



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

El presente documento, bajo el título de “Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red en Longreach, Australia” recoge el trabajo final de grado del alumno Volodymyr Koziy, perteneciente a la titulación Ingeniería de la energía. El documento ha sido elaborado bajo la supervisión de Emilio Figueres Amorós.

Índice

1	PRÓLOGO DEL AUTOR.....	7
2	INTRODUCCIÓN.....	8
2.1	Objetivo del proyecto.....	8
2.2	Introducción a la Energía fotovoltaica.....	8
2.3	Energía fotovoltaica y efecto fotovoltaico.....	9
2.4	La Célula solar.....	9
2.5	Principio de funcionamiento.....	10
2.6	Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas.....	11
2.7	Elementos de la instalación solar fotovoltaica.....	12
2.8	El sector fotovoltaico en la actualidad.....	14
2.8.1	Economía / Mercados internacionales.....	14
2.8.2	Dimensionado / Tendencias (1000V – 1500V).....	17
2.8.3	Fotovoltaica en Australia.....	18
3	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	20
3.1	Descripción de Longreach Solar Farm.....	20
3.2	Localización de la instalación.....	21
3.3	Requisitos y restricciones del proyecto.....	22
3.4	Resumen de la configuración del proyecto.....	22
3.5	Descripción de los equipos que componen la instalación.....	23
3.5.1	Panel solar o módulo fotovoltaico.....	24
3.5.2	Estación de transformación / Inversor.....	26
3.5.3	Estructura.....	28
3.5.4	Cableado.....	30
3.5.5	Cajas de concentración de series.....	31
3.5.6	SCADA.....	33
3.5.7	CCTV.....	34
3.5.8	Transporte.....	34
3.5.9	Interconexión.....	35
4	CÁLCULOS.....	36
4.1	Introducción al diseño de LSF.....	36
4.2	Número de paneles por serie.....	37
4.2.1	Número mínimo de paneles por serie.....	37
4.2.2	Número máximo de paneles por serie.....	41

4.3	Criterios de dimensionado del inversor	44
4.4	Sombras y distancias (pitch).....	47
4.5	Cálculos eléctricos de la baja tensión (BT)	51
4.5.1	Conexión de los módulos y distribución de la baja tensión	52
4.5.2	Criterio de la caída de tensión.....	54
4.5.3	Criterio de la Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente.....	60
4.6	Cálculos eléctricos de la media tensión (M.T.).....	65
4.6.1	Criterio de la máxima intensidad admisible en régimen permanente.....	65
4.6.2	Criterio de caída de tensión.	67
4.7	Protecciones.....	69
4.7.1	Protecciones en Corriente Continua.	69
4.7.2	Protecciones en Corriente Alterna. B.T. y M.T.....	76
4.7.3	Puesta a tierra	77
5	ESTUDIO ECONÓMICO	78
5.1	Coste del EPC.....	78
5.2	LCOE	79
5.2.1	Inversión económica	79
5.2.2	Energía generada.....	81
5.2.3	Resultado del LCOE	82
5.3	Rentabilidad del proyecto	83
5.3.1	LCOE y PPA	83
5.3.2	TIR.....	84
5.3.3	VAN.....	85
5.3.4	PAY-BACK.....	86
6	PLIEGO DE CONDICIONES.....	87
7	REFERENCIAS	89
8	PLANOS Y SIMULACIÓN FINAL	90

ABREVIATURAS

DC	Direct Current
AC	Alternate Current
B.T. / L.V.	Baja Tensión / Low Voltage
M.T. / M.V.	Media Tensión / Medium Voltage
LSF	Longreach Solar Farm
BSF	Barcaldine Solar Farm
MSF	Moree Solar Farm
CS	Canadian Solar
EPC	Engineering Procurement and Construction
IEC	International Electrotechnical Commission (Organización que publica normas internacionales)
UL	Underwriters Laboratories (Organización que publica normas internacionales, normalmente más restrictiva que la IEC)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, control y adquisición de datos)
CCTV	Short Circuit Television (Circuito de televisión cerrado)
LCOE	Levelized Cost of Energy
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Punto de seguimiento de máxima potencia)
PR	Performance Ratio
STC	Standard Test Conditions
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad
VAN	Valor Actualizado Neto
AUD	Australian Dollar
USD	United States Dollar
kWh	Kilowatio hora
kWn	Kilowatio nominal
kWp	Kilowatio pico
PS	Power Station (Centro de conversión y transformación)
CB	Combiner Box (Caja de agrupación de series)
QSLD	Queensland, Australia

1 PRÓLOGO DEL AUTOR

Sin ánimo de entrar en demasiado detalle, quisiera destacar el esfuerzo técnico (y personal) que se ha invertido en el estudio de este proyecto. Entiéndase que el esfuerzo invertido se ha multiplicado por todos los EPCistas que participan en esta carrera, es decir, equipos técnicos, comerciales, sociales e incluso artísticos... Cientos y cientos de personas repartidas por todo el mundo luchando por la mejor solución técnica y económica.

Espero que este documento sirva de ilustración por las etapas que conlleva el estudio fotovoltaico de un proyecto EPC y el gran esfuerzo y coordinación que éste requiere. Se han invertido muchos días, semanas e incluso meses para afinar el tiro más certero sin embargo, no se ha alcanzado la diana.

Se ofreció una oferta técnica impecable avalada con gran experiencia en el sector y un equipo humano sobresaliente, sin embargo, la oferta económica ha resultado no ser competitiva con los EPCistas locales ubicados ya en el país.

Podría entenderse que se ha fracasado en el intento pero la realidad dista de tal pesimismo. La realidad de la ingeniería y en este caso, del EPCista está plagada de propuestas que no se llevan a obra por lo que es esencial plantearse el disfrutar del camino, no de la meta.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 Objetivo del proyecto

El objetivo del presente documento es el estudio de la energía fotovoltaica a gran escala ($>5\text{MW}_{AC}$) conectada a red. El presente documento pretende ilustrar el panorama fotovoltaico actual, el proceso comercial de las partes involucradas, el diseño y la construcción del parque solar fotovoltaico. De esta manera el lector será capaz de conocer el desarrollo completo de la solución final, desde la génesis del proyecto hasta el diseño final de la instalación pasando por todas las partes implicadas, tanto técnicas como económicas.

Este documento pretende reflejar la labor que ha desempeñado el alumno en la elaboración y gestión de la oferta de un proyecto fotovoltaico llave en mano ubicado en Australia. La labora del EPCista en el proceso y de todas las partes involucradas. El proyecto ofertado se ha diseñado con una potencia nominal de 15MW_{AC} y una potencia pico de 17.4MWp situado en las cercanías de Longreach (Queensland) servirá de ejemplo del proceso de licitación usado en la mayoría de las adjudicaciones y construcciones de los parques fotovoltaicos de hoy en día. Nótese que este documento se está elaborando en base a un proyecto en estudio por parte de varias empresas constructoras y *que la importancia no radica en quién o por cuanto se va a construir el parque sino en el análisis del proceso.*

2.2 Introducción a la Energía fotovoltaica

Cabe destacar que la Energía fotovoltaica es una de los dos tipos de Energía Solar que hasta el momento el hombre ha sabido aprovechar. La Energía Solar es aquella que se vale de todas las formas de energía basadas en convertir la radiación proveniente del Sol en otras formas de energía aprovechables. Siendo el Sol la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario.

La Energía Solar Térmica o Energía Termosolar pretende, a grandes rasgos, transformar el calor la radiación proveniente del sol en calor útil aprovechable. El calor útil puede utilizarse para calentar otros fluidos, es el caso de las cocinas solares o los sistemas de agua caliente sanitaria a partir de captadores solares. Estos dispositivos constituyen los primeros ejemplos de aprovechamiento de la energía solar. La aplicación a gran escala de esta tecnología consiste en aprovechar el calor útil para transformarlo en energía eléctrica a través de un ciclo Rankine. Esta rama energética comparte muchas similitudes con la central térmica convencional.

La Energía Solar Fotovoltaica, también valiéndose de la radiación solar, procura obtener energía eléctrica de una forma más directa. Esta transformación requiere de una tecnología más avanzada y es por ello que la aparición de esta tecnología fue posterior. El desarrollo de esta tecnología radica en el descubrimiento del efecto fotovoltaico, que será comentado en el próximo capítulo. Esta tecnología, al igual que la termosolar, también tiene dos grandes ramas; El autoconsumo y la generación conectada a red. Mientras que la primera rama busca el aprovechamiento solar para el uso doméstico, la segunda examina la posibilidad de ampliar el mercado eléctrico ofreciendo una alternativa real a las energías convencionales. El interés fotovoltaico despierta con la descentralización de la energía, consiguiendo mayor independencia y reduciendo las pérdidas en el transporte.

2.3 Energía fotovoltaica y efecto fotovoltaico

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico. La célula solar es, sin duda, el dispositivo fotovoltaico más importante para la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. Con este fin, las células solares han sido ampliamente utilizadas en aplicaciones espaciales como generadoras casi permanentes de energía.

El efecto fotovoltaico en células electroquímicas fue descubierto por Becquerel en 1839 mientras experimentaba con una pila electrolítica con electrodos de platina cuando comprobó que la corriente subía en unos de los electros cuando éste se exponía al sol. Varios científicos fueron capaces de percibir este efecto de manera independiente y en distintos lugares del mundo. Tal es el caso del físico alemán Heinrich Hertz en 1887, que captó un efecto similar en uno de sus experimentos sobre la producción y recepción de ondas electromagnéticas. Hertz también observó que al exponer la bobina a la luz, aumentaba la intensidad del salto de electrones.

Fue Albert Einstein, quién años más tarde, en 1905, propuso una explicación matemática a este efecto y por el que obtuvo el premio Nobel de Física en 1921.

Cabe destacar que hasta 1954 no se obtuvo una célula solar capaz de convertir con eficiencia la energía solar en energía eléctrica. Este dispositivo fue desarrollado por Chapin, Fuller y Pearson y, desde entonces, células similares a aquella se vienen empleando para el suministro eléctrico en puntos remotos o inaccesibles.

2.4 La Célula solar

Los materiales semiconductores se caracterizan por comportarse como conductor o como aislante en función de distintos factores tales como la temperatura (irradiación).

Cuando la luz del Sol incide sobre estos materiales, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor y romper el enlace que les mantiene unidos a los respectivos átomos. Por cada enlace roto se libera un electrón y se crea un hueco y ambos se desplazan por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones. Los electrones se pueden expresar como cargas negativas (-) mientras que los huecos, como positivas (+).

El movimiento de las cargas positivas y negativas en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por el circuito externo y liberar dentro del semiconductor la energía cedida por los fotones de la irradiación.

Para evitar que los electrones-hueco se recombinen se utiliza un campo eléctrico obligando que ambos circulen en direcciones opuestas.

Esta separación de cargas positivas y negativas conduce a una diferencia de potencial pero si además, estas zonas se conectan entre sí mediante un circuito externo, se producirá una corriente eléctrica que recorrerá el material en sentido del citado campo eléctrico. Este fenómeno es conocido por el efecto fotovoltaico.

El semiconductor más comúnmente utilizado en las células solares es el Silicio (4 electrones de valencia). Éste, se separa en dos regiones para crear el campo eléctrico anteriormente mencionado: La primera región se consigue impurificando al semiconductor con Fósforo (dopaje P), que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio y es una región con mayor concentración de electrones que de huecos. La segunda región se impurifica con Boro (Dopaje N), con tres electrones de valencia y por tanto, mayor concentración de huecos que de electrones.

Las diferencias de concentraciones de electrón-hueco crean un campo eléctrico dirigido de la región n a la región p. El dopaje con Boro se realiza en la cara sin contacto directo con el Sol mientras que el dopaje con Fósforo se da en la cara expuesta al sol.

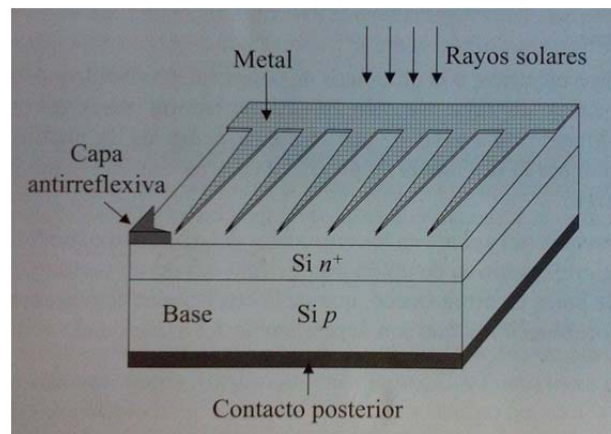


Figura 2.1 Estructura de una célula de silicio convencional.

Fuente: Eduardo Lorenzo; Volumen 2: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos

Prácticamente todas las células solares disponibles en la actualidad están constituidas por la unión p-n.

2.5 Principio de funcionamiento

Al iluminarse la célula conectada a una carga externa, se produce una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve por el negativo. En estas condiciones la célula se comporta como generador de energía y presenta el mayor interés para nuestro punto de vista. Los siguientes fenómenos se producen en el interior del dispositivo:

- Los fotones con mayor energía que la energía de separación del enlace covalente (Energía mayor al ancho de banda prohibida) se absorben en el volumen del semiconductor y producen la circulación de la corriente.
- El campo eléctrico producido por la unión p-n es la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo, y por tanto, la causa de la circulación de la corriente por diferencia de potencial.
- La presencia de voltaje en los terminales produce fenómenos de inyección y recombinación de pares electrón-hueco generando pérdidas de recombinación en función del mencionado voltaje.

Aunque la célula sea capaz de producir energía eléctrica, no proporciona la tensión e intensidad adecuadas para su posterior aprovechamiento. Es por ello que se interconectan entre sí en una estructura que soporta el conjunto. Este conjunto se suele denominar como panel o módulo fotovoltaico.

El panel fotovoltaico suele contener entre 60 y 72 células interconectadas en serie, con diodos anti retorno por cada diez o doce células. El panel fotovoltaico, a su vez, se interconecta con más módulos en serie y en paralelo en función de la tensión y la corriente de diseño. Este conjunto de módulos funciona como unidad generadora independiente y recibe el nombre de array o arreglo solar. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red suelen constituirse por varios arrays y muchas veces, su configuración puede variar de uno a otro.

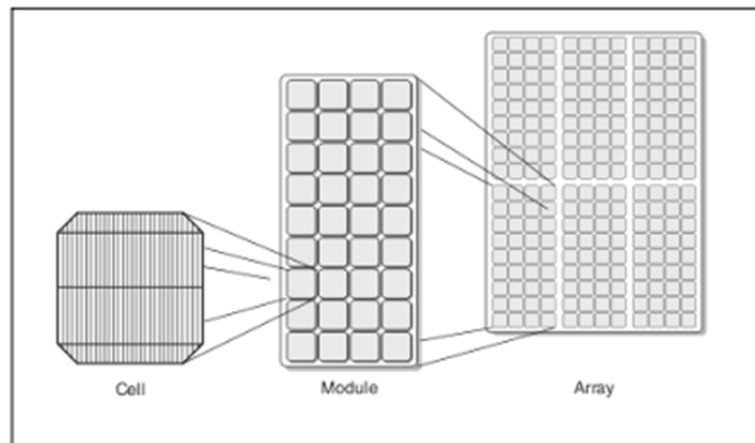


Figura 2.2: Célula, módulo y arreglo (array)

Fuente: GoGreenSolar

2.6 Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas

Dentro de las instalaciones solares fotovoltaicas podemos encontrar dos grandes campos de aplicación:

- Aplicaciones autónomas: La instalación fotovoltaica no está conectada a la red eléctrica y tiene como objetivo satisfacer total o parcialmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o punto de consumo (aplicaciones espaciales, telecomunicación, electrificación de zonas rurales y aisladas, señalización, alumbrado público, bombeos...). Dentro de estas aplicaciones podemos encontrar otras dos posibles configuraciones:

- Instalaciones aisladas con sistemas de baterías: El sistema se compone de uno o varios bancos de baterías para almacenar los excedentes de la energía o utilizar en períodos de baja o nula radiación.

- Instalaciones interconectadas con la red: En este caso el sistema carece de baterías pero mantiene la finalidad del autoconsumo. Estos sistemas suelen utilizar dos contadores; un contador para la energía generada y otro para energía consumida. Cuando el sistema fotovoltaico produce excedentes, éstos se vierten a la red y producen un beneficio económico. Por otro lado, cuando la energía demandada por el

sistema es inferior a la generada por la instalación fotovoltaica, éste consume la energía restante de la red.

-Aplicaciones conectadas a red: En este caso la instalación fotovoltaica vierte la energía producida a la red retribuyendo dicha energía al precio correspondiente. Normalmente se vende en el mercado pool o dicho de otra manera, al precio establecido en el mercado diario y alcanzando la *paridad de red*. O mediante contratos de compra de energía a un precio establecido, llamados comúnmente PPA (Power Purchase Agreement).

Estas instalaciones se diseñan a medida acorde a las necesidades de la zona. Se tienen en cuenta la tensión de distribución y la energía reactiva a suministrar o a consumir para mantener el equilibrio de la red eléctrica. Este estudio del código de red suele cobrar mayor importancia en países en desarrollo, donde no hay gran estabilidad de red y las perturbaciones de tensión y frecuencia cobran mucha importancia.

2.7 Elementos de la instalación solar fotovoltaica

La instalación fotovoltaica, a día de hoy, está bastante estandarizada y realización de los proyectos fotovoltaicos, bien de autoconsumo o bien conectados a red, no suelen tener una complejidad elevada. La mayor complejidad suele residir en adaptar la configuración a los requerimientos del terreno y la red eléctrica de la zona. Los elementos que constituyen la instalación fotovoltaica conectada a red son los siguientes:

Equipos principales:

-Panel o módulo fotovoltaico: Es el elemento principal de la generación fotovoltaica, constituido por la célula solar, es el responsable de la generación energética en corriente continua a través de la irradiación del Sol. En el mercado nos encontramos con distintos productores de módulos; Desde la fábrica de Atersa (España) hasta la mayoría de los fabricantes chinos; Hanwa, Canadian Solar, Jinko, Yingly, BYD... Actualmente el módulo europeo no es capaz de competir con el módulo chino y es por ello que se establecen aranceles antidumping sobre las importaciones chinas. Actualmente la potencia de los módulos policristalinos suele ser de unos 320-325Wp/módulo en condiciones STC, mientras que los monocristalinos alcanzan potencias de 340Wp/módulo. La tendencia actual es a ir al módulo más económico, y éste es el policristalino, con un rendimiento aceptable en torno al 17% aunque es posible que la tendencia cambie por los monocristalinos o los módulos de capa fina pues están reduciendo severamente su coste de producción. En un proyecto fotovoltaico, los módulos suponen alrededor de un 20-30% de la inversión total.

-Inversor: Es el elemento encargado de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su vertido a la red. Se construyen a interruptores de estado sólido que oscilan de acuerdo a un determinado algoritmo. En la actualidad existen distintas topologías de inversor entre las que se encuentran los inversores centrales, inversores de tipo string o microinversores. En el día de hoy podemos encontrar tanto inversores tipo string como centrales en grandes huertos fotovoltaicos, algo inusual en los últimos años, donde la tendencia favorecía a los centrales. Los inversores de tipo string permiten más puntos de

seguimiento de potencia lo que facilita la estratificación energética y mayor eficiencia. La justificación de su uso en cubiertas o estructuras con distintas inclinaciones se vale por sí misma. Sin embargo, los inversores centrales muchas veces son más interesantes para grandes plantas fotovoltaicas pues contaremos con un menor número de unidades, el cableado estará más centralizado y el coste de los equipos, generalmente será menor.

-Estructura: Es el elemento en el que se asienta el elemento principal de una obra fotovoltaica. Y es por tanto, muy importante, que se asiente sobre buenos cimientos. Muchas veces la cimentación de la estructura condiciona la viabilidad de la obra, pues el coste de arreglar un terreno con pizarras o arenas expansivas puede desbordar el coste del proyecto. Existen distintos de estructura pero aquí solamente mencionaremos la estructura fija y con seguidor a un eje. Las más utilizadas en las plantas fotovoltaicas conectadas a red. La primera consiste en una estructura metálica con un ángulo de inclinación fijo diseñado para la irradiancia de todo el año mientras que la segunda se vale de un motor eléctrico para hacer un seguimiento solar Este-Oeste. La estructura con seguidor suele tener una ganancia del 30% en la producción respecto a la estructura fija.



Figura 2.3 Módulos fotovoltaicos sobre estructura con seguidor (NEXTracker).
Fuente: Construcción del parque solar de Barcaldine, Australia. Elecnor 2016

Resto de equipos o BOP (Balance of Plant):

El resto de los equipos son más habituales en la industria energética y es por ello que no suelen condicionar la viabilidad del proyecto. Entre éstos, nos encontramos con transformadores de media y alta tensión, que permiten elevar la tensión del parque a la tensión de distribución o de transporte (en función de la ubicación del huerto). En las grandes plantas fotovoltaicas es común tener grandes centros de transformación (comúnmente

llamados Power Stations) que contienen grandes potencias de inversión con celdas de protección y transformadores de tensión. Estas Power Stations suele formar un anillo entre sí y enviar toda la energía generada y elevada a la tensión adecuada a un centro de seccionamiento a la salida del parque.

Dentro del resto de equipos, contabilizamos el cableado de baja y media tensión, las cajas de concentración de éstos (Combiner Boxes) encargadas de proteger el cableado frente a sobretensiones o cortocircuitos además de poder acceder al cableado para las mediciones o mantenimiento. También tendremos estaciones meteorológicas, un sistema de monitorización del ambiente y de la operación del parque, seguridad perimetral, bancos de condensadores y un sinfín de variables que dependerán de la topología del proyecto.

En el modelo económico de los proyectos fotovoltaicos la mano de obra suele estar incluida en el BOP del proyecto.

2.8 El sector fotovoltaico en la actualidad

Sin ánimo de entrar en demasiado detalle, en este capítulo se pretende ilustrar de manera clara y concisa el estado actual del sector fotovoltaico mundial centrándose, principalmente en los factores de disponibilidad (Irradiación), economía (paridad de red) y las tendencias del diseño de las instalaciones conectadas a red.

2.8.1 Economía / Mercados internacionales

Hace poco más de una década la industria fotovoltaica se encontraba en un estado incipiente y dependía fuertemente de los subsidios del gobierno. España fue pionera en apostar por la fotovoltaica, convirtiéndose en el país con mayor potencia fotovoltaica instalada en el mundo en el año 2008, año del conocido boom de la fotovoltaica. El marco legal de aquel momento tuvo gran repercusión en el boom fotovoltaico (RD 661/2007). Éste establecía una tarifa de inyección a red del orden de 40 céntimos el kWh. Esto favoreció un desarrollo descontrolado, llegándose a instalar hasta 500MW fotovoltaicos al mes. Hasta que en Septiembre de 2008 se aprueba un real decreto (RD 1578/2008) que regularía las tarifas de inyección a red y limita la potencia instalada. Es entonces cuando el sector fotovoltaico comienza a colapsarse y forzar su actividad en el extranjero.

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 comparada 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 ² /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%	44.63%
Chile	Yes	1750	\$0.25	\$0.12	-\$0.14	28.95%	29.40%
Denmark	Yes	813	\$0.44	\$0.35	-\$0.09	15.62%	17.51%
France	Yes	1083	\$0.21	\$0.16	-\$0.05	1.23%	7.58%
Germany	Yes	958	\$0.33	\$0.19	-\$0.15	14.56%	16.55%
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%	10.59%
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	25.63%	26.28%
Peru	Yes	1667	\$0.13	\$0.12	-\$0.01	-	4.46%
Philippines	Yes	1583	\$0.34	\$0.10	-\$0.24	52.81%	52.84%
Portugal	Yes	1458	\$0.28	\$0.25	-\$0.02	22.19%	23.14%
Singapore	Yes	1500	\$0.22	\$0.16	-\$0.06	12.05%	14.69%
Spain	Yes	1500	\$0.24	\$0.14	-\$0.10	16.08%	17.88%
Solomon Islands	Yes	1417	\$0.87	\$0.14	-\$0.73	-	-
Sweden	Yes	833	\$0.30	\$0.29	\$0.00	0.17%	7.04%
Tonga	Yes	1583	\$0.63	\$0.13	-\$0.50	-	-
Turkey	Yes	1500	\$0.14	\$0.14	-\$0.01	-	4.52%
USA Virgin Islands	Yes	1667	\$0.56	\$0.20	-\$0.37	-	-
Vanuatu	Yes	1417	\$0.60	\$0.19	-\$0.41	567.63%	567.63%
China	Yes vs High Electricity Price	1333	\$0.11	\$0.11	\$0.00	-	-
Hong Kong	Yes vs High Electricity Price	1333	\$0.25	\$0.15	-\$0.09	11.64%	14.38%
India	Yes vs High Electricity Price	1604	\$0.12	\$0.10	-\$0.02	-	-
Iran	Yes vs High Electricity Price	1583	\$0.21	\$0.16	-\$0.05	11.52%	14.29%
Jamaica	Yes vs High Electricity Price	1750	\$0.18	\$0.14	-\$0.04	10.52%	13.55%
Jordan	Yes vs High Electricity Price	1917	\$0.35	\$0.13	-\$0.22	113.17%	113.17%

Tabla 2.1: 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:

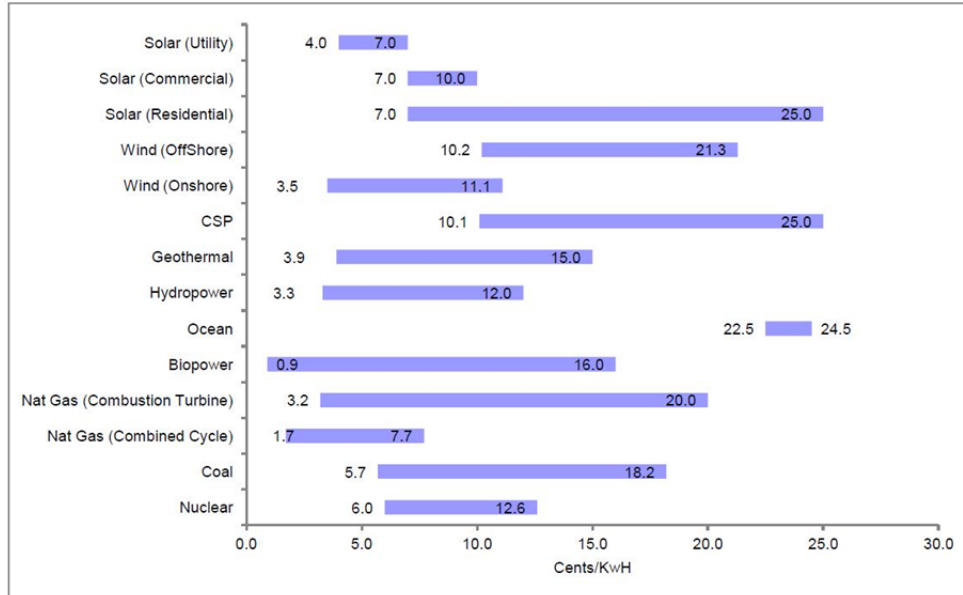


Tabla 2.2: Energía Solar vs Otras formas de generación Solar (Cents/KWh).
Fuente: Deutsche Bank, Booream-Phelps, J. (2015). Markets Research, Industry Solar.

