

Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las tecnologías Industriales

Instalación solar fotovoltaica conectada a red de 20MWp

Autor:

Isabel María Alcántara Guijarro

Tutores:

Antonio de la Villa Jaén

Eduardo Navarro González

Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

1. ÍNDICE

1. ÍNDICE.....	9
2. OBJETIVO.....	12
3. ANTECEDENTES.....	13
3.1 Marco internacional.....	13
3.2 Marco nacional.....	17
3.3 Perspectiva española.....	21
3.4 Evolución de los costes.....	22
3.5 Beneficios socio-económicos del desarrollo fotovoltaico nacional.....	23
4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	26
4.1 Caracterización climatológica.....	27
5. SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR.....	30
5.1 Seguidor solar.....	30
5.2 Comparativa de las ventajas diferenciales entre sistemas.....	32
5.3 Concepto de Backtracking.....	35
5.4 Backtracking desde la perspectiva ofrecida por el software de simulación.....	36
6. COMPARATIVA DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA CON DIFERENTES SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR.....	39
6.1 Planteamiento de la comparativa realizada.....	39
6.2 Análisis de resultados.....	42
7. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	45
7.1 Configuración de la planta fotovoltaica.....	45
7.2 Potencia pico de la instalación.....	46
7.3 Caracterización energética. Producción del sistema fotovoltaico.....	47
7.3.1 Unidad modular: Instalación fija de 1MWp.....	47
7.3.2 Pérdidas del sistema fotovoltaico.....	52
7.3.3 Rendimiento total de la instalación, Performance Rate (PR).....	57
7.4 Dimensionado teórico de la instalación.....	60
7.4.1 Orientación e inclinación de los paneles.....	60
7.4.2 Cálculo del número de paneles.....	61
7.4.2.1 Temperatura máxima y mínima de los módulos.....	61
7.4.2.2 Número máximo de paneles en serie.....	62
7.4.2.3 Número mínimo de paneles en serie.....	64
7.4.2.4 Número de paneles en serie seleccionados.....	65
7.4.2.5 Número máximo de cadenas en paralelo.....	65
7.4.3 Distancia entre filas.....	67
7.5 Estructura soporte.....	69
7.5.1 Acciones gravitatorias.....	69

7.5.2	Acciones de viento.....	70
7.5.3	Estructura soporte elegida.....	72
7.6	Solución preconfigurada totalmente integrada: Inversor y transformador.....	73
8.	CÁLCULO DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTÍNUA.....	78
8.1	Cableado para el conexionado de los módulos en serie.....	78
8.2	Cableado para el conexionado en cajas de conexión.....	82
8.3	Cableado para el conexionado con el inversor.....	85
9.	CÁLCULO DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA EN BAJA TENSIÓN.....	90
9.1	Conexionado de los inversores – Cuadro de baja tensión.....	90
9.2	Conexionado cuadro de baja tensión – Transformador.....	96
9.3	Cableado de los servicios auxiliares.....	96
10.	LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN INTERIOR.....	99
10.1	Cálculo del cableado.....	100
11.	DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.....	104
11.1	Comprobación por densidad de corriente.....	104
11.2	Comprobación por sollicitación térmica a cortocircuito.....	105
11.3	Comprobación por sollicitación electrodinámica.....	106
12.	CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.....	108
12.1	Protecciones en corriente continua.....	108
12.2	Protecciones en corriente alterna.....	110
13.	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....	115
13.1	Puesta a tierra del área de corriente continua.....	115
13.2	Puesta a tierra del área de corriente alterna.....	117
14.	BIBLIOGRAFÍA.....	118
15.	ANEXO DE CÁLCULO.....	119
15.1	Cálculos obtenidos de la simulación con el software PVsyst.....	119
15.1.1	Distancia entre columnas 10m.....	119
15.1.1.1	Instalación fija.....	119
15.1.1.2	Instalación con seguimiento convencional de eje horizontal.....	124
15.1.1.3	Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking.....	129
15.1.2	Distancia entre columnas 11m.....	134
15.1.2.1	Instalación fija.....	134
15.1.2.2	Instalación con seguimiento convencional y eje horizontal.....	139
15.1.2.3	Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking.....	144
15.1.3	Distancia entre columnas 12m.....	149

15.1.3.1	Instalación fija.....	149
15.1.3.2	Instalación con seguimiento convencional y eje horizontal.....	154
15.1.3.3	Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking.....	159
15.2	Factores para el cálculo por sobrecarga de nieve.....	164
15.3	Factores para el cálculo por acciones de viento.....	165
15.4	Factores de corrección para líneas aéreas BT.....	167
15.5	Factores de corrección para líneas subterráneas BT.....	167
15.6	Factor de tensión c.....	168
15.7	Tablas de intensidades admisibles BT.....	169
15.8	Tablas de intensidades admisibles MT.....	170
15.9	Resistencia del conductor de aislamiento HEPR.....	171
15.10	Reactancia del conductor de aislamiento HEPR.....	171
16.	ANEXO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	172
16.1	Backtracking Strategy - Software de simulación PVsyst.....	172
16.2	Módulo fotovoltaico.....	173
16.3	Inversor.....	174
16.4	Estación de potencia.....	175
16.5	Estructura soporte.....	176
16.6	Conectores fotovoltaicos.....	177
16.7	Fusibles fotovoltaicos.....	178
16.8	Interruptor seccionador.....	180
16.9	Interruptor automáticos.....	181
16.10	Fusible servicios auxiliares.....	182
16.11	Celdas MT Ormazábal.....	184
17.	PLANOS.....	187

2. OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 20MWp conectada a red, enfocando el diseño hasta el correspondiente centro de entrega.

Dicha instalación se concibe para el área geográfica de la provincia de Sevilla, en un terreno llano y sin limitación de espacio, ni sombras cercanas de elementos colindantes.

Así mismo, para dotar este proyecto de mayor carácter académico, se planteó realizar una comparativa de la producción energética, en la utilización de un sistema de seguimiento solar con la incorporación de la función de Backtracking, frente a un sistema de seguimiento solar sin Backtracking y frente a un sistema fijo, mediante un software de simulación virtual.

Como conclusión del análisis detallado para la instalación objeto de estudio, realizado mediante el software de simulación PVsyst, no se encontró ninguna ventaja al implementar la función de Backtracking mediante el algoritmo de dicho software, para el caso estudiado, bajo las condiciones objeto de estudio.

Por ese motivo y como fruto del trabajo realizado, en este proyecto se expondrá el concepto de Backtracking, así como la visión proporcionada por el software de simulación respecto a la función de Backtracking y los resultados obtenidos en los análisis que se han llevado a cabo.

La herramienta virtual PVsyst, es un software que permite desarrollar instalaciones fotovoltaicas y que posibilita el estudio, la simulación y análisis de datos de los sistemas fotovoltaicos.

3. ANTECEDENTES

3.1 Marco internacional

Según el informe anual de 2016 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, el marco internacional del mercado fotovoltaico está en auge. Ver punto 14.1 de la bibliografía.

“En el 2015 el mercado global fotovoltaico alcanzó otro fuerte crecimiento, además de un aumento continuo de la competitividad de los sistemas de energía solar fotovoltaica, que hacen que este mercado haya tenido uno de los desarrollos tecnológicos más vibrantes del panorama energético actual.

El mercado fotovoltaico global, ha venido creciendo en los últimos años en torno a un 20-25%. El año 2015, ha demostrado las tendencias de los mercados globales, que ya se observaban desde el 2013.

La industria, aplicaciones y mercados, han hecho que a finales de 2015 la tecnología alcanzase el hito de instalar 50 GW de capacidad fotovoltaica adicional en todo el mundo, un 25% por encima de 2014 y el aumento de la capacidad acumulativa instalada de 230 GW.

