



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



**ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA**

**Curso Académico:**

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 2 of 75

## RESUMEN

El presente documento recoge bajo el título de “Diseño de una instalación fotovoltaica interconectada de 1'5MWp destinada a autoconsumo en República Dominicana”, el trabajo de fin de grado del alumno Alejandro Arenas Ferrer, perteneciente a la titulación Ingeniería de la energía. El documento ha sido elaborado bajo la supervisión de Emilio Figueres Amorós. Esperando sea de su agrado.



## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
1.1. Objetivo del Proyecto .....	6
1.2. Introducción a la Energía fotovoltaica .....	6
1.3. La actualidad del sector fotovoltaico mundial.....	8
1.4. Breve resumen sobre el sector energético de República Dominicana y el cliente EGE Haina	11
<b>2. MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>14</b>
2.1. Descripción de la instalación .....	14
2.2. Ubicación de la instalación .....	15
2.3. Requisitos y restricciones del proyecto .....	17
2.4. Datos generales del parque.....	17
2.5. Descripción de los equipos que componen la instalación .....	18
2.5.1. Módulo fotovoltaico.....	18
2.5.2. Inversor.....	20
2.5.3. Estructura.....	21
2.5.4. Cableado .....	22
2.5.5. Armarios de campo .....	23
2.5.6. Centros de Transformación y Cuadro de Interconexión.....	24
2.5.7. Transporte de los materiales.....	25
<b>3. CÁLCULOS .....</b>	<b>26</b>
3.1. Introducción - Selección de la configuración básica.....	26
3.2. Número paneles por serie.....	27
3.2.1. Número mínimo de paneles.....	27
3.2.2. Número máximo de paneles .....	31
3.3. Número de series de paneles .....	32
3.3.1. Series por entrada MPPT .....	32
3.3.2. Series por inversor.....	33
3.3.3. Cálculo según potencia máxima admitida inversor .....	34
3.4. Sombras y distancias.....	34



3.5.	Cálculos eléctricos en B.T.....	37
3.5.1.	Criterio de la Caída de Tensión.....	39
3.5.2.	Criterio de la Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente.....	45
3.6.	Protecciones.....	51
3.6.1.	Protecciones en Continua.....	51
3.6.2.	Protecciones en Alterna.....	54
3.6.3.	Puesta a tierra.....	63
3.6.4.	Protección frente a sobretensiones.....	63
<b>4.</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>64</b>
4.1.	Coste del EPC.....	64
4.2.	LCOE.....	65
4.2.1.	Inversión económica.....	65
4.2.1.	Energía generada.....	66
4.2.2.	Resultado de la LCOE.....	68
4.3.	RENTABILIDAD.....	69
4.3.1.	LCOE Y PPA.....	69
4.3.2.	TIR.....	69
4.3.3.	VAN.....	70
4.3.4.	PAY-BACK.....	71
<b>5.</b>	<b>PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>72</b>
5.1.	Requisitos Cliente.....	72
5.2.	Normativa para el diseño estructural.....	72
<b>6.</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>73</b>
<b>7.</b>	<b>PLANOS.....</b>	<b>75</b>



## ABREVIATURAS

<b>AC</b>	Alternate Current (corriente alterna)
<b>BOS</b>	Balance of System. Coste del Proyecto, módulos solares excluidos
<b>CT</b>	Centro de Transformación
<b>CCTV</b>	Close Circuit Television / Circuito Cerrado de Televisión
<b>DC</b>	Direct Current (corriente continua)
<b>EPC</b>	Engineering, Procurement and Construction
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (IEC es la organización mundial líder que publica Normas Internacionales)
<b>ITBIS</b>	Impuesto a las Transferencias de Bienes Industrializados y Servicios (Impuesto indirecto tipo valor agregado)
<b>kWh</b>	Kilowatio Hora
<b>KWn</b>	Kilowatio Nominal
<b>KWp</b>	Kilowatio Pico
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy
<b>LV</b>	Low Voltage
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking. Seguimiento que hace el inversor del punto de máxima potencia
<b>MV</b>	Medium Voltage
<b>O&amp;M</b>	Operation and Maintenance
<b>PAC</b>	Provisional Acceptance Certificate
<b>PR</b>	Performance Ratio
<b>PV</b>	PhotoVoltaic
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
<b>STC</b>	Standard Test Conditions
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Rentabilidad
<b>USD</b>	United States Dollar
<b>VAN</b>	Valor Actual Neto

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MW <sub>p</sub> DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 6 of 75

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Objetivo del Proyecto

El objetivo del presente proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica cuya construcción se realiza en República Dominicana. El proyecto alberga el diseño técnico de la planta, la selección de los equipos, un estudio energético sobre la producción de la planta y finalmente, un estudio económico. La potencia pico de la planta es de 1'5MW<sub>p</sub>, siendo su potencia nominal 1'25MW<sub>n</sub>. La planta servirá principalmente de autoconsumo, situándose adyacentemente a una planta de generación del cliente y encontrándose el punto de conexión en dicha planta.

## 1.2. Introducción a la Energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella fuente de energía que obtenemos de la radiación solar. Mediante el efecto fotoeléctrico, somos capaces de obtener una corriente continua en las placas fotovoltaicas, corriente que posteriormente es transformada a corriente alterna en los inversores.

Sin ánimo de una tediosa extensión en el proceso físico que tiene lugar y a modo de resumen, diremos que una placa fotovoltaica está compuesta por un número determinado de células fotovoltaicas conectadas en serie (Actualmente, los paneles que se suelen instalar en grandes instalaciones, suelen tener 60 o 72 células). Las células fotovoltaicas se construyen con materiales semiconductores, como puede ser el silicio, y se dopan químicamente para que tengan o bien una carencia o bien un exceso de electrones. Jugando con ello, se construyen células formadas por una placa dopada positivamente y otra negativamente, creando un potencial eléctrico. Y es aquí donde se aprovecha el efecto fotoeléctrico. Los fotones que provienen de los rayos solares (la luz se compone de cuantos solares o fotones), si tienen la energía suficiente, pueden arrancar un electrón del material semiconductor y dar lugar a una corriente continua.

Actualmente, la energía solar fotovoltaica podría decirse que está muy estandarizada y la realización de proyectos fotovoltaicos no tiene suele tener una complejidad elevada. Los proyectos solares fotovoltaicos cuentan con los siguientes equipos para la obtención de energía eléctrica:

- **Paneles Solares Fotovoltaicos:** es el elemento principal de la instalación fotovoltaica y el motor de la producción eléctrica. En el mercado encontramos grandes marcas mundiales como JASolar, Hanwha, Canadian, Jinko, Yingli... Con la tendencia actual de proyectos de gran potencia (50-150MW) y con el objetivo de reducir costes, se suelen buscar paneles policristalinos de 72 células (más económicos que los monocristalinos) que con el rendimiento actual del 16% aproximadamente, producen unos 310-320Wp por unidad (en condiciones STC). En un proyecto fotovoltaico, no es de extrañar que el coste de los paneles solares ya suponga el 50-60% del total del proyecto.



- **Inversores:** es el elemento encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna (forma en que la corriente se inyecta a la red). Generalmente hay dos tipos de inversores: los inversores de tipo string y los inversores centrales. En instalaciones de gran potencia, se suele instalar inversores centrales. Estos tienen potencias que normalmente van de 800-2000MW<sub>ac</sub>, con varias etapas de conmutación o con una única (dependiendo del fabricante). Este tipo de inversores centrales generalmente se instala en proyectos de gran potencia (>1MW<sub>ac</sub>). Los inversores tipo string, por otro lado, tienen una potencia bastante menor y suelen encontrarse en mayor medida en las instalaciones más pequeñas. La ventaja de poner inversores tipo string es que contaremos con distintos puntos de seguimiento del punto de máxima potencia. Esto para una cubierta con distintas orientaciones es ideal. Por otro lado, cabe destacar que el inversor puede funcionar como fuente de intensidad (situación en que está conectado a la red, buscando dar un voltaje un poco por encima del que posea la red para verter energía) o como fuente de tensión (instalación aislada de red).
- **Estructura Solar:** generalmente encontramos dos tipos de estructura, la fija y la que cuenta con seguidor solar. Esta segunda permite un mayor aprovechamiento de la energía ya que hace un seguimiento solar y adopta constantemente el ángulo de inclinación más óptimo. No obstante, sus costes de inversión y de mantenimiento son mayores. En cuanto a los materiales empleados, se suele trabajar con acero galvanizado (protección en zinc que se le da al acero para incrementar su durabilidad) y aluminio anodizado (de mayor coste que el acero galvanizado pero con mejor comportamiento frente a la corrosión).
- **Transformadores de tensión:** es el elemento que se encarga de elevar la tensión de salida del inversor a una tensión más elevada que permita la evacuación en media tensión por la planta. En las grandes plantas fotovoltaicas, es común tener distintas estaciones de potencia que cuentan con un conjunto de inversores centrales y un transformador de media tensión. Las estaciones de potencia se conectan entre ellas formando un anillo de media tensión y su potencia total es entregada a un centro de distribución. A partir de este punto, conectaremos a la subestación. La aparición de los transformadores tiene cabida en los proyectos de Generación de Energía en que se inyecta a red y no en los proyectos de autoconsumo, donde la inyección de energía es en baja tensión.
- **Otros:** junto con los elementos principales arriba expuestos, un parque solar fotovoltaico también se compone de sistema de seguridad mediante CCTV, estaciones meteorológicas, sistema de monitorización, cableado de baja tensión, cableado de media tensión, subestación (cuando es necesario inyectar a red) y un sinnúmero de elementos que muchas veces dependen de la topología del proyecto.

Así pues, la energía solar fotovoltaica se encuadra dentro de las energías renovables dado que proviene de una fuente presumiblemente inagotable, como es el sol. No obstante y en contrapartida, al depender del recurso solar, no tenemos energía siempre que así lo deseemos.



### 1.3. La actualidad del sector fotovoltaico mundial

Sin ánimo de un tedioso análisis del sector fotovoltaico mundial, se va a exponer de forma breve y concisa las principales variables que se han considerado oportunas para explicar cuál es el estado de la generación mediante la tecnología fotovoltaica.

Si echamos la vista atrás, hace 8-10 años la industria solar estaba en un estado incipiente y era prácticamente dependiente de los subsidios del gobierno. Es bien conocido el boom de la fotovoltaica que sucedió en España. España fue el país con mayor potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo en 2008. El motivo principal de este boom fue el marco legal que estableció el RD 661/2007, el cual estableció una tarifa de inyección a red del orden de 0,40€/kWh. El desarrollo entonces fue tremendo, disparándose el ritmo de puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas hasta los 500MW/mes. En Septiembre de 2008 se publicaría el RD 1578/2008, se redujeron las tarifas de inyección a red y se puso límite a la potencia instalada. Se produjo pues el colapso del sector fotovoltaico español, forzando a las empresas del sector a trasladar su actividad a países extranjeros (En este contexto de abordar nuevos mercados, aparece la planta de República Dominicana en estudio).

Este caso no fue único en España. Por aquel entonces, la demanda fue creada por inversores financieros que perseguían altas ganancias en mercados subsidiados como Italia, Alemania, España o la República Checa. Subsidios atractivos y un acceso sencillo a financiación condujeron a una desenfrenada carrera por instalar plantas fotovoltaicas.

Según un estudio del Deutsche Bank publicado en febrero de 2015, basado en el análisis del sector fotovoltaico mundial, se cree que en el mercado fotovoltaico estamos volviendo al punto de pre-crisis (donde la oferta superó a la demanda), no obstante las diferencias actualmente son notorias:

- El capital entrante probablemente sobrepasará al capital desplegado con anterioridad a la crisis.
- El poder adquisitivo será mayor (sobre 2 o 3 veces superior) dado que los costes de generación fotovoltaica han caído (como más adelante se explica).
- La demanda creada esta vez será más diversa y sostenible (basada en la economía y no en subsidios).

Actualmente, la dependencia en subsidios ha decaído considerablemente comparado con años atrás. Además, se espera que la dependencia en subsidios siga cayendo a lo largo del tiempo y que las perspectivas políticas se vuelvan más favorables. Por otro lado, el panorama para la energía solar distribuida a pequeña escala es ahora más alentador. Se cree que en los próximos 5 años aún se producirá una última reducción en el coste de la fotovoltaica. Los costes de adquisición van a bajar conforme se incremente la concienciación del pequeño consumidor, los costes indirectos bajen y políticas energéticas con un mayor apoyo a la generación distribuida surjan.

Siguiendo con el análisis, la energía solar fotovoltaica se caracteriza por su creciente expansión. Ello se debe a la rápida reducción de los costes que está experimentando, los cuales se han reducido en el 80% en los últimos años. Tanto es así que la energía solar



fotovoltaica está en paridad de red en más de la mitad de países del mundo. La paridad de red supone el punto en que los costes de producción eléctrica mediante una fuente de energía y su precio de venta en el mercado eléctrico, se equiparan. Este punto es muy importante y supone el punto en que una fuente de energía no requiere de subsidios y puede “entrar a luchar” directamente con las fuentes de generación convencionales.

Para entender el concepto de Paridad de Red, antes vamos a introducir el concepto de LCOE (Levelized cost of electricity): es el valor actual neto del coste de generación con una fuente de energía determinada. En dicho concepto, se introducen las variables de la inversión inicial realizada, los costes de mantenimiento, la energía producida en el período de vida de la instalación y la tasa de descuento.

El valor del LCOE nos permite saber si estamos en paridad de red. En el mismo estudio arriba mencionado del Deutsche Bank, presentan la tabla que se muestra a continuación y que nos da una idea sobre el concepto de paridad de red y de LCOE:

Country	Grid Parity	Insolation (kWh/m <sup>2</sup> /year)	Cost of Electricity Comp (\$/kWh)	LCOE	Solar Premium/Discount	IRR (20 Year System)	IRR (30 Year System)
Australia	Yes	1833	\$0.49	\$0.15	-\$0.35	4781.22%	4781.22%
Belgium	Yes	867	\$0.32	\$0.24	-\$0.08	4.34%	9.38%
Brazil	Yes	1667	\$0.37	\$0.18	-\$0.19	44.53%	44.83%
Chile	Yes	1750	\$0.25	\$0.12	-\$0.14	28.95%	29.40%
Denmark	Yes	813	\$0.44	\$0.35	-\$0.09	16.82%	17.51%
France	Yes	1083	\$0.21	\$0.16	-\$0.05	1.23%	7.58%
Germany	Yes	958	\$0.33	\$0.19	-\$0.15	14.58%	18.55%
Guyana	Yes	1667	\$0.28	\$0.12	-\$0.16	35.27%	35.49%
Hungary	Yes	1042	\$0.26	\$0.24	-\$0.02	3.13%	8.67%
Ireland	Yes	750	\$0.31	\$0.27	-\$0.04	-2.23%	5.90%
Israel	Yes	1917	\$0.16	\$0.14	-\$0.02	8.34%	12.00%
Italy	Yes	1292	\$0.31	\$0.14	-\$0.17	27.48%	27.97%
Japan	Yes	1167	\$0.28	\$0.14	-\$0.14	17.71%	19.11%
Mexico	Yes	1792	\$0.20	\$0.13	-\$0.08	12.45%	15.09%
Netherlands	Yes	917	\$0.32	\$0.27	-\$0.05	6.25%	10.56%
New Zealand	Yes	1167	\$0.20	\$0.18	-\$0.03	-1.43%	6.26%
Papua New Guinea	Yes	1417	\$0.30	\$0.17	-\$0.13	26.83%	26.28%

**Figura 1.1.** Extracto sobre la paridad de red y LCOE en un distintos países. Fuente: Deutsche Bank, Shah V., & Booream-Phelps, J. (2015). *Markets Research, Industry Solar*.

De esta tabla se desprende la competitividad de la energía solar fotovoltaica sin necesidad de subsidios. Otra cosa interesante que vemos es que los países más “interesantes” serían aquellos con un abundante recurso solar y un precio de la electricidad elevado.

En la siguiente tabla, podemos observar los costes de producción mediante las distintas fuentes de energía:

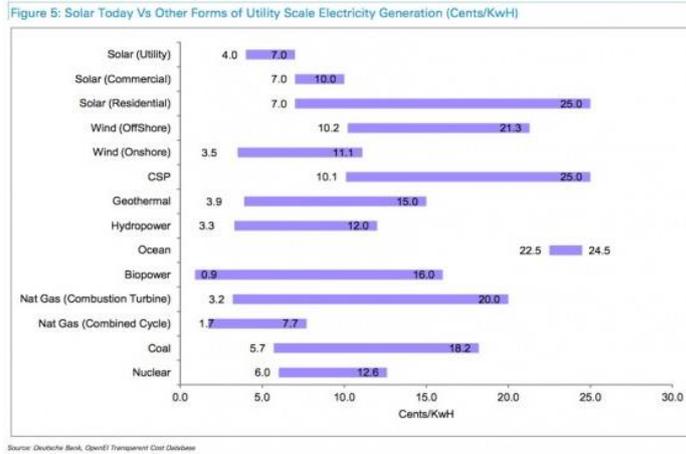


Figura 1.2. Energía Solar Vs otras formas de generación Solar (Cents/KWh). Fuente: Deutsche Bank, Shah V., & Boorem-Phelps, J. (2015). Markets Research, Industry Solar.

Del estudio del banco alemán se desprende que el sector fotovoltaico va a deparar muchas sorpresas positivas para los inversores en los próximos años. Prevén que para el 2030 el mercado fotovoltaico se habrá multiplicado por 10, cifra que permitirá alcanzar el 10% del mix eléctrico mundial. Dicho informe sugiere incluso que para el 2050, la fotovoltaica tendrá el 30% de la cuota mundial, una cifra nada despreciable.

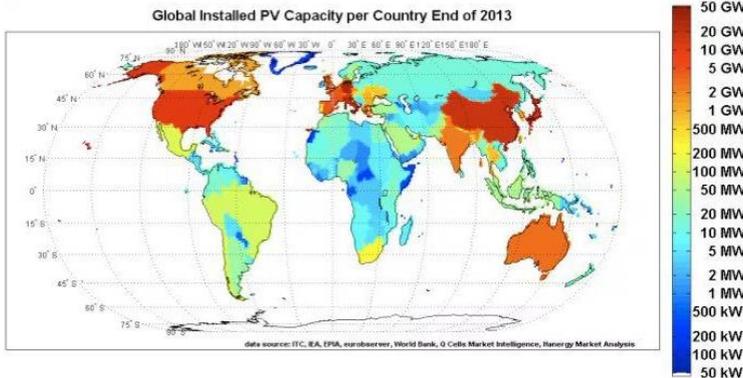


Figura 1.3. Capacidad Mundial instalada en fotovoltaica a finales del 2013. Fuente: Global Installed Photovoltaic Capacity and Identification of Hidden Growth Markets. Berlin, Lappeenranta, Genval.

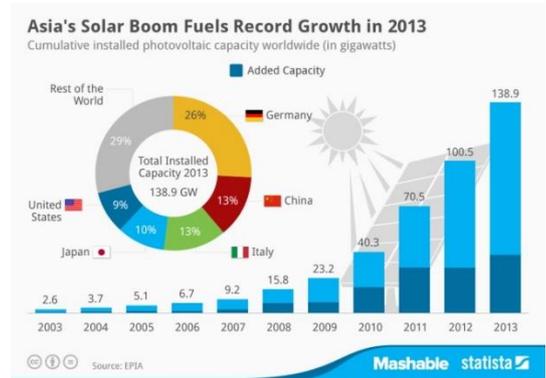


Figura 1.4. Reparto de la potencia mundial acumulada instalada, Fuente: <http://elperiodicodelaenergia.com/>, datos de EPIA

En la anterior figura podemos observar la potencia fotovoltaica instalada mundialmente a finales de 2013. En dicha imagen se aprecia la mayor explotación en Europa y EEUU, y sin embargo el escaso desarrollo en África y América Latina. No obstante, el año pasado América Latina creció en un 370%, encabezada por Chile (Munsell, 2015). Los analistas ya previeron a principio de 2015 que durante ese mismo año, América Latina seguiría creciendo con Chile a la cabeza y con cifras sobre el 240% (fuente: Greentechmedia.com). El actual LCOE solar (sin subsidio) de Chile está en 0,12-0,18USD/kWh, por debajo del precio de la electricidad de 0,25USD/kWh.

Si echamos mano del informe publicado en 2015 por IRENA, encontramos rápidamente una tabla en que se clasifica a las fuentes renovables por capacidad de empleo producido. La



energía solar fotovoltaica, está a la cabeza, como se puede observar en la siguiente imagen (Ferroukhi, Khalid, Lopez-Peña (IRENA), & Renner, 2015):

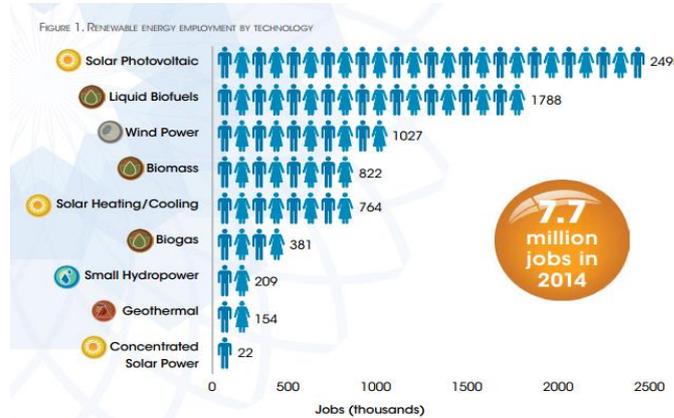


Figura 1.5. Empleo por energía renovable, 2014. Fuente IRENA 2015.

En España, la fotovoltaica cuenta actualmente con unos costes de generación de aproximadamente 0,8€/kWh. Con un coste comprendido entre 0,8 USD/kWh y 0,13 USD/kWh, la energía fotovoltaica estaría hasta por debajo del 40% del precio de venta de muchos mercados eléctricos.

Según un artículo publicado recientemente en <http://elperiodicodelaenergia.com/>, *en algunos proyectos en Brasil y Uruguay se está generando electricidad fotovoltaica a 7 céntimos de euro, en Alemania las grandes plantas solares proporcionan electricidad a menos de 9 céntimos, y en España los precios están ya próximos a los 7 céntimos. En comparación, pueden competir perfectamente con la electricidad producida a partir de combustibles fósiles como el carbón y el gas, que producen a unos precios de entre 5 y 10 céntimos de euro por kilovatio hora, y batir a las plantas nucleares, que lo hacen a un precio de 11 céntimos de euro.* (Roca, 2015). Esto nos muestra los bajos costes de generación ya alcanzados y el potencial que tiene por delante.

En definitiva, podemos concluir que el sector fotovoltaico tiene aún un largo recorrido por delante y su desarrollo en el futuro para la sostenibilidad del planeta se comienza a antojar una necesidad.

#### 1.4. Breve resumen sobre el sector energético de República Dominicana y el cliente EGE Haina

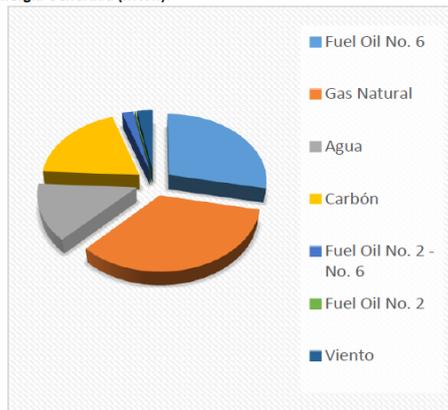
En el sector eléctrico dominicano, las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización pasaron por un proceso de privatización a finales de los 90.

Podríamos decir a grandes rasgos que el sector eléctrico Dominicano se caracteriza por su excesiva dependencia de combustibles derivados del petróleo. Tanto es así, que el 85% de la generación eléctrica depende de combustibles fósiles importados.

La Superintendencia de Electricidad de República Dominicana publica mensualmente algunos datos estadísticos referentes al sector eléctrico nacional. La siguiente figura, ilustra para el mes de enero del año pasado, la energía producida por fuente.



Energía Generada (MWh):



**Figura 1.6.** Reparto en la Generación Eléctrica, Enero 2014, República Dominicana. Fuente (Superintendencia de Electricidad, República Dominicana, s.f.)

<b>POR FUENTE</b>	<b>Energía Generada (MW/h)</b>	<b>(%)</b>
Fuel Oil No. 6	293,485.54	28%
Gas Natural	353,281.65	34%
Agua	141,600.60	14%
Carbón	197,821.94	19%
Fuel Oil No. 2 - No. 6	21,241.66	2%
Fuel Oil No. 2	2,059.77	0%
Viento	29,165.00	3%

**Figura 1.7.** Energía Generada por fuente, Enero 2014, República Dominicana Fuente (Superintendencia de Electricidad, República Dominicana, s.f.)