El estudio del Deutsche Bank se muestra muy optimista respecto al futuro de la fotovoltaica. Se prevé que para el 2030 el mercado fotovoltaico se podría multiplicar por diez, alcanzando el 10% del mix eléctrico mundial. Además, el informe sugiere que se podría llegar hasta un 30% de la cuenta mundial para el año 2050.

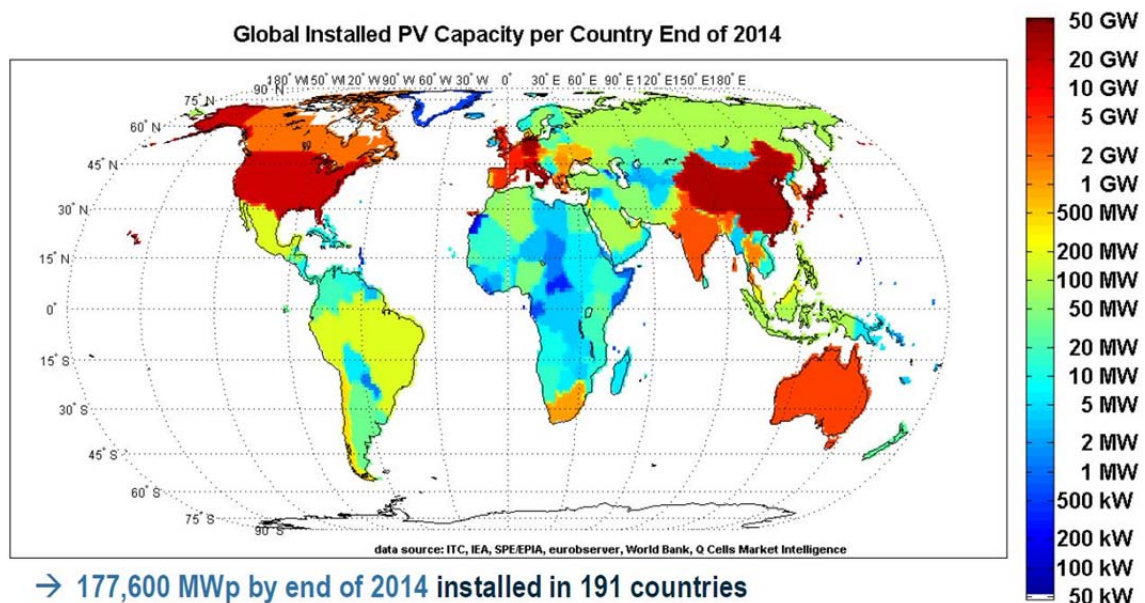


Figura 2.4: Potencia instalada hasta finales del 2014.
Fuente: 31ª Conferencia sobre la energía fotovoltaica. Hamburgo, 2015

2.8.2 Dimensionado / Tendencias (1000V – 1500V)

El dimensionado de la baja tensión a 1500V conlleva grandes ventajas para el EPCista. Pues esto permite aliviar sustancialmente el coste del BOP de la instalación. La principal problemática, o principal inconveniente, se encuentra en la legislación de la baja tensión, que es distinta en función del país. En España, al igual que en Australia, el RBTE (Reglamento de Baja Tensión Eléctrica) no contempla un cambio de regulación de 1000 a 1500V.

“Artículo 2. Campo de aplicación.

El presente Reglamento se aplicará a las instalaciones que distribuyan la energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras, en los siguientes límites de tensiones nominales:

- a) Corriente alterna: igual o inferior a 1.000 voltios.*
- b) Corriente continua: igual o inferior a 1.500 voltios. “*

Fuente: Reglamento Electrotécnico para Baja tensión

La transición del dimensionamiento de la baja tensión a 1.500V se ha dado a principios del año 2016 motivada por los principales fabricantes de inversores y paneles, los cuales, alentados por “ser los pioneros” en esta tecnología hacen una transición casi inexistente de los 1.000 a los 1.500V. Este hecho se ve reflejado en las primeras subastas fotovoltaicas tras el lanzamiento comercial de estos equipos en las que la baja tensión predominante se sitúa en los 1.500V.

Las principales ventajas de subir la baja tensión a 1500V se pueden resumir en la siguiente lista:

- Se instalan menos cajas de concentración de series. En concreto, 1/3 menos de cajas para la misma potencia.
- Se instala menos cableado de Aluminio. Al haber menos cajas, la potencia de las series va más concentrada. Los strings son de 30 módulos en lugar de 20.
- Se instalan inversores de mayor potencia por lo que la suma total es menor que tratándose de un sistema de 1000V. Los inversores serán más caros pero tendremos menos unidades resultando en un coste total menor.
- La instalación del cableado de baja y la interconexión con los inversores será menor pues tendremos menos unidades totales.

FIGURE: Current Cost Changes for 1,500 Vdc System in Comparison to 1,000 Vdc System

Component	Component Count	Unit Cost	System Cost
PV Modules	Same	+1%-2%	+\$0.02/Wdc
Cables, Conduit, Trenching	-40%-45%	Same	-\$0.03/Wdc
Combiner Boxes	-33%	+10%-20%	-\$0.005/Wdc
PV Inverters	-40%	+80-100% (due to larger inverter size and limited scale)	-\$0.01/Wdc
AC Subsystem		10%-15%	-\$0.005/Wdc
Direct Labor			-\$0.03/Wdc

Figura 2.5: Comparativo de costes entre un sistema a 1000 y a 1500V
Fuente: Green Tech Media research.

2.8.3 Fotovoltaica en Australia

El fenómeno fotovoltaico es relativamente nuevo en Australia. Actualmente Australia tiene unos 5,4 GW instalados. Instalándose 895MW en los últimos 12 meses (Fuente: Australian PV Institute). A finales de 2015, la energía fotovoltaica en Australia contribuía a un 2.4% de la energía eléctrica de la red (Fuente: Australian energy statistics update).

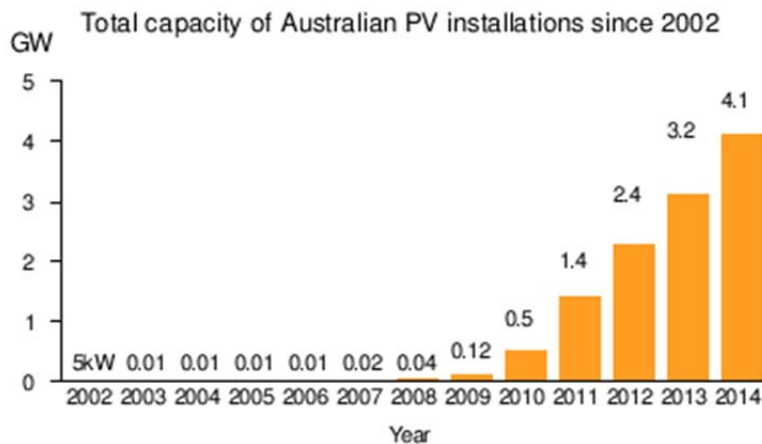


Figura 2.6: Crecimiento fotovoltaico en Australia
Fuente: Australian PV Institute. Agosto 2015

Este gran crecimiento, se justifica en parte, por el acuerdo 20/20/20 que se estable en el 2001, en el que al menos 67 países establecen objetivos renovables para el año 2020. A partir del año 2009 el gobierno destina 1.600 millones de AUD en subsidios para los siguientes 6 años (Fuente: Parliament of Australia. 2010 / Budget 2009/2010: Climate change and energy).

Estas ayudas, junto a la alta irradiación del país y las grandes extensiones disponibles, construyen un escenario muy atractivo para la fotovoltaica.

Elecnor entra en este escenario en Enero del 2015, comenzando con la construcción de unos de los parques más grandes del país. Se trata de un parque de 70MWp con 56MW_{AC} en Moree, dominando el proyecto Moree Solar Farm.



Figura 2.7: Moree Solar Farm, Australia
Fuente: Foto de archivo Elecnor, 2015

Tanto este, como otro proyecto que se encuentra en construcción (Barcaldine Solar Farm) permiten a Elecnor inmiscuirse en la idiosincrasia australiana estableciendo contactos locales y ampliando los conocimientos técnicos sobre la normativa local.

3 MEMORIA DESCRIPTIVA

3.1 Descripción de Longreach Solar Farm

El proyecto en estudio recoge el diseño de una instalación fotovoltaica con interconexión de 15MW_{AC} conectada a red en la provincia de Queensland.

El proyecto de Longreach Solar Farm es una de las plantas fotovoltaicas a red que financia parcialmente la Agencia de Energía Renovable de Australia (ARENA) como incentivo a las renovables como fuente de generación.

La viabilidad del estudio y diseño de la instalación estará en función del coste de generación de la energía, el tamaño mínimo de la instalación y la inversión total del proyecto. Según cita ARENA en su página web:

The large-scale solar competitive round will support activities that fit within the following parameters:

- *projects must generate all their electricity from solar PV*
- *projects must be able to demonstrate a levelised cost of electricity (LCOE) of below \$135/MWh (calculated in accordance with the ARENA LCOE calculator (XLS 298KB))*
- *projects must meet or exceed the minimum project size of 5 MW (AC)*
- *total grant funding requested for a project must not exceed \$30 million*
- *projects must be connected to the National Electricity Market (NEM) or the South West Interconnected System (SWIS)*
- *Projects must not involve behind the meter elements.*

Fuente: <http://arena.gov.au/programs/advancing-renewables-program/large-scale-solar-pv/>

La instalación fotovoltaica estará comprendida por 51.210 módulos fotovoltaicos de células de silicio monocristalino de 340Wp.

La energía eléctrica que producirá la planta de Longreach se estima en unos 40.700MWh/año con un Performance Ratio (PR) de 77.9%. Estos cálculos contemplan las pérdidas dentro del campo fotovoltaico hasta el punto de interconexión con la red eléctrica australiana (Ergon).

Se ha estudiado una configuración de los string a 1500V, esto implica una considerable reducción de cable en la baja tensión de la instalación, menor número de cajas de concentración y una mayor potencia en los bloques de inversión.

Es interesante tener en cuenta que la potencia pico de la instalación es de 17.4MWp mientras que la nominal en inversores, es de 17.5MW_{AC} y la energía total que Longreach Solar Farm (LSF) puede verter a red es de 15MW_{AC} . El sobredimensionamiento en alterna se justifica con el código de red, que requiere de un cosphi aproximado de 0.95 y es por ello que se instala un equipo completo más (2.5MW) para absorber las pérdidas de la instalación, garantizar 15MW_{AC} y compensar el factor de potencia para mantener estable la red.

Hay que notar que la potencia pico del proyecto se ha decidido desde la ingeniería del cliente y ésta no se ha podido optimizar para que todos los EPCistas partan con los mismos equipos

principales. Con esto el cliente consigue que los EPCistas trabajen sobre la misma producción energética y por tanto, con un denominador común.

Desde aquí ya comenzamos a vislumbrar que el cliente pretende iniciar una carrera de costes en el BOP.

3.2 Localización de la instalación

El proyecto en estudio se encuentra cercano a Longreach, dentro de la provincia de Queensland, Australia.

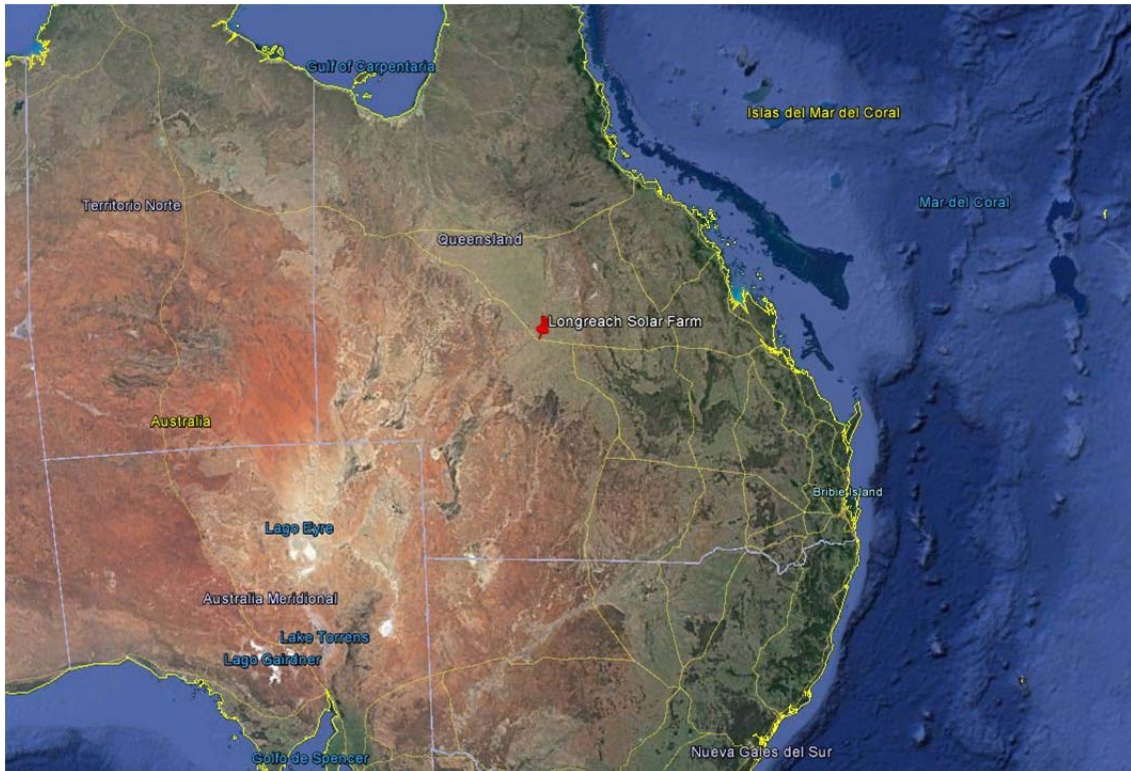


Figura 3.1: Localización de Longreach dentro de Queensland.

Fuente: Google Earth

La planta fotovoltaica propuesta estará localizada aproximadamente a 10km al este de Longreach en la parte norte de Longsborough Highway (Lote 140/POR5777).

A la cual se podrá acceder a través del acceso principal desde la autopista de Landsborough en dirección al parque ganadero de Camden.

Las coordenadas son:

Latitud: -23.445996°

Longitud: 144.359055°



Figura 3.2: Longreach Solar Farm respecto a Longreach.

Fuente: Google Earth

Será necesario llevar una serie de labores de desbroce y nivelación del terreno para habilitar un camino de acceso de aproximadamente 500 metros hacia el Este de la parcela cruzando una vía de ferrocarril.

El proyecto será provisto por una línea aérea de 200 metros que permitirá la interconexión con la red de Ergon a 66kV en las siguientes coordenadas:

Latitud: 23.445996°

Longitud: 144.359055°

En el siguiente enlace se puede ver la localización descrita:

https://www.google.com/maps/d/edit?mid=zKKANpNyJZ0o.k00Tr9_bA0BA&usp=sharing

3.3 Requisitos y restricciones del proyecto

El conjunto de requisitos particulares expuestos por el cliente vienen recogidos en el punto 6 "6. Pliego de condiciones". En definitiva, son puntos explícitamente solicitados por el cliente.

3.4 Resumen de la configuración del proyecto

A continuación se recogen los datos principales de la instalación. Cabe destacar que existen dos tipos de unidades de potencia.

LONGREACH SOLAR FARM	
Potencia pico total (DC)	17.411 kWp
Potencia nominal total (AC)	17.500 kWn
Número total de módulos	51.210

Número total de inversores	7
Número total de series	1.707
UNIDAD DE POTENCIA TIPO 1	
Número de unidades	4
Potencia nominal / Potencia pico	2.500 kWn / 2.448 kWp
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de paneles por serie	30
Número de módulos por inversor	7200
Número de series por inversor	240
UNIDAD DE POTENCIA TIPO 2	
Número de unidades	3
Potencia nominal / Potencia pico	2.500 kWn / 2.539,8 kWp
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de paneles por serie	30
Número de módulos por inversor	7470
Número de series por inversor	249

Tabla 3.1: Configuración de la instalación

3.5 Descripción de los equipos que componen la instalación

A continuación se detallarán los equipos fotovoltaicos escogidos para el dimensionamiento del parque solar fotovoltaico.

Módulo fotovoltaico	
Fabricante	Canadian Solar
Modelo del panel	MAXPOWER (1500V)
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de módulos	51.210
Dimensiones del módulo	1960x992x40mm
Inversor / Estación de transformación	
Fabricante	SMA
Modelo del inversor	2500SC-EV
Potencia del inversor*	2.500 kW
Número de inversores	7
Frecuencia de diseño	50 Hz
Tensión máxima admisible	1.500V
Tensión de PMP	850V a 1.425V
Tensión de salida del inversor	660V
Tensión de salida de la MT	22kV
Estructura	
Fabricante	NEXTracker
Material	Acero galvanizado

Cimentación	Hincado directo
Ángulo de rotación	-60º E + 60º O
Número de estructuras	570
Número de hincas por mesa	13
Número de módulos por mesa	90

*A una temperatura de 25°C

Tabla 3.2: Datos de los equipos principales

Mientras que la tabla 3.2 nos sirve de resumen de los equipos principales, en los siguientes capítulos detallaremos con más profundidad los equipos mencionados.

3.5.1 Panel solar o módulo fotovoltaico

Tal y como se ha visto en el capítulo de la introducción a la energía solar fotovoltaica. El módulo solar es el elemento principal de la instalación. Es el encargado de transformar la radiación incidente del Sol en energía eléctrica en forma de corriente continua.

El módulo fotovoltaico seleccionado para este proyecto ha venido impuesto por el promotor, Canadian Solar. Canadian Solar es uno de los gigantes del sector fotovoltaico, apareciendo en las listas de Tier 1 que establece Bloomberg cada trimestre. Los módulos fotovoltaicos pertenecientes a esta lista son de la mejor calidad. Aunque los Tier 1 no solamente se caracterizan por su alta calidad sino también por la bancabilidad de la compañía y su producción anual.

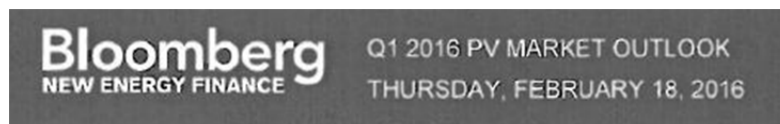


Table 4 shows the tier 1 list for Q1 2016, based on BNEF's criterion of a tier 1 module supplier providing modules to projects using non-recourse finance from five commercial banks in the past two years. A further criterion is that a tier 1 module supplier cannot be publically in default on a major bond, which this quarter rules out Yingli Solar (NYSE: YGE) (see [The price of being big: a case study on Yingli](#), 3 December 2015).

Table 4: Tier 1 PV module manufacturers, as of Q1 2016

	MW/year
Trina Solar*	4,700
Hanwha Q CELLS*	4,300
JA Solar*	4,000
Jinko*	4,000
Canadian Solar*	3,800
First Solar	3,000
Zhongli Talesun*	2,800
Risen Energy	2,600
Suntech/ Shunfeng	2,400
Chint/ Astronergy	2,000

Figura 3.3: Recorte de la lista de los 10 panelistas principales en Q1 del 2016

Fuente: Bloomberg

La potencia del panel escogido es de 340Wp, bastante usual entre los módulos monocristalinos a día de hoy. Cabe mencionar que, por regla general, a mayor potencia tenemos menos cableado, menos cantidad de módulos y menos estructura de modo que obtenemos mayor aprovechamiento del espacio disponible, imprescindible para parcelas limitadas. Aunque hay que mencionar, a su vez, que la tendencia a instalar módulos de muy

alta potencia puede tocar techo. Esto ocurre en el diseño de las series de los módulos, normalmente tardas a series de 20 o 30 módulos. Es razonable apreciar que a mayor potencia tenemos también mayor tensión en el módulo, y consecuentemente en la serie, lo cual puede deformar la configuración estándar de mesas de 20/30 módulos encareciendo finalmente el coste de la estructura y del cableado.

Todos los módulos empleados se constituyen de 72 células de silicio monocristalino en serie. Éstas células van encapsuladas con vidrio templado bajo en hierro y láminas de Etileno-Vinil-Acetato modificado (EVA).

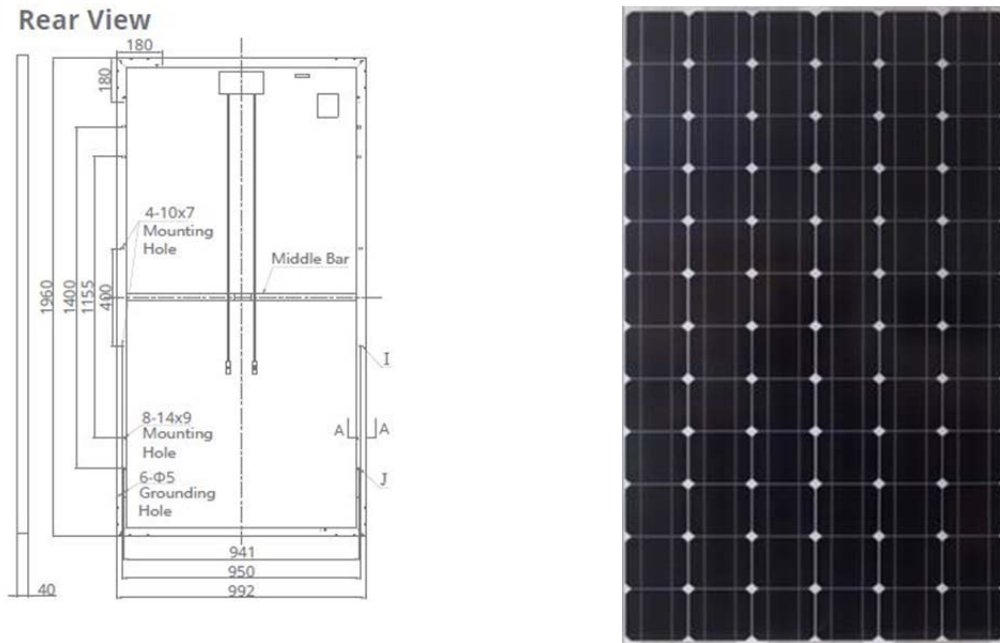


Figura 3.4 y 3.5: Imagen posterior y delantera del Módulo POWERMAX.

Fuente. Ficha técnica del módulo

Las principales características del módulo se aprecian en la siguiente tabla;

Módulo fotovoltaico - Canadian Solar	
Modelo del panel	CS6U
Tecnología	Silicio Monocristalino
Dimensiones	1960x992x40mm
Conector	MC4
Horquilla de potencia	340 Wp
Datos eléctricos STC*	
Potencia nominal máxima	340 W
Tolerancia de la potencia	0/+5 W
Tensión de operación en PMP (Vmp)	37.9 V
Corriente de operación en PMP (Imp)	8.97 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46.2 V
Corriente de corto circuito (Isc)	9.48 A
Eficiencia del módulo	17.49%

Temperatura de operación	-40°C +85°C
Tensión máxima de operación	1500V (IEC) o 1500V (UL)
Corriente máxima de los fusibles	15 A
Coeficiente de Potencia máxima de Pmp (alfa)	-0.41 % / °C
Coeficiente de tensión de Voc (beta)	-0.31 % / °C
Coeficiente de temperatura de Isc (alfa)	0.053 % / °C

*Bajo condiciones de test estándares (STC) de Irradiancia 1000W/m2, espectro AM=1,5 y temperatura de la célula de 25°C

Tabla 3.3: Hoja de especificaciones del módulo FV

El módulo propuesto está certificado con la norma IEC 61215 / IEC 61730 y UL 1703: Módulos de silicio cristalino para uso terrestre.

Los parámetros del módulo arriba expuestos nos servirán para dimensionar las series y configurar las protecciones en las cajas de concentración.

3.5.2 Estación de transformación / Inversor

El inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna mediante millones de pequeños interruptores que componen los transistores IGBT o MOSFET.

En este proyecto no se ha tenido la libertad ni de elegir el fabricante ni el modelo del inversor pues el cliente ya ha hecho los estudios de red con un modelo determinado tal y como podemos leer en nuestra RFP:

*“However, if Bidder can provide a more cost effective solution utilising a product that is not in the preferred list, then Bidder **must** get approval from Canadian Solar prior to submitting a response. It is noted that Canadian Solar is currently performing the grid connection studies utilising SMA inverters. A Bidder that proposes a different inverter manufacturer shall understand the implication the change could have on project/s schedule and costs associated. Therefore, if the bidder successful in this tender process elects a different inverter manufacturer, the Bidder shall bear the cost to undertake the network modelling and all other documentation the DNSP, TNSP, AEMO and other AHJ should require as a consequence of a different supplier proposed and factor this into their response”*

Aunque aparentemente pueda parecer que el EPCista tiene la libertad de elegir otro fabricante. Esto no se traduce por varios motivos:

- Todos los EPCistas se encuentran en una carrera marcada por hitos y fechas, que resulta imposible cumplir si se pretende hacer un estudio de red.
- El cliente se reserva el derecho de admisión del fabricante elegido, lo que desmerece el tiempo invertido para esta tarea.

En otras palabras, tanto el módulo como el inversor están blindados por criterios del cliente.

El inversor elegido para este proyecto es el modelo Sunny Central 2500-EV de SMA. Este inversor es capaz de generar hasta 2.5MW de potencia activa con $\cos\phi=1$ si se encuentra a 25°C. Se trata de un inversor outdoor (IP54) con hasta 24 entradas en DC.



Figura 3.6: Inversor 2500-EV, SMA.

Fuente: Hoja de especificaciones de SMA

En grandes proyectos conectados a red, como este, los inversores suelen agruparse en grandes centros de transformación para reducir las pérdidas de transporte. Esto se consigue elevando la tensión de salida del inversor mediante un transformador y las protecciones de media tensión adecuadas a la estación. En nuestro caso, elevaremos la tensión del transformador hasta 22kV para formar un anillo con todos los inversores del parque hasta el punto de entrega en la subestación.

Esta configuración se representa en el siguiente diagrama.

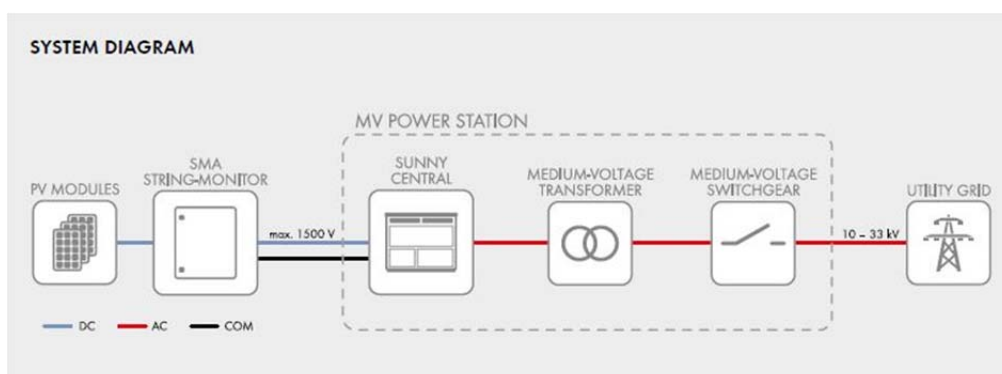


Figura 3.7: Diagrama del centro de inversión de MT.