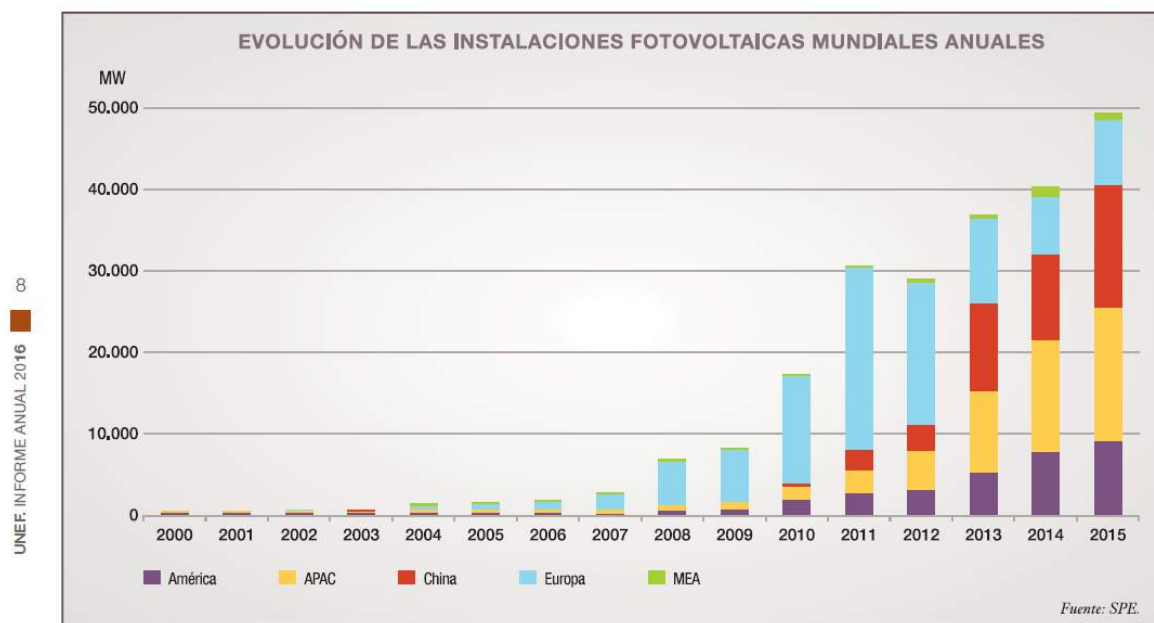


Ilustración 1. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas mundiales anuales.

En términos geográficos, se aprecia un desplazamiento del mercado fotovoltaico de Europa a los países emergentes, fundamentalmente los asiáticos. En Europa, con la excepción de Reino Unido, Francia y Alemania, los mercados han acusado la caída de la demanda de energía eléctrica, motivada por la crisis, la sobrecapacidad de potencia instalada existente en diferentes países y la finalización de los sistemas de apoyo.

En China y en Japón sigue aumentando la penetración de la fotovoltaica de un modo acelerado, con 15.2 GW y 11 GW instalados respectivamente en 2015.

Otro de los mercados punteros, al otro lado del Atlántico, fue el de Estados Unidos, con un total de 7.3 GW.

El número de mercados emergentes fotovoltaicos y relevantes, con alrededor de 1 GW de potencia acumulada, es cada vez mayor en todos los continentes, y ha comenzado a contribuir significativamente al crecimiento global. [...]

En el caso del viejo continente, Europa, con alrededor de 8GW instalados, el mercado vuelve a crecer, tras varios años de decrecimiento, gracias al mercado de Reino Unido con 3.5GW instalados, al que le sigue Alemania con 1.5 GW y Francia con 0.9 GW.

Llama la atención que, a pesar de que España tenga el mayor potencial de energía fotovoltaica en Europa, los números del mercado internacional contrastan notoriamente con los datos del mercado español. En España, en 2015, se instalaron sólo 49 MW. El estancamiento que sufre la energía fotovoltaica en España, es principalmente ocasionado por una normativa adversa.”

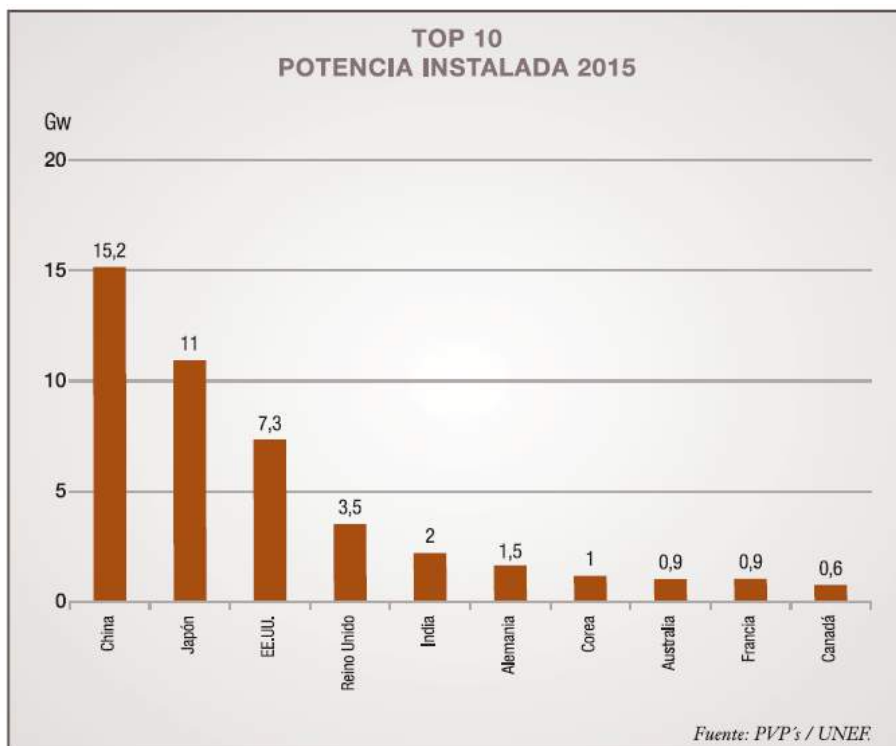
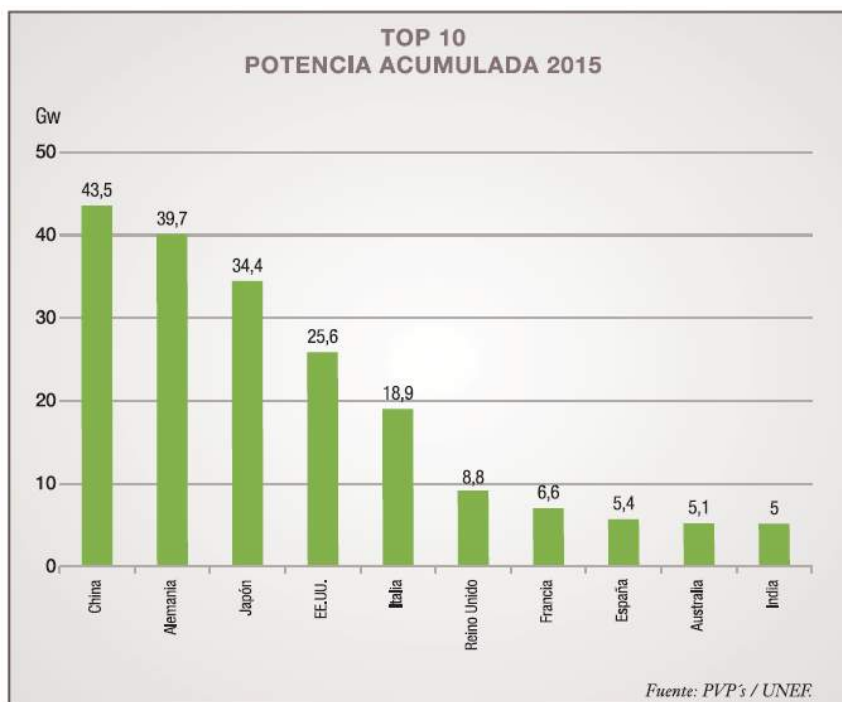


Ilustración 2. Top 10 de los países mundiales con mayor potencia instalada durante 2015.



