	Caída de tensión total en corriente continua.	33
10.3	Red de corriente alterna.	33
10.3.1	Tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).....	33
10.3.2	Tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V) – Centro de Transformación (CT).	34
10.3.3	Tramo: Centro de transformación (CT) – Cuadro General Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).	35
10.3.4	Caída de tensión total en corriente alterna.	36
10.4	Resumen con valores de secciones de conductores adoptados.....	36
11	Protecciones Eléctricas.	37
11.1	Introducción.....	37
11.2	Protecciones para la red de corriente continua.	38
11.2.1	Protección frente a sobretensiones transitorias (descargadores).....	38
11.2.2	Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades.....	39
11.2.2.1	Tramo: Rama – Caja de conexión.....	39
11.2.2.2	Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.	39
11.2.2.3	Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.	40
11.2.3	Protección frente a contactos directos e indirectos.....	41
11.3	Protecciones para la red de corriente alterna.	41
11.3.1	Protección frente a sobretensiones transitorias (descargadores).....	41
11.3.2	Protecciones contra sobreintensidades y sobrecargas.....	42
11.3.2.1	Tramo: Inversor – Cuadro General de Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).....	42
11.3.2.2	Tramo: Transformador de baja tensión 400 V - 208 V (TBT 400 V - 208 V) – Cuadro General de Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).....	43
11.3.3	Protección frente a contactos directos e indirectos.....	43
12	Dimensionamiento del centro de transformación.	44
12.1	Transformador entre el inversor y la red de baja tensión.	44
12.2	Intensidad en BT ₁	44

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

12.3	Intensidad en BT ₂	45
12.4	Cálculo de cortocircuitos.....	45
12.4.1	Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión de la red eléctrica colombiana.....	45
12.4.2	Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión a la salida del inversor.....	45
13	Sistema de puesta a tierra.	46

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Ángulo de orientación α y ángulo de inclinación β de un generador fotovoltaico.....	8
Figura 2: Optimización de la inclinación y orientación del generador fotovoltaico.....	9
Figura 3: Parámetros para el cálculo de la distancia entre filas consecutivas de módulos fotovoltaicos....	9
Figura 4: Sombras generadas a los módulos fotovoltaicos por objetos.....	10
Figura 5: Configuración de cada estructura de soporte LEICHTmount 2.0 S.....	13
Figura 6: Configuración física de la instalación fotovoltaica.....	14
Figura 7: Energía anual generada.....	20
Figura 8: Comparativa energética.....	20
Figura 9: Producción y pérdidas normalizadas por kWp instalado.....	21
Figura 10: Performance Ratio (PR) de la instalación.....	22
Figura 11: Diagrama de pérdidas anuales.....	22
Figura 12: Energía anual inyectada a la red por medio del método sugerido en el pliego de condiciones del IDAE.....	25
Figura 13: Consumo energético vs Generación energética.....	27

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Parámetros para definir distancia mínima entre módulos.	10
Tabla 2: Inclinación de cada sección de la cubierta.	11
Tabla 3: Área efectiva disponible para la ubicación de módulos fotovoltaicos.....	11
Tabla 4: Distribución de los módulos en la instalación fotovoltaica.....	12
Tabla 5: Inclinación de los módulos de la cubierta norte y la cubierta sur teniendo en cuenta su inclinación.	12
Tabla 6: Distancias asociadas a la Figura 5.....	13
Tabla 7: Distribución de los módulos por fila.	13
Tabla 8: Dimensión "horizontal" - ancho de la estructura por fila.	14
Tabla 9: Dimensión "vertical" del generador fotovoltaico.	14
Tabla 10: Características técnicas módulo fotovoltaico A-260P GSE – ATERSA.	15
Tabla 11: Características técnicas del inversor Ingecon SUN60 – Ingeteam.	16
Tabla 12: Cálculo de módulos en serie del generador fotovoltaico.	17
Tabla 13: Cálculo de ramas de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.	17
Tabla 14: Resultados de la simulación del sistema por medio de PVSyst.	19
Tabla 15: Performance Ratio teórico de la instalación.	24
Tabla 16: Energía producida por la instalación fotovoltaica según la fórmula propuesta por el IDAE.	24
Tabla 17: Consumo eléctrico promedio mensual de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.26	
Tabla 18: Cubrimiento energético de la instalación fotovoltaica con respecto al consumo mensual.	27
Tabla 19: Características de cada rama del generador fotovoltaico en CEM.	28
Tabla 20: Cajas de conexión de la instalación fotovoltaica.	29
Tabla 21: Distancia más desfavorable desde la rama a caja de conexión.	29
Tabla 22: Características de los conductores a utilizar en tramo: Rama - Caja de conexiones.....	30
Tabla 23: Distancias desde cada caja de conexión a Caja General de Conexión.	30
Tabla 24: Conductores a utilizar en tramo: Caja de conexiones – Caja General de Conexión.	31
Tabla 25: Métodos de instalación de referencia.	32
Tabla 26: Intensidades máximas admisibles a una temperatura ambiente de 30 °C.....	32
Tabla 27: Conductores a utilizar en tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor. 33	
Tabla 28: Caída de tensión en DC de la instalación fotovoltaica.	33
Tabla 29: Conductores a utilizar en tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V.....	34
Tabla 30: Conductores a utilizar en tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400V – Centro de Transformación.	35
Tabla 31: Conductores a utilizar en tramo: Centro de Transformación – Cuadro General Baja Tensión 208 V.	36
Tabla 32: Caída de tensión en DC de la instalación fotovoltaica.	36
Tabla 33: Resumen de cálculo de cableado.	37
Tabla 34: Características técnicas del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB.	38
Tabla 35: Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.	42

1 INTRODUCCIÓN.

Se plantea dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a la red, orientado a autoconsumo, el cual estaría ubicado sobre la cubierta del edificio de laboratorios de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito (Bogotá, Colombia), cuya obra iniciaría en los primeros meses del año 2016, de acuerdo con el cronograma.

Las condiciones del mercado global fotovoltaico permiten que la generación de energía eléctrica por medio de energía solar sea asequible y confiable, sin mencionar que las condiciones legales en Colombia facilitan la generación de energía eléctrica por medio de energías renovables. Lo anterior es evidente en la Ley 1715 de 2014 del gobierno colombiano, la cual regula la integración de energías renovables no convencionales (donde está incluida la energía solar fotovoltaica) al sistema energético nacional, particularmente en:

- El artículo 13 donde se establece que las personas naturales o jurídicas que inviertan en FNCE, gozarán de exención de pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para labores de preinversión e inversión de este tipo de proyectos.
- El artículo 8 donde se promueve la autogeneración a pequeña y gran escala por medio de entrega a la red de los remanentes energéticos de la instalación reconocibles como créditos de energía, los cuales serán condicionados por el beneficio que representen al sistema al que se conecte; lo anterior es aplicable una vez la CREG expida dicha regulación.

Se buscará en la realización de la planta fotovoltaica la optimización energética utilizando equipos y elementos de alta calidad de modo que se garantice la seguridad de las personas y de los equipos que dependan del sistema.

Para poder definir la potencia nominal de la instalación es necesario conocer el área efectiva disponible para generación. Como se podrá comprobar en este anexo, partiendo del área disponible para generación de 826,5 m², se llega a que la potencia nominal del sistema en condiciones estándares de medida es de 66 kW.

El modelo de módulo fotovoltaico seleccionado es el **A-260P GSE** fabricado por grupo **ATERSA**, y el inversor es el **Ingecon SUN60** de **Ingeteam**. La elección de los referidos componentes del sistema se justificará más adelante. Los módulos irán montados sobre una estructura fija, la cual estará inclinada 10° y con acimut 8°, teniendo en cuenta que deben estar separados cierta distancia para evitar a toda costa las sombras que los mismos módulos u otros elementos puedan generarle al generador fotovoltaico, ya que esto afectaría el rendimiento del sistema.

2 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

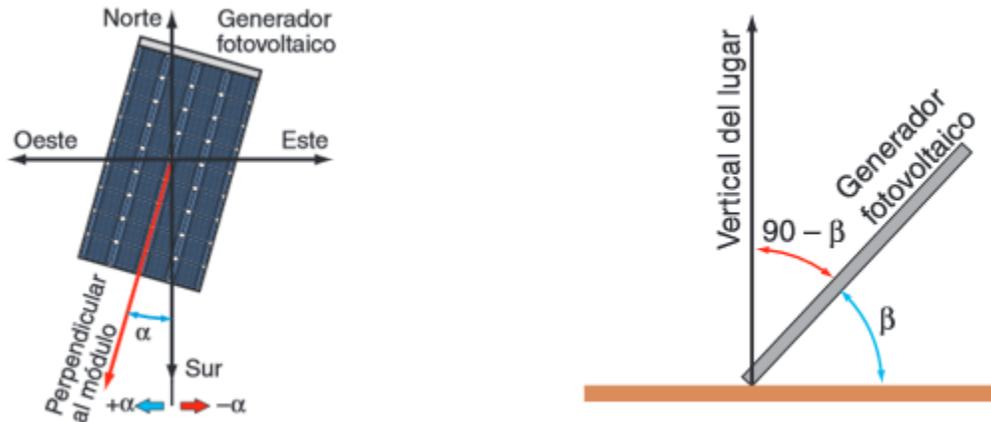


Figura 1: Ángulo de orientación α y ángulo de inclinación β de un generador fotovoltaico.
Castejón, A., Santamaría, G. (2010). Módulos fotovoltaicos. Instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid: Editex.

La orientación óptima de cualquier módulo en el hemisferio norte es hacia el sur, por lo tanto, el ángulo acimut debería ser de $\alpha_{opt} = 0^\circ$, pero la edificación tiene un acimut de $\alpha = 8^\circ$, por lo tanto, este será la orientación que tendrán los módulos:

$$\alpha = 8^\circ$$

De acuerdo con Eduardo Lorenzo en su libro *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos (Vol. II)*, la inclinación óptima de los módulos está dada por la siguiente expresión:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi|$$

Donde ϕ (latitud de la locación) es de $4^\circ 46' 55,11''$ ($4,78198^\circ$) y β_{opt} (ángulo de inclinación óptimo) resulta ser de $\beta_{opt} \cong 7^\circ$.

Dadas las facilidades de instalación ofrecidas a nivel comercial, se tomará una inclinación de los módulos de 10° .

$$\beta = 10^\circ$$

Como se puede apreciar en la Figura 2, PVsyst indica que ni la orientación ni la inclinación están muy lejanas de sus valores óptimos y por ende las pérdidas, dados estos parámetros, no son muchas.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

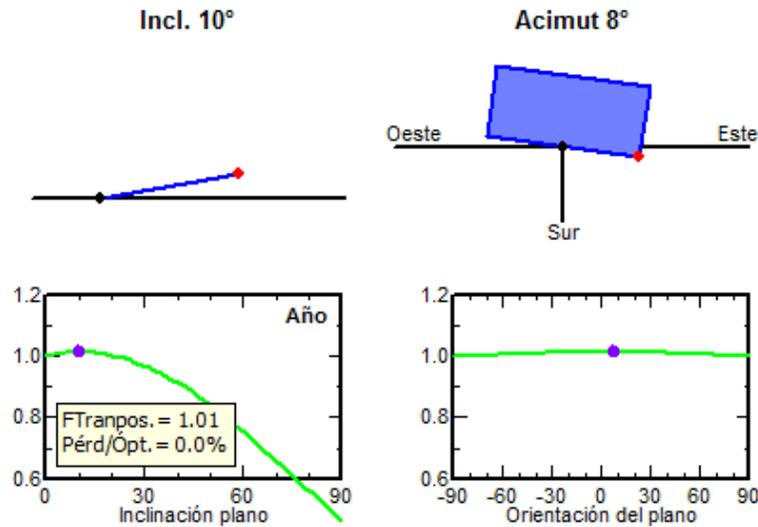


Figura 2: Optimización de la inclinación y orientación del generador fotovoltaico. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

3 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS.

Resulta indispensable conocer la distancia de separación entre filas de módulos fotovoltaicos para evitar a toda costa sombra entre ellos, pues esto afectaría el desempeño de la instalación.

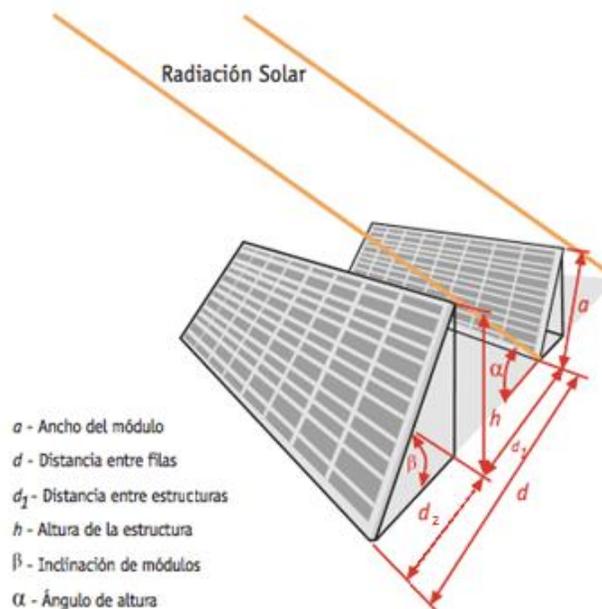


Figura 3: Parámetros para el cálculo de la distancia entre filas consecutivas de módulos fotovoltaicos. Recuperada y modificada el 14 de octubre de 2015 de: http://www.tentusol.es/imagenes/perdidas_solares_1.gif.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Donde:

- d_1 es la distancia entre estructuras, expresada en metros.
- d_2 es la proyección de a en d , expresada en metros
- d es la distancia entre filas de módulos, expresada en metros.
- a es la longitud del módulo.
- h es la altura del módulo.
- β es la inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

Datos característicos	
Latitud del lugar ϕ [°]	4,7819
Longitud de mesa de módulos a [m]	0,995
Inclinación β [°]	10

Tabla 1: Parámetros para definir distancia mínima entre módulos.

Por lo tanto,

$$h = a \sin \beta = 0,995 \sin 10 = 0,173 \text{ m}$$

Por otro lado,

$$d = d_1 + d_2$$

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} + a \cos \beta = \frac{0,173 \text{ m}}{\tan(61^\circ - 4,7819^\circ)} + 0,995 \text{ m} \cos(10^\circ) = 0,1156 + 0,979 = 1,095 \text{ m}$$

Por lo tanto la distancia mínima (d) entre las filas de las estructuras para evitar que se generen sombras entre los módulos debe ser de al menos 1,095 m.

4 DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE ANTEPECHOS Y MÓDULOS.

Como se ha mencionado, la cubierta de la edificación contará antepechos en sus bordes, pues es un elemento indispensable para garantizar la seguridad del personal que acceda para mantenimiento ya que la instalación se encuentra a 15 metros sobre el suelo; estos elementos podrían generarle sombras a los módulos que estén ubicados en el costado sur de la edificación.

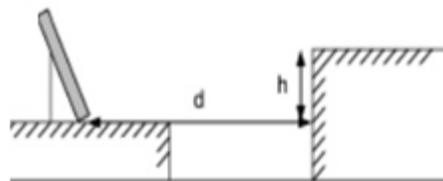


Figura 4: Sombras generadas a los módulos fotovoltaicos por objetos.

Recuperada el 14 de octubre de 2015 de: <http://image.slidesharecdn.com/ud2-120326174120-phpapp01/95/unidad-didctica-2-66-728.jpg?cb=1333522150>.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Los antepechos que bordearán la cubierta de la edificación tendrán una altura de 1 metro, por ende, los módulos deben ser ubicados a una distancia mínima, con respecto a los antepechos, de:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 4,7819)} = 0,67 \text{ m}$$

Para garantizar una operación óptima de la instalación, se decide separar los módulos al menos 70 cm de cada antepecho.

5 SUPERFICIE DISPONIBLE.

Se pretende maximizar la cantidad de módulos instalados en la cubierta de la edificación. De acuerdo con el Plano 2: Esquema de la cubierta en el Documento 4: Planos, se puede apreciar que la cubierta del edificio de laboratorios de estructuras y materiales de la Escuela Colombiana de Ingeniería tiene una superficie de 1078 m²; es evidente que el área de la cubierta de la edificación no corresponde al área efectiva para la generación de energía solar; la cubierta requiere contar con pasos peatonales que faciliten el mantenimiento y la supervisión, y los elementos de seguridad necesarios (barandillas, escalerillas, señalización, antepechos, etcétera), sin mencionar las estructuras de soporte para los módulos.

La cubierta de la edificación está dividida en tres secciones las cuales tienen las siguientes inclinaciones que facilitan la caída de agua en temporada de lluvias:

Sección	Inclinación de la cubierta
Nave Central	5% hacia el occidente
Cubierta Norte	5% hacia el sur
Cubierta Sur	5% hacia el norte

Tabla 2: Inclinación de cada sección de la cubierta.

Es necesario mencionar que entre la Cubierta Norte y la Cubierta Sur hay una marquesina que cumple una función de iluminación y sobre esta no puede ubicarse ningún módulo.

En el Plano 2: Esquema de la cubierta del Documento 4: Planos se define la superficie disponible para la ubicación de módulos fotovoltaicos.

Área efectiva disponible para la ubicación de módulos fotovoltaicos		
Sección	Dimensiones [m]	Área [m ²]
Nave Central	33 x 14	462,0
Cubierta Norte	5,8 x 26,8	155,44
Cubierta Sur	7,8 x 26,8	209,04
Área total efectiva para generación		826,5

Tabla 3: Área efectiva disponible para la ubicación de módulos fotovoltaicos.

Aunque se cuente con 826,5 m² de superficie para ubicar módulos fotovoltaicos, ya se demostró que la distancia mínima de separación entre cada estructura de soporte debe ser de 1,095 m; teniendo en cuenta

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

que se utilizarán módulos **A-260P GSE** de **ATERSA**, cuyas dimensiones son 1,638 m x 0,995 m y que estarán montados sobre una estructura **LEICHTmount 2.0 S** de **S:Flex**. Se concluye que el área superficial de todos los módulos del generador fotovoltaico es de aproximadamente 479,16 m².

Distribución de los módulos fotovoltaicos A-260P GSE de ATERSA en la instalación fotovoltaica.			
Sección	Cantidad de filas	Módulos por fila	Cantidad de módulos por etapa
Nave Central	24	7	168
Cubierta Norte	4	14	56
Cubierta Sur	5	14	70
Total módulos			294
Área superficial de los módulos			479,16

Tabla 4: Distribución de los módulos en la instalación fotovoltaica.

La tabla anterior arroja como resultado que se pueden instalar máximo 294 módulos.

Debido a la inclinación del 5% que tiene cada sección de la cubierta (aproximadamente 3°), los módulos de las Cubiertas Norte y la Cubierta Sur podrían disminuir su desempeño, pues se está viendo modificada su inclinación. Como se puede observar en la Tabla 5 este hecho no aleja a los módulos de su punto de trabajo:

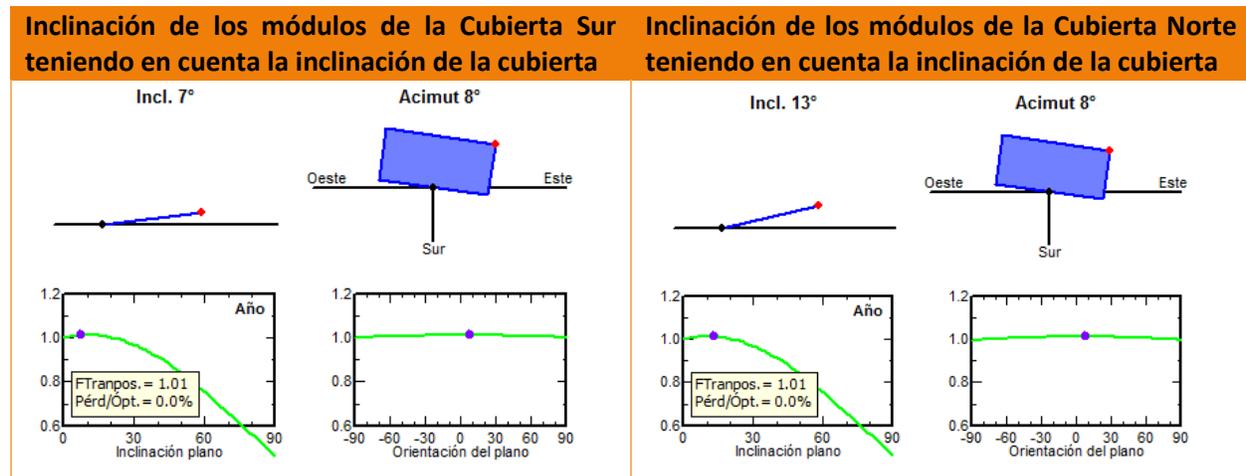


Tabla 5: Inclinación de los módulos de la cubierta norte y la cubierta sur teniendo en cuenta su inclinación.

Tabla realizada a partir de la simulación del sistema con PVSyst.

6 ESTRUCTURA DE LOS MÓDULOS.

Se ha elegido la estructura **LEICHTmount 2.0 S** del fabricante **S:Flex** (configuración de separación entre filas de 0.38 m). De acuerdo con su hoja de especificaciones disponible en el Anexo 5, la estructura puede soportar los vientos de la zona que son en promedio de 2,5 m/s. Esta estructura es de fácil inclinación y puede trabajar en cubiertas inclinadas hasta 4°.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

El tamaño mínimo del sistema debe ser de dos filas de tres módulos cada una, o bien, de tres filas de dos módulos cada una. Las características de la estructura de soporte se muestran a continuación:

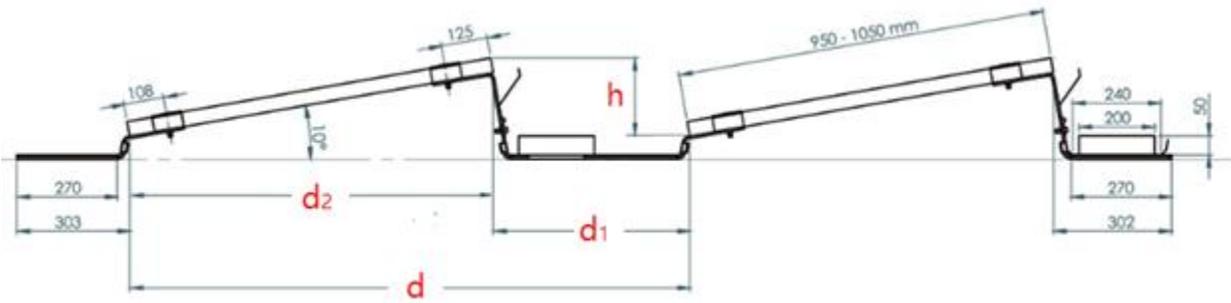


Figura 5: Configuración de cada estructura de soporte LEICHTmount 2.0 S.

Recuperado el 2 de noviembre de 2015 de:

http://www.sflex.com/htdocs/phocadownload/sflex_datosheet_leichtmount2_en.pdf.

Donde:

- d_1 es la distancia entre estructuras, expresada en metros.
- d_2 es la proyección de la longitud del módulo (0,995 m) en d , expresada en metros.
- d es la distancia entre filas de módulos, expresada en metros.
- h es la altura del módulo.

Información característica de la estructura de soporte	
h [m]	0,173
d_1 [m]	0,38
d_2 [m]	0,98
d [m]	1,36

Tabla 6: Distancias asociadas a la Figura 5.

Cabe destacar que la distancia d_1 , de acuerdo al punto anterior, debe ser de al menos de 1,095 m. Con la estructura de soporte seleccionada dicha distancia es de 1,360 m, superando el requerimiento mencionado sin ningún problema.

Para maximizar la producción energética, se distribuirán los módulos de la siguiente forma:

Distribución de los módulos en la cubierta							
Sección	Total de filas	Módulos por fila	Distribución a lo largo de la fila				
Nave Central	24	7	3	2	2		
Cubierta Norte	4	14	2	3	3	3	3
Cubierta Sur	5	14	2	3	3	3	3

Tabla 7: Distribución de los módulos por fila.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

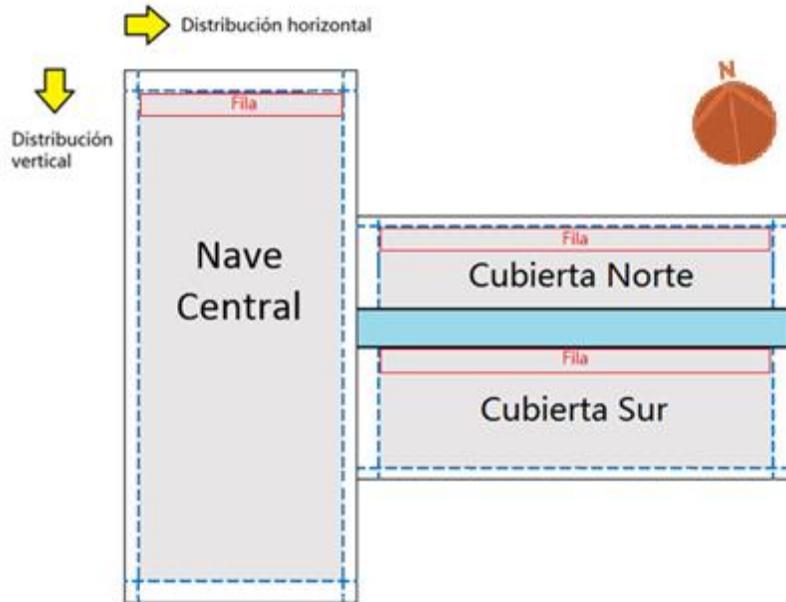


Figura 6: Configuración física de la instalación fotovoltaica.

El ancho de cada estructura cuya configuración es de 3 módulos por fila es de aproximadamente 5,1 metros, mientras que la configuración de 2 módulos por fila es de aproximadamente de 3,4 metros.

Adicionalmente se debe incluir los lastres de soporte de las estructuras, los cuales ocupan al menos treinta centímetros a lo largo de cada lado de cada sistema de soporte. Estos lastres le proporcionan estabilidad a la estructura frente a fuertes vientos

Se verifica que la distribución adoptada no supere las dimensiones establecidas en el Plano 2: Esquema de la cubierta del Documento 4: Planos.

Dimensión "horizontal" del generador fotovoltaico.						
Sección	Longitud total de la fila [m]	Secciones parciales de la estructura [m]				
Nave Central	13,7	5,1	3,4	3,4		
Cubierta Norte	26,8	3,4	5,1	5,1	5,1	5,1
Cubierta Sur	26,8	3,4	5,1	5,1	5,1	5,1

Tabla 8: Dimensión "horizontal" - ancho de la estructura por fila.

Dimensión "vertical" del generador fotovoltaico.	
Nave Central [m]	32,88
Cubierta Norte [m]	5,68
Cubierta Sur [m]	7,04

Tabla 9: Dimensión "vertical" del generador fotovoltaico.

Se puede observar la configuración adoptada en el Plano 3: Esquema de la distribución de los módulos y las estructuras del Documento 4.

7 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR.

7.1 ELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL GENERADOR.

La instalación fotovoltaica que se ha descrito requiere de módulos fotovoltaicos y un inversor central.

El modelo de los módulos fotovoltaicos que integrarán el sistema es el **A-260P GSE** del fabricante **ATERSA**. Este módulo está compuesto por 60 células de silicio policristalino que le permiten alcanzar una eficiencia de 15.95 %.

El inversor seleccionado es el **Ingecon SUN60** fabricado por **Ingeteam** cuya potencia nominal es de 66 kW.

Aunque la información de los elementos seleccionados está disponible en el Anexo 5, a continuación se presenta un resumen de los mismos:

Características técnicas módulo fotovoltaico		
A-260P GSE – ATERSA		
Dimensiones	Largo [m]	1,638
	Ancho [m]	0,995
	Alto [m]	0,4
Área [m ²]	1,62981	
Potencia [W]	260	
V _{OC} [V]	31,23	
I _{SC} [A]	8,34	
V _{MOD,M,STC} [V]	38,12	
I _{MOD,M,STC} [A]	8,91	
η [%]	15,95	
Coeficientes de temperatura	P _{MÁX} [%/°C]	-0,430%
	V _{OC} [%V/°C]	-0,330%
	I _{SC} [%mA/°C]	0,070%
Peso [kg]	18,7	

Tabla 10: Características técnicas módulo fotovoltaico A-260P GSE – ATERSA.
Recuperado el 2 de noviembre de 2015 de: <http://atersa.com/img/2014102711228.pdf>

Características técnicas inversor			
Ingecon SUN60 – Ingeteam			
Datos de entrada (DC)			
Rango de potencia [kW _p]	63	-	78
Rango de tensión MPP [V]	405	-	750
Tensión máxima [V]	900		
Corriente máxima DC [A]	156		
Número de entradas DC	4		
Datos de salida (AC)			
Potencia nominal AC [kW]	66		
Corriente máxima AC [A]	118		
Tensión nominal AC [V]	400		
Frecuencia [Hz]	50/60		
cos φ	1		
THD [%]	<3		
Rendimiento máximo [%]	96,4		
Rendimiento europeo [%]	94,7		

Tabla 11: Características técnicas del inversor Ingecon SUN60 – Ingeteam.

Recuperado el 2 de noviembre de 2015 de:

http://www.Ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_800_Archivo_ingecon-sun-power.pdf

7.2 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

7.2.1 Definición de la potencia nominal del sistema.

Como ya se ha dicho, el dimensionamiento del sistema pretenderá maximizar la cantidad de módulos instalados sobre la cubierta de la edificación. Se tendrá en cuenta la separación que debe existir entre hileras de módulos para evitar las sombras que entre ellas se puedan generar.

Como se pudo determinar en el apartado “Superficie disponible” se podrán ubicar sobre la terraza hasta 294 módulos. En consecuencia se tendrá una potencia en CEM del generador fotovoltaico igual a 76,4 kW_p. Teniendo en cuenta un factor de dimensionado F_s de 0,85 (que resulta conveniente para las características climatológicas de la locación) y que cada módulo fotovoltaico puede entregar una potencia de 260 W_p en condiciones CEM:

$$P_{INV,AC} \cong P_{INV,DC} = P_{M,GFV,STC} \cdot F_s$$

$$P_{INV,DC} = (294 \cdot 260 \text{ W}_p) \cdot 0,85 = 64974 \text{ W}$$

Por lo anterior, se diseñará un sistema fotovoltaico cuya potencia nominal será igual a 66 kW.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

7.2.2 Disposición del generador fotovoltaico.

7.2.2.1 Cálculo del número de módulo en serie N_{ms} .

La cantidad de módulos en serie está dado en un intervalo definido de la siguiente manera:

$$\text{int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M,T_c=70^\circ C}} \right] + 1 \leq N_{ms} \leq \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC,T_c=-10^\circ C}} \right]$$

donde,

$$V_{MOD,M,T_c=70^\circ C} = V_{MOD,M,STC} (1 + 45^\circ \beta_{V_{MOD,MPP}})$$

$$V_{MOD,OC,T_c=-10^\circ C} = V_{MOD,OC,STC} (1 - 35^\circ \beta_{V_{MOD,OC}})$$

Por lo tanto, a partir de la información mostrada en la Tabla 10 y de la Tabla 11 se llega a lo siguiente:

Numero de módulos en serie		
$\beta_{V_{MOD,OC}}$	-0,33%	
$\beta_{V_{MOD,MPP}}$	-0,43%	
$V_{mod,m,T_c=-10}$	42,52	
$V_{mod,m,T_c=70}$	25,19	
$V_{mod,M,STC}$	31,23	
$V_{mod,oc,STC}$	38,12	
$V_{inv,m,MPP}$	230	
$V_{inv,M}$	600	
17	$\leq N_{ms} \leq$	21
N_{ms}		21

Tabla 12: Cálculo de módulos en serie del generador fotovoltaico.

Se seleccionan 21 módulos en serie.

7.2.2.2 Cálculo de ramas de módulos conectadas en paralelo.

La evaluación de la cantidad de módulos en paralelo se realiza por medio de la siguiente expresión:

$$N_{mp} = \text{int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right]$$

Por lo tanto se eligen 14 cadenas de módulos conectadas en paralelo:

Numero de módulos en serie	
N	294
N_{ms}	21
N_{mp}	14

Tabla 13: Cálculo de ramas de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.

Es indispensable que la corriente de rama no supere la corriente máxima DC en la entrada del inversor. Esta prueba se realiza estimando la siguiente expresión:

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$N_{mp} \cdot 1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

$$14 \cdot 1,25 \cdot 8,91 \text{ A} \leq 156 \text{ A}$$

$$155,93 \text{ A} \leq 156 \text{ A}$$

Se observa que con el dimensionamiento propuesto no se sobrepasa el valor de corriente máxima de la entrada del inversor.

Con la configuración resultante se obtiene que la potencia máxima de generador es:

$$P_{GFV,M,STC} = (N_{ms} \cdot N_{mp}) \cdot 260 \text{ W}_p = (14 \cdot 21) \cdot 260 \text{ W}_p = 294 \cdot 260 \text{ W}_p = 76440 \text{ W}_p$$

De acuerdo con las especificaciones del inversor, el límite superior recomendado de trabajo de este se encuentra en 78 kW_p. Con la configuración seleccionada esta potencia no es superada a menos que en la zona haya una irradiación superior a las condiciones de trabajo que establecen las CEM.

Con la potencia pico resultante para el generador fotovoltaico, el factor de dimensionamiento F_s es:

$$F_s = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}} = \frac{66000 \text{ W}}{76440 \text{ W}_p} = 0,8634$$

8 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.

Se han calculado los aspectos necesarios para el dimensionamiento de la instalación. Ahora se procederá a estimar la energía producida por el generador durante un año.

8.1 SIMULACIÓN CON PVSYS.

La realizará la estimación de la producción prevista para la plata fotovoltaica en primera instancia mediante el software *PVSyst*, el cual permite introducir condiciones concretas de operación (equipos que integran al generador, condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos, sombras, entre otros), otorgando precisión en las estimaciones.

Este software se apoya en el registro histórico de la estación “El Dorado” del software *Meteonorm* y en una amplia base de datos de modelos y fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores. Basta con indicar la configuración del generador, y el programa entregará una estimación de generación para cada uno de los meses del año como se muestra a continuación:

Mes	$G_{dm}(0)$	T. Amb.	$G_{dm}(8^{\circ},10^{\circ})$	Glob. Ef.	E_{DC}	E_{AC}	Ef. Array	Ef. Sist	PR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%	
Enero	154,9	12,83	165,1	160	10971	10448	13,87	13,21	0,828
Febrero	135,5	13,3	141,5	136,9	9444	8990	13,93	13,26	0,831
Marzo	139,6	13,42	141,1	136,2	9524	9056	14,09	13,4	0,84
Abril	122,3	13,54	118,8	114,4	8020	7604	14,09	13,36	0,837
Mayo	117,5	13,71	111,7	107,1	7638	7245	14,27	13,53	0,848
Junio	114,8	13,24	107,9	103,4	7422	7036	14,35	13,6	0,853
Julio	125,3	13,34	118,4	113,4	8113	7697	14,3	13,56	0,85
Agosto	134	13,21	128,9	123,8	8770	8327	14,2	13,48	0,845
Septiembre	129,1	12,92	127,8	123,5	8445	8002	13,79	13,07	0,819
Octubre	134,2	13,2	136,7	132,2	9183	8727	14,02	13,32	0,835
Noviembre	123	13,12	128,3	123,7	8694	8274	14,15	13,46	0,844
Diciembre	141	13,1	149,8	144,7	10142	9674	14,13	13,48	0,845
Año	1571,2	13,2442	1576,0	1519,3	106366	101080	14,10	13,39	0,84

Tabla 14: Resultados de la simulación del sistema por medio de PVSyst.
Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Donde:

- $G_{dm}(0)$: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal.
- T. Amb.: Temperatura ambiente.
- $G_{dm}(8^{\circ},10^{\circ})$: Irradiación global incidente sobre plano receptor inclinado 10° y acimut 8° .
- Glob. Ef.: Irradiación global efectiva, corregida para el espectro incidente y sombreados.
- E_{DC} : Energía efectiva entregada por el generador.
- E_{AC} : Energía inyectada en la red.
- Ef. Array: Eficiencia (energía de salida del campo entre superficie bruta).
- Ef. Sist.: Eficiencia (energía de salida del sistema entre superficie bruta).
- PR: *Performance Ratio* de la instalación.