Fuente: Hoja de especificaciones de SMA

Esta configuración suele solicitarse directamente al fabricante. El cual se encarga de integrar el inversor con el transformador y las protecciones adecuadas. Dicha solución viene en un contenedor de 40 pies para estandarizar su transporte. Nuestra solución requerirá de una losa de hormigón en su cimentación.



Figura 3.8: Centro de inversión de 2.5MVA.

Fuente: Hoja de especificaciones de SMA

3.5.3 Estructura

La estructura de los paneles es una de los elementos más importantes de la planta fotovoltaica, pues será la base de apoyo del generador fotovoltaico. Será necesario llevar a cabo varios estudios en el terreno para dimensionar correctamente la cimentación. Esto se suele hacer tras un informe geotécnico de los estratos del terreno, yacimientos arqueológicos, o la existencia de piedras, pizarras o arenas expansivas. Tras el geotécnico se llevan a cabo unas pruebas de hincado o pre taladrado en el terreno para corroborar la correcta elección del diseño.

En Longreach Solar Farm, el geotécnico es optimista respecto a una cimentación de hincado directo (más económica en tiempo y dinero) y esta hipótesis se ha podido comprobar mediante una visita al emplazamiento. Al tratarse de una antigua plantación de algodón, las condiciones del terreno son idóneas para este tipo de cimentación.

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 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.



Figura 3.9: Perfil galvanizado hincado para la estructura con seguidor de Barcaldine, Australia.

Fuente: Fotos en Barcaldine Solar Farm, Elecnor

La estructura propuesta debe llevar un sistema de seguimiento a un eje pero en este caso, el cliente ofrece libertad al EPCista, siempre y cuando elija uno de sus proveedores aceptados. Según RFP.

“Single Axis Trackers are to be proposed on a most cost effective basis, considering the following preferred suppliers:

- o NEXTracker*
- o STi Norland*
- o ATI*
- o Exosun*
- o Ideematec “*

Por lo que se han estudiado distintas configuraciones de estructura optando finalmente por el seguidor a un eje de NEXTracker.

El seguidor de NEXTracker se caracteriza por:

- Disponer de un motor autoalimentado cada 90 módulos.
- Disponer de comunicaciones Zig-bee (inalámbricas). Sin cableado de comunicaciones.
- Proveer seguimiento a un eje desde -60° hasta $+60^\circ$ de Este a Oeste en el eje N-S.
- Sistema backtracking para no sombreadarse a sí mismo. Ocurre a primera y última hora del día, cuando la sombra puede superar la distancia de separación de los trackers (pitch) de unos 6 metros.
- Posición de defensa automática ante vientos huracanados.



Figura 3.10: Estructura de NEXTracker montada en Barcaldine, Australia.

Fuente: Fotos en Barcaldine Solar Farm, Elecnor

3.5.4 Cableado

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

3.5.4.1 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 3.11: Cable solar. Exzhellent Solar ZZ-F
Fuente: Ficha técnica de Top Cable



Figura 3.12: Cable unificación inversores. 2KV,
1x240mm²
Fuente: Ficha técnica de Top Cable

3.5.4.2 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 3.13: Cable de media tensión. 2KV, 1x240mm²

Fuente: Foto del cableado de KEC en la obra de BSF

3.5.5 Cajas de concentración de series

Las cajas de concentración tienen como objetivo la unificación del cableado y la introducción de protecciones eléctricas. Para nuestro proyecto se han utilizado dos tipos de cajas en función del número de entradas (9 o 24).

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 9 y 24 series, dependiendo del cuadro.



Figura 3.14: Entradas en la caja de concentración de series. Positivos a un lado, negativos a otro.
 Fuente: Instalaciones Innergy,2016



Figura 3.15: Detalle de las protecciones de la caja de concentración de series
 Fuente: Instalaciones Innergy,2016



Figura 3.16: Detalle del cableado pre ensamblado en fábrica
 Fuente: Instalaciones Innergy,2016

Para países como Australia, donde la mano de obra es especialmente cara. Las cajas de concentración se piden con los cables ensamblados y listos para conectar a las series, permitiendo de esta manera la seguridad de que los cables están correctamente conectados a las cajas y ahorrando el número de operaciones en campo. Estos cables ya llevan incorporados conectores MC4 listos para conectar con su correspondiente macho o hembra.

Esta operación también se puede realizar en campo, pero se han dado casos reales, en los que con el tiempo se han llegado a fundir hasta el 30% de los fusibles de todo el parque debido a problemas en el conexionado.

3.5.6 SCADA

Se instalará un sistema de adquisición de datos. Este sistema integrará la comunicación con los inversores, la estación meteorológica, medida de energía y centro de entrega y servicios auxiliares a ser instalados en los proyectos.

La monitorización de la instalación, como se requiere, proporcionará una representación visual de todo el “camino de la energía”.

El sistema SCADA estará configurado para que muestre en pantalla con la adecuada precisión, los siguientes parámetros:

- Corriente de las series (por cada 2 series)
- Tensión de las series (por cada 2 series)
- Contador de facturación eléctrica
- Contadores de inversores
- Información de las Celdas MT
- Información del Inversor
- Información meteorológica

Nuestro SCADA será suministrado por **Webdom** mediante mientras que la fibra óptica estará dentro de nuestro alcance. El diagrama de comunicaciones del SCADA será el siguiente:

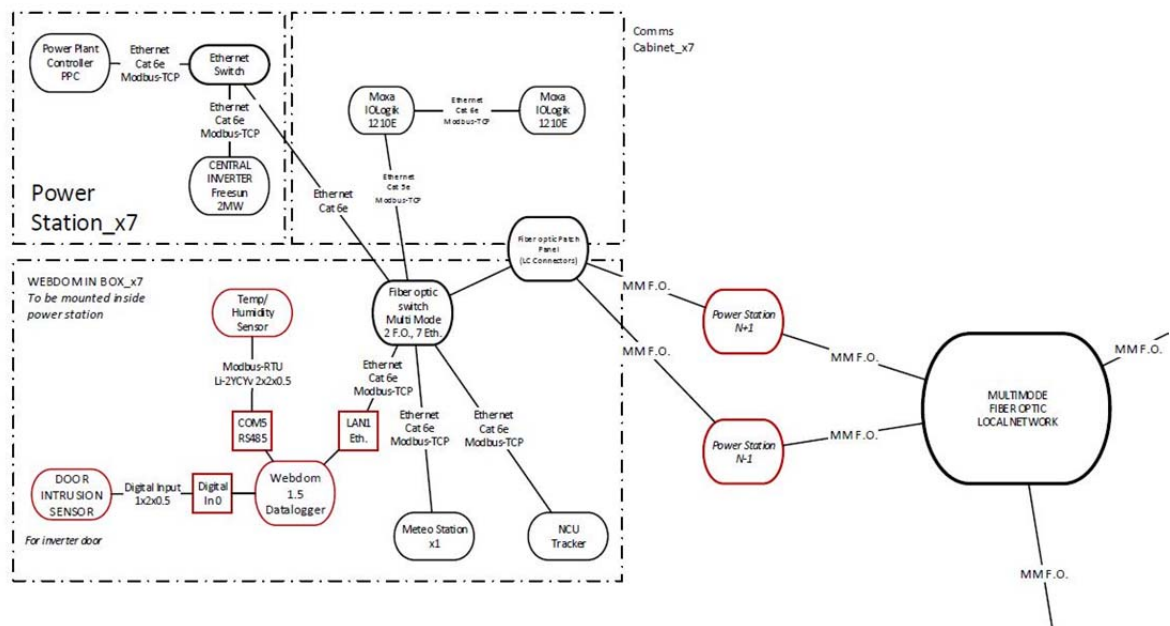


Figura 3.17: Comunicaciones del SCADA

Fuente: Propuesta de Webdom

3.5.7 CCTV

El sistema de seguridad que se plantea incluye vallado perimetral con un sistema de cámaras térmicas con análisis de video que se conectará a un centro de cámaras. Éstas cubrirán todo el perímetro de la planta para tener control sobre las posibles intrusiones.



Figura 3.18: Detalle de cámara térmica a instalar en la instalación.

Fuente: Hoja de especificaciones FLIR

Dichas cámaras térmicas, cuentan con el apoyo de un potente software capaz analizar las imágenes tomadas y diferenciar entre una intrusión y una falsa alarma. Este sistema será diseñado e instalado por la empresa local **Secure Solutions**.

3.5.8 Transporte

La logística del proyecto cobra una parte muy importante para grandes proyectos como éste. La gran mayoría de los suministros arriba expuestos se deben exportar desde distintos países de origen hasta el emplazamiento final de la obra. Se ha tenido en cuenta tanto el transporte terrestre hasta el puerto origen, el flete marítimo hasta el puerto de destino y el transporte terrestre hasta la obra. Además, se incluyen los gastos portuarios y las aduanas de cada partida.

A continuación se muestra la jerga del transportista, y el alcance de cada Incoterm. Éste se ha estudiado con varios transportistas entre los que se encuentra **Röhlig**:

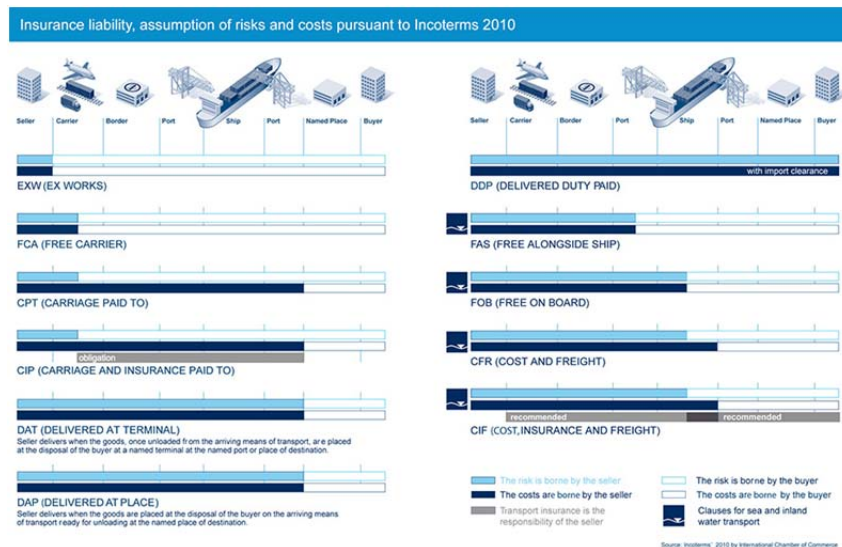


Figura 3.19: Detalle de los Incoterms tenidos en cuenta para el proyecto.

Fuente: Diagrama de Röhlig.

3.5.9 Interconexión

Cabe mencionar que la interconexión está dentro del alcance de nuestra propuesta aunque no se entrará en demasiado detalle pues esta parte se ha estudiado desde el departamento de subestaciones. Debemos saber el proyecto requiere de una subestación elevador de 15MVA, con un transformador elevador de 22/66kV y una línea aérea de 66kV de unos 200 metros que se conectará a la red de distribución más cercana.

Para hacerse una idea de la magnitud de esta parte, se muestra la Subestación estudiada en Moree Solar Farm:



Figura 3.20: Ejemplo de subestación. Consistida por celdas, transformador y línea aérea.
Fuente: Moree Solar Farm. Archivo Elecnor 2015.

4 CÁLCULOS

4.1 Introducción al diseño de LSF

Se expone en el siguiente capítulo los criterios de diseño de la planta fotovoltaica objetivo de este proyecto. Se ha de tener en cuenta que el cliente ha hecho una ingeniería previa a la ingeniería del EPCista y que, aunque esté dispuesto a aceptar una configuración distinta a la propuesta, requiere que su diseño original se respete fielmente. Esto le sirve, como se ha comentado anteriormente, para medir con la misma regla a todos los EPCistas participantes en la licitación. El alumno autor de este proyecto ha estado en contacto con la ingeniería del cliente y ha participado activamente en la ingeniería de Elecnor.

Es fundamental mencionar que en las licitaciones privadas, el dimensionado se realiza atendiendo a dos factores:

1. Se debe seguir al pie de la letra el documento de la invitación a la propuesta. "Request For Proposal" y todos sus anexos. Donde se recogen las exigencias técnicas a cumplir de todos los equipos junto con normas y estándares.
2. Experiencia propia en proyectos similares en aquellos puntos en los que el EPCista goza de libertad.

En nuestro caso, el cliente adjunta la siguiente tabla con los requisitos del proyecto.

The design parameters for the Plants are detailed in the following table:

GENERAL INFORMATION	Oakey	Longreach
Project Coordinates	-27.408005°, 151.652000°	-23.445996°, 144.359055°
Project Altitude (m)	390	202
Typical Min/Max Temperatures	2.3°-38°	8.7°-43.6°
TECHNICAL INFORMATION		
AC Capacity (MW)	25 or 55*	15
DC Capacity (MWp)	30 or 66*	17.4
Project Life (years)	25	25
Azimuth	0	0
Single Axis Tracker Model	See additional project notes	
Module Product Type	CS6U-340M (1500V)	
String Size	28	28
Inverter	See additional project notes	
Intermediate Voltage	33 kV	22 kV
AREA	205 Hectares (total)	30 Hectares
LAND OWNERSHIP	Leased	Leased
INTERCONNECTION/TRANSMISSION		
Interconnection Voltage	33 kV	66 kV
Interconnection Point	-27.429461°, 151.707057° (Oakey Ergon Energy 11 kV/33 kV Substation)	-23.447314°, 144.35531388° (Approximately 10.2km to Longreach ZSS)
Interconnection Length from Project Substation to POI (Switching Station)	6 km	Onsite

Tabla 4.1: Parámetros principales del proyecto (Extracto de la RFP)

De la que inmediatamente extraemos varias conclusiones.

- El cliente desea tener una potencia pico instalada de 17.4MW_p para exportar 15MW_{AC}.
- La tensión de la interconexión ha de ser a 66kV. Esto será importante a la hora de definir la subestación.
- El cliente ha considerado 28 módulos por serie.
- La tensión de media tensión debe ser de 22kV.

Puesto que esta configuración no parece óptima se ha concertado una reunión con el equipo técnico del cliente para asegurarse de qué puntos son inamovibles y cuáles no. Tras dicha reunión, se establecen los siguientes criterios que serán los pilares del diseño.

1. La potencia pico debe ser de 17.4MW_p.
2. La potencia nominal instalada debe ser de 17.5MW_{AC} mientras que la generada máxima será de 15MW_{AC}. Se debe considerar un inversor adicional para poder actuar sobre la energía reactiva de la red y éste debe ser exactamente igual al resto (bloque de 2.5MW). Establecen un criterio de uniformidad.
3. Los strings pueden ser distintos a 28 módulos/string.
4. La media tensión ha de ser de 22kV para aprovechar la energía de una red cercana para los servicios auxiliares del parque.

Así pues, partimos de una configuración sin sobredimensionamiento, en la que la potencia nominal es mayor a la potencia pico. Sin embargo, tendremos la libertad de modificar el tamaño de las series si somos capaces de justificarlo.

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia Pico Instalada}}{\text{Potencia Nominal AC}} * 100 = \frac{17.4}{17.5} * 100 = 99.42\% \quad (4.1)$$

El sobredimensionamiento es menor al 100%, por lo que la potencia nominal de los inversores será difícilmente alcanzable ya que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos se da en condiciones STC.

4.2 Número de paneles por serie

Los arrays se configuran con paneles en serie y en paralelo. Su configuración en serie depende directamente de la climatología de todo el año. Normalmente se toma un año tipo con los datos climatológicos de varios años consecutivos siendo estos datos referentes a las temperaturas diarias, irradiancias máximas y mínimas. La horquilla que acota los datos dependerá de la base de datos escogida. Véase Meteonorm, Nasa, PVGIS...

4.2.1 Número mínimo de paneles por serie

El número mínimo de paneles en serie se determina en función de la tensión de arranque del inversor.

Para comprender mejor el funcionamiento de los módulos, vamos a recurrir a sus diagramas I-V para entender su comportamiento a distintas irradiaciones y temperaturas.

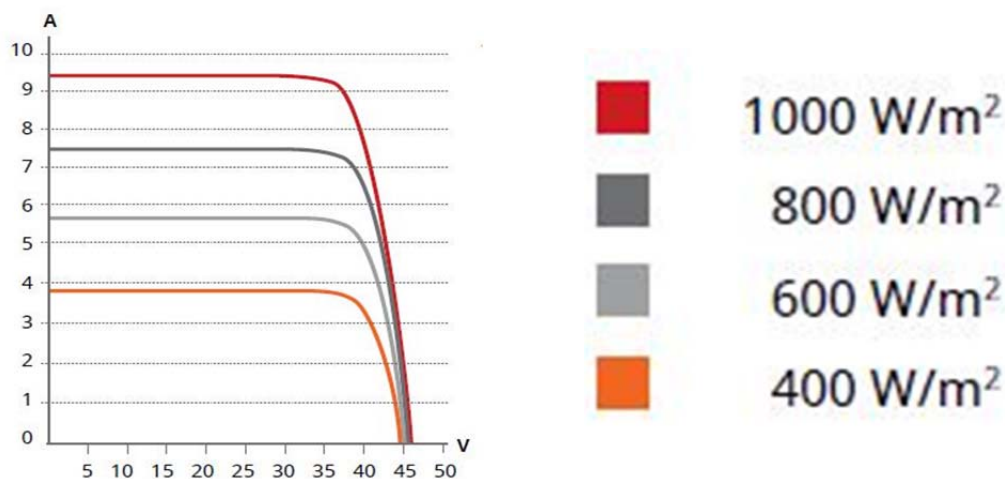


Figura 4.1: Curva I-V del módulo fotovoltaico en función de la Irradiancia.
Fuente: Datasheet del módulo

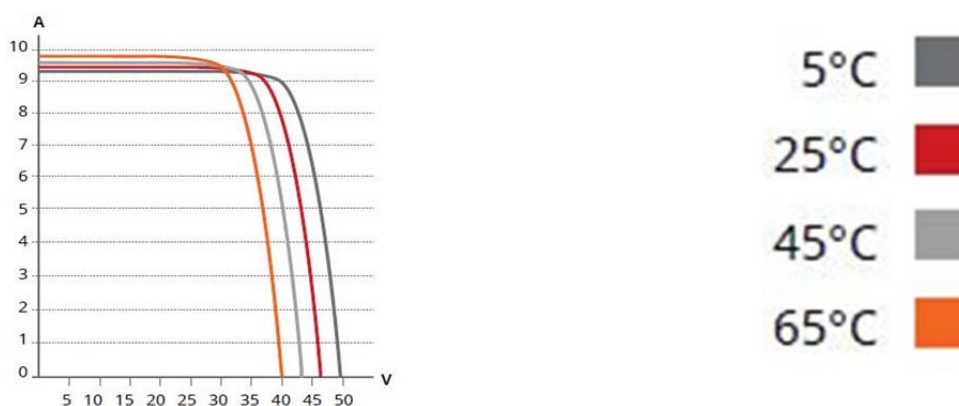


Figura 4.2: Curva I-V del módulo fotovoltaico en función de la Temperatura
Fuente: Datasheet del módulo

De estos dos diagramas podemos observar que la tensión de los paneles es sensible a los cambios de temperaturas mientras que la corriente lo es para los cambios en las irradiaciones.

De esta manera, podemos concluir que la tensión mínima del string se dará para las condiciones mínimas de irradiación y para la máxima temperatura. En estas condiciones, nuestra configuración con los inversores de SMA debe alcanzar la tensión mínima.

En la siguiente tabla, exponemos nuestros parámetros a calcular y las condiciones de contorno.

Nps,min.	Número mínimo de paneles en serie. (ud)	Np,min
Vmin.func.	Tensión de funcionamiento mínima del inversor (V)	778
Voc	Tensión de circuito abierto del panel (V)	46,2
Vmin.	Tensión a mínimo rendimiento de la célula (V)	Vmin

β	Coeficiente de tensión-temperatura (mV/°C)	-0,1432
V_{MPPT}	Tensión de máxima potencia del panel (V)	37,9

Tabla 4.2: Parámetros de cálculo

De la que tanto el coeficiente de tensión temperatura (β) como la tensión de circuito abierto del panel se obtienen del datasheet del módulo (Tabla 3.5):

$$\beta = -0.31 \text{ \%}/^{\circ}\text{C} \quad (4.2)$$

$$\beta = -0.31/100 * 46.2 = -0.1432 \Delta V/^{\circ}\text{C} \quad (4.3)$$

En la hoja de especificaciones del módulo el factor β viene en tanto por cien del valor de Voc. Por tanto, tras hacer la conversión en función de la temperatura observamos que el incremento de un grado de temperatura implica una caída de tensión de 0.1432 V.

$T_{cel,max}$	Temperatura de operación de la célula (°C)	$T_{CEL,max}$
T_{amb}	Temperatura media ambiente en la sombra (°C)	25
G_{inc}	Irradiancia Incidente (W/m2)	$G_{MAX}(kW/m2)$
NOTC	Temperatura de Operación Nominal de la Célula cuando el módulo absorbe 800W/m2 a una temperatura ambiente de 20°C, AM=1.5 y a una velocidad de viento sobre los módulos de 1m/s (°C)	45+2

Tabla 4.3: Parámetros de la célula

Es importante notar que nos referimos a la temperatura de trabajo de la célula y que ésta está en función de la temperatura ambiente y de la irradiancia expresándose mediante la siguiente ecuación:

$$T_{CEL,max} = T_{amb} (^{\circ}\text{C}) + G_{MAX} (kW/m2) * \frac{NOTC (^{\circ}\text{C}) - 20^{\circ}\text{C}}{0,8 (kW m2)} \quad (4.4)$$

La tensión de funcionamiento mínima de la célula se describe con la siguiente ecuación:

$$V_{min} , (G_{min} , T_{CEL,max}) = V_{MPPT} + \beta * (T_{CEL,max} - 25) \quad (4.5)$$

Mientras que el número de paneles mínimo a conectar en serie será:

$$N_{p,min} = \frac{V_{min,func}}{V_{min}} \quad (4.6)$$

Podemos observar que la temperatura máxima de la célula se dará a altos valores de irradiación y temperatura ambiente. Pero ¿qué es más relevante para nuestro estudio? La respuesta es sencilla, la temperatura de la célula pues la irradiancia ya se tiene en cuenta en su cálculo.

Ahora necesitamos establecer los valores de temperatura ambiente e irradiancia y para ello nos valdremos de la base meteorológica de Meteonorm, a la que accederemos a través del PVSyst. Esta base de datos ha registrado temperaturas e irradiancias desde el año 1990 hasta el 2008 y ha ponderado sus valores creando un año tipo.

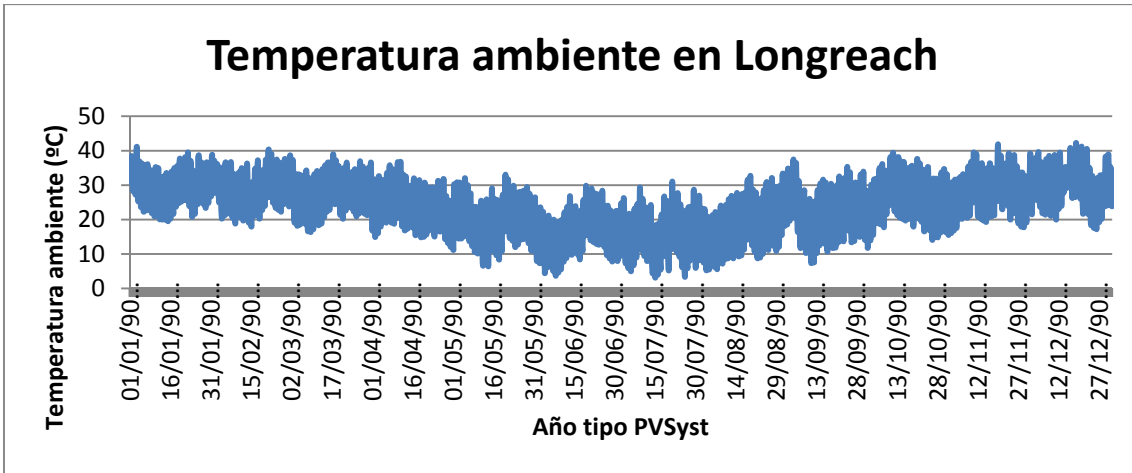


Figura 4.3: Temperatura ambiente horaria a lo largo del año tipo.

Fuente: Simulación PVSyst

De la figura 4.3 destacamos que las temperaturas más altas se dan en el mes de Noviembre, las cuales vamos a discriminar en la siguiente gráfica:

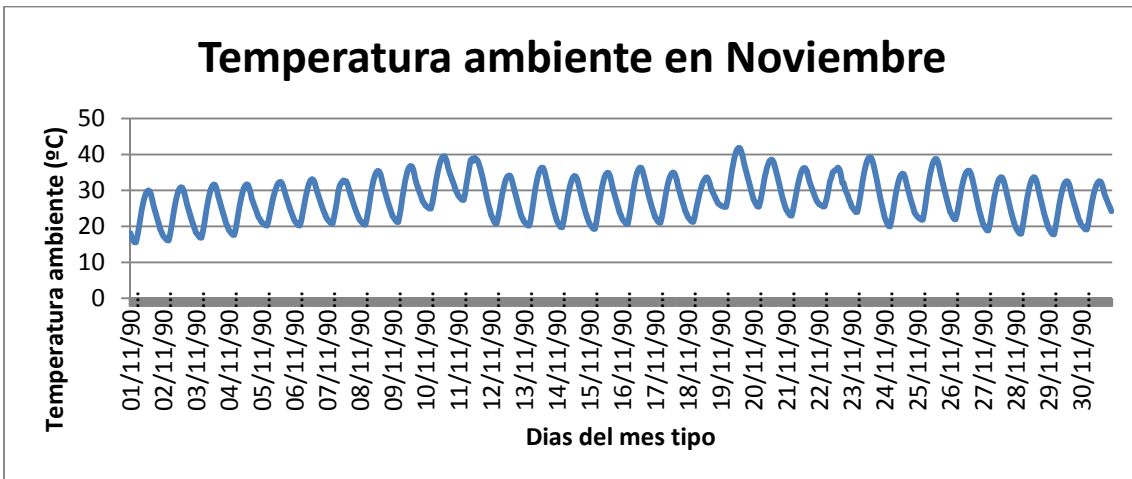


Figura 4.4: Temperatura ambiente horaria en Noviembre para el año referencia.