Puede observarse, como se comentaba, la fuerte presencia de generación eléctrica mediante combustibles de origen fósil.

A continuación, se presentan algunas características principales del sector ([www.undpcc.org](http://www.undpcc.org), s.f.):

- Elevado nivel de pérdidas eléctricas en el segmento de distribución.
- Contratos de compra-venta de la energía entre Generadoras y Distribuidoras a muy largo plazo.
- Excesiva dependencia de combustibles derivados del petróleo para la generación de electricidad.
- Excesiva dependencia de subsidios otorgados por el Estado para la subsistencia del Sector.
- Debilidad o insuficiencia de la legislación que regula la persecución y castigo del robo de electricidad.
- Elevados costes de generación eléctrica.

Por otro lado, en un artículo publicado recientemente en [evwind.com](http://www.evwind.com), se afirmaba que “República Dominicana tiene entre los ejes de su estrategia nacional el desarrollo de las energías renovables como la eólica, energía solar, fotovoltaica y biomasa forestal.” Quizá en este marco y como planta piloto, nace el proyecto fotovoltaico que se describe en el presente documento.

Dicha planta fotovoltaica aparece de la mano de EGE Haina, una empresa generadora de electricidad de República Dominicana y cliente final del proyecto. Tal y como se describe EGE Haina en su propia página web, esta empresa “es la generadora de electricidad más grande de República Dominicana cuando se la mide sobre la base de su capacidad instalada de 905.3 megavatios, provenientes de ocho centrales de generación ubicadas en San Pedro de Macorís, Haina, Barahona, Pedernales y Puerto Plata. EGE Haina opera además una planta privada de 225 megavatios en San Pedro de Macorís. Así, en suma, con 9 centrales energéticas a su cargo que producen más de 1,100 megavatios”



La planta fotovoltaica descrita en el presente documento y que en adelante llamaremos “Quisqueya Solar”, nace para apoyar en autoconsumo a su hermana “Quisqueya II” de 225 MW en San Pedro de Macorís, una planta de generación eléctrica mediante turbinas de gas.



**Figura 1.8..** Planta de Generación Eléctrica “Quisqueya II”, con 225 MW de potencia y equipada con 12 motores Wartsila 18V50DF, tiene la capacidad de operar tanto con gas natural como con diésel. *Foto obtenida de la página web de Ege Haina*

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 14 of 75

## 2. MEMORIA DESCRIPTIVA

### 2.1. Descripción de la instalación

La implantación solar de Quisqueya, se construye durante el verano de 2015 y hasta finales de 2016 por Elecnor, sobre un terreno adyacente a la planta de generación mediante turbinas de gas, Quisqueya II. El objetivo principal es proveer electricidad a dicha planta. Además, este proyecto surge como una planta piloto y una primera experiencia de la empresa con el objetivo de instalar en un futuro nuevas plantas fotovoltaicas para generación eléctrica.

Cabe mencionar que el proyecto es una licitación privada. Por ello, hay una serie de restricciones o condicionantes impuestos en el documento "Technical Specifications for an EPC contract". Dicho documento fue facilitado por la empresa generadora EGE Haina para la recepción de distintas ofertas llave en mano. De este modo, este documento fue distribuido entre los distintos licitadores privados para su evaluación.

Del siguiente párrafo extraído del documento "Technical Specifications for an EPC Contract", podemos extraer que la planta fotovoltaica estudiada en este trabajo, sirve de autoconsumo a la planta generadora Quisqueya II y está interconectada al cuadro de servicios auxiliares de la misma. El motivo de dicho autoconsumo es para suplir una parte del consumo remanente que tiene Quisqueya II:

*"Quisqueya 2 has an auxiliary energy consumption which averaged 4.69MW in the past ten months, or 2.38% of the generating capacity. The auxiliary system currently feeds off of the plant's own generation. EGE Haina seeks to install a PV plant to supply the low-end of Quisqueya 2's auxiliary consumption."*

Esta planta solar cuenta con una potencia de 1'25MWac y una potencia pico instalada de 1'5MWp en DC. La potencia en AC o nominal, será la que proveen los inversores en AC. En total, se instalarán 50 inversores tipo string de 25KW. Por otro lado, la potencia pico hace referencia al número de módulos instalados, un total de 4.780 módulos de 315Wp en STC, que darán como máximo dicha potencia (por unidad) en el circuito de DC.

Los módulos fotovoltaicos se instalan sobre una estructura solar fija. A diferencia de las estructuras tipo seguidor, el ángulo de inclinación es fijo y no se realiza seguimiento solar. La producción por tanto es menor, pero lo son también los costes. Dicha estructura posee una inclinación de 15 grados con respecto a la horizontal del terreno. Los módulos se instalan en la configuración conocida como 2V, es decir, las mesas contarán con dos filas de módulos dispuestos verticalmente. El material de la estructura es acero galvanizado en caliente y la misma está diseñada acorde a la normativa de vientos para edificaciones de República Dominicana. La estructura es hincada en el terreno y no hacen falta zapatas de hormigón.

Por otro lado, se instala a pie de planta, un centro prefabricado de hormigón. Dicho edificio prefabricado de hormigón alberga un transformador de tensión que se encarga de elevar la tensión del circuito AC de 400V hasta 12kV. La totalidad de la energía de la planta se evacua en

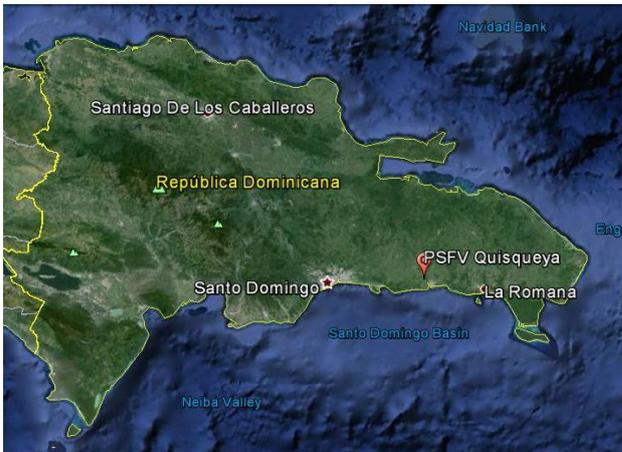


12 kV y se lleva hasta un segundo centro de transformación reductor, que disminuye la tensión hasta 480V. Dicho centro reductor estará en el interior de la planta Quisqueya II.

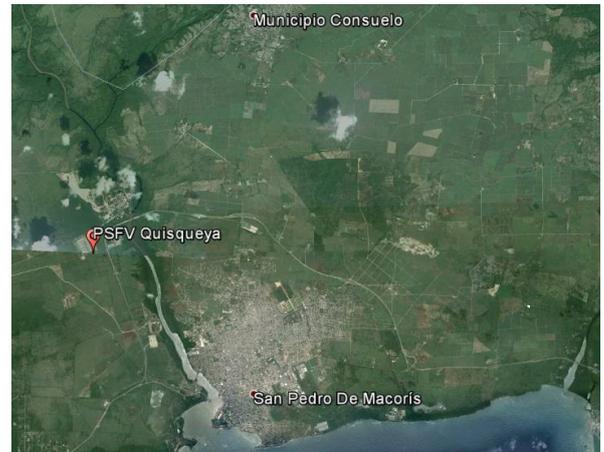
## 2.2. Ubicación de la instalación

La instalación fotovoltaica de referencia se ubica junto a la población de San Pedro de Macorís, en República Dominicana. Las coordenadas del proyecto y capturas del google earth se adjuntan a continuación:

**Latitud: 18,4908°, Longitud: -69,3489°**



**Figura 2.1.** Vista de la Isla de Rep. Dominicana y de la ubicación de la planta. *Captura de Google Earth*



**Figura 2.2.** Vista de la ubicación, junto a San Pedro de Macorís. *Captura de Google Earth*

La implantación de la planta solar se encuentra a unos 8 km de la población de San Pedro de Macorís. Dicha ciudad es la capital de una de las 31 provincias de las que se compone República Dominicana. Capital y provincia, comparten el mismo nombre. La topografía de esta provincia en particular se caracteriza por ser prácticamente llana.

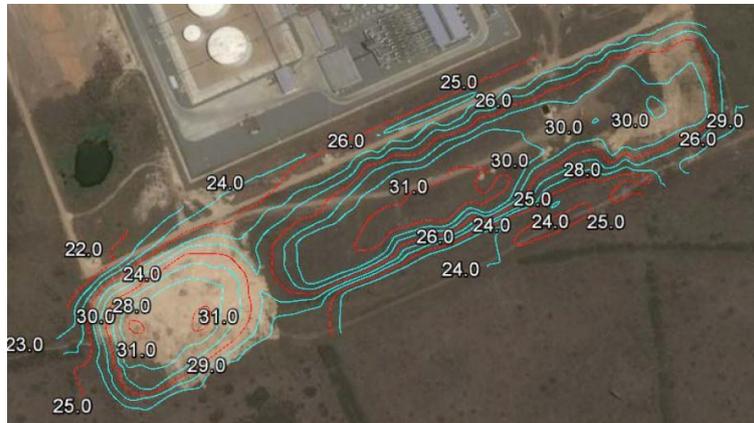
Si nos acercamos un poco más, alcanzamos a observar la construcción de “Quisqueya II”, la planta de generación eléctrica mediante generadores de gas. En la siguiente imagen, se muestra dicha planta y la superficie disponible para la implantación fotovoltaica de Quisqueya.



**Figura 2.3.** Área disponible Quisqueya Solar. *Captura de Google Earth*

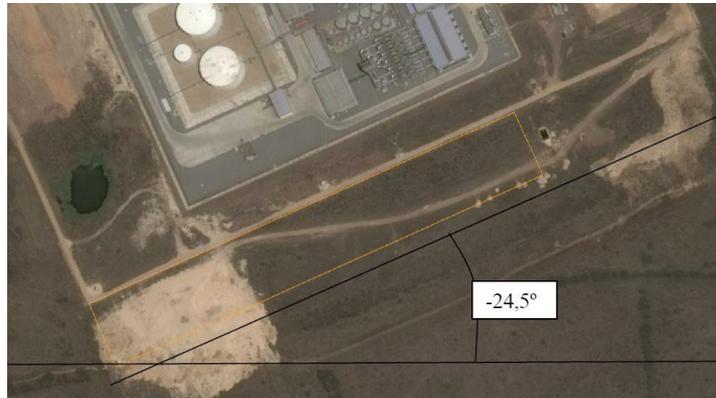


A priori es una superficie considerablemente plana, por lo que no precisa de una nivelación de terreno considerable. No obstante, al haber vegetación, un proceso de desbroce y adecuación de la superficie será necesario.



**Figura 2.4.** Levantamiento topográfico del terreno. Área en que se espera poner la estructura. Fuente: Propia, levantamiento topográfico realizado por Elecnor.

Mediante el levantamiento topográfico del terreno, podemos conocer las pendientes del mismo y adecuar la implantación para evitar las pendientes pronunciadas. Además, cabe destacar que hay una pequeña “piscina” natural de agua en la superficie, causada por desagües de Quisqueya II. Ello afectará a la implantación, requiriéndose de o bien un drenaje o evitar la piscina.



**Figura 2.5.** Ángulo de la parcela con respecto al Ecuador

Como podemos observar de la anterior imagen, la parcela solar estará orientada  $-24'5^{\circ}$  dirección sur-este.

Con las condiciones meteorológicas y la situación geográfica del lugar, el azimut de las estructuras fijas no influye prácticamente nada en la producción final de la planta. Por ello, se recomienda utilizar la implementación más ortogonal con la parcela (es decir, paneles orientados al sur-este) ya que no hay riesgo de pérdidas apreciables en la producción. Esta distribución permite una distribución regular de los módulos que facilitan las posibles ampliaciones futuras y el diseño de los accesos para mantenimiento. Por todo ello se decide utilizar estructuras fijas orientadas con un azimut  $-24'5^{\circ}$ .

 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 17 of 75

La escasa diferencia de producción anual entre azimut 0° y -25° (0,1%) se explica por dos causas principalmente:

- La escasa inclinación de los paneles debido a la latitud del lugar.
- El perfil diario típico de temperatura. Ya que una orientación de -25° alinea algo mejor los paneles con el Sol por la mañana con temperaturas más bajas.

### 2.3. Requisitos y restricciones del proyecto

El conjunto de requisitos particulares para este proyecto están recogidos en el punto “**5.Pliego de Condiciones**” del presente trabajo. En definitiva, son puntos expresamente solicitados por el cliente.

### 2.4. Datos generales del parque

A continuación, se presenta una tabla los datos básicos de la planta fotovoltaica. Cabe mencionar, que se distingue entre la unidad de potencia tipo A y la tipo B. Este hecho se debe a que hay a 38 inversores a los que conectamos 5 series a cada uno, y otros 12 inversores a los que conectamos 4 series a cada uno.

Tabla 2.1

<b>PARQUE SOLAR TOTAL</b>	
Número Total de Inversores	50
Número Total de Módulos	4.760
Número Total de Series	238
Potencia Nominal Total	1.250 kWn
Potencia Pico Total (DC)	1.499,4 kWp
<b>UNIDAD DE POTENCIA TIPO A</b>	
Número de Inversores Tipo A	38
Potencia Nominal / Potencia Pico por Inversor	25 kW / 31,5 kWp
Potencia Pico del Módulo	315 Wp
Número de Módulos por Inversor	100
Número de Módulos por Serie	20
Número de Series por Inversor	5
Potencia Nominal Total Tipo A	950 kWn
Potencia Pico Total Tipo A	1.197 kWp
<b>UNIDAD DE POTENCIA TIPO B</b>	
Número de Inversores Tipo A	12
Potencia Nominal / Potencia Pico por Inversor	25 kW / 25,2 kWp
Potencia Pico del Módulo	315 Wp
Número de Módulos por Inversor	80
Número de Módulos por Serie	20
Número de Series por Inversor	4
Potencia Nominal Total Tipo A	300 kWn
Potencia Pico Total Tipo A	302,4 kWp



A continuación, presentamos un conjunto de tablas dónde se indica más información acerca del parque fotovoltaico.

**Tabla 2.2**

<b>Módulo Fotovoltaico</b>	
Modelo del panel	JAP315
Potencia del módulo	315Wp
Número de módulos	4.760
Dimensiones del módulo	1956x
<b>Inversor</b>	
Modelo del Inversor	Sunny Tripower 25000TL
Potencia Del inversor	25 kWn
Número de inversores	50
Frecuencia	60 hz
Tensión de salida del inversor	≈400 V ac
<b>Estructura</b>	
Material	Acero galvanizado en caliente
Cimentación	Hincado directo
Ángulo de inclinación	15°
Número de hincas por mesa	8
Tamaño de la mesa	20 módulos
Orientación del campo solar	30 grados

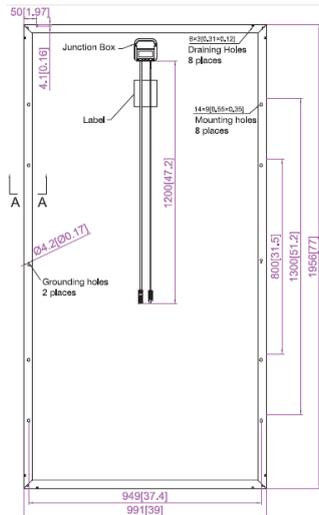
## **2.5. Descripción de los equipos que componen la instalación**

En este apartado se presenta una descripción de los elementos que van a componer la instalación fotovoltaica. Se hará referencia a datos extraídos de los distintos data sheet que aporta el fabricante.

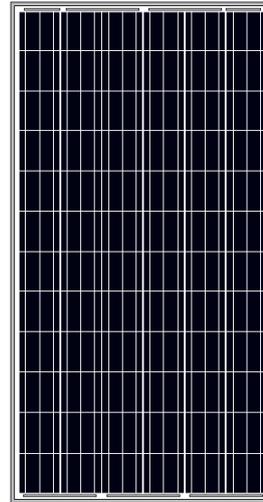
### **2.5.1. Módulo fotovoltaico**

El módulo fotovoltaico escogido pertenece a la marca JASolar. Esta marca, de origen chino, es uno de los gigantes del sector. JA entra dentro de la catalogación Tier 1 que establece Bloomberg cada trimestre. Los módulos fotovoltaicos que entran dentro de esta lista son los de mejor calidad. No sólo analizan las buenas cualidades del módulo, sino también la bancabilidad de la empresa y su capacidad de producción anual.

La potencia del panel instalado es de 315Wp, acorde con las tendencias actuales de mercado y la reducción de costes. Al usar módulos de mayor potencia, ahorramos en tanto que usamos menos módulos, menos cableado y menos estructura. Todos los módulos que se emplean son de tecnología de silicio policristalino. Las células van encapsuladas con vidrio templado bajo en hierro y láminas de Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA).



**Figura 2.6.** Imagen Posterior Módulo JAP72.  
Fuente: Ficha técnica del módulo



**Figura 2.7.** Imagen Delantera Módulo JAP72.  
Fuente: Ficha técnica del módulo

Las principales características del módulo se adjuntan en la siguiente tabla.

**Tabla 2.3**

**MÓDULO SOLAR, JASOLAR**

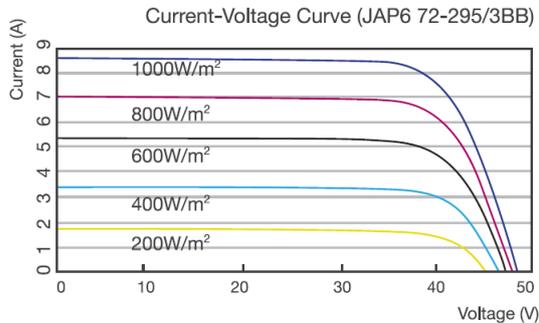
Modelo del módulo	<b>JAP36</b>
Potencia pico máxima en condiciones STC (W)	<b>315 W</b>
Voltaje en circuito abierto (Voc)	<b>45.60 V</b>
Voltaje en punto de máxima potencia (Vmp)	<b>37.28 V</b>
Corriente de corto circuito (Isc/A)	<b>8.91 A</b>
Corriente de máxima potencia (Imp)	<b>8.45</b>
Eficiencia del módulo	<b>16.25(%)</b>
Coefficiente de Temperatura de Isc (alfa)	<b>+0.0058%/°C</b>
Coefficiente de Voltaje de Voc (beta)	<b>-0.330%/°C</b>
Coefficiente de Potencia máxima de Pmp(alfa)	<b>-0.43%/°C</b>
STC	<b>Irradiancia 1000W/m2, Temperatura módulo 25°C, Air mass 1.5</b>
Tecnología	<b>Policristalino</b>
Dimensiones	<b>1956x991x45 (mm)</b>
Conector	<b>MC4 Compatible</b>

De los datos arriba expuestos, podemos sacar las siguientes conclusiones que tendremos en cuenta durante el proceso de cálculo:

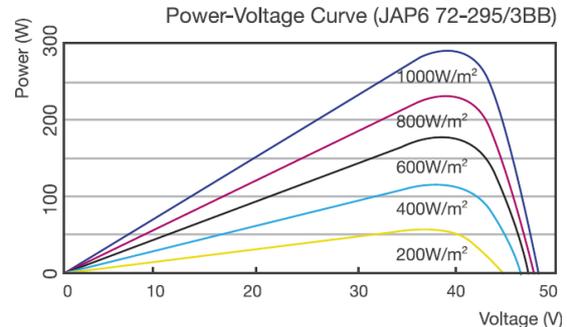
- Las dimensiones del panel son un elemento clave a proveer al estructurista.
- El voltaje de circuito abierto influirá directamente con el número de paneles en serie.
- Los distintos coeficientes de corrección, nos permitirán calcular las variables  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $P_{mp}$  para distintas condiciones de temperatura.
- La corriente de cortocircuito será la máxima esperada por serie, permitiéndonos escoger las protecciones adecuadas.



En el data sheet del módulo encontramos otras gráficas que nos proporcionan información acerca de las variables del módulo bajo distintas intensidades de irradiación. Evidentemente, un módulo no trabaja siempre bajo las condiciones ideales.



**Figura 2.8.** Curva Corriente-Voltaje para distintos valores de irradiancia. Fuente: Ficha técnica del módulo



**Figura 2.9.** Curva Potencia-Voltaje para distintos valores de irradiancia. Fuente: Ficha técnica del módulo

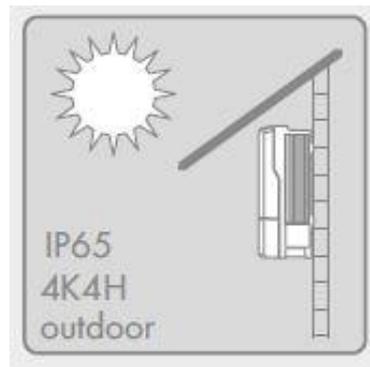
### 2.5.2. Inversor

Como se comentaba anteriormente, el inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua obtenida del generador fotovoltaico en corriente alterna. Para esta implantación, se ha escogido un inversor tipo string de 25kW, marca SMA, modelo Sunny Tripower 25000TL. En total se instalarán 50 inversores como éste.

Dicho inversor irá fijado a la parte posterior de la estructura, no siendo necesario el uso de una estructura aparte. Además, los módulos ejercerán de parasol y evitarán el sobrecalentamiento del inversor. Éste debe de ser instalado a una distancia mínima del suelo para permitir la refrigeración del mismo y además, permitir la entrada de los cables.



**Figura 2.10.** Sunny Tripower.  
Fuente: Ficha técnica del inversor



**Figura 2.11.** Instalación del Sunny Tripower  
Fuente: Ficha técnica del módulo

Como podemos observar, el inversor tiene un grado de protección IP65, con lo que se considera un inversor outdoor. Los inversores tipo string, presentan una serie de ventajas (frente a los inversores centrales, de mayor potencia) que se mencionan a continuación:

- Mejor rendimiento al dividir el campo de paneles en más zonas con MPPT.
- Menores pérdidas en cableado.
- Posibilidad de disponer de equipos de repuesto



- No es necesaria obra civil para colocación del inversor.
- Se eliminan las cajas de campo, se reducen averías y por lo tanto aumento de rendimiento.
- Se reducen el número de conexiones y protecciones menores pérdidas.
- En caso de avería se manda el inversor no hay que desplazar un técnico

Cumpliendo los requerimientos del cliente del documento “Technical Specifications for an EPC Contract” se decide instalar inversores tipo string.

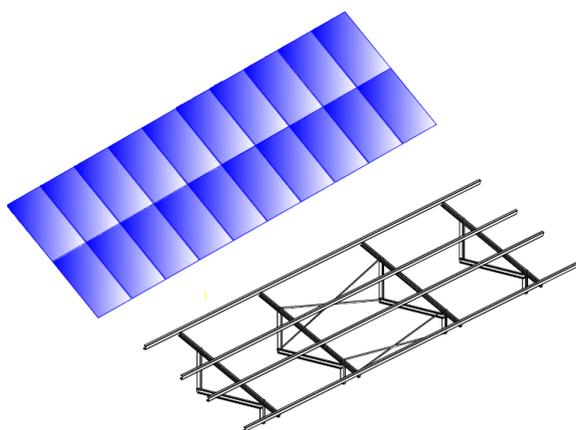
*The inverters shall be of a small capacity, to allow for both local maintenance and the possibility of having at least two spares in stock.*

### 2.5.3. Estructura

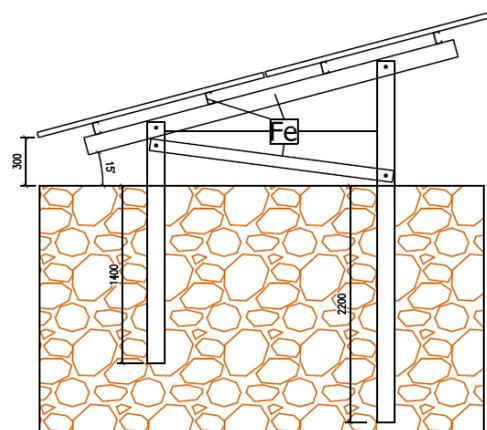
La estructura solar es de acero galvanizado en caliente. El galvanizado del acero consiste en un proceso de protección frente a la corrosión mediante la adición de una capa de zinc. Los recubrimientos de zinc proporcionan al acero una protección barrera muy eficaz. La duración de la protección que proporciona el zinc es directamente proporcional a la masa de zinc (o al espesor) de dicho recubrimiento. Este método retarda el fenómeno de la corrosión en el acero.