Con el sistema propuesto se generan 101080 kWh al año con una eficiencia de sistema del 13,39 % como se muestra a continuación:

Producción mensual del sistema

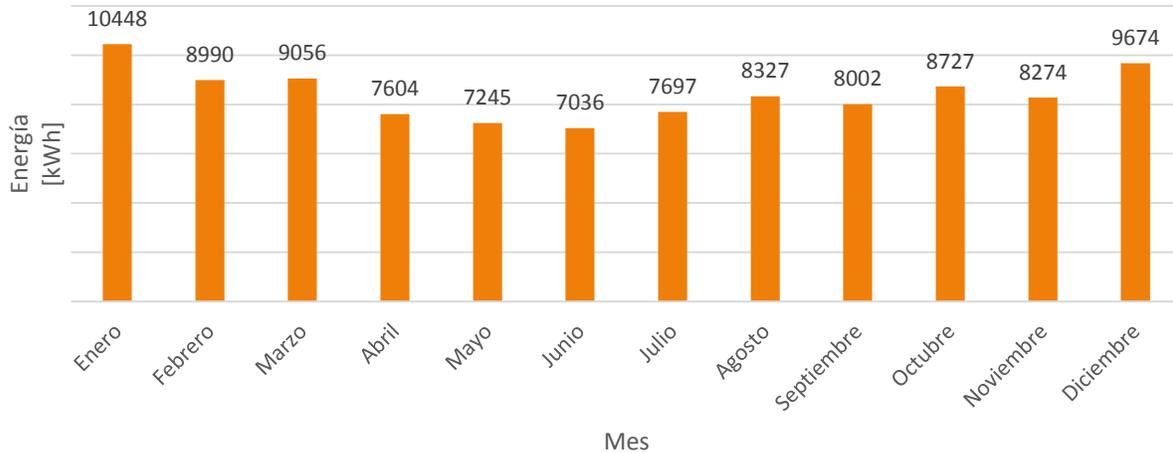


Figura 7: Energía anual generada. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

COMPARATIVA ENERGÉTICA

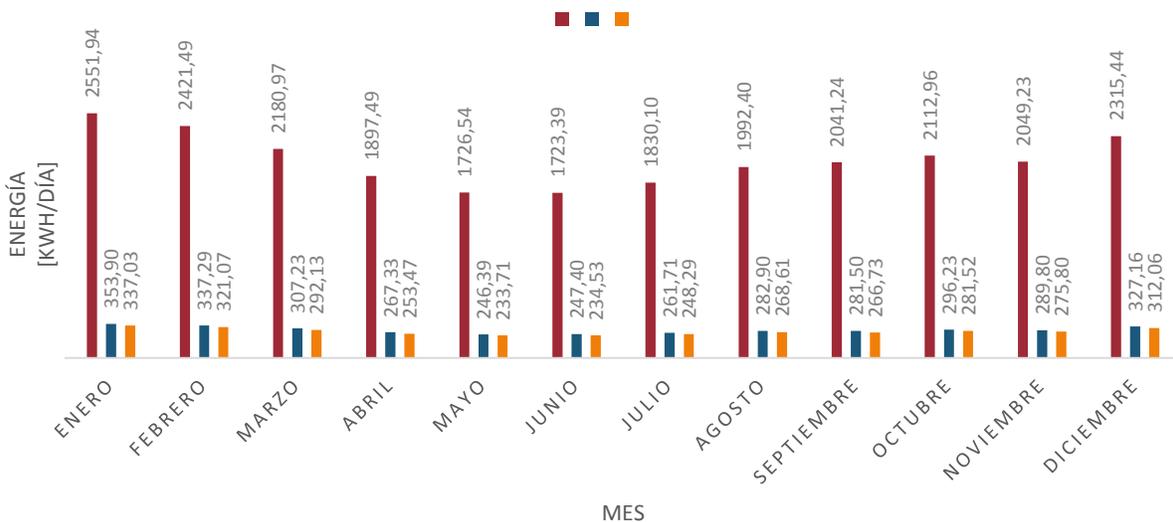
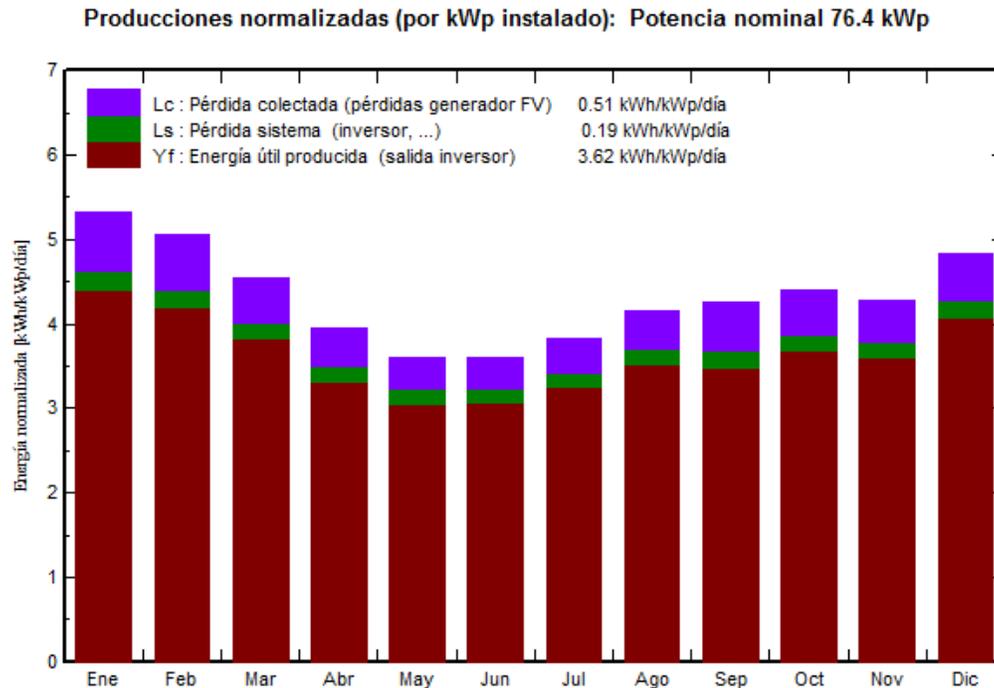


Figura 8: Comparativa energética. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

En la Figura 9 se puede observar la energía útil producida y las pérdidas de la instalación para cada uno de los meses del año medida en kWh/kW_p/día. La simulación entrega como resultado que la productividad final del sistema (*final yield*, en inglés) diaria, lo que permite llegar a la anual, la cual es de 1321,3 kWh/kW_p/año.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.



El factor de rendimiento (*Performance Ratio*, en inglés) de la instalación es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo: esta tiene en cuenta:

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otras pérdidas.

En la Figura 10, además de poder ver el PR mensual, se puede también apreciar que el PR promedio de la instalación es de 0,839 %.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

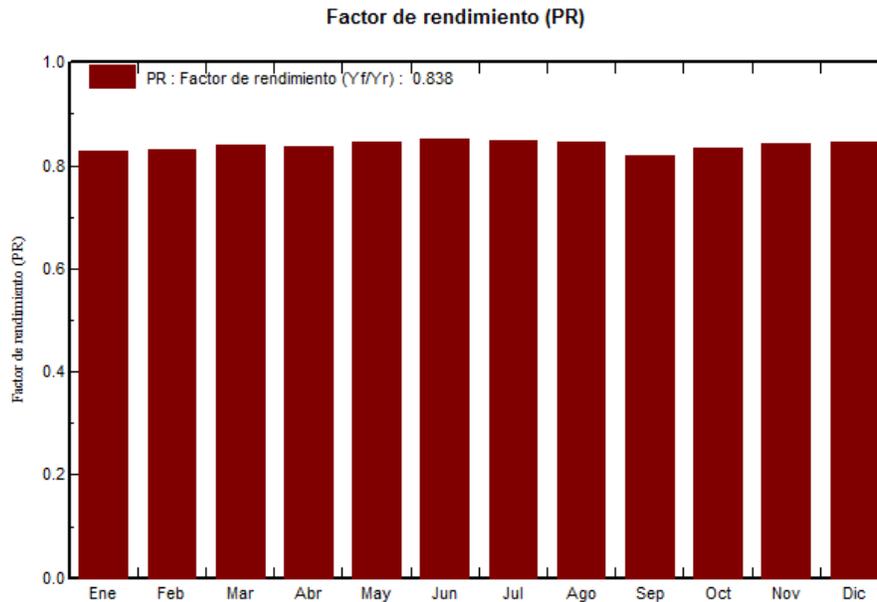


Figura 10: Performance Ratio (PR) de la instalación. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

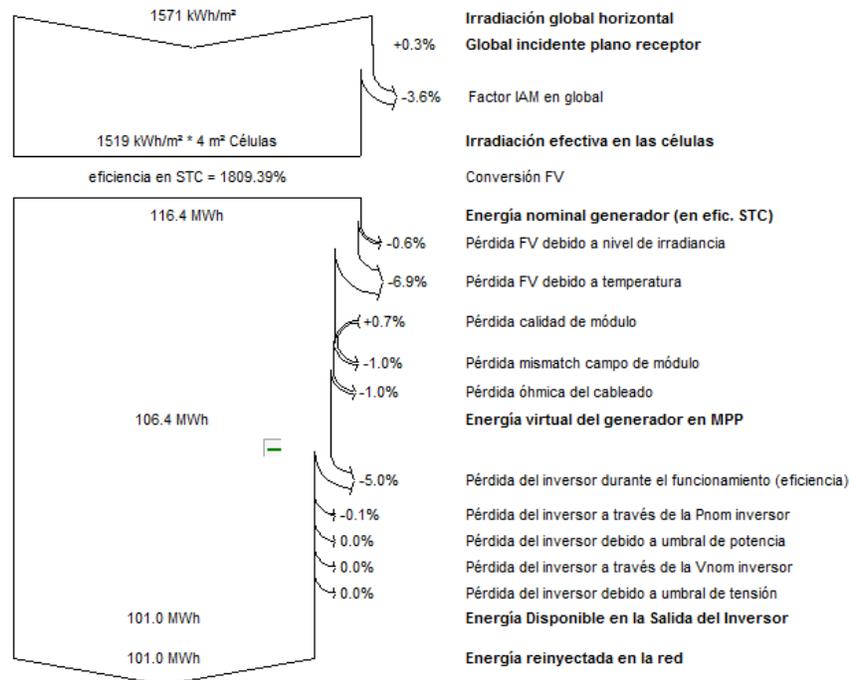


Figura 11: Diagrama de pérdidas anuales. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

8.2 Ecuación empleada en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red publicado por el IDAE.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en su pliego de condiciones técnicas propone una ecuación para estimar la energía producida:

$$E_{FV} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right] = \frac{G_{da}(\alpha, \beta) \cdot 365 \cdot P_{GVG, MSTC} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde,

- E_{FV} : Energía eléctrica de origen solar generada anualmente (kWh/año).
- $G_{da}(\alpha, \beta)$: valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m² día), tomado de los valores entregados por *Meteonorm* para una orientación (α) de 8° y una inclinación (β) de 10°.
- $P_{GVG, MSTC}$: potencia pico del generador en CEM (kW).
- PR: factor de rendimiento (*Performance Ratio*).
- G_{CEM} : Irradiancia en CEM (1 kW/m²).

8.2.1 Cálculo teórico del rendimiento energético de la instalación o *Performance Ratio* (PR).

El *Performance Ratio* se calculará con base a las condiciones reales de trabajo. Este factor será determinante, pues describe las condiciones reales de instalación. El valor de PR tiene en cuenta todas las pérdidas del sistema:

- Pérdidas del generador:
 - Las pérdidas de eficiencia por temperatura de los módulos.
 - Las pérdidas por reflectancia angular.
 - Las pérdidas por variación del espectro de la irradiación incidente.
 - Las pérdidas por mala orientación de los módulos respecto al óptimo.
 - Las pérdidas óhmicas por el cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros en el generador.
 - Las pérdidas por suciedad o polvo.
 - Las pérdidas por sombras en el generador.
- Pérdidas al inversor:
 - Las pérdidas óhmicas por el cableado.
 - Pérdidas debidas a errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - Pérdidas por la eficiencia energética del inversor.

A continuación se muestra una estimación de las pérdidas del sistema que permitirán determinar el *Performance Ratio* teórico de la instalación. Los valores dados para cada factor son valores típicos, a excepción del rendimiento del inversor, el cual es tomado de la hoja de especificaciones del inversor.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Performance Ratio teórico - Rendimiento de la instalación			
Factores de pérdidas		Valor estimado	Factor
Pérdidas DC	Temperatura de módulos	0,1	0,900
	Reflectancia angular y espectral	0,02	0,980
	Cableado - Óhmicas DC	0,01	0,990
	Dispersión de parámetros de los módulos	0,02	0,980
	Polvo y/o suciedad en los módulos	0,04	0,960
	Sombras	0,02	0,980
Pérdidas AC	Cableado - Óhmicas AC	0,01	0,990
	Errores de seguimiento del MPP	0,02	0,980
	Rendimiento del inversor	0,045	0,955
		PR	0,805

Tabla 15: Performance Ratio teórico de la instalación.

A partir del PR estimado se realiza la estimación de la energía anual producida, asumiéndolo constante a lo largo del año:

Mes	G(8°,10°)	PR	N° días	E_{FV} día	E_{FV} mes
	[kWh/(m ² día)]			[kWh/día]	[kWh/mes]
Enero	5,32	0,805	31	327,54	10153,87
Febrero	5,04	0,805	28	309,89	8676,95
Marzo	4,55	0,805	31	279,90	8676,95
Abril	3,97	0,805	30	244,10	7323,10
Mayo	3,61	0,805	31	222,33	6892,33
Junio	3,60	0,805	30	221,54	6646,17
Julio	3,81	0,805	31	234,24	7261,56
Agosto	4,16	0,805	31	256,08	7938,48
Septiembre	4,27	0,805	30	262,56	7876,94
Octubre	4,42	0,805	31	271,96	8430,79
Noviembre	4,30	0,805	30	264,62	7938,48
Diciembre	4,84	0,805	31	297,77	9230,79
				E total	97046,42

Tabla 16: Energía producida por la instalación fotovoltaica según la fórmula propuesta por el IDAE.

Producción mensual del sistema IDAE

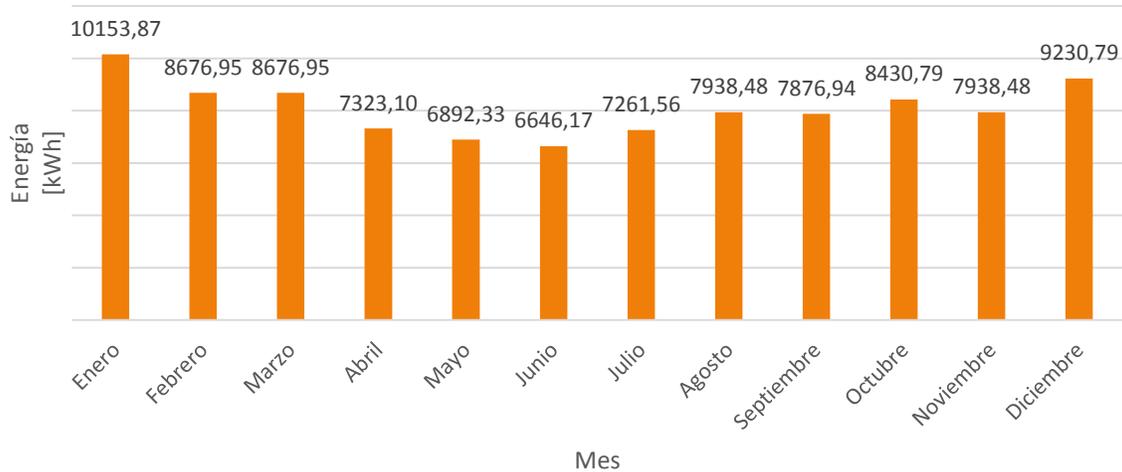


Figura 12: Energía anual inyectada a la red por medio del método sugerido en el pliego de condiciones del IDAE.

8.3 COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS.

La diferencia entre los resultados entregados por la simulación y los cálculos no es muy amplia. La simulación entregó un valor de energía producida por año de 101080 kWh, mientras que el método propuesto por el IDAE indica que se espera una producción anual de 97046,42 kWh. Hay una diferencia entre los resultados ligeramente inferior al 4 % teniendo en cuenta en el segundo método se ha considerado condiciones de trabajo más críticas que el primero representado por un PR más bajo.

9 CONSUMO ELÉCTRICO MENSUAL PROMEDIO DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO VS PRODUCCIÓN MENSUAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

9.1 CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO.

Partiendo de datos históricos desde el año 2000 se muestra a continuación el consumo eléctrico mensual promedio de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Dicha información fue proporcionada por la Dirección de Planta física y de Mantenimiento de la Universidad.

Consumo eléctrico promedio mensual	
Mes	Energía consumida [kWh]
Enero	58994,2
Febrero	82294,5
Marzo	69101,3
Abril	72491,0
Mayo	76217,3
Junio	64236,7
Julio	62671,1
Agosto	78096,8
Septiembre	79582,5
Octubre	84088,1
Noviembre	71618,9
Diciembre	58997,5
Total anual promedio	858389,9

Tabla 17: Consumo eléctrico promedio mensual de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Una vez el Laboratorio de estructuras y Materiales entre en operación, el consumo energético aumentará, pero la información que aquí se muestra es la única disponible a la fecha de redacción del presente documento.

9.2 CUBRIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Se mostrará a continuación el cubrimiento energético que realizaría la instalación fotovoltaica con respecto al consumo habitual de la Universidad. Para esto se utilizarán los resultados obtenidos en la simulación por medio del software *PVSyst*, particularmente la energía inyectada a la red (Tabla 14), y los datos que se han mostrado en la Tabla 17.

Cubrimiento energético de la instalación fotovoltaica con respecto al consumo mensual			
Mes	Consumo eléctrico promedio mensual [kWh]	Energía inyectada a la red por la instalación [kWh]	Porcentaje de cubrimiento de la instalación [%]
Enero	58994,2	10448	17,71
Febrero	82294,5	8990	10,92
Marzo	69101,3	9056	13,11
Abril	72491,0	7604	10,49
Mayo	76217,3	7245	9,51
Junio	64236,7	7036	10,95
Julio	62671,1	7697	12,28
Agosto	78096,8	8327	10,66
Septiembre	79582,5	8002	10,05
Octubre	84088,1	8727	10,38
Noviembre	71618,9	8274	11,55
Diciembre	58997,5	9674	16,40
Total	858389,9	101080	11,78

Tabla 18: Cubrimiento energético de la instalación fotovoltaica con respecto al consumo mensual.

La siguiente figura corresponde a una representación de la Tabla 18.

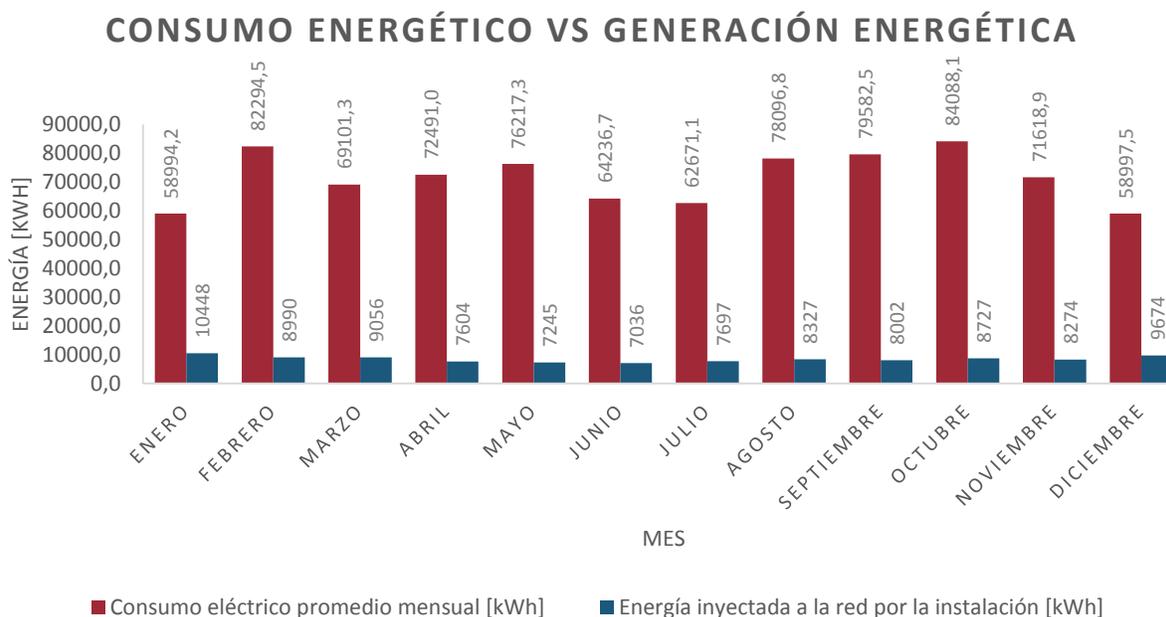


Figura 13: Consumo energético vs Generación energética.

10 CÁLCULO DEL CABLEADO.

10.1 INTRODUCCIÓN.

Actualmente en Colombia no existe una normativa o reglamento específico para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red; la entidad colombiana que se encarga de este tipo de trámites, el ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación), en apoyo de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) y la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), se encuentran a la fecha realizando dicha normativa. Por lo anterior, se tendrá en cuenta las siguientes normas y/o especificaciones para el cálculo de las secciones de las líneas:

- Estándar IEC 60364-7-712, en el cual se indica que el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de corto circuito en CEM del módulo.
- REBT ITC-BT 40 punto 5, en que se indica que:
 - Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.
 - La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión de la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5% para la intensidad nominal.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, que especifica que la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no supere el 1.5%.
- Norma UNE 20460-5-523.
- Norma AENOR EA0038.
- La normativa establecida en el RETIE, cuando esta aplique.

A partir de las normativas descritas se realizará el análisis que le corresponde a cada tramo, en corriente continua y corriente alterna, de modo que se pueda garantizar las condiciones de operación apropiadas de la instalación.

La instalación que sido plantada es un generador fotovoltaico de 14 ramas, cada una compuesta por 21 módulos; por lo tanto, cada rama tendrá las siguientes características en CEM:

Características de cada rama	
V_{oc} [V]	800,52
I_{sc} [A]	124,74

Tabla 19: Características de cada rama del generador fotovoltaico en CEM.

10.2 RED DE CORRIENTE CONTINUA.

Las características técnicas que permiten seleccionar el cableado para la parte continua de los SFCR vienen recogidas en la especificación AENOR EA 0038, la Norma UNE 20460-5-523 y el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

El sistema será diseñado para condiciones de larga duración (superior a 25 años), adecuados para equipos de aislamiento clase II, resistentes a fuertes temperaturas (de -40 °C hasta 90 °C) y de alta seguridad (AS), libres de halógenos, que no propaguen llama ni fuego ni gases corrosivos, con baja emisión de humos.

10.2.1 Tramo: Ramas de módulos – Cajas de conexión en corriente continua.

El tramo desde las ramas de módulos hasta las cajas de conexión en CC irá sobre la superficie. Habrá en total 3 cajas de conexión, agrupando las ramas de la siguiente manera:

Cajas de conexión.	
Caja de conexión	Cantidad de ramas que agrupa
Caja de conexión 1	5
Caja de conexión 2	5
Caja de conexión 3	4
Total	14

Tabla 20: Cajas de conexión de la instalación fotovoltaica.

Como se puede observar en el Plano 4 del Documento 4, la longitud del cableado de cada rama corresponde a la longitud de cable que agrupa a los 21 módulos más la distancia que se requiera para llegar a la caja de conexión. Las distancias más grandes de las ramas que llegan a cada caja de conexión son:

Distancia más desfavorable desde la rama a la caja de conexión.		
Caja de conexión	Nombre	Distancia [m]
Caja de conexión 1	Caja de conexión 1	57,32
Caja de conexión 2	Caja de conexión 2	68,56
Caja de conexión 3	Caja de conexión 3	58,53

Tabla 21: Distancia más desfavorable desde la rama a caja de conexión.

Con lo anterior, se tomará la longitud de cable de la caja de conexión 2 para el dimensionamiento del cableado con una distancia de 73 metros.

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo:

$$I_{\text{Rama}} = 1,25 \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}} = 1,25 \cdot 8,91 \text{ A} = 11,14 \text{ A}$$

De acuerdo con la especificación AENOR EA 0038, el cable de sección 1,5 mm² instalado sobre superficie admite 29 A.

- b) Criterio de caída de tensión:

Se supondrá que la caída de tensión en el tramo (ΔV) es del 0,5 % de la tensión en condiciones estándar de medida en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Siendo σ la conductividad del cobre (56 m/(Ωmm^2)), la sección de los conductores será:

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$S_{\text{Rama}} = \frac{2 \cdot L_{\text{rama}} \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}}}{\Delta V_{\text{Rama}} \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,SC,STC}} \cdot \sigma}$$

$$S_{\text{Rama}} = \frac{2 \cdot 73 \text{ m} \cdot 8,34 \text{ A}}{0,005 \cdot 21 \cdot 31,23 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 6,63 \text{ mm}^2$$

La sección de cable que se tomará para el tramo entre los módulos y las cajas de conexión será de 10 mm².

De acuerdo con los resultados, y sabiendo que la caída de tensión está definida por:

$$\Delta V_{\text{Rama}} = \frac{2 \cdot L_{\text{rama}} \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}}}{S_{\text{Rama}} \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,SC,STC}} \cdot \sigma}$$

Por lo anterior las características del cableado a utilizar son:

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV_{RAMA}	Intensidad máxima [A]	Conductor
S_{rama}	10	0,31%	93	Fotovoltaico ZZ-F (AS) 1,8 kV 2x1x10 mm ² .

Tabla 22: Características de los conductores a utilizar en tramo: Rama - Caja de conexiones.

10.2.2 Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.

Al igual que en cálculo del conductor entre la rama y la caja de conexiones, se tomará la longitud del conductor más grande entre cada caja de conexión y la Caja General de Conexión. El cuarto del inversor, donde se encuentra también la Caja General de Conexión, está en la segunda planta de la edificación; La disposición del cableado se muestra en el Plano 5 del Documento 4.

	CC1	CC2	CC3
Distancia de la caja de conexión al cuarto del inversor [m]	21,89	24,78	31,86

Tabla 23: Distancias desde cada caja de conexión a Caja General de Conexión.

La longitud crítica del cableado corresponde a la caja de conexión 3 y se hará el dimensionamiento de acuerdo a este, pero tomando una distancia de 35 metros.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de este tramo debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito de cada rama que llega a cada caja de conexión. Hay 3 cajas de conexión y estas agrupan entre 4 y 5 ramas; se tomará el caso crítico:

$$I_{\text{CC-CGC}} = 1,25 \cdot N_{\text{mp,caja}} \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}} = 1,25 \cdot 5 \cdot 8,91 \text{ A} = 55,69 \text{ A}$$

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

De acuerdo con la especificación AENOR EA 0038, el cable de sección 6 mm² instalado sobre superficie admite 67 A.

b) Criterio de caída de tensión:

Se supondrá que la caída de tensión en el tramo (ΔV) es del 0,9 % de la tensión en condiciones estándar de medida en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Siendo σ la conductividad del cobre (56 m/(Ωmm^2)), la sección de los conductores será:

$$S_{CC-CGC} = \frac{2 \cdot L_{CC-CGC} \cdot N_{mp,caja} \cdot I_{MOD,SC,STC}}{\Delta V_{CC-CGC} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,SC,STC} \cdot \sigma}$$

$$S_{CC-CGC} = \frac{2 \cdot 35 \text{ m} \cdot 5 \cdot 8,34 \text{ A}}{0,009 \cdot 21 \cdot 31,23 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 8,83 \text{ mm}^2$$

La sección de cable que se tomará para el tramo entre las cajas de conexión y la Caja General de Conexión debe ser 10 mm², pero de acuerdo a la norma este cable debe ser de al menos 16 mm².

$$\Delta V_{CC-CGC} = \frac{2 \cdot L_{CC-CGC} \cdot I_{MOD,SC,STC}}{S_{CC-CGC} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,SC,STC} \cdot \sigma}$$

Por lo anterior las características del cableado a utilizar son:

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV	Intensidad máxima [A]	Conductor
$S_{cc-cgc}[\text{mm}^2]$	16	0,50%	125	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x16 mm ² .

Tabla 24: Conductores a utilizar en tramo: Caja de conexiones – Caja General de Conexión.

10.2.3 Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.

El inversor y la Caja General de Conexión se encuentran en el cuarto del inversor, el cual está ubicado en la segunda planta de la edificación; la disposición del cableado se muestra en el Plano 5 del Documento 4.

Se tomará una longitud de cableado entre la Caja General de Conexión y el inversor de tres metros.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de este tramo debe soportar 1,25 veces la suma de la intensidad de cortocircuito en CEM de todas las ramas del generador fotovoltaico, es decir, 14 ramas:

$$I_{CGC-Inversor} = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 14 \cdot 8,91 \text{ A} = 155,93 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla A.52-1 de la Norma UNE 20460-5-523, los conductores de cobre aislados con XLPE, con sección de 35 mm² instalado en canalización en montaje superficial o empotrado en obra admite una intensidad de 158 A.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

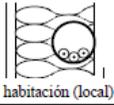
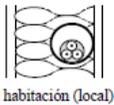
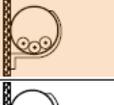
Instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento
		Intensidad admisible para los circuitos simples					1, 2 y 3			
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral				
		Número de conductores								
2	3	2	3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
 habitación (local)	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	-	52-D1	52-E1		
 habitación (local)	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	-	52-D1	52-E1		
	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	-	52-D1	52-E1		
	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	-	52-D1	52-E1		

Tabla 25: Métodos de instalación de referencia.
Tomado de la Tabla 52-B1 de la Norma UNE 20460-5-523.

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ²												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla 26: Intensidades máximas admisibles a una temperatura ambiente de 30 °C.
Tomado de la tabla A.52-1 de la Norma UNE 20460-5-523.

b) Criterio de caída de tensión:

Se supondrá que la caída de tensión en el tramo (ΔV) es del 0,1 % de la tensión en condiciones estándar de medida en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Siendo σ la conductividad del cobre ($56 \text{ m}/(\Omega\text{mm}^2)$), la sección de los conductores será:

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$S_{CGC-INV} = \frac{2 \cdot L_{CGC-INV} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC}}{\Delta V_{CGC-INV} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,SC,STC} \cdot \sigma}$$

$$S_{CGC-INV} = \frac{2 \cdot 3 \text{ m} \cdot 14 \cdot 8,34 \text{ A}}{0,001 \cdot 21 \cdot 31,23 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 19,07 \text{ mm}^2$$

De acuerdo con los resultados obtenidos, la sección de cable que se tomará para el tramo entre la Caja General de Conexión y el inversor debe ser de 50 mm²; esta sección garantizará no trabajar con niveles de corrientes críticos.

$$\Delta V_{CGC-INV} = \frac{2 \cdot L_{CGC-INV} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC}}{S_{CGC-INV} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,SC,STC} \cdot \sigma}$$

Por lo anterior las características del cableado a utilizar en este tramo son:

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV	Intensidad máxima [A]	Conductor
S_{CGC-INV} [mm²]	50	0,03%	192	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x50 mm ² .

Tabla 27: Conductores a utilizar en tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.

10.2.4 Caída de tensión total en corriente continua.

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE, la caída de tensión en corriente continua debe ser inferior al 1,5 %, como es evidente a continuación.

Caída de tensión en DC	
ΔV_{rama-CC}	0,31%
ΔV_{CC-CGC}	0,50%
ΔV_{CGC-INV}	0,03%
ΔV_{TOTAL DC}	0,834%

Tabla 28: Caída de tensión en DC de la instalación fotovoltaica.

10.3 RED DE CORRIENTE ALTERNA.

Los cables en corriente alterna son habitualmente cables con aislamiento de polietileno reticulado (aislamiento XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/ 1 kV, de acuerdo con la norma UNE 21.030, con cuatro conductores: uno para cada fase más el neutro.

10.3.1 Tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de alterna de este tramo debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Se calculará la intensidad nominal del inversor a partir de los valores nominales de potencia y tensión de alterna:

$$I_{INV,AC} = \frac{P_{INV,AC}}{V_{INV,AC}} = \frac{66000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 95,26 \text{ A}$$

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Por lo que este tramo deberá soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$I_{INV-CGBT\ 400V} = 1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 95,26\ A = 119,08\ A$$

El cableado se realizará en montaje superficial o empotrado en obra (tipo B1) con conductores de cobre aislados con XLPE, de sección de cable de al menos 35 mm².

b) Criterio de la caída de tensión:

La caída de tensión no podrá superar el 0,5 % de la tensión nominal de la salida del inversor. Para este tramo se supone una longitud de 4 metros.

$$S_{INV-CGBT\ 400V} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CGBT\ 400V} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi}{\Delta V_{INV-CGBT\ 400V} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

$$S_{INV-CGBT\ 400V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4\ m \cdot 95,26\ A \cdot 1}{0,005 \cdot 400\ V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 5,89\ mm^2$$

De acuerdo con los resultados obtenidos, la sección de cable que se tomará para el tramo entre la el inversor y el Cuadro General de Baja Tensión 400 V será de 50 mm². Esta sección facilita la elección del elemento de protección frente a sobrecorrientes del tramo.

$$\Delta V_{INV-CGBT\ 400V} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{INV-CGBT\ 400V} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\phi}{S_{INV-CGBT\ 400V} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV	Intensidad máxima [A]	Conductor
S_{INV-CGBT 400 V} [mm²]	50	0,03%	167	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 3x1x50+TT mm ² .

Tabla 29: Conductores a utilizar en tramo: Inversor – Cuadro General en Baja Tensión 400 V.

10.3.2 Tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V) – Centro de Transformación (CT).

a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de alterna de este tramo debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Se calculará la intensidad nominal del inversor a partir de los valores nominales de potencia y tensión de alterna.

Este tramo deberá soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$I_{CGBT\ 400\ V-CT} = 1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 95,26\ A = 119,08\ A$$

El cableado se realizará en montaje superficial o empotrado en obra (tipo B1) con conductores de cobre aislados con XLPE, de sección de cable de al menos 35 mm².

b) Criterio de la caída de tensión:

La caída de tensión no podrá superar el 0,5 % de la tensión nominal de la salida del inversor. Para este tramo se supone una longitud de 8,5 metros.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$S_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} \cdot I_{\text{INV,AC}} \cdot \cos\varphi}{\Delta V_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} \cdot V_{\text{INV,AC}} \cdot \sigma}$$

$$S_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8,5 \text{ m} \cdot 95,26 \text{ A} \cdot 1}{0,005 \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 12,52 \text{ mm}^2$$

De acuerdo con los resultados obtenidos y la sección de conductor calculada en el tramo anterior, la sección que se tomará para la sección de cable entre el Cuadro General en Baja Tensión 400 V y el Centro de Transformación es de 50 mm².

$$\Delta V_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} \cdot I_{\text{INV,AC}} \cdot \cos\varphi}{S_{\text{CGBT } 400 \text{ V-CT}} \cdot V_{\text{INV,AC}} \cdot \sigma}$$

Por lo anterior las características del cableado a utilizar en este tramo del circuito es:

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV	Intensidad máxima [A]	Conductor
S_{CGBT 400 V – CT} [mm²]	50	0,06%	167	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x50+TT mm ² .

Tabla 30: Conductores a utilizar en tramo: Cuadro General en Baja Tensión 400V – Centro de Transformación.

10.3.3 Tramo: Centro de transformación (CT) – Cuadro General Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).

El Centro de Transformación y el Cuadro General de Baja Tensión 208 V se encuentran ubicados en la primera planta del edificio de Estructuras y Materiales, particularmente, debajo del cuarto de equipos (CE); en la primera planta también se encuentra el cuarto de equipos del edificio.