Fuente: Simulación PVSyst

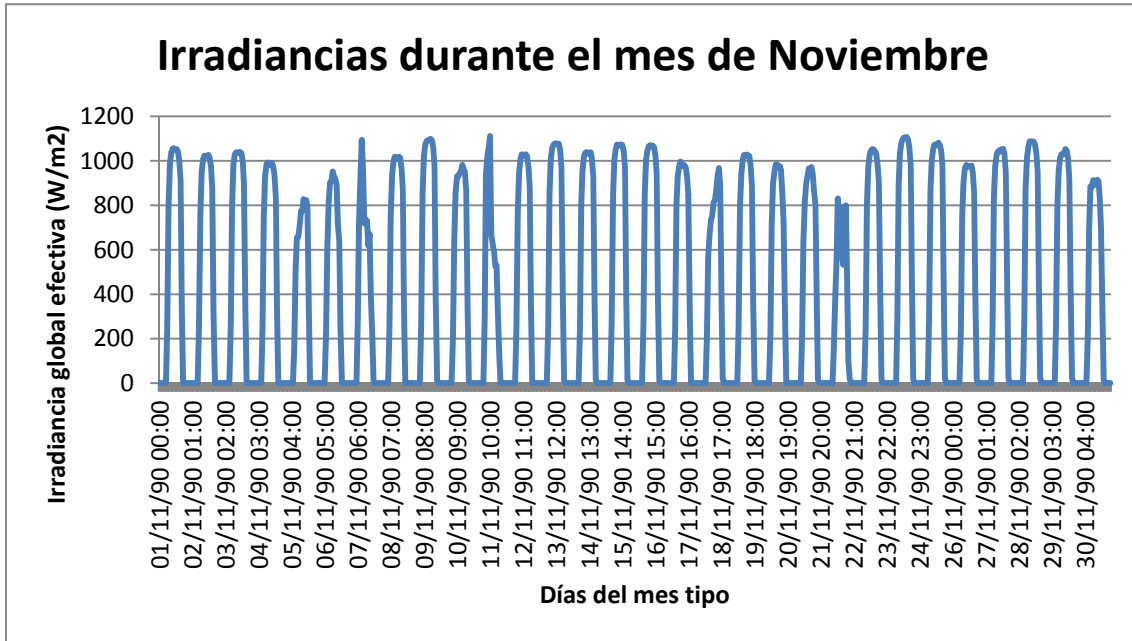


Figura 4.5: Irradiancia global efectiva horaria en Noviembre para el año referencia.
Fuente: Simulación PVSyst

De las siguientes gráficas nos quedamos con una temperatura ambiente máxima de 41.35°C para la cual tenemos una irradiancia de 1025.5 W/m².

Introducimos estos valores y calculamos los parámetros de interés:

$$T_{CEL, \max} = 35 + 1.0255 * \frac{48 - 20^{\circ}\text{C}}{0,8 \text{ (kW m}^2\text{)}} = 70.89^{\circ}\text{C} \quad (4.7)$$

$$V_{\min, (1000 \text{ W}, 70.89^{\circ}\text{C})} = 37.9 - 0.1432 * (70.89 - 25) = 31.32 \text{ V} \quad (4.8)$$

$$N_{p, \min} = \frac{778}{31.32} = 24.83 \sim \mathbf{25 \text{ módulos en serie}} \quad (4.9)$$

4.2.2 Número máximo de paneles por serie

Para hallar el máximo número de módulos procederemos de la misma manera que en el apartado anterior. Sin embargo, esta vez buscaremos el máximo número de módulos a conectar en serie de manera segura.

Recordemos que la tensión del módulo se incrementa cuando la temperatura disminuye, es por ello que en este capítulo nos vamos a centrar en las temperaturas mínimas. En estas condiciones el generador suele estar conectado aunque no produzca, pues las temperaturas mínimas se dan por la noche (a muy baja o nula irradiancia). Nos fijamos en la figura 4.3 y observamos que las temperaturas mínimas se dan en Junio del año tipo.

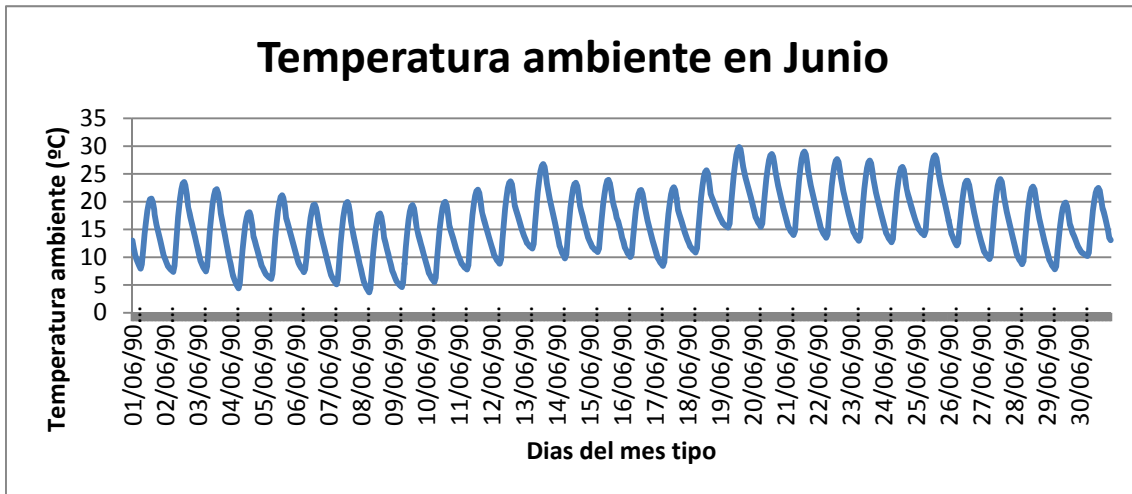


Figura 4.6: Temperatura ambiente en Junio para el año referencia.

Fuente: Simulación PVSyst

En este caso tomaremos 4°C como la temperatura mínima alcanzable. Podríamos plantearnos buscar en otras bases de datos e incluso mirar por las mínimas temperaturas locales para mayor precisión pero con esto nos bastará.

$$T_{CELL, \min} = T_{amb, \min} (\text{°C}) \quad (4.10)$$

$$V_{MOD,OC} (G_{stc} T_{MIN}) = V_{OV,STC} + \beta * (T_{CELL,MIN} - 25) = 46.2 - 0.1432 * (4 - 25) = 49.2 \text{ V} \quad (4.11)$$

$$N_{p, \max} = \frac{V_{dc, \max, inverter}}{V_{mod, stc}(G_{stc}, T_{min})} = \frac{1500}{49.2} = 30.48 \sim \mathbf{30 \text{ módulos en serie}} \quad (4.12)$$

Por lo tanto, con 30 módulos en serie podríamos llegar a una tensión máxima de 1476V. Observamos que la temperatura mínima usada en el cálculo se produce durante la noche, en condiciones en las que el generador no produce. Para ser más fieles al cálculo, deberíamos utilizar la temperatura mínima de operación con la irradiancia mínima que permita el funcionamiento de la célula (al amanecer o atardecer).

Aun así, bajo las condiciones más desfavorables no llegamos a los 1500V. Lo cual es primordial a la hora de dimensionar la estructura, el cableado de baja tensión y sus protecciones.

Como este punto es crítico, queremos asegurarnos de haber hecho un dimensionado correcto y para ello creamos un algoritmo que corrige la Voc del string en función de una irradiancia mínima, a la temperatura mínima y a una velocidad de viento de 90 km/h. A partir de esta hipótesis generamos la siguiente nube de puntos.

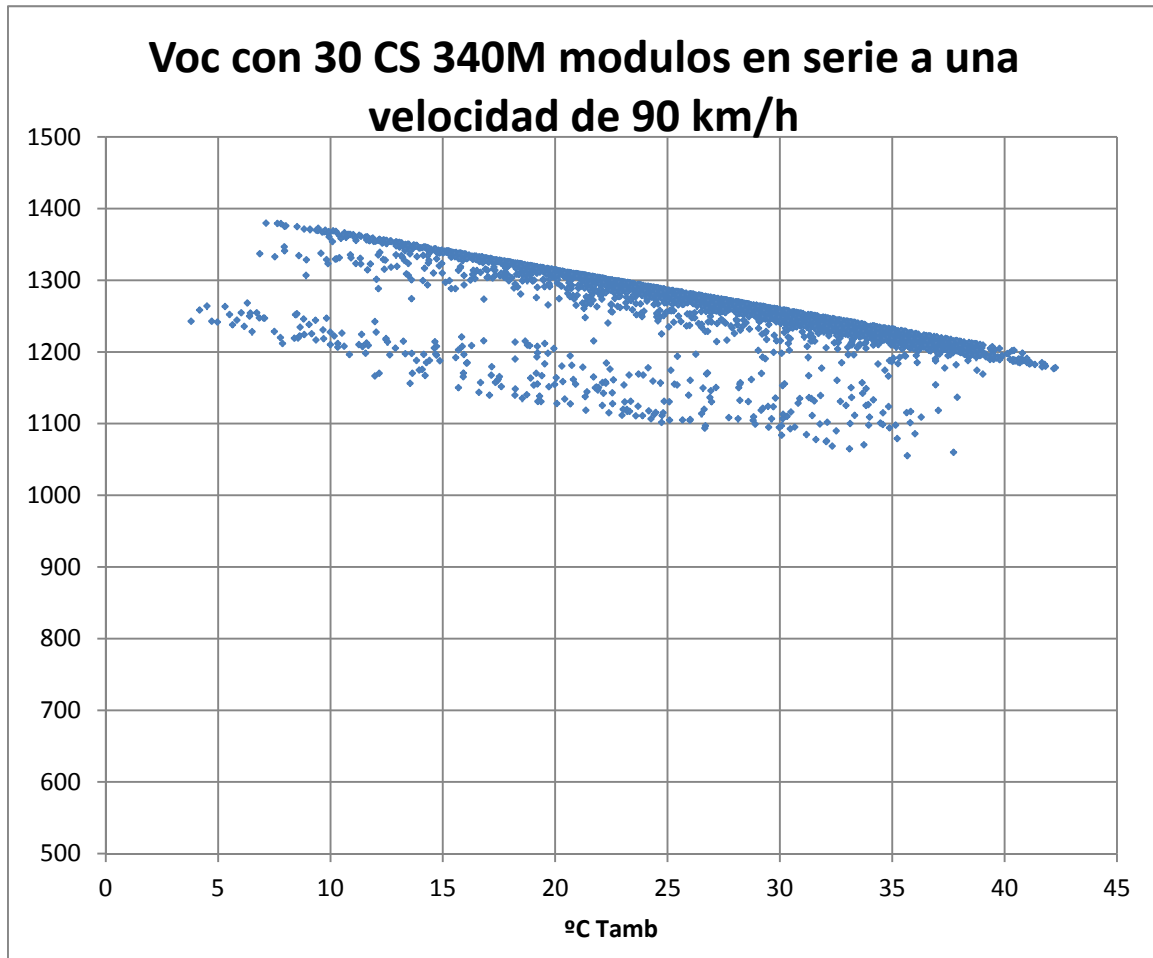


Figura 4.7: Cálculo de Voc del string a velocidad de viento de 25 m/s

Fuente: Excel

Gracias a la figura 4.7 comprobamos que efectivamente no tenemos ningún punto cercano a los 1500V. Siendo estrictos, deberíamos estar acotados hasta 1450V, pues la incertidumbre de medida puede ser de hasta 50V.

Finalmente escogeremos la configuración de string de 30 módulos en serie. Esto nos proporcionará una ventaja en:

- El coste de la estructura. Las mesas serán más largas y esto nos permitirá afinar los costes en producción.
- El coste del cableado. Tendremos menos strings y por tanto, menos cableado desde los strings hasta las cajas de concentración.
- El coste de las cajas de concentración. Tendremos menos cajas pero tendremos que protegerlas frente a 1500V.

De esta manera el número final de series será:

$$\text{Número de series} = \frac{\text{Número total de paneles}}{\text{Módulos en serie}} = \frac{51.210}{30} = 1707 \text{ series} \quad (4.13)$$

Siendo el número de paneles el correspondiente al criterio de nuestro cliente, que establecía una potencia pico de 17.411.400 Wp con sus paneles monocristalinos de 340Wp.

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Potencia Pico Instalada}}{\text{Potencia panel}} = \frac{17.411.400}{340} = 51.210 \text{ módulos fotovoltaicos} \quad (4.14)$$

4.3 Criterios de dimensionado del inversor

Llegados a este punto, debemos recordar nuestras condiciones de partida para unificar los criterios a la hora de dimensionar los inversores. Conocemos el número total de los paneles y el número final de las agrupaciones en serie. Por otro lado, recordemos que el cliente nos impone el fabricante de inversores y el número de estaciones. Todo esto se recoge en la siguiente tabla resumen:

Potencia pico de la instalación (Wp)	17.411.400
Número de paneles	51.210
Número de series	1.707
Potencia del inversor (MW)	2.5
Cantidad de inversores	7

Tabla 4.4: Tabla resumen con los datos de partida.

Antes de comenzar abordar el dimensionado, nos planteamos qué configuración será más beneficiosa para el sistema:

- Repartir toda la potencia en 6 inversores dejando 1 de ellos para el control de la reactiva.
- Repartir toda la potencia entre los 7 inversores permitiendo la regulación de la potencia reactiva desde todos ellos.

Para resolver esta duda, recurrimos al PVSYST y en un par de simulaciones, llegamos a la conclusión de que tenemos menos pérdidas totales (mayor PR) en el sistema dimensionando con 7 inversores.

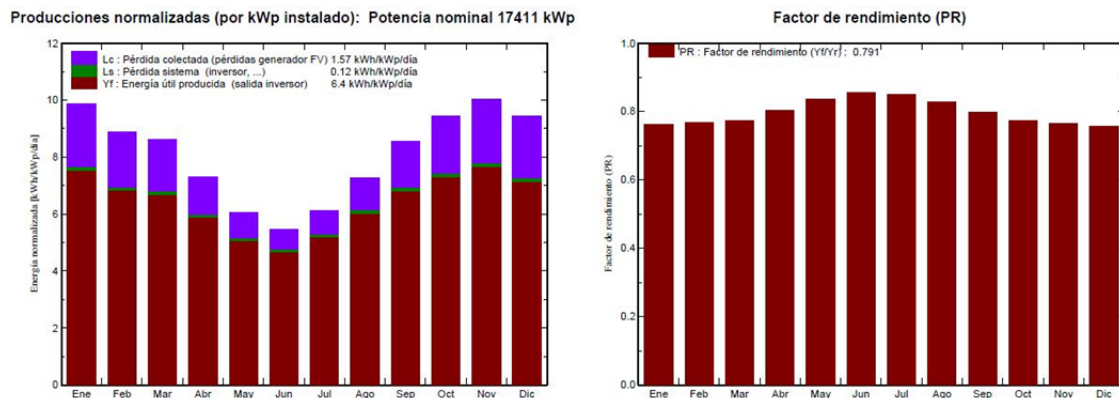


Figura 4.8: Performance Ratio de 0.791 con 6 inversores.

Fuente: Simulación del PVSYST

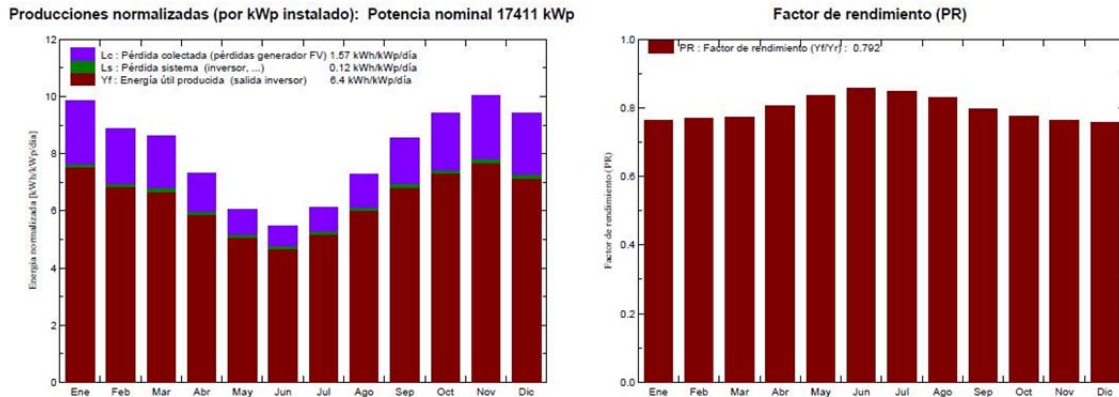


Figura 4.9: Performance Ratio de 0.792 con 7 inversores.

Fuente: Simulación del PVSYS

En estas simulaciones evaluamos las pérdidas por potencia activa debidas a la irradiación, temperatura, cableado, inversores, módulos y el resto del sistema. Los cambios más importantes se producen en las pérdidas del cableado (que con 7 inversores se estratifican más y por tanto hay menores caídas de tensión) en detrimento de menor rendimiento del inversor pues les llega menos potencia.

Por tanto, nos planteamos en la siguiente situación. Necesitamos repartir las 1707 series entre 7 inversores;

$$\text{Series por inversor} = \frac{\text{Número de series}}{\text{Número de inversores}} = \frac{1707}{7} = 243.85 \text{ series por inversor} \quad (4.15)$$

Observamos que las unidades no son enteras y que, de seguir al pie de la letra esta distribución entraríamos en una configuración enrevesada que complicaría sustancialmente el dimensionado de los cables y el posterior montaje en obra. Es por ello que definimos los siguientes criterios para dimensionar el número de series por inversor:

1. La estructura de NEXTracker se compone de seguidores de 90 módulos.
2. Nuestra configuración tiene 30 módulos por serie.
3. Las cajas de concentración de series (combiner box) admiten hasta 24 entradas.

En seguida comprendemos que el dimensionado tiene que contemplar dos criterios:

- ❖ El número de series por inversor tiene que ser múltiplo de 3.
- ❖ Se procurará utilizar las 24 entradas por caja, permitiendo ahorrar en el número de cajas y en las conexiones.

De esta manera, procedemos a ver la opción más cercana a la los 243.83 series, lo que nos lleva a la siguiente configuración:

- 2 configuraciones de 246 series por inversor.
- 5 configuraciones de 243 series por inversor.

Al agrupar las series en cajas de 24, observamos que nos queda una caja con solamente tres series con lo que rápidamente **descartamos esta configuración.**

Nos vamos al siguiente múltiplo de 3 buscando la uniformidad con las cajas de concentración:

- ✚ 4 configuraciones de 240 series por inversor
- ✚ 3 configuraciones de 249 series por inversor

En seguida, vemos que esta configuración es muy interesante, pues nos permite agrupar 1680 series en cajas de 24 y solamente nos cuelgan 27 series a repartir entre 3 inversores. Por criterios de uniformidad, las repartiremos en 3 cajas de concentración (9 series por caja).

$$1^{\text{a}} \text{ configuración de las cajas} = \frac{4 \times 240 + 3 \times 240}{24} = 70 \text{ cajas con 24 entradas} \quad (4.16)$$

$$2^{\text{a}} \text{ configuración de las cajas} = \frac{\text{Series restantes}}{\text{Inversores restantes}} = \frac{3 \times 9}{3} = 9 \text{ series por inversor} \quad (4.17)$$

Finalmente comprobamos que nuestro criterio concuerda con la corriente máxima admisible de nuestro inversor central con la corriente de cortocircuito en la configuración más desfavorable.

Nos detenemos en la corriente de entrada y en la corriente máxima admisible del inversor. Para mayor claridad, se introduce la siguiente tabla:

Número de entradas del inversor	24
Número de puntos de seguimiento de MPPT	1
Intensidad máxima admisible por entrada a 50°C (A)	2.700 A
Intensidad de cortocircuito máxima del inversor (A)	4.300 A
Corriente máxima de la serie / Corriente cortocircuito del módulo (A)	9.48 A
Número de series más desfavorable (Ud)	249
Corriente de entrada máxima (A)	2360,5 A

Tabla 4.5: Parámetros del inversor.

Los tres primeros parámetros se obtienen del catálogo del inversor, mientras que la corriente de cortocircuito, de la hoja de especificaciones del módulo (Tabla 3.5)

Technical Data	SC 2500-EV
Input (DC)	
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1275 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 878 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3000 A / 2700 A
Max. short-circuit current rating	4300 A
Number of DC inputs	24
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring (±0.5% shunt resistors)	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A

Figura 4.10: Valores de referencia del inversor Sunny Central de SMA.

Fuente: Datasheet del inversor

$$249 \text{ series} \times 9.48 \text{ A} = 2360,5 \text{ A} < 2700 \text{ A} \quad (4.18)$$

Observamos que no vamos a tener problemas por sobreintensidades en la configuración más desfavorable, por lo que la configuración de 240 series por inversor será también válida.

En la siguiente tabla resumimos la configuración de la planta:

Configuración de inversor tipo 1	
Potencia nominal del inversor*	2.500 kVA
Potencia pico del inversor	2.448 kWp
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de módulos por serie	30
Número de módulos por inversor	7.200
Número de series por inversor	240
Configuración de inversor tipo 2	
Potencia nominal del inversor*	2.500 kVA
Potencia pico del inversor	2.539,8 kWp
Potencia pico del módulo	340 Wp
Número de módulos por serie	30
Número de módulos por inversor	7.470
Número de series por inversor	249
Configuración de Longreach Solar Farm	
Número de inversores tipo 1	4
Número de inversores tipo 2	3
Número total de módulos	51.210
Número total de series	1.707
Potencia nominal en inversores*	17.500 kW
Potencia nominal de la planta	15.000 kW
Potencia pico de la planta	17.411 kWp
*Potencia nominal a 25°C	

Tabla 4.6: Tabla resumen de la configuración de Longreach Solar Farm

4.4 Sombras y distancias (pitch)

En este apartado determinaremos la distancia óptima entre dos filas de la estructura que soportan los módulos en configuración vertical (1V).

El módulo fotovoltaico no se comporta de la misma manera si su superficie está sombreada, cuando esto ocurre un determinado porcentaje de la energía se pierde al no alcanzar la intensidad suficiente en las células afectadas. Las células se asocian entre ellas en conjuntos independientes de 3 o 4 series. En realidad, no es necesario que todas las células de un mismo conjunto estén sombreadas para que haya pérdida en producción, normalmente es suficiente con que solamente una de ellas lo esté, pues se conectan en 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.

Habitualmente se utilizaría el criterio de garantizar 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno (21 de Junio), pues nos encontramos en el hemisferio Sur tan común en las estructuras fijas pero nuestro caso es distinto y el criterio también lo será.

Nuestra estructura cuenta con un sistema de seguidor solar configurado para seguir el Sol en el eje Este-Oeste. La estructura cuenta con un motor cada 90 módulos y un sistema de comunicaciones inalámbrico (ZigBee) que se comunica con el sistema de control de NEXTracker instantáneamente.

Nuestra estructura tiene un margen de inclinación desde -60° hasta $+60^\circ$ con sistema backtracking, que permite un seguimiento de inclinación no-óptima en favor de evitar el sombreado del módulo.

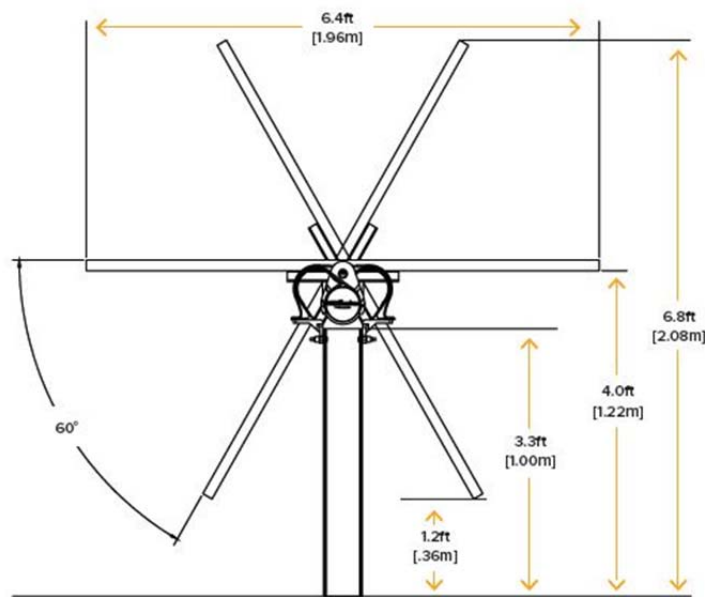


Figura 4.11: Rango de movimiento de la estructura NEXTracker.

Fuente: Datasheet de NEXTracker

Las siguientes variables son interpoladas por el sistema de control de NEXTracker en función del ángulo de inclinación (α).

- **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).

$$\text{Ángulo de inclinación} = \alpha \tag{4.19}$$

- **Longitud del captador l :** longitud que posee la estructura solar. En este caso, al responder a una configuración de **1 módulo en vertical**, la longitud del captador sería la de un módulo.

$$l = \text{Longitud del módulo} = 1.960 \text{ m} \tag{4.20}$$

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

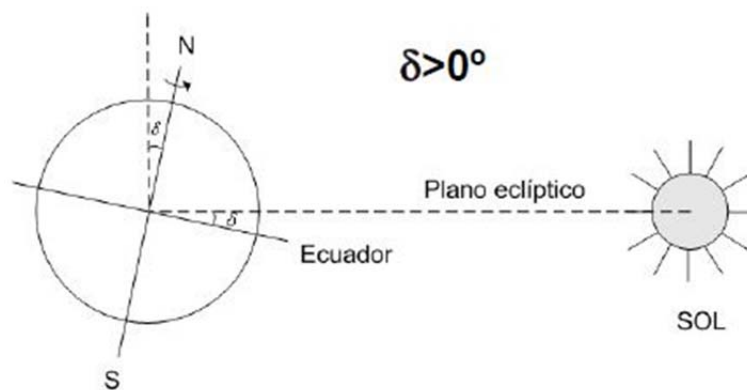
$$\Phi = -23.4473^\circ \quad (4.21)$$

- **Ángulo horario ω** : 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.

$$\omega_{sunrise} = \cos^{-1}(-\tan \delta * \tan \phi) \quad (4.22)$$

- **Declinación " δ "**: 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.

$$\delta = 23,45 * \sin \left(360 * \frac{284 + \text{Día}}{365} \right), \text{ Dónde Día} = [1...365] \quad (4.23)$$



Departamento de Ingeniería Electrónica-UPV

Figura 4.12: Declinación Solar.

Fuente: Apuntes fotovoltaica 3º GIE

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

$$\sin \gamma_s = \sin \phi * \sin \delta + \cos \delta * \cos \phi * \cos \omega \quad (4.24)$$

Tal y como se observa en la [Figura 4.14](#) la diferencia anual en producción es muy escasa. De unos 100MWh/año. Por ello, optamos por el pitch de 5 metros para encajar toda la potencia pico del parque en detrimento de un poco de energía producida y Performance Ratio.

4.5 Cálculos eléctricos de la baja tensión (BT)

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.

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.

Por otro lado, el cliente nos pide que el cableado cumpla la normativa UL4703 y la UL44. Normativas americanas referentes al diseño y tolerancia. Adicionalmente, nuestro cable

tendrá que cumplir el estándar AS/NZS 5000.1 que obliga que el cable tenga **protección anti termitas**.



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)

4.5.1 Conexión de los módulos y distribución de la baja tensión

Nuestra implantación cuenta con dos configuraciones para las cajas:

-  Cajas de concentración con 24 entradas
-  Cajas de concentración con 9 entradas

Éstas se centrarán por bloques para optimizar las longitudes de los conductores y de esta manera, mejorar las pérdidas.

Las cajas se colocarán en el centro de nuestro seguidor de NEXTracker, a 45 módulos a ambos lados y reuniendo la potencia de hasta 8 seguidores.



Figura 4.14: Dibujo de la configuración de las cajas de concentración.