Ilustración

3. Top 10 de los países del mundo con mayor potencia instalada acumulada fotovoltaica en 2015.

Observando el informe anual de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, podemos actualizar el contexto fotovoltaico internacional. Ver punto 14.2 de la bibliografía.

“En 2016 se instalaron 75 GW de fotovoltaica en todo el mundo, según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía. Los países que más fotovoltaica instalaron en 2016 fueron China (34,5 GW), Estados Unidos (14,7 GW) y Japón (8,6 GW). Este año la instalación de energía fotovoltaica a nivel global batió un récord, al representar el 14% de toda la potencia nueva instalada en el mundo.

Después del continente asiático, Europa ocupa el segundo puesto en el ranking de regiones por potencia fotovoltaica instalada. Alemania sigue siendo el país líder, seguido de Italia y Reino Unido, Francia y España les siguen en cuarto y quinto puesto.

A pesar del crecimiento de 2016, que fue un 50% mayor que en 2015 (alrededor de 50 GW), según fuentes internacionales del sector existen bastantes posibilidades de que el mercado vuelva a incrementarse en 2017, incluso creciendo en más de 80 GW a nivel global. La reducción de costes de la fotovoltaica, junto con el desarrollo del almacenamiento para la seguridad de suministro, hará que la fotovoltaica se incremente 111 GW en 2021, según el escenario de crecimiento medio de Solar Power Europe.”

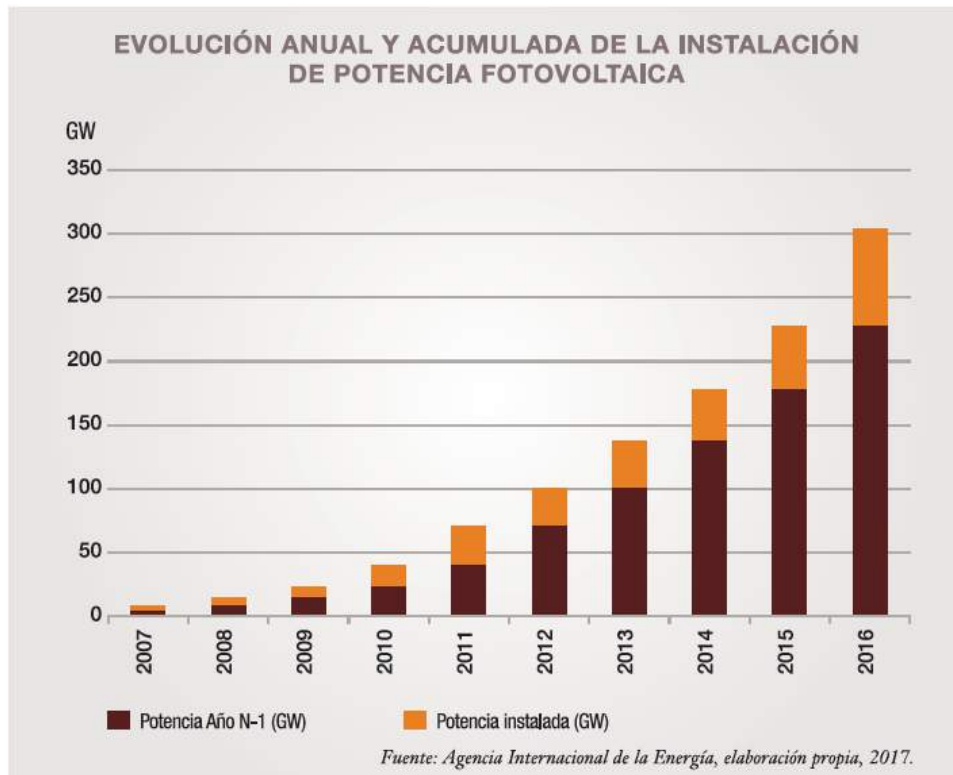


Ilustración 4. Evaluación anual y acumulada de la instalación de potencia fotovoltaica.

Por otro lado, 2016 fue un año intenso para la política en energía solar a nivel mundial. Ver punto 14.2 de la bibliografía

“Durante los últimos años, los mercados de solar fotovoltaica a nivel internacional no han sido impulsados solo por el recurso existente, sino en mayor medida por las políticas y los mecanismos de apoyo disponibles. Los costes de capital de la tecnología renovable han dependido y dependen en gran medida de los mecanismos de apoyo disponibles, además del riesgo político en el país de inversión [...].

El instrumento fundamental que utilizan la mayoría de los países para aumentar su capacidad renovable es el de objetivos vinculantes, ya que establecer objetivos ambiciosos a largo plazo demuestra compromiso político con la transición energética, proporcionando una clara señal a los inversores. Más de 173 países han establecido ya objetivos de energía renovable en el mix energético final, tanto a nivel nacional como a nivel regional o provincial [...].

Estas políticas energéticas serán capaces de conseguir récords mundiales de la utilización de energía renovable en países como Costa Rica (100% en 2030), Uruguay (95% en 2017) o Belice (85% en 2027).

En Europa se han producido cambios significativos en varios marcos nacionales, donde se están sustituyendo poco a poco las políticas de feed-in-tariffs (FIT) por licitaciones de energía renovable, especialmente para proyectos de gran potencia [...].

2016 fue un año muy importante para la política energética en la Unión Europea. La Comisión Europea publicó su Paquete de Invierno “Energía Limpia para todos los europeos”, un conjunto de medidas cuyo objetivo es sentar las bases para la transición energética que deberá llevar a Europa a la descarbonización de la economía en 2050.”

3.2 **Marco nacional**

En el informe anual de 2016 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, se exponen las causas por las que el sector fotovoltaico ha perdido fuerza en España. Ver punto 14.1 de la bibliografía.

“A pesar del destacado crecimiento a nivel mundial y europeo de la energía solar fotovoltaica, en España la falta de voluntad política es la principal causa por la que el país ha desaparecido del top 10 de los países más favorables a la energía solar.

Este retroceso ha sido motivado por una legislación desfavorable y el clima de desconfianza legal hacia este tipo de inversiones motivado por el Gobierno.”

Por otro lado, en el informe de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, se detalla la nueva normativa tanto a nivel nacional, como a nivel autonómico para la comunidad autónoma andaluza. También se hace referencia a dos aspectos claves como son la integración de la fotovoltaica en el mix de generación y la integración del autoconsumo fotovoltaico en la generación distribuida y las instalaciones aisladas en el marco Español. Ver punto 14.2 de la bibliografía.

“Durante los últimos cinco años el sector fotovoltaico en España ha sufrido una moratoria por parte del Gobierno. Debido a que en este tiempo no se han realizado grandes proyectos en España, pero que había muchas empresas de energía solar fotovoltaica ya consolidadas, se ha dado un proceso de internacionalización de las empresas españolas a otras regiones del mundo, especialmente América, África y Oriente Medio.

Nueva normativa a nivel nacional

El 23 de diciembre de 2016 se publicó la Orden ETU/1976/2016, que establece los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017 que recogen los ingresos para cubrir los costes regulados. Energía congela los peajes para el 2017, excepto los asociados al autoconsumo en las Islas Baleares. Del mismo modo, las Orden considera un precio medio del pool a partir de 2020 de 52€/MWh, lo que a juicio de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC) es incoherente y carece de base legal [...].

La Orden ETU/130/2017 de 17 de febrero, actualiza los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017 y su término el 31 de diciembre de 2019.

Los precios de mercado para 2017, 2018 y 2019 son los siguientes:

- Año 2017: 42.84 €/MWh
- Año 2018: 41.54 €/MWh
- Año 2019: 41.87 €/MWh
- Año 2020: 52 €/MWh

Los 52 €/MWh podrían tener un impacto significativo sobre los cash-flows de las plantas, ya que existe una probabilidad muy alta de cobrar menos de 52€/MWh por la energía vendida

al pool.