La corriente nominal del inversor deberá ser multiplicada por un factor dado por la relación de transformación del transformador para obtener el valor de dicha corriente nominal en el lado de 208 V; por lo anterior, la corriente nominal del inversor en el lado de baja (208 V), está dado por:

$$I_{\text{INV,AC,T400-208}} = \frac{P_{\text{INV,AC}}}{V_{\text{INV,AC}}} \cdot \frac{V_{\text{Transformador alta}}}{V_{\text{Transformador baja}}} = \frac{66000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} \cdot \frac{400 \text{ V}}{208 \text{ V}} = 183,19 \text{ A}$$

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible:

El cable de alterna de este tramo debe soportar 1,25 veces la intensidad previamente definida, que corresponde a la corriente del inversor en el lado bajo del transformador, por lo tanto, este tramo deberá soportar una intensidad de corriente de al menos:

$$I_{\text{CT – CGBT } 208 \text{ V}} = 1,25 \cdot I_{\text{INV,AC,T400-208}} = 1,25 \cdot 190,53 \text{ A} = 228,99 \text{ A}$$

El cableado se realizará en montaje superficial o empotrado en obra (tipo B1) con conductores de cobre aislados con XLPE, de sección de cable de 95 mm².

- b) Criterio de la caída de tensión:

La caída de tensión no podrá superar el 0,5 % de la tensión nominal de la salida del inversor. Para este tramo se supone una longitud de 5 metros.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$S_{CT - CGBT 208 V} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CT - CGBT 208 V} \cdot I_{INV,AC,T400-208} \cdot \cos\varphi}{\Delta V_{CT - CGBT 208 V} \cdot V_{INV,AC,T400-208} \cdot \sigma}$$

$$S_{CT - CGBT 208 V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ m} \cdot 183,19 \text{ A} \cdot 1}{0,005 \cdot 208 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 27,24 \text{ mm}^2$$

De acuerdo con los resultados obtenidos, la sección que se tomará para la sección de cable entre la caja general de protección y el centro de transformación debe ser de 95 mm²

$$\Delta V_{CT - CGBT 208 V} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CT - CGBT 208 V} \cdot I_{INV,AC,T400-208}}{S_{CT - CGBT 208 V} \cdot V_{INV,AC,T400-208} \cdot \sigma}$$

Por lo anterior las características del cableado a utilizar en este tramo son:

Características de los conductores unipolares a utilizar.				
	Sección [mm ²]	ΔV	Intensidad máxima [A]	Conductor
S_{CT-CBGT 208V} [mm²]	95	0,29%	258	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x95+TT mm ² .

Tabla 31: Conductores a utilizar en tramo: Centro de Transformación – Cuadro General Baja Tensión 208 V.

10.3.4 Caída de tensión total en corriente alterna.

De acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, la caída de tensión en corriente alterna debe ser inferior al 1,5 %; como es evidente a continuación esta condición se satisface sin ningún problema.

Caída de tensión en AC	
ΔV_{INV-CGBT 400 V}	0,03%
ΔV_{CGBT 400 V - CT}	0,06%
ΔV_{CT - CBGT 208V}	0,29%
ΔV_{TOTAL AC}	0,38%

Tabla 32: Caída de tensión en DC de la instalación fotovoltaica.

10.4 RESUMEN CON VALORES DE SECCIONES DE CONDUCTORES ADOPTADOS.

A continuación se resumen las secciones de conductor adoptadas para los distintos cables a emplear en la instalación fotovoltaica. La disposición del cableado se puede observar en los Planos 5, 6, 7 y 8 disponible en el Documento 4. El esquema unifilar del tramo DC está disponible en el plano 9 y el esquema unifilar del tramo AC está disponible en el plano 10, ambos en el Documento 4. El plano que resume el cableado y la tubería está disponible en el plano 12 del Documento 4.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Resumen conductores para cableado								
Tramo	Longitud [m]	Sección por intensidad admisible [mm ²]	Sección por caída de tensión [mm ²]	Sección adoptada [mm ²]	Caída de tensión [%]	Tipo de cable seleccionado	Tipo de montaje	
Cableado DC	Módulos - Cajas de Conexión.	73,0	4,00	6,63	10,0	0,31%	Fotovoltaico ZZ-F (AS) 1,8 kV 2x1x10 mm ²	Superficie.
	Cajas de conexión - Caja General de Conexión.	35,0	6,00	8,83	16,0	0,50%	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x16 mm ²	Superficie.
	Caja General de Conexión - Inversor.	3,0	50,00	19,07	50,0	0,03%	Fotovoltaico XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV 2x1x50 mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
Cableado AC	Inversor - Cuadro general baja tensión 400 V.	4,0	35,00	5,89	50,0	0,03%	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 3x1x50+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
	Cuadro general baja tensión 400 V – Centro de Transformación.	8,5	35,00	12,52	50,0	0,06%	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x50+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.
	Centro de transformación – Cuadro general baja tensión 208 V.	5	95	27,24	95	0,29%	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x95+TT mm ²	Canalización en montaje superficial o empotrado en obra.

Tabla 33: Resumen de cálculo de cableado.

11 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

11.1 INTRODUCCIÓN.

Las protecciones de una instalación fotovoltaica son el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de incidentes en la misma, y que permiten una protección tanto para los equipos como para la seguridad de las personas.

a) Protección frente a sobrecargas:

Una sobrecarga es el exceso de intensidad en un circuito causada por defectos de aislamiento, una demanda excesiva de carga, o un daño en la instalación. Su efecto principal es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de los mismos y de sus aislantes; esto lleva a una reducción de su vida útil. Una sobrecarga no despejada podría llevar a un cortocircuito. Los dispositivos de protección habituales para este tipo de eventualidades son: fusibles e interruptores magnetotérmicos. En el caso de estudio se usarán fusibles en las ramas del generador fotovoltaico e interruptores magnetotérmicos en el resto de tramos definidos.

b) Protección frente a cortocircuitos.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Un cortocircuito es la unión de dos o más conductores o partes de un circuito eléctrico. Estas se deben habitualmente a una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento.

c) Protección frente a sobretensiones.

Una sobretensión, como su nombre lo indica, es una tensión elevada transitoria. Sobre el generador fotovoltaico se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico. Se protegerá la entrada de corriente continua del inversor por medio de dispositivos bipolares de clase II, los cuales aplican para la protección contra sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.

El análisis de protecciones se divide en dos: Protecciones para la red de corriente continua y protecciones para la red de corriente alterna.

11.2 PROTECCIONES PARA LA RED DE CORRIENTE CONTINUA.

11.2.1 Protección frente a sobretensiones transitorias (descargadores).

Estas protecciones protegen los módulos de la instalación fotovoltaica y el inversor. Su efectividad dependerá de qué tan cerca se ubiquen de los elementos del equipo a proteger. Se opta por ubicar los descargadores en cada una de las cajas de conexión de corriente continua, así como en la Caja General de Conexión.

Por norma general en cada caja se tienen dos descargadores que van conectados entre positivo y negativo, y un punto común que se conecta a la barra equipotencial. De acuerdo con *“Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos”* de E. Lorenzo, la instalación de un pararrayos normalmente no se justifica, pues el impacto directo de un rayo raramente afecta a más de uno dos módulos; reemplazarlos representa un costo menor en comparación a un sistema de protección de este tipo. Por lo anterior, la instalación fotovoltaica no tendrá su propio sistema de pararrayos. Se tomará la respectiva precaución instalando elementos de protección para prevenir sobretensiones inducidas por medio de descargadores de sobretensión cuya corriente de descarga nominal y corriente de descarga máxima sea al menos 20 kA y 40 kA, respectivamente. La tensión nominal del descargador se elegirá partiendo de la tensión máxima de la instalación en vacío a -10 °C:

$$V_{GFV,OC,-10^{\circ}C} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,T_C=-10^{\circ}C} = 21 \cdot 43,52 \text{ V} = 892,92 \text{ V}$$

Para poder elegir la tensión máxima de la protección, es necesario dimensionar $V_{GFV,OC,-10^{\circ}C}$ 1,1 veces:

$$U_C = 1,1 \cdot V_{GFV,OC,-10^{\circ}C} = 1,1 \cdot 892,82 = 982,21 \text{ V}$$

Se instalará el modelo OVR PV 40-1000 P de ABB el cual corresponde a un descargador bipolar clase II con las siguientes características:

Características del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB	
I_{SN} (Corriente de descarga nominal) [kA].	20
$I_{MÁX}$ (Corriente de descarga máxima) [kA].	40
U_C (Tensión de régimen permanente máxima) [V].	1000
U_P (Tensión de protección) [V].	<3800

Tabla 34: Características técnicas del descargador OVR PV 40-1000 P de ABB.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Los descargadores de sobretensiones se ubicarán en las tres cajas de conexión de corriente continua, y en la caja general de corriente continua. Cabe notar que se ha seleccionado un descargador que satisface los requerimientos previamente mencionados y definidos.

El descargador de sobretensiones cumple con la norma IEC 61643, la cual es un requerimiento del RETIE.

11.2.2 Protección frente a sobrecargas y sobreintensidades.

11.2.2.1 Tramo: Rama – Caja de conexión.

Se instalarán fusibles como dispositivos frente a sobrecargas y sobreintensidades. Los fusibles a instalar en serie con cada rama, deben tener una corriente nominal de modo que:

$$1,5 \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}} \leq I_{\text{Fusible}} \leq 2 I_{\text{MOD,SC,STC}}$$

$$1,5 \cdot 8,91 \text{ A} \leq I_{\text{Fusible}} \leq 2 \cdot 8,91 \text{ A}$$

$$13,37 \text{ A} \leq I_{\text{Fusible}} \leq 17,82 \text{ A}$$

Se elegirá un fusible de 15 A. El fusible debe ser capaz de soportar la siguiente condición:

$$V_{\text{N fusible}} \geq 1,1 \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{MOD,OC,STC}}$$

$$V_{\text{N fusible}} \geq 1,1 \cdot 21 \cdot 38,12 \text{ V}$$

$$V_{\text{N fusible}} \geq 880,57 \text{ V}$$

Se trabajará con fusibles del fabricante *GAVE*, particularmente el modelo 30F15PV. El portafusibles correspondiente será el 211PV del mismo fabricante y se ubicarán en sus cajas de conexión. Cada caja de conexión será la Gemini IP66 de *ABB* (tamaño 2: 460x550x260 mm).

Los elementos seleccionados cumplen con las normas:

- Fusibles y portafusibles: IEC 60269-2, IEC 60269-6, IEC 60269-2.
- Caja de conexión IEC 60529.

Las normas IEC 60269-2 e IEC 60529 son un requerimiento del RETIE.

11.2.2.2 Tramo: Caja de conexión en corriente continua – Caja General de Conexión en corriente continua.

Se montarán interruptores magnetotérmicos en la Caja General de Conexión en corriente continua como dispositivos de protección frente a sobrecargas y sobreintensidades. Estos interruptores deben ser capaces de extinguir el arco eléctrico que se pueda generar en una situación crítica.

En el sistema se ha definido 3 cajas de conexión, las cuales agrupan 5, 5 y 4 ramas respectivamente. Se evaluará el caso crítico, es decir, 5 ramas por caja:

$$I_B = 1,25 \cdot N_{\text{mp,caja}} \cdot I_{\text{MOD,SC,STC}}$$

$$I_B = 1,25 \cdot 5 \cdot 8,91 \text{ A}$$

$$I_B = 55,69 \text{ A}$$

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

La corriente admisible del circuito, I_Z , vendrá dada por la sección del cable calculada anteriormente para el tramo. Dicha sección es de 16 mm^2 y de acuerdo a la norma AENOR EA 0038, admite 125 A sobre superficie. Por lo tanto:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$55,69 \text{ A} \leq I_N \leq 125 \text{ A}$$

La corriente que asegura la actuación de los interruptores, I_2 , debe ajustarse a la siguiente condición:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$
$$I_2 \leq 1,45 \cdot 125 \text{ A}$$
$$I_2 \leq 181,25 \text{ A}$$

Además de las condiciones de intensidad definidos, los interruptores magnetotérmicos deben ser capaces de soportar la tensión del generador fotovoltaico a una temperatura de $-10 \text{ }^\circ\text{C}$; este valor se definió en apartados previos.

$$U_C = 1,1 \cdot V_{GFV,OC,-10^\circ\text{C}}$$
$$U_C = 1,1 \cdot 892,82$$
$$U_C = 982,21 \text{ V}$$

Se instalará el interruptor magnetotérmico S804PV-S63 de ABB, el cual es tetrapolar de carril DIN de intensidad nominal 63 A, con tensión máxima en régimen permanente 1200 V (si cada conductor es cortado por cuatro polos) y con un poder de corte de 5 kA.

La Caja General de Conexión será del mismo modelo que las cajas de conexiones pero con un tamaño mayor, esto es, Gemini IP66 de ABB (tamaño 6: 840x1005x360 mm).

El interruptor magnetotérmico y la caja de conexión cumplen con la norma IEC 60529 las cuales son un requerimiento del RETIE.

11.2.2.3 Tramo: Caja General de Conexión en corriente continua – Inversor.

Para facilitar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, se dispondrá de un interruptor seccionador de corte de carga. Este interruptor debe ser capaz de extinguir el arco que se genera una vez el circuito se abre; debe haber una interrupción gradual para evitar que bruscas anulaciones de corriente que podrían dar lugar a elevadas sobretensiones. Las características del interruptor seccionador dependerán del dimensionamiento que se realiza a continuación.

Al inversor llegan las 14 ramas del sistema y por ende:

$$I_B = 1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC}$$
$$I_B = 1,25 \cdot 14 \cdot 8,91 \text{ A}$$
$$I_B = 155,93 \text{ A}$$

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

La corriente admisible del circuito, I_Z , vendrá dada por la sección del cable calculada anteriormente para el tramo. Dicha sección es de 50 mm^2 y de acuerdo con la Tabla 52-B1 de la Norma UNE 20460-5-523 este conductor admite hasta 192 A:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$155,93 \text{ A} \leq I_N \leq 192 \text{ A}$$

Además de las condiciones de intensidad que se acaban de definir, los interruptores seccionadores deben ser capaces de soportar la tensión del generador fotovoltaico a una temperatura de -10°C ; este valor se definió en apartados previos.

$$U_C = 1,1 \cdot V_{\text{GFV,OC,-10}^\circ\text{C}}$$
$$U_C = 1,1 \cdot 892,82$$
$$U_C = 982,21 \text{ V}$$

El modelo 55PV4016 es un interruptor seccionador fabricado por *GAVE*. Su intensidad nominal es de 160 A y ha sido diseñado para trabajar a $1000 \text{ V}_{\text{DC}}$.

El interruptor seccionador seleccionado cumple con las normas IEC 60947-3, EN 60947-3, IEC 60364-4-410, IEC 60364-7-712 (aplica para instalaciones fotovoltaicas).

11.2.3 Protección frente a contactos directos e indirectos.

Se ha optado por un esquema de conexión de GFV flotante. Esto implica que si la resistencia de aislamiento R_{ISO} es elevada, la configuración no presenta riesgo por contactos directos. Se empleará un controlador permanente de aislamiento que está incorporado en el inversor para que éste realice una medición continua de la resistencia de aislamiento, y se muestre una alarma en este cuando su valor sea menor que el nivel de seguridad. El valor mínimo de la resistencia de aislamiento vendrá dada por:

$$R_{\text{ISO}} \approx 10 \cdot N_{\text{ms}} \cdot V_{\text{OC,MOD,STC}}$$
$$R_{\text{ISO}} \approx 10 \cdot 21 \cdot 38,12$$
$$R_{\text{ISO}} \approx 7580 \Omega$$

11.3 PROTECCIONES PARA LA RED DE CORRIENTE ALTERNA.

11.3.1 Protección frente a sobretensiones transitorias (descargadores).

Los descargadores de sobretensión a instalar en corriente alterna serán clase I+II (combinados), pues la planta solar se encuentra al aire libre. La tensión que se toma de referencia es la tensión nominal del inversor. Este descargador estará ubicado en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V.

Se instalará el modelo OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante *ABB*, el cual tiene las siguientes características.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB	
Tipo	T1-T2
I_{SN} [kA]	7
$I_{MÁX}$ [kA]	70
U_C [V _{AC}]	275
U_P [kV]	1,4

Tabla 35: Características descargador OVR T1+2 3N 7-275S P del fabricante ABB.

El descargador de sobretensiones seleccionado cumple con la norma IEC 61643-1, el cual es un requisito del RETIE.

11.3.2 Protecciones contra sobreintensidades y sobrecargas.

11.3.2.1 Tramo: Inversor – Cuadro General de Baja Tensión 400 V (CGBT 400 V).

Se instalará un interruptor magnetotérmico que irá ubicado en la CGBT 400 V, el cual protegerá a la instalación frente a sobrecargas o sobreintensidades.

La corriente de diseño del circuito (I_B) calculada para este tramo debe ser 1,25 veces la corriente nominal a la salida del inversor, calculada en la sección 10.3.1:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{INV,AC}$$

$$I_B = 1,25 \cdot 95,26 \text{ A}$$

$$I_B = 119,08 \text{ A}$$

La corriente máxima admisible del circuito, I_Z , vendrá dada por la sección del cable obtenida previamente para este tramo, es decir, 137 A. Por ende, la corriente nominal del interruptor estará dada por:

$$I_B \leq I_n < I_Z$$

$$119,08 \text{ A} \leq I_n < 167 \text{ A}$$

Además de la corriente de operación del interruptor magnetotérmico, la corriente que asegura la actuación de los interruptores, I_2 , está dado por:

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

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 167 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 242,15 \text{ A}$$

Con base a los cálculos realizados para este tramo, se adoptará una intensidad nominal para este interruptor magnetotérmico de 160 A. El interruptor a utilizar será el Tmax XT2N-160 del fabricante ABB, el cual tiene un poder de corte de 36 kA a una tensión de trabajo de 690 V.

El interruptor magnetotérmico seleccionado cumple con la norma IEC 60947, el cual es un requisito del RETIE.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

11.3.2.2 Tramo: Transformador de baja tensión 400 V - 208 V (TBT 400 V - 208 V) – Cuadro General de Baja Tensión 208 V (CGBT 208 V).

Como se indicó previamente en la sección del cableado de este tramo, la corriente nominal del inversor que fluye en el lado de 208 V del transformador está multiplicada por un factor asociado con la relación de transformación. Como se calculó previamente:

$$I_{INV,AC,T400-208} = 183,19 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{INV,AC,T400-208}$$

$$I_B = 1,25 \cdot 183,19 \text{ A}$$

$$I_B = 228,99 \text{ A}$$

La corriente máxima admisible del circuito, I_z , vendrá dada por la sección del cable obtenida previamente para este tramo, es decir, 258 A. Por ende, la corriente nominal del interruptor estará dada por:

$$I_B \leq I_n < I_z$$

$$228,99 \text{ A} \leq I_n < 258 \text{ A}$$

Además de la corriente de operación del interruptor magnetotérmico, la corriente que asegura la actuación de los interruptores, I_2 , está dado por:

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

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 258 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 374,1 \text{ A}$$

Con base a los cálculos realizados para este tramo, se adoptará una intensidad nominal para este interruptor magnetotérmico de 250 A. El interruptor a utilizar será el Tmax XT4N-250 del fabricante ABB, el cual tiene un poder de corte de 36 kA a una tensión de trabajo de 690 V. Este elemento de protección se encontrará ubicado en la Caja General de Baja Tensión 208 V.

El interruptor magnetotérmico seleccionado cumple con la norma IEC 60947, el cual es un requisito del RETIE.

11.3.3 Protección frente a contactos directos e indirectos.

Se instalará una protección diferencial indirecta asociada al interruptor Tmax XT2N-160 del fabricante ABB que está en el CGBT 400 V. Esta protección consiste en un relé diferencial el cual actúa sobre una bobina, y abre el circuito en caso de defecto de aislamiento. Se instalará el modelo RD3P de ABB, el cual cuenta con pre-alarma e indicación visual.

Adicionalmente esta protección requiere un toroide para poder medir la corriente; este toroide, dado el flujo máximo de la protección diseñada en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V, será el TR3, el cual es capaz de tolerar hasta 160 A.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

El relé diferencial seleccionado cumple con la norma IEC 60947-2, el cual es un requisito del RETIE.

12 DIMENSIONAMIENTO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

La salida del inversor de la instalación fotovoltaica es de 400 V (fase-fase)/ 230 V (fase-neutro). La red de baja tensión colombiana es de 208 V (fase-fase)/120 V (fase neutro). Por lo anterior es necesario adecuar la tensión de salida del inversor por medio de un transformador. El transformador se ubicará en el centro de transformación, el cual está ubicado en la primera planta del edificio, justo debajo del cuarto de equipos; la disposición de la instalación está disponible en los planos 6, y 8 del Documento 4; Debido a que este transformador no estará en el exterior, este transformador deberá ser de tipo seco.

Se definen para el transformador de este apartado el lado de baja tensión de la red colombiana, BT_1 , y el lado de baja tensión entregado por el inversor BT_2 .

12.1 TRANSFORMADOR ENTRE EL INVERSOR Y LA RED DE BAJA TENSIÓN.

La potencia aparente generada por la instalación, viene dada por la expresión:

$$S_N = \frac{P}{\cos \varphi}$$

Donde:

- S_N es la potencia aparente de la instalación [kVA].
- P es la potencia activa de la instalación [kW].
- $\cos \varphi$ es el factor de potencia (aproximadamente 1).

$$S_N = 66 \text{ kVA}$$

El dimensionamiento del transformador se realizará multiplicando la potencia generada de la instalación fotovoltaica por un factor de 1,5; es decir que el transformador debe tener una potencia de al menos 99 kVA. Se diseñará un transformador de 100 kVA.

12.2 INTENSIDAD EN BT_1 .

La intensidad nominal del transformador trifásico en el lado de baja tensión de la red eléctrica colombiana viene dada por la expresión:

$$I_{BT_1} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{BT_1}}$$

$$I_{BT_1} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 208 \text{ V}}$$

$$I_{BT_1} = 277 \text{ A}$$

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

12.3 INTENSIDAD EN BT₂.

La intensidad nominal del transformador trifásico en el lado de baja tensión del lado del inversor de la instalación viene dada por la expresión:

$$I_{BT_2} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{BT_2}}$$

$$I_{BT_2} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}}$$

$$I_{BT_2} = 144 \text{ A}$$

Cabe mencionar que el cableado calculado para este tramo en la sección del cableado soporta sin inconveniente el valor obtenido.

12.4 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.

Para la estimación de la corriente de cortocircuito en cada uno de los lados del transformador, se supondrá que la tensión de la red eléctrica no caerá. Por lo anterior, se hablará de un factor de dimensionamiento del 6%. Este valor es típico en Colombia.

12.4.1 Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión de la red eléctrica colombiana.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión de la red eléctrica colombiana se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{CCBT_1} = \frac{P_{\text{transformador}}}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_{B_1}}$$

Donde:

- $P_{\text{transformador}}$ es la potencia del transformador [kVA].
- E_{CC} es la tensión de cortocircuito del transformador, un 6%.
- U_{BT_1} es la tensión de la red eléctrica colombiana [V].
- I_{CCBT_1} es la intensidad de corto circuito en el lado de baja tensión de la red eléctrica colombiana [V].

$$I_{CCBT_1} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,06 \cdot 208 \text{ V}}$$

$$I_{CCBT_1} = 4,63 \text{ kA}$$

12.4.2 Intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión a la salida del inversor.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión del inversor se utiliza la siguiente expresión:

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

$$I_{CCBT_2} = \frac{P_{\text{transformador}}}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_{BT_2}}$$

Donde:

- $P_{\text{transformador}}$ es la potencia del transformador [kVA].
- E_{CC} es la tensión de cortocircuito del transformador, un 6%.
- U_{BT_2} es la tensión a la salida del inversor [V].
- I_{CCBT_2} es la intensidad de corto circuito en el lado de baja tensión del inversor de la instalación fotovoltaica [V].

$$I_{CCBT_2} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,06 \cdot 400}$$

$$I_{CCBT_2} = 2,41 \text{ kA}$$

13 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo:

- Evitar que estas partes metálicas adquieran tensiones peligrosas ante defectos de aislamiento.
- Facilitar un camino para la eliminación de las sobretensiones que puedan aparecer en el sistema.
- Derivar a tierra la energía de impactos de rayos en los sistemas captadores.
- Proporcionar seguridad al personal (contactos indirectos).
- Evitar la inyección de corriente continua en la red.

De acuerdo con la Nota de Interpretación Técnica de la Equivalencia de la Separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones Generadores en Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio Español, la instalación diseñada, a razón de la topología de conexión a la red, podría asimilarse a las allí clasificadas como C1, toda vez que es una instalación generadora que se conecta a través de un transformador elevador a una red de media tensión que abastece a los edificios del Campus. Por tanto, las masas metálicas de la instalación deben conectarse al borne de puesta a tierra de la edificación.

El Laboratorio de Estructuras y Materiales tendrá su propio sistema de puesta a tierra. La tierra de protección de la instalación fotovoltaica que se ha diseñado deberá conectarse a la puesta a tierra del edificio; dicha tierra de protección incluye: las masas metálicas de los módulos fotovoltaicos, los dispositivos de protección frente a sobretensiones (presentes en las cajas de conexión, la Caja General de Conexión, en la entrada del inversor, en la salida del inversor y en el Cuadro General de Baja Tensión 400 V), el dispositivo de control permanente de aislamiento y la estructura metálica del inversor y cualquier otra que pueda estar presente en el cuarto de equipos.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).



Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 1: Cálculos Justificativos.

Como se ha dicho previamente en la sección de protecciones, no se contará con pararrayos dedicados especialmente para la instalación fotovoltaica, pues su costo es mayor al que representa cambiar el módulo fotovoltaico afectado. Se compensa este hecho con el uso de descargadores clase C.

El diseño del sistema de puesta a tierra del edificio deberá seguir los lineamientos establecidos en el artículo 15 del RETIE. Dicho dimensionamiento no hace parte del alcance del Trabajo Final del Máster.



Universidad Internacional de Andalucía

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

DOCUMENTO 3:

ANEXO 2: ANÁLISIS DE DATOS.

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

**ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO**

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO.

Tabla de contenido.....	2
Índice de figuras.....	2
Índice de tablas.....	2
1 Análisis y discusión de datos.....	3

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Producción mensual de electricidad.....	4
Figura 2: Rendimiento del generador fotovoltaico a lo largo del año.....	4
Figura 3: Rendimiento del inversor a lo largo del año.....	5
Figura 4: Rendimiento del sistema a lo largo del año.....	5
Figura 5: Comparativa energética.....	6
Figura 6: Performance Ratio a lo largo del año.....	6
Figura 7: Yield a lo largo del año.....	7

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Resultados de la simulación de la instalación fotovoltaica.....	3
--	---

1 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE DATOS.

Se ha empleado el software PVSyst para simular el comportamiento del fotovoltaico ubicado en la cubierta del edificio de Laboratorios de Estructuras y Materiales en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

La producción mensual de energía eléctrica (en corriente continua) de la instalación fotovoltaica se muestra a continuación.

Mes	G (8°,10°) [kWh/(m ² día)]	ESOLAR [kWh/día]	EDC ideal [kWh/ día]	EDC [kWh/ m ²]	EAC [kWh/d ía]	Yield [kWh/kWp día]	η generador [%]	η inversor [%]	η sistema [%]	PR [%]
Enero	5,33	2551,94	407,10	353,90	337,03	5,33	13,87	95,23	13,21	82,79
Febrero	5,05	2421,49	386,30	337,29	321,07	5,05	13,93	95,19	13,26	83,12
Marzo	4,55	2180,97	347,93	307,23	292,13	4,55	14,09	95,09	13,39	83,96
Abril	3,96	1897,49	302,70	267,33	253,47	3,96	14,09	94,81	13,36	83,73
Mayo	3,60	1726,54	275,43	246,39	233,71	3,60	14,27	94,85	13,54	84,85
Junio	3,60	1723,39	274,93	247,40	234,53	3,60	14,36	94,80	13,61	85,31
Julio	3,82	1830,10	291,95	261,71	248,29	3,82	14,30	94,87	13,57	85,05
Agosto	4,16	1992,40	317,84	282,90	268,61	4,16	14,20	94,95	13,48	84,51
Septiembre	4,26	2041,24	325,63	281,50	266,73	4,26	13,79	94,75	13,07	81,91
Octubre	4,41	2112,96	337,08	296,23	281,52	4,41	14,02	95,03	13,32	83,52
Noviembre	4,28	2049,23	326,91	289,80	275,80	4,28	14,14	95,17	13,46	84,37
Diciembre	4,83	2315,44	369,38	327,16	312,06	4,83	14,13	95,39	13,48	84,48

Tabla 1: Resultados de la simulación de la instalación fotovoltaica.
Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

La energía producida y que se inyectará a la red interna de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, de acuerdo con PVSYST es de 101.080 kWh, sin ser particularmente los meses con el menor PR. Los meses con PR más bajo son Enero, febrero, y septiembre. El PR promedio es del 83,97%.

Producción mensual del sistema

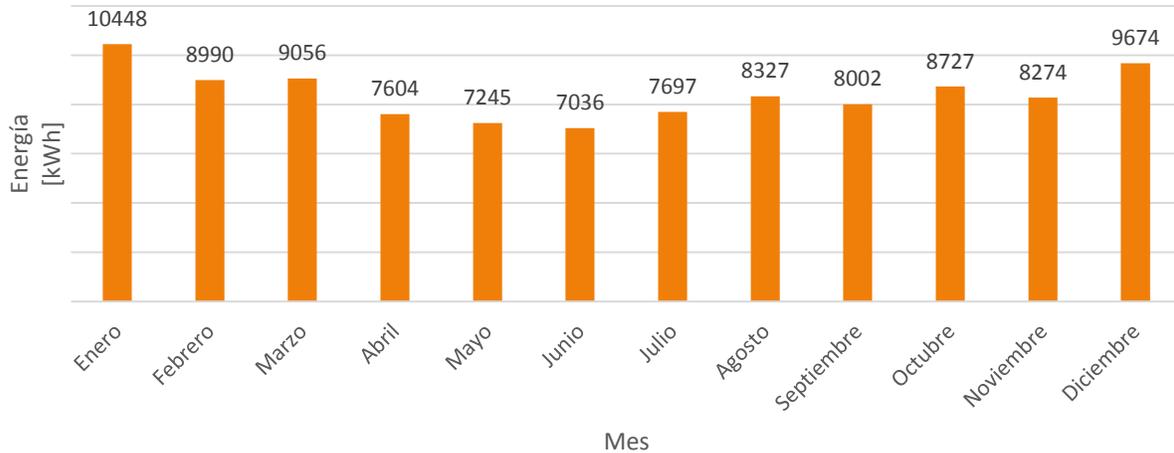


Figura 1: Producción mensual de electricidad. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Aunque Bogotá carece de estaciones, debido a su ubicación geográfica, es de destacar que la mayor producción de energía se ve entre los meses de diciembre a marzo.

A lo largo del año, el generador fotovoltaico presenta un rendimiento del 14%, mientras que el del inversor es del 95%. El rendimiento de todo el sistema oscila entre el 13% y el 13,6%, presentándose los valores más altos entre mayo y julio. A continuación se muestran las respectivas curvas de rendimiento:

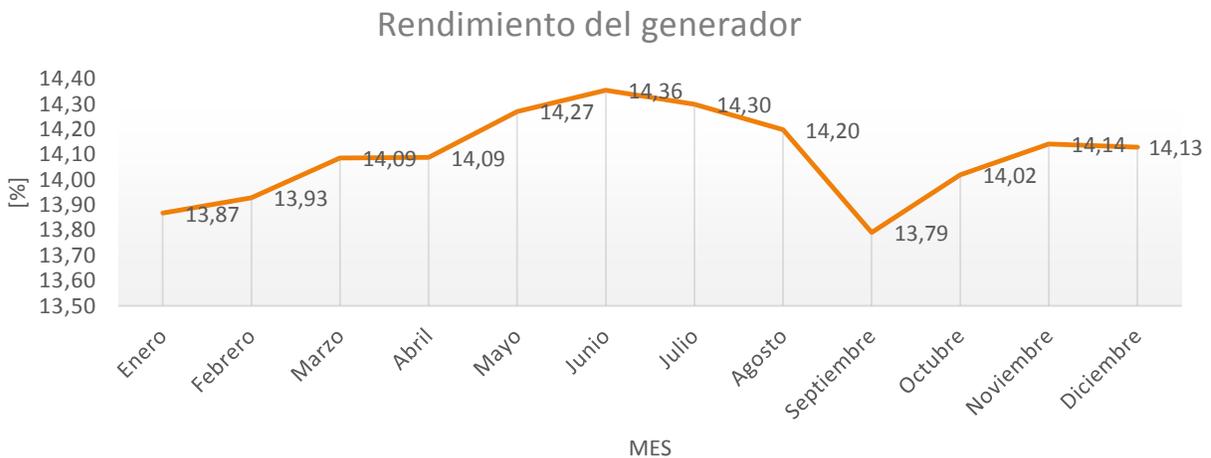


Figura 2: Rendimiento del generador fotovoltaico a lo largo del año. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 2: Análisis de datos.

Cabe destacar que aunque el rendimiento es estable a lo largo del año, el fabricante indica que sus módulos tienen una eficiencia del 15,95%. Dicho valor nunca se alcanza.



Figura 3: Rendimiento del inversor a lo largo del año. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Al igual que en el caso del módulo fotovoltaico, el rendimiento es estable, pero el rendimiento que indica el fabricante, el cual debería ser del 96,4%, tampoco se alcanza.



Figura 4: Rendimiento del sistema a lo largo del año. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Se compara a continuación la energía solar disponible sobre la superficie del generador, la energía producida en corriente directa y la energía producida en corriente alterna. Los valores mostrados son

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 2: Análisis de datos mensuales.

COMPARATIVA ENERGÉTICA

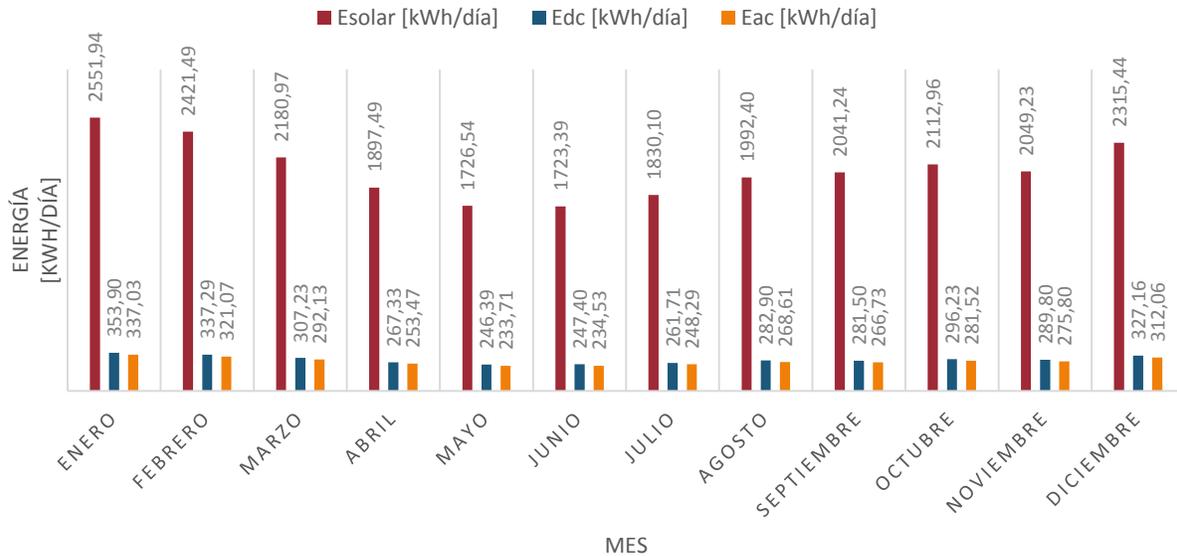


Figura 5: Comparativa energética. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

A continuación se mostrará de forma gráfica la manera en que el *Performance Ratio* varía a lo largo del año. La eficiencia más alta se alcanza en el mes de junio; de hecho, entre mayo y agosto se puede observar una tendencia estable. A pesar de esto la productividad más alta está entre diciembre y marzo, pues en estos meses hay mayor recurso solar.