La estructura solar instalada consiste en una estructura solar fija, sin seguimiento tipo tracker. El ángulo escogido será 15° y la estructura poseerá 2 filas compuestas por módulos en vertical. La estructura va directamente hincada en el terreno, no siendo necesario el uso de zapatas de hormigón ni ningún otro tipo de cimentación. El ángulo de orientación de la estructura es el mismo que el que posee la parcela del terreno, es decir, 25° orientación sur-este.

A continuación, se adjuntan una serie de imágenes de la estructura escogida pertenecientes al fabricante Sunfer.



**Figura 2.12.** Vista frontal de la estructura. Fuente: Ficha técnica de la estructura, Sunfer



**Figura 2.13.** Vista perfil de la estructura. Detalle del hincado. Fuente: Ficha técnica de la estructura, Sunfer



#### 2.5.4. Cableado

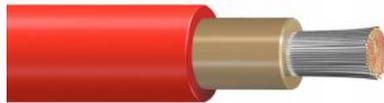
Para este punto, vamos a distinguir dos tipos de cableado: el cableado de baja tensión y el de media tensión.

##### Cableado de BT

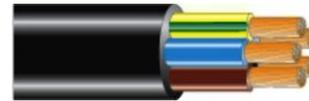
El circuito de evacuación en BT es el comprendido entre el generador fotovoltaico y el cuadro de BT del transformador. Pueden diferenciarse dos circuitos: el de corriente continua y el de corriente alterna.

Los módulos fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua. Una vez llegamos a los inversores, la transformamos en corriente alterna. Posteriormente, iremos al centro elevador de tensión. Todo este circuito será en baja tensión.

A continuación, se presentan los principales cables que se usarán para el circuito de baja tensión.



**Figura 2.14.** Cable solar, EXZHELLENT SOLAR ZZ-F.  
Fuente: Ficha técnica del cable, General Cable



**Figura 2.15.** Cable inversor, RV-K 5G16  
Fuente: Ficha técnica del cable, General Cable



**Figura 2.16.** Cable unificación inversores, 1KV 1x120  
Al. Fuente: Ficha técnica del cable, General Cable



**Figura 2.17.** Cable conexión a tierra, 750V H07V-K 1x16 AM-VE. Fuente: Ficha técnica del cable, General Cable

##### Cableado de MT

La instalación cuenta con un recorrido en media tensión para la evacuación generada por la implantación solar. El cable empleado para dicho propósito es de aluminio. El motivo principal del uso de aluminio y no de cobre, es del menor coste que tiene el aluminio. A pesar de que es peor conductor y por tanto se necesitan secciones mayores para evacuar la misma energía, en las instalaciones solares suele tenerse espacio de sobra para el uso de aluminio. Otro motivo es el robo del cable de cobre que suele darse en este tipo de plantas. Se adjunta una foto a continuación del cable a emplear en la instalación:



**Figura 2.18.** Cable de media tensión, HEPRZ1 AL 12/20KV H16 1x50  
Fuente: Ficha técnica del cable, Prysmian



### 2.5.5. Armarios de campo

Los armarios de campo tienen como objetivo la unificación del cableado y la introducción de protecciones eléctricas. Para dicho proyecto, se usan diversos tipos de armarios de campo en los distintos niveles del parque. Dichos cuadros son suministrados por Togar.

En primer lugar, encontramos unos cuadros de continua que introducimos a continuación de las series de módulos instaladas. Dichos cuadros, tienen como objetivo principal introducir protecciones y no unificar. Habrá dos tipos de dicho cuadro y recogerán 4 y 5 series, dependiendo del cuadro.

Por otro lado, se emplearán también cuadros de protección del inversor. Se ponen tantos cuadros de este tipo como inversores haya y su función principal es la de proteger al inversor.



**Figura 2.19.** Cuadro protección inversor. Foto tomada en instalaciones de Togar

A continuación, se instalan los cuadros de unificación de inversores. Dichos cuadros se encargan de unificar y proteger un número determinado de inversores. Contaremos con cuadros de unificación de 4, 5 y 6 inversores.



**Figura 2.20.** Cuadro unificación 6 inverters. Sin montar, falta la envolvente. Foto tomada en instalaciones de Togar

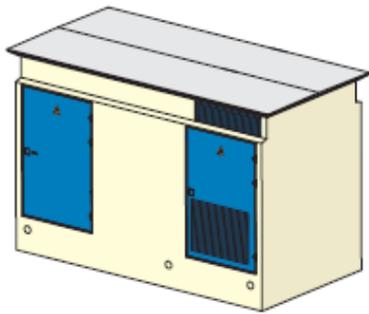
Finalmente, dentro del alcance de Schneider, están cuadros de Baja Tensión dentro de los centros de Transformación. Encontramos un cuadro de este tipo en cada centro de transformación.



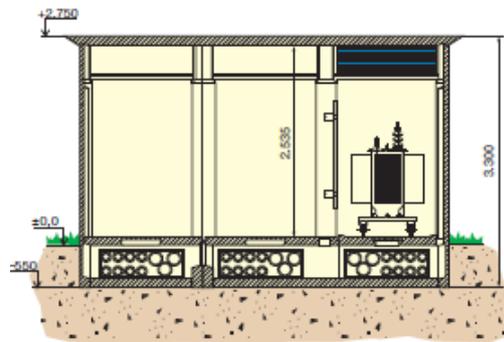
### 2.5.6. Centros de Transformación y Cuadro de Interconexión

Hay dos centros de transformación de hormigón prefabricados. El objetivo de dichos centros es elevar y reducir la tensión para el transporte de la energía producida por el generador fotovoltaico.

El centro elevador, eleva desde la tensión de salida de los inversores (400V<sub>AC</sub>) hasta 12'5kV. Una vez tenemos dicha tensión, pasaremos al circuito de media tensión y se transportará la energía hasta un centro reductor, emplazado en el interior de las instalaciones de Quisqueya II. Ambos centros son prácticamente iguales, con la única diferencia de las tensiones de baja, que son 400V y 480V. Se adjunta a continuación dos imágenes del centro prefabricado tipo instalado.



**Figura 2.21.** Centro prefabricado de hormigón EHC4, Schneider. Fuente: Ficha técnica de Schneider



**Figura 2.22.** Centro prefabricado de hormigón EHC4, Schneider. Fuente: Ficha técnica de Schneider

Por otro lado, habrá un cuadro tipo Okken de Schneider que se conectará al embarrado general de Quisqueya II. En dicho cuadro, se pondrá un breaker con capacidad de corte de 2500 A y tendrá conexión al embarrado de 480V del cliente. Dicho cuadro se instalará en las instalaciones del cliente, cerca de la implantación del centro reductor. El edificio existente para la implantación del Okken se muestra a continuación.



**Figura 2.23.** Edificio en Quisqueya II en cuyo interior irá el Okken. Foto tomada in situ del punto de conexión de la planta



**Figura 2.24.** Cuadro Okken de interconexión. Fuente: Ficha técnica de Schneider

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 25 of 75

### 2.5.7. Transporte de los materiales

Para un proyecto de estas características, se ha decidido hacer un pequeño comentario acerca del transporte. La gran mayoría de los materiales arriba expuestos, debieron transportarse desde los diferentes países de origen hasta República Dominicana. Generalmente, dicho transporte se hace por vía marítima, y según el origen, nos enfrentaremos a unos tiempos de tránsito determinados. Los tiempos de transito son algo a medir minuciosamente ya que influye directamente en la planificación del proyecto.

Con las tendencias actuales de mercado en cuanto a proveedores de módulos, es común que los paneles fotovoltaicos partan desde Shanghai. El volumen de contenedores marítimos a enviar no es algo para nada despreciable. En cada contenedor marítimo de 40' HC, caben unos 520 módulos, dependiendo del fabricante. Para dicho proyecto, se envían desde Shanghai un total de 10 contenedores con módulos.

La estructura sin embargo tiene orígenes como España, Alemania o Estados Unidos. En estructura fija concretamente, España tiene excelentes proveedores. Para este proyecto en concreto, se ha escogido a Sunfer, un proveedor local cuyo origen del material es Valencia. En total se necesitan unos 5 contenedores de 40' HC.

Los inversores, por su lado, son generalmente de origen europeo. En este caso, los inversores salieron desde Alemania.

Finalmente, otro tipo de material como cable, cuadros, etc también se envía por vía marítima.

Probablemente, el elemento que entraña más dificultad en el transporte son los centros prefabricados de hormigón. Para la descarga en obra, es necesario tener una grúa cuyo brazo pueda soportar unas 25 toneladas. Esto, dependiendo del país, puede tener bastante dificultad.



**Figura 2.25.** Contenedor marítimo de 40'  
Fuente: reteco.es



**Figura 2.26.** Descarga de material en contenedor Open-Top  
Foto tomada in situ, descarga de estructura solar

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MW <sub>p</sub> DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 26 of 75

### 3. CÁLCULOS

#### 3.1. Introducción - Selección de la configuración básica

Se procede en este capítulo a exponer el dimensionado realizado para la planta de referencia. En este apartado, es probable que los tiempos verbales hagan referencia al futuro, a pesar de que actualmente la planta ya ha sido entregada al cliente. El motivo es la mayor sencillez en la redacción, pues evidentemente el cálculo se realiza previamente a la construcción y durante el dimensionado se desconoce la situación final de la planta. El alumno autor de este proyecto, fue el nexo entre el encargado en obra (desplazado al terreno) y la ingeniería, habiendo dado apoyo a ambas partes.

Es fundamental mencionar qué en este tipo de licitación privada, el dimensionado se realiza atendiendo a dos factores: por una parte, hay que tener en cuenta el documento "Technical Specifications for an EPC Contract" que nos envía el cliente y en el que vendrán reflejadas una serie de exigencias técnicas básicas impuestas y que deberemos cumplir; por otro lado, contamos con la experiencia propia para hacer un dimensionado correcto de aquellos puntos en los que a priori tenemos libertad. Las imposiciones del cliente hay que tenerlas muy en cuenta dado que se imponen como premisas básicas sobre las que dimensionaremos el resto del generador fotovoltaico.

En este proyecto en cuestión, EGE Haina nos impone la potencia en DC que desea tener instalada: *EGE Haina ("the Owner" or the "Company") is planning to develop a solar photovoltaic ("PV") Plant. The proposed site is in San Pedro de Macorís in the Dominican Republic, adjacent to the Quisqueya power complex. The Solar Plant referred to within this document is known as "the Project" and it will comprise a capacity of 1.5 MWdc*

Bajo este requisito de potencia pico a instalar, escogemos el sobredimensionamiento del inversor, es decir la potencia en AC que inyectaremos. Se ha escogido una potencia nominal de 1'25MW<sub>AC</sub> y por tanto un sobredimensionamiento de un 20%:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia Nominal AC}}{\text{Potencia Pico Instalada DC}} * 100 = \frac{1.25}{1.50} * 100 = 20\% \quad (3.1)$$

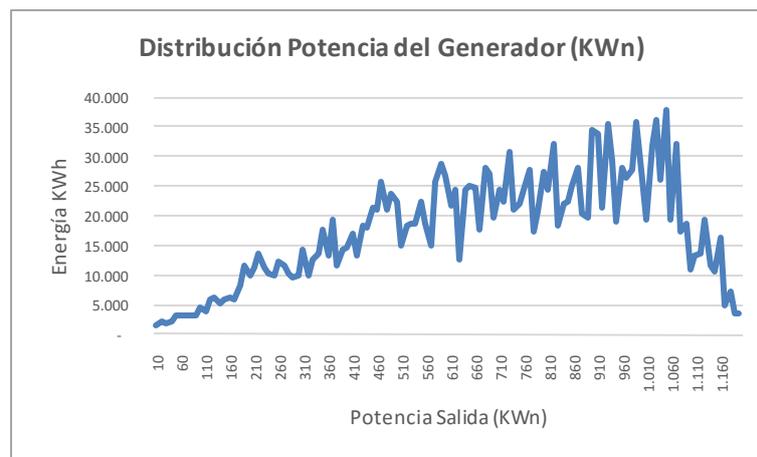
$$\text{Número de Módulos} = \frac{1.500.000}{315} = 4.761'9 \text{ módulos} \quad (3.2)$$

La potencia entregada por los inversores será de 1'25MW<sub>AC</sub> en condiciones nominales, factor de potencia de 1 y a una temperatura determinada. En las plantas fotovoltaicas es normal usar factores de sobredimensionamiento de >15%. Dicho factor de sobredimensionamiento garantizará que alcancemos la potencia nominal deseada durante un mayor periodo de tiempo anual. Los módulos fotovoltaicos tienen una potencia pico de 315Wp. No obstante, esta potencia no la van a dar a no ser que el generador fotovoltaico se encuentre en condiciones STC.



El factor de sobredimensionamiento finalmente escogido responde entre otras cosas a la ubicación de la planta (por la irradiación y la temperatura), a la potencia que pueden manejar los inversores y finalmente sería conveniente hacer un estudio de viabilidad para ver cada KWp instalado que ganancia adicional aportaría.

A continuación, se adjunta un gráfico resultado de una simulación extraída del PVsyst. Este software probablemente sea el más utilizado para el dimensionado de plantas fotovoltaicas. De hecho, es muy habitual que el cliente solicite junto con la propuesta técnica y económica archivos de simulación energética extraídos del PVsyst.



**Figura 3.1.** Curva Distribución de Potencia del Generador FV. Simulación del PVsyst.

Una vez tenemos la potencia nominal que vamos a entregar, escogemos el tamaño de los bloques de potencia. Podemos escoger entre inversores de tipo string o inversores centrales (de mayor tamaño). El inversor central disminuirá el coste de la instalación, pero también la disponibilidad de la planta ya que la avería de un inversor supone perder una gran parte de la potencia de salida o incluso la totalidad de la misma.

Para esta planta, tal y como se recoge en el pliego de condiciones, el cliente dictaminó que quería instalar inversores de tipo string. De este modo, se escogen inversores de 25KW de SMA.

### 3.2. Número paneles por serie

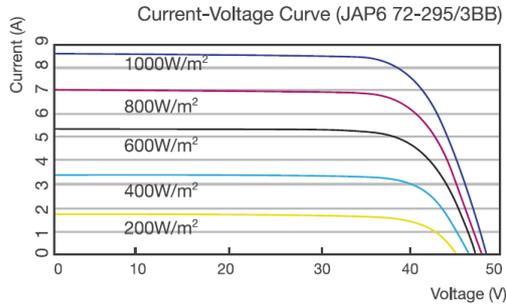
El número de paneles en serie que se pueden conectar por string, vendrá determinado según las condiciones climatológicas que se puedan dar a lo largo del año. Se tienen en cuenta los efectos de la temperatura, las máximas y mínimas radiaciones etc para cumplir con las máximas tensiones del circuito y a su vez con la tensión mínima de arranque del inversor.

#### 3.2.1. Número mínimo de paneles

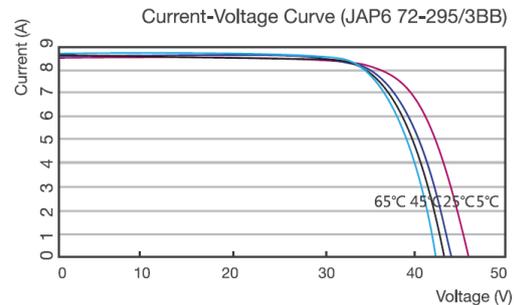
Si observamos la siguiente figura, podemos observar que en los módulos fotovoltaicos, según disminuye la intensidad de la irradiación, la tensión de los paneles cae ligeramente. Además, según se incrementa la temperatura de trabajo del panel, su tensión de funcionamiento baja.



Los módulos solares se conectan en serie hasta alcanzar el número X que conforma la agrupación básica, el string. Sus tensiones, al estar en serie, deben sumarse.



**Figura 3.2.** Curva Corriente Voltaje del Módulo en función de la irradiación



**Figura 3.3.** Curva Corriente Voltaje del Módulo en función de la temperatura

Según lo expuesto, la tensión mínima que dará un string se dará para las condiciones de mínima irradiación y máxima temperatura. En dichas condiciones, nuestra configuración debe alcanzar la tensión mínima de arranque del inversor de SMA.

Denominando,

**Tabla 3.1**

$N_{ps,min}$	Número mínimo de paneles en serie.	$N_{p,min}$
$V_{min,func}$	Tensión mínima de funcionamiento del inversor (mínima tensión de arranque) (V).	<b>390</b>
$V_{oc}$	Tensión a circuito abierto de los paneles (V).	<b>45.6</b>
$V_{minr}$	Tensión a mínimo rendimiento de la célula (V).	$V_{min}$
$\beta$	Coefficiente voltaje/temperatura a (mV/°C).	<b>-0.1504</b>
$V_{MPPT}$	Tensión a potencia máxima (V).	<b>37.28</b>

Donde  $\beta$  se obtiene del datasheet (ficha técnica) del módulo, haciendo el siguiente cálculo:

$$\beta = -0.33\%/^{\circ}C \quad (3.3)$$

$$\beta = \frac{-0.33}{100} * 45.6 = -0.15048 \Delta V/^{\circ}C \quad (3.4)$$

En el datasheet del módulo, el factor  $\beta$  viene establecido como un tanto por cien del valor de  $V_{oc}$ . Al final, obtenemos un valor que implica una caída de tensión de 0.15048 Volt cuando la temperatura se incrementa en un grado centígrado.

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b>	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO	
	DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 15MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
			<b>PÁGINA:</b>	Page 29 of 75

**Tabla 3.2**

$T_{cel,max}$	Temperatura real de trabajo de la célula.	$T_{CEL,max}$
$T_{amb}$	Temperatura media ambiente en la sombra (°C).	<b>25</b>
$G_{inc}$	Irradiancia incidente (W/m <sup>2</sup> ).	$G_{MAX} \left( \frac{kW}{m^2} \right)$
<b>NOTC</b>	Temperatura de Operación Normal de la Célula cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m <sup>2</sup> , a una temperatura ambiente 20°C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s (°C).	<b>45+2</b>

La temperatura de trabajo de la célula es la temperatura de funcionamiento de la célula en el interior de la placa fotovoltaica, para unas condiciones dadas de temperatura e irradiación.

Establecemos la fórmula para obtener el número de paneles mínimo conectados en serie:

$$N_{p,min} = \frac{V_{min,func}}{V_{min}} \quad (3.5)$$

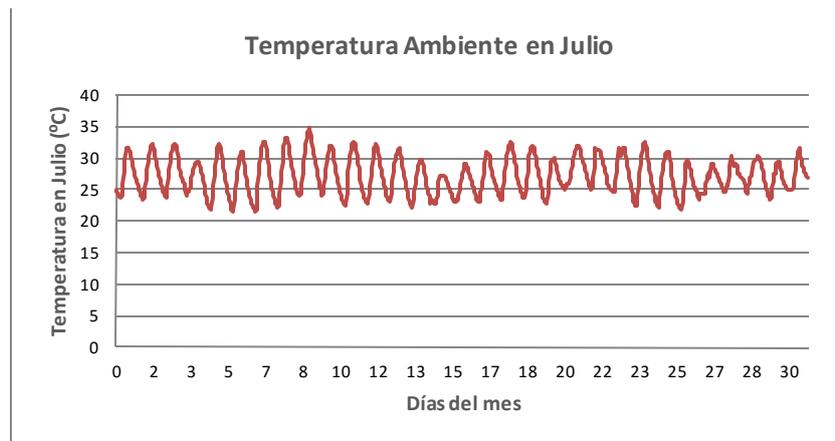
$$V_{min}(G_{min}, T_{CEL,max}) = V_{MPPT} + \beta * (T_{CEL,max} - 25) \quad (3.6)$$

$$T_{CEL,max} = T_{amb} (^{\circ}C) + G_{MAX} \left( \frac{kW}{m^2} \right) * \frac{NOTC (^{\circ}C) - 20^{\circ}C}{0,8 \left( \frac{kW}{m^2} \right)} \quad (3.7)$$

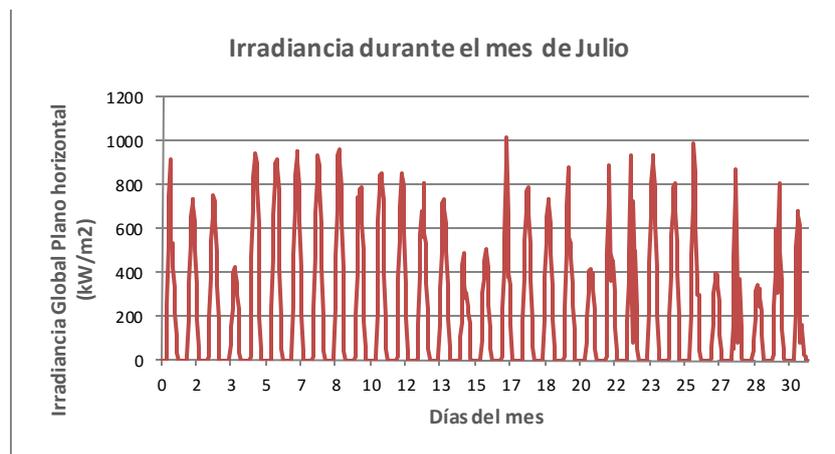
De la fórmula 3.6 podemos extraer que la temperatura máxima de célula se producirá para los más altos valores de temperatura ambiente y de irradiación. Por otro lado, habíamos visto en la figura 3.2 que la tensión caía conforme bajaba la irradiación. Dicho esto, se nos plantea la siguiente duda: ¿qué es más determinante, una temperatura alta o una baja irradiación? La respuesta es una temperatura alta de célula. La influencia de la irradiancia se desprecia. No obstante y curiosamente, según la fórmula 3.7, la máxima temperatura de célula (variable que buscamos) es directamente proporcional a la irradiancia.

Necesitamos ahora establecer los valores de la Temperatura Ambiente y de la irradiancia para poder introducir los valores en la fórmula anterior. A priori, hemos visto en la tabla de valores anuales que Julio es el mes con máxima irradiancia y temperatura. Así pues, tomaremos dicho mes como mes en que encontraremos los valores máximos.

De la base de datos del PVSyst, podemos sacar cuantos datos deseemos sobre distintas variables de interés. En este caso, extraemos los valores de Temperatura Ambiente y de Irradiancia global sobre plano horizontal.



**Figura 3.4.** Temperatura ambiente a lo largo del Mes de Julio, para un año referencia, *Simulación del PVSyst*



**Figura 3.5.** Irradiancia sobre plano horizontal a lo largo del Mes de Julio, para un año referencia, *Valores del PVSyst*

Vamos a optar por coger un valor de temperatura ambiente máximo de 35°C. Estrictamente, deberíamos coger el día con dicha temperatura máxima y ver que irradiancia tiene, pues ambas variables tienen incidencia en la temperatura de la célula. No obstante, cogemos otro valor máximo que nos permita ir sobre seguro. En este caso, tomamos 1050 W/m<sup>2</sup>.

Introducimos los valores y calculamos:

$$T_{CEL,max} = 35 + 1'05 \left( \frac{kW}{m^2} \right) * \frac{48 - 20^{\circ}C}{0,8 \left( \frac{kW}{m^2} \right)} = 72^{\circ}C \quad (3.8)$$

$$V_{min, (1000 W, 67^{\circ}C)} = 37,28 - (0,1504 * (72 - 25)) = 30,211 Volt \quad (3.9)$$

$$N_{p,min} = \frac{390}{30,211} = 12.9 \approx 13 \text{ módulos en serie} \quad (3.10)$$



### 3.2.2. Número máximo de paneles

Procedemos de igual modo que en el apartado anterior, no obstante, ahora buscaremos la tensión máxima que nos aportará un módulo (en unas condiciones desfavorables concretas) para ver qué número máximo de paneles debemos conectar en serie de forma segura.

Para ello, debemos mencionar que la tensión del módulo se incrementa cuando la temperatura baja. Debemos en este caso fijarnos en las **temperaturas mínimas**. Las temperaturas mínimas generalmente están asociadas a la noche de los meses más fríos. En estas condiciones, nuestro generador fotovoltaico puede estar conectado a pesar de que no esté produciendo energía. Es por ello por lo que debe prestarse especial atención.

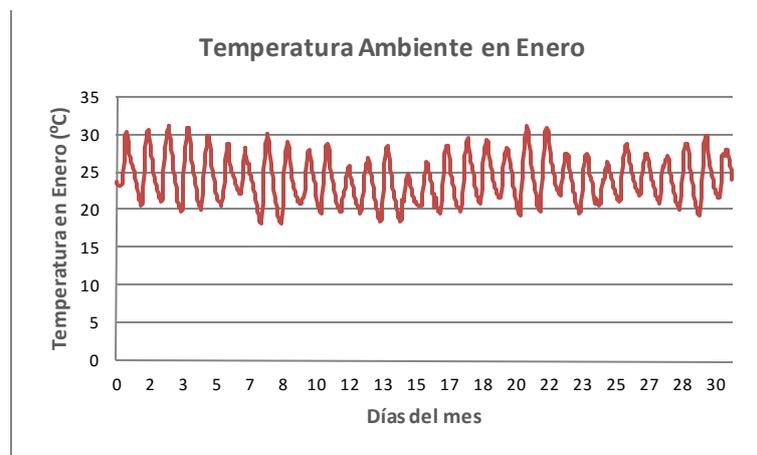


Figura 3.6. Temperaturas mes de Enero, Valores del PVSyst

Aparentemente, para este año en concreto en que el PVSyst nos da valores, para el mes más frío que es Enero, la temperatura no desciende mucho.