Con respecto a la Orden ETU/130/2017 de parámetros retributivos, las asociaciones de energías renovables, incluida UNEF (Unión Española Fotovoltaica), van a presentar recursos contra la previsión de precio “artificial” de 52€/MWh, que de mantenerse se traduciría de nuevo en pérdida de ingresos para las instalaciones de renovables.

En 2016, varias comunidades Autónomas fomentaron el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en forma de subvenciones a las instalaciones fotovoltaicas, deducciones por inversiones en instalaciones de energías renovables destinadas a la generación eléctrica para autoconsumo, o desgravaciones fiscales en los impuestos correspondientes [...].

Nueva normativa a nivel autonómico: Andalucía

Andalucía ha implementado medidas para destinar incentivos económicos a los sistemas de autoconsumo de tal manera que la inversión que se realice sea menos, los precios de retorno más cortos y la rentabilidad más elevada.

Para ellos, el Gobierno de Andalucía ha definido un programa de “Incentivos al Desarrollo Energético Sostenible”, donde brinda la posibilidad, tanto a entidades privadas como públicas, pymes y ciudadanos, de recibir apoyo financiero para la instalación de sistemas de autoconsumo. Este programa tiene como objetivo el desarrollo y fomento de la producción limpia y reducir las emisiones de consumo de CO₂, consiguiendo un 5% de energía eléctrica a partir de autoconsumo para la Comunidad Autónoma.

También se promueve la participación de las empresas dentro del plan energético, como colaboradoras del mismo. Así se integran ambos sectores, oferta y demanda, para lograr un desarrollo más eficiente y rápido, generando empleo en la región y dándole participación a pequeñas empresas [...].

Integración de la fotovoltaica en el mix de generación

En España en 2016 hubo un ligero aumento de la generación renovable y una ligera disminución de la generación fotovoltaica en este total con respecto al año 2015. Este cambio debe haberse provocado fundamentalmente por un ligero aumento del recurso renovable en general y una ligera disminución del recurso solar en particular, ya que en 2016 no se instaló una cantidad significativa de potencia renovable como para influir en la generación.

La normativa y la inseguridad jurídica siguen impactando en el marco en el que se mueve el sector. Los datos del operador del mercado, Red Eléctrica de España, muestran cómo en 2016 se produjo un aumento de 14 MW de la potencia conectada a red. Sin embargo, la

potencia aislada y parte de la potencia de autoconsumo no están recogidas en ese dato.

Por ello, la potencia total que en UNEF (Unión Española Fotovoltaica), estimamos que se instaló en 2016 fue de 55 MW, teniendo en cuenta tanto la potencia conectada a red, como la potencia instalada. Estos datos muestran un pequeño aumento de la potencia instalada respecto a 2015, aunque lejos de los niveles que se ven en otros países de nuestro entorno [...].

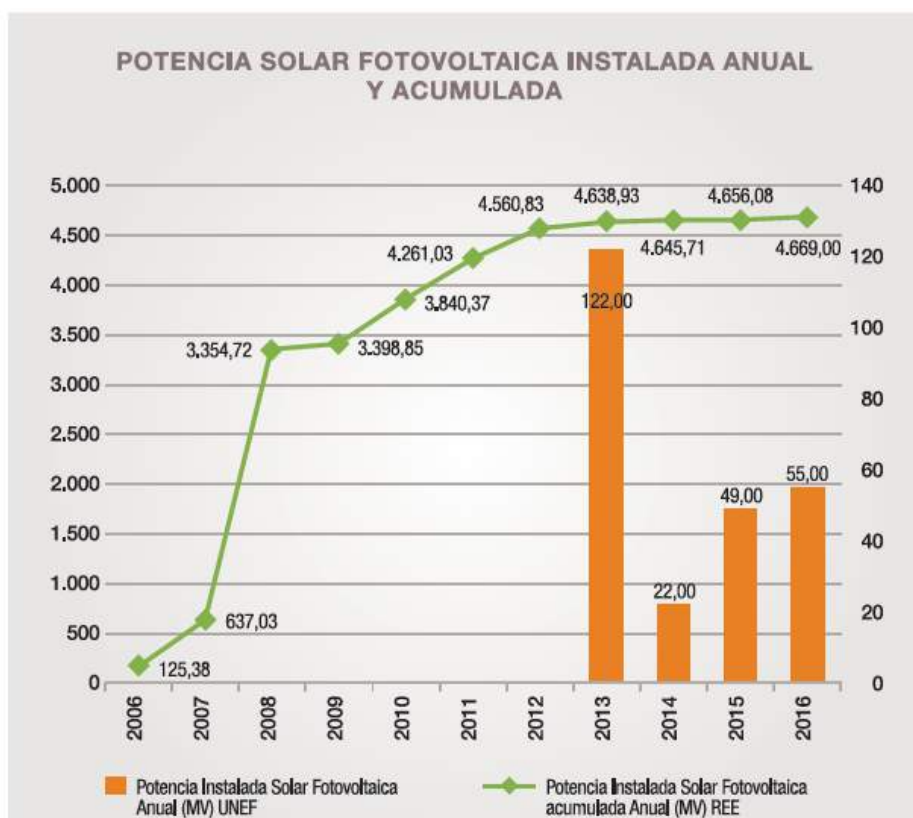


Ilustración 5. Potencia solar fotovoltaica instalada anual y acumulada.

Integración del autoconsumo fotovoltaico en la generación distribuida y las instalaciones aisladas

A pesar de las dificultades que presenta el Real Decreto 900/2015, entre otras causas, para la tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo, existen sectores que están aprovechando las ventajas del autoconsumo fotovoltaico para reducir la factura de su consumo energético. Uno de los sectores más activos es el agrícola, pero existen otros como el alimentario o el de la hostelería, que paulatinamente están introduciendo medidas de ahorro energético y autoconsumo.

El número de instalaciones de autoconsumo registradas en España a finales de 2016, es todavía inferior a lo que sería deseable, siendo menos de 400 instalaciones con una potencia instalada total de un poco menos de 15 MW.

3.3 Perspectiva española

Según el informe de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, la posible mejora futura en el sector fotovoltaico depende directamente de la legislación que rija dicho sector, a pesar de su gran potencial. Ver punto 14.2 de la bibliografía.

“La situación de la fotovoltaica en España solo puede mejorar en los años venideros, lo que es incierto es cuánto mejorará. Esto tendrá que ver fundamentalmente con la regulación que tengamos en el largo plazo en nuestro país. En 2025, se podrían instalar de 160 a 1.300 MW y podría haber desde 12.500 a 17.000 puestos de trabajo acumulados, con una contribución al PIB de hasta más de 4.000 millones de euros.

En el caso del autoconsumo, la eficiencia económica y energética de muchos proyectos no tiene nada que envidiar a los proyectos a gran escala. El autoconsumo tiene una gran proyección en España debido a la reducción de costes y el empeño de muchos gobiernos municipales y autonómicos de apoyarlo.

La normativa y la inseguridad jurídica siguen impactando en el marco en el que se mueve el sector. Red Eléctrica de España publicó un aumento de potencia conectada a la red de 14 MW en 2016. Estos datos, sin embargo, no recogen la potencia aislada y parte de autoconsumo. En UNEF se cree que en 2016 se instalaron 55 MW totales. Estos datos muestran un pequeño aumento de potencia instalada con respecto a 2015, aunque lejos de los niveles que se ven en otros países de nuestro entorno.

La fotovoltaica tiene un gran potencial de desarrollo en tecnologías de hibridación, almacenamiento, e integración en edificios, además de nuevos materiales. Esta nueva ola de investigación reducirá todavía más los costes y aumentará la eficiencia tanto de los materiales como de la tecnología y de los sistemas. Se espera también una reinversión en el capital y el potencial tecnológico español signifique un aumento de la contribución en materia de I+D+i del sector solar fotovoltaico.