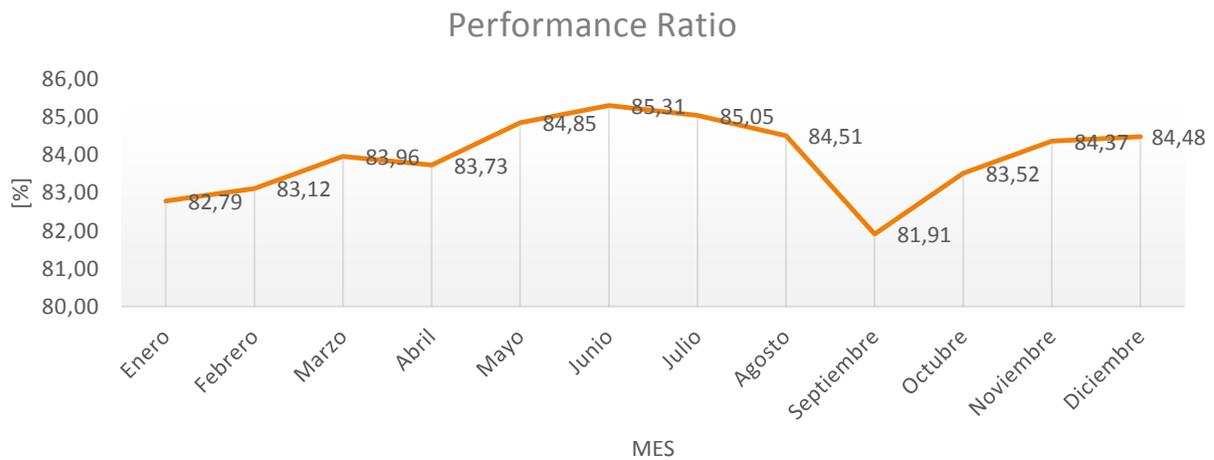


Figura 6: Performance Ratio a lo largo del año. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

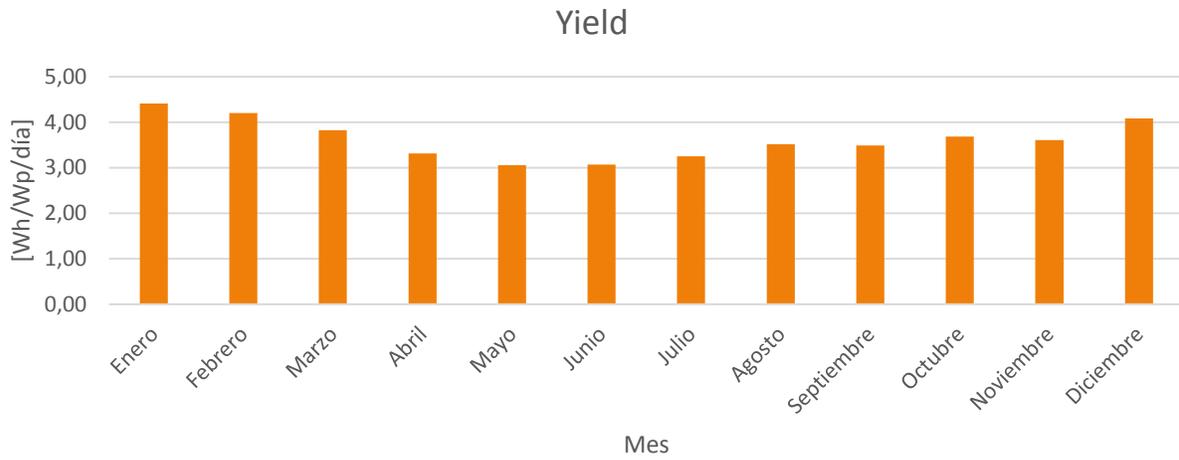


Figura 7: Yield a lo largo del año.
Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

DOCUMENTO 3:

ANEXO 3: PARÁMETROS DE EFICIENCIA.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO.

Tabla de contenido.....	2
Índice de figuras.....	2
Índice de tablas.....	2
1 Introducción.....	3
2 Definición de los parámetros de eficiencia.....	3
3 Resultados.....	4

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Valores diarios medios del Yield final (Y_F), las pérdidas de captura (L_C) y las pérdidas del resto del sistema (L_{BOS}).....	5
Figura 2: Performance Ratio a lo largo del año.	6

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Valores mensuales de los parámetros de eficiencia definidos.....	4
Tabla 2: Valores anuales de los parámetros de eficiencia.....	5

1 INTRODUCCIÓN.

Por medio de los valores medios de irradiación en el plano del generador, la potencia generada del generador fotovoltaico, y la potencia a la salida del inversor se mostrarán los parámetros de eficiencia más representativos de la instalación.

2 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIA.

Se evaluarán los siguientes parámetros de eficiencia:

- Productividad de referencia (*Reference Yield* – Y_R): Energía continua diaria teóricamente disponible que un SFCR puede convertir en energía eléctrica.
- Productividad del generador fotovoltaico (*Array Yield* – Y_A): Energía DC diaria producida por el generador fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada.
- Productividad final (*Final Yield* – Y_F): Energía AC final diaria producida por el sistema fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada.
- Pérdidas de captura (L_c): Diferencia entre la productividad teórica disponible a la salida del generador, o la diferencia entre la productividad de referencia (Y_R) y la productividad a la salida del generador (Y_A). Las pérdidas están asociadas con el funcionamiento del generador y son ocasionadas por: una temperatura, dispersión de las características eléctricas de los módulos (*mismatch*), al sombreado del generador, pérdidas en los diodos, efecto Joule en el cableado y al error en el seguimiento del punto de máxima potencia, entre otras.
- Pérdidas del resto del sistema (L_{BOS}): Diferencia entre la productividad a la salida del generador (Y_A) y la productividad final del sistema (Y_F). En los SFCR se asocian principalmente a las pérdidas ocasionadas por la conversión de energía en continua en energía en alterna, la cual es realizada por el inversor.
- Eficiencia del array (η_A): Energía DC producida por el GFV dividida entre la irradiación total recibida por el generador durante el período en estudio.
- Eficiencia del sistema (η_S): Energía AC producida por el sistema fotovoltaico dividida entre la irradiación total recibida por el generador durante el período en estudio.
- Eficiencia del resto del sistema (η_{BOS}): Energía AC producida por el sistema fotovoltaico dividida entre la energía DC producida por el generador fotovoltaico
- Rendimiento global (*Performance Ratio* – PR): Cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada. Es la relación entre la productividad final y la de referencia y ofrece una medida global del rendimiento del sistema que incluye las pérdidas producidas en el generador y en el resto del sistema.

3 RESULTADOS

Mes	G (8°,10°)	E _{dc}	E _{ac}	Y _R	Y _A	Y _F	L _c	L _{bos}	η	η	η	PR
	[kWh/(m ² día)]	[kWh/m ²]	[kWh/día]	[kWh/kWp/día]	[kWh/kWp/día]	[kWh/kWp/día]	[kWh/kWp/día]	[kWh/kWp/día]	generador [%]	inversor [%]	sistema [%]	
Enero	5,33	353,90	337,03	5,33	4,63	4,41	0,70	0,22	13,87	95,23	13,21	82,79
Febrero	5,05	337,29	321,07	5,05	4,41	4,20	0,64	0,21	13,93	95,19	13,26	83,12
Marzo	4,55	307,23	292,13	4,55	4,02	3,82	0,53	0,20	14,09	95,09	13,39	83,96
Abril	3,96	267,33	253,47	3,96	3,50	3,32	0,46	0,18	14,09	94,81	13,36	83,73
Mayo	3,60	246,39	233,71	3,60	3,22	3,06	0,38	0,17	14,27	94,85	13,54	84,85
Junio	3,60	247,40	234,53	3,60	3,24	3,07	0,36	0,17	14,36	94,80	13,61	85,31
Julio	3,82	261,71	248,29	3,82	3,42	3,25	0,40	0,18	14,30	94,87	13,57	85,05
Agosto	4,16	282,90	268,61	4,16	3,70	3,51	0,46	0,19	14,20	94,95	13,48	84,51
Septiembre	4,26	281,50	266,73	4,26	3,68	3,49	0,58	0,19	13,79	94,75	13,07	81,91
Octubre	4,41	296,23	281,52	4,41	3,88	3,68	0,53	0,19	14,02	95,03	13,32	83,52
Noviembre	4,28	289,80	275,80	4,28	3,79	3,61	0,49	0,18	14,14	95,17	13,46	84,37
Diciembre	4,83	327,16	312,06	4,83	4,28	4,08	0,55	0,20	14,13	95,39	13,48	84,48

Tabla 1: Valores mensuales de los parámetros de eficiencia definidos.
Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Los valores anuales de los parámetros definidos son:

Parámetro	Valor anual
H [kWh/m ² /año]	1576,00
E _{DC} [kWh/año]	106366,00
E _{AC} [kWh/año]	101080,00
Y _R [kWh/kW _p /año]	1576,00
Y _A [kWh/kW _p /año]	1391,50
Y _F [kWh/kW _p /año]	1322,34
L _C [kWh/kW _p /año]	184,50
L _{BOS} [kWh/kW _p /año]	69,15
η _{GENERADOR}	14,10%
η _{INVERSOR}	95,01%
η _{SISTEMA}	13,39%
PR	84,07%

Tabla 2: Valores anuales de los parámetros de eficiencia. Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Valores diarios medios de Y_F, L_C, L_{BOS}

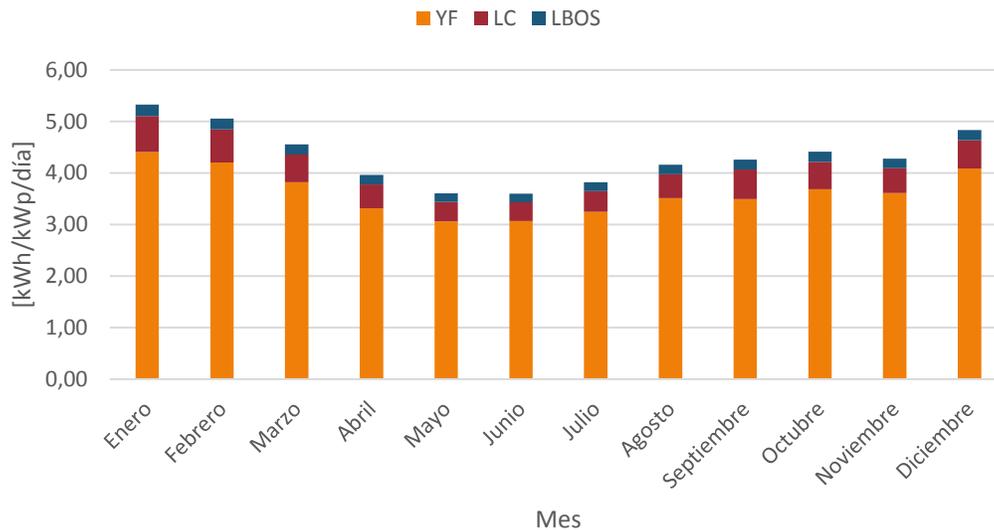


Figura 1: Valores diarios medios del Yield final (Y_F), las pérdidas de captura (L_C) y las pérdidas del resto del sistema (L_{BOS}). Resultado de la simulación del sistema con PVSyst.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 3: Parámetros de eficiencia.

Se puede apreciar que las pérdidas de captura son mayores entre diciembre y marzo, y más pequeñas entre mayo y julio.

Las pérdidas del resto del sistema están asociadas a las pérdidas de la transformación de energía en corriente continua en energía en corriente alterna; esto lo realiza el inversor. Este valor no varía mucho a lo largo del año.

Como se discutió en el Anexo 2, el *Performance Ratio* no varía mucho a lo largo del año. La eficiencia más alta se alcanza en el mes de junio; de hecho, entre mayo y agosto se puede observar una tendencia estable. A pesar de esto la productividad más alta está entre diciembre y marzo, pues en estos meses hay mayor recurso solar. Es de destacar que en septiembre, a razón de mayores pérdidas de captura, el *Performance Ratio* se ve afectado; es el mes que presenta el cambio más abrupto.

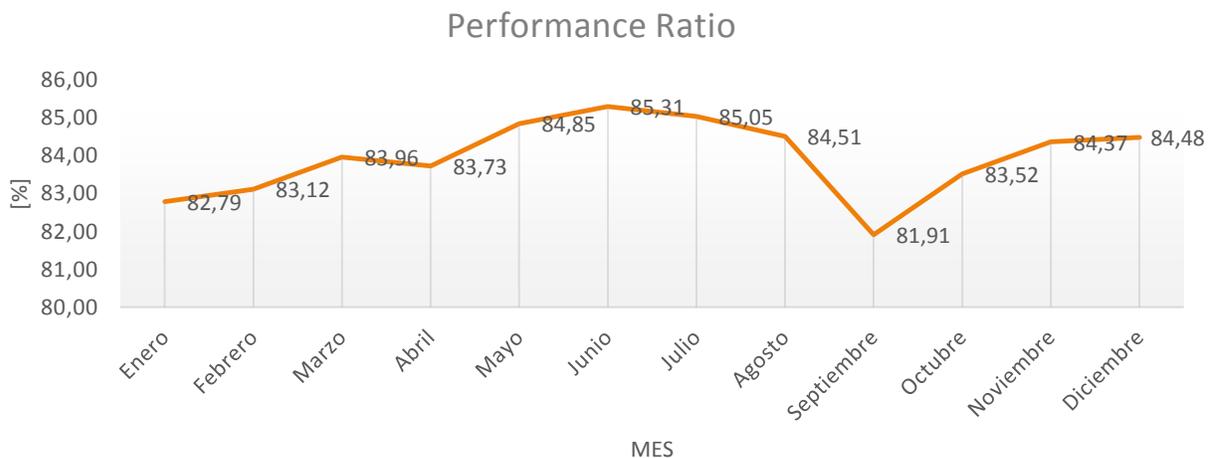


Figura 2: Performance Ratio a lo largo del año. Resultado de la simulación del sistema con PVSystem.

Es indicado realizar las labores respectivas de mantenimiento de la instalación de modo que se pueda minimizar en máximo las pérdidas del sistema, claro está, apoyando esta tarea con una monitorización; esta permitirá detectar fallos a tiempo, los cuales deberán ser atendidos para que no se vea afectada de sobremanera la generación de energía eléctrica.



Universidad Internacional de Andalucía

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

DOCUMENTO 3:

ANEXO 4: PLAN DE MANTENIMIENTO.

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

**ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO**

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO.

Tabla de contenido.	2
Índice de tablas.	2
1 Introducción.	3
2 Plan de mantenimiento.	3

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Verificación inicial.	7
Tabla 2: Plan de mantenimiento preventivo.	11
Tabla 3: Plan de mantenimiento correctivo.	12

1 INTRODUCCIÓN.

Después de que la instalación fotovoltaica esté en funcionamiento, por medio de un plan de mantenimientos se puede garantizar una correcta operación, incrementar la fiabilidad en la producción y garantizar el tiempo útil de la instalación.

Previo a la puesta en marcha, es necesario realizar una verificación inicial y ciertos ensayos. Dicha labor deberá estar a cargo del personal técnico cualificado y competente. Además debe ser realizada con cierta periodicidad bajo el aval de los fabricantes de los elementos y dispositivos de la instalación.

La verificación inicial se apoya en el capítulo 5 de la Norma UNE-EN 62446 o la normativa vigente en el territorio colombiano, y deberá entregarse un informe de verificación donde se indique de forma clara la(s) persona(s) responsable(s) del diseño, instalación y verificación. Debe ser indicado el alcance de las responsabilidades.

Al igual que la verificación inicial, las verificaciones periódicas deben realizarse tomando como referencia el capítulo 5 de la Norma UNE-EN 62446 (o la normativa vigente en el territorio colombiano), la cual sugiere un informe de verificación donde se indiquen los fallos, elementos a reparar o incluso las mejoras que deba tener el sistema.

La instalación fotovoltaica contará con una bitácora, la cual registrará cada vez que sea necesario intervenir la instalación, bien sea por un mantenimiento preventivo, como un mantenimiento correctivo.

2 PLAN DE MANTENIMIENTO.

El plan de mantenimiento de la instalación fotovoltaica se encuentra detallado en la Tabla 1, Tabla 2 y en la Tabla 3

VERIFICACIÓN INICIAL			
Inspección inicial	Debe realizarse de manera previa a los ensayos y al suministro de energía a la red	Inspección del sistema de corriente continua	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Confirmar que el dimensionamiento de los componentes de corriente tienen la capacidad suficiente para una operación continuada en DC a la máxima tensión y máxima corriente de fallo del sistema ($V_{OC,STC}$ corregida para el rango de temperatura según el tipo de módulo; corriente de $1,25 I_{SC,STC}$). ▪ Usar de protección clase II o aislamiento equivalente en el lado de corriente continua. ▪ Revisar que los conductores de las ramas, del generador fotovoltaico y los principales de corriente continua son los adecuados para minimizar el riesgo de fallo a tierra y cortocircuitos, lo cual se logra utilizando cables con aislamiento protegido y reforzados, usualmente llamado cable de “doble aislamiento”. ▪ Verificar que el cableado eléctrico se ha seleccionado e instalado de forma tal que soporte las influencias externas como viento, temperatura y radiación solar. ▪ Para sistemas sin protección contra sobrecorrientes en las cadenas de módulos, confirmar que el valor de la corriente inversa del módulo es mayor que la máxima corriente inversa que puede generarse. ▪ Comprobar que los cables de las cadenas de módulos están dimensionados para conducir la máxima corriente de fallo combinada de todas las cadenas en paralelo. ▪ Para sistemas con protección contra sobrecorrientes en las cadenas, confirmar que la protección está incluida y está debidamente especificada en los códigos locales o en las instrucciones del fabricante para protecciones de módulos fotovoltaicos. ▪ Garantizar que existe un seccionador en la parte de corriente continua del inversor. ▪ Asegurar que exista por lo menos una separación simple entre las zonas de AC y DC, y que las conexiones a tierra se han instalado de manera que se evite la corrosión.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

		<p>Inspección de la protección contra sobretensiones/descarga eléctrica</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Con el fin de disminuir tensiones inducidas por rayo, revisar que el número de zonas con bucle de corriente haya sido reducido al máximo. ▪ Verificar que tanto el marco de la estructura del generador como el de los módulos están debidamente conectados a tierra y los conductores a tierra y/o de la red equipotencial están paralelos y amarrados a los cables de corriente continua. ▪ Revisar que todas las cajas de conexión de DC están señalizadas con etiquetas de peligro señalando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador fotovoltaico.
		<p>Inspección del sistema de corriente alterna (AC)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Garantizar la existencia de un modo de aislamiento del inversor en la parte de AC. ▪ Corroborar que los parámetros de operación de la programación del inversor, cumplen con la normativa local correspondiente.
		<p>Inspección etiquetado de identificación</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspeccionar que todos los circuitos, protecciones, interruptores y terminales están adecuadamente etiquetados. ▪ Verificar que el interruptor principal de AC está debidamente señalado. ▪ Mostrar un esquema unifilar en el emplazamiento. ▪ Exhibir en el emplazamiento las protecciones del inversor, datos del instalador y procedimiento de apagado de emergencia. ▪ Constatar que los sistemas de fijación y durabilidad de las etiquetas y señales cuentan con las condiciones mínimas necesarias.
		<p>Inspección de la instalación</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar la instalación fotovoltaica esté ventilada, particularmente debajo de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de evitar un sobrecalentamiento y minimizar el riesgo de incendio. ▪ Hacer visible el modelo, nombre del fabricante, número de serie y características eléctricas, en la parte posterior de los módulos. Estas

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

			<p>especificaciones deben estar marcadas de forma indeleble. Asegurar que se muestren los logotipos de los laboratorios que hayan podido proceder con la elaboración de los módulos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Garantizar la distancia mínima entre filas de módulos, o entre los módulos y demás elementos que rodean el generador; el objetivo es asegurar que no existe sombreado o autosombreado durante al menos cuatro horas en torno al mediodía solar. ▪ Evitar sombras producidas por elementos cercanos al generador. ▪ Verificar la adecuada orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, de acuerdo a lo definido previamente en este proyecto. ▪ Asegurar la apropiada ubicación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta, de acuerdo a lo definido previamente en este proyecto.
<p>Ensayos iniciales</p>	<p>Se deben realizar los siguientes ensayos, preferiblemente en el orden en que se muestran:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Circuitos de AC. ▪ Continuidad de la protección de tierra y/o conductores del circuito equipotencial, una vez instalados. ▪ Polaridad. ▪ Tensión de circuito abierto de la rama. ▪ Medida de corriente de cortocircuito de la rama. ▪ Funcionalidad. ▪ Resistencia de aislamiento del circuito de DC. <p>Nota: Cada vez que un fallo sea identificado y posteriormente corregido, deben repetirse dichos ensayos, con el fin de garantizar la correcta funcionalidad del sistema.</p>		
<p>Informe de verificación inicial</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resumen descriptivo del sistema. ▪ Listado de circuitos inspeccionados y probados. ▪ Registro de la inspección. ▪ Registro de los resultados de las pruebas para cada circuito. ▪ Tiempo recomendado para la próxima inspección. 		

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

- Firma de los involucrados en la verificación

Tabla 1: Verificación inicial.

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se debe realizar una inspección cada seis meses, incluyendo los siguientes aspectos:

- Verificación de protecciones eléctricas
- Revisión del estado de los módulos
- Chequeo del funcionamiento del inversor, englobando todos sus componentes (lámparas de señalizaciones, alarmas, etcétera).
- Evaluación del estado de cables y terminales (incluyendo cables de toma de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza, etcétera.

Las inspecciones periódicas deben seguir las mismas etapas que la inspección inicial (inspección, ensayos e informe).

Módulos fotovoltaicos	<p>Garantizar condiciones óptimas de limpieza y la ausencia de sombras sobre ellos.</p>	<p>Anualmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Garantizar ausencia de oxidación y sulfataciones. ▪ Revisión de la adherencia de los cables. ▪ Asegurar la estanqueidad de cajas terminales. ▪ Verificar la puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos. ▪ Se sugiere probar las conexiones mediante termografía (no deben superar los 60°C). ▪ Medir tensiones e intensidades y comparación de las mediciones con los rangos establecidos. ▪ Realizar una prueba con termografía infrarroja, para comprobar que ninguna célula trabaja a una temperatura por fuera de los rangos establecidos por el fabricante, principalmente durante el verano. <p>Bimestralmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Limpiar los módulos con la periodicidad indicada o bien luego de una lluvia de barro o similares. Limpiar con abundante agua y una esponja no abrasiva, evitando detergentes de todo tipo. Realizar la limpieza fuera del horario solar, para evitar cambios bruscos de temperatura en los módulos. ▪ Inspeccionar visualmente el estado físico de las células de los módulos fotovoltaicos. ▪ Comprobar el buen estado del marco de los módulos (ausencia de roturas o deformaciones).
------------------------------	---	--

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar la ausencia de roturas en los módulos, desalineación de células o burbujas en el encapsulado.
<p>Estructuras de soporte</p>	<p>Anualmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar ausencia de deformaciones, roturas o grietas. ▪ Revisar el estado de fijación de la estructura a las zapatas. ▪ Examinar el apriete de los tornillos. ▪ Revisar el estado de fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura. ▪ Inspección de la conexión a tierra de la estructura. 	
<p>Cajas de conexión de corriente continua</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspeccionar el anclaje de la caja de conexiones a la estructura solar. ▪ Chequear la caja y su tapa, verificando que se encuentran en óptimas condiciones y reemplazando los elementos en caso de ser necesario. ▪ Verificar la estanqueidad de la caja, la tapa y el prensaestopas. ▪ Chequear del estado óptimo de los elementos de protección eléctrica de las cajas. ▪ Comprobar el buen estado de las señalizaciones o advertencias de peligro. ▪ Garantizar la funcionalidad de los portafusibles. ▪ Revisar el apriete de las conexiones eléctricas de los dispositivos de protección. ▪ Verificar la puesta a tierra. ▪ Inspeccionar el estado del descargador de sobretensiones. ▪ Comprobar la ausencia de caídas de tensión por encima de los límites establecidos, mediante el uso de un voltímetro. ▪ Medir las corrientes de distintos circuitos y compararlos para evidenciar que se encuentren dentro de los límites permitidos. ▪ Verificar que las conexiones no superan los 60°C, mediante termografía. 	

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

Inversor

Mensualmente:

- Comprobar la coherencia de los datos archivados.
- Verificación de la ausencia de errores y alarmas.
- Inspección de los filtros de las rejillas frontales de ventilación.
- Examinar los ventiladores de extracción. Realizar limpieza o cambio, según sea requerido.

Anualmente:

- Revisar la envolvente: cierres, puertas, manillas y anclaje de los equipos a los amarres.
- Verificar que los cables no estén en contacto con partes activas.
- Inspeccionar en busca de deficiencias en los aislamientos y puntos calientes, verificando el color y terminales.
- Examinar el apriete de los tornillos de pletinas y cables de potencia.
- Comprobar que las pletinas de conexión tienen las distancias de seguridad y sus propiedades eléctricas originales.
- Verificar la ausencia de humedad al interior del armario.
- Limpiar el disipador de calor del componente de potencia.
- Asegurar el amarre adecuado del armario a sus anclajes.
- Medir la temperatura de las conexiones mediante termografía infrarroja. Si una conexión presenta temperatura superior a 60°C, medir la tensión e intensidad, verificando que estén dentro de los rangos aceptados.
- Revisar las etiquetas de advertencia y reemplazarlas cuando su grado de deterioro así lo requiera.
- Inspeccionar el estado de los descargadores de sobretensión, así como los fusibles y seccionadores.
- Garantizar el correcto funcionamiento de la parada de emergencia.
- Constatar el funcionamiento del circuito de seguridad de la función de sobre-temperatura.
- Inspeccionar los contactos de la puerta.

Durante las operaciones de mantenimiento el inversor debe estar desconectado y no debe haber tensión, debido al peligro por riesgo eléctrico.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Circuitos eléctricos</p>	<p>Semestralmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspeccionar la cubierta y aislamiento de los cables. <p>Cada dos años:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspeccionar visualmente el estado de los bornes de los circuitos eléctricos. ▪ Reemplazar las terminaciones de las conexiones en caso de presencia de óxido y sulfatación de contactos. ▪ Comprobar el buen estado de las señalizaciones o advertencias de peligro, cambiándolos en caso de ser necesario. <p>Cada cinco años:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Garantizar el aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro.
<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Protecciones eléctricas</p>	<p>Mantenimiento por parte del usuario</p> <p><u>Trimestralmente:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Examinar los mecanismos interiores en busca de irregularidades que, en caso de existir, deben ser reportadas al personal cualificado. <p><u>Anualmente:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Para probar el adecuado funcionamiento de los interruptores diferenciales: <ul style="list-style-type: none"> ○ Accionar el botón de prueba ○ Desconectar el paso de la corriente eléctrica recuperando la posición de reposo del mando de conexión-desconexión. ○ Direcccionar el mando a la posición de desconexión para reinstaurar el suministro eléctrico. • Garantizar el funcionamiento apropiado de los interruptores magnetotérmicos.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 4: Plan de mantenimiento.

	<p>Mantenimiento por parte de personal competente:</p>	<p><u>Anualmente:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Chequear el funcionamiento de todos los interruptores automáticos, interruptores-seccionadores, etcétera, garantizando su estabilidad en las posiciones de abierto y cerrado. <p><u>Cada dos años:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Controlar el estado de los cuadros, mecanismos alejados y conexiones. • Inspeccionar el interruptor de corte, los fusibles de protección, el estado de corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálica. • Restaurar los daños de las cubiertas aislantes de los interruptores. • Revisar de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos (revisar las intensidades nominales). • Garantizar la rigidez dieléctrica entre los conductores.
<p>Puesta a tierra</p>	<p>Anualmente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verificar la continuidad eléctrica durante épocas secas y luego de descargas eléctricas; hacer las reparaciones pertinentes en caso de ser necesario. <p>Cada dos años:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ensayar la línea principal y derivadas de tierra, supervisando la ausencia de corrosión en las conexiones y la continuidad de las líneas. • Garantizar que el valor de la resistencia de tierra sea inferior al mínimo establecido para la instalación. En el caso de estar por fuera del rango definido, se deben suplementar electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer el valor de la resistencia. <p>Cada cinco años:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Restituir los daños del aislamiento de la instalación. • Verificar las condiciones del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores. 	

Tabla 2: Plan de mantenimiento preventivo.

PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Las labores de mantenimiento correctivo deben estar a cargo de una compañía externa especializada, que además proveerá los repuestos necesarios. Esta compañía debe estar autorizada por los distintos fabricantes de los equipos; de lo contrario, se puede anular la garantía legal de los equipos. Las funciones de esta compañía serán:

- Visitar la instalación según los tiempos establecidos o en caso de que se presenten incidencias no previstas.
- Presupuestar los trabajos y reparaciones a que haya lugar.
- Reparar cualquier incidencia en un plazo no mayor a 48 horas, exceptuando condiciones por fuera del control de la compañía especializada.

Tabla 3: Plan de mantenimiento correctivo.



Universidad Internacional de Andalucía

**Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.**

DOCUMENTO 3:

ANEXO 5: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)**

**ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO**

NOVIEMBRE DE 2015.



→ www.atersa.com

atersa
grupo elecnor

Optimum
new range

Solar module (60 cells 6")
A-xxxP GSE (230/235/240/245/250/255/260 W)

- Optimize your installations.
- High module **efficiency** and stable power output based on leading process technology.
- **Outstanding electrical performance** under high-temperature conditions or low-irradiance conditions.
- Ease of installations due to the **innovative engineering design**.
- **Rigorous quality control** meets the highest international standard.
- **Warranty, 10-year workmanship and 25-year performance.**

A unique system in the market, patented by Atersa.

TES
Verified

Please check our website for more detailed information on the terms and conditions of the warranty
→ www.atersa.com

Photovoltaic modules for the future

Photovoltaic modules for the future

A-xxxP GSE (xxx = rated power)

Electrical characteristics							
Maximum Power (P _{max})	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W	260 W
Maximum Power Voltage (V _{mp})	29.49 V	29.72 V	29.95 V	30.23	30.58 V	30.90 V	31.23 V
Maximum Power Current (I _{mp})	7.81 A	7.91 A	8.02 A	8.11	8.18 A	8.26 A	8.34 A
Open Current Voltage (V _{oc})	36.58 V	36.76 V	37.03 V	37.28	37.61 V	37.85 V	38.12 V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.36 A	8.45 A	8.54 A	8.64	8.71 A	8.82 A	8.91 A
Module Efficiency (%)	14.11	14.42	14.73	15.03	15.34	15.65	15.95
Power Tolerance (W)	0/+5						
Maximum Series Fuse Ratings (A)	15						
Maximum System Voltage	DC 1000 V (IEC) / 600 V (UL)						
Normal Operating Cell Temperature (°C)	46±3						

Electrical characteristics tested at Standard Test Conditions (STC), defined as: Irradiance of 1000 w/m², spectrum AM 1.5 and temperature of 25 °C. Tolerance measures STC: ±3% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

Mechanical specifications		Construction materials	
Dimensions	1638x995x40 mm	Front cover (material /type/thickness)	Tempered Glass/grade PV/3.2 mm
Weight	18.7 kg	Cells (quantity/type/dimensions)	60 cells (6x10) /polycrystalline / 156 x 156 mm
Max. static load, front (snow & wind)	5400 Pa	Frame (material/color)	Anodized aluminium alloy /silver
Max. static load, back (wind)	2400 Pa	Junction box (protection degree)	IP65
		Cable (length/cross-section area) / Connector	1100 mm (1000 mm) / 4 mm ² / Combinable MC4

Panel construction generic view

Temperature characteristics

Temp. Coeff. of I _{sc} (TK I _{sc})	0.07% /°C
Temp. Coeff. of V _{oc} (TK V _{oc})	-0.33% /°C
Temp. Coeff. of P _{max} (TK P _{max})	-0.43% /°C
Operating Temperature	-40 to +85 °C

Packaging

Modules/pallet	26 pcs
Pallets/container 40'	28 pcs
Modules/container 40'	728 pcs

Various Temperature (A-240P GSE)

Various Irradiance (A-240P GSE)

NB: The data contained in this documentation are subject to modification without prior notification.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
 Madrid (Spain) +34 915 178 452 • Valencia (Spain) +34 961 038 430

Latest revision: 23/10/14
 Ref.: E-MU-6P 6x10-GSE-C
 © Atersa SL, 2014

INGECON

SUN

Power
Con transformador

ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTIMEGAVATIO

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

Máxima eficiencia a temperaturas elevadas
Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT).

Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

Fácil instalación
No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

Fácil mantenimiento
Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

Software incluido
Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM/GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

RENDIMIENTO

INGECON®SUN 100
Vdc = 450 V

Potencia (kW)	Eficiencia (%)
0	85
10	88
20	92
30	96
40	97
50	97.5
60	97.5
70	97.5
80	97.5
90	97.5
100	97.5

Ingeteam

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

DAVID ALEXANDER CANO TIRADO

4

Universidad Internacional de Andalucía, 2016

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

INGECON SUN		Power con transformador				
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V					
Tensión máxima DC ²⁾	900 V					
Corriente máxima DC	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC ³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V					
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz					
Coseno Phi ⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sl. Smáx-55 kVA	Sl. Smáx-66 kVA	Sl. Smáx-77 kVA	Sl. Smáx-88 kVA	Sl. Smáx-99 kVA	Sl. Smáx-110 kVA
THD ⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m ³ /h					
Consumo en stand-by ⁶⁾	30 W					
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁴⁾ Para P_{K<}>25% de la potencia nominal ⁵⁾ Para P_{K<}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 70 TERNA, Arrêlé 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.

Power

Dimensiones y peso (mm)

50 / 60	900 kg.
70 / 80	1.026 kg.
90 / 100	1.162 kg.

Ingeteam

Photovoltaic Mounting Systems



S:FLEX

Technical Data

LEICHTmount 2.0 S/EW

Aerodynamic flat roof system for southerly and east/west orientation



The new-generation flat roof installation system for PV on residential and commercial property

Aerodynamic, light and quickly installed without roof penetration: The S:FLEX LEICHTmount EU fastening system for framed PV modules offers outstanding installation properties at one of the best price/performance ratios on the market – suitable for the conventional southerly orientation and also for maximum area utilisation through an east/west orientation.

The newest version of the LEICHTmount system has been further improved with higher mounting height, varying row spacing options and earthed module clamps. The result: easier cabling, simpler installation on uneven roofs, optimised shadow area, and earthing in accordance with international specifications.

The system is patented, wind tunnel tested, and certified in accordance with UL 2703/IEC 61215. Version 2.0 also includes an aluminium coated safety membrane which doesn't just stick but rather is permanently fixed with

An overview of the advantages:

- Patented system with optimised static loading characteristics
- Wind tunnel tested to 250 km/h
- Version S available with tilt angle of 5°, 10° or 15°
- Short installation times:
1 kWp with 2 persons in 5/10 minutes
- Low transport costs through a minimised use of materials
- Incl. building protection mats with aluminium lamination
- Problem-free water drainage and optimum module back-ventilation
- Also suitable for roof edge zones
- Including documentation with ballast specifications
- ETL certified according to UL 2703, UL 1703 and IEC 61215

Some of the new features of the LEICHTmount 2.0:

- Greater distance from the roof skin
- Uniform ballast tubs suitable for all system variations
- Two new LEICHTmount S variations with flexible roof spacing options for a shading calculation area of 18° or 25°
- Optimised, easy to install Alpine variation available

© S:FLEX GmbH 09/2015 / Design and engineering is subject to change

Photovoltaic Mounting Systems

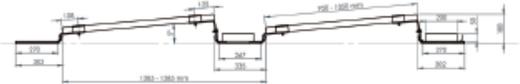
LEICHTmount 2.0 S/EW

Aerodynamic flat-roof system

Technical Data



LEICHTmount 2.0 S
Connector with module clamps



LEICHTmount 2.0 S 5° with a shading calculation area of 18°/335mm row spacing

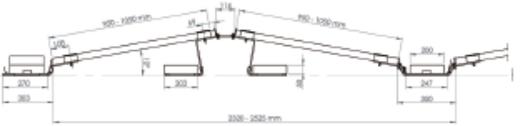


LEICHTmount 2.0 S 10° with a shading calculation area of 18°/527mm row spacing

Additional versions:
 LEICHTmount 2.0 S 10° with a shading calculation area of 25°/380mm row spacing
 LEICHTmount 2.0 S 15° with a shading calculation area of 18°/790mm row spacing
 LEICHTmount 2.0 S 15° with a shading calculation area of 25°/571mm row spacing



LEICHTmount 2.0 EW
Top part with module clamps



LEICHTmount 2.0 EW with a shading calculation area of 18°/464mm row spacing

Note: Subject to the prerequisite that the existing flat roof thermal insulation conforms to the DAA-ds designation according to DIN 4108-10. The load-carrying capacity of the roof and roof cladding must be guaranteed and verified.