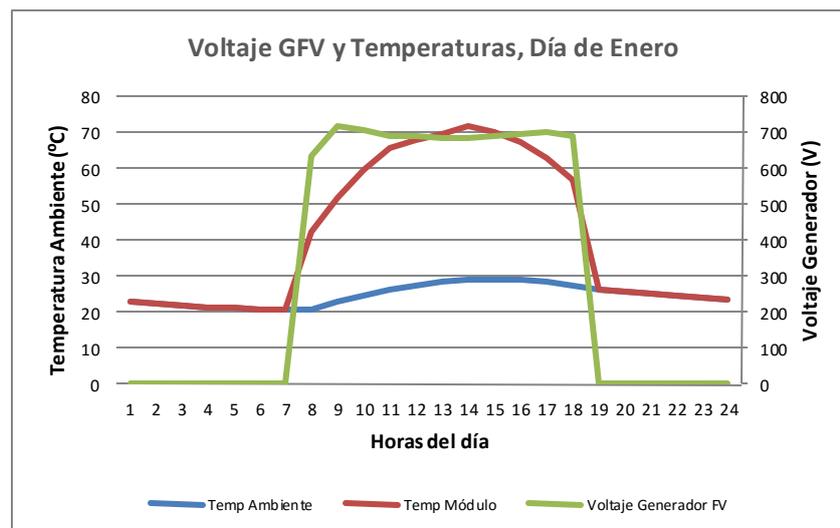


Figura 3.7. Voltaje y Temperatura para un día de Enero

En la gráfica anterior observamos cómo evoluciona la temperatura ambiente y la del módulo para un día de Enero. Del mismo modo, vemos la tensión del generador fotovoltaico.



Curiosamente, dicha tensión es mayor precisamente cuando el generador arranca (paneles a temperatura ambiente, aún fríos) y cuando deja de producir (el sol se va y la temperatura baja). Se corrobora lo afirmado anteriormente sobre la correlación entre la tensión de un módulo y la temperatura de éste.

Para el dimensionado, se suelen tomar valores más bajos por seguridad. Podemos buscar en internet mínimas locales alcanzadas en la zona para hilar más fino.

Si tomáramos 15°C como la temperatura mínima alcanzable (según gráfica adjunta), podríamos poner hasta 21 módulos en serie. No obstante, se pondrán 20 módulos en serie, margen de seguridad que nos permitiría caídas de temperatura de hasta -4°C sin alcanzar el máximo de 1000 Volt en DC que permite el inversor (ya no sólo el inversor, si no todo el material de B.T.).

$$T_{CEL,min} = T_{amb,min} (^{\circ}C) \quad (3.11)$$

$$V_{MOD,OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{OC,STC} + \beta * (T_{CEL,MIN} - 25) = 45,6 - 0,1504 * (0 - 25) = 49,362 \text{ Volt} \quad (3.12)$$

$$N_{p,max} = \frac{V_{DC,MAX,INVERTER}}{V_{MOD,OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{1000}{49.964} = 20,2585 \approx 20 \text{ módulos serie} \quad (3.13)$$

En realidad, podríamos poner 21 módulos por serie con una probabilidad muy remota de alcanzar una sobretensión mayor a los 1000Volt en DC. No obstante, por motivos de instalación, es más sencillo tomar 20 módulos en serie. El motivo reside en la configuración de las mesas de módulos y en el conexionado de los módulos.

$$\text{Número de Series} = 4.761'9 / 20 = 238'1 \approx 238 \text{ series} \quad (3.14)$$

$$\text{Número de Paneles definitivo} = 238 * 20 = 4.760 \text{ módulos} \quad (3.15)$$

### 3.3. Número de series de paneles

#### 3.3.1. Series por entrada MPPT

Para calcular el número máximo de series en paralelo, se tendrá en cuenta:

Tabla 3.3

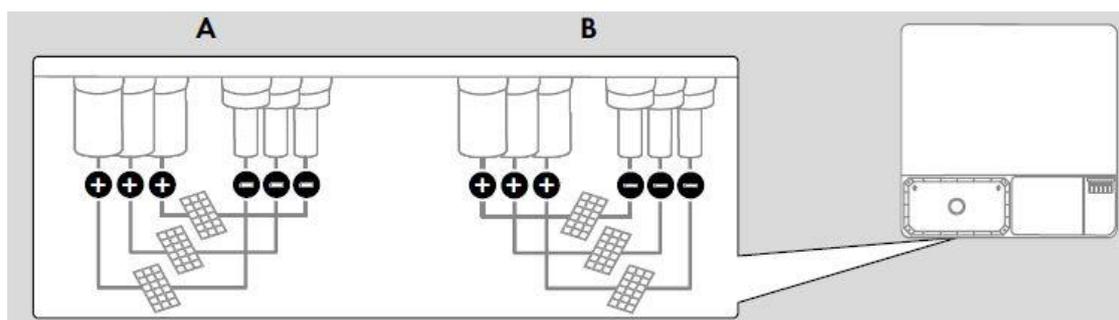
Series por entrada MPPT	
Número de entradas MPPT independientes del inversor	2
Número de series por entrada del MPPT del inversor	3
Intensidad máx. por entrada MPPT	33 A
Intensidad máxima de cada serie (Cortocircuito del módulo)	8.91 A

Los tres primeros valores de la tabla dependen estrictamente del fabricante del inversor. En este caso, los datos se han obtenido del Datasheet del inverter de SMA.

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ cos φ = 1) / DC rated power	20440 W / 20440 W	25550 W / 25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA

**Figura 3.8.** Valores de referencia del Inversor Sunny Tripower. *Extraído del Datasheet del Inversor*

Vemos que cuenta con dos entradas: A y B. Cada entrada cuenta con un algoritmo de seguimiento del punto MPPT. En cada entrada podemos conectar 3 series, respetando la máxima intensidad por entrada. La intensidad máxima por serie que tomamos, será la de cortocircuito del módulo (esto se debe a que los módulos están conectados en serie y por lo tanto la intensidad máxima de la serie coincide con la de un único módulo).



**Figura 3.9.** Conexión al inversor Sunny Tripower. *Extraído del Datasheet del Inversor*

$$3 \text{ Series} * 8'91A \text{ (serie)} = 26,73 A < 33 A \quad (3.16)$$

Observamos que no hay problemas de sobreintensidades con los módulos que hemos escogido. Quizá los tendríamos si instalásemos módulos con mayor potencia, como los que ofrece la empresa First Solar. En este caso, probablemente deberíamos desechar conectar 3 series por entrada de MPPT y conectar sólo dos.

### 3.3.2. Series por inversor

Para calcular el número máximo de series tendremos en cuenta:

**Tabla 3.4**

Series por inversor	
Número de módulos por inversor	100 o 80
Número de módulos por serie	20
Número máx de entradas del inversor	6 máx

Según el sobredimensionamiento considerado, se consideraba adecuado poner 50 inversores de 25kW y 4760 módulos fotovoltaicos de 315Wp. Teniendo en cuenta lo establecido en el

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 34 of 75

apartado anterior, cada inversor podría recibir como máximo 6 strings (es el número de entradas que admite el inversor, no quiere decir que usando menos nos quedemos cortos).

En nuestro caso, **contamos con 238 strings de 20 módulos cada uno**. Debemos distribuir esta suma total entre los 50 inversores.

$$\text{Strings por inversor} = \frac{238}{50} = 4'76 \quad (3.17)$$

Se tendrán pues inversores que reciban 4 ó 5 inversores.

### 3.3.3. Cálculo según potencia máxima admitida inversor

En el Datasheet del inversor encontramos una recomendación en cuanto al sobredimensionamiento del mismo. Generalmente, la potencia pico instalada por inversor es superior a la nominal (AC) de salida. El motivo de ello es que el módulo fotovoltaico rara vez va a trabajar en condiciones STC, si no que trabajará en unas condiciones inferiores. Si se instalara la misma potencia en DC que nominal tiene el inversor, se daría la circunstancia de que el inversor muy rara vez estaría produciendo su energía nominal. Por ello se sobredimensiona.

$$P = PKWAC / PkWp > 70 \%$$

En nuestro caso tenemos inversores con 5 series e inversores con 4 series:

Tabla 3.5

Potencia DC Inversores 5 series	31,5 kWp
Potencia DC Inversores 4 series	25,2 kWp
Potencia AC Inversores 5 series	25 kWAC
Potencia AC Inversores 4 series	25 kWAC

✚ Inversores 5 series:

$$P = \frac{P_{KWAC}}{P_{kWp}} = \frac{25}{31,5} * 100 = 79,365\% > 70\% \quad (3.18)$$

✚ Inversores 4 series:

$$P = \frac{P_{KWAC}}{P_{kWp}} = \frac{25}{25,2} * 100 = 99,2\% > 70\% \quad (3.19)$$

## 3.4. Sombras y distancias

En este apartado procedemos a calcular la distancia óptima entre dos filas consecutivas de los módulos.

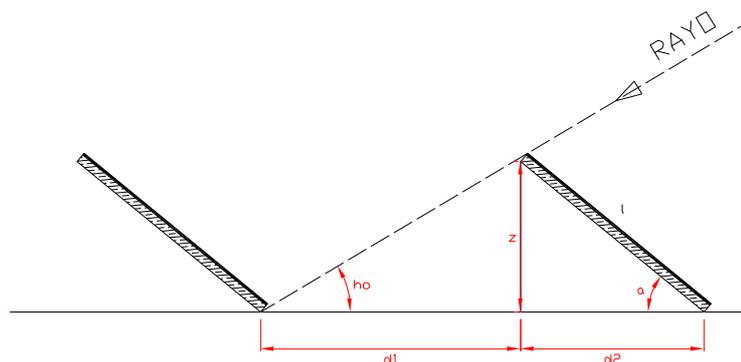
El módulo solar fotovoltaico no se comporta de igual modo cuando parte de su superficie se encuentra sombreada. Cuando esto ocurre, un porcentaje determinado de la energía del

módulo se pierde, dado que este no produce intensidad en las células afectadas (Las células del módulo se asocian entre ellas en 3 ó 4 conjuntos independientes generalmente. En realidad, no hace falta que todas las células de un mismo conjunto se encuentren sombreadas. Con que una de ellas lo esté, se pierde la intensidad de toda esa serie).

Para evitar este fenómeno, se tienen en cuenta las sombras que puedan provocar elementos circundantes a la instalación solar y las sombras que puedan producir entre sí las filas de módulos. Para nuestro proyecto, las sombras circundantes no son un problema y todos los obstáculos se hayan lejos de la superficie utilizada. Así pues, deberemos tener en cuenta las sombras producidas entre las mesas de módulos consecutivas.

Con el objetivo de evitar las posibles sombras que puedan proyectarse sobre el campo de paneles, **es norma habitual que garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno (21 de Diciembre)**. En ese día, la altura solar es mínima. Por ello, los módulos fotovoltaicos deberán instalarse a una distancia mínima de separación entre ellos o entre los obstáculos y ellos que aseguren la imposibilidad de proyección de sombras.

En la siguiente figura observamos un croquis que nos plantea las variables a tener en cuenta a la hora de calcular las sombras:



**Figura 3.10.** Incidencia rayos solares sobre campo fotovoltaico

Las siguientes fórmulas nos permitirán el cálculo de la variable “d1”, variable de interés:

$$d_1 = \frac{z}{\tan(\gamma_s)} = l * \frac{\sin \alpha}{\tan \gamma_s} \quad (3.20)$$

Las siguientes variables son conocidas y las vamos a necesitar para el cálculo:

- **Ángulo de inclinación α:** ángulo que forman los módulos con respecto a la horizontal del terreno. Por norma general, se suele optar por grados de inclinación iguales a la latitud del lugar (para buscar la maximización de la energía anual).

$$\alpha = 15^\circ \quad (3.21)$$



- **Longitud del captador L:** longitud que posee la estructura solar. En este caso, al responder a una configuración de 2 módulos en vertical, la longitud del captador sería la de dos módulos.

$$l = 2 * \text{Longitud del módulo} = 2 * 1'956 = 3'912 \text{ m} \quad (3.22)$$

- **Latitud  $\Phi$ :** latitud de la ubicación.  $\Phi=0$  en el Ecuador,  $\Phi>0^\circ$  en el hemisferio norte,  $\Phi<0^\circ$  en el hemisferio sur.

$$\phi = 18'49^\circ \quad (3.23)$$

- **Ángulo horario  $\omega$ :** Es el desplazamiento angular del Sol, al este o al oeste del meridiano local, por la rotación de la Tierra a la velocidad angular de 15 grados por hora (360 grados en 24 horas). Negativo por la mañana y positivo por la tarde. Por ejemplo, si el mediodía solar es a las 12 horas, a las 10 horas corresponde un  $\omega = -30$  grados, mientras que a las 16 horas corresponde un  $\omega = 60$  grados. El mediodía solar es, por definición,  $\omega = 0$  grados.  $\omega_{sunrise}$ : hora solar a la que sale el sol

$$\omega_{sunrise} = \cos^{-1}(-\tan \delta * \tan \phi) \quad (3.24)$$

- **Declinación " $\delta$ ":** Es el ángulo entre el plano eclíptico y el ecuador. La declinación solar es 0 el día que comienzan, tanto la primavera, como el otoño (equinoccios). En estos días, el Sol se encuentra en el Ecuador celeste, que es la extrapolación orientación del Ecuador terrestre en la bóveda celeste. La declinación es máxima en el solsticio de verano, -23,45 grados, y mínima en el solsticio de invierno, -23,45 grados.

$$\delta = 23,45 * \sin \left( 360 * \frac{284 + \text{Día}}{365} \right), \quad \text{dónde Día} = 355 \quad (3.25)$$

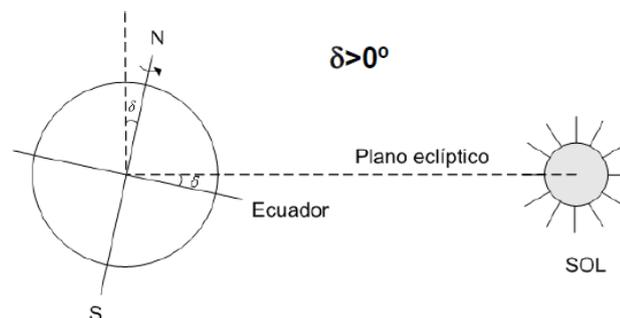


Figura 3.11. Declinación Solar

- **Altura o elevación " $\gamma_s$ ":** Representa el ángulo de la posición del Sol respecto al plano horizontal del observador.

$$\sin \gamma_s = \sin \phi * \sin \delta + \cos \delta * \cos \phi * \cos \omega \quad (3.26)$$

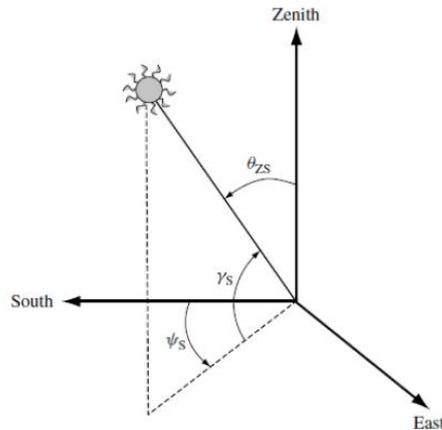


Figura 3.12. Ángulos posición solar

Procedemos a elaborar con Excel una tabla en la que introducimos las fórmulas arriba expuestas. Vamos dando valores a " $\omega$ " desde el momento en que sale el sol hasta que se pone, dando saltos de  $15^\circ$ . El ángulo de elevación solar va variando y con ello el ángulo de incidencia de los rayos de sol, modificándose la distancia de las sombras producidas.

Tabla 3.6

$\gamma_s$	0,00	12,62	24,43	34,87	43,03	47,56	48,06	47,28	42,27	33,79	23,16	11,24	0
$\sin \gamma_s$	0,00	0,22	0,41	0,57	0,68	0,74	0,74	0,73	0,67	0,56	0,39	0,19	0
$\omega$	-81,66	-66,66	-51,66	-36,66	-21,66	-6,66	0,00	8,34	23,34	38,34	53,34	68,34	81,66
d1	Infinit	11,36	5,60	3,65	2,72	2,33	2,29	2,35	2,80	3,80	5,95	12,80	Infinit

El valor mínimo de las sombras adquiere un valor de 2'29m. Acorde a la regla general antes comentada, tomamos una distancia que nos permita garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno a este día particular. Viendo las celdas resaltadas en naranja, podemos ver que con una distancia de 2'72m sería suficiente. No obstante, **se toma un valor de 3m** para permitir la entrada de un vehículo de mantenimiento.

### 3.5. Cálculos eléctricos en B.T.

Procedemos en este punto a realizar un estudio sobre el cable eléctrico que instalaremos en nuestro generador fotovoltaico, concretamente en la parte de baja tensión del parque. Tendremos una parte en CC y otra en CA.

Generalmente, este punto consiste en escoger el tipo de cable y su sección, acorde una serie de premisas. Para determinar correctamente la sección del cable, calcularemos la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio de intensidad máxima admisible
- Criterio de la corriente de cortocircuito

En cuanto al tipo de cable a utilizar, conviene que destaquemos una serie de puntos que podemos aplicar de manera genérica para cualquier parque fotovoltaico.

 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 15MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 38 of 75

Una instalación fotovoltaica, debido a sus características particulares, está sometida a unas condiciones ambientales rigurosas. Cabe destacar que el generador fotovoltaico se encuentra a la intemperie, de forma que los conductores discurrirán a la intemperie o por zanja.

Una de las características particulares de la instalación fotovoltaica es la elevada temperatura que se alcanza en el dorso de los paneles, pudiendo llegar a ser superior de los 90°C. Esto imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90°C.

La especificación Aenor EA0038 establece las características de cables para instalaciones fotovoltaicas, las cuales se recogen a continuación:

- Temperatura máxima del conductor 120°C
- Resistencia a temperaturas extremas
- Resistencia UV
- Resistencia al ozono
- Resistencia a la absorción de agua
- Libre de halógenos
- No propagador de incendios
- Baja emisión de gases corrosivos

Observamos la exigencia de que el cable sea resistente a los rayos ultravioletas. Este cable que menciona la regla AENOR es el cable que conecta los strings con las cajas de recogida. Este cable presumiblemente irá a la intemperie. Aguas arriba de las cajas de agrupamiento, lo común es que el cableado vaya por zanja, pudiendo usar otro tipo de cable.

El cable fotovoltaico generalmente utilizado es el siguiente:

ZZ-F (AS) 1.8KV DC – 0.6/1KV AC:

- Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
- Aislamiento: elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cubierta: elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

A continuación, se muestran una serie de imágenes obtenidas de la ficha técnica de General Cable para su cable solar:

Code	Cross-Section	Colour (*)	Exterior diameter	Weight	Curvature min. radius	Max. conductor resistance at 20° C	Ampacity free air <sup>[1]</sup>	Voltage drop in DC
	mm <sup>2</sup>		mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	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

[1] In air at 40 °C in accordance with TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

**Figura 3.13.** Valores característicos del Cable Exzhellent Solar.  
Fuente: ficha técnica de General Cable



**Figura 3.14.** Vista perfil cable  
Fuente: ficha técnica de General Cable



### 3.5.1. Criterio de la Caída de Tensión

Cuando circula corriente eléctrica por el cable de potencia, debido a la resistencia/impedancia de éste, se produce una caída de tensión entre ambos extremos del cable (origen y fin del mismo). Esto se traduce en una pérdida de potencia entre la real generada en los paneles y la que llega al inversor a través del cableado. De este modo, este criterio de cálculo se basa en que la caída de tensión en el cable debe ser menor que un cierto valor. Este valor es realmente importante a la hora de garantizar un determinado PR y tiene una influencia significativa en el rendimiento de la instalación.

El reglamento electrotécnico de baja tensión establece unos límites para esta caída de tensión (<1'50% según ITC-BT40).

#### 3.5.1.1. Cálculo de la sección en CC

A continuación, se presenta la fórmula que nos conduce a obtener la sección mínima necesaria:

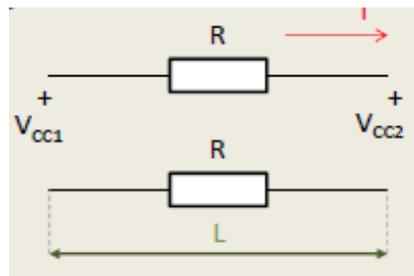


Figura 3.15. Esquema Cableado Generador solar – Inversor. Apuntes de Emilio Figuerés

$$\Delta V(\%) \geq \frac{V_{CC1} - V_{CC2}}{V_{CC1}} * 100 = \frac{2 * R * I}{V_{CC1}} * 100 = \frac{2 * L * I}{S * \sigma(T) * V_{CC1}} \quad (3.27)$$

$$\text{dónde } R = \frac{L}{S * \sigma(T)} [\Omega] \quad (3.28)$$

Despejando de la anterior fórmula la sección:

$$S \geq \frac{2 * L * I}{\Delta V(\%) * \sigma(T_{max}) * V_{CC}} * 100 = \frac{2 * L_{string} * I_{mod-mpp-stc}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} * \sigma(T_{max}) * N_s * V_{mod-mpp-stc}} \quad (3.29)$$

Dónde:

$L_{string}$ : Distancia entre la serie y el inversor

$I_{mod-mpp-stc}$ : Intensidad que entrega el módulo en condiciones estándar y punto de máx. potencia.

$N_s$ : Número de módulos conectados en serie en cada string

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b>	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
	DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MW <sub>p</sub> DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 40 of 75

$V_{mod-mpp-stc}$ : Tensión del módulo en condiciones estándar y punto de máxima potencia

$\sigma(T_{max})$ : Conductividad del conductor (cobre, aluminio etc) a la temperatura máxima.

En realidad, para calcular la temperatura máxima prevista en servicio de un cable se puede utilizar el siguiente razonamiento: su incremento de temperatura respecto de la temperatura ambiente  $T_0$  (25°C para cables enterrados y 40 °C para cables al aire), es proporcional al cuadrado del valor eficaz de la intensidad. Por tanto:

$$T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2 \quad (3.30)$$

Dónde:

$T$ : Temperatura real estimada en el conductor.

$T_0$ : Temperatura ambiente del conductor.

$T_{m\acute{a}x}$ : Temperatura máxima admisible para el conductor según tipo de aislamiento

$I$ : Intensidad prevista para el conductor

$I_{m\acute{a}x}$ : Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación

Conocida la fórmula a aplicar, echemos un vistazo a nuestra implantación para conocer las variables que precisamos introducir al cálculo.

Cómo se mencionaba anteriormente, contaremos con dos tipos de configuración de entrada al inversor de SMA:

- Inversor al que se conectan 5 strings
- Inversor al que se conectan 4 strings

Estos inversores los situaremos en campo, en la parte posterior de la estructura. Las siguientes imágenes nos muestran los dos tipos de configuración básica:

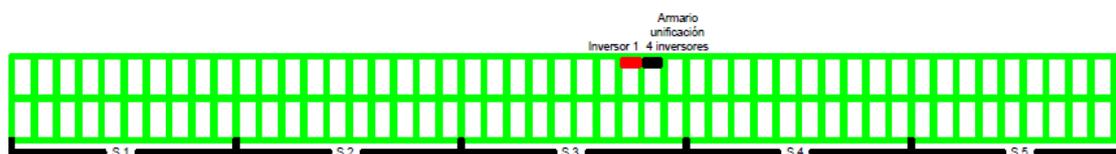


Figura 3.16. Inversor que recoge 5 String, distribución en campo

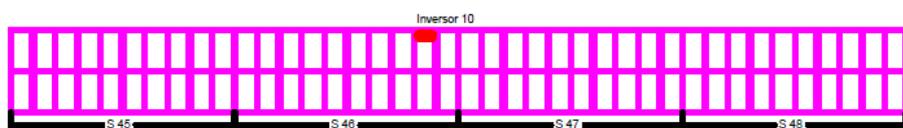


Figura 3.17. Inversor que recoge 4 String, distribución en campo



Aplicamos las fórmulas. Hay que tener en cuenta que las dimensiones del módulo para obtener la longitud de cable:

Dimensiones módulo solar (largo, ancho, espesor) = 1956 x 991 x 45 (mm)

### Cálculo sección CC grupo inversor con 5 strings

**Tabla 3.7**

String	Longitud del string (m)	Imod-mpp-stc (A)	$\Delta V_{string}(\%)$	Num mod serie	Vmod-mpp-stc	$\sigma(T_{max})$	Sección mínima	Sección escogida
S1	18	8,45	1	20	37,28	44	0,927258	6
S2	8	8,45	1	20	37,28	44	0,412115	6
S3	3	8,45	1	20	37,28	44	0,154543	6
S4	8	8,45	1	20	37,28	44	0,412115	6
S5	18	8,45	1	20	37,28	44	0,927258	6

**Tabla 3.8**

	Sección	$\Delta V_{string}(\text{Volt})$	$\Delta V_{string}(\%)$
S1	6	1,152272727	0,155%
S2	6	0,512121212	0,069%
S3	6	0,192045455	0,026%
S4	6	0,512121212	0,069%
S5	6	1,152272727	0,155%

En la primera tabla observamos en la columna de la Sección mínima el valor que debería tener la sección del cable para que la caída de tensión fuera del 1%. Las secciones que nos salen son muy pequeñas y la sección normalizada más próxima es  $6\text{mm}^2$ . Para ser estrictos, la sección normalizada que podríamos usar es  $4\text{mm}^2$ , siendo conscientes de que la caída de tensión sería mayor que poniendo cable de  $6\text{mm}^2$ .