En España existe un importante tejido industrial en el sector fotovoltaico. Las micro-pymes representan en torno al 90%, seguido de pequeñas empresas de hasta 49 empleados, que representan el 8%. En el gran grueso de empresas que componen el tejido industrial de la energía solar fotovoltaica podemos encontrar un gran número de empresas instaladoras, distribuidores de material, ingenierías, consultorías y de otros servicios asociados que completan toda la cadena de valor del sector.”

3.4 Evolución de los costes

Según el informe de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, la tecnología solar ha incrementado su eficiencia tecnológica y económica exponencialmente en los últimos años. Ver punto 14.2 de la bibliografía.

“El coste de la electricidad (LCOE, en inglés) de la energía solar fotovoltaica ha disminuido un 20% en los últimos cinco años, según el Foro Económico Mundial. Además, los costes de la fotovoltaica han bajado un 85% en los últimos cinco años. En 2020, se prevé que la energía solar fotovoltaica tenga un LCOE menor que el carbón o gas natural en todo el mundo.”

Por otro lado, según el informe anual de 2016 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, los costes de producción siguen una tendencia de descenso. Ver punto 14.1 de la bibliografía.

“Los costes de producción de los módulos fotovoltaicos han disminuido notablemente desde los años 90 hasta hoy en día. Estos datos reflejan que el sector fotovoltaico es un sector maduro con unos costes competitivos en los que el precio del módulo ya no lleva el peso de la inversión total, siendo alrededor de sólo un 40% de la misma.”

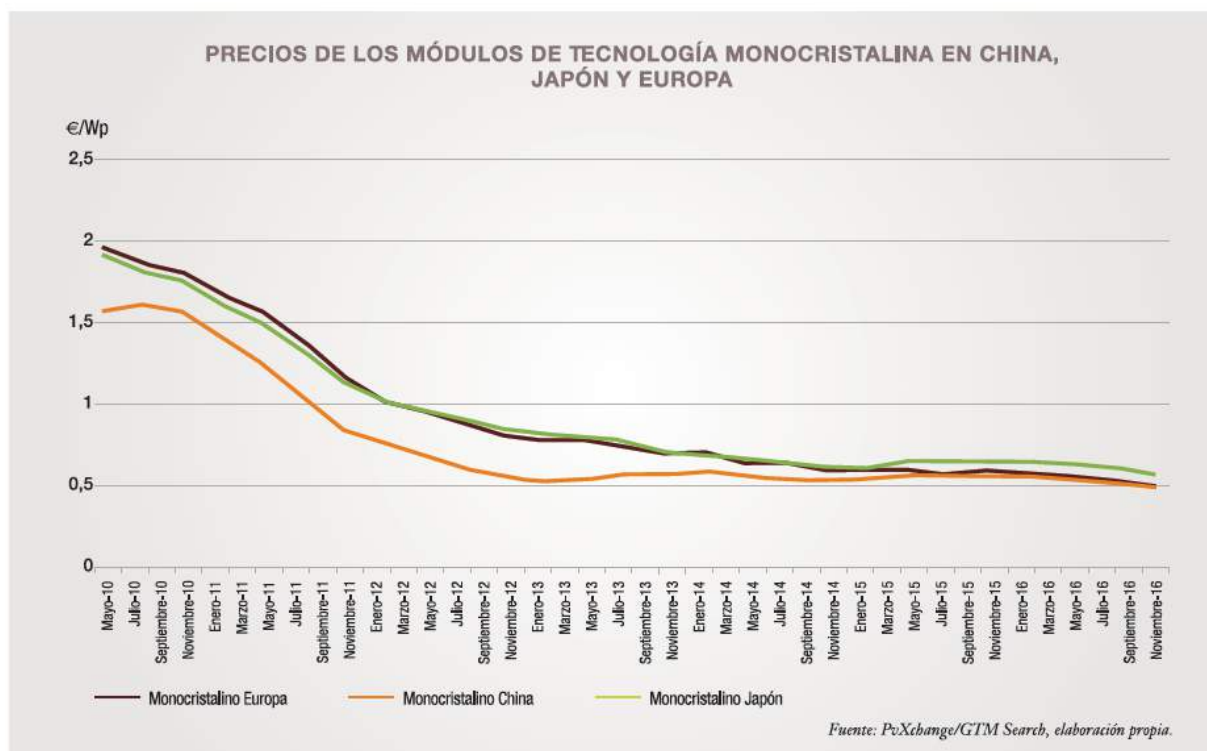


Ilustración 6. Evolución del precio de la tecnología monocristalina en China, Japón y Europa.

3.5 Beneficios socio-económicos del desarrollo fotovoltaico nacional

El desarrollo del sector fotovoltaico en España presenta múltiples beneficios. El informe anual de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, muestra algunos datos que lo corroboran. Ver punto 14.2 de la bibliografía.

“En España el sector ha mantenido una actividad estable proveniente de los proyectos ya emprendidos antes del 2012. En 2015, la contribución directa al PIB nacional fue de 2.511,5 M€ un 0,2% del total. La contribución por efecto arrastre en otras actividades económicas en términos de PIB en el ejercicio 2015 fue de 289,6 millones de euros. Sumado al impacto directo, esto implica una contribución total del sector solar fotovoltaico de 2.801,2 millones de euros.

Además de por el negocio que se crea, el Estado ingresa impuestos, tributos y cargas sociales por el sector fotovoltaico. El saldo entre el valor que se recauda por el negocio fotovoltaico y las primas y ayudas recibidas es positivo y demuestra que este sector realiza una contribución real a la balanza fiscal nacional. La fuerte inversión que se lleva a cabo dentro del sector fotovoltaico ha logrado que la contribución real de I+D al PIB sea un 3%.”

Empleo

El informe anual de 2016 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, detalla la situación española respecto a la creación de nuevos puestos de trabajo. Ver punto 14.1 de la bibliografía.

“Los puestos de trabajo se han mantenido prácticamente constantes en 2015, en comparación con el 2014. Aunque en 2015 el número de instalaciones fotovoltaicas haya sido ligeramente superior, éste no ha sido suficiente como para producir un aumento relevante de los puestos de trabajo en el sector fotovoltaico.”

Por otro lado, en el informe de 2017 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, se detalla la naturaleza de los empleos directamente relacionados con el sector fotovoltaico. Ver apartado 14.2 de la bibliografía.

“El número total de empleos directos derivados de la actividad de producción solar fotovoltaica en 2015 eran 7.165, siendo un 42% de estos titulados universitarios. Además, un 83,6% del empleo directo en 2015 fue empleo fijo.”



Ilustración 7. Puestos de trabajos relacionados directamente con el sector fotovoltaico en España.

Emisiones de CO2

Otro asunto de importancia es la relación que existe entre las emisiones anuales de CO2 a la atmósfera con respecto a la producción fotovoltaica anual dentro de la generación eléctrica peninsular, ya que a mayor producción fotovoltaica, menores emisiones contaminantes. Así pues, el informe anual de 2016 de la Unión Española Fotovoltaica UNEF, expone numéricamente el valor de dichas emisiones. Ver punto 14.1 de la bibliografía.

“En el año 2015 las energías fósiles han cubierto mayor porcentaje de la demanda total que en el año 2014. Esto ha ocurrido como consecuencia de un año poco ventoso y poco lluvioso que ha disminuido la participación de la energía eólica e hidráulica en la demanda energética del país.