LEICHTmount 2.0 S

Module orientation	South
Inclination	5°/10°/15°
Shading calculation area	Inclination 5°: 18° Inclination 10°/15°: 18° or 25°
Module size (LxW)	1559 – 1982 mm x 950 – 1050 mm ¹
Area load	approx. 10 kg/m ² of installed roof area
Building height	25 m max.
Roof inclination	4° max.
Edge clearance	Fitting in the roof edge and corner regions possible
Wind load	up to wind load zone 4
Snow load	Standard version up to 2.4 KN/m ² Alpine version up to 4.4 KN/m ²
Minimum system size	2 rows of 3 modules each/ 3 rows of 2 modules each

LEICHTmount 2.0 E/W

Module orientation	East–West
Inclination	10°
Shading calculation area	18°
Module size (LxW)	1559 – 1982 mm x 950 – 1050 mm ¹
Area load	approx. 15 kg/m ² of installed roof area
Building height	25 m max.
Roof inclination	4° max.
Edge clearance	Fitting in the roof edge and corner regions possible
Wind load	up to wind load zone 4
Snow load	Standard version up to 2.4 KN/m ² Alpine version up to 4.4 KN/m ²
Minimum system size	1 row of 3 module pairs / 2 rows of 2 module pairs each

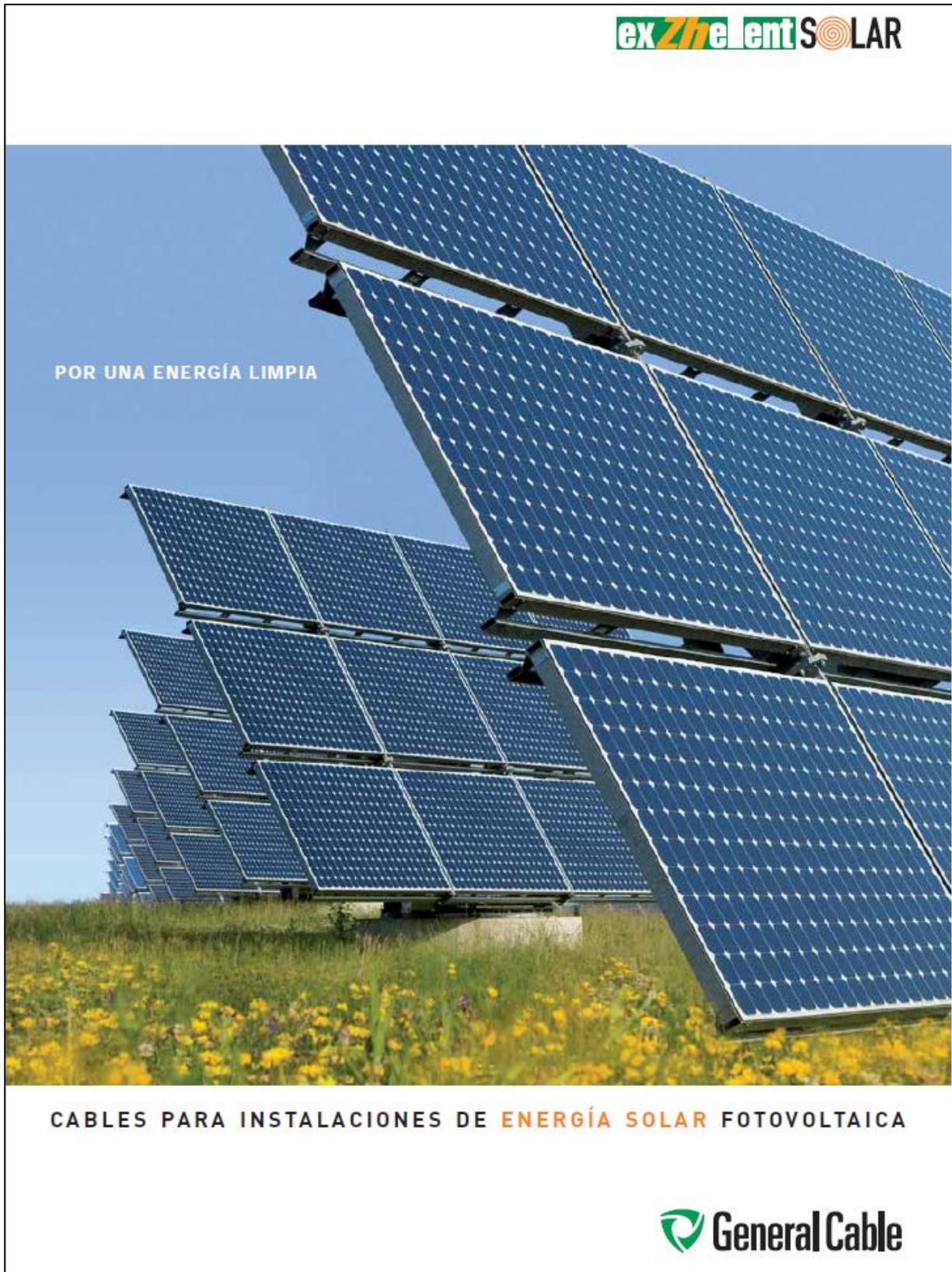
¹ Other module sizes and spacing dimensions upon request.

S:FLEX GmbH Germany • Reinbeker Weg 9 21029 Hamburg Phone +49-(0)40-18 15 46 13 Fax +49-(0)40-18 15 46 14 info@sflex.com www.sflex.com

© S:FLEX GmbH 09/2015 / Design and engineering is subject to change

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



exZhelent SOLAR

POR UNA ENERGÍA LIMPIA

CABLES PARA INSTALACIONES DE **ENERGÍA SOLAR** FOTOVOLTAICA

General Cable

exzhellent SOLAR

CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exzhellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con los cables **Exzhellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE

TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR: 120° C ⁽¹⁾ IEC 60216	RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS Mínima: -40°C IEC 60811-1-4	RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV) UL 1581	RESISTENCIA AL OZONO IEC 60811-2-1	RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA IEC 60811-1-3

VIDA ÚTIL

VIDA ÚTIL 30 AÑOS IEC 60216

RESISTENCIA MECÁNICA

RESISTENCIA AL IMPACTO IEC 60811-1-4	RESISTENCIA A LA ABRASIÓN EN 50305	RESISTENCIA AL DESGARRO IEC 61034-2

ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)

ECOLÓGICO	LIBRE DE HALÓGENOS IEC 60754-1	BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS IEC 60754-2	BAJA OPACIDAD DE HUMOS IEC EN 61034-2	NO PROPAGADOR DEL INCENDIO IEC 60332-3

[1] Hasta 20.000 horas de funcionamiento (IEC 60216-1)

exZhelent SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

PANELES FOTOVOLTAICOS

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6/ 1 kV AC



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico

SERVICIO MÓVIL



Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20°C	Intensidad al Aire (1)	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm ²	kg/km	mm ²	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

(*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■
 (1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

exZhellent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO, LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor:	Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
Aislamiento:	Polietileno Reticulado XLPE (X)
Asiento de Armadura:	Polioléfina libre de halógenos (Z1)
Armadura:	Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta:	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Norma:	AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



SERVICIO FIJO














GUÍA DE INSTALACIÓN DE CABLES FOTOVOLTAICOS

INSTALACIÓN TIPO

1 Sistema de conexión rápida

Welding Solar ZZ-F (AS)
1,8 kV DC - 0,4/1 kV AC

Tipo MC4 • In. Máx. 400 DC • Distancia de contacto: 4-1m Ø • -60°C a 100°C
PVA • Sin mareo de 2,5 x 18 mm • Longitud personalizable

2 Conexión entre placas y paneles fotovoltaicos

Welding Solar ZZ-F (AS)
1,8 kV DC - 0,4/1 kV AC

Secciones habituales: desde 1/25 hasta 1/20 mm • Por petición: espesa de chapa hasta 1/8 mm • Certificado TÜV

3 Instalación BT DC entre paneles y cajas de conexión

Welding Solar ZZ-F (AS)
1,8 kV DC - 0,4/1 kV AC

Secciones habituales: desde 1/2,5 hasta 1/20 mm • Por petición: espesa de chapa hasta 1/8 mm • Certificado TÜV

4 Instalación BT DC entre las cajas de conexiones y el inversor

Welding Solar XZ1FA3Z-K (AS)
1,8 kV DC - 0,4/1 kV AC

Según norma ACNOR CA8038
Secciones desde 1/16 hasta 1/300 mm
Cable con armadura

5 Instalación BT AC desde el transformador

Welding Solar XZ1FA3Z-K (AS)
1,8 kV DC - 0,4/1 kV AC

Según norma ACNOR CA8038
Secciones desde 1/16 hasta 1/300 mm
Cable con armadura

6 Cables para el circuito de MT

HERSATENE RH2 1FA3Z1-OL
VULPREN HERN21FA3Z1

Cable recomendado MT hasta 20 M AT desde 45 M hasta 600 M en líneas subterráneas o aéreas
Cable con armadura

7 Cables para líneas aéreas

Conductores aéreos de aluminio ACSB

Según norma UNE-21180y UNE-EN 50182
AT desde 45 M hasta 600 M Secciones desde 30 mm² hasta 425 mm²

EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS)



Tensión 0,6/1 kV










NORMAS CONSTRUCTIVAS:	NACIONAL/EUROPEA	INTERNACIONAL
UNE 21123-4	UNE-EN 60332-1-2 UNE-EN 50266-2-4 UNE-EN 50267 UNE-EN 61034-2	IEC 60332-1-2 IEC 60332-3-24 IEC 60754 IEC 61034-2

CONSTRUCCIÓN:

- 1.- **CONDUCTOR:**
Cobre flexible clase 5 para instalación fija (-K).
- 2.- **AISLAMIENTO:**
Poliétileno reticulado (R).
- 3.- **CUBIERTA:**
Poliolefina termoplástica ignífuga, libre de halógenos (Z1).

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

La serie de cables EXZHELLENT XXI 1000 V, está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000 V, correspondiendo su designación técnica a RZ1-K (AS).

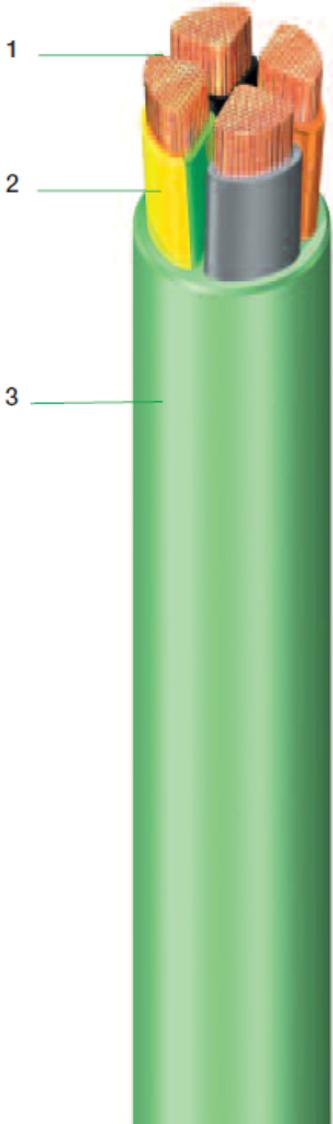
A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración **SECTORFLEX®** con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes **ITC-BT-14** y **15**, en los locales de pública concurrencia según **ITC-BT-28**, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.

Los cables EXZHELLENT XXI 1000 V son productos certificados con la marca AENOR.

Es capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40 °C).

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.



40

EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS)

Tensión 0,6/1 kV



CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE ⁽¹⁾ A	ENTERRADA ⁽²⁾ A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1992106	1x1,5	5,7	50	25	21	27	23,65	29,37
1992107	1x2,5	6,1	60	25	29	36	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	49	58	5,950	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	68	77	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	91	100	2,240	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	116	128	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	144	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	175	183	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	725	65	224	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	935	70	271	265	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1.175	80	314	302	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1.460	90	363	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1.750	95	415	383	0,270	0,234
1992120	1x240	26,6	2.315	135	490	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2.900	155	563	500	0,193	0,142
1992206	2x1,5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1992207	2x2,5	9,4	130	40	33	36	14,20	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	470	65	105	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	705	75	123	128	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	1.010	90	154	154	1,057	1,224
1998214	2x50	21,6	1.200	90	188	183	0,759	0,852
1998215	2x70	25,1	1.650	125	244	224	0,556	0,601
1998216	2x95	28,0	2.130	140	296	265	0,438	0,455
1998217	2x120	31,5	2.705	160	348	302	0,358	0,356
1998218	2x150	34,8	3.345	175	404	342	0,302	0,285
1998219	2x185	38,0	4.025	190	464	383	0,262	0,234
1998220	2x240	43,5	5.340	220	552	442	0,215	0,177

(1) Intensidades máximas admisibles al aire según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-1 bis, método de instalación E para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura ambiente de 40 °C
 (2) Intensidades máximas admisibles enterrado según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-2 bis, método de instalación D para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura del terreno de 25 °C, profundidad de la instalación 700 mm y resistividad térmica del terreno 1,5 K.m/W

Nota: presentación en bobina. Para presentación en rollos, los códigos empiezan por 1997

41

OVR PV SPDs for photovoltaic plants Main features

Features

- SPDs designed by ABB specifically for the protection of photovoltaic plants
- Auto-protected from end-of-life short circuits up to 100 A DC thanks to the integrated thermal protection with direct current breaking capacity
- Removable cartridges
- Versions with and without end-of-life signalling contact
- “Y” configuration for a safer protection
- OVR PV T1 and T2 version



22 OVR PV | The power of nature, the control of technology

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

Main technical specifications		OVR PV T1	OVR PV 40
Reference standards		IEC 61643-11 / UTE C 61740-51 prEN 50639-11	
Configuration		Y	Y
SPDe Type / Test Class		T1 / I	T2 / II
Max. cont. Operating voltage Ucpv	V	670 / 1000	670 / 1000
Nominal discharge current In (8/20 μs)	kA	6,25	20
Impulse current Iimp (10/350 μs)	kA	6,25	-
Maximum discharge current Imax (8/20 μs)	kA	-	40
Voltage protection level Up	kV	1,9 / 2,5	2,8 / 3,8
Short circuit DC current withstand Iscwpv	A	100	100
Back-up protection: - if Iscwpv ≤ 100A - if Iscwpv > 100A		- not required - 10A gPV fuse	- not required - 10A gPV fuse or MCB
Response time	ns	<25	<25
Specific integrated PV thermal disconnecter		Yes	Yes
Pluggable		Yes	Yes
Auxiliary contact		TS	TS
Weight	g	1100	360

Backup protection
only required if Iscwpv > 100 A DC

OVR PV 40 600 P

OVR PV 40 1000 P

Installation diagram

Impulse current Imp (10/350) kA	Maxi discharge current Imax (8/20) kA	Nominal discharge current In (8/20) kA	Voltage protection level Up kV	Max. Cont. Operating Voltage Ucpv V	Short circuit DC current withstand Iscwpv A	Order details Type code	Order code	Bbn 3660308 EAN	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece kg	Pack unit ppc.
Ordering codes												
Type 1 PV, 9 poles												
6,25	-	6,25	1,9	670	100	OVR PV T1 6.25-600 P TS	2CTB803953R6700	518361			1,10	1
6,25	-	6,25	2,5	1000	100	OVR PV T1 6.25-1000 P TS	2CTB803953R6700	518378	NEW		1,10	1
Type 2 PV, 3 poles												
-	40	20	1,4	670	100	OVR PV 40-600 P	2CTB803953R6300	516527			0,38	1
-	40	20	1,4	670	100	OVR PV 40-600 P TS	2CTB803953R6400	516527			0,39	1
-	40	20	3,8	1000	100	OVR PV 40-1000 P	2CTB803953R6400	516534			0,38	1
-	40	20	3,8	1000	100	OVR PV 40-1000 P TS	2CTB803953R6500	516541			0,39	1
Replacement cartridges for Surge Protective Devices												
6,25	-	-	-	600	-	OVR PV T1 6.25-600 C	2CTB803950R1000	518978			0,24	1
6,25	-	-	-	1000	-	OVR PV T1 6.25-1000 C	2CTB803950R1000	518989			0,24	1
-	40	-	-	600	-	OVR PV 40-600 C	2CTB803950R0000	516558			0,12	1
-	40	-	-	1000	-	OVR PV 40-1000 C	2CTB803950R0100	516565			0,12	1
-	-	-	-	-	-	OVR PV MC	2CTB803950R0300	516756			0,12	1

The power of nature, the control of technology | OVR PV 23

Gawe

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC

PROTECCIÓN FUSIBLE

013

FUSIBLES gPV Y PORTAFUSIBLES PV 1000VDC

Con la publicación con fecha 09-2010 de la norma IEC 60269-6 se establece un marco normativo diseñado específicamente para la protección de instalaciones fotovoltaicas. Con esta norma nace la curva gPV que esta especialmente diseñada para proteger contra las sobrecargas moderadas que caracterizan las instalaciones fotovoltaicas. De esta forma la protección actuará a partir de 1,3In asegurando una óptima protección de la instalación.

Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

Conforme a las normas

- IEC 60269-2
- IEC 60269 -6
- IEC 60947- 3

Fusibles

dimensiones	Intensidad nominal(A)	Integrales Energía I2t (A2s)		Potencia disipada (W)		embalaje	referencia	precio/unidad
		Pre-Arco	Total a 1000V	0.8I ⁿ	I ⁿ			
	2	1.2	3.4	0.6	1.0	10	30F2PV	14,79
	3	9.5	26	1.0	1.3	10	30F4PV	14,79
	6	30	90	1.1	1.8	10	30F6PV	14,79
	8	3	32	1.2	2.1	10	30F8PV	14,79
	10	7	70	1.3	2.3	10	30F10PV	14,79
	12	12	120	1.5	2.7	10	30F12PV	14,79
	15	22	220	1.7	2.9	10	30F15PV	14,79
	20	34	240	2.1	3.5	10	30F20PV	14,79
	20	27	568	2.7	5	10	31F20PV	consultar
	25	65	943	2.7	5.1	10	31F25PV	consultar
	32	120	1740	3.3	6.2	10	31F32PV	consultar

Gawe

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC

PROTECCIÓN FUSIBLE

011

Bases portafusibles

dimensiones	Polos	Intensidad máxima I _{max} (A)	embalaje	referencia	precio
	1P	20	12	211PV	7,69
	2P	20	6	212PV	15,93
	1P	32A	6	221PV	16,68

89

Productos

Armarios aislantes Gemini IP 66

Especificaciones técnicas principales	Gemini IP 66
Protección	
Grado de protección	IP 66 (IEC EN 60529)
Aislamiento	clase II
Resistencia	
Material	termoplástico moldeado de inyección mixta
Resistencia al calor y al fuego	hasta 750 °C (IEC EN 60695-2-11)
Resistencia a golpes	IK10 (IEC EN 50102)
Protección contra productos químicos y los elementos	agua, soluciones salinas, ácidos, bases, aceites minerales, rayos UV
Temperatura de funcionamiento	-25 °C...+100 °C
Funcionamiento	
Tensión asignada de aislamiento	1000 V CA – 1500 V CC
Flexibilidad AnxAIxP, dimensiones externas	6 tamaños de 335 x 400 x 210 mm a 840 x 1005 x 360 mm, módulos DIN de 24 a 216
Instalación	Montaje a presión de todos los componentes
Normas, calidad, entorno	IEC EN 50298, IEC 23-48, IEC 23-49, IEC 60670, IEC EN 60439-1 Marca IMQ según la norma IEC EN 50298. Completamente reciclable

Cajas y puertas

- Color gris RAL 7035

Tamaño	Externo AnxAIxP (mm)	Interno AnxAIxP (mm)	Núm. máx. Mód. DIN
1	335 x 400 x 210	250 x 300 x 180	24 (12 x 2)
2	460 x 550 x 260	375 x 450 x 230	54 (18 x 3)
3	460 x 700 x 260	375 x 600 x 230	72 (18 x 4)
4	590 x 700 x 260	500 x 600 x 230	96 (24 x 4)
5	590 x 855 x 360	500 x 750 x 330	120 (24 x 5)
6	840 x 1005 x 360	750 x 900 x 330	216 (36 x 6)

ABB Soluciones para energía solar | Productos de baja tensión 41

S800PV-S Characteristic S

Photovoltaic string protection with interchangeable cage terminal

Icu	Rated current		Type designation	Product number	EAN number	Weight	Pack.
	[kA]	[A]					
5	10		S802PV-S10	2CCP842001R1109	10939	0.49	1
	13		S802PV-S13	2CCP842001R1139	10946	0.49	1
	16		S802PV-S16	2CCP842001R1169	10953	0.49	1
	20		S802PV-S20	2CCP842001R1209	10960	0.49	1
	25		S802PV-S25	2CCP842001R1259	10977	0.49	1
	32		S802PV-S32	2CCP842001R1329	10984	0.49	1
	40		S802PV-S40	2CCP842001R1409	10991	0.49	1
	50		S802PV-S50	2CCP842001R1509	11004	0.49	1
	63		S802PV-S63	2CCP842001R1639	11011	0.49	1
	80		S802PV-S80	2CCP842001R1809	11028	0.49	1
	100		S802PV-S100	2CCP842001R1829	14968	0.49	1
	125		S802PV-S125	2CCP842001R1849	14999	0.49	1
5	10		S803PV-S10	2CCP843001R1109	11035	0.74	1
	13		S803PV-S13	2CCP843001R1139	11042	0.74	1
	16		S803PV-S16	2CCP843001R1169	11059	0.74	1
	20		S803PV-S20	2CCP843001R1209	11066	0.74	1
	25		S803PV-S25	2CCP843001R1259	11073	0.74	1
	32		S803PV-S32	2CCP843001R1329	11080	0.74	1
	40		S803PV-S40	2CCP843001R1409	11097	0.74	1
	50		S803PV-S50	2CCP843001R1509	11103	0.74	1
	63		S803PV-S63	2CCP843001R1639	11110	0.74	1
	80		S803PV-S80	2CCP843001R1809	11127	0.74	1
	100		S803PV-S100	2CCP843001R1829	14975	0.74	1
	125		S803PV-S125	2CCP843001R1849	15002	0.74	1
5	10		S804PV-S10	2CCP844001R1109	11134	0.98	1
	13		S804PV-S13	2CCP844001R1139	11141	0.98	1
	16		S804PV-S16	2CCP844001R1169	11158	0.98	1
	20		S804PV-S20	2CCP844001R1209	11165	0.98	1
	25		S804PV-S25	2CCP844001R1259	11172	0.98	1
	32		S804PV-S32	2CCP844001R1329	11189	0.98	1
	40		S804PV-S40	2CCP844001R1409	11196	0.98	1
	50		S804PV-S50	2CCP844001R1509	11202	0.98	1
	63		S804PV-S63	2CCP844001R1639	11219	0.98	1
	80		S804PV-S80	2CCP844001R1809	11226	0.98	1
	100		S804PV-S100	2CCP844001R1829	14982	0.98	1
	125		S804PV-S125	2CCP844001R1849	15019	0.98	1

Gawe

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC | 017

INTERRUPTORES-SECCIONADORES DE POTENCIA

INTERRUPTORES-SECCIONADORES DE POTENCIA



SOLARTEC

Funciones

Los interruptores-seccionadores de la serie 55DC aseguran el corte en carga y el seccionamiento de seguridad de los circuitos eléctricos de potencia en aplicaciones fotovoltaicas.

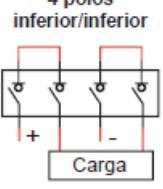
Conforme a las normas

- IEC 60947-3
- EN 60947-3
- VDE 0660-107 (1992)
- IEC 60364-4-410 (Protección para garantizar la seguridad frente a los choques eléctricos).
- IEC 60364-7-712 (Norma aplicable a las instalaciones fotovoltaicas).
- DIN VDE 0126

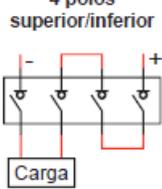
Características generales

- Corte plenamente aparente.
- Alta resistencia térmica y dinámica.
- Categorías de empleo DC-21.

4 polos inferior/inferior

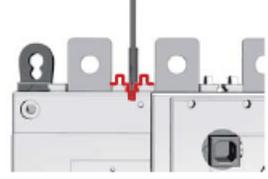


4 polos superior/inferior



Conexión en serie y transferencia de calor

En corriente alterna el cableado actúa como disipador de calor, sin embargo en corriente continua el los puentes de conexión entre terminales se convierten en un punto de generación de calor incrementando sensiblemente la temperatura. Un correcto diseño y dimensionamiento de los puentes de conexión resulta necesario para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación.



Diseño específico para ambientes con Grado de polución 3

Entornos de instalaciones en que los cambios de temperatura producen efectos de condensación o en que existe una elevada presencia de partículas en el aire, requieren de productos que sean aptos a resistir estas condiciones sin afectar la seguridad del aislamiento. Los seccionadores 1000V están diseñados con distancias de aislamiento incrementadas y fabricados en materiales altamente aislantes.



Tecnología de contactos patentada

El concepto de corte patentado permite una rápida extinción del arco y corte de la corriente.

Los contactos del interruptor están encapsulados en poliéster reforzado con fibra de vidrio aportando propiedades de contención del arco y eficiencia mecánica. En consecuencia podemos utilizar los interruptores en entornos difíciles y aplicaciones exigentes.

Gawe

COMPONENTES Y EQUIPOS SOLARTEC | 017

INTERRUPTORES-SECCIONADORES DE POTENCIA

Categoría de empleo DC-21 <1000V

talla	intensidad	Categoría de empleo	referencia	precio
 Talla 1	125 A	400V	55DC4014	137,44
	80 A	600V		
	63 A	800V		
 Talla 2	250 A	400V	55DC4026	199,31
	125 A	800V		

Categoría de empleo DC-21 1000V

talla	intensidad	referencia	precio
 Talla 2	125 A	55PV4012	156,52
	180 A	55PV4016	184,00
	200 A	55PV4020	206,63
	250 A	55PV4025	274,77
	315 A	55PV4031	338,60
	400 A	55PV4040	consultar
	500 A	55PV4050	consultar
 Talla 3	630 A	55PV4063	consultar
	800 A	55PV4080	consultar

Dimensiones

Talla	Altura		Cubrebornes				Caja										Conexión									
	C	D min.	AC	AD	F 4p	G	H	J1 4p	J2	K	BC	M 4p	N	R	T	U	U1	V	W	X1 4p	X2	Y	Z	AA	BA	CA
1	120	125	235	50	170	93	65	75	75	31,5	80	150	65	5,5	36	20	20,5	25	9	22	20	3,5	20,5	135	115	10
2	130	135	280	60	230	108	75	105	105	34	115	210	80	5,5	50	25	20,5	30	11	33	27	3,5	22,5	160	130	15
3	160	165	401	89	290	170	110	135	135	55	115	270	140	7	65	32	45,5	37,5	11	37,5	37,5	5	36	235	205	15

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



Catálogo técnico - Preliminar

SACE Tmax XT

Nuevos interruptores automáticos en caja moldeada de baja tensión, de hasta 250 A

Power and productivity for a better world™ **ABB**

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

		
	Características principales	1
	Las gamas SACE Tmax XT	2
	Accesorios	3
	Curvas características e información técnica	4
	Dimensiones generales	5
	Esquemas eléctricos	6
	Códigos para efectuar el pedido	7
	Glosario	8
		1SDC210033D0702

Nuevos SACE Tmax XT. Simplemente eXTraordinarios.



ABB SACE se complace en presentarles el resultado de un largo e intenso proyecto de investigación y desarrollo: los nuevos SACE Tmax XT hasta 250A, la nueva familia de interruptores automáticos en caja moldeada de ABB SACE.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



Nace hoy una gama de interruptores muy evolucionada, que cuenta con una versatilidad de utilización incomparable y logra resolver en modo brillante todo tipo de problema de instalación.

Los nuevos SACE Tmax XT se ofrecen en versión tripolar y tetrapolar, fijos, enchufables y extraíbles, equipados con relés termomagnéticos y electrónicos de última generación, con posibilidad de intercambiabilidad. Los nuevos SACE Tmax XT establecen un nuevo estándar tecnológico y les ofrecen

libertad para crear y realizar instalaciones con un rendimiento extraordinario. Extraordinaria demostración de la capacidad de innovación de ABB SACE.

Extraordinaria electrónica de última generación. Extraordinaria respuesta a todo tipo de exigencia de instalación.

Extraordinarias prestaciones y reducidas dimensiones.

Extraordinaria facilidad de instalación y de puesta en servicio.

Extraordinaria gama de accesorios disponibles.

[Nuevos SACE Tmax XT. Simplemente eXtraordinarios.](#)

3

Nuevos SACE Tmax XT. Una gama eXTraordinariamente completa.



He aquí los 4 nuevos tamaños SACE Tmax XT:

- el pequeño XT1, hasta 160A;
- el XT2, de elevada performance, hasta 160A;
- el XT3, extremadamente fiable, hasta 250A;
- el potente XT4, hasta 250A.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



Los nuevos SACE Tmax XT cubren todas las aplicaciones y no temen ninguna prueba porque han sido realizados para responder brillantemente a todas las exigencias de instalación, desde las más estándares a aquellas tecnológicamente más avanzadas, mérito del carácter exhaustivo de la gama. Una oferta completa hasta 250A para la distribución, para medición de energía, la protección de motores, generadores, seccionadores y toda otra exigencia. Una nueva gama de relés de protección, tanto termomagnéticos como también electrónicos, intercambiables ya en

los tamaños más pequeños. Sin olvidar la renovada y amplia disponibilidad de accesorios, dedicados a veces a aplicaciones particulares.

Usted sólo deberá elegir: los XT1 y XT3 para realizar instalaciones estándares con la indiscutible fiabilidad y seguridad ABB SACE, XT2 y XT4 para realizar instalaciones tecnológicamente avanzadas, con las más altas prestaciones.

Nuevos SACE Tmax XT, en todos sus modelos... simplemente extraordinarios.

[Nuevos SACE Tmax XT. XTreme protection.](#)

Nuevos SACE Tmax XT. eXTraordinaria electrónica de vanguardia.



Una nueva gama de relés electrónicos totalmente renovada, de elevada performance y extremadamente versátil. Ekip: es éste el nombre de los nuevos relés de microprocesador de ultimísima generación que equipan los nuevos tamaños de interruptores SACE Tmax XT2 y SACE Tmax XT4.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



Los relés son intercambiables y garantizan la máxima fiabilidad y precisión en las actuaciones. Todos los Ekip cuentan, además del LED verde fijo que indica el funcionamiento correcto del relé unidad de protección, también con LED para la señalización de la actuación de todas las funciones de protección.

Para permitir a los Ekip comunicar e intercambiar informaciones con otros dispositivos bastará incorporar dentro del interruptor el módulo Ekip Com, dejando espacio libre dentro del cuadro eléctrico.

Todos los Ekip pueden ser equipados con una vasta gama de accesorios dedicados. Los principales son:

- el Ekip Display, a aplicar en la parte frontal del relé electrónico, que permite una fácil configuración y la perfecta lectura de todas las informaciones;
 - el Kkip LED Meter, un dispositivo a instalar en la parte frontal del relé para una lectura más simple de la corriente;
 - el Ekip TT, la nueva unidad de trip test;
 - el Ekip T&P, la extraordinaria unidad de test y programación.
- Por último, por primera vez, también en el tamaño 160A, se ofrece la protección G de defecto a tierra y una función integrada de medición está presente en el tamaño de 250A. Ekip: no es sencillamente eXtraordinario?
[Nuevos SACE Tmax XT. XTended technology.](#)



Características constructivas

Índice

Características constructivas	1/2
Normas y Estándares de referencia	1/5
Identificación de los interruptores SACE Tmax XT	1/6
Nomenclatura de los relés de protección y de los relés de protección diferencial	1/7

1/1

1SDC210033D0702

Características constructivas							
XT1							
Tamaño ^{12.1)}	[A]	160					
Polos	[N]	3, 4					
Tensión asignada de empleo, Ue ^{12.4)}	(AC) 50-60Hz	[M]	690				
	(DC)	[M]	500				
Tensión asignada de aislamiento, Ui ^{12.5)}		[M]	600				
Tensión asignada soportada a impulso, Uimp ^{12.6)}		[kV]	6				
Versiones			Fijo, Enchufable ¹³⁾				
Poderes de corte según IEC 60947-2			B	C	N	S	H
Poder asignado de corte último en cortocircuito, Icu^{12.7)}							
Icu @ 220-230-240V 50-60Hz (AC)	[kA]	25	40	65	85	100	
Icu @ 380V 50-60Hz (AC)	[kA]	18	25	36	50	70	
Icu @ 415V 50-60Hz (AC)	[kA]	18	25	36	50	70	
Icu @ 440V 50-60Hz (AC)	[kA]	15	25	36	50	65	
Icu @ 500V 50-60Hz (AC)	[kA]	9	18	30	36	50	
Icu @ 525V 50-60Hz (AC)	[kA]	8	8	22	35	35	
Icu @ 690V 50-60Hz (AC)	[kA]	3	4	6	8	10	
Icu @ 250V (DC) 2 polos en serie	[kA]	18	25	36	50	70	
Icu @ 500V (DC) 2 polos en serie	[kA]	-	-	-	-	-	
Icu @ 500V (DC) 3 polos en serie ¹⁴⁾	[kA]	18	25	36	50	70	
Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito, Ics^{12.8)}							
Ics @ 220-230-240V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	100%	75% (50)	75%	75%	
Ics @ 380V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	100%	100%	100%	75%	
Ics @ 415V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	100%	100%	75%	50% (37,5)	
Ics @ 440V 50-60Hz (AC)	[kA]	75%	50%	50%	50%	50%	
Ics @ 500V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	50%	50%	50%	50%	
Ics @ 525V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	100%	50%	50%	50%	
Ics @ 690V 50-60Hz (AC)	[kA]	100%	100%	75%	50%	50%	
Ics @ 250V (DC) 2 polos en serie	[kA]	100%	100%	100%	100%	75%	
Ics @ 500V (DC) 2 polos en serie	[kA]	-	-	-	-	-	
Ics @ 500V (DC) 3 polos en serie ¹⁴⁾	[kA]	100%	100%	100%	100%	75%	
Poder asignado de cierre en cortocircuito, Icm^{12.9)}							
Icm @ 220-230-240V 50-60Hz (AC)	[kA]	52,5	84	143	187	220	
Icm @ 380V 50-60Hz (AC)	[kA]	36	52,5	75,6	105	154	
Icm @ 415V 50-60Hz (AC)	[kA]	36	52,5	75,6	105	154	
Icm @ 440V 50-60Hz (AC)	[kA]	30	52,5	75,6	105	143	
Icm @ 500V 50-60Hz (AC)	[kA]	13,6	36	63	75,6	105	
Icm @ 525V 50-60Hz (AC)	[kA]	9,18	13,6	46,2	73,5	73,5	
Icm @ 690V 50-60Hz (AC)	[kA]	4,26	5,88	9,18	13,6	17	
Poderes de corte según NEMA-AB1							
@ 240V 50-60Hz (AC)	[kA]	25	40	65	85	100	
@ 480V 50-60Hz (AC)	[kA]	8	18	30	36	65	
Categoría de utilización (IEC 60947-2)				A			
Normas de referencia				IEC 60947-2			
Aptitud al seccionamiento				✓			
Fijación en perfil DIN				DIN EN 50022			
Durabilidad mecánica ^{12.14)}	[N, Maniobras]	25000					
	[N, Maniobras/hora]	240					
Durabilidad eléctrica @ 415V (AC) ^{12.15)}	[N, Maniobras]	8000					
	[N, Maniobras/hora]	120					
Dimensiones básicas Fijo				76,2 x 70 x 130			
(Ancho/Profundidad/Altura)	3 polos			[mm]			
	4 polos			101,6 x 70 x 130			
				[mm]			
Tiempo de apertura total							
Interruptor con relé de apertura	[ms]	15					
Interruptor con relé de mínima	[ms]	15					
Relés de protección para distribución de potencia							
TMD/TMA				■			
TMD				■			
Ekip LS/I				■			
Ekip I				■			
Ekip LSI				■			
Ekip LSI/C				■			
Ekip E				■			
Relés de protección para protección motores							
MF/MA				■			
Ekip M-I				■			
Ekip M-LIU				■			
Ekip M-LRIU				■			
Relés de protección para protección generadores							
TWG				■			
Ekip G-LS/I				■			
Relés de protección para Protección Neutro Sobredimensionado							
Ekip N-LS/I				■			
Relés de protección intercambiables							
Peso Fijo	3/4 polos	[kg]	1,1 / 1,4				
Enchufable (terminales EF)	3/4 polos	[kg]	2,21 / 2,82				
Extrable (terminales EF)	3/4 polos	[kg]	2,21 / 2,82				
¹⁾ 90kA@690V solo para XT4 160. Disponible en breve, solicitar información a ABB SACE ¹⁴⁾ XT1 500V DC 4 4 polos en serie ■ Interruptor completo ¹²⁾ XT1 enchufable In max=125A ¹⁵⁾ XT4 750V DC por favor, preguntar la disponibilidad a ABB SACE ▲ Relé suizo							
1/2							
1SDC210033D0702							

Características constructivas

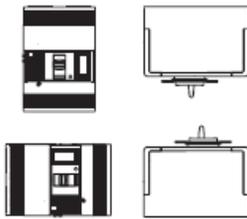
Las notas presentes en el catálogo técnico entre paréntesis ^(G1,x,xx) se refieren al Glosario presente en el capítulo final del catálogo técnico.