Fuente: Barcaldine Solar Farm, Australia

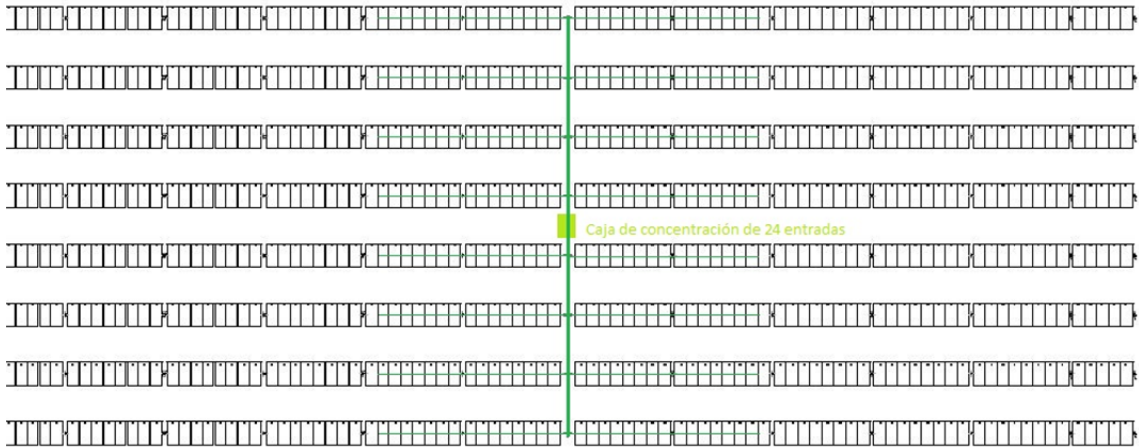


Figura 4.15: Croquis de la conexión de las series hasta la caja de concentración. 3 series por seguidor y 8 seguidores por caja.

Fuente: *Implantación LSF en CAD.*

Para entender mejor el conexionado de los módulos, debemos destacar que cada módulo tiene un latiguillo de cobre de 4mm² de 1.5m de longitud con un terminal MC4 macho y otro hembra tal y como se aprecia en las siguientes imágenes:

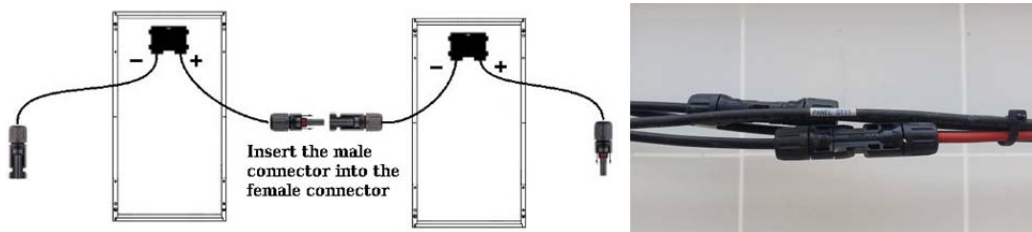


Figura 4.16: Latiguillos del módulo fotovoltaico.

Fuente: *Barcaldine Solar Farm*

Éstos se interconectan a tresbolillo para ahorrar los metros de cableado en el retorno de las series tal y como se muestra en la siguiente figura:

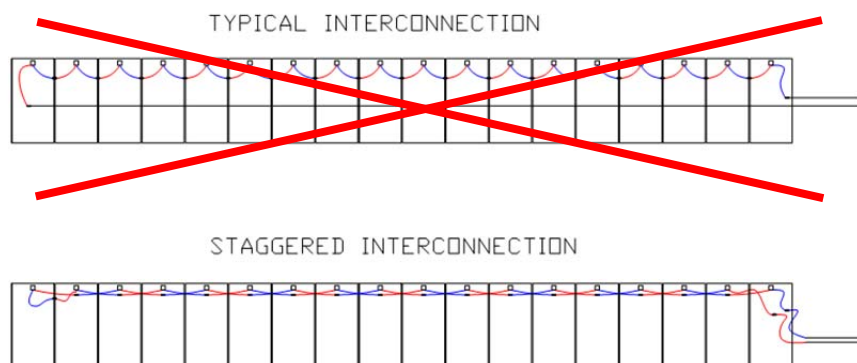


Figura 4.17: Conexionado de los módulos a tresbolillo.

Fuente: *Croquis en CAD*

*El positivo de la serie entra al positivo del primer módulo. El negativo del primer módulo se conecta al positivo del tercer módulo y así consecutivamente hasta llevar el último negativo y reunir los 30 módulos en serie. Este conexionado es posible gracias a la configuración 1V del seguidor y el ancho de módulo aproximado de un metro. La aplicación en campo se puede resumir en la siguiente imagen:



Figura 4.18: Conexionado de los módulos a tresbolillo en Barcaldine Solar Farm
Fuente: Fotos de archivo de Barcaldine Solar Farm

4.5.2 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).

Sin embargo, para Australia debemos cumplir la norma IEC 62548:2013 Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements establece que la caída de **tensión menor al 1.5%**. Que se repartirá con una caída menor a 0.25% en el cableado de las series y un 1.25% desde las cajas de agrupación hasta los inversores.

4.5.2.1 Cálculo de la sección en Corriente Continua (C.C.)

A continuación se presenta la ecuación que relaciona la sección mínima necesaria:

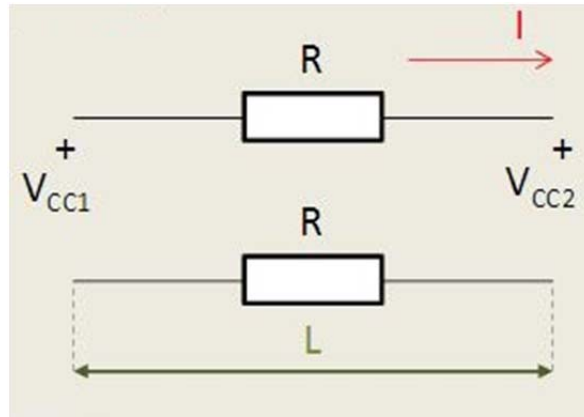


Figura 4.19: Cableado solar.

Fuente: Apuntes fotovoltaica GIE

$$\Delta V(\%) = \frac{V_{cc1} - V_{cc2}}{V_{cc1}} * 100 = \frac{2 * R * I}{V_{cc1}} * 100 = \frac{2 * L * I}{S * \sigma(T) * V_{cc1}} \quad (4.25)$$

$$R = \frac{L}{S * \sigma(T)} [\Omega] \quad (4.26)$$

De la ecuación anterior despejamos la sección:

$$S \geq \frac{2 * L * I}{\frac{\Delta V_{serie}(\%)}{100} * \sigma(T_{max}) * V_{cc}} * 100 = \frac{2 * L_{serie} * I_{mod_mpp_stc}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} * \sigma(T_{max}) * V_{mod_mpp_stc} * N_s} \quad (4.27)$$

Dónde:

\$L_{serie}\$: Distancia entre la serie y la caja de concentración.

\$I_{mod_mpp_stc}\$: Corriente que entrega el módulo en condiciones estándar y punto de máxima potencia.

\$N_s\$: Número de módulos conectados en serie.

\$V_{mod_mpp_stc}\$: Tensión del módulo en condiciones estándar y punto de máxima potencia.

\$\sigma(T_{max})\$: Conductividad del conductor de Cobre o Aluminio 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:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2 \quad (4.28)$$

Dónde:

\$T\$: Temperatura real estimada en el conductor.

\$T_0\$: Temperatura ambiente del conductor.



\$T_{max}\$: Temperatura máxima admisible del conductor según el tipo de aislamiento.

\$I\$: Intensidad prevista para el conductor.

\$I_{max}\$: Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de configuración.

Criterio conservador: se toma I MOD-MPP-STC y σ (TMAX) aunque ambas condiciones no se producen simultáneamente

4.5.2.1.1 Cálculo de la sección en C.C. Desde las series hasta las cajas de concentración. Conocidas las ecuaciones, tras pasamos las mediciones de la implantación para evaluar las caídas de tensión distinguiendo dos tipos de configuración:

-  Cajas de concentración con 24 entradas
-  Cajas de concentración con 9 entradas

Sabiendo que las dimensiones del módulo son = 992mm x 1960mm y que su distribución es en 1V. Comenzaremos con las mediciones de las cajas de 24 entradas.

El cálculo de las secciones se resume en la siguiente tabla:

Serie - Combiner Box	Longitud de la serie (m)	I _{mod_mpp_stc} (A)	ΔV serie (%)	Módulos por serie	V _{mod_mpp_stc} (V)	Delta (Tmax)	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)
S1 - C.B.	39	8,97	0,25	30	37,9	44	5,594	6
S2 - C.B.	39	8,97	0,25	30	37,9	44	5,594	6
S3 - C.B.	22	8,97	0,25	30	37,9	44	3,156	6
S4 - C.B.	32	8,97	0,25	30	37,9	44	4,590	6
S5 - C.B.	32	8,97	0,25	30	37,9	44	4,590	6
S6 - C.B.	17	8,97	0,25	30	37,9	44	2,438	6
S7 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6
S8 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6
S9 - C.B.	10	8,97	0,25	30	37,9	44	1,434	6
S10 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S11 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S12 - C.B.	3	8,97	0,25	30	37,9	44	0,430	6
S13 - C.B.	3	8,97	0,25	30	37,9	44	0,430	6
S14 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S15 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S16 - C.B.	10	8,97	0,25	30	37,9	44	1,434	6
S17 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6
S18 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6
S19 - C.B.	17	8,97	0,25	30	37,9	44	2,438	6
S20 - C.B.	32	8,97	0,25	30	37,9	44	4,590	6
S21 - C.B.	32	8,97	0,25	30	37,9	44	4,590	6
S22 - C.B.	22	8,97	0,25	30	37,9	44	3,156	6
S23 - C.B.	39	8,97	0,25	30	37,9	44	5,594	6
S24 - C.B.	39	8,97	0,25	30	37,9	44	5,594	6

Tabla 4.7: Cálculo de las secciones de las cajas de 24 entradas.

A partir de esta tabla, calculamos las caídas de tensión con la sección elegida.

Serie - Combiner Box	Sección final (mm ²)	ΔV_{serie} (V)	ΔV_{serie} (%)
S1 - C.B.	6	2,6502	0,233%
S2 - C.B.	6	2,6502	0,233%
S3 - C.B.	6	1,4950	0,131%
S4 - C.B.	6	2,1745	0,191%
S5 - C.B.	6	2,1745	0,191%
S6 - C.B.	6	1,1552	0,102%
S7 - C.B.	6	1,6989	0,149%
S8 - C.B.	6	1,6989	0,149%
S9 - C.B.	6	0,6795	0,060%
S10 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S11 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S12 - C.B.	6	0,2039	0,018%
S13 - C.B.	6	0,2039	0,018%
S14 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S15 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S16 - C.B.	6	0,6795	0,060%
S17 - C.B.	6	1,6989	0,149%
S18 - C.B.	6	1,6989	0,149%
S19 - C.B.	6	1,1552	0,102%
S20 - C.B.	6	2,1745	0,191%
S21 - C.B.	6	2,1745	0,191%
S22 - C.B.	6	1,4950	0,131%
S23 - C.B.	6	2,6502	0,233%
S24 - C.B.	6	2,6502	0,233%

Tabla 4.8: Caídas de tensión con la sección elegida.

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 0.25% para tener más márgenes en el siguiente tramo a calcular, puesto que desde las cajas de concentración hasta los inversores estaremos transportando más energía y por tanto tendremos más pérdidas. La sección normalizada más próxima es **6mm²**, habitual en la baja tensión de los parques fotovoltaicos. Podríamos haber ampliado el criterio de la caída de tensión y poder instalar una sección de cable algo menor, de 4mm². Esta opción no es muy interesante, pues tendríamos más pérdidas que con nuestra selección escogida de 6mm² con una diferencia económica no lo suficientemente atractiva. Además, con 6mm², ganamos puntos en el Performance Ratio (PR).

Aunque ya hemos escogido la sección de los conductores de las series, comprobamos cómo afecta ésta a nuestra configuración de las cajas de 9 series:

Serie - Combiner Box	Longitud de la serie (m)	I _{mod_mpp_stc} (A)	ΔV_{serie} (%)	Módulos por serie	V _{mod_mpp_stc} (V)	Delta (T _{max})	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)
S1 - C.B.	10	8,97	0,25	30	37,9	44	1,434	6
S2 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S3 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S4 - C.B.	3	8,97	0,25	30	37,9	44	0,430	6
S5 - C.B.	3	8,97	0,25	30	37,9	44	0,430	6
S6 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S7 - C.B.	18	8,97	0,25	30	37,9	44	2,582	6
S8 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6
S9 - C.B.	25	8,97	0,25	30	37,9	44	3,586	6

Tabla 4.9: Cálculo de las secciones de las cajas de 9 entradas.

Serie - Combiner Box	Sección final (mm ²)	ΔV_{serie} (V)	ΔV_{serie} (%)
S1 - C.B.	6	0,6795	0,060%
S2 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S3 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S4 - C.B.	6	0,2039	0,018%
S5 - C.B.	6	0,2039	0,018%
S6 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S7 - C.B.	6	1,2232	0,108%
S8 - C.B.	6	1,6989	0,149%
S9 - C.B.	6	1,6989	0,149%

Tabla 4.10: Caídas de tensión en las cajas de 9 entradas.

Tal y como predecíamos, esta configuración es menos restrictiva que la anterior por lo que comprobamos que el criterio establecido encaja con ésta.

4.5.2.1.2 Cálculo de la sección en corriente continua desde las cajas de concentración a los inversores.

Tal y como se comentó en el capítulo 4.4 (criterios de dimensionado del inversor), tendremos dos tipos de configuraciones de inversor que se organizarán por bloques de 3 y 4 inversores.

Recordemos que nuestra configuración se descompone en:

- **Configuración de tipo 1:** 4 x inversor alimentado con 10 cajas de concentración (24 series por caja).
- **Configuración de tipo 2:** 3 x inversor alimentado con 10 cajas de concentración (24 series por caja) + 1 caja de concentración adicional (9 series por caja).
- La caída de tensión deberá ser menor a 1.25%.

En la que tendremos distintas longitudes de cableado de acuerdo a la implantación pero sólo analizaremos los casos más desfavorables de cada tipo de configuración. Este criterio nace de la experiencia del EPCista con cableado de distintas secciones y de la ventaja de contar con una sección unificada.

En las siguientes tablas reunimos las mediciones de cada grupo:

Combiner Box - Inversor	Longitud de la serie (m)	I_serie (A)	ΔV serie (%)	Módulos por serie	V_serie(V)	Delta (Tmax)	Sección mínima (mm2)	Sección final (mm2)
C.B.1 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.2 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.3 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.4 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.5 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.6 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.7 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.8 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.9 - Inversor	50	215,28	1,25	30	1134,1575	27	56,24	185
C.B.10 - Inversor	50	215,28	1,25	30	1134,1575	27	56,24	185

Tabla 4.11: Cálculo de secciones para la configuración de tipo 1.

Combiner Box - Inversor	Longitud de la serie (m)	I_serie (A)	ΔV serie (%)	Módulos por serie	V_serie(V)	Delta (Tmax)	Sección mínima (mm2)	Sección final (mm2)
C.B.1 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,2895	185
C.B.2 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.3 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.4 - Inversor	134,5	215,28	1,25	30	1134,1575	27	151,29	185
C.B.5 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.6 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.7 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.8 - Inversor	88	215,28	1,25	30	1134,1575	27	98,98	185
C.B.9 - Inversor	50	215,28	1,25	30	1134,1575	27	56,24	185
C.B.10 - Inversor	50	215,28	1,25	30	1134,1575	27	56,24	185
C.B.11 - Inversor	75	80,73	1,25	30	1134,1575	27	31,64	185

Tabla 4.12: Cálculo de secciones para la configuración de tipo 2.

Combiner Box - Inversor	Sección final (mm ²)	ΔVserie (V)	ΔVserie (%)
C.B.1 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.2 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.3 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.4 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.5 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.6 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.7 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.8 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.9 - Inversor	185	4,310	0,380%
C.B.10 - Inversor	185	4,310	0,380%

Tabla 4.13: Cálculo de las caídas de tensión para la configuración de tipo 1.

Combiner Box - Inversor	Sección final (mm ²)	ΔVserie (V)	ΔVserie (%)
C.B.1 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.2 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.3 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.4 - Inversor	185	11,594	1,022%
C.B.5 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.6 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.7 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.8 - Inversor	185	7,585	0,669%
C.B.9 - Inversor	185	4,310	0,380%
C.B.10 - Inversor	185	4,310	0,380%
C.B.11 - Inversor	185	2,424	0,214%

Tabla 4.14: Cálculo de las caídas de tensión para la configuración de tipo 2.

En las tablas anteriores se muestra el cálculo de la sección necesaria para estar por debajo del 1.25% de caída de tensión para el tendido de los conductores entre las cajas de concentración (también conocidas como Combiner Boxes o C.B.) hasta las entradas de los inversores. La sección necesaria para la mayoría de los casos es de **185mm²**. Se trata de una sección mucho mayor que en el apartado de las series por varios motivos:

- Las longitudes son mucho mayores y se está evacuando más energía a la misma tensión, lo que se traduce en mayores pérdidas.
- Nuestro conductor es de Aluminio, que tiene peor coeficiente de conducción que el Cobre pero nos ofrece un coste más atractivo pese a doblar o triplicar la sección homóloga de Cobre. Y puesto que tenemos espacio más que de sobra para **enterrarlo en zanja**, la elección es sencilla.

4.5.3 Criterio de la Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente

Este criterio se basa en que el cable no debe alcanzar la temperatura máxima admisible de funcionamiento (en condiciones nominales).

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

$$I_{línea} \leq I_{admisible} = I_{admisible, tablas} * \prod F_{ci} \quad (4. 29)$$

Dónde:

I línea: Intensidad prevista que circulará por la línea.

I admisible: Intensidad máxima admisible en la línea.

I admisible, tablas: Intensidad máxima admisible que encontramos en las tablas

ΠF_{ci} : Multiplicación de los factores de corrección en función de las 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. El cable se instala al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación F según UNE 20460-5-523).
- Tramo 2: Agrupación de 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).

4.5.3.1 Cálculo de la sección en C.C. Desde las series hasta las cajas de recogida.

Al igual que con el criterio de la caída de tensión, comenzamos por el cable que une las series con la caja de agrupación de las series. 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 reúne las características de los cables unipolares flexibles para instalaciones fotovoltaicas.

Hace referencia a:

- Cables entre los paneles fotovoltaicos.
- Cables entre las series y las cajas de recogida.
- Cables entre las cajas de recogida y las estaciones de conversión y transformación.

En el capítulo 3 de esta norma encontramos las especificaciones que nos interesan:

- Temperatura ambiente: -40°C a +90°C
- Temperatura máxima en el conductor: +90°C

Pasamos a los cálculos mediante la [ecuación 4.29](#) previamente descrita. Con lo que:

$$I_{línea} = 1,25 * I_{mod-sc-tmax} \quad (4.30)$$

$$I_{línea} \leq I_{admisibile} = I_{admisibile, tablas} * \Pi F_{ci} \quad (4.31)$$

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:

$$\text{Coeficiente de Variación de } I_{sc} \text{ según temperatura } (\alpha I_{sc}) = \frac{0.053\%}{^{\circ}C} \quad (4.32)$$

Y sabiendo que la $T_{cell,max}$ es 70,89°C ([Ecuación 4.7](#)).

$$I_{\max} = 9,48A + 0,050244 A/^{\circ}C * (70,89 - 25) = 11,78 A \quad (4.33)$$

Siguiendo dicha fórmula y considerando una $T_{amb} = 40^{\circ}C$, obtendríamos un valor de $I_{mod-sc-tmax} = 11,78 A$ (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).

$$I_{string} \geq 1,25 * I_{mod-sc-stc} = 1,25 * 11,78 = 14,73 A \quad (4.34)$$

En principio y según la ecuación 4.32, 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):

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

Figura 4.20: Factores de corrección de la intensidad máxima admisible por nº cables.

Fuente: REBT

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). Nos fijamos en la tabla del fabricante para observar los 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 14,73A.

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire l ¹	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm	kg/km	mm	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

Figura 4.21: Parámetros del cable Exzhellent Solar.

Fuente: Ficha técnica de General Cable

Con el cable de 1.5mm² de sección ya cumpliríamos con dicho requerimiento. Por lo que el criterio de la caída de tensión es más restrictivo.

4.5.3.2 Cálculo de la sección en C.C. Desde las cajas de recogida hasta los inversores.

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 segundo tramo dónde el cable **el cable irá enterrado por zanja**.

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
240	342	282	402	336	
300	387	319	455	380	
D	Aluminio				
	2,5	20,5	17	24,5	21
	4	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	34	28	40	34
	10	45	38	53	45
	16	58	49	70	58
	25	76	62	89	74
	35	91	76	107	90
	50	107	89	126	107
	70	133	111	156	132
	95	157	131	185	157
	120	179	149	211	178
	150	202	169	239	201
	185	228	190	267	226
	240	263	218	309	261
300	297	247	349	295	

Figura 4.22: Valores admisibles para cable enterrado, temperatura del terreno de 25°C para conductores de Cobre y Aluminio.

Fuente: UNE 20460-5-523

Dónde:

- XLPE2: aislamiento termoestable, 2 conductores cargados. Temperatura máxima en régimen permanente 90°C. Temperatura máxima en cortocircuito 250°C
- PVC2: aislamiento termoplástico, 2 conductores cargados. Temperatura máxima en régimen permanente 70°C. Temperatura máxima en cortocircuito 160°C.

El cable que une el cuadro de agrupación con cada inversor será del tipo RV-k e irá enterrado. 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 5 para conductor de Aluminio (XLPE2).

Pero antes, aplicamos la corrección por temperatura del terreno distinta a 25°C.

Temperatura máxima en el conductor (θ_c) (en °C)	Temperatura del terreno (θ_j) (en °C)									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	




Figura 4.23: Factor de corrección F, para temperaturas del terreno distintas a 25°C.

Fuente: Tabla C.4. del Catálogo Prysmian de B.T.

$$F = \sqrt{\frac{90 - T_{\text{terreno}}}{65}} = 0.9198 \quad (4.35)$$

Contemplando una temperatura máxima del terreno de 35°C, tendremos un factor de corrección de **F=0.9198**.

Pero antes calculamos la intensidad de diseño de la línea, que principalmente se compone por 24 series embarradas para salir con un cable bipolar hasta el centro de inversión y transformación:

$$I_{\text{línea}} = 1,25 * I_{\text{serie}} \quad (4.36)$$

$$I_{\text{línea}} = 1,25 * 215,28 = 269,1 \text{ A} \quad (4.37)$$

Nos vamos a la quinta columna del catálogo de Prysmian y elegimos la sección de Aluminio que sea capaz de transportar los 269.1 A (309 A) pero antes, comprobamos si la sección del conductor es válida para la corrección por temperatura del terreno.

$$I_{Al240mm^2} = 309 * F = 309 * 0.9198 = 284.21 \text{ A} > 269.1 \text{ A} \quad (4.38)$$

Por lo que para garantizar que el conductor cumple con la máxima intensidad admisible, deberá tener una **sección mínima de 240mm²**, restringiendo el criterio de la máxima caída de tensión. El Aluminio es más susceptible a altas corrientes por lo que su dimensionado es más crítico en la corriente que en la caída de tensión.

Veamos ahora, las caídas de tensión con la nueva sección.

Combiner Box - Inversor	Sección final (mm ²)	ΔV_{serie} (V)	ΔV_{serie} (%)
C.B.1 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.2 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.3 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.4 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.5 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.6 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.7 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.8 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.9 - Inversor	240	3,3222	0,293%
C.B.10 - Inversor	240	3,3222	0,293%

Tabla 4.15: Cálculo de las caídas de tensión para la configuración de tipo 1.

Combiner Box - Inversor	Sección final (mm ²)	ΔV_{serie} (V)	ΔV_{serie} (%)
C.B.1 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.2 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.3 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.4 - Inversor	240	8,9368	0,788%
C.B.5 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.6 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.7 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.8 - Inversor	240	5,8471	0,516%
C.B.9 - Inversor	240	3,3222	0,293%
C.B.10 - Inversor	240	3,3222	0,293%
C.B.11 - Inversor	240	1,8688	0,165%

Tabla 4.16: Cálculo de las caídas de tensión para la configuración de tipo 2.

4.6 Cálculos eléctricos de la media tensión (M.T.)

Como se ha visto en el capítulo anterior, el conductor de Aluminio es más susceptible a la corriente y por tanto, este criterio prevalece sobre el de la caída de tensión. Por ello comenzaremos con el criterio de la corriente máxima admisible y comprobaremos las caídas de tensión con la sección elegida.

4.6.1 Criterio de la máxima intensidad admisible en régimen permanente.

Según se ha mencionado en el capítulo anterior. Los cables provenientes de las cajas de concentración se agrupan en grandes bloques de potencia llamados centros de conversión y elevación o "Power Station". Cada centro de conversión integra celdas de protección, un inversor y un transformador elevador a 22kV.

Nuestra configuración de las estaciones de conversión y transformación es radial. Por lo que las P.S se agrupan en serie hasta la avenida del centro de seccionamiento. La distribución es la siguiente:

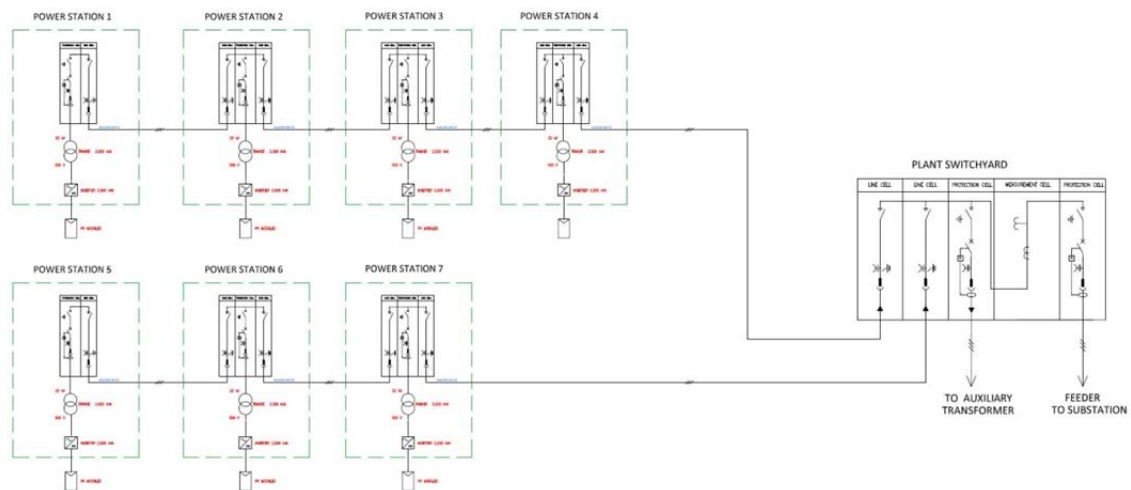


Figura 4.24: Diagrama unifilar de la Media Tensión

Fuente: Dibujo en CAD de la M.T.

Tal y como se aprecia en la Figura 4.24, las P.S. se conectan en serie, por lo que las corrientes se van sumando hasta llegar al centro de seccionamiento. Esto nos lleva a dimensionar el cable en función del tramo más desfavorable que es el tramo que reúne la corriente de las tres estaciones anteriores más la suya propia. En el diagrama se observa que en nuestro caso es el tramo que va desde la 4ª P.S. hasta el centro de seccionamiento.