Este hecho ha producido un aumento de los millones de toneladas de CO2 de alrededor de 15 frente al año 2014. Debido a esto, las toneladas de CO2 en el año 2015 se situaron alrededor de 75 millones de toneladas. Este suceso es un pequeño bache en el objetivo de cumplir con el propósito global acordado en la cumbre de París (COP 21), por el cual todos los países tendrán que disminuir sus emisiones para así lograr que la temperatura del planeta no aumente 2°C. La energía fotovoltaica va a jugar un rol muy importante en la consecución de este objetivo y, mucho más en España, uno de los países con mejor radiación solar de Europa.”

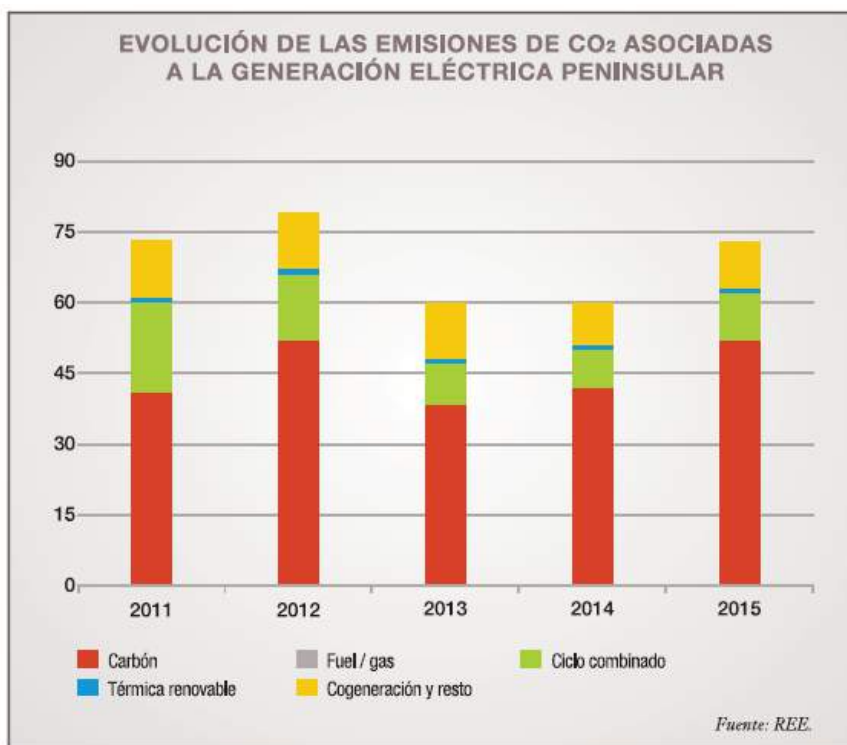


Ilustración 8. Fuentes de generación eléctrica peninsular y sus emisiones de CO₂ asociadas.

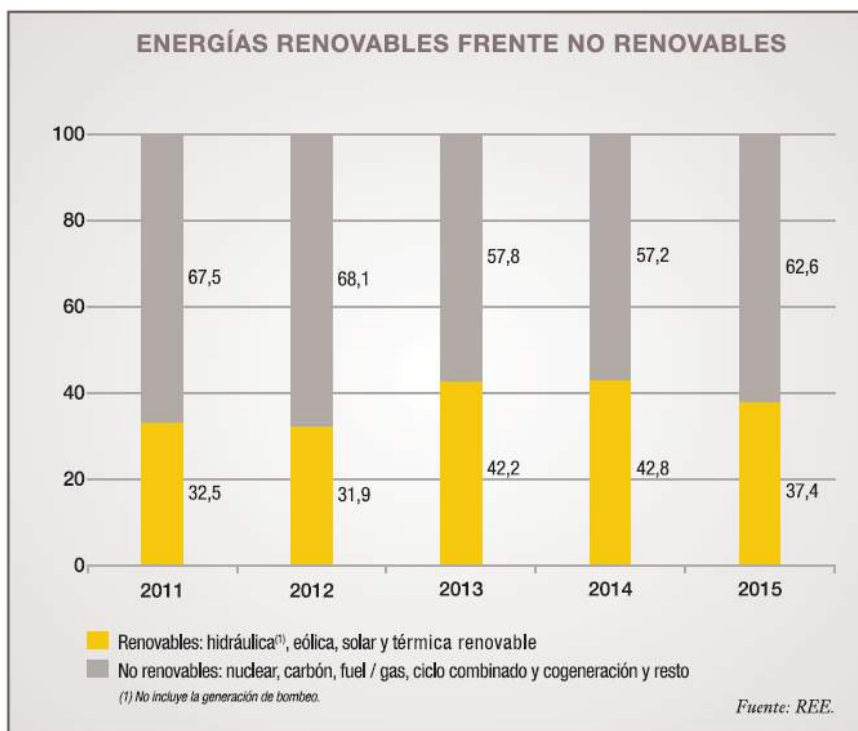


Ilustración 9. Uso de las energías renovables frente a las no renovables en España

4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Como se ha comentado previamente, la instalación se localiza en el área de la provincia de Sevilla, con motivo de caracterizar una instalación que se llevaría a cabo en el entorno próximo.

Más concretamente, y con motivo de la necesidad del uso de las coordenadas específicas de un punto, para los cálculos que se llevarán a cabo, se ha elegido el punto de coordenadas (37.42, -5.90), que se corresponde con un terreno ubicado en Valdezorras, un barrio perteneciente al Distrito Norte de Sevilla. Y que se encuentra en la periferia del núcleo urbano principal de la ciudad de Sevilla.



Ilustración 10. Ubicación de Valdezorras, municipio de Sevilla.



Ilustración 11. Ubicación geográfica de Sevilla.

4.1 Caracterización climatológica

Según los datos consultados en el “Atlas de radiación”, de la Agencia Estatal de Meteorología AEMET, España es un país favorecido por su posición y climatología, para el aprovechamiento de la energía solar, especialmente Andalucía. Ver apartado 14.3 de la bibliografía.

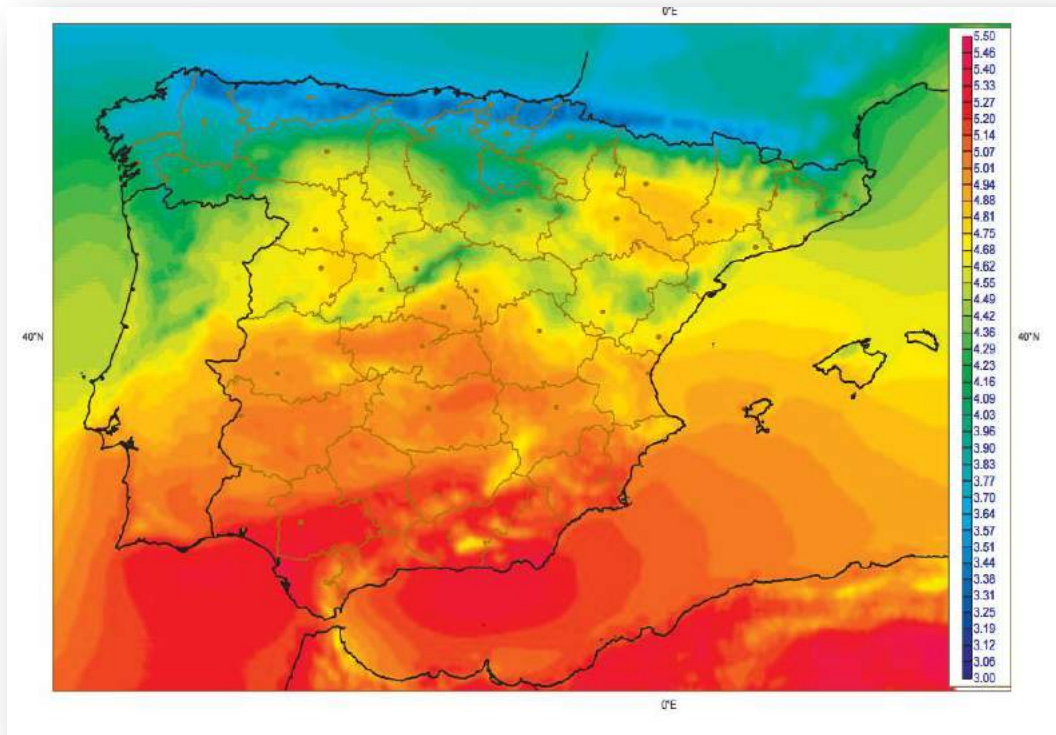


Ilustración 12. Irradiación Global media (kWh m-2 día -1). Fuente: AEMET.