Maniobra Positiva

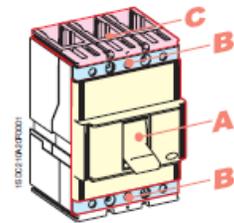
Todos los interruptores automáticos en caja moldeada de la familia SACE Tmax XT presentan las siguientes características constructivas:

- doble aislamiento^(G1.5);
- maniobra positiva^(G1.5);
- aptitud al seccionamiento^(G1.7);
- compatibilidad electromagnética^(G1.5);
- tropicalización^(G1.5);
- resistencia a los choques y a las vibraciones^(G1.10);
- alimentación de arriba hacia abajo o viceversa;
- versatilidad de la instalación. Es posible montar el interruptor en posición horizontal, vertical o acostado, sin ningún decaimiento de las características nominales;
- ningún decaimiento de las prestaciones nominales en caso de utilización hasta 2000m de altitud. Más allá de los 2000m las propiedades de la atmósfera (composición del aire, capacidad dieléctrica, poder refrigerante, presión) se modifican, afectando a los principales parámetros que definen el interruptor. La tabla a continuación expone las modificaciones a los principales parámetros de rendimiento;



Posiciones de Instalaciones

Altitud		2000m	3000m	4000m	5000m
Tensión asignada de servicio, Ue	[V]	690	600	540	470
Corriente permanente asignada	%	100	98	93	90



- los interruptores SACE Tmax XT se pueden emplear en ambientes con temperaturas comprendidas entre -25 °C y +70 °C y pueden ser almacenados en ambientes con temperaturas comprendidas entre -40 °C y +70 °C. Para la utilización con temperaturas diferentes a 40 °C véase el párrafo "Prestaciones en temperatura" en el capítulo Curvas "Características e Informaciones técnicas";
- diversos grados de protección IP^(G1.11) (International Protection);

Interruptor

	Con Frontal	Sin frontal ⁽¹⁾	Con frontal para palanca -FLD-	Con mandos giratorios	Con Mando Reenviado y Accesorio IP54	Con cubrebornes altos HTC	Con cubrebornes bajos LTC
A	IP40	IP20	IP40	IP40	IP54	IP40	IP40
B	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP40	IP40
C	NC	NC	NC	NC	NC	IP40	IP30

⁽¹⁾ Durante la instalación de los accesorios eléctricos
NC: No clasificable

Accesorios

	Motor MOD, MOE y MOE-E	Diferenciales	Diferencial de cuadro RCQ020	Equipo de conmutación automática de redes ATS021 y ATS022
Frontales	IP30	IP40	IP41	IP40



Pulsador test

- todos los interruptores de la familia SACE Tmax XT cuentan con pulsador test que permite efectuar la prueba de disparo. Esta prueba se deberá efectuar con el interruptor cerrado y sin corriente.

Normas y Estándares de referencia



Holograma

Conformidad con las Normas

Los interruptores de la familia SACE Tmax XT y los respectivos accesorios han sido fabricados en conformidad con:

- Normativa^(66.1):
 - IEC 60947-2;
- Directivas^(66.2):
 - Directiva CE "Low Voltage Directives" (LVD) nº 2006/95/CE (en sustitución de la 73/23/CEE y sucesivas modificaciones);
 - Directiva CE "Electromagnetic Compatibility Directive" (EMC) 2004/108/CE;
- Registros Navales^(66.3) (contactar ABB SACE para conocer las versiones disponibles):
 - Lloyd's Register of Shipping, Germanischer Lloyd, Bureau Veritas, Rina, Det Norske Veritas, Russian Maritime Register of Shipping, ABS.



La certificación de conformidad con las Normas de producto se efectúa en el laboratorio de prueba ABB SACE (reconocido por el SINAL) de conformidad con la Norma europea EN 45011, del organismo de certificación italiano ACAE (Asociación para la Certificación de los Equipos Eléctricos), miembro de la organización europea LOVAG (Low Voltage Agreement Group) y del organismo de certificación sueco SEMKO perteneciente al organismo internacional IECEE.



La serie SACE Tmax XT presenta en la parte frontal un holograma, realizado con técnicas especiales anti-falsificación, que garantizan la calidad y la originalidad del interruptor como producto ABB SACE.



Sistema de Calidad Empresarial

El Sistema de Calidad ABB SACE respeta las siguientes normativas:

- Norma internacional ISO 9001;
- (equivalente) Normas europeas EN ISO 9001;
- (equivalente) Normas italianas UNI EN ISO 9001;
- IRIS Norma Internacional de la Industria Ferroviaria.



Registros navales

El Sistema de Calidad ABB SACE obtuvo en el año 1990 la primera certificación con el organismo de certificación RINA.

Sistema de Gestión Ambiental, Responsabilidad Social y Ética

La preservación del ambiente es uno de los principales compromisos asumidos por ABB SACE. Lo confirma la realización de un Sistema de Gestión Ambiental certificado RINA (ABB SACE ha sido la primera industria del sector electromecánico en Italia que ha logrado este reconocimiento) en conformidad con la Norma internacional ISO14001. En 1999 el Sistema de Gestión Ambiental fue integrado con el Sistema de Gestión de la Salud y la Seguridad en los lugares de trabajo, de conformidad con la Norma OHSAS 18001 y, sucesivamente, en el año 2005, con la Norma SA 8000 (Social Accountability 8000), comprometiéndose al respeto de las reglas de ética del trabajo y de las condiciones laborales.

El compromiso en la preservación del ambiente se lleva a cabo a través de:

- la elección de los materiales y de los procesos de embalaje que optimizan el real impacto ambiental del producto;
- la utilización de materiales reciclables;
- el respeto voluntario de la directiva RoHS^(66.4).

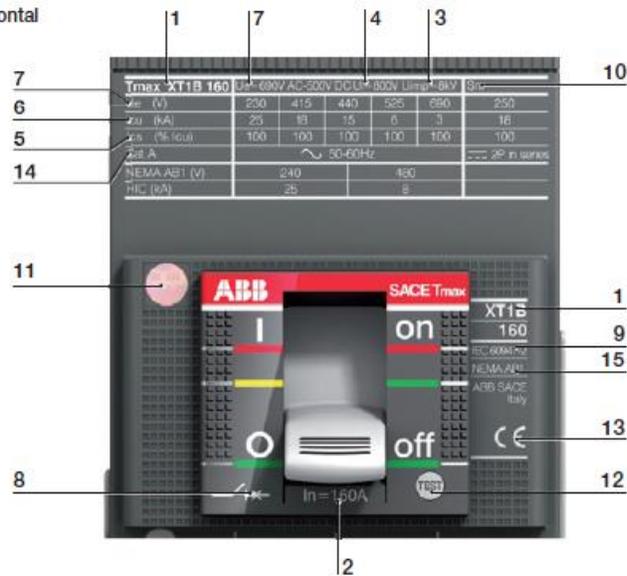
Los reconocimientos relativos a ISO 14001, 18001 y SA8000 junto con la norma ISO 9001 permite obtener la CERTIFICACIÓN RINA BEST FOUR.

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

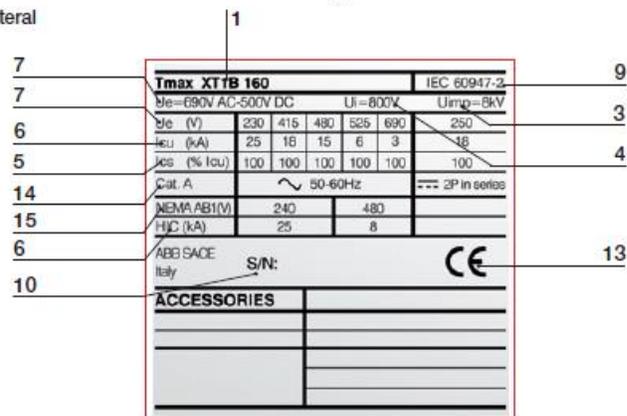
Normas y Estándares de referencia

Las características del interruptor están expuestas en la placa de datos característicos presente en el frontal del interruptor y también en la placa lateral.

Placa frontal



Placa lateral



- 1 Nombre del interruptor y referencia del poder de corte¹⁾
- 2 In: Intensidad nominal del interruptor¹⁾
- 3 U_{imp}: tensión asignada soportada a impulso¹⁾
- 4 U_i: tensión de aislamiento¹⁾
- 5 I_{cs}: poder asignado de corte de servicio en cortocircuito¹⁾
- 6 I_{cu}: poder asignado de corte último en cortocircuito¹⁾
- 7 U_e: tensión asignada de servicio¹⁾
- 8 Símbolo aptitud al seccionamiento¹⁾
- 9 Norma de referencia IEC 60947-2¹⁾
- 10 Número de matrícula
- 11 Holograma
- 12 Pulsador test
- 13 Marcado CE
- 14 Categoría de Utilización
- 15 Norma de referencia NEMA-AB1

¹⁾ De conformidad con la Norma IEC 60947-2

Nomenclatura de los relés de protección y relés de protección diferencial

Las siguientes tablas muestran detalladamente la lógica con la que han sido ideados los nombres de los relés termomagnéticos, electrónicos y de los dispositivos de protección diferencial.

Relés Magnéticos

Nombre Familia		Protección
M: Magnético	+	F: con umbral fijo A: con umbral regulable

Relés Termomagnéticos

Nombre Familia		Protección
TM: Termomagnético	+	A: con umbrales térmico y magnético regulables D: con umbral térmico regulable y magnético fijo G: con umbral térmico regulable y magnético fijo (para protección generadores)

Ejemplo:

- MA: relé solo magnético, con umbral de protección regulable;
- TMD: relé termomagnético, con umbral de protección térmica regulable y magnético fijo;
- TMG: relé termomagnético, con umbral de protección térmica regulable y magnético fijo, específico para la protección de generadores.

Relés Electrónicos

Nombre Familia		Aplicación		Protección	Interruptor ⁽¹⁾
Ekip	+	...: Distribución M: Protección motor G: Protección generador N: Neutro sobredimensionado E: Mediciones de energía	+	I LS/I LSI LSIG LIU LRIU	XT2 XT4

⁽¹⁾ El campo interruptor se deberá especificar sólo para los relés sueltos.

Ejemplo:

- Ekip LS/I: relé electrónico para la protección de las redes de distribución, con funciones de protección "L" contra la sobrecarga, y como alternativa, la función de protección "S" contra el cortocircuito retardado o bien la función de protección "I" contra el cortocircuito instantáneo;
- Ekip M-LRIU: relé electrónico para la protección motores, con funciones de protección LRIU;
- Ekip N-LS/I XT2: relé electrónico suelto para la protección de neutro sobredimensionado, con funciones de protección "L" contra la sobrecarga, y como alternativa, la función de protección "S" contra el cortocircuito retardado o bien la función de protección "I" contra el cortocircuito instantáneo.

Relés de Protección Diferencial

Nombre Familia		Tipología
RC	+	Inst: Instantáneo de tipo "A" Sel: selectivo de tipo "A" Sel 200: selectivo de tipo "A" rebajado a 200mm B Type: selectivo de tipo "B"

Ejemplo:

- RC Inst: relé para la protección diferencial con tiempo instantáneo;
- RC Sel 200: relé para la protección diferencial con tiempo de actuación regulable, rebajado a 200mm;
- RC B Type: relé para la protección diferencial selectivo de tipo "B".

OVR Type 1+2 surge protective devices TNS/TT 230 V 1Ph+N and 3Ph+N networks

General technical data

Types	OVR T1+2 1N 7-275s P	OVR T1+2 3N 7-275s P	OVR T1+2 4L 7-275s P	OVR HL 4L 15-440s P TS	OVR T1+2 3N 15-255-7
Technology	with auxiliary contact (TS) Varistor	Varistor	Varistor	Varistor	Spark-gap
Wiring diagram					
Electrical features	IEC 61643-1 / EN 61643-11				
Standard	IEC 61643-1 / EN 61643-11				
Type / test class	T1+T2 / I-II	T1+T2 / I-II	T1+T2 / I-II	T1+T2 / I-II	T1+T2 / I-II
Protected lines	1+1	3+1	4	4	3+1
Types of networks	TNS / TT	TNS / TT	TNS	TNS	TNS / TT
Type of current	AC	AC	AC	AC	AC
Nominal voltage Un	V 230 / 400	V 230 / 400	V 230 / 400	V 230 / 400	V 230 / 400
Maximum continuous operating voltage U _c	V 275	V 275	V 275	V 440	V 255
Maximum impulse current I _{imp} (10/350)	kA 7	kA 7	kA 7	kA 15	kA 15
Maximum impulse current Tot. I _{imp} (10/350)	kA 15	kA 30	kA 30	kA 60	kA 50
Maximum discharge current I _{max} (8/20)	kA 70	kA 70	kA 70	kA 100	kA 60
Nominal discharge current I _n (8/20)	kA 7	kA 7	kA 7	kA 5	kA 15
Follow current interrupting rating I _{fi}	kA -	kA -	kA -	kA -	kA 7
Voltage protection level Up at I _n (L-NN-PE/L-PE)	kV 0.9 / 1.4 / 1.4	kV 0.9 / 1.4 / 1.4	kV - / - / 1.4	kV - / - / 1.4	kV 1.7 / 1.5 / 1.7
Voltage protection level Up at 3 kA (L-NN-PE/L-PE)	kV 0.8 / 0.8 / 0.8	kV 0.8 / 0.8 / 0.8	kV - / - / 0.8	kV - / - / 1.2	kV 0.9 / 0.9 / 0.9
TOV (Temporary overvoltage) withstand Ut (L-N: 5 s / N-PE: 200 ms)	V 334 / 1200	V 334 / 1200	V 334 / -	V 440 / -	V 650 / 1200
Response time	ms < 25	ms < 25	ms < 25	ms < 25	ms < 100
Residual current I _{PE}	µA 10	µA 10	µA 200	µA 200	µA 1000
Short-circuit withstand capability I _{scor}	kA 50	kA 50	kA 50	kA 50	kA 50
Backup protection					
Fuse (gG - gL)	A < 50	A < 50	A < 50	A < 50	A < 125
Circuit breaker (B or C curve)	A < 50	A < 50	A < 50	A < 50	A < 125
Pluggable cartridge	Yes	Yes	Yes	Yes	No
Integrated thermal disconnect	Yes	Yes	Yes	Yes	-
State indicator	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Safety reserve	Yes	Yes	Yes	Yes	No
Auxiliary contact	No	No	No	Yes	No
Installation					
Wire range (L, N, PE)					
Solid wire	mm ² 2.5...25	mm ² 2.5...25	mm ² 2.5...25	mm ² 2.5...50	mm ² 2.5...50
Stranded wire	mm ² 2.5...16	mm ² 2.5...16	mm ² 2.5...16	mm ² 2.5...35	mm ² 2.5...35
Stripping length (L, N, PE)	mm 12.5	mm 12.5	mm 12.5	mm 15	mm 15
Tightening torque (L, N, PE)	Nm 2	Nm 2	Nm 2	Nm 3.5	Nm 3.5
Auxiliary contact (TS)					
Contact complement	-	-	-	1 NO - 1 NC	-
Minimum load	-	-	-	12 V DC - 10 mA	-
Maximum load	-	-	-	250 V AC - 1 A	-
Connection cross-section	mm ² -	mm ² -	mm ² -	mm ² 1.5	mm ² -
Miscellaneous characteristics					
Storing and operating temperature	°C -40 to +80	°C -40 to +80	°C -40 to +80	°C -40 to +80	°C -40 to +80
Degree of protection	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Fire resistance according to UL 94	V0	V0	V0	V0	V0
Dimensions					
height x width x depth	mm 85 x 35 x 64.8	mm 85 x 71.2 x 64.8	mm 85 x 71.2 x 64.8	-	mm 85 x 89 x 70.8
	inches 3.35 x 1.38 x 2.55	inches 3.35 x 2.80 x 2.55	inches 3.35 x 2.80 x 2.55	-	inches 3.35 x 3.50 x 2.79
with auxiliary contact (TS)					
height x width x depth	mm -	mm -	mm -	mm 90 x 142.4 x 65	mm -
	inches -	inches -	inches -	inches 3.54 x 5.60 x 2.56	inches -

ABB System pro M compact® | 37

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.



Novedad de producto

Protección diferencial industrial

Relé diferencial RD3

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

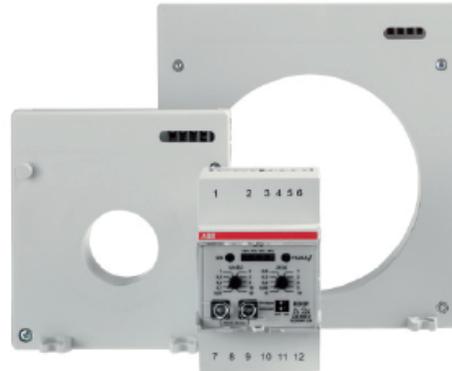
Características generales

ABB amplía su gama de protección diferencial RD añadiendo el nuevo relé diferencial electrónico **RD3** con toroide separado conforme con el estándar internacional IEC60947-2 (Anexo M*).

La gama **RD3** se presenta en dos versiones: **RD3M** (con pre-alarma) y **RD3P** (con pre-alarma e indicación visual del incremento porcentual de $I_{\Delta n}$). Ambas permiten la perfecta combinación con toda la serie de interruptores automáticos modulares S200 y los interruptores automáticos de caja moldeada Tmax hasta T5, para instalaciones industriales.

Entre sus funciones básicas cuenta con:
Regulación de la corriente de intervención diferencial (sensibilidad $I_{\Delta n}[A]$), regulación del tiempo de intervención ($\Delta t[s]$), función de pre-alarma donde un contacto conmutará en caso de que se produzca una avería diferencial superior al 60% I_{Δ} y Autoreset.

La gama RD dispone de una amplia oferta de transformadores toroidales con diámetros que van desde 29 mm hasta 230 mm (tanto para cables como para barras de conexión), que facilita la máxima flexibilidad en la instalación para una protección efectiva en cada punto del sistema.



Ventajas del nuevo relé diferencial RD3



Reducción de disparos intempestivos

La gama RD3 lleva a cabo la medición de la corriente de fuga mediante el filtrado en frecuencia, que permite un incremento en la inmunidad contra corrientes de alta frecuencia (HF) que resulta la causa principal de disparos intempestivos en los dispositivos de protección diferencial. Estas corrientes de alta frecuencia no tienen riesgo contra los usuarios y son generadas típicamente por los equipos de electrónica de potencia (drives, softstarters, etc.). Eliminando la mayoría de los disparos intempestivos se puede conseguir un elevado grado de seguridad en los sistemas instalados.



Función de pre-alarma

Señaliza a través de un contacto de salida, que la corriente de fuga ha alcanzado el umbral regulado. Mediante la pre-alarma, es posible planificar operaciones de mantenimiento preventivo, en cuanto disminuye el nivel de aislamiento de la instalación. Así se consigue el incremento de la continuidad de servicio.



Medición de alta precisión

Gracias a la medida rms de las corrientes de fuga, los relés de protección diferencial RD3 pueden medir cualquier tipo de señal y calcular su **valor eficaz real (TRMS)** y ponderado en función del filtrado de frecuencia.



Protección adecuada

Debido al amplio rango de ajuste de corriente (desde 30mA hasta 30A) y al gran abanico de transformadores disponibles (cerrados y partidos), la gama de protección diferencial RD3 asegura la protección efectiva de cada punto del sistema.



Selectividad total

Combinando el amplio rango de ajustes en tiempo de la gama RD3 y las innumerables características de protección en los relés de los interruptores automáticos de ABB, se consiguen diferentes niveles de selectividad, logrando así selectividad total en caso de fuga a tierra.



Flexibilidad en la instalación

El diseño mejorado de la gama RD3 permite obtener en un tamaño reducido, de 3 módulos, una protección diferencial con las prestaciones y características más solicitadas del mercado.

Destaca su nuevo diseño del sistema de cableado, mediante terminales extraíbles, que permite una instalación mucho más sencilla y flexible.

*Hasta 630 A

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

Funciones

Función de "test SIN disparo"

Regulación de la corriente de intervención

LED verde: Alimentación

LEDs de señalización %I_{Δn}

LED rojo: Alarma

Regulación del tiempo de intervención

Botón de test

Botón de reset

Versión Resistencia contra disparos intempestivos Tipo A Tensión de alimentación Estándar

Conmutador para habilitar la función pre-alarma y la función reset

Dimensiones

LED de ajuste de pre-alarma (50% I_{Δn})

LED verde: Alimentación

LED rojo: Alarma

Regulación de la corriente de intervención

Regulación del tiempo de intervención

Botón de test

Botón de reset

Conmutador para configurar la función pre-alarma

Versión Resistencia contra disparos intempestivos Tipo A Tensión de alimentación Estándar

85 mm

52,5 mm

43,5 mm

58 mm

45 mm

35 mm

RD3M

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

Códigos de pedido

Fijación en carril DIN. Terminales de conexión extraíbles para facilitar su instalación. Indicación de pre-alarma. Autoreset. Reset remoto.

RD3M	Retardo [S]	Sensibilidad [A]	Tipo	Código
Electrónico 230-400Va.c.	0,06...10	0,03...30	RD3M	2CSJ202001R0002
Electrónico 12-48Va.c./d.c.	0,06...10	0,03...30	RD3M-48	2CSJ202001R0001

RD3P - con indicación IΔ[%]	Retardo [S]	Sensibilidad [A]	Tipo	Código
Electrónico 230-400Va.c.	0,06...10	0,03...30	RD3P	2CSJ203001R0002
Electrónico 12-48Va.c./d.c.	0,06...10	0,03...30	RD3P-48	2CSJ203001R0001

Transformadores válidos para la gama RD		Tipo	Código
Ø 35 mm	cerrado	TR1	2CSG035100R1211
Ø 60 mm	cerrado	TR2	2CSG060100R1211
Ø 80 mm	cerrado	TR3	2CSG080100R1211
Ø 110 mm	cerrado	TR4	2CSG110100R1211
	partido	TR4/A	2CSG110200R1211
Ø 160 mm	cerrado	TR160	2CSG160100R1211
	partido	TR160A	2CSG160200R1211
Ø 210 mm	cerrado	TR5	2CSG210100R1211
	partido	TR5/A	2CSG210200R1211

Características técnicas



	RD3M	RD3P
Frecuencia de alimentación	45-66 Hz	45-66 Hz
Filtrado en frecuencia	45...150 Hz f = 400 HzT	45...150 Hz f = 400 HzT
Tipo	A (hasta IΔn = 5A)	A (hasta IΔn = 5A)
Temperatura de funcionamiento	-25 °C... +70 °C	-25 °C... +70 °C
Potencia máx. absorbida	RD3M: <3,6 W RD3M-48: <600 mW	RD3P: <3,6 W RD3P-48: <600 mW
Regulación umbral de intervención IΔn	0,03-0,1-0,3-0,5-1-2-3-5-10-30	0,03-0,1-0,3-0,5-1-2-3-5-10-30
Regulación umbral de intervención IΔt	0-0,06-0,2-0,3-0,5-1-2-3-5-10	0-0,06-0,2-0,3-0,5-1-2-3-5-10
Umbral de pre-alarma	60% IΔn	60% IΔn
Resistencia máx. conexión toroide-relé	3Ω	3Ω
Long. máx. conexión botón remoto-reset	15 m	15 m
Carga de los contactos de salida	8 A 250 Vac	8 A 250 Vac
Módulos	3	3
Grado de protección	IP20	IP20
Máx. sección cables terminales	2,5 mm ²	2,5 mm ²

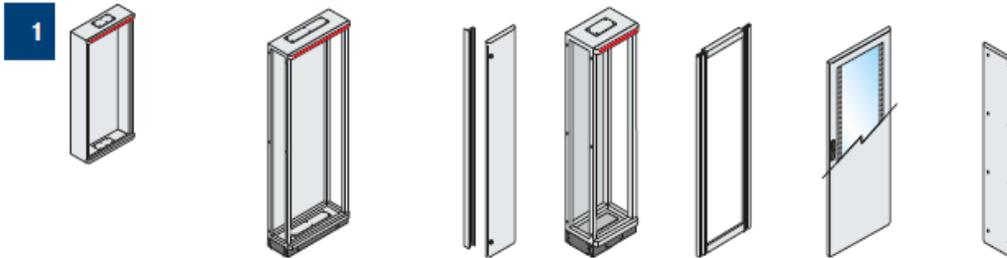
Tabla de selección de transformadores	TR1	TR2	TR3	TR4	TR4/A	TR160	TR160/A	TR5	TR5/A
Diámetro del transformador [mm]	35	60	80	110	110	160	160	210	210
Sección máx. de cable (4x) [mm ²]	35	50	95	240	240	400	400	480	480
Intensidad máx. monitorizada (1x) [A]	75	85	160	400	400	250	250	630	630

Asea Brown Boveri, S.A.
Automation Products - Baja Tensión
Torrent de l'Olla 220
08012 Barcelona
Tel. 93 484 21 21
Fax 93 484 21 90
www.abb.es/bajatension

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

1TXAC12021B070 000209

Presentation of the range Composition of the series

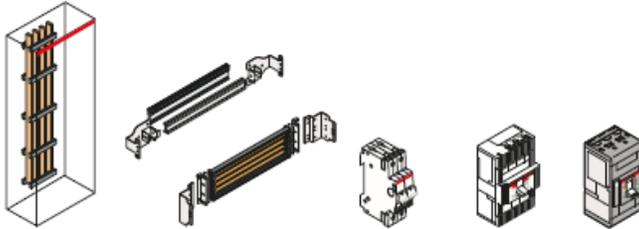


ArTu M

Wall structures Functional dimensions (mm)			Floor structures Functional dimensions (mm)			Internal cable container Width	Additional cable container Width	Front covers		Side covers
Height	Width	Depth	Height	Width	Depth		300mm	IP31	IP65	IP65
600	600	115								
800	600	115							■	
	600	165							■	
1000	600	165							■	
1200	600	165							■	
			1400	600	195		■	■	■	■
			1600	600	195		■	■	■	■
				800	195	■	■	■	■	■
			1800	600	195		■	■	■	■
				800	195	■	■	■	■	■
			2000	600	195		■	■	■	■
				800	195	■	■	■	■	■

Documento 3: Anexos a la memoria – Anexo 5: Documentación técnica.

1



Vert. cable container	Unifix distribution system		System Pro M modular apparatus	Tmax moulded-case circuit-breakers				
	L Series	H Series		T1-T2 ≤160A	T3 ≤250A	T4-T5-T6 ≤30A	XT1-XT3 ≤250A	XT2-XT4 ≤250A
	■		■	■			■	
	■		■	■			■	
	■		■	■	■		■	
	■		■	■		■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

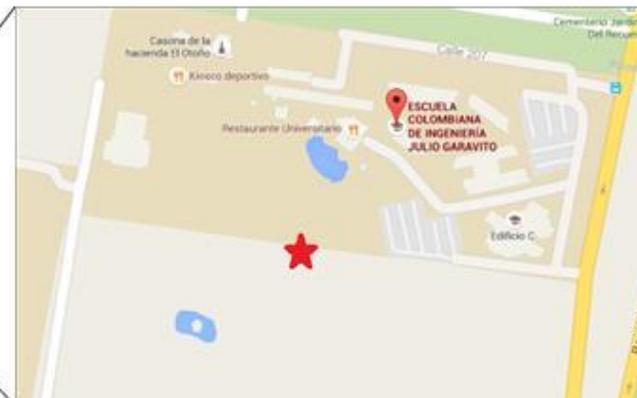
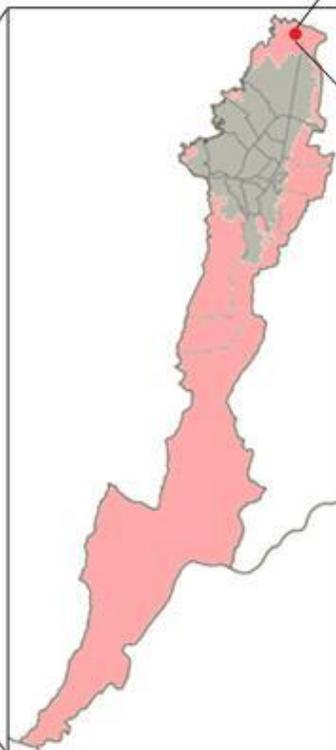
DOCUMENTO 4:

PLANOS

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.



MÁSTER OFICIAL
INTER UNIVERSITARIO EN
TECNOLOGÍAS DE LOS
SISTEMAS DE ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE
INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

ESCALA:
VARIAS

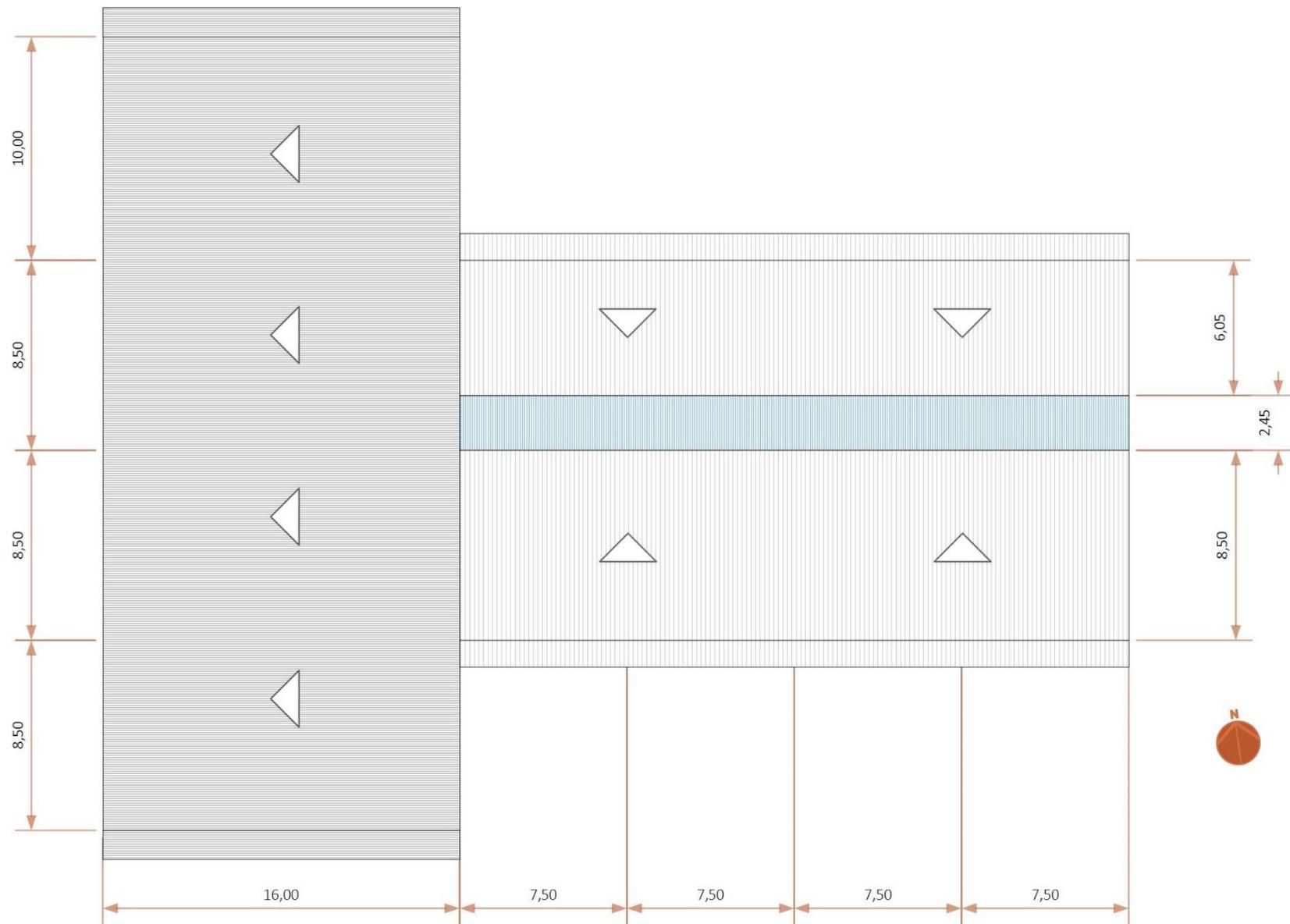
AUTOR DEL TFM:
DAVID ALEXANDER
CANO TIRADO