Todas las estaciones están dimensionadas para la misma potencia por lo que su tensión nominal se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{estación} = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\sqrt{3} \times \cos\phi \times V_{nominal}} = \frac{2.500.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 1 \times 22.000 \text{ V}} = 65.61 \text{ A} \quad (4.39)$$

Debemos tener en cuenta que esta es la intensidad nominal de cada estación. Esta corriente es la corriente de diseño pues los inversores son capaces de limitar la corriente de salida, impidiendo que ésta sea rebasada.

Para calcular la corriente de línea más desfavorable nos colocamos aguas arriba de los inversores, donde tendremos la corriente de cuatro P.S.

$$I_{\text{línea}} = 4 \times I_{\text{estación}} = 4 \times 65.61 \text{ A} = 262.44 \text{ A} \quad (4.40)$$


Nos vamos ahora, a la tabla de intensidades admisibles para ver qué sección mínima necesitamos para garantizar esta corriente:

D	Aluminio				
	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 4.25: Valores admisibles para cable enterado, temperatura del terreno de 20°C para conductores de Aluminio.

Fuente: UNE 20460-5-523

Necesitaremos, por tanto, una sección mínima de 240mm² para soportar 272 A por fase. A continuación consultamos al fabricante KEC para conocer su máxima intensidad admisible con **cable tripolar** enterrado en su hoja de especificaciones.

		KEC INTERNATIONAL LTD. (Cables Division) TECHNICAL PARTICULARS FOR XLPE CABLES OUR REFERENCE NUMBER : GS-1045	
	No. of cores	3	
	Size(in mm²)	240	
	Voltage Grade(kV)	12.7/22 (24)	
1	Name of Manufacturer	KEC INTERNATIONAL LTD (BRAND - RPG CABLES)	
2	Cable Type	A2X2Y(P)	
3	Applicable Standard	AS/NZS 1429.1:2006	
4	Permissible Voltage & frequency variation for satisfactory operation	± 10%	
5	Max. rated conductor temperature	90°C	
6	Max. allowable conductor temp. during short circuit	250°C	
7	Max. allowable conductor temp. during overload	105°C	
8	Continuous Current carrying capacities for conditions,		
	(i) Ground Temperature	20 Deg.C	
	(ii) Air Temperature	30 Deg.C	
	(iii) Depth of laying	0.8 m	

(iv) Thermal Resistivity of soil	1.5 Km/W
(a) In air.....(A)	415
(b) In ground....(A)	338
(c) In duct.....(A)	304

Figura 4.26: Parámetros del cable tripolar de KEC.

Fuente: Hoja de especificaciones KEC

Es decir, aunque multiplicáramos nuestra corriente de línea por un factor de 1.25, no llegaríamos a los 338 A que es capaz de soportar el cable. Por tanto, el cable elegido será el **cable tripolar de Aluminio de 240mm²** de sección.

$$I_{\text{linea}} = 1.25 * 262,44 = 328.05 \text{ A} < 338 \text{ A} \quad (4.41)$$

4.6.2 Criterio de caída de tensión.

Al igual que en el apartado anterior, calculamos las distancias de estos centros hasta el centro de seccionamiento y nos cercioramos de que la caída de tensión sea menor a **1.5%**. Como tenemos dos ramales, la caída de tensión es independiente en cada uno de ellos.

Para corriente alterna trifásica, la ecuación que gobierna su comportamiento es la siguiente:

$$S_{CA} - 3\phi \geq \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{PS-RMS-N} * \cos \phi}{\Delta V_{CA} (\%) * \sigma(T_{\max}) * V_g - \phi} * 100 \quad (4.42)$$

Dónde:

Lca: Distancia entre el inversor y el centro de seccionamiento. Distancias entre los centros de transformación entre sí. Según configuración radial.

IPS_rms_n: Valor eficaz de la intensidad nominal de la estación de conversión y transformación. Intensidad nominal de la Power Station.

cos phi: factor de potencia.

Vg_phi: tensión eficaz del inversor o del cuadro de agrupamiento

Delta (Tmax): Conductividad del cable a máxima temperatura.

Para afinar en los cálculos, calcularemos la Delta(Tmax) en función de la resistividad del cable KEC elegido. Nos vamos a la hoja de especificaciones de KEC para conocer la resistividad del conductor a 90°C.

25	Max. DC Resistance of conductor at 20°C (ohm / km)	0,125
26	Max.AC Resistance at 90°C (ohm / km)	0,161
27	Approx. Reactance (ohm / km)	0,102

Figura 4.27: Parámetros del cable tripolar de KEC.

Fuente: Hoja de especificaciones KEC para cable tripolar de 240mm²

$$\Delta(T_{\max}) = \frac{\text{Longitud}(m)}{\text{Sección}(mm^2) \times \text{Resistividad} \left(\frac{ohm}{m}\right)} = \frac{1000}{240 \times 0.161} = 25.87 \quad (4.43)$$

De acuerdo a la figura 4.24, definimos los tramos del cableado entre las CTs y el centro de seccionamiento. Asignamos además, criterios de caída de tensión proporcionales a la corriente de cada CT para que la caída de tensión total de cada ramal sea inferior a 1.5%.

Tramos	Longitud (m)	Ips_rms_n (A)	cosphi	Vg_phi (V)	Delta (Tmax)	ΔV (%)	Sección mínima (mm ²)	Sección final (mm ²)	ΔV por tramos (%)	ΔV acumulada (%)
P.S.4 - C.S.	317	262,43	1	22000	25,87	0,6%	42,1955	240	0,11%	0,30%
P.S.3 - P.S.4	397	196,82	1	22000	25,87	0,4%	59,4497	240	0,10%	
P.S.2 - P.S.3	397	131,22	1	22000	25,87	0,3%	52,8442	240	0,07%	
P.S.1 - P.S.2	342	65,61	1	22000	25,87	0,2%	34,1424	240	0,03%	0,20%
P.S.7 - C.S.	412	196,82	1	22000	25,87	0,8%	30,8480	240	0,10%	
P.S.6 - P.S.7	397	131,22	1	22000	25,87	0,4%	39,6332	240	0,07%	
P.S.5 - P.S.6	397	65,61	1	22000	25,87	0,3%	26,4221	240	0,03%	

Tabla 4.17: Cálculo de las caídas de tensión en Media Tensión.

Comprobamos que con el cable tripolar de KEC (**240mm²**) no llegamos al 1,5% de caída de tensión en ninguno de los ramales. Además, ahorraremos costes en el tendido del cableado pues con una sola tirada tendremos las 3 fases en la zanja.



Figura 4.28: Cable de Aluminio tripolar de media tensión.

Fte: Foto de cableado tripolar usado en BSF. KEC

4.7 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.

4.7.1 Protecciones en Corriente Continua.

4.7.1.1 Protección de las series con fusibles. Caja de concentración de series.

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

- **Diodo Bypass:** impide 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
- **Fusibles:** Se instalan para proteger a los módulos frente a las corrientes inversas, según el fabricante, de 15 A. Habitualmente se deja un margen de seguridad por lo que podríamos suponer que en realidad resisten hasta 20 A.

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 cuadro de protección de las series también llevará protección con fusibles, tanto en polo positivo como en negativo. Los fusibles serán normalizados gPV según EN 60269.6.

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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (4.44)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_z \quad (4.45)$$

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

I_b : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas. A la que le corresponde la I_{MPPPT} **del módulo= 8.97 A.**

I_z : Corriente admisible del cable que se desea proteger. Se había optado por instalar cable de 6mm² pero los módulos ya llevan cables de 4mm² desde fábrica. Por lo que debemos proteger este cable por ser más restrictivo.

$I_{adm,4mm^2} = 55 \times 0,75 = 41,25 \text{ A}$ (Consultar [Figura 4.21](#) para conocer la I_{adm} del cable de 4mm²).

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 determinado (t_c tiempo convencional según 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:

$$I_2 = 1.45 I_n \text{ (para interruptores según norma UNE EN 60898)}$$

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:

$$I_f = 1.6 I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1.9 I_n \quad \text{si} \quad 4A < I_n < 16A$$

$$I_f = 2.1 I_n \quad \text{si} \quad I_n \leq 4A$$

$$8,45 \leq I_n \leq 41,25 \quad (4.46)$$

$$1,9 \times I_n \leq 1,45 \times 41,25 \quad I_n \leq 31,8 \quad (4.47)$$

$$I_f \text{ (temperatura de trabajo)} \leq 20 \text{ A} \quad (4.48)$$

La ecuación 4.47 describe la necesidad de proteger los diodos bypass del módulo.

Se seleccionarán fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 16 A y una tensión nominal mayor de la tensión de circuito abierto del campo, 1386 V. Dato curioso es que si revisamos las curvas de fusión de dichos fusibles, nos encontramos con que el fusible de 16A fundiría a los 50 segundos cuando lo atravesase una intensidad de 30 A. Por lo que con este fusible la instalación los diodos bypass quedan protegidos.

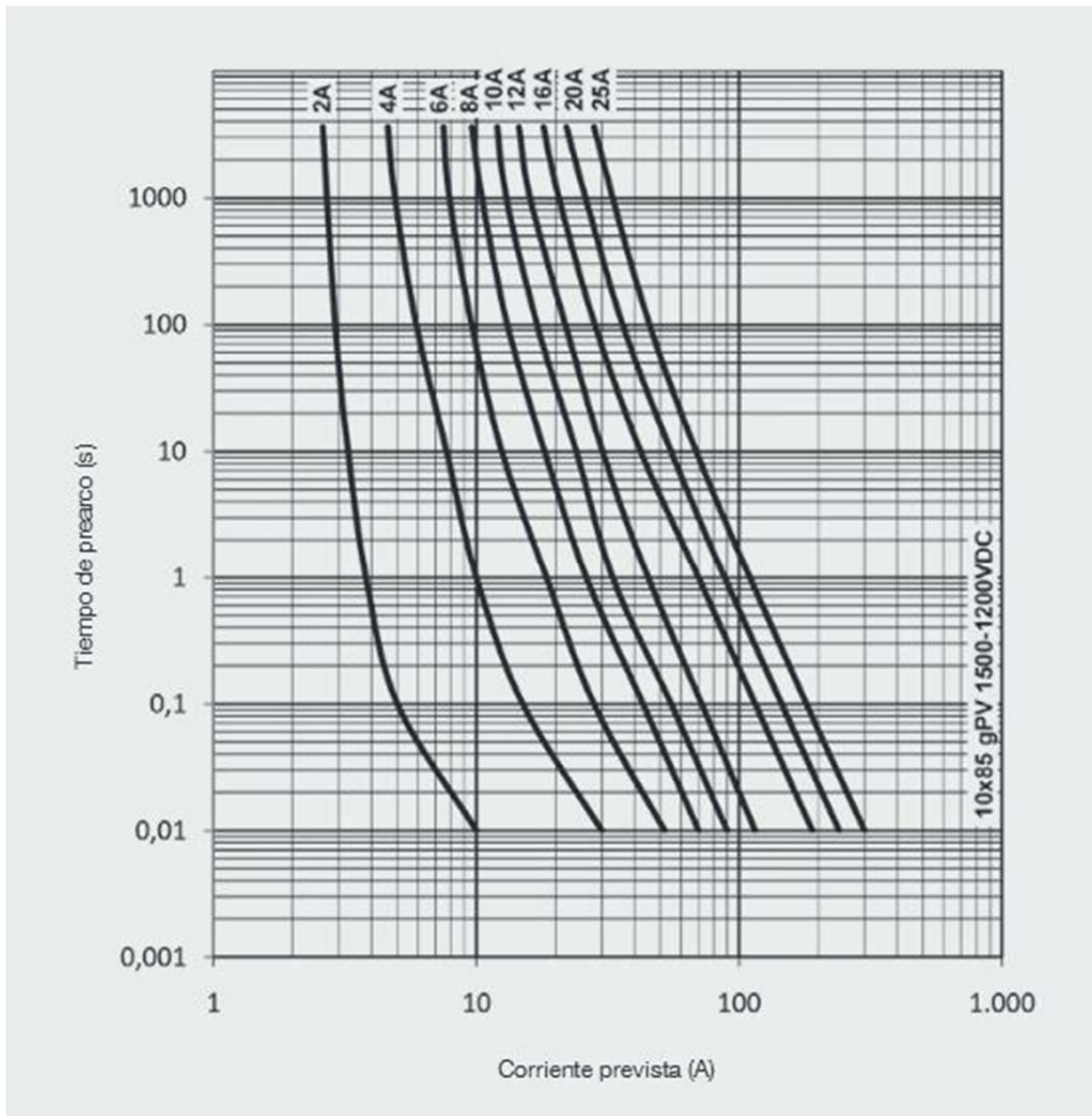


Figura 4.29: Curva del fusible gPV a 1500Vdc.

Fuente: *df Electric*

Estos fusibles además tienen un poder de corte de corrientes de cortocircuito de 10 kA. Recordemos que el objetivo de los fusibles colocados en las series del campo fotovoltaico es proteger frente a cortocircuitos.

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

$$\sqrt{t} = k \times \frac{S}{I} \rightarrow (I^2t)_{\text{elemento protección}} \leq (I^2t)_{\text{cable}} = k^2 \times S^2 \quad (4.49)$$

Para una sección de 4mm² 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 50 A ya funde.

Sin embargo, debemos recalcar que estas corrientes difícilmente se darán en nuestras series y que el rango de fusión del fusible es bastante amplio. Es importante saber que el fusible se dimensiona para no fundirse en condiciones nominales y sí, para condiciones de

cortocircuito pero difícilmente lo hará pues la corriente de cortocircuito es sensiblemente superior a la $I_{mppt} = 8.97 \text{ A}$. En concreto la corriente de cortocircuito de nuestro módulo es $I_{sc} = 9.48 \text{ A}$, que ponderándola por la temperatura máxima podría resultar en una corriente aproximada de 11.85 A , bastante inferior a la corriente nominal del fusible. Es importante notar, que el cable está dimensionado para resistir esta corriente en régimen permanente por lo que la utilidad de los fusibles se reduce a las labores de mantenimiento.

4.7.1.2 Protección contra sobretensiones.

Las sobretensiones ocurren por fenómenos de descargas atmosféricas. Alrededor de la tierra se forman constantemente entre 2.000 y 5.000 tormentas acompañadas de rayos, lo que constituye un grave riesgo tanto para las personas como para los equipos. Los rayos proceden de la descarga de cargas eléctricas acumuladas en las nubes de tipo cúmulo nimbus, formando un condensador con la tierra. Los rayos son un fenómeno eléctrico de alta frecuencia que produce sobretensiones en todos los elementos conductivos.

Las protecciones contra sobretensiones se dimensionan en función de la probabilidad de descargas producidas por rayos.

Superior a la probabilidad máx. P%	Pico de corriente I (kA)	Gradiente s (kA/μs)	Total duración T (s)	Número de descargas n
95	7	9,1	0,001	1
50	33	24	0,01	2
5	85	65	1,1	6

Fig. J5: Valores de caídas de rayos facilitados por el comité de protección contra rayos.

Figura 4.30: Probabilidad de rayos en Australia.

Fuente: Schneider electric

La norma que regula las protecciones contra las sobretensiones es la IEC 61643-11 que establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor que protege los equipos. Para la protección del campo fotovoltaico nos vamos a un dispositivo de Tipo 2, debiendo cumplir:

- Nivel de protección (U_p) $< 2,5 \text{ kV}$ pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA , al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por $8/20\mu\text{s}$.
- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a 4 mm^2 .

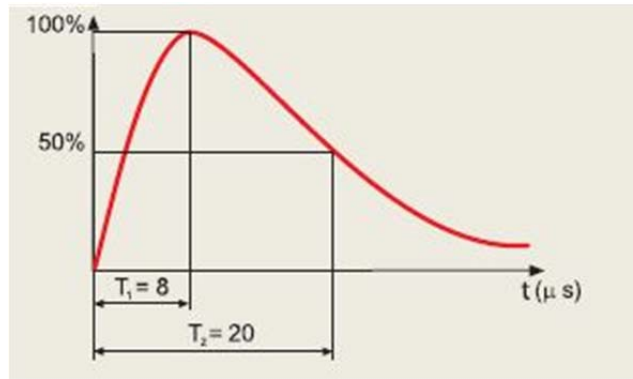


Figura 4.31: Curva del descargador de sobretensiones de tipo 2.

Fuente: Apuntes GIE fotovoltaica

En base a estos criterios, elegimos un **descargador de sobretensiones de tipo 2 de CITEL** con $I_n=20\text{kA}$ a $8/20\mu\text{s}$, $U_{\text{max}} < 1.5\text{kV}$, $U_n=1.25\text{ kV}$.

4.7.1.3 Interruptor seccionador en carga. Caja de concentración de series.

Este interruptor de control se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado). Se utiliza para cerrar y abrir circuitos cargados en condiciones normales de circuitos, sin defectos.

Por lo tanto, no proporciona ninguna protección a los circuitos que controla.

La norma IEC 60947-3 define:

- La frecuencia de funcionamiento del interruptor (600 ciclos de apertura/cierre por hora, como máximo).
- La resistencia mecánica y eléctrica (por lo general menor que la de un contactor).
- El régimen de conexión y desconexión de corriente para situaciones normales y poco frecuentes.

Pese a que el interruptor seccionador no se diseña para proteger sino para maniobrar. Su dimensionado debe estar en consonancia con los fusibles de la entrada del inversor. Como éstos, se dimensionan a 300 A, el interruptor seccionador será de la misma corriente nominal o superior. Además, debemos cerciorarnos de la posibilidad de abrir el circuito en caso de cortocircuito. De este modo, la corriente nominal para la que se dimensiona es:

$$I_{\text{seccionador}} \geq I_{\text{sc}}(T_{\text{max}}) * n^{\circ} \text{ de series} = 11.85 * 24 = 284.4 \text{ A} \quad (4.50)$$

Como la $I_{\text{seccionador}}$ inmediatamente superior es de 315 A. Seleccionamos el seccionador **TELERGON, de la marca ABB.**

4.7.1.4 Fusibles en la entrada del centro de conversión y transformación

A partir de este punto, el dimensionado de la estación de transformación forma parte del alcance de SMA, quién suministra e integra las protecciones, el inversor y transformador dentro de la estación. Como parte del diseño de la baja tensión, analizaremos los criterios de **SMA para instalar los fusibles**. Volvemos a las ecuaciones

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (4.51)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_z \quad (4.52)$$

I_b : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas. A la que le corresponde la $I_{serie} = 212.28 \text{ A}$.

I_z : Corriente admisible del cable que se desea proteger. Se había optado por instalar cable de 240mm² con una $I_{adm,240mm^2} = 284.21 \text{ A}$ (Consultar Ecuación 4.38 para conocer la $I_{admisible}$ del cable de 240mm²).

I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección.

I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección.

En primer lugar, seleccionamos el fusible para sobrecargas:

$$212.28 = I_b \leq I_n \leq I_z = 284.21 \quad (4.53)$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z \quad (4.54)$$

$$1.6 * I_n \leq 1.45 * 284.21 \rightarrow I_n \leq 257.56 \text{ A} \quad (4.55)$$

Como observamos a continuación, la corriente para la que se debería dimensionar es de **250 A**.

Nos vamos a la siguiente tabla de fusibles para conocer sus curvas de funcionamiento:

Referencia catálogo		Tamaño fusible	Intensidad nominal (amps)	Tensión	Valores de I ² t (A ² s)		Potencia disipada (W)	
Contacto cuchilla	Contacto cuchilla a tornillo				Pre-arco	Total a 1500V*	0,8 I _n	I _n
PV-50A-01XL-15	PV-50A-01XL-B-15	01	50	1500VCC	280	1450	6	26
PV-63A-01XL-15	PV-63A-01XL-B-15		63		420	2250	17	28
PV-80A-01XL-15	PV-80A-01XL-B-15		80		950	5000	18	30
PV-100A-01XL-15	PV-100A-01XL-B-15		100		1250	6500	22	38
PV-125A-01XL-15	PV-125A-01XL-B-15		125		2200	11,500	27	48
PV-160A-01XL-12	PV-160A-01XL-B-12		160		1200VCC	5000	19,000	24
PV-100A-1XL-15	PV-100A-1XL-B-15	1	100	1500VCC	1250	6000	24	43
PV-125A-1XL-15	PV-125A-1XL-B-15		125		1950	9360	25	52
PV-160A-1XL-15	PV-160A-1XL-B-15		160		4200	20,160	30	58
PV-200A-1XL-15	PV-200A-1XL-B-15		200		9400	45,120	31	61
PV-125A-2XL-15	PV-125A-2XL-B-15	2	125	1500VCC	2200	11,000	23	43
PV-160A-2XL-15	PV-160A-2XL-B-15		160		5000	25,000	26	50
PV-200A-2XL-15	PV-200A-2XL-B-15		200		9300	36,000	28	56
PV-250A-2XL-15	PV-250A-2XL-B-15		250		13,700	68,000	38	72
PV-250A-3L-15	PV-250A-3L-B-15	3	250	1500VCC	20,000	61,000	35	62
PV-315A-3L-15	PV-315A-3L-B-15		315		38,000	116,000	40	72
PV-355A-3L-15	PV-355A-3L-B-15		355		44,500	136,000	46	84
PV-400A-3L-15	PV-400A-3L-B-15		400		58,000	177,000	50	91

Figura 4.32: Tabla de fusibles para 1500V. Entrada inversor

Fuente: Inelec

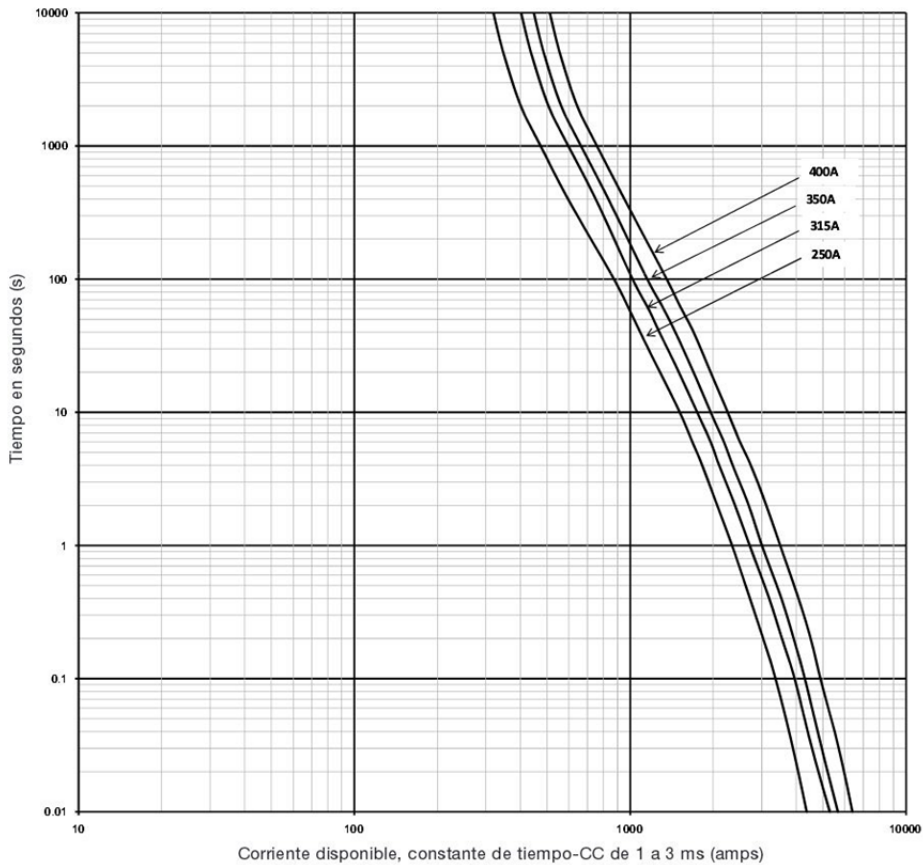


Figura 4.33: Tabla de fusibles para 1500V. Entrada inversor
Fuente: Inelec

Tal y como se observa en la [Figura 4.33](#), el fusible de 250 A ni si quiera funde a 300 A, esto ocurre porque el fabricante suele dar las curvas a temperatura ambiente de 25°C. Para temperaturas nominales de trabajo de unos 50°C, el fusible funde para intensidades menores que las que poseía para 25°C.

Volviendo al criterio de la norma IEC 60364 que describía la limitación de la intensidad de los conductores según:

$$\sqrt{t} = k \times \frac{S}{I} \rightarrow (I^2 t)_{\text{elemento protección}} \leq (I^2 t)_{\text{cable}} = k^2 \times S^2 \quad (4.56)$$

Dónde:

K: Constante propia del conductor de Aluminio a la temperatura máxima del servicio, k = 93

S: Sección del conductor

I: Intensidad máxima admisible

t: tiempo que debe poderse soportar la intensidad máxima. 5 segundos

Por lo que, la intensidad máxima admisible para 5 segundos será:

$$I_{\text{admisible}} = \sqrt{\frac{k^2 \times S^2}{t}} = \sqrt{\frac{93^2 \times 240^2}{5}} = 9981.8 \text{ A} \quad (4.57)$$

El fusible escogido, para t=5 segundos, funde a unos 1700 A por lo que el cable está más que protegido.

4.7.2 Protecciones en Corriente Alterna. B.T. y M.T.

Estas protecciones corren por parte de SMA, ellos dimensionan las protecciones del inversor en función de los parámetros de entrada de la baja tensión de

4.7.2.1 Protecciones en el inversor

Consta de los siguientes elementos:

- Un interruptor seccionador de corte en carga con accionamiento manual. Permitirá el corte de la estación para labores de mantenimiento, al mismo tiempo que protegerá frente a sobrecargas.
- Un fusible dimensionado a la tensión nominal de funcionamiento del inversor
- Un descargador de sobretensiones para las tres fases más el neutro.

Estas variables no las dimensionamos nosotros sino que vienen establecidas por el fabricante. Tal y como se puede comprobar en la hoja de especificaciones del inversor.

Protective devices		
Input-side disconnection point		DC load-break switch
Output-side disconnection point		AC circuit breaker
DC overvoltage protection		Type II surge arrester
DC ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	○ / ○
DC insulation monitoring	○	○
Galvanic isolation	●	●
Arc fault resistance control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s

Figura 4.34: Protecciones del inversor

Fuente: Hoja de especificaciones del inversor Sunny Central 2500-EV, SMA

Podemos observar que las protecciones constan de un interruptor seccionador, un descargador de sobretensiones para la corriente alterna y un fusible de protección tarado a la corriente nominal del inversor.