“Existen dos tipos de radiación solar, directa y difusa. La radiación directa es la irradiancia que alcanza la superficie, en un plano horizontal, procedente únicamente del disco solar, mientras que la radiación difusa es la que incide igualmente en un plano horizontal, con la diferencia de que proviene del resto del cielo, debido a los procesos de dispersión que se producen en la atmósfera.

La radiación global sería la suma de ambas irradiancias. La densidad de energía solar radiante o Irradiación solar, es la energía procedente del sol que llega a la unidad de superficie terrestre durante un tiempo determinado. Se suele expresar en kilojulios por metro cuadrado y día (kJm-2día-1) o en kilovatios-hora por metro cuadrado y día (kWhm-2día-1).

Es precisamente en esta última unidad, la irradiación solar, en la que se expresan los mapas y gráficos que se muestran en este apartado, representando la energía solar expresada en kWh, recibida en un día en la unidad de superficie horizontal terrestre.

Es importante destacar que si bien los datos de irradiancia global y directa son importantes para el desarrollo de plantas de energía solar, las medidas aquí expuestas, no son directamente comparables con las obtenidas en dichas plantas, si los captadores de energía solar no están dispuestos en planos horizontales. Sin embargo, estos datos pueden ser útiles, por ejemplo, en la elección de los mejores emplazamientos para dichas instalaciones.

A continuación se detalla el ciclo anual medio interpolado, a la posición geográfica de la capital de provincia que nos atañe, de la irradiancia directa (barras amarillas) y difusa (barras azules), junto con los valores medios de irradiancia global (línea granate) y directa (línea azul).

La suma de las alturas de las barras azules y amarillas, representa la irradiancia global media mensual, para esta localidad.

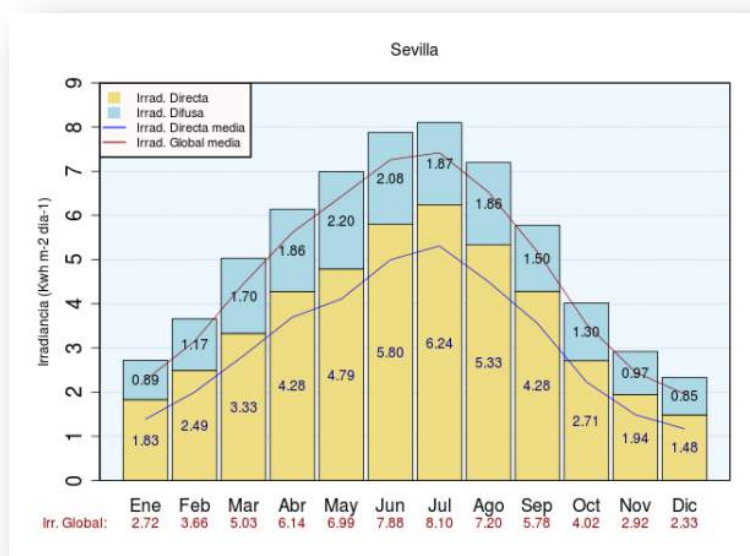


Ilustración 13. Datos de Irradiancia mensual en Sevilla.

El mes de Julio es en el que se registran los valores máximos de irradiancia global media y directa media. Teniendo lugar sus respectivos mínimos en el mes de Diciembre.

Es digno de mención el hecho de que el aumento en la irradiancia durante los meses en torno al equinoccio de primavera (marzo a mayo) es más lenta que la disminución de la irradiancia en los meses próximos al equinoccio de otoño (septiembre a noviembre), existiendo por tanto cierta asimetría en las curvas de oscilación media anual de la irradiancia.

Como norma general, la radiación difusa representa aproximadamente un tercio de la radiación global.

Por otro lado, es destacable el hecho de que Sevilla es la cuarta capital española que mayor cantidad de radiación global recibe, por detrás de Santa Cruz de Tenerife, Almería y Cádiz. “

5. SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR

5.1 Seguidor solar

Un seguidor solar es un dispositivo mecánico, capaz de orientar los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al sol desde el este en la alborada, hasta el oeste en la puesta. Ver apartado 14.6 de la bibliografía.

Existen de varios tipos:

➤ Seguidor en un eje polar:

La superficie del panel fotovoltaico, gira sobre un eje orientado al sur e inclinado respecto a la horizontal, un ángulo igual a la latitud. Puede observarse en la imagen posterior, la distintas alturas de las patas frontal y trasera, que sustentan al eje longitudinal de los paneles.

El giro se ajusta para que la normal a la superficie, coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es constante a lo largo del día.



Ilustración 14. Sistema de seguimiento solar en un eje polar.

La inclinación del eje longitudinal respecto a la horizontal, persigue conseguir orientar los paneles de la manera más perpendicular posible a los rayos solares, en aquellas áreas geográficas donde dicha relación sea oblicua, es decir, las zonas cercanas a los círculos polares.

➤ Seguidor en un eje horizontal:

La superficie del panel, gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol, siguiendo la trayectoria Este-Oeste del Sol.



Ilustración 15. Sistema de seguimiento solar en un eje horizontal.

Como se sabe, las trayectorias solares diarias y anuales de una ubicación, varían en función de la latitud y afectan directamente al ángulo de incidencia de radiación, el cual es un punto clave a la hora de producir energía solar: a mayor ángulo, mayor producción.

El ecuador terrestre es la zona planetaria donde el ángulo de incidencia presenta menor variación diaria y anual y además es la zona terrestre donde los rayos solares inciden de forma más perpendicular. Por estos motivos, esta configuración es óptima en dicha zona, frente a la configuración anteriormente expuesta.

➤ En un eje azimutal:

La superficie del panel, gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante, e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.



Ilustración 16. Sistema de seguimiento solar en un eje azimutal.

Este sistema de seguimiento solar no es objeto de estudio en este proyecto.

➤ Seguidor en dos ejes:

La superficie se mantiene siempre perpendicular al sol. No es el objeto de estudio de este proyecto.



Ilustración 17. Sistema de seguimiento solar en dos ejes.

5.2 Comparativa de las ventajas diferenciales entre sistemas

Vamos a proceder a estudiar las diferentes ventajas de las dos tecnologías aplicables, seguimiento solar en un eje horizontal y en un eje polar, en todos sus aspectos más relevantes. Ver apartado 14.7 de la bibliografía.

➤ Seguidor en un eje horizontal

Este tipo de seguimiento es capaz de generar hasta un 30% de energía más que los sistemas de estructura fija sobre suelo, dependiendo de la latitud de la instalación.

✓ Montaje sencillo y modular:

El diseño de una estructura modular y de baja altura, implica un montaje sencillo sin necesidad de grúas o equipos de elevación, permitiendo un ahorro de tiempo en la instalación del parque fotovoltaico.

✓ No requiere trabajos de soldadura en campo:

No necesita soldadura en campo, las piezas son ensambladas mediante tornillería, lo que reduce coste y agiliza la instalación.

✓ Estructura robusta y de larga durabilidad:

Los materiales empleados aseguran un comportamiento excelente en ambientes agresivos.

✓ Variabilidad en la cimentación:

Permite la utilización de distintos tipos de cimentaciones con o sin hormigón.