No obstante, **decidimos poner una sección de  $6\text{mm}^2$**  ya que es la más usual, la diferencia económica no será muy significativa y nos ahorramos pérdidas en la parte de CC, lo cual es interesante para ganar puntos en el Performance Ratio.

### Cálculo sección CC grupo inversor con 4 strings

**Tabla 3.9**

String	Lstring	Imod-mpp-stc	$\Delta V_{string}(\%)$	Ns	Vmod-mpp-stc	$\sigma(T_{max})$	Scc	Sección
S1	18	8,45	1	20	37,28	44	0,927258	6
S2	8	8,45	1	20	37,28	44	0,412115	6
S3	3	8,45	1	20	37,28	44	0,154543	6
S4	8	8,45	1	20	37,28	44	0,412115	6

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 42 of 75

**Tabla 3.10**

	Sección	$\Delta V_{string}$ (Volt)	$\Delta V_{string}$ (%)
S1	6	1,152272727	0,155%
S2	6	0,512121212	0,069%
S3	6	0,192045455	0,026%
S4	6	0,512121212	0,069%

### 3.5.1.2. Cálculo de la sección en CA

Una vez conectamos los strings de módulos a sus respectivos inversores, éstos a su vez los agruparemos entre ellos en un conjunto de cuadros de unificación de inversores.

No obstante, cabe mencionar en este punto que cada inversor contará con un cuadro de protección junto a él. El cable que unirá cada inversor con su respectivo cuadro de protección será un 5G16, albergando las 3 fases, neutro y el cable de tierra para las masas. Este cable se ha decidido poner de 16mm<sup>2</sup> por uniformidad con el cable que viene a continuación.

En este apartado de cálculo, deberemos calcular 2 tipos de distancia:

- Distancia de cada armario de protección del inversor al cuadro de agrupación que le corresponda.
- Distancia de cada cuadro de agrupación hasta el cuadro de baja tensión del centro de transformación.

En total, tenemos 50 inversores y 10 cajas de agrupación de inversores, con lo que necesitaremos 60 distancias distintas a calcular sobre el layout.

Para corriente alterna trifásica, la ecuación de cálculo es ligeramente diferente:

$$S_{CA-3\phi} \geq \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{g-RMS-N} * \cos \varphi 1}{\Delta V_{CA} (\%) * \sigma(T_{max}) * V_{g-\phi\phi}} * 100 \quad (3.31)$$

Dónde:

$L_{CA}$ : Distancia entre el inversor y el cuadro de unificación. Del mismo modo, distancia entre el cuadro de unificación y el transformador de MT.

$I_{g-RMS-N}$ : Valor eficaz de la intensidad nominal del inversor. Intensidad nominal del cuadro de agrupación.

$\cos \varphi 1$ : factor de potencia.

$V_{g-\phi\phi}$ : tensión eficaz del inversor o del cuadro de agrupamiento.



**Tabla 3.11**

Inversor	Lca	Ig-rms-n	cosφ1	Vg-φφ	σ(Tmax)	ΔV	Sc	Sección escogida	ΔV producida (%)
Inversor 1	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 2	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 3	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 4	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 5	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 6	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 7	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 8	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 9	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 10	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 11	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 12	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 13	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 14	45	36,08	1	400	44	1%	15,98	16,00	0,999%
Inversor 15	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 16	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 17	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 18	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 19	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 20	45	36,08	1	400	44	1%	15,98	16,00	0,999%
Inversor 21	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 22	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 23	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 24	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 25	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 26	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 27	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 28	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 29	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 30	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 31	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 32	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 33	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 34	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 35	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 36	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 37	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%



Inversor 38	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 39	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 40	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 41	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 42	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 43	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 44	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 45	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%
Inversor 46	2	36,08	1	400	44	1%	0,71	16,00	0,044%
Inversor 47	9	36,08	1	400	44	1%	3,20	16,00	0,200%
Inversor 48	18	36,08	1	400	44	1%	6,39	16,00	0,399%
Inversor 49	27	36,08	1	400	44	1%	9,59	16,00	0,599%
Inversor 50	36	36,08	1	400	44	1%	12,78	16,00	0,799%

MAX (S) 15,98

En la tabla anterior se muestra el cálculo de la sección necesaria para el cable de potencia que unirá cada cuadro de protección del inversor con el respectivo cuadro de unificación de inversores. Volvemos a pasar una caída de tensión del 1%, tal y como exigía el cliente. Las secciones necesarias, en el mayor de los casos, se sitúa cerca de los 16mm<sup>2</sup>. **Escogeremos una sección de 16mm<sup>2</sup> para la salida de todos los inversores.**

De igual modo procedemos al cálculo de la sección para el cable que une los armarios de unificación con el transformador elevador:

Tabla 3.12

	Lca	Número de Inversores que recoge el cuadro	Ig-rms-n	cosφ	Vg-φφ	σ(Tmax)	ΔV	Sc	Sección escogida	ΔV producida (%)
AUI1-TRAFO	175	4	144,32	1	400	30	1,5%	243,03	240,00	1,519%
AUI2-TRAFO	130	4	144,32	1	400	30	1,5%	180,53	240,00	1,128%
AUI3-TRAFO	110	6	216,48	1	400	30	1,5%	229,14	240,00	1,432%
AUI4-TRAFO	70	6	216,48	1	400	30	1,5%	145,82	240,00	0,911%
AUI5-TRAFO	30	5	180,4	1	400	30	1,5%	52,08	240,00	0,325%
AUI6-TRAFO	30	5	180,4	1	400	30	1,5%	52,08	240,00	0,325%
AUI7-TRAFO	70	5	180,4	1	400	30	1,5%	121,51	240,00	0,759%
AUI8-TRAFO	110	5	180,4	1	400	30	1,5%	190,95	240,00	1,193%
AUI9-TRAFO	130	5	180,4	1	400	30	1,5%	225,67	240,00	1,410%
AUI10-TRAFO	150	5	180,4	1	400	30	1,5%	260,38	240,00	1,627%

Esta vez, dadas las distancias más elevadas y que se está evacuando más energía (más concentrada que antes) a igual tensión, la caída de tensión va a ser mayor que antes. Lo que se va a traducir en unas pérdidas mayores.

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 45 of 75

Nótese ahora el valor distinto de la conductividad del conductor. El cable frente al que nos encontramos ahora es de Aluminio y no de cobre. El cobre es mejor conductor que el Aluminio, sin embargo, también tiene un precio mayor. Decidimos poner aluminio ya que, en un parque fotovoltaico tenemos espacio de sobra en zanjas para usar cable de Aluminio en sustitución del cable de cobre. **Escogemos una sección de 240mm<sup>2</sup>**

### 3.5.2. Criterio de la Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente

Dicho criterio se basa en que el cable en condiciones nominales de funcionamiento no debe alcanzar la temperatura máxima admisible de funcionamiento asignada de los materiales que componen el cable.

Aislamiento	T <sub>AD</sub> (°C) (Servicio cont.)	T <sub>MAX</sub> (°C) (Cortocircuito)
Policloruro de vinilo	70 (75)	160
Polietileno Reticulado Butil Etilenopropileno	90 (90)	220

Figura 3.18. Temperaturas admisibles según aislante

Según este criterio, la intensidad máxima que puede circular por el cable de potencia debe ser menor que la intensidad prevista circulará por la línea.

$$I_{línea} \leq I_{admisible} = I_{admisible,tablas} * \prod F_{ci} \quad (3.32)$$

donde

$I_{línea}$ : intensidad prevista que circulará por la línea

$I_{admisible}$ : máxima intensidad admisible de la línea

$I_{admisible,tablas}$ : máxima intensidad admisible que encontramos en las tablas

$\prod F_{ci}$ : multiplicación de los factores de corrección en función de condiciones particulares de la línea

Según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para BT, se indica: “*Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador*”

La norma recoge los diferentes métodos de instalación. Conviene destacar el tipo de tramos que hay en el proyecto:

- Tramo 1: Conexión de los módulos fotovoltaicos. Se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación F según UNE 20460-5-523)
- Tramo 2: Agrupación inversores en cuadro de unión de inversores. La instalación del cable será por zanja y los cables discurrirán por tubo (método de instalación D según UNE 20460-5-523).

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 46 of 75

- Tramo 2: Armarios de unificación de inversores hasta centro de transformación. La instalación del cable será por zanja y los cables discurrirán por tubo (método de instalación D según UNE 20460-5-523).

### 3.5.3.1. Cálculo de la sección en CC

Comenzamos por el cable que une cada serie con el inversor. Para ello nos remitimos a la norma *AENOR EA 0038* (conviene destacar que queda anulada por UNE-EN 50618:2015, resolución de 10 de abril de 2015, pero nos puede servir como referencia válida). Esta norma especifica las características de los cables unipolares flexibles para instalaciones fotovoltaicas. Se refiere a:

- Cables entre placas o paneles fotovoltaicos (1)
- Cables entre placas o paneles y el cuadro de recogida de strings (2)
- Cables entre el cuadro de recogida de strings y el inversor

Vamos al *Capítulo 3* y encontramos las especificaciones que da la norma:

- *Temperatura ambiente: -40°C a +90°C*
- *Temperatura máxima en el conductor: 90°C*
- *Sección del conductor entre 2'5mm<sup>2</sup> y 35mm<sup>2</sup>*

Procedemos a realizar el cálculo según el criterio previamente descrito:

$$I_{línea} \leq I_{admisibile} = I_{admisibile,tablas} * \prod F_{ci} \quad (3.33)$$

$$I_{línea} = 1,25 * I_{mod-sc-tmax} \quad (3.34)$$

Deberíamos corregir el valor de la intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones estándar dado que la temperatura ambiente para dichas condiciones es de 25°C. La intensidad máxima aparecerá en cortocircuito y a máxima temperatura. El fabricante del módulo nos especifica cuál es la variación de la intensidad para incrementos de temperatura de 1°C. Para nuestro módulo en cuestión:

$$\text{Coeficiente de Variación de } I_{sc} \text{ según temperatura } (\alpha I_{sc}) = + \frac{0'058\%}{^{\circ}\text{C}} \quad (3.35)$$

$$T_{CEL,max} = 40 + 1'05 \left( \frac{kW}{m^2} \right) * \frac{48 - 20^{\circ}C}{0,8 \left( \frac{kW}{m^2} \right)} = 77^{\circ}C \quad (3.36)$$

$$I_{max} = 8'92 + 0'005237 * (77 - 25) = 9'2 A \quad (3.37)$$

Siguiendo dicha fórmula y considerando una  $T_{amb} = 40^{\circ}C$ , obtendríamos un valor de  $I_{mod-sc-tmax} = 9'2 A$  (este cálculo no es estrictamente necesario, la variación de la intensidad con la temperatura es muy pequeña como hemos podido comprobar y no resultará determinante)



$$I_{string} \geq 1,25 * I_{mod-sc-stc} = 1,25 * 9,2 = 11,5 A \quad (3.38)$$

En principio y según la fórmula 3.35, la intensidad que se ha calculado como máxima por la línea debe ser menor a la admisible por el conductor a instalar, teniendo en cuenta unos factores de corrección.

Vamos al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente a la sección de redes aéreas para distribución en baja tensión (ITC-BT-06):

**Tabla 3.13.** Factores de corrección de la intensidad máxima admisible en caso de agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire

Número de cables	1	2	3	Más de 3
Factor de corrección	1	0.89	0.8	0.75

Para el caso que nos ocupa, vamos a considerar el caso más restrictivo de 3 conductores, con lo que habría que descontar a la intensidad máxima admisible del conductor un 25% (es decir multiplicar por 0'75). Podemos también recurrir a la tabla 52-E1 de la norma 20460-5-523 y obtendríamos un resultado similar:

**Tabla 3.14.** Tabla 52-E1. Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52-C1 a 52-C12

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20			
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores	52 - C1 a 52 - C12 métodos A a F	
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70						52 - C1 a 52 - C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61						
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72						
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78						52 - C7 a 52 - C12 métodos E y F

En lugar de recurrir a las tablas de la norma Aenor, vamos a fijarnos en la que nos proporciona el fabricante de cable (son muy similares ambas tablas y al final, el cable que se instalará será aquel cuya tabla se adjunta más abajo. De este modo podemos ver valores reales del cable). En dicha tabla, en la segunda columna comenzando por la derecha, aparecen las intensidades admisibles para el cable Exzhellent Solar. Ahora deberíamos multiplicar los valores de dicha columna por 0'75 y buscar valores superiores a la intensidad máxima de 11'5A.



Code	Cross-Section	Colour (*)	Exterior diameter	Weight	Curvature min. radius	Max. conductor resistance at 20 °C	Ampacity free air (1)	Voltage drop in DC
	mm <sup>2</sup>		mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	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

**Figura 3.19.** Valores característicos del Cable Exzhellent Solar.  
Fuente: Ficha técnica General Cable

Con el cable de sección de 1'5mm<sup>2</sup> ya cumpliríamos con dicho requerimiento. En este caso, el criterio de caída de máxima tensión es más restrictivo.

### 3.5.3.2. Cálculo de la sección en CA

Una vez tenemos el cable solar escogido, recurrimos a la tabla A.52-2 bis de la norma UNE 20460-5-523:2004 para seleccionar el resto de cables de BT que corresponden al tramo 2 y 3, dónde el cable el cable irá enterrado por zanja.

Método de instalación	Sección mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	<b>Cobre</b>				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
	300	408	336	474	396

**Figura 3.20.** Valores admisibles para cable enterrado, temperatura del terreno de 20°C, conductor de cobre. UNE 20460-5-523

Método de instalación	Sección mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	<b>Aluminio</b>				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
	300	313	260	364	308

**Figura 3.21.** Valores admisibles para cable enterrado, temperatura del terreno de 20°C, conductor de aluminio. UNE 20460-5-523

donde:

- XLPE3: aislamiento termoestable, 3 conductores cargados. Temperatura máxima en régimen permanente 90°C. Temperatura máxima en cortocircuito 250°C
- PVC3: aislamiento termoplástico, 3 conductores cargados. Temperatura máxima en régimen permanente 70°C. Temperatura máxima en cortocircuito 160°C.

El cable que une el cuadro de protección de cada inversor con los cuadros de agrupamientos de inversores, será del tipo RV-k e irá enterrado. Concretamente, será un 4G16 (la G indica un conductor para tierra) de cobre. El aislamiento del cable RV-k es polietileno reticulado (XLPE), así que en la tabla que se presenta a continuación, debemos buscar la intensidad máxima admisible en la Columna 4 para conductor de Cobre.

Vamos antes a calcular la intensidad de diseño de la línea:



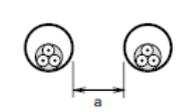
$$I_{línea} = 1,25 * I_{output-max-inverter} \quad (3.39)$$

$$I_{línea} = 1,25 * 36.2 = 45,25 A \quad (3.40)$$

El agrupamiento de varios circuitos en una instalación enterrada también afecta al valor de la intensidad admisible. En las siguientes tablas extraídas de la UNE 20460-5-523:2004, se exponen los factores de corrección para cable directamente enterrado y el cable bajo tubo:

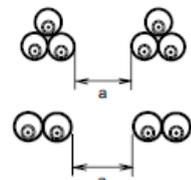
**Tabla 3.15.** Tabla 52-E3, UNE 20460-5-523:2004. Factores de deducción por agrupamiento de varios circuitos, cables instalados en conductos enterrados. Método de instalación D de las tablas 52-C1 a 52-C4. **Cables multiconductores en conductos, un cable por conducto**

Número de cables	Distancia entre conductos (a)*			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90



**Tabla 3.16** Tabla 52-E3, UNE 20460-5-523:2004. Factores de deducción por agrupamiento de varios circuitos, cables instalados en conductos enterrados. Método de instalación D de las tablas 52-C1 a 52-C4. **Cables unipolares en conductos, un cable por conducto**

Número de circuitos unipolares de dos o tres cables	Distancia entre conductos (a)*			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90



Aplicamos el factor correspondiente para nuestra instalación. Según la tabla 3.14, se está considerando que la unidad “cable” es un cable multiconductor. Nuestra instalación dispone de cables 4G16 entubados unitariamente y a distancia de contacto nula, sin ningún otro cable dentro del tubo, por lo que no tendríamos un valor de corrección en la tabla. Sin embargo, vamos a considerar que tenemos un “Número de cables”=2 por precaución.

$$I_{línea} \leq I_{admissible} = I_{admissible,tablas} * \prod F_{ci} \quad (3.41)$$

$$\prod F_{ci} = 0.85 \quad (3.42)$$

$$I_{admissible,tablas} \geq \frac{45.25}{0.85} = 53'23A \quad (3.43)$$

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 50 of 75

Buscamos en la Columna 4 para conductor de Cobre y vemos que con una sección de 10mm<sup>2</sup> cumpliríamos con los requisitos. Vuelve a ser más restrictivo el criterio de caída de tensión.

El cable que sale de los armarios de agrupamiento hasta el transformador elevador, será de aluminio y también irá enterrado. El cable que se instalará es el U-1000 AR2V, de aluminio, con aislante XLPE y cubierta de PVC. Debemos buscar en la Columna 4 para conductor de Aluminio.

$$I_{línea} = 1,25 * I_{output-max-cuadro} = 1,25 * N_{inverters} * I_{output-max-inverter} \quad (3.44)$$

Deberíamos considerar los distintos tipos de cuadros que tenemos, sin embargo, vamos directamente al más restrictivo (armario que recoge 6 inversores):

$$I_{línea} = 1,25 * 36.2 * 6 = 217,2 A \quad (3.45)$$

En este caso, el conductor irá enterrado bajo tubo de 6". Por el interior del conducto irán 3 cables unipolares conformando las fases y el neutro. Así pues, recurrimos nuevamente a la tabla 3.15 y 3.16. Esta vez seleccionamos 3 cables y distancia 0'25m, obteniendo un coeficiente de 0'8.

$$I_{admisible, tablas} \geq \frac{217'2}{0.8} = 269'1 A \quad (3.46)$$

Vuelve a ser más restrictivo el criterio de caída de tensión, pero por poco margen. Nos quedamos con el cable de 240mm<sup>2</sup>.

Finalmente, se adjunta a continuación la tabla con los valores de intensidades admisibles que nos proporciona el fabricante para los conductores seleccionados:

**Tabla 3.17.** Características de los cables instalados. Fuente: General Electric

		4 x 16 mm <sup>2</sup>	1 x 240 mm <sup>2</sup>
Resistencia máxima CC del conductor, a 20°C	Ohm/km	1,21	0,125
Reactancia estrella, a 50 Hz	Ohm/km	0,077	0,079
Intensidad máxima admisible en régimen permanente (*)	A	91 (13) / 83 (14)	428 (5) / 287 (6)
Temp. máx. conductor en régimen permanente / en cortocircuito	°C	90 / 250	90 / 250
Intensidad máxima admisible en cortocircuito adiabático (0.1/0.5/1.0 s)	kA	7,23 / 3,23 / 2,29	71,8 / 32,1 / 22,7
(*) Al aire, a 40°C / Enterrado, a 25 °C - 1,5°K·m/W - 0,7m			
(*) Un solo cable al aire, a temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor de 120 °C (documento CENELEC TC20 20/1691/CD)			

Podemos concluir que para el caso de la instalación del cable **4G16**, tenemos **una intensidad admisible de 83 A** (según el fabricante, cuyos factores de corrección ya ha debido aplicar a la terna de cables), enterrado bajo tubo y a temperatura del terreno de 25°C. Para la instalación del cable de **240mm<sup>2</sup>**, se ha mencionado su instalación de 4 cables multiconductores bajo tubo, por este motivo debemos aplicarle al valor de 287 A que nos da el fabricante, un factor

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 51 of 75

por agrupamiento de cables de 0'8 según la tabla 3.16. Así pues, queda su **intensidad admisible en 229'6 A**. Estos valores los vamos a utilizar a continuación para las protecciones por sobrecarga.

### 3.6. Protecciones

En este apartado se van a mostrar los principales equipos de protección que tendremos en el proyecto.

Las líneas eléctricas deben estar protegidas contra los efectos de las sobrecargas y los cortocircuitos.

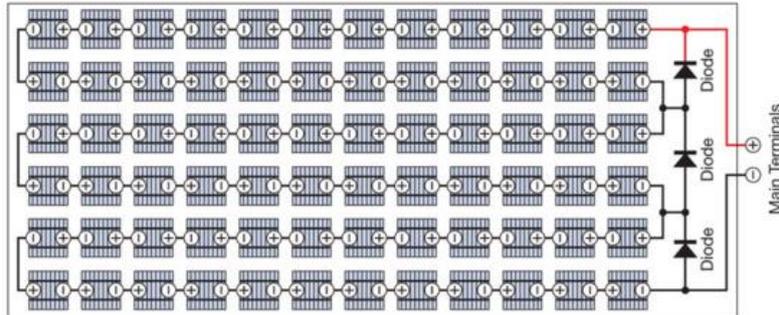
- **Cortocircuito:** es la conexión voluntaria o accidental de dos puntos de un circuito entre los que hay una diferencia de potencial. Estas averías se tienen que eliminar en un tiempo inferior a los 5 segundos. Para poder considerar que una instalación cuenta con una correcta protección contra cortocircuitos es preciso que el dispositivo de protección cumpla las siguientes condiciones:
  - El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima precisa en su punto de instalación
  - El tiempo de corte de la corriente de corto, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.
  - La energía de paso  $I^2t$  es menor que la energía máxima admisible del cable
- **Sobreintensidad o sobrecarga:** es una intensidad superior a la nominal y puede producir a su tiempo una sobrecarga o un cortocircuito. Se entiende por sobrecarga un aumento de corriente que sobrepasa la corriente nominal.
- **Contacto indirecto:** contacto de personas con las masas de los equipos y que puntualmente se encuentran con tensión por alguna falla.
- **Sobretensiones:** tensiones superiores al valor máximo que pueden existir entre dos puntos de una instalación eléctrica. Se instalan descargadores de sobretensiones para evitarlas. En un parque fotovoltaico, las sobretensiones se atribuyen la mayoría de las veces a descargas atmosféricas.

#### 3.6.1. Protecciones en Continua

El fusible es un elemento que establece la conexión entre dos partes de un mismo circuito. Este elemento posee un bajo punto de fusión, por lo que si la intensidad supera la nominal, se establece una temperatura de equilibrio por encima de su temperatura de fusión y el fusible funde.

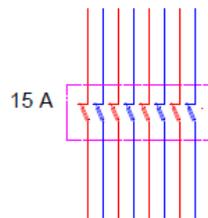
El módulo solar posee unos diodos cuyo objetivo es proteger al módulo frente a comportamientos anómalos:

- **Diodo de Bypass:** impiden que cada módulo en un string pueda absorber corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.



**Figura 3.22.** Configuración diodos bypass módulo fotovoltaico. Fuente: solarprofessional.com

Además de dichos diodos que el módulo ya incluye, protegemos las series de módulos mediante fusibles. Los fusibles se instalan para proteger a los módulos de las corrientes inversas que se puedan suceder. Las células del módulo pueden resistir corrientes inversas, según el fabricante, de 15 A. Habitualmente dejan un margen de seguridad, por lo que podríamos suponer que en realidad resisten unos 20 A.