4.7.2.2 Protecciones en la estación de conversión y transformación.

Las protecciones de Media tensión también las dimensiona SMA y las incluye en una celda de media tensión dentro de la estación de conversión y transformación. Según el siguiente esquema:

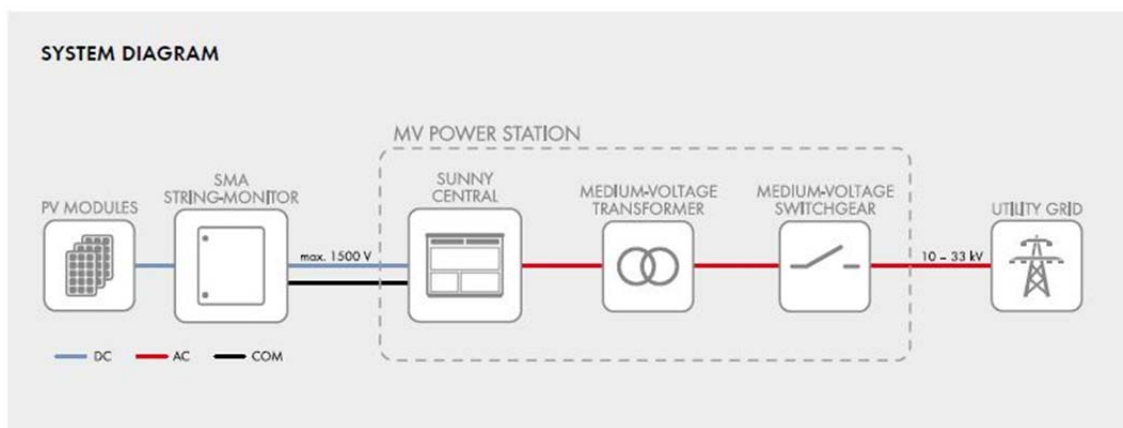


Figura 4.35: Diagrama de la estación de conversión y transformación

Fuente: Hoja de especificaciones del CT 2500SC-EV, SMA

Para el dimensionado de la celda de media tensión, el fabricante nos pide las siguientes variables:

- Poder de corte (PdC) a tener en cuenta. Este debe estar en función de la corriente de cortocircuito máxima.
- Corriente máxima de la línea de media tensión. I_{lineaMT}
- Tensión de diseño de la Media Tensión. 22kV.

Para las que dimensiona una celda 2LP con un interruptor automático tripolar de corte en vacío ($V_n=22\text{kV}$, $I_n=630\text{ A}$, $I_{cc}= 20\text{kA}$), un relé de protección 3F + N (50-51/50N-51N) y varios transformadores de intensidad para tomar medidas.

4.7.3 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:
- 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^2 corrido por zanja.
- 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.
- 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.

5 ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio económico ha estado presente desde el primero de los cálculos. Se ha seguido la relación entre el coste de la producción y la energía producida en todo momento. Además, se han pedido ofertas a varios proveedores para los equipos a suministrar y los trabajos civiles, mecánicos y eléctricos. Al menos tres proveedores por oferta. A continuación, tras un largo análisis del alcance de las peticiones y el ajuste de precio de todos, o casi todos los proveedores llegamos al siguiente desglose de nuestra oferta.

5.1 Coste del EPC

A continuación se muestra una tabla con los costes principales del proyecto. En este caso, la venta del EPC que se le ha aportado al cliente:

Longreach Solar Farm - 17.4MWp/15MWAC	Venta AUD	AUD / Wp
Módulos fotovoltaicos (Cliente)	0 AUD	0,000 AUD
Inversores (Suministro en FOB)	2.241.687 AUD	0,129 AUD
Estructura (Suministro en FOB)	3.009.649 AUD	0,173 AUD
Total equipos principales	5.251.336 AUD	0,302 AUD
Material de Baja Tensión	373.004 AUD	0,021 AUD
Material de Media Tensión	104.931 AUD	0,006 AUD
Material de CCTV	176.005 AUD	0,010 AUD
Material del SCADA	160.846 AUD	0,009 AUD
BOS - Suministros	814.787 AUD	0,047 AUD
Trabajos previos y campamento	765.321 AUD	0,044 AUD
Trabajos civiles	2.341.503 AUD	0,134 AUD
Montaje de la estructura	2.216.510 AUD	0,127 AUD
Montaje de las CTs	212.205 AUD	0,012 AUD
Instalación de la Baja Tensión	1.459.733 AUD	0,084 AUD
Instalación de la Media Tensión	184.383 AUD	0,011 AUD
Instalación de CCTV	238.203 AUD	0,014 AUD
Instalación del SCADA	110.098 AUD	0,006 AUD
BOS - Instalación	7.527.954 AUD	0,432 AUD
Transporte de los materiales	1.267.295 AUD	0,073 AUD
Seguros	287.280 AUD	0,016 AUD
Costes de ejecución	2.300.614 AUD	0,132 AUD
Ingeniería	1.135.351 AUD	0,065 AUD
Avales	152.419 AUD	0,009 AUD
Otros	419.603 AUD	0,024 AUD
Material de repuesto	480.144 AUD	0,028 AUD
Resto de BOS + Indirectos	6.042.708 AUD	0,347 AUD
TOTAL BOP	14.385.449 AUD	0,826 AUD
TOTAL BOS	19.636.785 AUD	1,128 AUD
TOTAL EPC	19.636.785 AUD	1,128 AUD
Interconexión	4.673.923 AUD	0,347 AUD
TOTAL EPC + Interconexión	24.310.707 AUD	1,396 AUD

Tabla 5.1: Resumen de la venta del proyecto.

Nótese que para los proyectos de Australia las ofertas se presentan en la moneda local. El cambio de moneda considerado el día de la oferta es:

- ❖ AUD/EUR: 0.6849
- ❖ AUD/USD: 0.7718

5.2 LCOE

Este parámetro ya se introducía en la introducción, cuando hablábamos de economía internacional y la paridad de red.

El LCOE se define como el coste teórico de generar energía eléctrica, este término es muy importante para saber si estamos en paridad de red, incluye la inversión inicial, tasa de descuento, así como los costos de mantenimiento. La fórmula para analizarlo es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n * \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n * \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

Dónde:

I: Inversión inicial. Es el coste del proyecto.

M: Costes de operación y mantenimiento.

Egenerada: Energía generada durante la vida útil del sistema.

R: Tasa de descuento.

t: Vida útil de la planta (25 años).

El procedimiento consiste en calcular un valor teórico anual constante (AUD/kWh). Que, multiplicando cada año por la energía generada obtenemos los costes reales asociados a la generación. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$Coste\ equivalente = \frac{LCOE * E1}{1+r} + \frac{LCOE * E2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{LCOE * E25}{(1+r)^{25}} \quad (5.2)$$

Dónde:

E1: Energía generada en el año 1

Es un factor económico

5.2.1 Inversión económica

Cabe destacar que la inversión económica para llevar a cabo el proyecto se contempla en el coste del EPC. Sin embargo, el cliente ya ha realizado varias inversiones para comenzar con el estudio del proyecto entre los que están:

- Adquisición del terreno.
- Estudios de red con inversores SMA.
- Estudios de impacto ambiental.

- Estudios de la huella aborigen australiana (Cultural Heritage)
- Estudios hidrológicos del terreno.
- Topografía del terreno.
- Geotécnico del terreno.

Por otro lado, este proyecto está subvencionado por la Agencia de Energías Renovables de Australia (ARENA). Tal y como se observa en la siguiente figura, ARENA subvencionará este proyecto con 1.3 millones de dólares australianos:

Applicant	Project name	Size (MW AC)	ARENA funding	Total project cost	Nearest town
Origin Energy	Darling Downs Solar Farm	110.0	\$20 m	\$216.7 m	Dalby, QLD
Edify Energy with Solar Choice	Whitsunday Solar Farm	58.1	\$9.5 m	\$122.4 m	Collinsville, QLD
Neoen Australia	Parkes Solar Farm	50.6	\$7.5 m	\$107.9 m	Parkes, NSW
Genex Power	Kidston Solar Farm	50.0	\$8.9 m	\$126.2 m	Kidston, QLD
Manildra Solar Farm	Manildra Solar Farm	42.5	\$10.9 m	\$109.3 m	Manildra, NSW
RATCH Australia Corporation	Collinsville Solar Power Station	42.0	\$9.5 m	\$95.9 m	Collinsville, QLD
Neoen Australia	Griffith Solar Farm	25.0	\$5.0 m	\$54.6 m	Griffith, NSW
Canadian Solar (Australia)	Oakey Solar Farm	25.0	\$2.2 m	\$47.5 m	Oakey, QLD
Neoen Australia	Dubbo Solar Farm	24.2	\$5.5 m	\$55.6 m	Dubbo, NSW
APT Pipeline (APA Group)	Emu Downs Solar Farm	20.0	\$5.5 m	\$47.2 m	Cervantes, WA
Goldwind Australia	White Rock Solar Farm	20.0	\$6.0 m	\$44.5 m	Glen Innes, NSW
Canadian Solar (Australia)	Longreach Solar Farm	15.0	\$1.3 m	\$28.7 m	Longreach, QLD
TOTAL		482.0	\$91.7 m	\$1,056.4 m	

Figura 5.1: Proyectos subvencionados por ARENA entre los que se encuentra LSF.

Fuente: <http://arena.gov.au/programs/advancing-renewables-program/large-scale-solar-pv/>

Es curioso comprobar que ARENA pone a disposición una hoja Excel para calcular el LCOE del proyecto. “Projects must be able to demonstrate a levelised cost of electricity (LCOE) of below \$135/MWh (calculated in accordance with the [ARENA LCOE calculator \(XLS 298KB\)](#))” En el que nos indican que debemos estar por debajo de los 135 AUD/MWh.

Nuestra propuesta económica incluye la construcción llave en mano del parque con 2 años de operación y mantenimiento. Como hemos comentado antes, los módulos los suministra el Cliente por lo que debemos considerarlo en el coste del proyecto. Aunque Canadian Solar no nos diga el coste que le supone, podemos usar una aproximación conociendo las tendencias del mercado. Los precios que manejamos para el módulo monocristalino, con una potencia de 340Wp y a 1500V son de unos 0.33 USD/Wp (FOB). Contemplando el transporte desde el puerto origen hasta la obra, nos colocamos en unos 0.35 USD/Wp (DDP). Unos **0.453 AUD/Wp**.

Balance del capital (AUD)	Año 0	Año 1	Año 2
EPC + interconexión llave en mano	24.310.707,48 AUD		
Módulo fotovoltaico (CS)	7.887.183,00 AUD		
Gastos del cliente hasta el año 0	243.189,00 AUD		
Subvención de ARENA	1.300.000,00 AUD		
Operación y mantenimiento		625.799,13 AUD	592.318,88 AUD
Seguro		57.533,00 AUD	54.454,98 AUD
Total	-31.141.079 AUD	-683.332,130 AUD	-646.773,861 AUD

Tabla 5.2: Costes del proyecto.

5.2.2 Energía generada

Para el cálculo de la energía generada, nos basamos en los resultados de simulación del PVSyst. En el que se modela la instalación y su comportamiento a los 25 años. El programa utiliza varios de simulación basado en los siguientes datos iniciales:

- Pérdida óhmica del cableado en corriente continua y alterna. Designamos un 1.5 % (pérdidas medias)
- Degradación anual del módulo. Este dato viene en el archivo .pan del fabricante. 0.5% anual.
- Soiling loss. Pérdidas por suciedad. Solemos poner un 1.5%
- Pérdidas por seguimiento del MPPT. 0.6%
- Pérdidas por eficiencia del inversor. Este dato viene en el archivo .ond del fabricante. En nuestro caso es de 1.8%
- LID (Light Induced Degradation). Es la degradación que sufre el módulo en las primeras horas de funcionamiento. También es un parámetro del módulo. En nuestro caso del 2%
- Pérdidas debidas a la localización del proyecto. El PVSyst las calcula desde la base de datos de Meteonorm.
 - Pérdidas por irradiancia.
 - Pérdidas por temperatura.

Estos parámetros, junto a la disponibilidad mensual y anual nos conducen a la producción energética estimada para los 25 años.

En la siguiente tabla describiremos la energía generada en el año 1:

Mes	IGH (kWh/m ²)	T (°C)	IGI (kWh/m ²)	IGEff (kWh/m ²)	Eplanta (MWh)	Ered (MWh)
Enero	239,6	29,65	310,7	295,5	4331	4145
Febrero	197,6	28,73	251,7	239	3527	3373
Marzo	206,2	27,79	270	257,5	3812	3647
Abril	167,1	23,81	224,7	214,1	3268	3126
Mayo	142,9	19,4	192,3	182,8	2880	2630
Junio	125,3	15,95	166,6	158,5	2546	2432
Julio	144,3	15,29	193,2	184,7	2949	2817
Agosto	169,7	17,8	233	222,9	3491	3122
Septiembre	195,1	22,07	262,2	251,1	3810	3645
Octubre	225,4	26,06	298,6	285,3	4228	4045
Noviembre	234,7	27,89	304,3	290,3	4257	4074
Diciembre	231,4	29,4	294,9	280,3	4094	3646
Año 1	2279,3	23,65	3002,2	2862	43193	40702

Tabla 5.3: Energía producida el año 1

Dónde:

IGH: Irradiación Global Horizontal

T: Temperatura ambiente media

IGI: Irradiación Global Incidente al plano perpendicular

IGEff: Irradiación Global con las corrección de IAM y sombreados

Eplanta: Energía efectiva en bornes de salida de los arrays

Ered: Energía inyectada a la red

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 **947.548.058,9 kWh**.

5.2.3 Resultado del 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%**.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n * \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n * \frac{Egenerada}{(1+r)^t}} = \frac{41.816.149}{599.274.850} = 0.0697 \text{ AUD/kWh} \quad (5.3)$$

Hemos de notar que hemos supuesto los gastos de mantenimiento constantes. Cuando, en realidad, deberían ir reduciéndose año a año pues la compra de los equipos de mantenimiento se realiza entre el año 1 y el año 2.

Aun así nuestra LCOE es de 69.77 MWh/kWh, muy por debajo de los 170MWh/kWh que pedía ARENA para subvencionar este proyecto.

Año	E gen (kWh/año)	E gen (kWh,año), r	Gastos (AUD)	Gastos, r (AUD)
0			31.141.079	-31.141.079
1	40.702.000	39.136.538	683.332	-657.050
2	40.457.788	37.405.499	683.332	-631.779
3	40.215.041	35.751.025	683.332	-607.480
4	39.973.751	34.169.730	683.332	-584.115
5	39.733.909	32.658.376	683.332	-561.649
6	39.495.505	31.213.871	683.332	-540.047
7	39.258.532	29.833.258	683.332	-519.276
8	39.022.981	28.513.710	683.332	-499.304
9	38.788.843	27.252.527	683.332	-480.100
10	38.556.110	26.047.126	683.332	-461.635
11	38.324.773	24.895.042	683.332	-443.880
12	38.094.825	23.793.915	683.332	-426.807
13	37.866.256	22.741.492	683.332	-410.392
14	37.639.058	21.735.618	683.332	-394.607
15	37.413.224	20.774.235	683.332	-379.430
16	37.188.744	19.855.375	683.332	-364.837
17	36.965.612	18.977.156	683.332	-350.804
18	36.743.818	18.137.782	683.332	-337.312
19	36.523.355	17.335.534	683.332	-324.338
20	36.304.215	16.568.770	683.332	-311.864
21	36.086.390	15.835.920	683.332	-299.869
22	35.869.872	15.135.486	683.332	-288.336
23	35.654.652	14.466.031	683.332	-277.246
24	35.440.724	13.826.188	683.332	-266.583
25	35.228.080	13.214.645	683.332	-256.329
TOTAL	947.548.058,90	599.274.850,04	48.224.383	- 41.816.149

Tabla 5.4: Cálculo del LCOE.

5.3 Rentabilidad del proyecto

5.3.1 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 australiano, por el cual venderá la energía a la red a un precio pactado de 0.18 AUD/kWh. Algo inferior al LCOE de la fotovoltaica en Australia (0.150 USD/kWh , 194.35 AUD/kWh). Es interesante darse cuenta, que el cliente nos estaría comprando la energía por debajo del precio de la venta de energía del mercado pero a cambio, nos ofrece buenas condiciones de estabilidad y continuidad.

El beneficio resultante se puede descomponer en la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= \left(0.180 \left(\frac{\text{AUD}}{\text{kWh}} \right) - 0.0697 \left(\frac{\text{AUD}}{\text{kWh}} \right) \right) * \text{Energía generada (kWh)} \\ &= 0.11 (\text{AUD/kWh}) * \text{Energía generada (kWh)} \end{aligned} \quad (5.4)$$

5.3.2 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.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} - I = 0 \quad (5.5)$$

$$TIR = 6.40 \% \quad (5.6)$$

Para el cálculo del TIR hemos utilizado la tasa de beneficio vista en el apartado anterior con la tasa de descuento para la generación y los gastos de operación y mantenimiento.

Año	Venta Energía (AUD)	Coste/Ingreso(AUD)
0	-	31.141.079
1	4.305.019	3.647.969
2	4.114.605	3.482.826
3	3.932.613	3.325.133
4	3.758.670	3.174.555
5	3.592.421	3.030.772
6	3.433.526	2.893.479
7	3.281.658	2.762.382
8	3.136.508	2.637.204
9	2.997.778	2.517.678

10	2.865.184	2.403.549
11	2.738.455	2.294.575
12	2.617.331	2.190.523
13	2.501.564	2.091.173
14	2.390.918	1.996.311
15	2.285.166	1.905.736
16	2.184.091	1.819.255
17	2.087.487	1.736.683
18	1.995.156	1.657.844
19	1.906.909	1.582.570
20	1.822.565	1.510.701
21	1.741.951	1.442.082
22	1.664.903	1.376.568
23	1.591.263	1.314.018
24	1.520.881	1.254.298
25	1.453.611	1.197.282

Tabla 5.5: Cálculo del TIR

5.3.3 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:

Año	Venta Energía (AUD), r	Gastos anuales (AUD), r	Beneficio anual (AUD)
0	-	31.141.079	31.141.079
1	4.305.019	657.050	3.647.969
2	4.114.605	631.779	3.482.826
3	3.932.613	607.480	3.325.133
4	3.758.670	584.115	3.174.555
5	3.592.421	561.649	3.030.772
6	3.433.526	540.047	2.893.479
7	3.281.658	519.276	2.762.382
8	3.136.508	499.304	2.637.204
9	2.997.778	480.100	2.517.678
10	2.865.184	461.635	2.403.549
11	2.738.455	443.880	2.294.575
12	2.617.331	426.807	2.190.523

13	2.501.564	-	410.392	2.091.173
14	2.390.918	-	394.607	1.996.311
15	2.285.166	-	379.430	1.905.736
16	2.184.091	-	364.837	1.819.255
17	2.087.487	-	350.804	1.736.683
18	1.995.156	-	337.312	1.657.844
19	1.906.909	-	324.338	1.582.570
20	1.822.565	-	311.864	1.510.701
21	1.741.951	-	299.869	1.442.082
22	1.664.903	-	288.336	1.376.568
23	1.591.263	-	277.246	1.314.018
24	1.520.881	-	266.583	1.254.298
25	1.453.611	-	256.329	1.197.282
65.920.233,50 AUD			-41.816.148,64 AUD	24.104.084,86 AUD

Tabla 5.6: Cálculo del VAN

5.3.4 PAY-BACK

Aunamos los valores anteriormente obtenidos en el siguiente gráfico del flujo de cajas y observamos que la inversión se recupera entre el año 11 y el año 12. Los beneficios finales que se producen se reducen a la suma del VAN y son de **24.104.084,86 AUD**.

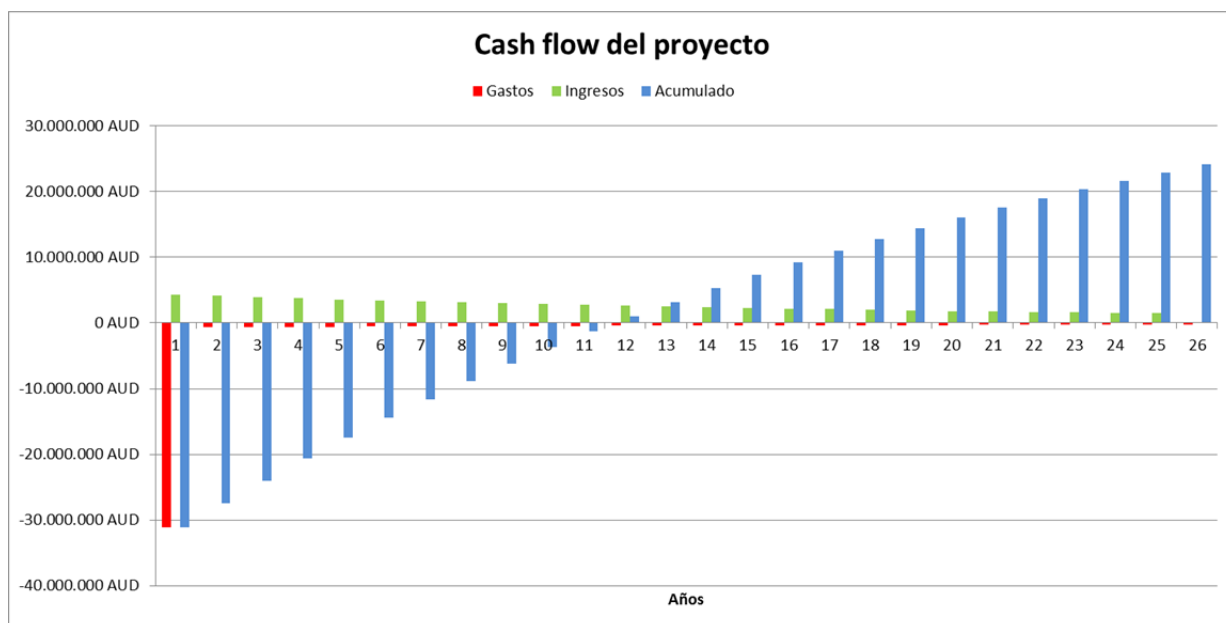


Tabla 5.7: Flujo de caja del proyecto.

6 PLIEGO DE CONDICIONES

En este apartado se adjuntan una serie de requisitos fundamentales que se han tenido en consideración. Las normas a tener en cuenta y condiciones particulares solicitadas por el cliente.

El documento de referencia principal ha sido “ **Request for Proposal for Turnkey Ground Mounted PV Facilities Engineering, Procurement, and Construction (EPC) and Operation and Maintenance (O&M)** ” ya mencionado en apartados anteriores. Este documento viene acompañado por varios anexos de uso interno de la empresa que engloban los siguientes temas:

1. Requerimientos generales
2. Códigos y estándares
3. Requerimientos para el diseño del array
4. Requerimientos de construcción civil
5. Requerimientos estructurales
6. Requerimientos para los fabricantes de inversores
7. Especificaciones del seguidor solar
8. Especificaciones eléctricas generales
9. Estudios eléctricos a llevar a cabo
10. Requerimientos para el equipo de control
11. Requerimientos de la subestación
12. Requerimientos AC/DC
13. Requerimientos del SCADA
14. Requerimientos de seguridad perimetral
15. Requerimientos para la estación meteorológica
16. Requerimientos de puesta en marcha

Además de los requerimientos el cliente proporciona los siguientes estudios a tener en cuenta:

1. Diseño preliminar de la planta
2. Diagramas unifilares preliminares de la planta
3. Permisos de obra
4. Diagrama temporal a tener en cuenta
5. Estudios de interconexión de Ergon Energy (Utility).
6. Informe geotécnico de la parcela
7. Informe topográfico de la parcela
8. Informe de inundaciones
9. Módulo a tener en cuenta junto al modelo en .pan (Para simular en PVsyst)
10. Inversor con el que se ha hecho el estudio de red junto .ond (Para simular en PVsyst)

Esta documentación de partida compone los cimientos de la elaboración de la oferta. Puesto que enumerar todos los condicionantes puede resultar tedioso y de poca utilidad práctica. Enunciaremos las consideraciones más interesantes:

- La información de partida de las curvas topográficas nos muestra las pendientes son muy suaves. Esto nos ayuda a definir el pitch de los seguidores.
- Tras analizar el geotécnico y a falta de realizar los pull tests. Vemos oportuno considerar la técnica de hincado directo como cimentación de la estructura. Además,

al tratarse de un antiguo terreno destinado al cultivo del algodón, las labores de desbroce serán mínimas.

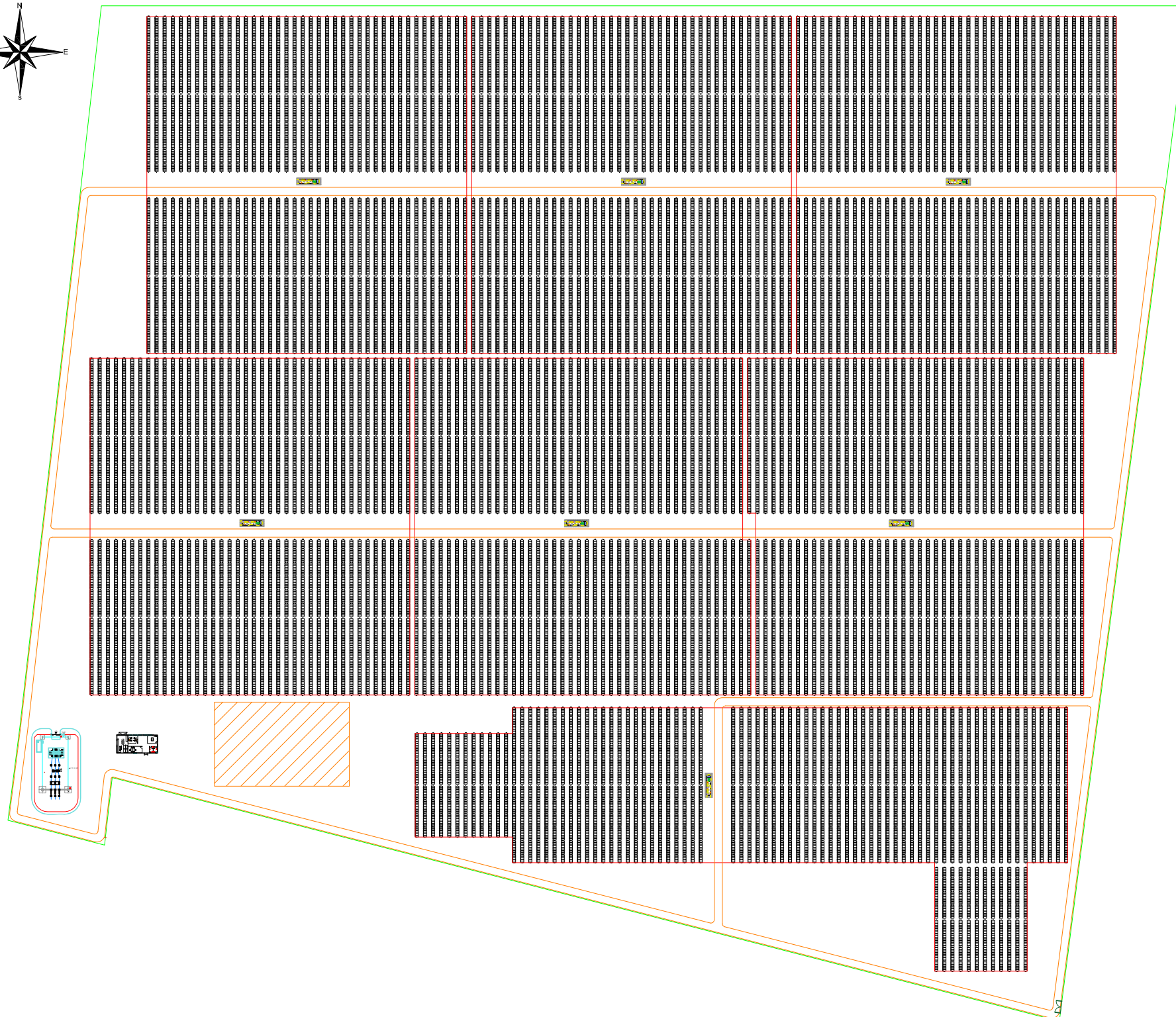
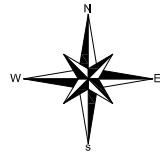
- Nos señalan el siguiente criterio para las pérdidas en AC y DC: *“If overcurrent protection devices proposed in the design are 100% rated, then the calculation shall be as follows: short circuit current multiplied by 1.25”*
- Normativa a tener en cuenta para la estructura:
 - UL 2703 - Standard for Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- Normativa a tener en cuenta para el módulo:
 - IEC 61730 Photovoltaic (PV) module safety qualification
 - IEC 61215, crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
 - Canadian Solar Panel IEC Installation Manual.
- Normativa a tener en cuenta para los inversores:
 - IEC 62116:2014 Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures
 - IEC 62109-2:2011 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: particular requirements for inverters
- Normativa a tener en cuenta para el cableado:
 - UL4703 and UL44; RPVU cable
- Debe elaborarse un plan de erosión y control del polvo en suspensión.
- Landscaping: Hay que establecer vegetación en toda la parcela. *The Contractor shall seed the entire site, except access roads and structure foundation areas, with low growth grasses or equivalent to minimize weed control and soil erosion, as well as minimizing O&M costs.*

El resto de las consideraciones relativas al cálculo de los parámetros y diseño del proyecto se han mencionado en la elaboración de este proyecto.