TUTOR DEL TFM:
DR. GUSTAVO
NOFUENTES GARRIDO

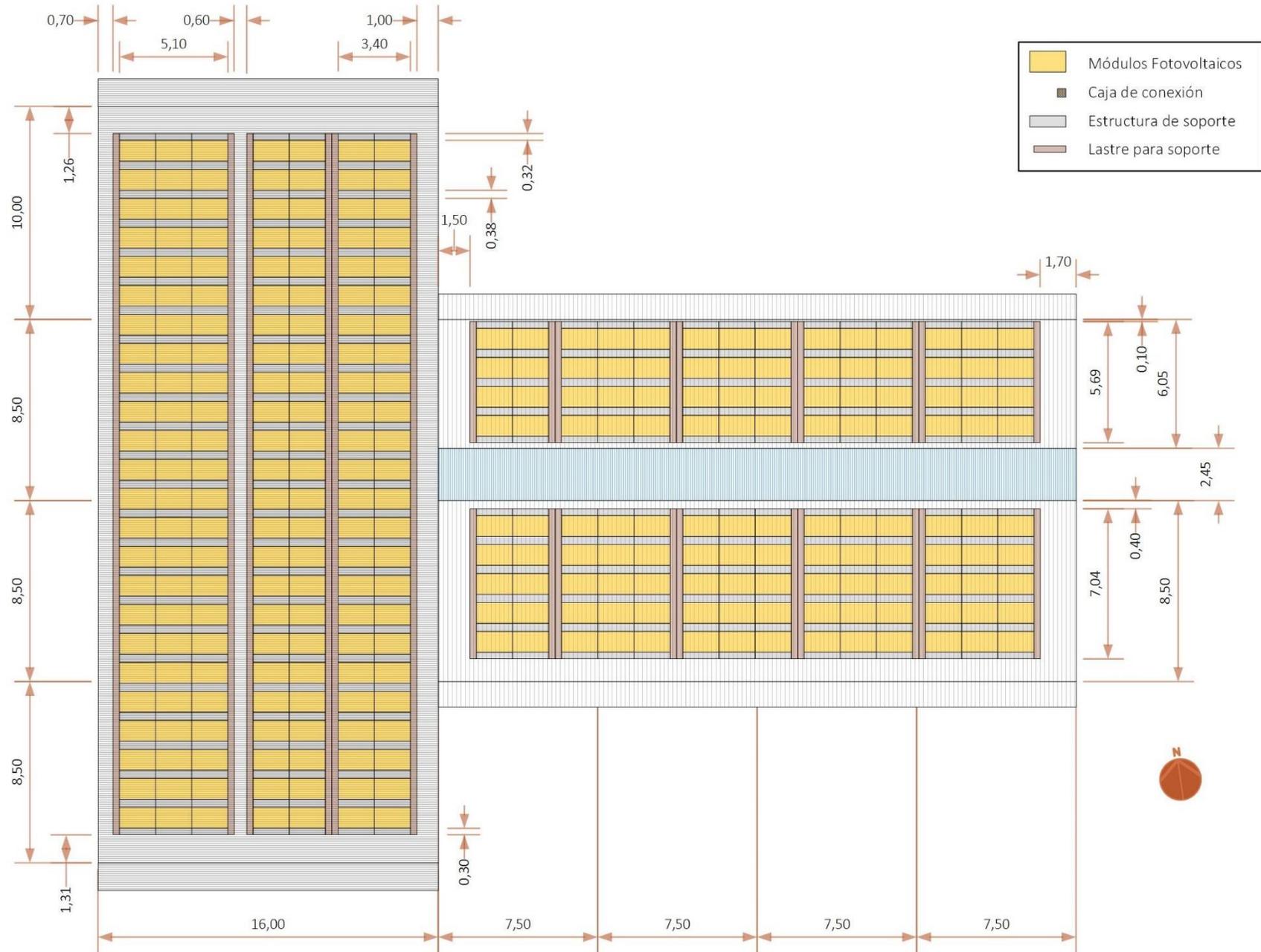
FECHA:
NOVIEMBRE
2015

LOCALIZACIÓN

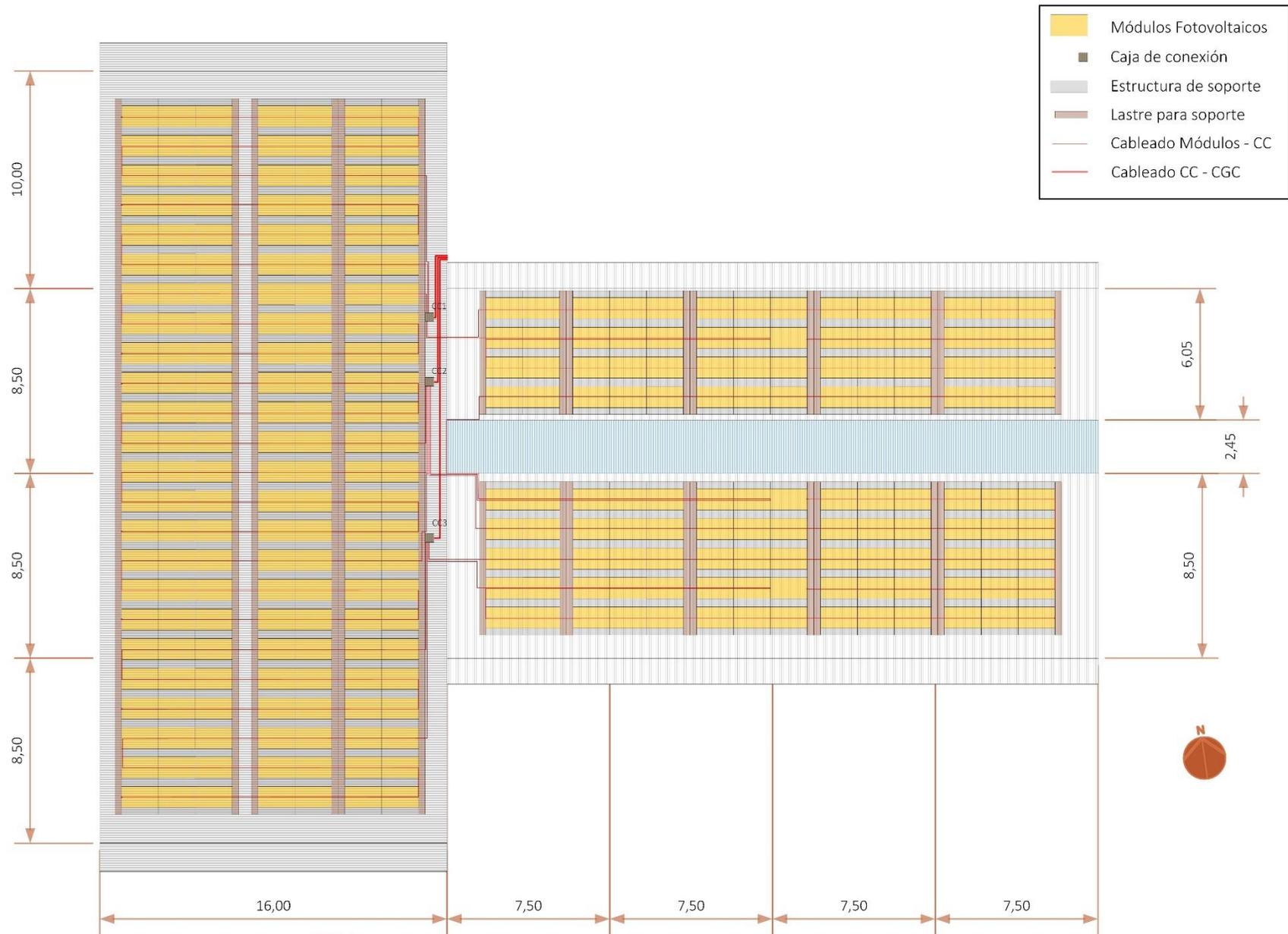
PLANO
Nº 1



	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA 1:250</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA DE LA CUBIERTA</p>	<p>PLANO Nº2</p>
--	--	--	---------------------	---	---	--------------------------------------	-----------------------------------	----------------------



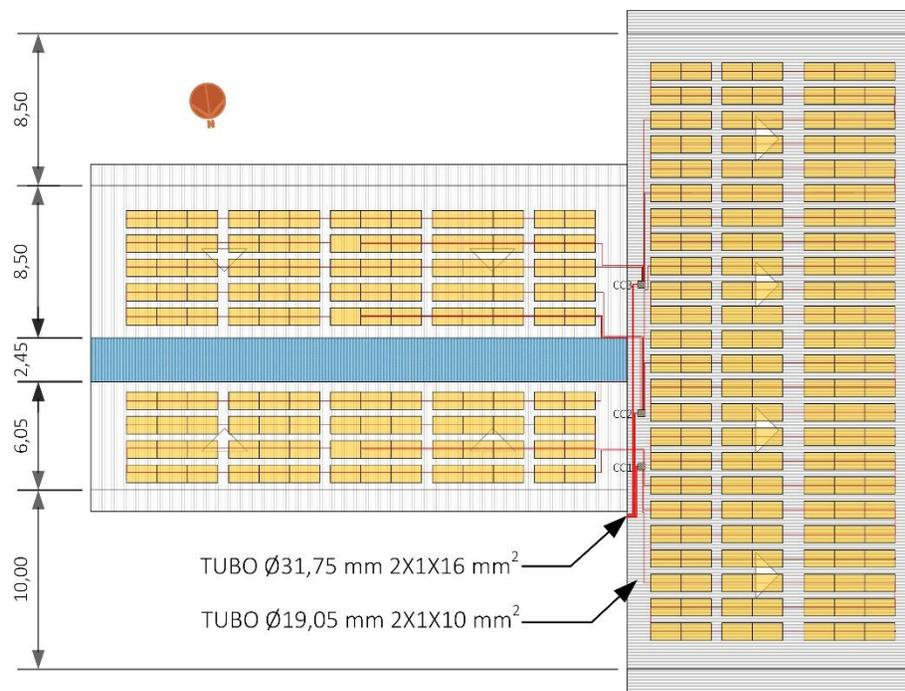
	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA 1:250</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS Y LAS ESTRUCTURAS</p>	<p>PLANO Nº3</p>
--	--	--	---------------------	---	---	------------------------------	--	------------------



	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA 1:250</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON CABLEADO</p>	<p>PLANO Nº4</p>
--	--	--	---------------------	---	---	--------------------------------------	--	----------------------



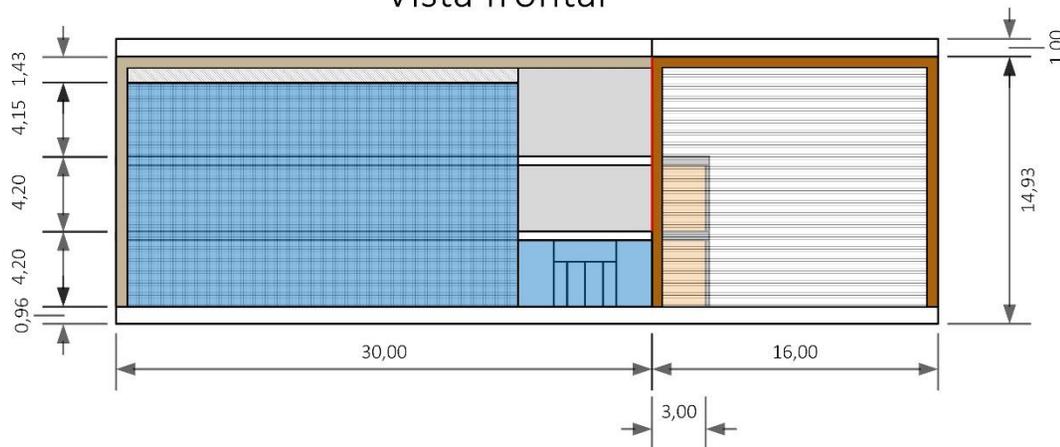
	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA: 1:250</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>CABLEADO CUBIERTA</p>	<p>PLANO Nº5</p>
--	--	--	--------------------------	---	---	--------------------------------------	------------------------------	----------------------



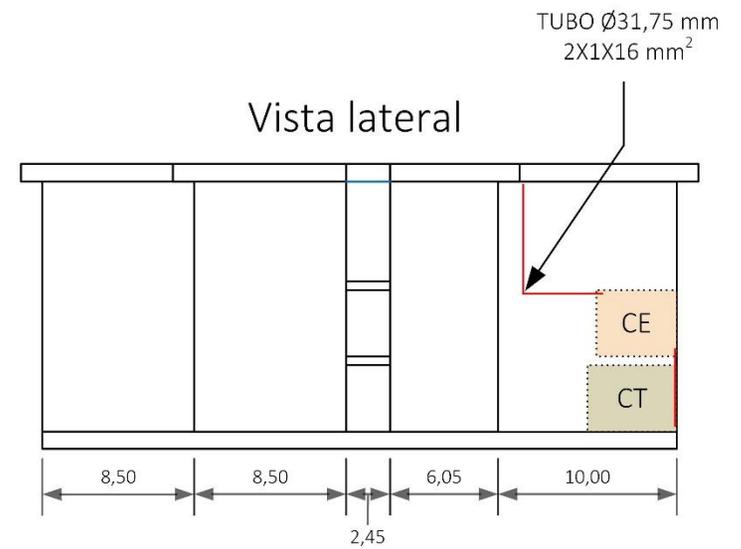
Vista superior



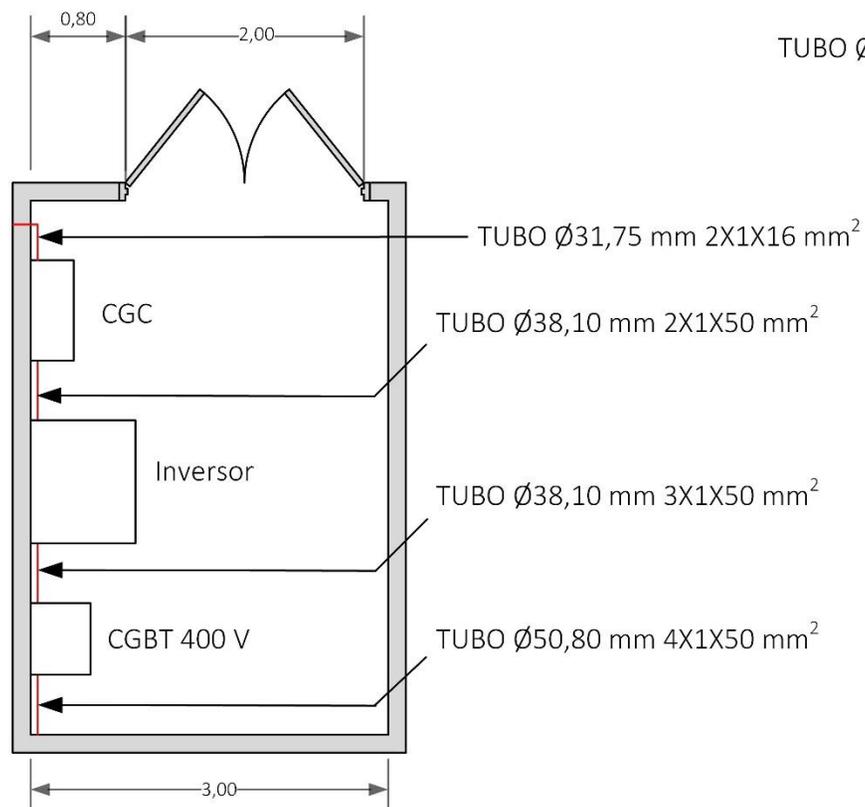
Vista frontal



Vista lateral

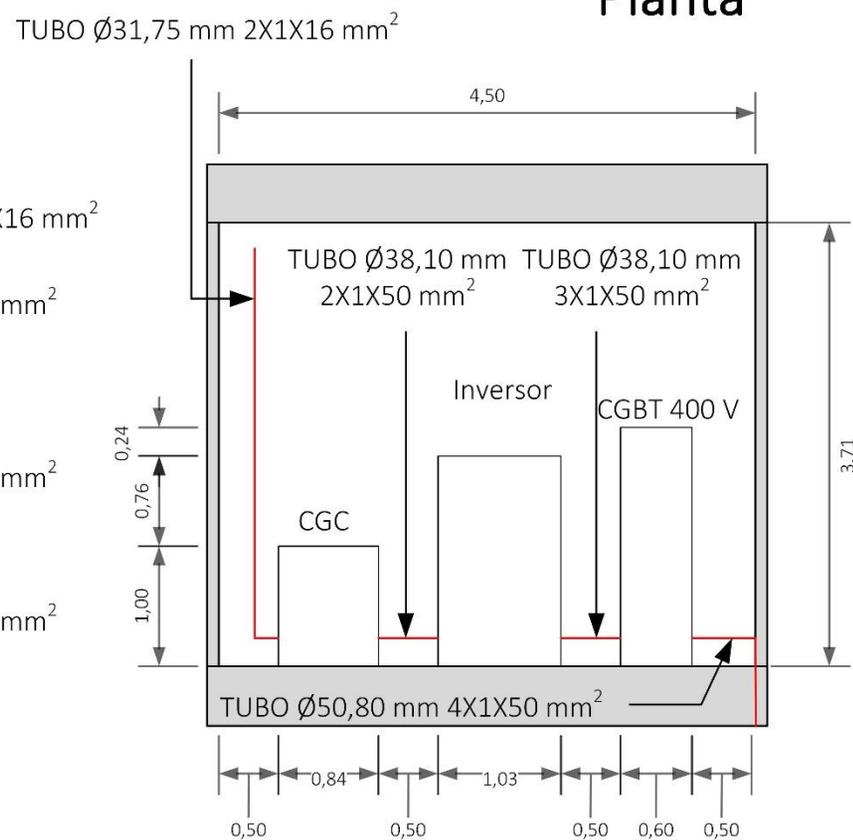


Sección longitudinal



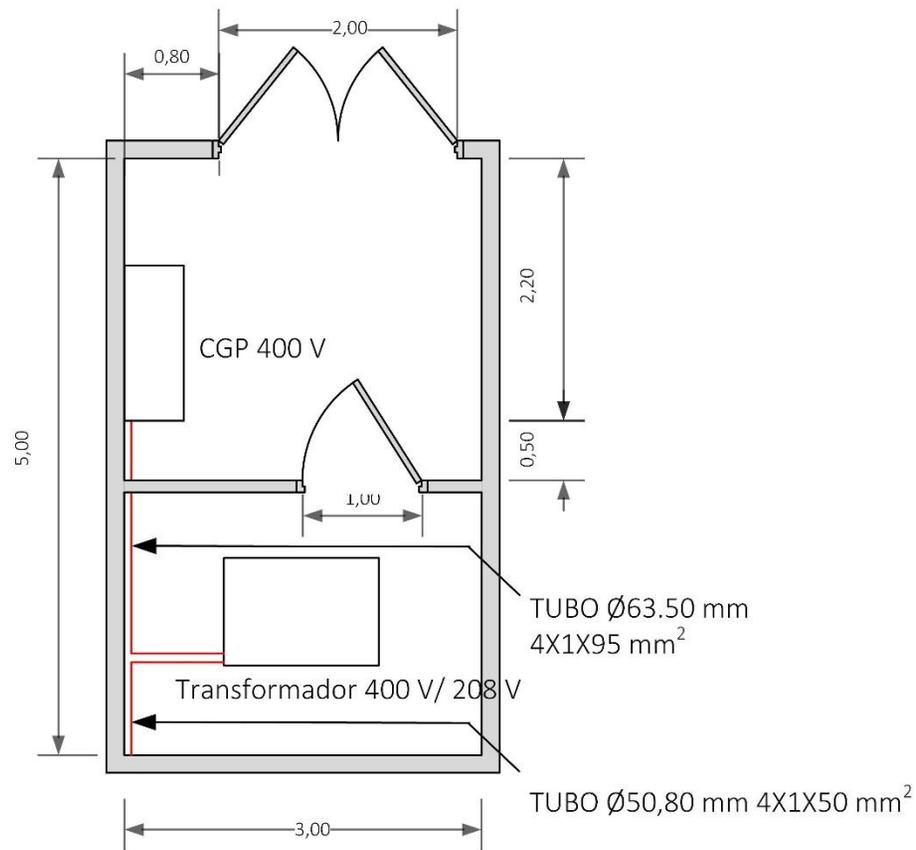
El Cuarto de Equipos está ubicado en el costado nororiental de la edificación, en la segunda planta de la nave central.

Planta

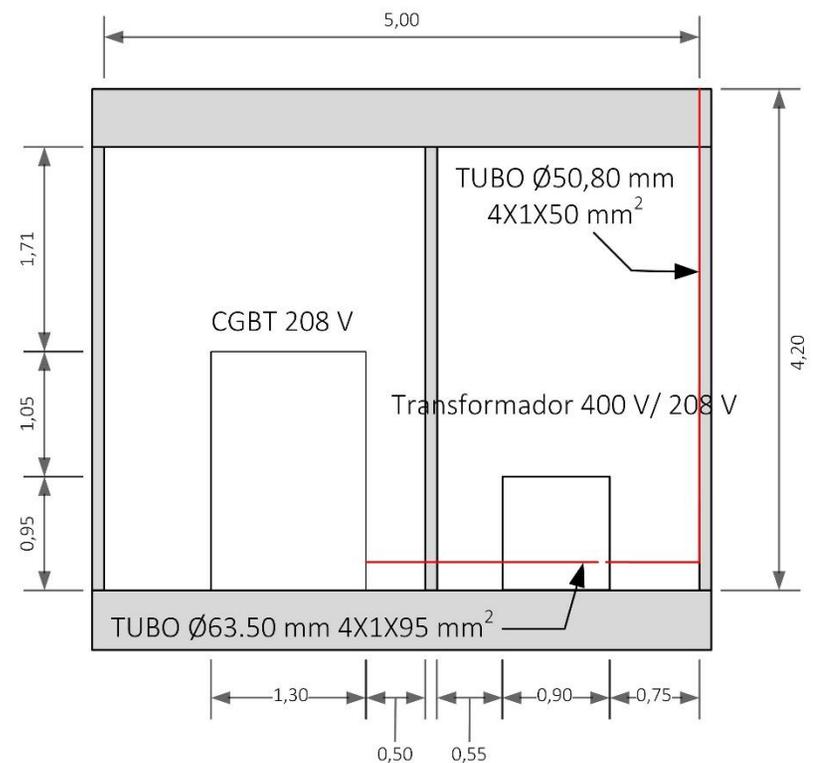


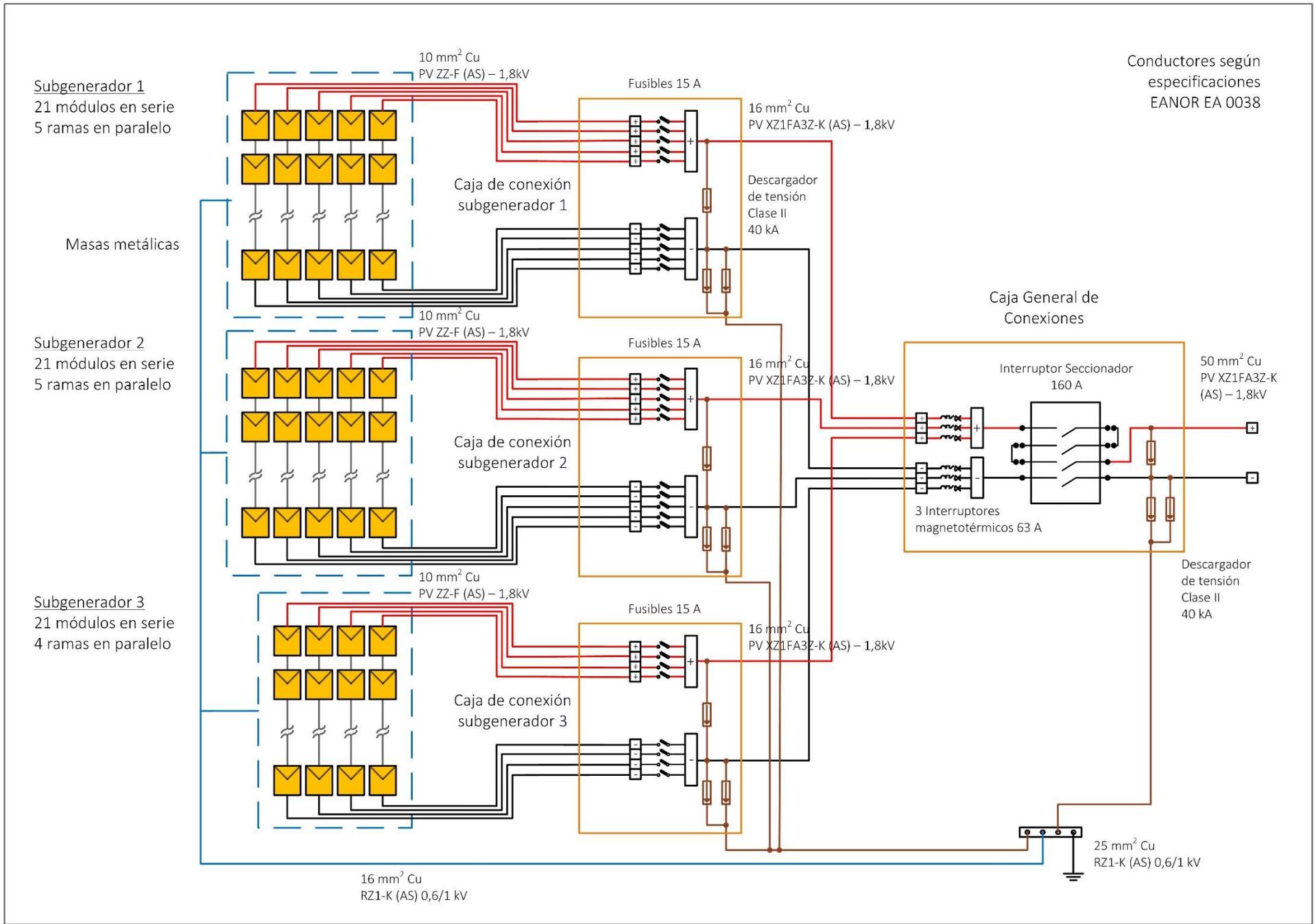
Sección longitudinal

El Centro de Transformación está ubicado en el costado nororiental de la edificación, en la primera planta de la nave central.



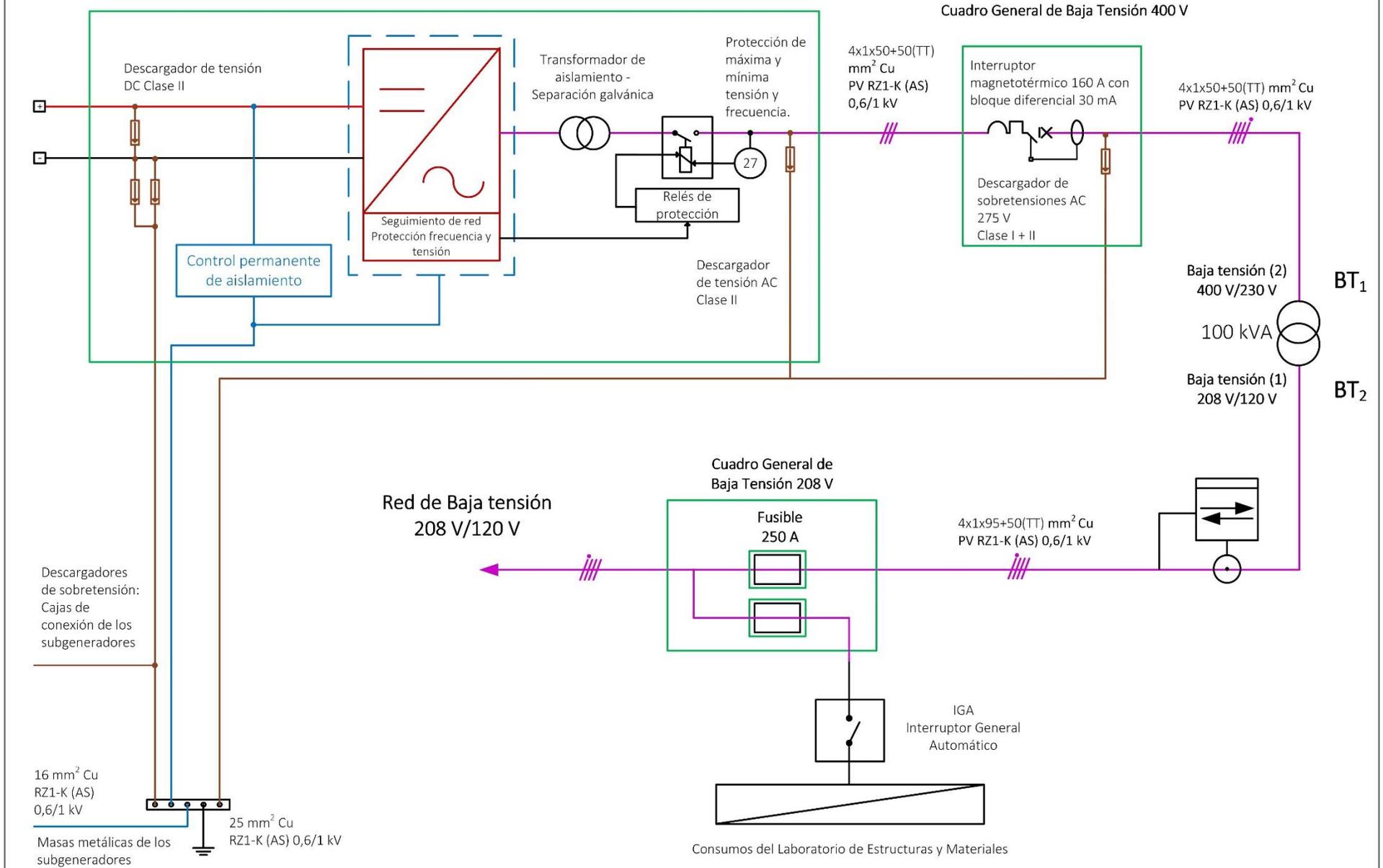
Planta



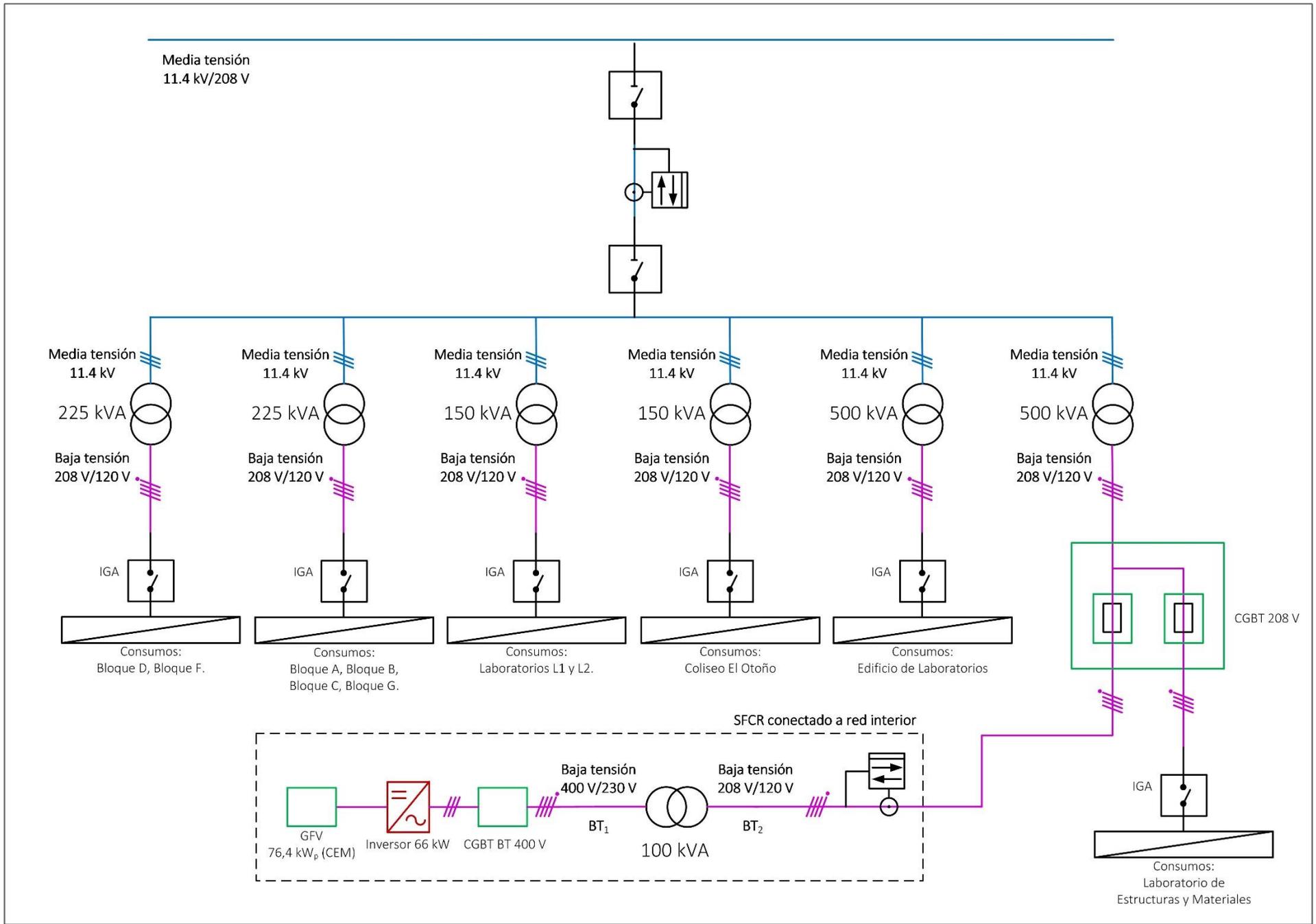


	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA: NO APLICA</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA UNIFILAR CORRIENTE CONTINUA</p>	<p>PLANO N°9</p>
--	--	--	------------------------------	---	---	----------------------------------	--	------------------

Los elementos contenidos en este cuadro van incorporados en el inversor.

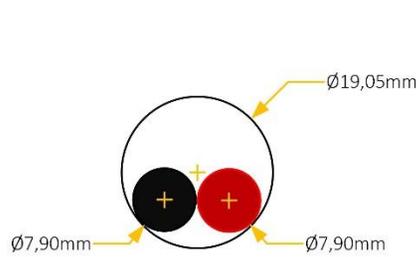


	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA: NO APLICA</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA UNIFILAR CORRIENTE ALTERNA</p>	<p>PLANO N°10</p>
--	--	--	------------------------------	---	---	--------------------------------------	---	-----------------------

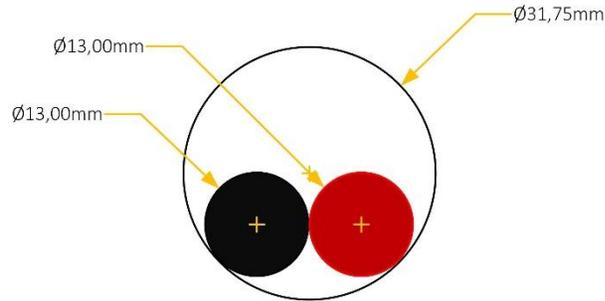


	<p>MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.</p>	<p>SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).</p>	<p>ESCALA: NO APLICA</p>	<p>AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO</p>	<p>TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO</p>	<p>FECHA: NOVIEMBRE 2015</p>	<p>ESQUEMA UNIFILAR RED INTERNA DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA</p>	<p>PLANO N°11</p>
--	--	--	------------------------------	---	---	----------------------------------	--	-------------------

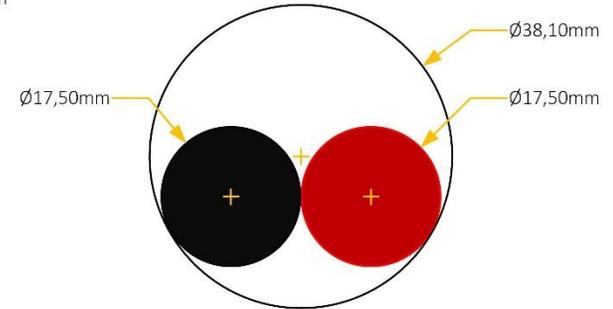
Cableado con tubería:
Ramas de módulos – Cajas de conexión



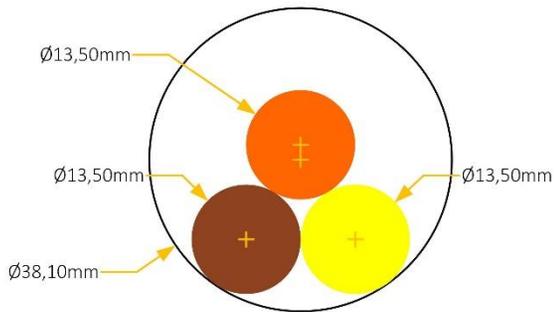
Cableado con tubería:
Cajas de conexión –
Caja General de Conexiones



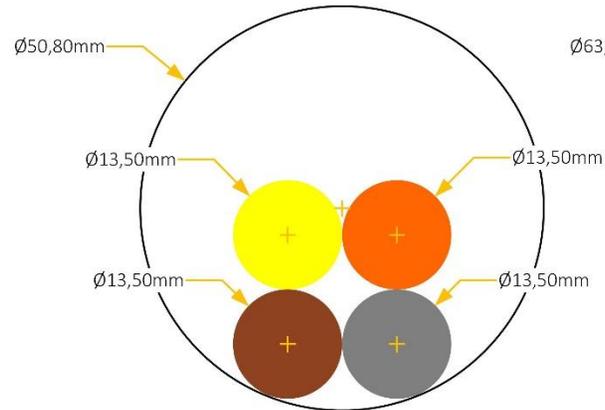
Cableado con tubería:
Caja General de Conexiones - Inversor



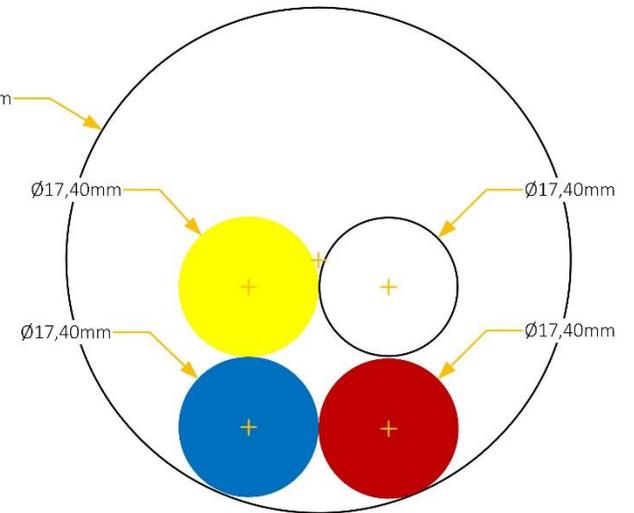
Cableado con tubería:
Inversor – Cuadro General
de Baja Tensión 400 V



Cableado con tubería:
Cuadro General de Baja
Tensión 400 V –
Centro de Transformación



Cableado con tubería:
Centro de Transformación – Cuadro
General Baja Tensión 208 V



- Tubería galvanizada IMC
- Cables DC
- Fases AC (400V)
- Neutro 400 V
- Fases AC (208 V)
- Neutro 208 V

	MÁSTER OFICIAL INTERUNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).	ESCALA: 1,1111:1	AUTOR DEL TFM: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO	TUTOR DEL TFM: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO	FECHA: NOVIEMBRE 2015	CABLEADO Y TUBERÍA	PLANO N°12
--	---	--	---------------------	--	--	-----------------------------	-----------------------	---------------



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

DOCUMENTO 5:

PLIEGO DE CONDICIONES

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

TABLA DE CONTENIDO

1	Objetivo.....	4
2	Documentos que definen las obras.	4
3	Condiciones facultativas.	4
3.1	Delimitación general de funciones técnicas.	4
3.1.1	Técnica facultativa.	4
3.1.2	Contratista.....	5
3.2	Obligaciones y derechos generales del contratista.	5
3.2.1	Verificación de los documentos del proyecto.....	5
3.2.2	Plan de seguridad e higiene.	6
3.2.3	Oficina en la obra.	6
3.2.4	Presencia del contratista.....	6
3.2.5	Trabajos no establecidos expresamente.	6
3.2.6	Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto.	6
3.2.7	Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa.	7
3.2.8	Faltas de personal.	7
4	Condiciones económicas.....	7
4.1	Abono de la obra.....	7
4.2	Precios.....	7
4.3	Revisión de precios.	7
4.4	Penalizaciones.....	8
4.5	Contrato.	8
4.6	Responsabilidades.....	8
4.7	Rescisión del contrato.....	8
4.8	Liquidación en caso de rescisión del contrato.....	8
5	Condiciones técnicas.....	9
5.1	Condiciones generales.	9
5.1.1	Calidad de las materiales.	9
5.1.2	Materiales que no constan en el proyecto.	9

Documento 5: Pliego de condiciones.