**Figura 3.23.** Cuadro de Protección de Strings. Protección de series mediante fusibles. Fusibles: URZ 15A gPV DC 1000V 10x38mm

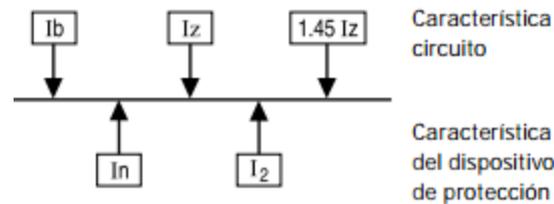
Se incluirán fusibles gPV normalizados, según EN 60269-6, en ambos polos (positivo y negativo) de cada serie.

En la ITC-BT-22 se detalla la protección contra sobrecargas en las instalaciones de baja tensión. En este se hace referencia a un conjunto de normas que aplican para este punto. Según la norma UNE-60269, todo dispositivo de protección frente a sobrecargas debe cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (3.47)$$

$$I_2 \leq 1'45 * I_Z \quad (3.48)$$

Esta desigualdad expresa que en realidad los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias (no permanentes) sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible térmicamente



**Figura 3.24.** Esquema protección frente a Sobrecargas. Fuente: Schneider

Siendo:

$I_b$ : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas. Se corresponde con la intensidad  $I_{MPP}$  del módulo, **8'45 A**.

$I_z$ : Corriente admisible del cable que se desea proteger. Se había optado por instalar cable de  $6\text{mm}^2$ . No obstante, entre los módulos, los latiguillos provistos por el fabricante de módulos, son de  $4\text{mm}^2$ . Protegeremos para este cable por ser el más restrictivo.  $I_{adm,4\text{mm}^2} = 55 \cdot 0'75 = 41'25 \text{ A}$

$I_n$ : Corriente asignada del dispositivo de protección. Valor a determinar.

$I_2$ : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo ( $t_c$  tiempo convencional según la norma).

El valor de  $I_2$  se indica en la norma de producto o se puede leer en las instrucciones que nos da el fabricante:

$I_2 = 1'45 I_n$  (para interruptores según norma UNE EN 60898)

En el caso de fusibles, la característica equivalente a la  $I_2$  de los interruptores automáticos es la denominada  $I_f$  (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los siguientes valores:

$I_f = 1'6 I_n$  si  $I_n \geq 16\text{A}$

$I_f = 1'90 I_n$  si  $4\text{A} < I_n < 16\text{A}$

$I_f = 2'1 I_n$  si  $I_n \leq 4\text{A}$

En este caso  $I_f = 1,9 \cdot I_n$

$$8'45 \leq I_n \leq 41'25 \quad (3.49)$$

$$1'9 \cdot I_n \leq 1'45 \cdot 41'25 \rightarrow I_n \leq 31'8 \quad (3.50)$$

$$I_f(\text{temperatura de trabajo}) \leq 20 \text{ A} \quad (3.51)$$

Esta imposición surge de la necesidad de proteger a los diodos de bypass que posee el módulo

Se seleccionarán fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 15 A y una tensión nominal mayor de la tensión de circuito abierto del campo, 912 V. Dato curioso es que si revisamos las curvas de fusión de dichos fusibles, nos encontramos con que el fusible de 15 A no fundiría

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 54 of 75

hasta que pasara por él una intensidad de unos 22 A. Esto sería inadmisibles para los diodos de bypass del módulo. No obstante, esta curva que suele dar el fabricante suele ser a 25°C ambiente. Para temperaturas normales de trabajo del fusible como puedan ser 50°C, éste funde para intensidades menores que las que poseía para 25°C ambiente.

Estos fusibles además tienen un poder de corte de corrientes de cortocircuito de 30 kA (L/R = 2ms). Veamos si protegerían las líneas de string de 6mm<sup>2</sup> de cobre.

La norma IEC 60364 describe que la limitación de intensidad de los conductores ( $k^2S^2$ ) deberá superior a la energía de paso ( $I^2t$ ) que figure en el dispositivo de protección:

$$\sqrt{t} = k * \frac{S}{I} \rightarrow (I^2t)_{\text{elemento protección}} \leq (I^2t)_{\text{cable}} = k^2 * S^2 \quad (3.52)$$

Para una sección de 4mm<sup>2</sup> y una k=143 (de tablas, según aislante XLPE), tendríamos una intensidad máxima admisible durante un corto de 5 segundos de 256 A. El fusible escogido, para t=5 Seg con 35 A ya funde.

### 3.6.2. Protecciones en Alterna

Se instalarán un conjunto de cuadros en alterna. Dichos cuadros tendrán la función de unificar líneas y de introducir protecciones para el lado de alterna.

#### 3.6.2.1. Cuadro de protección del inversor

Consta de los siguientes elementos:

- **Un interruptor Magnetotérmico** de corte omnipolar con accionamiento manual. Permitirá el corte del inversor para labores de mantenimiento, al mismo tiempo que protegerá frente a sobrecargas. La idea de proteger con un automático el inversor es por su alto coste.
- **Un Interruptor diferencial** que garantice la protección contra contactos indirectos, con una intensidad diferencial-residual máxima de 300mA. Se pone en este punto porque es el inversor a priori el elemento susceptible de producir derivaciones. Tiene la función de proteger la instalación de derivaciones a tierra y a las personas de contactos directos o indirectos. Este interruptor automático, corta automáticamente el suministro eléctrico de la instalación en el momento en que se produce una fuga de intensidad.

Para el dimensionado del interruptor automático frente a cortocircuitos, deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- Su poder de corte (PdC) debe ser como mínimo igual a la corriente de cortocircuito máxima ( $I_{CC\text{máxima}}$ )
- El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que tarda en alcanzar la temperatura límite admisible por los conductores.
- Para una mayor seguridad, el REBT propone otra regla más sencilla de aplicar que sustituye a esta primera:

$$I_{CC,min} > I_m \quad (3.53)$$

Dónde:

$I_{CC,min}$ : Corriente de cortocircuito mínima que se calcula en el extremo del circuito protegido por el IA

$I_m$ : corriente mínima que asegura el disparo magnético, por ejemplo, para una IA con curva C, se tiene que  $I_m=10 \cdot I_n$

Se buscarán interruptores automáticos cuya curva característica sea la C:

Intensidad prueba	Tiempo disparo	Aplicaciones
B	$0,1 < t < 45s$ ( $I_n \leq 32A$ ) $0,1 < t < 90s$ ( $I_n > 32A$ ) $t < 0,1s$	Solo para cargas resistivas tales: - calefacción eléctrica - calentador de agua - estufas
C	$0,1 < t < 15s$ ( $I_n \leq 32A$ ) $0,1 < t < 30s$ ( $I_n > 32A$ ) $t < 0,1s$	Cargas habituales destacables: - alumbrado - tomas de corriente - pequeños motores
D	$0,1 < t < 4s^{(**)}$ ( $I_n \leq 32A$ ) $0,1 < t < 8s$ ( $I_n > 32A$ ) $t < 0,1s$	Control y protección de circuitos con Intensidades de conexión Transitorias importantes (motores de gran potencia)

(\*\*)  $I_n \leq 10A, t < 8s$

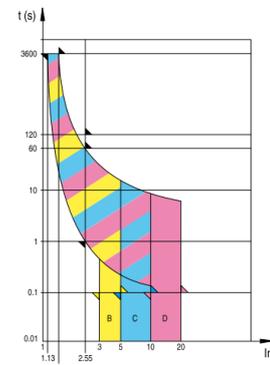


Figura 3.25. Curvas disparo Interruptores automáticos. Fuente: General Electric

Figura 3.26. Ídem Fuente: General Electric

- **La corriente máxima de cortocircuito** se corresponde con la corriente que tiene lugar cuando el corto sucede inmediatamente aguas abajo de los bornes del dispositivo de protección (al principio del cable). En nuestro caso, el cuadro que protege al inversor.
- **La corriente mínima de cortocircuito** se corresponde con la corriente que tiene lugar cuando el corto sucede inmediatamente aguas arriba de los bornes del receptor o carga (al final del circuito que queremos proteger). En nuestro caso, el inversor.

Se procede a realizar el cálculo de la intensidad de cortocircuito en el cuadro que protege a cada inversor. Se toma como referencia, el inversor que más cerca se encuentra del centro de transformación. Su impedancia de línea será menor, dando lugar a corrientes de cortocircuito más elevadas.

Dicho esto, el inversor 21 y el cuadro de unificación número 5 son los que poseen una menor distancia hasta el Centro de transformación.

En general, los dispositivos de protección contra corrientes de cortocircuito, están diseñados para abrir el circuito en un tiempo no superior a 10 milisegundos. La temperatura alcanzada en este periodo de tiempo en el conductor, dependerá del material, del aislante y de la instalación. Vamos a suponer que los conductores alcanzarán 85°C en dicho lapso de tiempo hasta que saltan las protecciones.



$$R = \rho * \frac{L}{S} \quad (3.54)$$

$$\rho(T) = \rho(20^{\circ}\text{C}) + (1 + \alpha * (T(^{\circ}\text{C}) - 20)) \quad (3.55)$$

Tabla 3.18

	P <sub>20°</sub> (Ωm)	P <sub>20°</sub> (Ωmm <sup>2</sup> /m)	A a 20°C (1/°C)
Cobre	1'7x10 <sup>-8</sup>	0'017	3'9x10 <sup>-3</sup>
Aluminio	2'8x10 <sup>-8</sup>	0'028	3'9x10 <sup>-3</sup>

- Tramo cuadro protección inversor → Cuadro de unificación: 2 metros. Cable 4G16, cobre. Aplicamos las fórmulas anteriores y tenemos una R=2'66mΩ para este tramo. Se desprecia la reactancia por la baja sección del conductor.

$$z_{Cu} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{2'66^2 + 0^2} = 2'66 \text{ m}\Omega \quad (3.56)$$

- Tramo cuadro de unificación → centro de transformación: 35 metros. Cable unipolar 4x240mm<sup>2</sup>. Mismo proceder, obtenemos R=5'12mΩ y X=2'765 mΩ.

$$z_{Al} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{5'12^2 + 2'765^2} = 5'82 \text{ m}\Omega \quad (3.57)$$

Pueden suceder distintos tipos de cortocircuito según la falta que se produzca. El más habitual es el cortocircuito monofásico, pero no el más restrictivo.

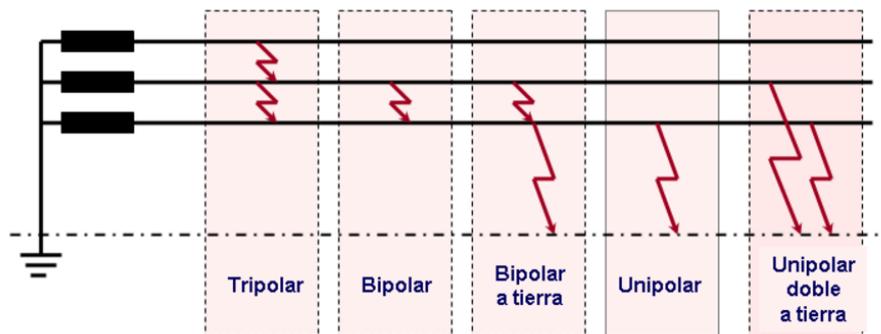


Figura 3.27. Tipos de Cortocircuito. Fuente: tuveras.com

En este caso, se va a calcular el cortocircuito trifásico o tripolar dado que es el que produce intensidades de cortocircuito más elevadas.

Defecto trifásico

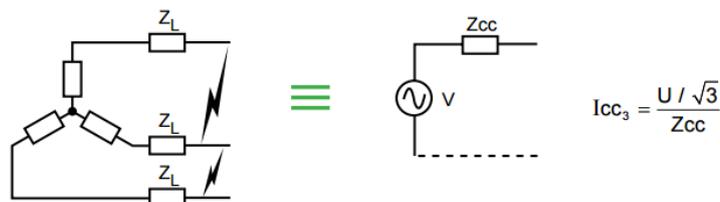


Figura 3.28. Cortocircuito trifásico. Fuente: Schneider



$$I_{CCS3\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (Z_T + Z_{LF})} \quad (3.58)$$

Dónde:

$I_{CCS3\phi}$ : corriente de cortocircuito simétrica trifásica (Ka)

$U_L$ : Tensión de línea

$Z_T$ : Impedancia del transformador (mΩ)

$Z_T$ : Impedancia de la línea de fase (mΩ)

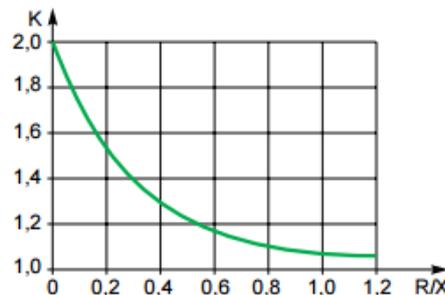
La impedancia del transformador la obtendremos del catálogo de Schneider. Para la potencia del transformador instalado, se da una Tension de corto de  $\epsilon_{CC}=6\%$ .

$$Z_{CC} = \epsilon_{CC} * \frac{(U_{N2})^2}{S_N} = 0'06 * \frac{400^2}{1.500.000} = 6'4 \text{ m}\Omega \quad (3.59)$$

$$I_{CCS3\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (Z_T + Z_{LF})} = \frac{400}{\sqrt{3} * ((2'66 + 5'82 + 6'4)/1000)} = 15kA \quad (3.60)$$

Habríamos obtenido el valor de la corriente de cortocircuito simétrica. No obstante, cuando se produce un cortocircuito, en los primeros instantes de éste es de especial importante la componente asimétrica. La corriente de cortocircuito cuando alcanza su estado permanente se convierte en una corriente simétrica. Lamentablemente, si el defecto permanece el tiempo necesario para alcanzar el estado simétrico, la instalación eléctrica se destruiría.

Para hallar la corriente asimétrica, aplicaremos la siguiente tabla proporcionada por Schneider:



**Figura 3.29.** Variación del factor K en función de R/X o R/L. Fuente: Schneider

Por desconocimiento de los datos particulares del transformador, se va a suponer un valor de R/X de 0'6. De este modo:

$$I_{CC3\phi} = k * 15kA = 1'18 * 15kA = 17'7kA \quad (3.61)$$



Podemos concluir que tendríamos una intensidad de corto de 17'7kA en caso de que se produjese una falta tripolar en el punto del inversor. Como la distancia que hay entre inversor y cuadro de protección del inversor es de 1m, la diferencia entre ambas corrientes va a ser mínima. No obstante, podemos calcular la  $I_{min}$  suponiendo ahora una falta fase-neutro, que será de menor intensidad.

$$I_{CC\emptyset N} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (Z_T + Z_{LF} + Z_{LN})} = \frac{400}{\sqrt{3} * (2'66 * 2 + 5'82 * 2 + 6'4/100)} = 9'8kA \quad (3.62)$$

$$I_{CC\emptyset N} = k * 9'8kA = 1'18 * 15kA = 11'5kA \quad (3.63)$$

$$P.d.c \geq 17'7kA \quad (3.64)$$

$$I_m = 10 * I_n < I_{min} = 11'5kA \quad (3.65)$$

Nuestra salida del inversor son 36'2 A. Lo normal sería buscar un dispositivo con una intensidad nominal de 50A. No obstante, generalmente estos IA tienen poderes de corte de 6 kA, con lo que no podrían dar la protección para los 17'7 kA. No obstante, si se buscará un PIA capaz de tener este poder de corto, perderíamos la capacidad de regulación para las intensidades nominales, de forma que perderíamos el disparo térmico y la protección frente a sobrecargas.

Por ello y según el REBT, se acepta un poder de corte inferior al resultante de la aplicación de las fórmulas anteriores si existe otro dispositivo con el suficiente poder de corte instalado aguas arriba. En este caso, las características de ambos dispositivos deberán coordinarse de forma que la energía que dejen pasar ambos no exceda la que pueden soportar los dispositivos aguas abajo. Este papel de protección frente a cortocircuitos, lo proveerán los fusibles del cuadro de unificación de inversores como veremos más adelante.

El automático estaría protegiendo frente a sobrecargas y nos permitiría dar corte independiente a cada inversor. Además, también estaría protegiendo frente a la posible avería del límite de intensidad del inversor. Veamos el dimensionado frente a sobrecargas:

$$36'2 = I_B \leq I_n \leq I_Z = 83 \quad (3.66)$$

$$1'45 I_n = I_2 \leq 1'45 I_Z \quad (3.67)$$

$$I_n \leq I_Z \rightarrow 50 \leq 83 \quad (3.68)$$

Para dimensionar el **interruptor diferencial**, atendemos a la sensibilidad con la que se desea que dispare. Al estar instalado a continuación del inversor, hay que tener en cuenta las corrientes de fuga del mismo. Esto se debe a que en el funcionamiento de un inversor sin



transformador existen corrientes diferenciales. Para evitar una activación no deseada durante el funcionamiento, la corriente diferencial asignada del diferencial debe ser de al menos 100 mA según especificaciones del fabricante. Por ello, se escoge el interruptor diferencial normalizado con una sensibilidad superior. Se selecciona un diferencial de 300mA de sensibilidad.

### 3.6.2.2. Cuadro de unificación de inversores

Su función básica es la de unificar a un conjunto de inversores. Se protegen las líneas mediante fusibles. Se protegerán las líneas de posibles sobrecargas y de cortocircuitos.

- Fusibles gG para el armario de unificación de inversores

#### Protección de las líneas 4G16

- $P.d.c \text{ necesario} \geq 17'7kA$

En el armario de unificación se instalan fusibles. Veamos su poder de corte y tiempo de fusión para la corriente de cortocircuito. Primero establecemos las fórmulas para seleccionar el fusible contra sobrecargas:

$$36'2 = I_B \leq I_n \leq I_Z = 83 \quad (3.69)$$

$$I_2 \leq 1'45 * I_Z \quad (3.70)$$

$$1'9 * I_n \leq 1'45 * 67'15 \rightarrow I_n \leq 63'3 \quad (3.71)$$

Vamos a utilizar un factor de corrección por temperatura, dado que como ya se ha explicado anteriormente, debemos sobredimensionar los fusibles para temperaturas de trabajo que sean reales (50°C al menos):

$$1'9 * I_n * 0'75 \leq 1'45 * 59'25 \rightarrow I_n \leq 84'45 A \quad (3.72)$$

Según los valores que hemos obtenido, pondríamos un fusible de 63 A. Veamos de nuevo las características de los conductores que habíamos seleccionado en el criterio de caída de tensión y de máxima intensidad admisible:

**Tabla 3.19** Características de los cables instalados. Fuente: General Electric

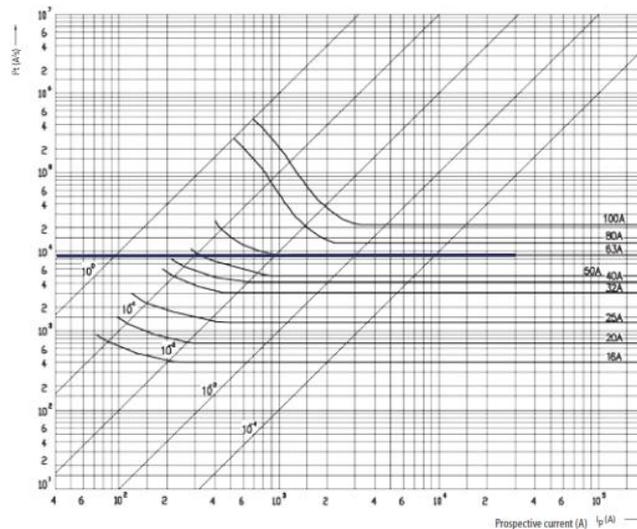
		4 x 16 mm <sup>2</sup>	1 x 240 mm <sup>2</sup>
Resistencia máxima CC del conductor, a 20°C	Ohm/km	1,21	0,125
Reactancia estrella, a 50 Hz	Ohm/km	0,077	0,079
Intensidad máxima admisible en régimen permanente (*)	A	91 (13) / 83 (14)	428 (5) / 287 (6)
Temp. máx. conductor en régimen permanente / en cortocircuito	°C	90 / 250	90 / 250
Intensidad máxima admisible en cortocircuito adiabático (0.1/0.5/1.0 s)	kA	7,23 / 3,23 / 2,29	71,8 / 32,1 / 22,7



(\* Al aire, a 40°C / Enterrado, a 25 °C - 1,5°K·m/W - 0,7m

(\* Un solo cable al aire, a temperatura ambiente de 60°C y temperatura máxima del conductor de 120 °C (documento CENELEC TC20 20/1691/CD)

Si ponemos un fusible de 63 A nominal, observamos que el fusible funde a la intensidad de cortocircuito de 17'7 kA en 0'000018 segundos. Según la tabla del fabricante, para el cable 4G16 que deseamos proteger, la máxima corriente de cortocircuito que admite en 0'1 segundos es 7'23kA. Cabría presuponer que estaríamos protegiendo adecuadamente. No obstante, veamos que energía dejaría pasar el fusible y que permisividad tendría el cable:



**Figura 3.30.** Energía ( $I^2t$ ) que deja pasar el fusible en función de la intensidad de cortocircuito

$$(I^2t)_{protección} \leq (I^2t)_{cable} = k^2 * S^2 = 143^2 * 16^2 = 5.234.944 \quad (3.73)$$

$$(I^2t)_{protección} = 9.000 \quad (3.74)$$

La energía que deja pasar el dispositivo es bastante inferior a la que admite el cable 4G16. Nuestro dimensionado sería correcto.

Restaría por ver la selectividad entre el PIA del cuadro de protección del inversor y los fusibles de 63 A. Evaluamos gráficas de disparo de ambos aparatos y encontramos:

- Para 100 A, disparo térmico del PIA entre 10 y 50 segundos. El fusible, para 100 A fundiría aproximadamente en unos 1.000 segundos.
- Para 200 A, disparo térmico entre 1 y 3 segundos. Fusible, en unos 15 segundos.

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MW <sub>p</sub> DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 61 of 75

### 3.6.2.3. Cuadro de Baja tensión en centro de transformación

A partir de este punto, el alcance de trabajo queda en manos de Schneider, empresa que se encargó del desarrollo técnico de la solución de ambos centros de transformación. Cada centro de transformación posee un cuadro BT que consta de los siguientes elementos:

- **Interruptor en carga INS 2500 A:** Capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales y de sobrecargas moderadas. Capaz también de soportar corrientes de cortocircuito, durante un tiempo específico;
- **4 x Fusibles (2x315 A + 6 x 250 A + 2x 200 A) curva GL:** Protección para las entradas de los armarios de recogida de inversores
- **Interruptor NG125H C 2P 40 A:** Protección para el transformador de servicios auxiliares

#### Protección de las líneas de Aluminio de 240mm<sup>2</sup>

Se procede a evaluar el cortocircuito en armario de unificación más cercano al Centro de Transformación, situado a 35 metros de distancia, y cuyo transporte de energía se realiza con cable de aluminio 4x240mm<sup>2</sup>.

- Tramo cuadro de unificación → centro de transformación: 35 metros. Cable unipolar 4x240mm<sup>2</sup>. Mismo proceder, obtenemos R=5'12mΩ y X=2'765 mΩ.

$$z_{Al} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{5'12^2 + 2'765^2} = 5'82m\Omega \quad (3.75)$$

$$I_{CCS3\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (Z_T + Z_{LF})} = \frac{400}{\sqrt{3} * \left( \frac{5'82 + 6'4}{1000} \right)} = 18'9 kA \quad (3.76)$$

$$I_{CC3\phi} = k * 18'9 kA = 1'18 * 18'9 kA = 22'3 kA \quad (3.77)$$

El valor que hemos obtenido es el cortocircuito mínimo dado que hemos incluido la impedancia de toda la línea. Veamos ahora el corto inmediatamente aguas abajo del fusible, considerando únicamente la impedancia del transformador.

$$I_{CCS3\phi} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (Z_T + Z_{LF})} = \frac{400}{\sqrt{3} * \left( \frac{6'4}{1000} \right)} = 36'084 kA \quad (3.78)$$

$$I_{CC3\phi} = k * 36'084 kA = 1'18 * 36'084 kA = 42'58 kA \quad (3.79)$$

Para estos valores de cortocircuito, Schneider prevé la protección de las líneas de 240mm<sup>2</sup> mediante fusibles gL de intensidades nominales 200, 250 y 315 A. El dimensionado ha sido realizado por Schneider y la comprobación de la selectividad de los equipos también. Procedemos a comprobar por encima si el dimensionado de los equipos provistos por Schneider concuerda con lo que esperamos.