7 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.
- Guía Técnica de Aplicación del Reglamento de Baja Tensión (REBT). (Última actualización: Noviembre de 2013).
- Serrano Iribarnegaray, L., & Martínez Román, J. (Segunda Edición, Noviembre de 2013). Máquinas Eléctricas. Valencia: Editorial Universitat Politècnica de València.
- Werner, C., Gerlach, A., Breyer, C., & Masson, G. (2014). Global Installed Photovoltaic Capacity and Identification of Hidden Growth Markets. Berlín, Lappeenranta, Genval.
- PV-Magazine. Higher voltage, lower cost
 - o <http://www.pv-magazine.com/archive/articles/beitrag/higher-voltage--lower-cost_100020830/630/#axzz4R0U82zi0>
- PV-Tech: Why 1.500V is set to dominate utility PV
 - o <<http://www.pv-tech.org/interviews/pv-talk-why-1500v-is-set-to-dominate-utility-pv>>
- Australian Renewable Energy Agency (ARENA)
 - o <arena.gov.au>
- Componentes una instalación solar fotovoltaica
 - o <<http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>>
- *Eduardo Lorenzo (2006) Volumen 2: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*
- *Eduardo Lorenzo (2014) Volumen 3: Ingeniería Fotovoltaica*

8 PLANOS Y SIMULACIÓN FINAL



Longreach Solar Farm	
Configuración de inversor tipo 1	
Potencia nominal del Inversor*	2,500 kVA
Potencia p/c del Inversor	2,448 kWp
Potencia p/c del módulo	340 Wp
Número de series por string	30
Número de módulos por Inversor	7,200
Número de series por Inversor	240
Configuración de inversor tipo 2	
Potencia nominal del Inversor*	2,500 kVA
Potencia p/c del Inversor	2,539.8 kWp
Potencia p/c del módulo	340 Wp
Número de módulos por serie	30
Número de módulos por Inversor	7,470
Número de series por Inversor	249
Configuración de la planta	
Número de Inversores tipo 1	4
Número de Inversores tipo 2	3
Número total de módulos	51,210
Número total de series	1,707
Potencia nominal en Inversores*	17,500 kW
Potencia nominal de la planta	15,000 kW
Potencia p/c de la planta	17,411 kWp
* Potencia nominal @ 25°C	

Legenda

-  Seguidor horizontal a un eje
-  Centro de Transformación
-  Parcela de 2.5 MWac
-  Camino interno
-  Vallado
-  Puerta
-  Aparcamiento
-  Subestación
-  Edificio de Control

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA DE LA ENERGÍA



Proyecto: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 15MWh EN LONGREACH, AUSTRALIA**

Plano: **Implantación de Longreach Solar Farm**

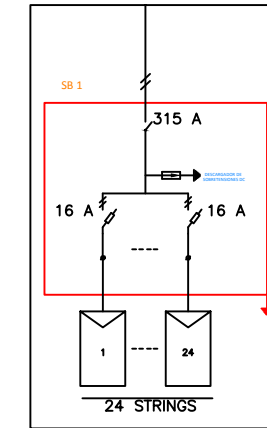
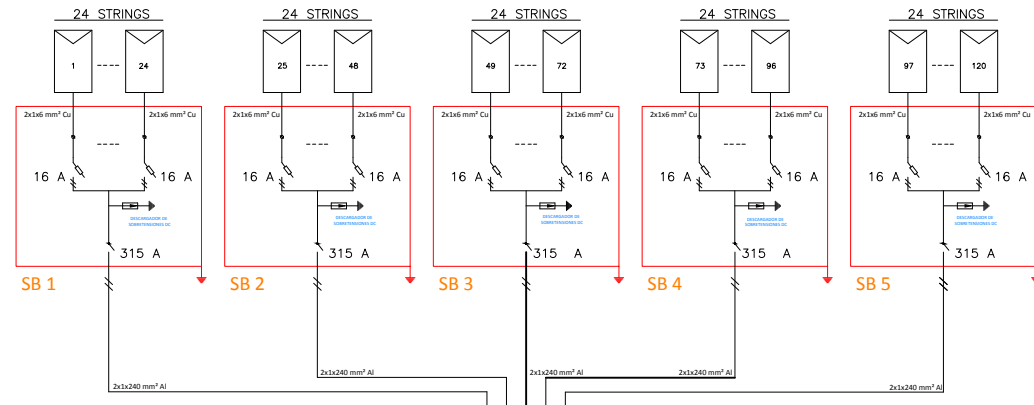
Autor: **Volodymyr Koziy**

Fecha: **Noviembre 2016**

Escala: **1:2000**

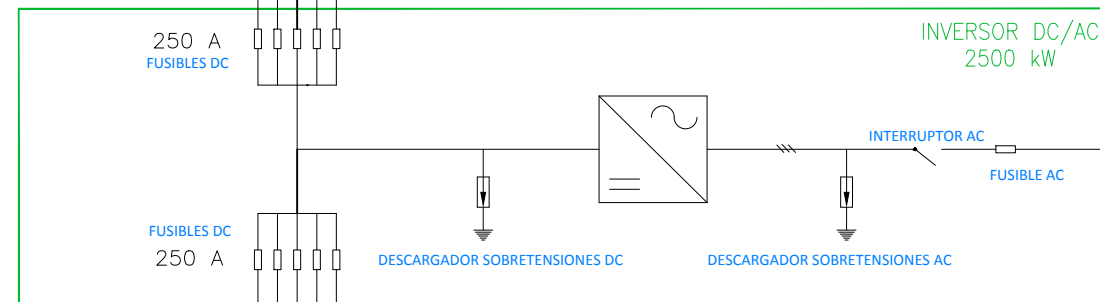
Nº Plano: **1**

CAMPO SOLAR 1 (3,600 MODULOS FV 340 Wp)

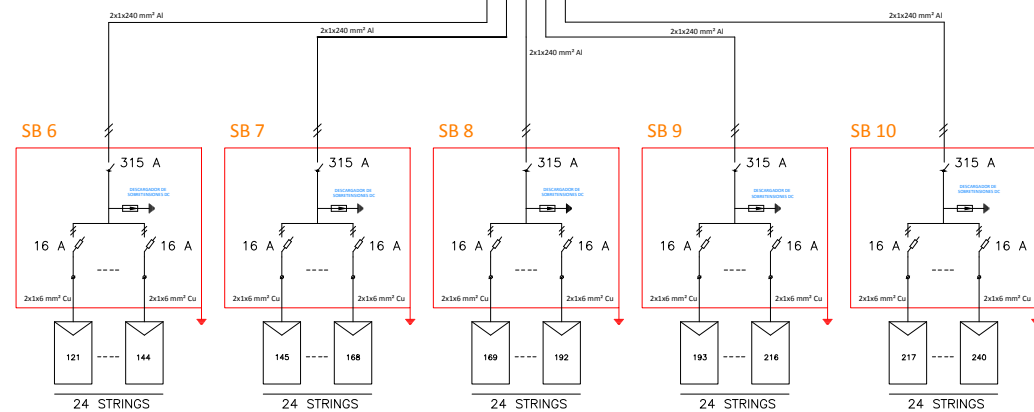


DETALLE STRING BOX

7,200 MODULOS FV 340 Wp
2,448 kWp

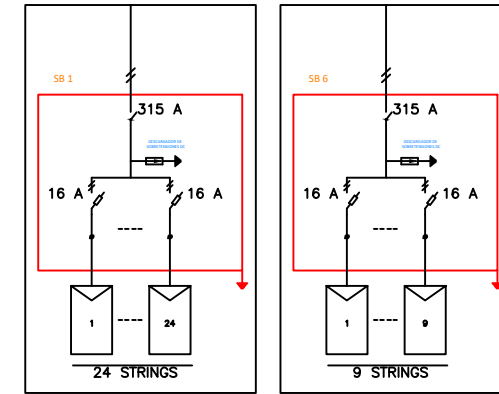
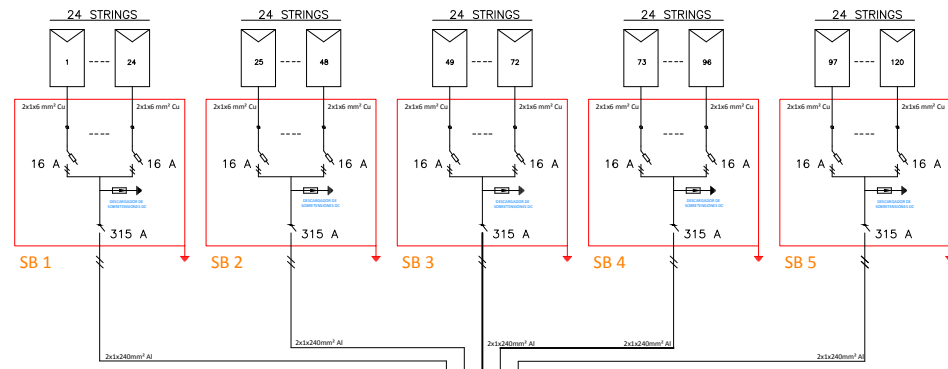


A TRANSFORMADOR
2,500 kVA

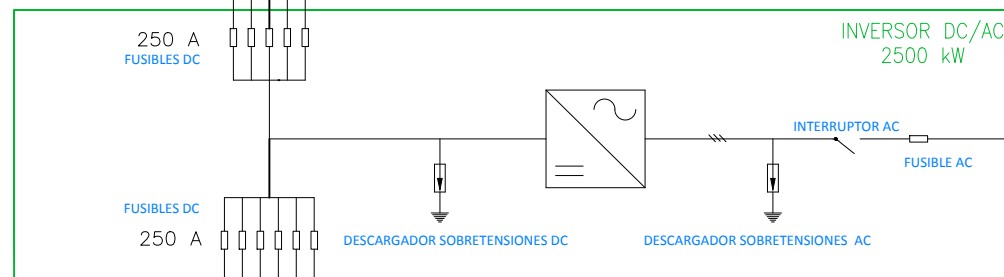


CAMPO SOLAR 2 (3,600 MODULOS FV 340 Wp)

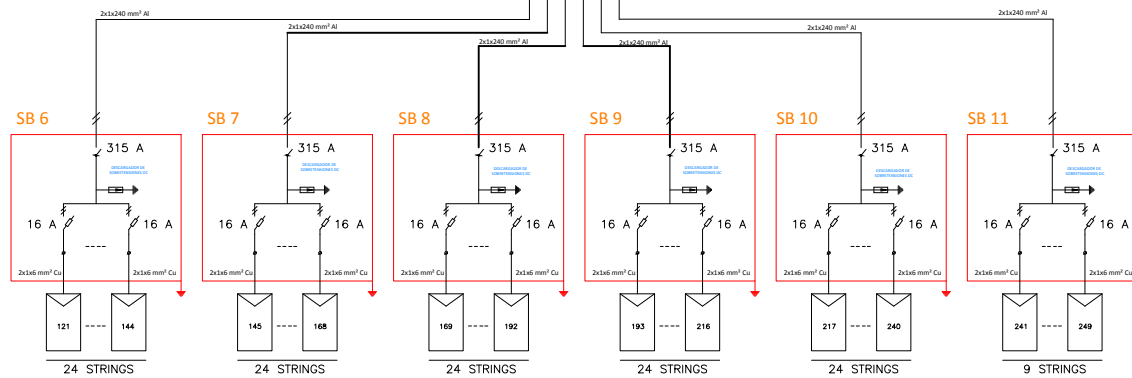
CAMPO SOLAR 1 (3,600 MODULOS FV 340 Wp)



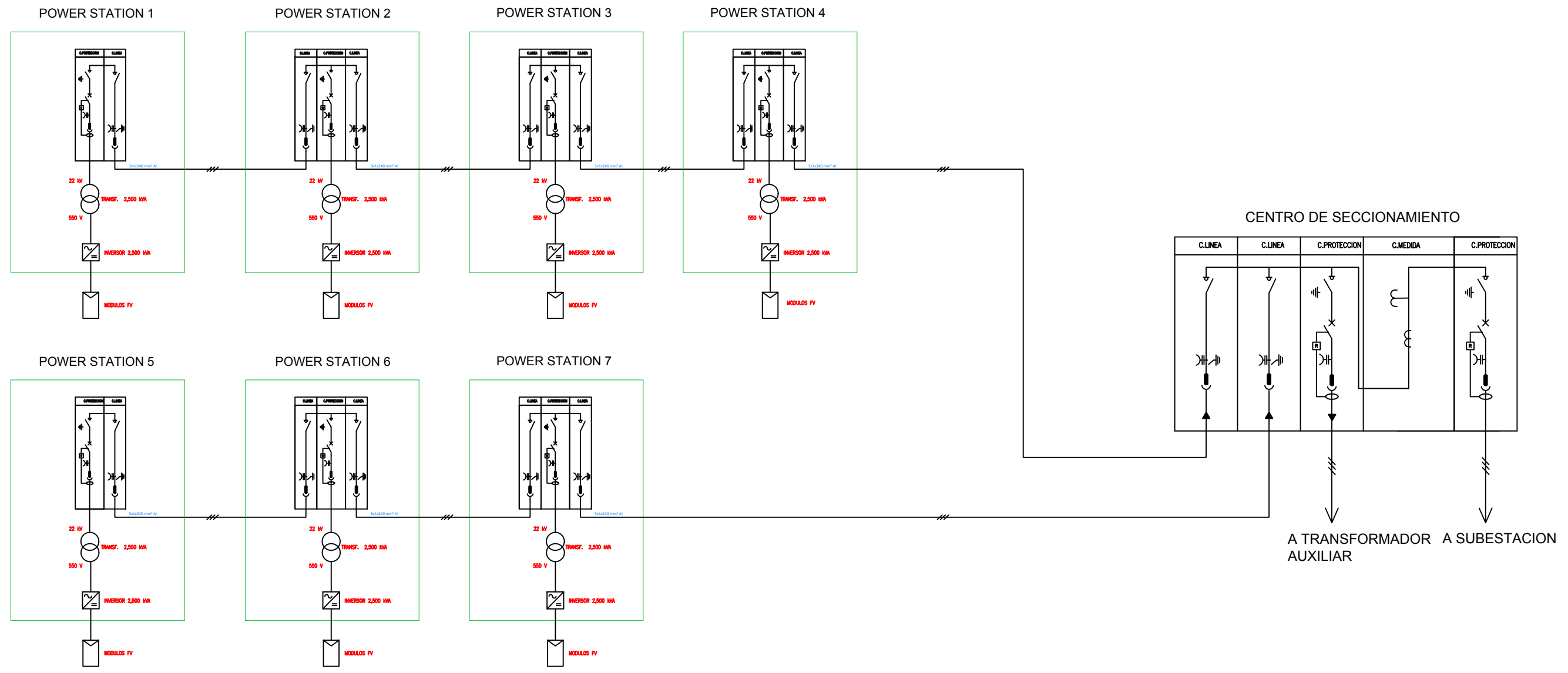
7,470 MODULOS FV 340 Wp
2,539.8 kWp



A TRANSFORMADOR
2,500 kVA



CAMPO SOLAR 2 (3,600 MODULOS FV 340 Wp)



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : AUSTRALIA - Longreach

Geographical Site Longreach Country **Australia**

Situation Latitude 23.4°S Longitude 144.3°E

Time defined as Legal Time Time zone UT+10 Altitude 195 m

Albedo 0.20

Meteo data: Longreach Meteonorm 7.1 (1990-2008), Sat=100% - Synthetic

Simulation variant : V1-Y1-AUSTRALIA-LONGREACH-CS340-SMA2500-17.4 MWp

Simulation date 13/09/16 13h02

Simulation for the first year of operation

Simulation parameters

Tracking plane, tilted Axis Axis Tilt 0° Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations Minimum Phi -60° Maximum Phi 60°

Backtracking strategy Tracker Spacing 5.00 m Collector width 1.96 m
Inactive band Left 0.00 m Right 0.00 m

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings Linear shadings

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module Si-mono Model **CS6U-340M**
Custom parameters definition Manufacturer Canadian Solar Inc.

Sub-array "Sub-array #1"

Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	960 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	28800	Unit Nom. Power	340 Wp
Array global power	Nominal (STC)	9792 kWp	At operating cond.	8784 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1017 V	I mpp	8637 A

Sub-array "Sub-array #2"

Number of PV modules	In series	30 modules	In parallel	747 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	22410	Unit Nom. Power	340 Wp
Array global power	Nominal (STC)	7619 kWp	At operating cond.	6835 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1017 V	I mpp	6721 A

Total Arrays global power	Nominal (STC)	17411 kWp	Total	51210 modules
	Module area	99569 m²	Cell area	90076 m ²

Inverter Model Sunny Central 2500-EV V5

Custom parameters definition Manufacturer SMA
Characteristics Operating Voltage 778-1425 V Unit Nom. Power 2500 kWac

Sub-array "Sub-array #1" Nb. of inverters 4 units Total Power 10000 kWac

Sub-array "Sub-array #2" Nb. of inverters 3 units Total Power 7500 kWac

Total Nb. of inverters 7 Total Power 17500 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	1.3 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
	Array#2	1.7 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
	Global		Loss Fraction	1.0 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	2.0 %	
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.3 %	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	0.6 % at MPP	
Module average degradation	Year no	Loss factor	0.5 %/year	
Mismatch due to degradation	1			
Incidence effect, user defined profile	Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.97	0.92	0.76	0.00

System loss factors

AC loss, transfo to injection	Grid Voltage	22 kV		
	Wires: 3x700.0 mm ²	2621 m	Loss Fraction	0.2 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	34089 W	Loss Fraction	0.2 % at STC
	Resistive/Inductive losses	511.1 mOhm	Loss Fraction	1.8 % at STC
Unavailability of the system	5.5 days, 3 periods		Time fraction	1.5 %

User's needs :

Unlimited load (grid)

Auxiliaries loss

Constant (fans) 44000 W ... from Power thresh. 0.0 kW

Grid power limitation

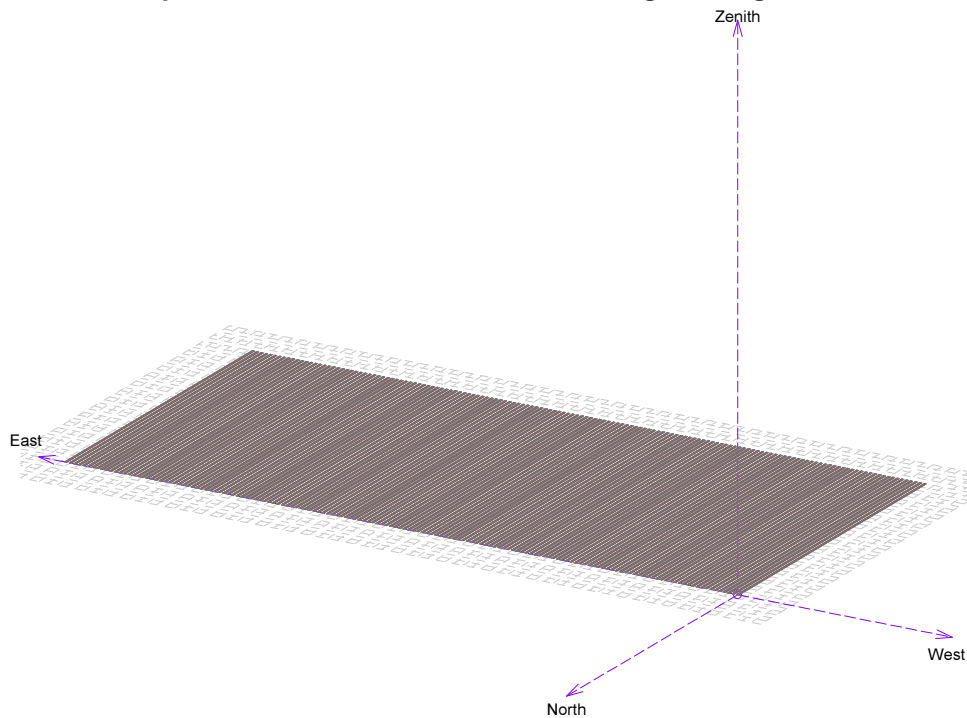
Active Power 15.0 MW Pnom ratio 1.161

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : AUSTRALIA - Longreach
Simulation variant : V1-Y1-AUSTRALIA-LONGREACH-CS340-SMA2500-17.4 MWp
 Simulation for the first year of operation

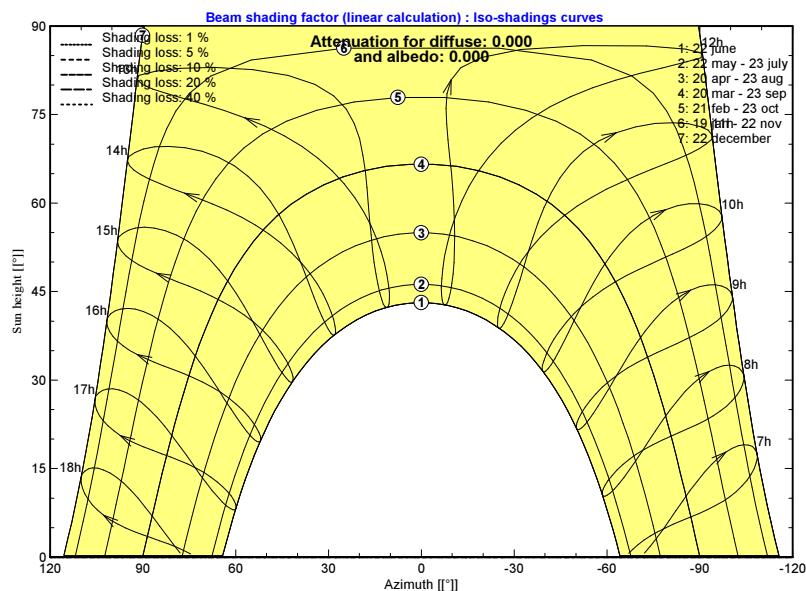
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings	tracking, tilted axis, Axis Tilt 0°		
PV Field Orientation	Model	CS6U-340M	Axis Azimuth	0°
PV modules	Nb. of modules	51210	Pnom	340 Wp
PV Array	Model	Sunny Central 2500-EV V5	Pnom total	17411 kWp
Inverter	Nb. of units	7.0	Pnom	2500 kW ac
Inverter pack	Unlimited load (grid)		Pnom total	17500 kW ac
User's needs				

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

AUSTRALIA - Longreach - Legal Time



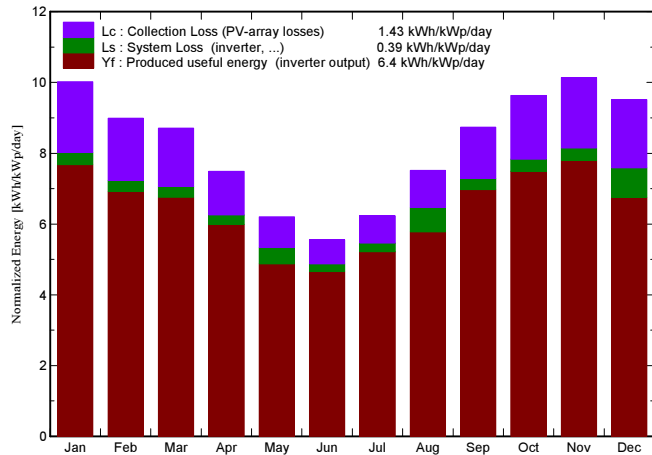
Grid-Connected System: Main results

Project : AUSTRALIA - Longreach
Simulation variant : V1-Y1-AUSTRALIA-LONGREACH-CS340-SMA2500-17.4 MWp
 Simulation for the first year of operation

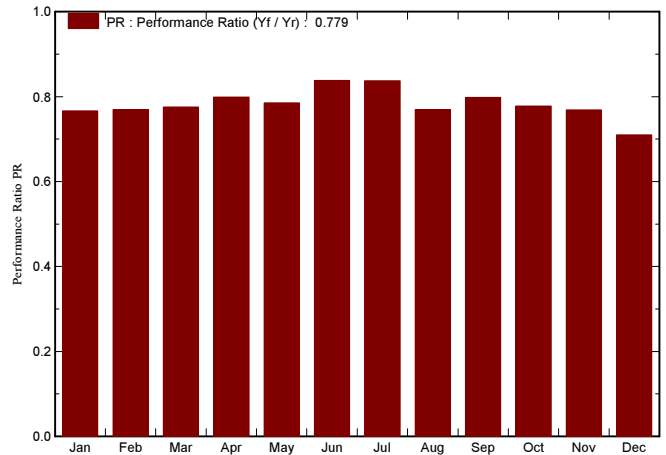
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U-340M	Pnom 340 Wp
PV Array	Nb. of modules	51210	Pnom total 17411 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV V5	Pnom 2500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 17500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 40700 MWh/year** Specific prod. 2338 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **77.9 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 17411 kWp



Performance Ratio PR



V1-Y1-AUSTRALIA-LONGREACH-CS340-SMA2500-17.4 MWp

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	239.6	29.65	310.7	295.5	4331	4145	14.00	13.40
February	197.6	28.73	251.7	239.0	3527	3373	14.07	13.46
March	206.2	27.79	270.0	257.5	3812	3647	14.18	13.57
April	167.1	23.81	224.7	214.1	3268	3126	14.61	13.97
May	142.9	19.40	192.3	182.8	2880	2630	15.04	13.73
June	125.3	15.95	166.6	158.5	2546	2432	15.35	14.66
July	144.3	15.29	193.2	184.7	2949	2817	15.33	14.64
August	169.7	17.80	233.0	222.9	3491	3122	15.04	13.45
September	195.1	22.07	262.2	251.1	3810	3645	14.59	13.96
October	225.4	26.06	298.6	285.3	4228	4045	14.22	13.60
November	234.7	27.89	304.3	290.3	4257	4074	14.05	13.44
December	231.4	29.94	294.9	280.3	4094	3646	13.94	12.42
Year	2279.2	23.67	3002.2	2862.0	43194	40700	14.45	13.62

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : AUSTRALIA - Longreach
Simulation variant : V1-Y1-AUSTRALIA-LONGREACH-CS340-SMA2500-17.4 MWp
 Simulation for the first year of operation

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U-340M	Pnom 340 Wp
PV Array	Nb. of modules	51210	Pnom total 17411 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV V5	Pnom 2500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 17500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