5.2	Disposiciones vigentes.	9
5.3	Generalidades.	9
5.4	Módulos fotovoltaicos.	10
5.5	Estructura de soporte.	11
5.6	Inversor.	11
5.7	Conductores eléctricos.	12
5.8	Conexión a red.	13
5.9	Protecciones.	13
5.10	Medida de la energía.	13
5.11	Puesta a tierra.	14
5.12	Armónicos y compatibilidad electromagnética.	14
5.13	Ejecución de las obras.	14
5.13.1	Replanteo de la obra.	14
5.13.2	Ejecución del trabajo.	14
5.13.3	Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos.	14
5.13.4	Conexiones.	14
5.14	Protección del Medio Ambiente.	15
5.15	Recepción y pruebas.	15
5.16	Mantenimiento.	15
5.16.1	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.	15
5.16.2	Mantenimiento a realizar por el propietario.	16
5.17	Garantías.	16
5.17.1	Plazos.	17
5.17.2	Condiciones económicas.	17
5.17.3	Anulación de la garantía.	17
5.17.4	Lugar y tiempo de la prestación.	17

Documento 5: Pliego de condiciones.

1 OBJETIVO.

El objetivo del presente pliego es indicar los requisitos técnicos por los cuales se debe guiar la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relacionadas con la construcción de la instalación solar fotovoltaica. De esta manera, se establecerá el nivel técnico y la calidad a exigir, demandando las intervenciones convenientes de acuerdo con el contrato, la legislación de la propiedad, el contratista y a los técnicos encargados, instaurando las obligaciones correspondientes para el cumplimiento del contrato de obra.

2 DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS.

Los documentos que definen las obras y que deben ser entregados al contratista son:

- Planos
- Pliego de condiciones
- Presupuesto y memoria
- Condiciones incluidas en el contrato a suscribir.

Este proyecto se refiere a una nueva obra de construcción por lo tanto, puede ser entregada una vez finalizada para el uso al cual está destinada. En cada documento, las especificaciones técnicas prevalecen sobre gráficas y planos, y la cota prevalece sobre la medida a escala.

Cualquier cambio sobre el planteamiento de la obra que conlleve un cambio trascendente en lo proyectado, debe ser conocido por el técnico competente, quien se encargará de su aprobación y redacción del proyecto reformado.

Si los planos y el pliego de condiciones presentan contradicciones, prevalecerá el contenido del primer documento. Lo expuesto en los planos que no se muestre en el pliego de condiciones o viceversa, deberá ejecutarse como si estuviera contenido en ambos documentos.

3 CONDICIONES FACULTATIVAS.

3.1 DELIMITACIÓN GENERAL DE FUNCIONES TÉCNICAS.

3.1.1 Técnica facultativa.

Las siguientes son funciones del técnico facultativo de este proyecto:

- Redactar las adiciones o modificaciones del proyecto.
- Presenciar las obras cuantas veces sea necesario según su complejidad, con el objetivo de resolver cualquier eventualidad que se presente.
- Organizar la intervención de otros técnicos en la obra.
- Autorizar las certificaciones parciales de la obra, la liquidación final y asesorar al promotor durante la recepción.

Documento 5: Pliego de condiciones.

- Planear el control económico del contrato y de las obras, teniendo en cuenta los parámetros establecidos en el proyecto, el contrato y la reglamentación técnica.
- Componer el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos laborales durante la obra, así como aprobar el plan de higiene y seguridad.
- Realizar el replanteamiento de la obra con el acta respectiva, incluyendo su suscripción en la unión del contratista.
- Verificar las instalaciones temporales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, supervisando su adecuada ejecución.
- Organizar y encauzar la ejecución material de acuerdo con el proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Coordinar las pruebas de materiales, instalaciones y demás elementos de obra, según lo programado en el plan de control. El contratista debe ser informado de los resultados, proporcionando las instrucciones necesarias; si la contingencia no es resuelta, se adoptarán las medidas correspondientes.
- Hacer las medidas de obra ejecutada y dar conformidad de acuerdo a la liquidación de la obra, y las relaciones y certificaciones establecidas.
- Suscribirse al certificado final de la obra.

3.1.2 Contratista.

Las siguientes son funciones del contratista:

- Coordinar los trabajos de construcción, crear los planos de obras y proyectar o aprobar instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Crear el plan de higiene y seguridad de la obra y garantizar su aplicación, incluyendo todas las medidas preventivas necesarias. Vigilar el cumplimiento de la reglamentación vigente.
- Redactar junto con el Director Técnico el acta de replanteamiento de la obra.
- Controlar la facturación previa del personal involucrado en la obra y aprobar las intervenciones de los subcontratistas.
- Garantizar que todos los elementos y materiales son los apropiados para la obra, rechazando los suministros que no cumplan con los requisitos mínimos exigidos por la normatividad.
- Preparar las certificaciones parciales de la obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribirse con el promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Adquirir el seguro de accidentes laborales y daños a terceros durante la obra.
- Contar con el número adecuado de obreros en la ejecución de los trabajos.

3.2 OBLIGACIONES Y DERECHOS GENERALES DEL CONTRATISTA.

3.2.1 Verificación de los documentos del proyecto.

Previo al inicio de las obras, el contratista certificará por escrito que la documentación recibida es suficiente para el total entendimiento de la obra o solicitará la información y aclaraciones correspondientes cuando sea requerido. El contratista se regirá por las leyes vigentes y las que se dicten durante el desarrollo de la obra.

Documento 5: Pliego de condiciones.

3.2.2 Plan de seguridad e higiene.

Debe ser presentado por el contratista ante el técnico de la dirección facultativa para su aprobación.

3.2.3 Oficina en la obra.

El contratista será responsable de contar con una oficina en la obra en donde se puedan consultar los planos. Debido al carácter de la obra del proyecto, esta oficina puede ser compartida. Siempre deberán estar disponibles los siguientes documentos:

- Proyecto de ejecución.
- Licencia de obras.
- Libro de órdenes y asistencias.
- Plan de prevenciones y riesgos laborales.
- Libro de incidencias.
- Reglamento de seguridad e higiene laboral.
- Documentación relativa a los seguros.

3.2.4 Presencia del contratista.

El contratista debe dar a conocer a la propiedad el delegado de la obra quien tendrá carácter de jefe y facultades para representarla. El incumplimiento de esta condición o la insuficiencia de cualificación del personal, habilitará a la Dirección Facultativa a detener las obras hasta que la deficiencia sea subsanada.

El jefe de la obra deberá estar presente durante la jornada laboral de trabajo y brindará acompañamiento al Técnico Facultativo, suministrando datos exactos para comparar medidas y liquidaciones.

3.2.5 Trabajos no establecidos expresamente.

El contratista debe ejecutar todo lo necesario para la buena construcción, aun cuando algunas condiciones no estén estipuladas en el proyecto, siempre que se encuentren estas actividades dentro del presupuesto establecido.

El contratista entregará durante la recepción provisional, todos los planos ejecutados con las respectivas modificaciones o estados definitivos.

El contratista entregará las autorizaciones que deben ser presentadas a las autoridades locales para poner en servicio las instalaciones. También debe custodiar los arbitrajes licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etcétera, que se ocasionen durante la obra.

3.2.6 Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto.

Todas las modificaciones del pliego de condiciones, planos o croquis, deben ser notificadas por escrito al contratista, quien estará en la obligación de devolver los originales o copias firmadas, indicando su conocimiento.

Si el contratista tiene reclamaciones con respecto a las modificaciones, deberá darlas a conocer en un término no superior a tres días, estando en el derecho de solicitar constancia de recibido.

Para asegurar la adecuada interpretación y ejecución de proyecto, el contratista deberá pedir al técnico facultativo las aclaraciones necesarias.

Documento 5: Pliego de condiciones.

3.2.7 Reclamaciones contra las órdenes de la Dirección Facultativa.

Las reclamaciones de orden económico que el contratista quiera hacer contra las instrucciones de la Dirección Facultativa, deberán presentarse ante la Propiedad según las condiciones estipuladas en este pliego de condiciones. Por otro lado, no se admitirá reclamación alguna contra las disposiciones técnicas del ingeniero, pero el contratista podrá salvar su responsabilidad mediante un argumento presentado al ingeniero quien deberá en todos los casos emitir un acuse de recibido, y podrá limitar su respuesta a al mismo.

3.2.8 Faltas de personal.

En el caso de que un operario presente situaciones de desobediencia, incompetencia o negligencia, el Director Facultativo podrá exigir al contratista el retiro de los trabajadores de la obra.

El contratista puede subcontratar total o parcialmente labores de las obras, de acuerdo a lo establecido en el presente pliego, sin perjuicio de sus obligaciones como contratista general de la obra.

4 CONDICIONES ECONÓMICAS.

4.1 ABONO DE LA OBRA.

En el contrato se debe describir en detalle el modo y plazos de los abonos de las obras. Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final, no suponiendo dichas liquidaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Una vez culminadas las obras, se creará la liquidación final que se realizará según los criterios descritos en el contrato.

4.2 PRECIOS.

Durante la formalización del contrato, el contratista presentará los precios de las unidades de obra, que una vez aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán los cambios eventuales que se presenten. Estos precios incluyen los trabajos complementarios y materiales, las cargas laborales y otros gastos.

En caso de tener que ejecutar unidades de obra no planeadas, el precio se acordará entre el Técnico Director y el contratista, previo al inicio de la obra y será presentada para su aceptación.

4.3 REVISIÓN DE PRECIOS.

El contrato establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios, así como su respectiva fórmula, que en caso de no estar registrada en el contrato, el Técnico Director aplicará alguno de los criterios oficiales aceptables.

Documento 5: Pliego de condiciones.

4.4 PENALIZACIONES.

En el contrato se acordarán las tablas de penalización a ser aplicadas con sus cuantías y demoras, solo en el caso de atraso en los plazos acordados de entrega de las obras.

4.5 CONTRATO.

Se formalizará por medio de documento privado, que podrá elevarse a escritura pública en caso de que alguna de las partes así lo requiera. El contrato incluirá la compra de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para ejecutar la obra en el plazo acordado; también se incluirá la reparación de unidades con defectos y realización de obras complementarias que se deriven de cambios hechos durante la ejecución.

Todos los documentos que hacen parte del proyecto técnico se anexarán al contrato y serán firmadas por la propiedad y el contratista como señal de aceptación.

4.6 RESPONSABILIDADES.

El contratista es el encargado de ejecutar las obras en las condiciones acordadas en el proyecto y el contrato, por ende, es responsable de desinstalar lo mal ejecutado y rehacer la instalación correctamente. El contratista es el único responsable de todos los errores que su personal cometa en la ejecución de las obras, así como es responsable de accidentes o daño a terceros ocasionados por inexperiencia o ejecución de metodologías inadecuadas.

4.7 RESCISIÓN DEL CONTRATO.

Las siguientes son causas de cancelación del contrato:

- Muerte o incapacidad del contratista.
- Quiebra del contratista.
- Cambios del proyecto cuando estos afecten en aproximadamente 25% el valor contratado.
- Alteración de las unidades de obra en un número mayor al 40% del original.
- La no iniciación de las obras en el plazo establecido cuando sea por causas ajenas a la Propiedad.
- La suspensión de las obras por un período mayor a seis meses.
- Incumplimiento por mala fe de las condiciones del contrato.
- Culminación del plazo de ejecución de la obra sin haberse completado la misma.
- Mala fe en la ejecución de los trabajos.
- Subcontratar total o parcialmente la obra sin autorización del Técnico Director y la Propiedad.

4.8 LIQUIDACIÓN EN CASO DE RESCISIÓN DEL CONTRATO.

Cuando el contrato sea cancelado por las causas mencionadas anteriormente o por acuerdo entre las partes, se abonarán al contratista las unidades de obra ejecutadas y los materiales que estén a pie de obra, siempre y cuando sean necesarios para la misma y estén en condiciones apropiadas.

5 CONDICIONES TÉCNICAS.

5.1 CONDICIONES GENERALES.

5.1.1 Calidad de los materiales.

Los materiales a utilizar en la obra serán de primera calidad y contarán con los requisitos exigidos en el pliego de condiciones u otras reglamentaciones vigentes referentes a materiales prototipo.

5.1.2 Materiales que no constan en el proyecto.

En el caso de que los materiales no incluidos en el proyecto den lugar a precios contradictorios, estos reunirán las condiciones de bondad necesarias sin tener derecho de reclamación por parte del contratista.

5.2 DISPOSICIONES VIGENTES.

Debido a que la normativa que aplica a la Ley 1715, la cual regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema eléctrico nacional, aún no ha sido expedida, el proyecto se apoyará en los lineamientos establecidos por la legislación española:

- Ley 24 de diciembre de 2013 la cual está diseñada para acabar con el déficit de tarifa, establece por primera vez la figura del autoconsumo de electricidad.
- Real Decreto 1699 de noviembre de 2011 el cual regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413 de junio de 2014 el cual regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Junio 2011 (IDAE).

Sin embargo, es preciso indicar que una vez exista tal normativa y dichas reglamentaciones, será necesario verificar que la instalación fotovoltaica cumpla con lo que allí se establezca.

No sobra mencionar que se seguirá al pie de la letra, cuando aplique, lo que establezca el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

5.3 GENERALIDADES.

Se debe garantizar como mínimo un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), excepto el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incluirá todos los elementos requeridos para respaldar la calidad el suministro eléctrico.

No deberá haber daños a la red causados por el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, así como tampoco reducción en las condiciones de seguridad o modificaciones superiores a las permitidas por la regulación aplicable. Tampoco deberán presentarse condiciones laborales peligrosas para el personal.

Los materiales seleccionados cumplirán con las características de diseño y la reglamentación aplicable. Si no se puede escoger un componente idóneo para el proyecto, se deberá contar con el visto bueno del

Documento 5: Pliego de condiciones.

proyectista o de un técnico cualificado que valúe su suficiencia para el sistema. La aceptación final de los componentes se hará con la firma del contratista y el propietario del presupuesto.

Los materiales expuestos a la intemperie se deberán proteger contra agentes ambientales, específicamente contra la humedad y la radiación solar. Se deben asegurar todos los elementos de seguridad para las personas y para la instalación fotovoltaica, garantizando protección contra contactos directos, indirectos, cortocircuitos, sobrecargas y otros elementos y protecciones establecidas por la regulación vigente.

En la memoria de diseño o proyecto se incluirán las copias de las especificaciones técnicas suministradas por el fabricante de todos los componentes. Los equipos, indicadores, etiquetas y demás, estando ésta traducida al español.

5.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Todos los módulos cumplirán con las especificaciones UNE EN-61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, que lo acreditará mediante la presentación un certificado oficial. El módulo fotovoltaico deberá llevar impreso el modelo y logotipo del fabricante, en donde se enseñe la traza de la fecha de fabricación. Los módulos llevarán diodos de derivación para prevenir daños de las células y sus circuitos por sombreado parcial, con grado de protección IP65. Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etcétera). Un módulo aceptable tiene potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. No será útil ningún módulo con defectos de fábrica, roto, manchado, con células desalineadas o burbujas en el encapsulante. El rendimiento de las células será previamente evaluado. La estructura del generador se conectará a tierra.

Si se llegara a romper el cristal o el material posterior de un módulo, éste no podrá repararse ni utilizarse, pues el contacto con cualquier superficie del módulo o el marco podría producir una descarga eléctrica. Cualquiera que sea el caso, este será sustituido. Los módulos rotos o dañados deben manipularse con cuidado y eliminarse de forma adecuada.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento o reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etcétera) para la desconexión de manera independiente y en ambos terminales, cualquiera que sea la rama.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

Para el proyecto, el módulo será fabricado por ATERSA, modelo A-260P GSE, que cumple lo anteriormente descrito. Es un módulo de 260 W_p, con unas dimensiones de 1638x995x40 mm, y un peso de 18,7 kg.

Documento 5: Pliego de condiciones.

5.5 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

La estructura de soporte deberá dar cumplimiento a las normas vigentes que le apliquen.

El diseño y construcción de la estructura debe permitir dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, según las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, granizo, etcétera.

5.6 INVERSOR.

Será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

El inversor se encontrará ubicado en el cuarto de equipos junto a la caja general de conexiones y el cuadro general de baja tensión de 400 V.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento de fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.

Documento 5: Pliego de condiciones.

- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etcétera.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Los controles manuales que deberá incorporar son:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superior a las STC. Deberá ser capaz de soportar picos de magnitud un 30 % superior a las STC durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo en *stand-by* será menor del 0,05% de la potencia máxima del equipo.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

El inversor deberá estar etiquetado con la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (V) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

5.7 CONDUCTORES ELÉCTRICOS.

En ausencia de una reglamentación para el cableado de un generador fotovoltaico en Colombia, los conductores del tramo de corriente directa cumplirán con lo que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la norma UNE 20460-5-523, la norma UNE-EN 21123-

Documento 5: Pliego de condiciones.

5, la norma AENOR EA 0038. Una vez exista una normativa en Colombia, deberá ser necesario una verificación para dar cumplimiento.

Para los casos que aplique, la normativa a seguir será la que establezca el RETIE.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable Corriente Continua y Corriente Alterna. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente.

En el caso de que no exista en el mercado un tipo determinado de conductor(es), la sustitución por otros habrá de ser autorizada por la Dirección Facultativa.

Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

5.8 CONEXIÓN A RED.

Se realizará de acuerdo a las condiciones que estipulen la legislación o normas vigentes dentro del territorio colombiano, o las condiciones que imponga la empresa comercializadora de energía.

Cabe mencionar que el diseño actual cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 de España y una vez exista una reglamentación en Colombia, deberá realizarse la correspondiente validación.

5.9 PROTECCIONES.

Se realizará de acuerdo a las condiciones que estipulen la legislación o normas vigentes dentro del territorio colombiano.

Cabe mencionar que el diseño actual cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 de España y una vez exista una reglamentación en Colombia, deberá realizarse la correspondiente validación.

5.10 MEDIDA DE LA ENERGÍA.

Se realizará de acuerdo a las condiciones que estipulen la legislación o normas vigentes dentro del territorio colombiano, o si aplica, lo que establezca el RETIE.

Documento 5: Pliego de condiciones.

5.11 PUESTA A TIERRA.

El Laboratorio de Estructuras y Materiales tendrá su propio sistema de puesta a tierra. La tierra de protección de la instalación fotovoltaica que se ha diseñado deberá conectarse a la puesta a tierra del edificio; El diseño de la puesta a tierra seguirá los lineamientos establecidos en el RETIE.

5.12 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Se realizará de acuerdo a las condiciones que estipulen la legislación o normas vigentes dentro del territorio colombiano, o si aplica, lo que establezca el RETIE.

5.13 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.

5.13.1 Replanteo de la obra.

Previo al inicio de las obras, se debe hacer el replanteo de las mismas, detallando los puntos de anclaje de las estructura soporte de la cubierta, distribución de los módulos, canalizaciones, cajas de conexiones, etcétera.

5.13.2 Ejecución del trabajo.

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos: módulos, inversor, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etcétera.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

5.13.3 Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos.

El instalador es el responsable de la fijación de las estructuras soporte de sujeción de los módulos fotovoltaicos a la cubierta de la estructura, su cálculo e instalación.

5.13.4 Conexiones.

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

El instalador entregará al usuario un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

Documento 5: Pliego de condiciones.

5.14 PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE.

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etcétera). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

5.15 RECEPCIÓN Y PRUEBAS.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

El usuario final cuenta con un documento donde consta el suministro de componentes, materiales, y los respectivos manuales de uso y mantenimiento de la instalación.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 360 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

5.16 MANTENIMIENTO.

5.16.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo, al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

Documento 5: Pliego de condiciones.

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etcétera.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etcétera.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etcétera.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 24 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

5.16.2 Mantenimiento a realizar por el propietario.

Como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- Limpieza: Eliminación de factores que proyecten sombras sobre los módulos fotovoltaicos tales como hojas de árboles, suciedad, etcétera.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etcétera.
- Verificación de las medidas: Verificación periódica de las cifras de electricidad generada.

5.17 GARANTÍAS.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación deberá ser reparada si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes; lo anterior es siempre y cuando haya sido manipulada correctamente. La garantía es concedida a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Documento 5: Pliego de condiciones.

5.17.1 Plazos.

El contratista garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que fuese responsable el contratista, o a reparaciones que el contratista haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

5.17.2 Condiciones económicas.

La garantía incluye la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

5.17.3 Anulación de la garantía.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el párrafo anterior.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

5.17.4 Lugar y tiempo de la prestación.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de 24 horas y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 48 horas, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).



Documento 5: Pliego de condiciones.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



Universidad Internacional de Andalucía

Máster Oficial Interuniversitario en
Tecnologías de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica.

DOCUMENTO 6:

PRESUPUESTO

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A
AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE
ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)

ALUMNO: DAVID ALEXANDER CANO TIRADO
TUTOR: DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

NOVIEMBRE DE 2015.

Documento 6: Presupuesto.

PRESUPUESTO										
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA)										
Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
01	GENERADOR FOTOVOLTAICO					€ 64.091,56	\$ 202.242.600,00		€ 13.459,23	\$ 42.470.946,00
01.01	Suministro de módulo fotovoltaico modelo A-260P GSE de ATERSA, de Silicio Policristalino de 260 W _p de potencia nominal, compuesto por 60 células de 156 x 156 mm en disposición 6x10, con cristal templado ultra claro de 3,2 mm, marco de aleación de aluminio pintado en plateado y caja de conexión IP65. Incluye conductor de cobre de 4 mm ² de sección.	Ud	294	€ 157,46	\$ 489.000,00	€ 46.292,65	\$ 143.766.000,00	21%	€ 9.721,46	\$ 30.190.860,00
01.02	Suministro de estructura para un módulo fotovoltaico en posición horizontal, modelo Leichtmount 2.0 de S:Flex, apta para para su disposición sobre suelo o cubiertas, fabricada en aluminio. Incluye lastres.	Ud	294	€ 60,54	\$ 198.900,00	€ 17.798,91	\$ 58.476.600,00	21%	€ 3.737,77	\$ 12.280.086,00

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
02	INVERSOR					€ 14.018,98	\$ 46.058.000,00		€ 2.943,99	\$ 9.672.180,00
02.01	Suministro de inversor solar trifásico Ingecon SUN 60 de 60 kW fabricado por <i>Ingeteam</i> apto para instalaciones en interior y para conexión a red de instalaciones en cubierta de mediana potencia, con avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Incluida fijación, conexionado completo y material auxiliar, así como ensayo, certificación previa, y puesta en marcha. Cuenta con las siguientes protecciones: aislamiento galvánico entre las partes DC y AC, polarizaciones inversas, cortocircuitos y sobrecargas a la salida AC, fallos de aislamiento, anti-isla con desconexión automática, seccionador DC, fusibles DC, seccionador Magnetotérmico AC, descargadores de sobretensiones DC y AC tipo 2, protección de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión.	Ud	1	€ 14.018,98	\$ 46.058.000,00	€ 14.018,98	\$ 46.058.000,00	21%	€ 2.943,99	\$ 9.672.180,00

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
03	CAJAS DE CONEXIÓN					€ 2.443,02	\$ 8.026.304,00		€ 431,82	\$ 1.418.703,84
03.01	Suministro de caja de conexión formada por una envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de <i>ABB</i> tamaño 2 (460x550x260 mm).	Ud	3	€ 299,20	\$ 983.000,00	€ 897,61	\$ 2.949.000,00	16%	€ 143,62	\$ 471.840,00
03.02	Suministro de fusible de 15 A de la gama gPV de <i>GAVE</i> , referencia 30F15PV de 10x38 mm.	Ud	28	€ 19,23	\$ 63.168,00	€ 538,35	\$ 1.768.704,00	21%	€ 113,05	\$ 371.427,84
03.03	Suministro de bases portafusibles de la gama gPV de <i>GAVE</i> de la referencia 211pV, de un polo 1000 V e intensidad máxima de 20 A.	Ud	28	€ 10,01	\$ 32.900,00	€ 280,39	\$ 921.200,00	21%	€ 58,88	\$ 193.452,00
03.04	Suministro de descargador de sobretensiones transitorias (clase II) modelo OVR PV 40-1000 P de <i>ABB</i> .	Ud	3	€ 242,22	\$ 795.800,00	€ 726,67	\$ 2.387.400,00	16%	€ 116,27	\$ 381.984,00

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
04	CAJA GENERAL DE CONEXIÓN					€ 2.356,97	\$ 7.743.600,00		€ 389,07	\$ 1.278.266,00
04.01	Suministro de caja general de conexión formada por una envolvente de poliéster IP66 de corriente Gemini de ABB tamaño 6 (840x1005x360 mm).	Ud	1	€ 1.060,14	\$ 3.483.000,00	€ 1.060,14	\$ 3.483.000,00	16%	€ 169,62	\$ 557.280,00
04.02	Suministro de un interruptor de protección principal en continua tetrapolar modelo S804PV-S63 de ABB de intensidad nominal 63 A y tensión máxima en régimen permanente 1200 V.	Ud	3	€ 271,81	\$ 893.000,00	€ 815,42	\$ 2.679.000,00	16%	€ 130,47	\$ 428.640,00
04.03	Suministro de descargador de sobretensiones transitorias (clase II) modelo OVR PV 40-1000 P de ABB.	Ud	1	€ 242,22	\$ 795.800,00	€ 242,22	\$ 795.800,00	16%	€ 38,76	\$ 127.328,00
04.04	Suministro de interruptor seccionador en continua modelo 55PV4016 de GAVE de intensidad nominal 160 A, a una tensión máxima en régimen permanente de 1000 V.	Ud	1	€ 239,18	\$ 785.800,00	€ 239,18	\$ 785.800,00	21%	€ 50,23	\$ 165.018,00

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
05	CUADRO GENERAL BAJA TENSIÓN 400 V					€ 2.200,28	\$ 7.228.817,00		€ 352,05	\$ 1.156.610,72
05.01	Suministro de armario metálico formado por envolvente metálica IP65 modelo ArTu M de ABB.	Ud	1	€ 1.217,51	\$ 4.000.000,00	€ 1.217,51	\$ 4.000.000,00	16%	€ 194,80	\$ 640.000,00
05.02	Suministro de interruptor automático magnetotérmico modelo Tmax XT2N-160 de ABB.	Ud	1	€ 325,07	\$ 1.068.000,00	€ 325,07	\$ 1.068.000,00	16%	€ 52,01	\$ 170.880,00
05.03	Suministro de relé diferencial asociado modelo RD3P de ABB asociado al interruptor magnetotérmico Tmax XT2N-160.	Ud	1	€ 264,50	\$ 869.000,00	€ 264,50	\$ 869.000,00	16%	€ 42,32	\$ 139.040,00
05.04	Suministro de toroide TR3 para relé diferencial RD3P de ABB.	Ud	1	€ 146,10	\$ 480.000,00	€ 146,10	\$ 480.000,00	16%	€ 23,38	\$ 76.800,00
05.05	Suministro de descargador sobretensiones transitorias OVR T1+2 3N 7-275s P del fabricante ABB (clase I+II).	Ud	1	€ 247,10	\$ 811.817,00	€ 247,10	\$ 811.817,00	16%	€ 39,54	\$ 129.890,72

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
06	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN					€ 2.736,35	\$ 8.990.000,00		€ 437,82	\$ 1.438.400,00
06.01	Suministro de transformador trifásico tipo seco de 100 kVA, 400 V en alta y 208 V en baja, 60 Hz.	Ud	1	€ 2.130,64	\$ 7.000.000,00	€ 2.130,64	\$ 7.000.000,00	16%	€ 340,90	\$ 1.120.000,00
06.02	Suministro de interruptor automático magnetotérmico modelo Tmax XT4N-250 de ABB.	Ud	1	€ 605,71	\$ 1.990.000,00	€ 605,71	\$ 1.990.000,00	16%	€ 96,91	\$ 318.400,00

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
07	CABLEADO Y TUBERÍA					€ 5.442,57	\$ 17.881.041,38		€ 1.090,17	\$ 3.581.656,62
07.01	Suministro metro lineal de cable PV ZZ-F (AS) 1,8 kV 2x1x10 mm ² nominal en cobre.	m	1826	€ 1,71	\$ 5.625,00	€ 3.126,33	\$ 10.271.250,00	21%	€ 656,53	\$ 2.156.962,50
07.02	Suministro metro lineal de cable PV X1FAZ-K (AS) 1,8 kV 2x1x16 mm ² nominal en cobre.	m	172	€ 2,63	\$ 8.625,00	€ 451,54	\$ 1.483.500,00	21%	€ 94,82	\$ 311.535,00
07.03	Suministro metro lineal de cable PV X1FAZ-K (AS) 1,8 kV 2x1x50 mm ² nominal en cobre.	m	10	€ 6,64	\$ 21.825,00	€ 66,43	\$ 218.250,00	21%	€ 13,95	\$ 45.832,50
07.04	Suministro metro lineal de cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x50+TT mm ² en cobre.	m	18	€ 26,57	\$ 87.300,00	€ 478,30	\$ 1.571.400,00	21%	€ 100,44	\$ 329.994,00
07.05	Suministro metro lineal de cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x1x95+TT mm ² en cobre.	m	6	€ 44,10	\$ 144.900,00	€ 264,63	\$ 869.400,00	21%	€ 55,57	\$ 182.574,00
07.06	Suministro Tubo IMC galvanizado de acero de 19,05 mm de sección.	m	198	€ 2,76	\$ 9.051,72	€ 545,52	\$ 1.792.241,38	16%	€ 87,28	\$ 286.758,62
07.07	Suministro tubo IMC galvanizado de acero de 31,75 mm de sección.	m	86	€ 3,67	\$ 12.068,97	€ 315,92	\$ 1.037.931,03	16%	€ 50,55	\$ 166.068,97
07.08	Suministro tubo IMC galvanizado de acero de 38,1 mm de sección.	m	11	€ 4,46	\$ 14.655,17	€ 49,07	\$ 161.206,90	16%	€ 7,85	\$ 25.793,10
07.09	Suministro tubo IMC galvanizado de acero de 50,80 mm de sección.	m	12	€ 6,56	\$ 21.551,72	€ 78,72	\$ 258.620,69	16%	€ 12,59	\$ 41.379,31
07.10	Suministro tubo IMC galvanizado de acero de 63,5 mm de sección.	m	7	€ 9,45	\$ 31.034,48	€ 66,12	\$ 217.241,38	16%	€ 10,58	\$ 34.758,62

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED ORIENTADO A AUTOCONSUMO UBICADO EN EL EDIFICIO DE LABORATORIOS DE ESTRUCTURAS Y MATERIALES DE LA ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA JULIO GARAVITO (BOGOTÁ, COLOMBIA).

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
08	PUESTA A TIERRA					€ 1.739,67	\$ 5.715.530,17		€ 320,97	\$ 1.054.528,58
08.01	Metro lineal de cable flexible, RZ1- K (AS) 0,6/1 kV con cubierta amarillo verde, de 16 mm ² para red de tierras.	m	317	€ 2,63	\$ 8.625,00	€ 832,20	\$ 2.734.125,00	21%	€ 174,76	\$ 574.166,25
08.02	Metro lineal de cable flexible, RZ1- K (AS) 0,6/1 kV con cubierta amarillo verde, de 25 mm ² para red de tierras.	m	5	€ 4,06	\$ 13.350,00	€ 20,32	\$ 66.750,00	21%	€ 4,27	\$ 14.017,50
08.03	Suministro Tubo IMC galvanizado de acero de 19,05 mm de sección.	m	322	€ 2,76	\$ 9.051,72	€ 887,15	\$ 2.914.655,17	16%	€ 141,94	\$ 466.344,83

Documento 6: Presupuesto.

Código	Resumen	Unidad	Cantidad	Precio unitario		Importe		IVA		
				EUR (€)	COP (\$)	EUR (€)	COP (\$)	Valor	EUR (€)	COP (\$)
09	MANO DE OBRA Y MAQUINARIA					€ 9.712,05	\$ 31.908.018,72		€ 1.553,93	\$ 5.105.282,99
09.01	Mano de obra correspondiente a la instalación del generador fotovoltaico, inversor, cajas de conexión, caja general de conexiones, cuadro general baja tensión 400 V, transformador, cableado y tubería, sistema de puesta a tierra. Elementos completamente montados, probados y en operación. Maquinaria requerida: camión grúa.	Ud	1	€ 9.712,05	\$ 31.908.018,72	€ 9.712,05	\$ 31.908.018,72	16%	€ 1.553,93	\$ 5.105.282,99

Documento 6: Presupuesto.

RESUMEN PRESUPUESTO			
Código	Nombre	Total ²	
		EUR (€)	COP (\$)
01	Generador Fotovoltaico	€ 64.091,56	\$ 202.242.600,00
02	Inversor	€ 14.018,98	\$ 46.058.000,00
03	Cajas de conexión	€ 2.443,02	\$ 8.026.304,00
04	Caja General de Conexión	€ 2.356,97	\$ 7.743.600,00
05	Cuadro General Baja Tensión 400 V	€ 2.200,28	\$ 7.228.817,00
06	Centro de Transformación	€ 2.736,35	\$ 8.990.000,00
07	Cableado y tubería	€ 5.442,57	\$ 17.881.041,38
08	Puesta a tierra	€ 1.739,67	\$ 5.715.530,17
09	Mano de obra y maquinaria	€ 9.712,05	\$ 31.908.018,72
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		€ 104.741,45	\$ 335.793.911,27

TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		€ 104.741,45	\$ 335.793.911,27
13,00%	Gastos generales	€ 13.616,39	\$ 43.653.208,47
	Incluye: Redacción y visado de proyecto, supervisión de obra, dirección facultativa, estudio de seguridad y salud, así como estudios geotécnicos e impacto ambiental.		
6,00%	Beneficio industrial	€ 5.701,76	\$ 18.233.153,55
	Bancos, notarios, honorarios varios, seguro y vigilancia durante el montaje		
SUMA GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL		€ 19.318,15	\$ 61.886.362,02

² 1 euro (€ 1) corresponden a 3285,404 pesos colombianos (\$ 3285,404 COP) al día 30 de noviembre de 2015.

Documento 6: Presupuesto.

16,00%	IVA Presupuesto ejecución material - Colombia	€	3.253,32	\$	10.688.469,16
21,00%	IVA Presupuesto ejecución material - España	€	17.725,72	\$	56.488.105,59
16,00%	IVA Suma G.G. y B.I	€	3.090,90	\$	9.901.817,92
TOTAL IVA		€	24.069,95	\$	77.078.392,68

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL € **138.417,50** \$ **442.850.647,25**

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUATROCIENTOS CUARENTA Y DOS MILLONES OCHOCIENTOS CINCUENTA MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y SIETE PESOS COLOMBIANOS con VEINTICINCO CENTAVOS, equivalente al día 30 de noviembre de 2015 a CIENTO TREINTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS DIECISIETE EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS.

Bogotá, noviembre de 2015

David Alexander Cano Tirado