Teniendo en cuenta que:  $I_f = 1'6 I_n$  si  $I_n \geq 16 A$

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b>	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
	DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 15MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 62 of 75

Para todas las líneas que tenemos en el parque se va a cumplir lo siguiente, dado que se ha instalado el mismo cable con la misma sección:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z = 229'6 \quad (3.80)$$

$$I_2 \leq 1'45 * I_Z \quad (3.81)$$

$$1'6 * I_n * 0'8 \leq 1'45 * 229'6 \rightarrow I_n \leq 260 \quad (3.82)$$

Las fórmulas arriba expuestas serían para la protección frente a sobrecargas. Se ha utilizado un factor de reducción de la intensidad nominal del fusible de 0'8. No obstante, es Schneider quien conoce la temperatura de funcionamiento nominal para este cuadro y por tanto puede ajustar con mayor precisión la corriente nominal del fusible deseado. Siguiendo la tabla 3.19, observamos que el conductor de aluminio instalado resiste una corriente de cortocircuito de 71'8 kA durante 0'1 segundos. El criterio que deberíamos seguir para escoger los fusibles frente a cortocircuitos sería:

$$P. d. C \geq 42'6 \text{ kA} \quad (3.83)$$

$$(I^2 t)_{fusable} \leq k^2 * S^2 = 94^2 * 240^2 = 508.953.600 \quad (3.84)$$

Por desconocimiento del equipo exacto que ha utilizado Schneider, recurrimos a las fichas técnicas de un fabricante de referencia de este tipo de fusibles para ver qué energía dejaría pasar y que poder de corte tendría. Concretamente, seleccionamos un fusible NH Nussmann de  $I_n=250$  A y 400 V<sub>CA</sub>. Observamos que tiene un poder de corte de 120 kA. Además, la energía que deja pasar para esta corriente de corto es mucho menor que la admisible por el cable. Podríamos presuponer, a falta de más datos, que este fusible sería válido

Part numbers with metal gripping lugs	Part numbers with insulated metal gripping lugs	Fuse link size	Rated current (Amps)	Rated voltage (Vac)	I <sup>2</sup> t (Amps <sup>2</sup> Seconds)		Watts loss	Net weight per fuse (Kg)
					Minimum pre-arcing	*I <sub>1</sub> 120kA at 400Vac		
35NHG01B-400	35NHG01BI-400	01	35	400	2400	7600	4.9	0.269
40NHG01B-400	40NHG01BI-400		40		3300	10,600	5	
50NHG01B-400	50NHG01BI-400		50		4200	10,400	4.7	
63NHG01B-400	63NHG01BI-400		63		6600	16,300	5.6	
80NHG01B-400	80NHG01BI-400		80		9600	33,600	5.6	
100NHG01B-400	100NHG01BI-400		100		16,000	56,000	6.8	
125NHG01B-400	125NHG01BI-400		125		24,000	86,400	8.8	
160NHG01B-400	160NHG01BI-400		160		53,000	111,300	8.9	
200NHG1B-400	200NHG1BI-400		200		89,000	232,000	12	
224NHG1B-400	224NHG1BI-400		1		224	119,000	322,000	
250NHG1B-400	250NHG1BI-400	250	171,000	479,000	14			

\* I<sub>1</sub> is the maximum breaking capacity test at rated voltage according to IEC 60269-1 and 2 requirements

Figura 3.31. Fusible NH Bussmann gG. Fuente: Bussmann

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 63 of 75

### **3.6.3. Puesta a tierra**

La puesta a tierra permite proteger a las personas y a los equipos contra fallas de aislamiento (contacto indirecto). Todas las partes metálicas del sistema que no forman parte de los circuitos eléctricos deben estar sólidamente conectadas a tierra, formando una malla equipotencial.

Para este proyecto, se conectan a tierra los siguientes elementos constituyentes de la instalación:

- I. Red de tierras para las partes metálicas de BT. Se conecta la estructura soporte de los módulos, las masas del inversor y de los cuadros de protección. Se instala cable de cobre desnudo de 35mm<sup>2</sup> corrido por zanja.
- II. Red de tierras de MT (o herrajes). Red de tierras alrededor del centro de transformación. Se conectan a ella todas las partes metálicas del centro de transformación.
- III. Neutro del transformador. Se instalan un conjunto de picas alejadas del centro de transformación y se llega a ellas mediante cable aislado de cobre, para evitar posibles interferencias con la red de tierras de MT.

### **3.6.4. Protección frente a sobretensiones**

Las sobretensiones en el sistema de corriente continua de un generador FV es generado por descargas atmosféricas. Las protecciones están diseñadas para proteger a los equipos de las sobretensiones provocadas, dando salida a la corriente generada durante la sobretensión.

Para el proyecto de referencia, los inversores contaban con un descargador de sobretensiones, con lo que los arrays quedaban protegidos y en caso de descarga atmosférica, es el inversor el encargado de evacuar la descarga. Además, el centro de transformación también cuenta con descargador de sobretensiones.

Por otro lado, cabe mencionar que cuando el pico de corriente que produce una descarga es conducido por el sistema interceptor de rayos, la corriente de descarga produce voltajes inducidos en las espiras conductoras que se forman con el cableado del generador FV. La magnitud del voltaje inducido guarda una relación directa con el área de la espira e inversa con la distancia entre la corriente y ésta

Por ello, hay que evitar que el cableado del arreglo forme lazos conductores de gran área. Este criterio también se tuvo en cuenta.



## 4. ESTUDIO ECONÓMICO

### 4.1. Coste del EPC

El coste del EPC supondrá casi la totalidad del capital invertido por el promotor para dicho proyecto. Como ya ha quedado dicho anteriormente, el contratista EPC de este proyecto es Elecnor.

Bajo la modalidad EPC, Elecnor le entrega la planta al cliente llave en mano, incurriendo en el precio de venta lo siguiente: el precio la ingeniería del proyecto, la compra de los equipos principales que componen la obra y su construcción. Tras la puesta en marcha de la instalación, se comprueba que los valores de energía producidos por la planta fotovoltaica son los acordados en el contrato, emitiéndose entonces el PAC (Provisional Acceptance Test) y la planta queda en manos del promotor.

A continuación, se muestra un análisis del precio de venta del proyecto:

Tabla 4.1

Partida	Venta USD	Venta USD/Wp
Paneles (suministro)	840.000 USD	0,56 USD
Inversores (suministro)	222.966,38 USD	0,15 USD
Estructura (suministro)	170.417,97 USD	0,11 USD
	<b>1.233.384,35 USD</b>	<b>0,82 USD</b>
Estructura Mano de Obra	110.772 USD	0,07 USD
Baja tensión Mano de Obra	121.912,36 USD	0,08 USD
Inversores Mano de Obra	12.071,27 USD	0,01 USD
Media tensión Mano de Obra	7.730 USD	0,01 USD
Monitorización Mano de Obra	10.741,02 USD	0,01 USD
Obra Civil	230.889,87 USD	0,15 USD
	<b>494.116,36 USD</b>	<b>0,33 USD</b>
Estudios previos	62.201 USD	0,04 USD
Material de Baja tensión	125.905 USD	0,08 USD
Material de Media tensión	12.209 USD	0,01 USD
Sistema de seguridad	28.143 USD	0,02 USD
Material Monitorización	43.495 USD	0,03 USD
Transporte de los equipos	127.359 USD	0,08 USD
Costes de ejecución	209.472 USD	0,14 USD
	<b>608.785,55 USD</b>	<b>0,41 USD</b>
Garantías	31.364 USD	0,02 USD
Seguridad	20.934 USD	0,01 USD
Contingencias	39.204 USD	0,03 USD
Equipos de repuesto	15.294 USD	0,01 USD
	<b>106.795,86 USD</b>	<b>0,07 USD</b>
Interconexión planta	298.231 USD	0,20 USD
<b>TOTAL PROYECTO</b>	<b>2.741.313,56 USD</b>	<b>1,8275 USD</b>

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 65 of 75

Es común en el sector fotovoltaico dar el coste del Wp, tal y como se ve en la tercera columna de la tabla.

## 4.2. LCOE

Durante la introducción del presente trabajo, se introducía el concepto de LCOE (Levelized cost of electricity): es el valor actual neto del coste de generación con una fuente de energía determinada. En dicho concepto, se introducen las variables de la inversión inicial realizada, los costes de mantenimiento, la energía producida en el período de vida de la instalación y la tasa de descuento.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

Donde:

I: Gastos de Inversión (EPC)

M: Gastos de operación y mantenimiento

$E_{generada}$ : Energía inyectada en bornas del punto de conexión por la planta fotovoltaica

r: tasa de descuento

N: vida útil de la planta (25 años)

Se trata de calcular un valor teórico anual constante (USD/kWh) que multiplicado cada año por la energía generada, sea equivalente a los costes reales asociados a la generación:

$$Coste\ Equivalente = \frac{LCOE * E_1}{1+r} + \frac{LCOE * E_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{LCOE * E_{25}}{(1+r)^{25}} \quad (4.2)$$

Constituye una herramienta útil para evaluar el coste real de generación, así como para compararlo con otras tecnologías de producción de energía.

### 4.2.1. Inversión económica

Vamos a analizar el coste que tiene Quisqueya para generar 1 kWh. Para comenzar, habría que comentar que el valor del EPC de **2.741.313,56 USD** no se corresponde con el capital invertido por el cliente.

En realidad, el coste final de la operación fueron **2.850.000,0 USD** con ITBIS incluido. Es decir, Elecnor asumía dicho impuesto a aplicar sobre la facturación que realizara en República Dominicana.



Sin ánimo de introducirnos en los flecos de la modalidad de pago en el contrato, explicaremos de forma resumida y concisa este punto para saber exactamente qué inversión de capital tuvo que hacer Ege Haina.

Hubieron dos modalidades de facturación, la offshore y la onshore. La offshore no estaba sujeta a ITBIS al ser intercambio de bienes internacional, sin embargo, la onshore sí que lo estaba. Los módulos solares, los inversores, la estructura... en tanto que eran importados, se consideraba una transacción offshore y no estaba sujeta a ITBIS. Por otro lado, el material adquirido localmente y la mano de obra local, lo están. El otro punto fundamental fue que el cliente pudo descontarse el 40% del precio de módulos e inversores (algún tipo de subvención del gobierno).

Dicho esto, finalmente el proyecto tuvo un coste para el cliente de unos **1.886.313,56 USD**.

Por otro lado, también cabe mencionar que el único capital invertido por el cliente no corresponde al valor del EPC (previo descuento por subvención). El cliente también debe afrontar una serie de estudios previos de viabilidad del proyecto, así como la adquisición del terreno (si fuera necesario) y la contratación de una empresa para la revisión de calidades de la obra ejecutada por el contratista del EPC, entre otras cosas.

A continuación, presentamos un extracto de las salidas de capital que se han considerado durante los 5 primeros años (nótese que la tasa de descuento está aplicando):

**Tabla 4.2**

Salidas (USD)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Capital EPC	1.886.314 USD					
Supervisión del EPC	50.000 USD					
Ingeniería inicial de viabilidad	20.000 USD					
Contingencias						50.000 USD
Gasto anual de operación		14.423 USD	13.868 USD	13.335 USD	12.822 USD	12.329 USD
Seguro		28.846 USD	27.737 USD	26.670 USD	25.644 USD	24.658 USD
TOTAL	<b>- 1.956.314 USD</b>	<b>- 43.269 USD</b>	<b>- 41.605 USD</b>	<b>- 40.005 USD</b>	<b>- 38.466 USD</b>	<b>- 86.987 USD</b>

#### **4.2.1. Energía generada**

Procedemos a realizar el cálculo de la energía generada para el plazo de 25 años (vida útil de la planta). En la tabla que se muestra a continuación, únicamente se muestran los tres primeros años.

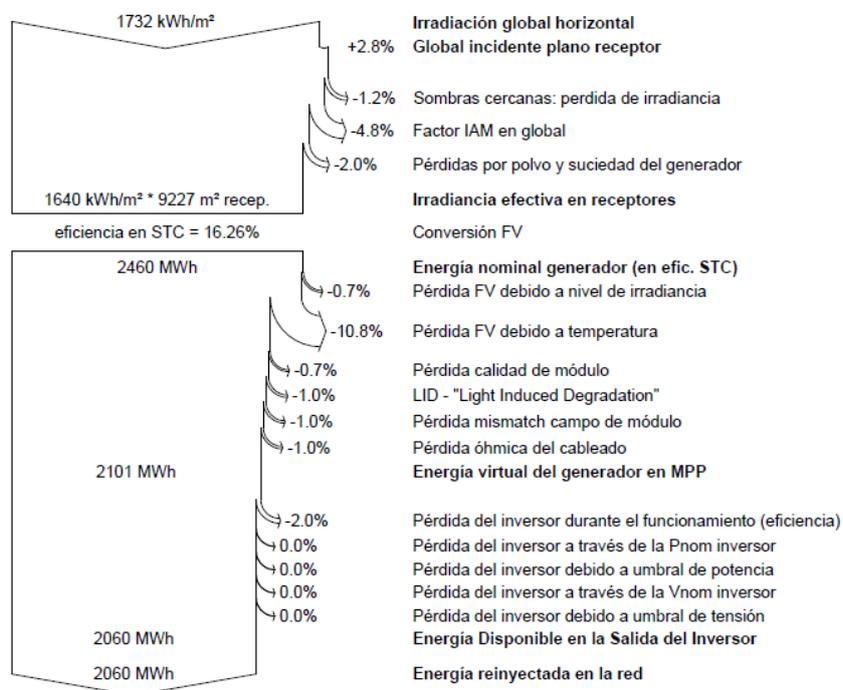
**Tabla 4.3. Energía inyectada (kWh)**

	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>
Enero	158.999	157.886	156.781
Febrero	150.947	149.890	148.841
Marzo	182.492	181.215	179.946
Abril	185.361	184.063	182.775
Mayo	185.075	183.779	182.493
Junio	184.477	183.186	181.903

 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b>	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
	DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MW <sub>p</sub> DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	<b>Page 67 of 75</b>

Julio	186.891	185.583	184.284
Agosto	179.187	177.933	176.687
Septiembre	181.573	180.302	179.040
Octubre	160.725	159.600	158.483
Noviembre	153.537	152.462	151.395
Diciembre	151.004	149.947	148.897
<b>TOTAL (kWh)</b>	<b>2.060.267</b>	<b>2.045.846</b>	<b>2.031.525</b>

Para la obtención de la energía generada por la planta de Quisqueya, se ha recurrido al software PVSyst. En dicho programa, se modela la instalación pasando como parámetros los principales equipos que componen el proyecto, la ubicación de la planta, la configuración de la misma y un conjunto de pérdidas energéticas.



**Figura 4.1.** Diagrama Energético Generado Fotovoltaico, Quisqueya. *Obtenido del PVSyst*

Las pérdidas energéticas consideradas son las siguientes:

- Pérdida Óhmica: caída de tensión en el cableado de DC y AC. Le pasamos un 1'5%.
- LID (light induced degradation): degradación que sufre el módulo en las primeras horas de vida. 1%.
- Degradación anual: degradación que sufre el módulo y que conduce a una pérdida de potencia paulatina. 0'7%.
- Soiling Loss: pérdida energética por ensuciamiento de los módulos. 2%
- Pérdidas por mismatch: Desacoplamiento en el seguimiento del punto MPPT. 1%
- Eficiencia del inversor: parámetro del fabricante, eficiencia de la conversión DC/AC. 2%

Por otro lado, hay otro conjunto de pérdidas que considera automáticamente el PVSyst dada la ubicación del proyecto, como pueden ser las pérdidas por temperatura, por sombreado, etc.



La diferencia entre la energía inyectada en dos años consecutivos, dependerá de la variación de los parámetros arriba expuestos. Para efectos del estudio, los consideraremos todos constantes salvo la degradación anual del módulo.

Tras realizar las simulaciones para los 25 años, obtenemos una energía total inyectada durante la vida útil de la planta de **47.403.624 kWh**.

#### 4.2.2. Resultado de la LCOE

La fórmula del LCOE requiere la aplicación de una tasa de descuento para la actualización de los valores futuros obtenidos y expresarlos en una referencia del presente.

La tasa de descuento aplicada es subjetiva y de ella dependerá el LCOE. A efectos de este estudio, se ha considerado una **tasa de descuento del 4%**.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I + M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}} = \frac{2.709.307}{30.040.415} = 0,090 \text{ USD/kWh} \quad (4.3)$$

Tabla 4.4

Año	E.gen (KWh/year)	E.gen (KWh/year), r	Gastos (USD)	Gastos (USD), r
0			1.956.314	-1.956.314
1	2.060.267	1.981.026	45.000	-43.269
2	2.045.845	1.891.499	45.000	-41.605
3	2.031.524	1.806.018	45.000	-40.005
4	2.017.304	1.724.400	45.000	-38.466
5	2.003.182	1.646.470	105.833	-86.987
6	1.989.160	1.572.062	45.000	-35.564
7	1.975.236	1.501.017	45.000	-34.196
8	1.961.409	1.433.183	45.000	-32.881
9	1.947.680	1.368.414	45.000	-31.616
10	1.934.046	1.306.572	45.000	-30.400
11	1.920.507	1.247.525	45.000	-29.231
12	1.907.064	1.191.146	45.000	-28.107
13	1.893.714	1.137.316	45.000	-27.026
14	1.880.458	1.085.918	45.000	-25.986
15	1.867.295	1.036.843	45.000	-24.987
16	1.854.224	989.985	45.000	-24.026
17	1.841.245	945.246	45.000	-23.102
18	1.828.356	902.528	45.000	-22.213
19	1.815.557	861.741	45.000	-21.359
20	1.802.848	822.797	45.000	-20.537
21	1.790.229	785.612	45.000	-19.748
22	1.777.697	750.109	45.000	-18.988
23	1.765.253	716.210	45.000	-18.258

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 69 of 75

24	1.752.896	683.842	45.000	-17.555
25	1.740.626	652.938	45.000	-16.880
<b>TOTAL</b>	<b>47.403.624</b>	<b>30.040.415</b>	<b>3.142.146</b>	<b>-2.709.307</b>

Obtenido el resultado de la LCOE, concluimos que le generación de energía para este proyecto en particular es de 0,09 USD/kWh. Ahora habría que analizar la rentabilidad del proyecto, análisis que mostramos a continuación en el siguiente punto.

### 4.3. RENTABILIDAD

#### 4.3.1. LCOE Y PPA

Un PPA (Power Purchasing Agreement) es un contrato entre dos partes, un generador de energía que se compromete a inyectar a la red la energía que genere y un comprador de la misma, que se compromete a consumirla bajo unas condiciones libremente pactadas.

El PPA define los términos comerciales para la venta de energía entre las dos partes. Del mismo modo, es el acuerdo principal que define los ingresos del generador de la energía.

Para el caso que nos ocupa, el cliente tiene un PPA con el gobierno Dominicano, por el cual vende la energía que produce la planta generadora mediante generadores de gas (QUISQUEYA II) a un precio de 0'18 USD/kwh. La planta fotovoltaica estudiada en este trabajo, sirve de autoconsumo para dicha planta generadora y está interconectada al cuadro de servicios auxiliares de su hermana la planta de gas. El motivo de dicho autoconsumo es para suplir una parte de los 5MW de consumo remanente que tiene Quisqueya II.

Dicho lo siguiente y para el análisis económico de este trabajo, vamos a considerar que la energía producida por Quisqueya Solar sirve para que liberar 1'25MWn de Quisqueya II. De este modo, la planta generadora puede vender ese 1'25MW adicional al precio pactado por el PPA. De aquí calcularemos los ingresos del proyecto.

Lo primero es comprobar que esta maniobra sale a cuento. Hemos concluido que el coste de generación de Quisqueya Solar es de 0,103 USD/kWh (LCOE). Con ello, estamos liberando una energía adicional que puede inyectar Quiqueya II al precio de venta de 0,18 USD/kWh. El beneficio a priori es evidente:

$$\begin{aligned}
 \text{Beneficio} &= \left( 0,18 \left( \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right) - 0,090 \left( \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right) \right) * \text{Energía generada (kWh)} \\
 &= 0,09 \left( \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right) * \text{Energía generada planta solar}
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

#### 4.3.2. TIR

La tasa interna de rentabilidad es la tasa de descuento que igualaría el VAN a un valor de 0. Es otro marcador económico que nos da una idea de la rentabilidad del proyecto. Para que el proyecto pudiera interesar al inversor, el TIR obtenido debería ser mayor al tipo de interés nominal que dan los Bonos del Estado, tomados como la referencia "segura" para las



inversiones, pues cabe esperar que éstos sean los activos con más seguridad de los mercados financieros.

Anteriormente se ha comentado el uso de una tasa de descuento del 4%. Dicho valor se ha escogido teniendo en cuenta el tipo de interés que ofrecen las “Obligaciones del Estado”, que son títulos de deuda a muy largo plazo (algo que a priori se asemejaría a un proyecto como el aquí analizado, con una vida útil de 25 años). Pues bien, como mínimo, cabría exigir un TIR superior al 4%, dado que habría que computar también la variable del riesgo que puede entrañar un proyecto con estas características.

Dicho todo lo anterior, procedamos a analizar el TIR (los valores que introduciremos en dicho cálculo han sido mostrados en el apartado 4.2.2):

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0 \quad (4.5)$$

$$TIR = 20.73\% \quad (4.6)$$

**Por último, cabe destacar que este valor tan elevado del TIR, queda justificado por la subvención que percibe el cliente en la compra de Módulos y de Inversores. Así pues, podríamos concluir que es un valor enmascarado por el papel de una subvención.**

### 4.3.3. VAN

El VAN se define como la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja que se esperan en un proyecto, deducido el valor de la inversión inicial realizada. La idea es hacer un flujo de caja de los beneficios esperados del proyecto y actualizarlos a “dinero” presente mediante la aplicación de una tasa de descuento.

Cuando obtenemos un VAN positivo, el proyecto puede considerarse rentable, dado que cabría esperar beneficio. Cuanto mayor sea el valor del VAN, mejor. De todos modos, un valor positivo del VAN no quiere decir que la inversión sea interesante, simplemente significa que los ingresos superarán a los gastos y por tanto, recuperaremos la inversión. Junto al VAN hay que valorar el riesgo que entraña el proyecto.

El VAN obtenido en el presente proyecto, es el siguiente:

**Tabla 4.5**

Año	Venta energía PPA	Gastos anuales	Beneficio Anual
0	-	1.956.314	- 1.956.314
1	356.585	43.269	313.315
2	340.470	41.605	298.865
3	325.083	40.005	285.078
4	310.392	38.466	271.926
5	296.365	86.987	209.378
6	282.971	35.564	247.407
7	270.183	34.196	235.987
8	257.973	32.881	225.092
9	246.314	31.616	214.698
10	235.183	30.400	204.783
11	224.555	29.231	195.323



12	214.406	-	28.107	186.299		
13	204.717	-	27.026	177.691		
14	195.465	-	25.986	169.479		
15	186.632	-	24.987	161.645		
16	178.197	-	24.026	154.172		
17	170.144	-	23.102	147.042		
18	162.455	-	22.213	140.242		
19	155.113	-	21.359	133.754		
20	148.103	-	20.537	127.566		
21	141.410	-	19.748	121.663		
22	135.020	-	18.988	116.032		
23	128.918	-	18.258	110.660		
24	123.092	-	17.555	105.536		
25	117.529	-	16.880	100.649		
			<b>5.407.275</b>	<b>-</b>	<b>2.709.307</b>	<b>2.697.968</b>

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} = 2.697.968 \text{ USD} \quad (4.7)$$

#### 4.3.4. PAY-BACK

En vistas a la gráfica a continuación mostrada, podemos observar como entre el año 7 y el 8, se recupera la inversión y comienzan a producirse los beneficios, hasta llegar la suma final al VAN de **2.697.968 USD**.

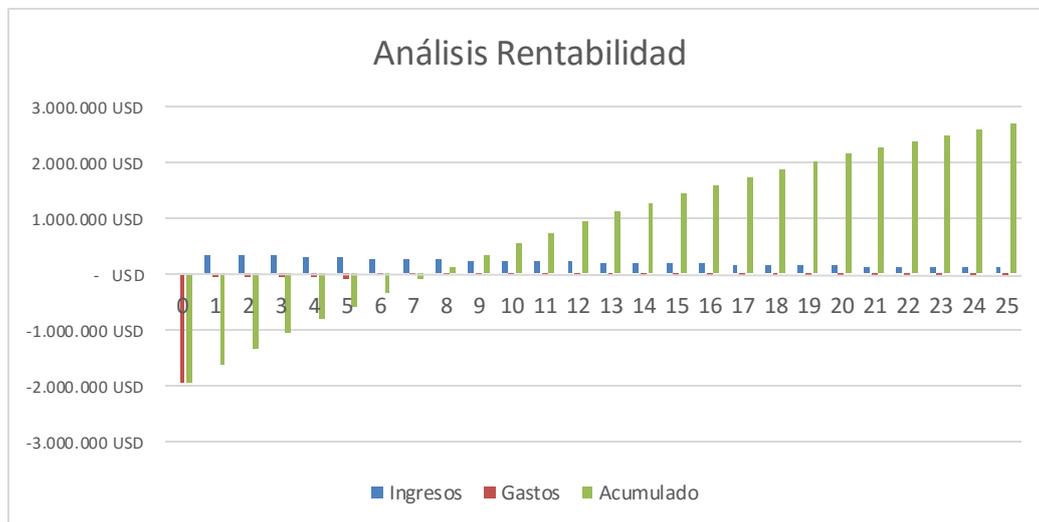


Figura 4.2. Cash flow del proyecto

 <b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b>	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 72 of 75

## 5. PLIEGO DE CONDICIONES

En este apartado se adjuntan una serie de requisitos fundamentales que se han tenido en consideración. Tras conversación con el cliente, se acuerda tomar como referencia las normas UNE y el REBT. Los cálculos, una vez realizados, se envían a una ingeniería independiente, contratada por el cliente, para su avalación. Por otro lado, en tanto que estamos frente a una licitación privada, las peticiones expresas por parte del cliente han sido determinantes.

### 5.1. Requisitos Cliente

*it will comprise a capacity of 1.5 MWdc.*

*Quisqueya 2 has an auxiliary energy consumption which averaged 4.69MW in the past ten months, or 2.38% of the generating capacity. The auxiliary system currently feeds off of the plant's own generation. EGE Haina seeks to install a PV plant to supply the low-end of Quisqueya 2's auxiliary consumption.*

*demonstrate that the Plant can withstand the extreme conditions (temperature, humidity, rain, wind, storms and seismic activity) expected on site.*

*The Operational Design Life of the Equipment and the PV Plant shall be 20 years as a minimum.*

*Exposed cables, including all fittings and accessories, shall be UV resistant and outdoor rated. (HAINA)*

*The combined DC losses on the network connecting the PV modules, the junction boxes and the inverters, at nominal conditions, have to be less than 1.0 %. Alternatively, the maximum voltage drop in the DC system should not exceed that required in the applicable national electrical code. (HAINA)*

*The combined electrical losses on the medium voltage network connecting the inverters, the array transformers, the control building and the line from the control building to the substation (if applicable), at nominal conditions, have to be less than 1.0 %. Alternatively, the maximum voltage drop in the AC system should not exceed that required in the applicable national electrical code. (HAINA)*

**PV MODULES:**

*IEC 61215, IEC 61730-1, IEC 61730-2, IEC 61853-1, EN 50380; SKL II – Safety Class II; IEC 61646 IEC-62108, IEC 62716, IEC 61701, IEC 62804.*

**INVERTERS:**

*IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-3, IEC 61683, IEC 62109, IEC 62109-2, IEC 62116, EN 50524, EN 50530, EN 50178,*

*The main equipment suppliers (PV modules, inverters, cables, transformers and mounting structures), and the EPC Bidder, shall be certified for ISO 9001, ISO 14001 and ISO 18001 accredited. The IEC 61215 or 61646 or 61208 and IEC 61730 certificates must be provided with the full certification reports including the constructional data forms for the specific module to be delivered to the Project in accordance with the corresponding IEC certificate.*

### 5.2. Normativa para el diseño estructural

República Dominicana: Boletín n°9/80

 UNIVERSITAT POLITÀCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 73 of 75

## 6. REFERENCIAS

- Amorós, E. F. (2014). Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia. *TEMA 9: Diseño de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red*. Apuntes Asignatura 3º Carrera, Grado Ingeniería de la Energía.
- Dumas, F., de Metz-Noblat, B., & Thomasset, G. (s.f.). *Cuaderno Técnico nº158, Cálculo de corrientes de Cortocircuito*. Obtenido de [www.schneider.com](http://www.schneider.com).
- Electric, G. (s.f.). <https://www.gepowercontrols.com>. Obtenido de Aparamento Modular: [https://www.gepowercontrols.com/es/resources/literature\\_library/catalogs/technical/downloads/A\\_Modular\\_Dev\\_ES\\_V1010.pdf](https://www.gepowercontrols.com/es/resources/literature_library/catalogs/technical/downloads/A_Modular_Dev_ES_V1010.pdf)
- Ferroukhi, R., Khalid, A., Lopez-Peña (IRENA), A., & Renner, M. (2015). *Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2015*. IRENA.
- Grupo de Energía y Medio Ambiente del PNUD. (s.f.). *Informe sobre los puntos clave del sector energía de la República Dominicana enfocado a la mitigación, 4*. Obtenido de [http://www.undpcc.org/docs/National%20issues%20papers/Energy%20\(mitigation\)/Dominican%20Republic\\_National%20issues%20paper\\_energy\\_final.pdf](http://www.undpcc.org/docs/National%20issues%20papers/Energy%20(mitigation)/Dominican%20Republic_National%20issues%20paper_energy_final.pdf).
- Guía Técnica de Aplicación del Reglamento de Baja Tensión (REBT). (Última actualización: Noviembre de 2013).
- HAINA, E. (s.f.). *Technical Specifications for EPC an Contract*. República Dominicana, Santo Domingo.
- Munsell, M. (29 de Enero de 2015). [www.greentechmedia.com](http://www.greentechmedia.com). Obtenido de <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Latin-Americas-Solar-Market-Grew-370-in-2014-Installed-625-MW>
- REVE. (8 de Octubre de 2014). *EVWIND*. Obtenido de <http://www.evwind.com/2014/10/08/republica-dominicana-desarrolla-las-energias-renovables/>
- Roca, J. A. (26 de Abril de 2015). <http://elperiodicodelaenergia.com/>. Obtenido de <http://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-la-fotovoltaica-espanola-compiten-por-ser-los-mas-baratos-del-mundo/>
- Serrano Iribarnegaray, L., & Martínez Román, J. (Segunda Edición, Noviembre de 2013). *Máquinas Eléctricas*. Valencia: Editorial Universitat Politècnica de València.
- Shah, V., & Booream-Phelps, J. (2015). *Markets Research, Industry Solar*. North America, USA.
- Superintendencia de Electricidad, República Dominicana. (s.f.). Obtenido de <http://www.sie.gob.do/>

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	<b>TRABAJO FIN DE GRADO:</b> DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 1'5MWp DESTINADA A AUTOCONSUMO EN REP. DOMINICANA	<b>ALUMNO:</b>	ARENAS FERRER, ALEJANDRO
		<b>FECHA:</b>	Febrero 2016
		<b>PÁGINA:</b>	Page 74 of 75

Werner, C., Gerlach, A., Breyer, C., & Masson, G. (2013). *Global Installed Photovoltaic Capacity and Identification of Hidden Growth Markets*. Berlín, Lappeenranta, Genval.

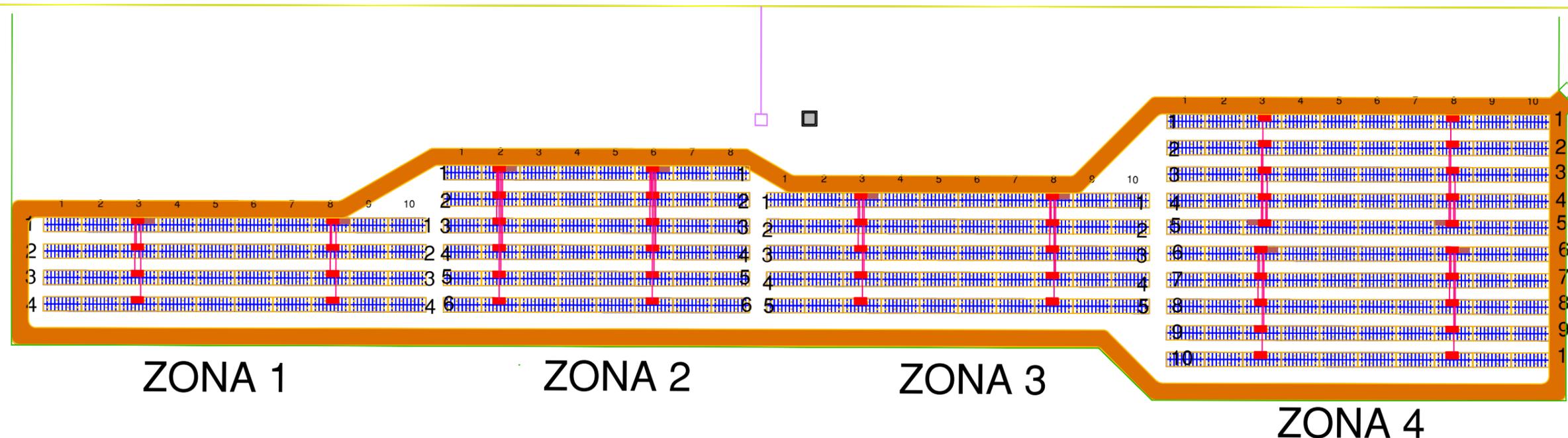
[www.undpcc.org](http://www.undpcc.org). (s.f.). Obtenido de

[http://www.undpcc.org/docs/National%20issues%20papers/Energy%20\(mitigation\)/Dominican%20Republic\\_National%20issues%20paper\\_energy\\_final.pdf](http://www.undpcc.org/docs/National%20issues%20papers/Energy%20(mitigation)/Dominican%20Republic_National%20issues%20paper_energy_final.pdf)



## 7. PLANOS

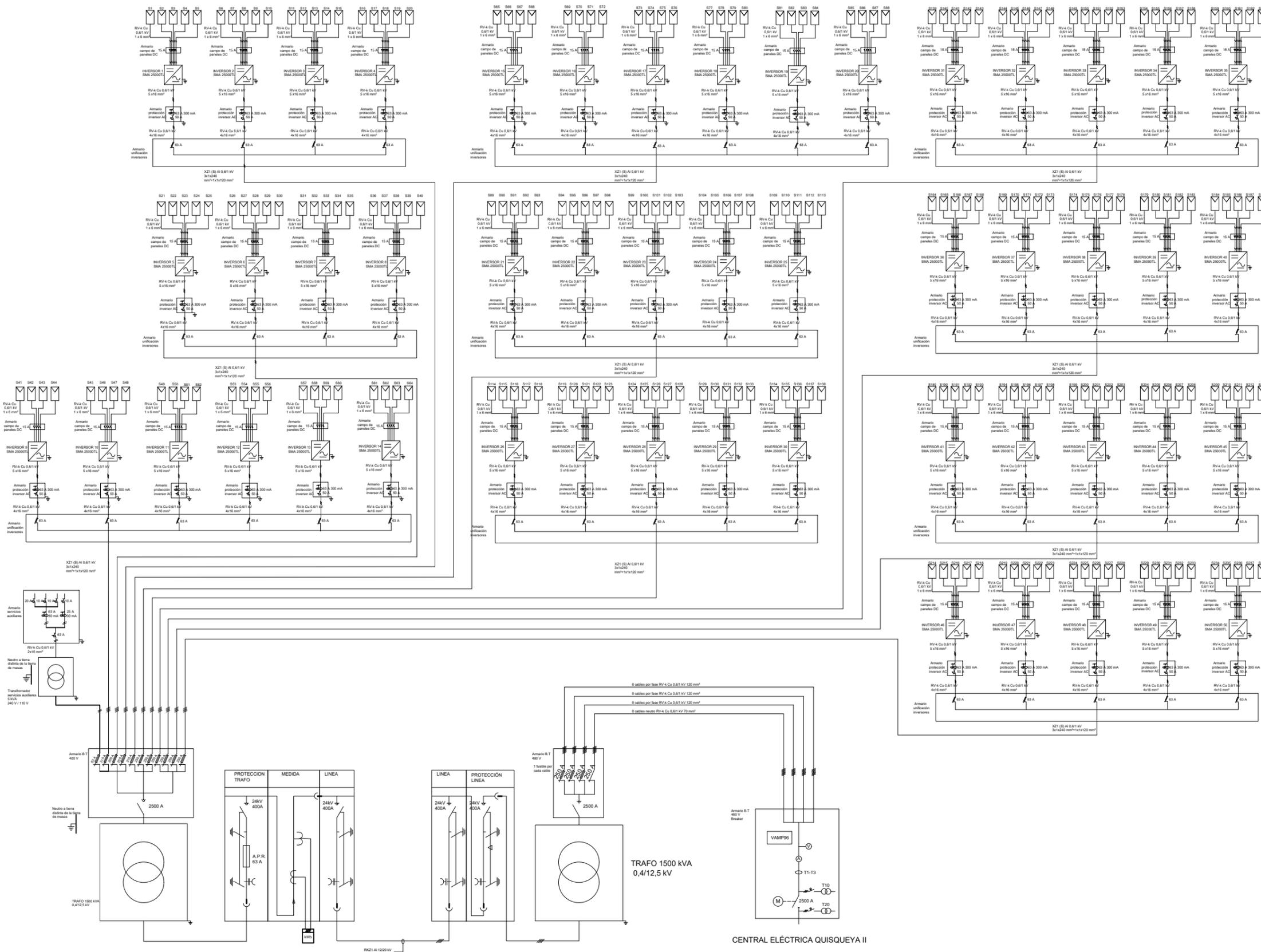
- I. LAYOUT GENERAL
- II. UNIFILAR COMPLETO
- III. CONEXIONES INVERSOR DE 5 STRINGS
- IV. ARMARIO DE UNIÓN DE SERIES
- V. ARMARIO DE UNIÓN DE INVERSORES
- VI. SITUACIÓN DE LOS INVERSORES Y STRINGS

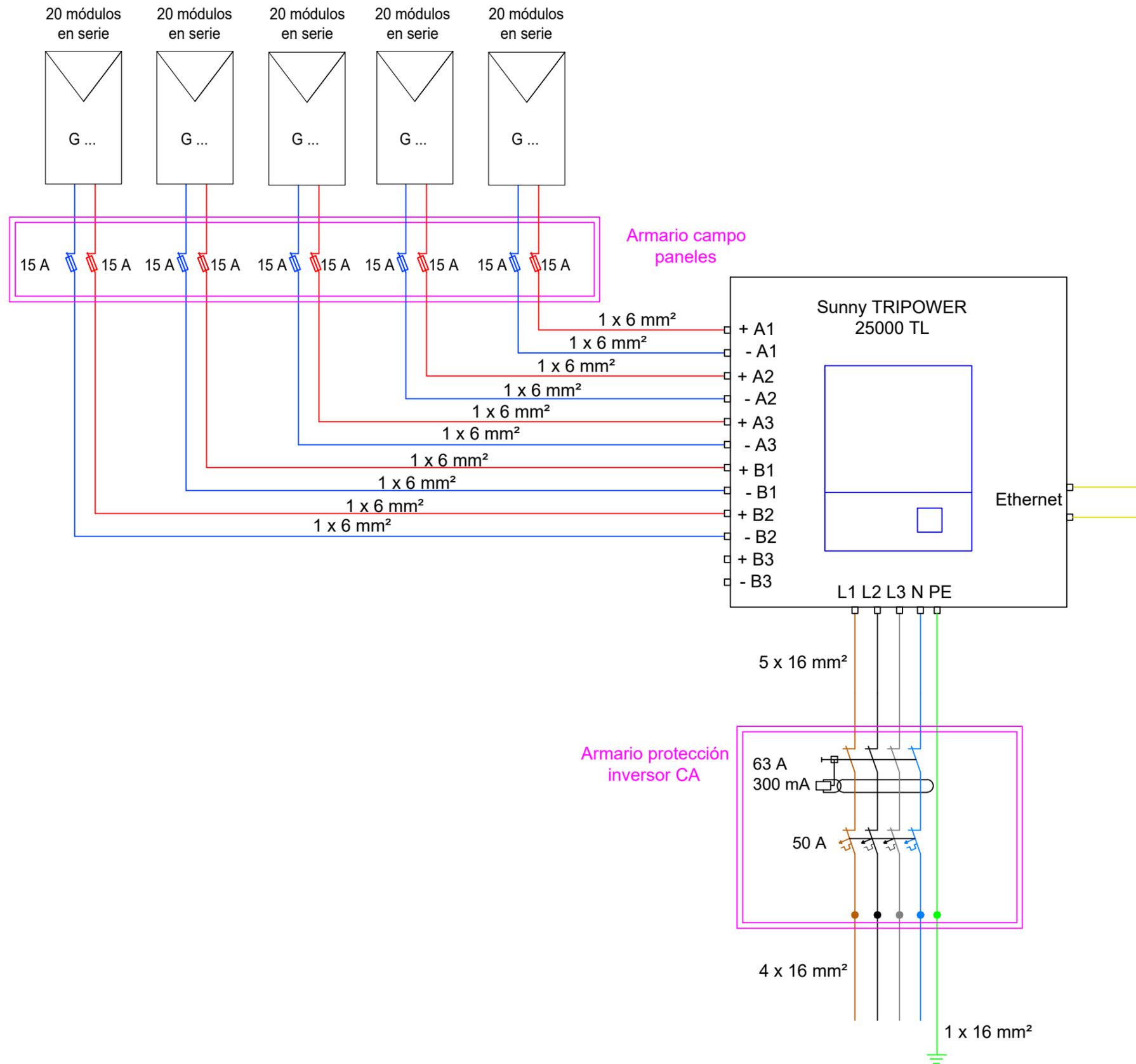


**LEYENDA**

- MESA MÓDULOS FV 2x10
- INVERSOR 25 kW
- ARMARIO UNIÓN INVERSORES
- GARITA SEGURIDAD
- CAMINOS INTERNOS
- VALLADO
- PUERTA ACCESO

Número de inversores Tipo A	38
Potencia Nominal / Potencia Pico por Inversor	25 kW / 31,5 kWp
Potencia Pico del Módulo	315 Wp
Número de Módulos por Inversor	100
Número de módulos por serie	20
Número de series por Inversor	5
Potencia Nominal Total Tipo A	950 kWh
Potencia Pico Total Tipo A	1.197 kWp
Número de inversores Tipo B	12
Potencia Nominal / Potencia Pico por Inversor	25 kW / 25,2 kWp
Potencia Pico del Módulo	315 Wp
Número de Módulos por Inversor	80
Número de módulos por serie	20
Número de series por Inversor	4
Potencia Nominal Total Tipo B	300 kWh
Potencia Pico Total Tipo B	302,4 kWp
Número Total de Inversores	50
Número Total de Módulos	4.760
Número Total de Series	238
Potencia Nominal Total	1.250 kWh
Potencia Pico Total	1.499,4 kWp



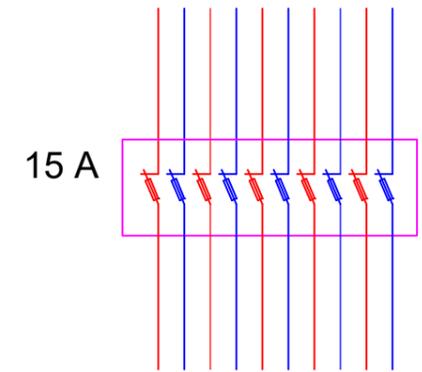


## ARMARIO CAMPO DE PANELES (5 entradas)

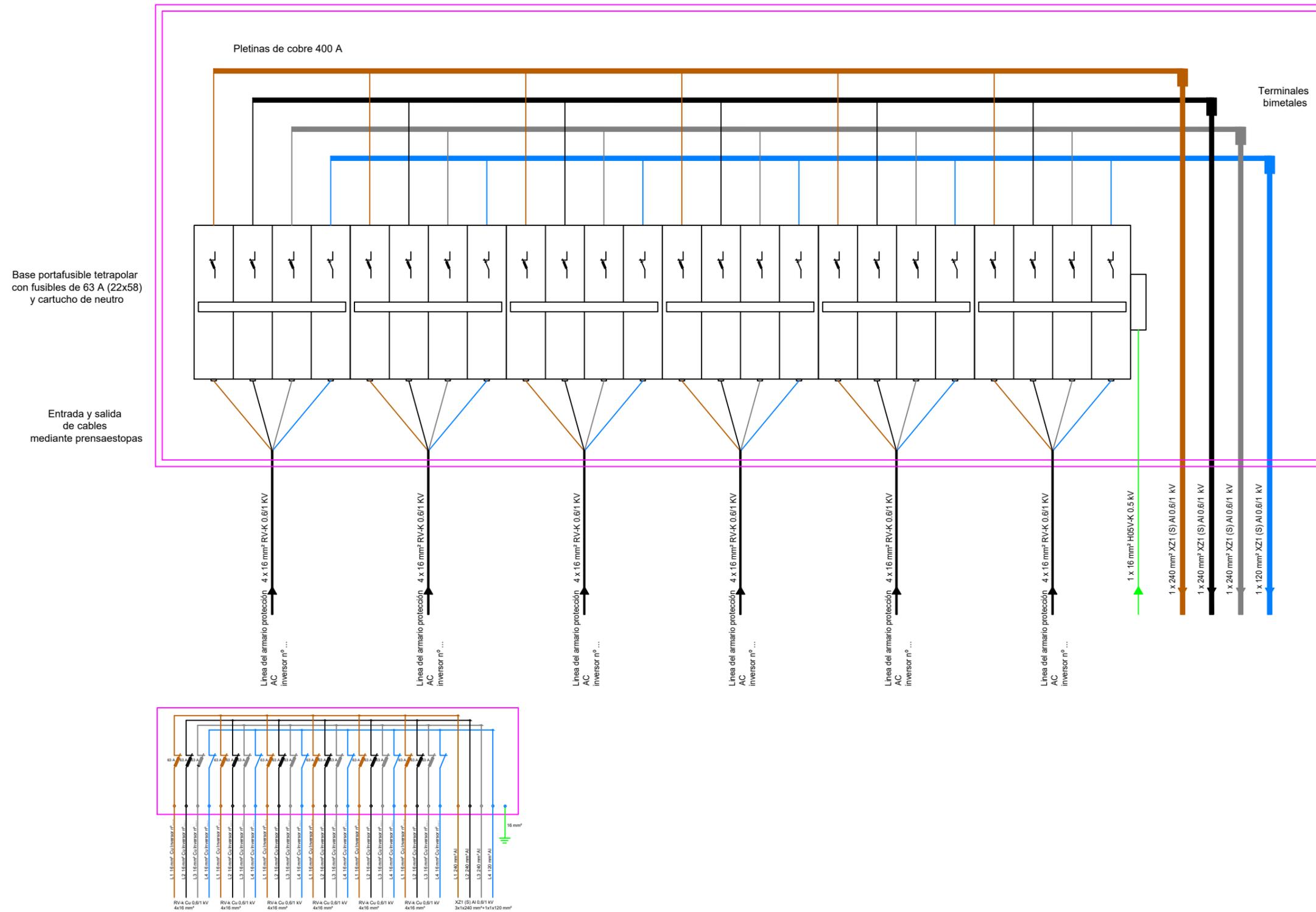
Portafusibles y fusibles  
15 A DC 1 KV de 10x38

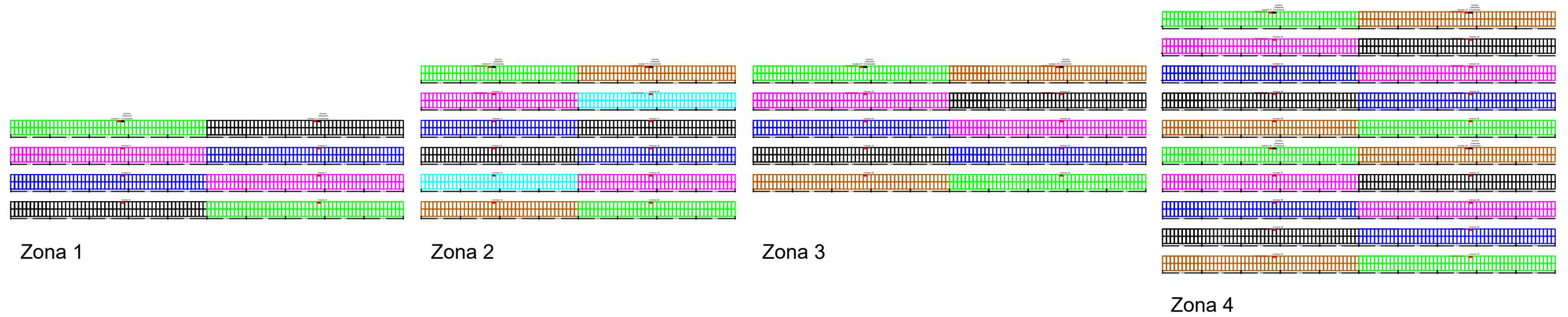
Entrada y salida  
de cables  
mediante prensaestopas

1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC	1 x 6 mm <sup>2</sup> ZZ-F 1.8 KV DC
--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------



ARMARIO UNIFICACIÓN 6 INVERSORES





Zona 1

Zona 2

Zona 3

Zona 4