- ✓ Universal y adaptable:
El diseño sencillo y modular de los ejes, permite una perfecta adaptabilidad del sistema a las dimensiones y geometría del terreno (e incluso terrenos irregulares) y a los distintos módulos fotovoltaicos existentes en el mercado.
- ✓ Sistema con bajo mantenimiento y reducido consumo:
Sistema casi exento de mantenimiento con lo que se reducen los costes de mantenimiento y las paradas de producción. La limpieza de los módulos fotovoltaicos es sencilla debida a la baja altura del seguidor.
- ✓ Mínimo impacto ambiental y mínima obra civil:
Tiene una altura baja, lo que implica un menor impacto ambiental. La obra civil es mínima debido a la sección reducida de los pilares. No es necesario realizar grandes explanaciones, muchas veces no autorizadas por el medio ambiente, con el consiguiente ahorro en obra civil y sin afecciones mínimas al terreno.
- ✓ Capacidad de seguimiento:
La reducida cantidad de elementos móviles unido al software de seguimiento, permiten un seguimiento del sol mediante un grado de libertad.
- ✓ Permite incorporar tecnología de seguimiento de Backtracking.

➤ Seguidor en un eje polar

Este tipo de seguimiento es capaz de generar hasta un 30% más de energía que los sistemas de estructura fija sobre suelo, con independencia de la latitud.

- ✓ Montaje sencillo y modular.
- ✓ Estructura robusta:
Gran durabilidad de la estructura ante la corrosión, debido a los materiales empleados.
- ✓ Variabilidad en la cimentación:
El diseño de la estructura permite la utilización de diversas fijaciones al suelo con o sin hormigón mediante fijación de tornillo. Nuevamente, no es necesario realizar explanaciones, muchas veces no autorizadas por el medio ambiente, con el consiguiente ahorro en obra civil y sin afecciones al terreno.

- ✓ Adaptable a distintos tipos de paneles fotovoltaicos.
- ✓ Sistema con bajo mantenimiento y reducido consumo:
Sistema con bajo mantenimiento y reducido consumo, con lo que se reducen los costes de mantenimiento y las paradas de producción.
- ✓ Seguridad contra viento activa:
Esta configuración requiere incorporar un sistema de seguridad contra viento, que se incorpore anemómetro y veleta para definir la posición de máxima seguridad.
- ✓ Permite incorporar tecnología de seguimiento de Backtracking.

En conclusión a esta comparativa, debido a la latitud terrestre donde se localizará la instalación y a su favorable climatología, se considera más conveniente la instalación del sistema de seguimiento solar en un eje horizontal, ya que no requiere trabajos de soldadura, es un sistema más robusto frente a cargas de viento, y su baja altura facilita la limpieza y mantenimiento de los paneles solares, así como minimiza el impacto ambiental de la instalación en su entorno.

Además, la diferencia de coste entre ambos sistemas, para una comercializadora estándar como es DEGERibérica, para una instalación de 20MWp con una superficie de paneles igual a 129.200 m², es de 1.505.180 €, lo que hace preferible el seguidor en un eje horizontal.

	Identifiactivo DEGERibérica	€/m ²	Coste instalación (€)
Seguidor 1 eje horizontal	DEGER tracker S60H	94,95	12.267.540,00 €
Seguidor 1 eje polar	DEGER TOPtracker 8,5	106,6	13.772.720,00 €
Delta			1.505.180,00 €

Tabla 1. Comparativa de la implementación de los sistemas seguidor en un eje horizontal – seguidor en un eje polar.

5.3 Concepto de Backtracking

El concepto de Backtracking hace referencia a un sistema mecánico de funcionamiento automático, que puede incorporarse en determinados sistemas de seguimiento solar y que se utiliza en campos solares con varias hileras de paneles, de forma que evita que las placas solares se proyecten sombras entre sí.

De este modo, dado el caso de que se estuvieran proyectando sombra de una hilera a la siguiente posterior, el sistema antisombra o Backtracking, corregiría el movimiento de las placas para evitarlas.

Así pues, como puede observarse en las dos siguientes ilustraciones, incluyendo la función de Backtracking, al alba el panel no se situaría perpendicular a los rayos solares para obtener la máxima radiación, ya que esto provocaría sombra en los paneles que se sitúan detrás, sino que se posicionaría de manera que los rayos solares incidan de manera oblicua.

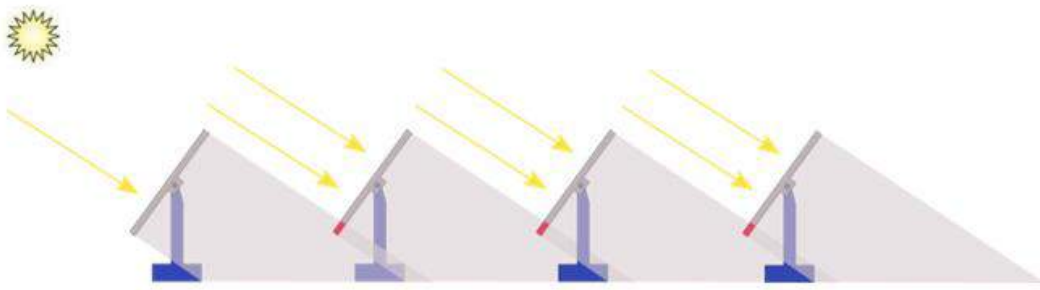


Ilustración 18. Sistema de seguimiento solar en un eje horizontal sin Backtracking.

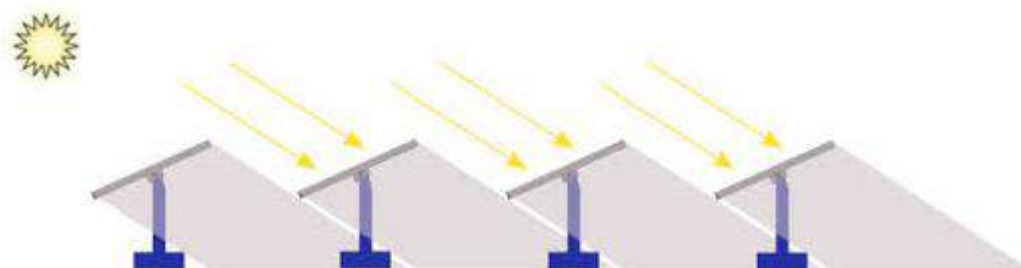


Ilustración 19. Sistema de seguimiento solar en un eje horizontal con función de Backtracking.

Notar que la característica de Backtracking no aporta una dirección nueva de movimiento a la instalación. Únicamente consiste en adecuar la orientación respecto a los rayos solares, para una dirección de seguimiento dada, al alba y al anochecer.

El sistema está basado en un proceso de software, incluido dentro del controlador de seguimiento solar, en el que es posible configurar cualquier combinación de motores de corriente continua, sistemas hidráulicos y motores de corriente alterna, sensores y otros accesorios necesarios a tal efecto.

5.4 Backtracking desde la perspectiva ofrecida por el software de simulación

Como ya se mencionó en el objeto del proyecto, para llevar a cabo la simulación de las diferentes posibles configuraciones y distribuciones espaciales, se utilizará la herramienta de simulación virtual PVsyst.

Éste es un software que permite desarrollar instalaciones fotovoltaicas y que posibilita el estudio, la simulación y análisis de datos de los sistemas fotovoltaicos. Ver apartado 14.9 de la bibliografía.

La visión que proporciona dicho software sobre el Backtracking, es la siguiente:

Traducción del documento Backtracking Strategy (PVSyst), ver anexo de características técnicas 16.1.

“La distribución de las cadenas de seguidores heliostáticos debe ser cuidadosamente optimizada teniendo en cuenta el sombreado mutuo. Las limitaciones son mucho más críticas que para otras disposiciones, de tal modo que una parte significativa de la producción puede que deba esperar cuando el sol está muy bajo en el horizonte.

El problema del sombreado mutuo se acentúa por el comportamiento eléctrico de las cadenas que se encuentran bajo sombras parciales. Sombras idénticas aparecen en cada uno de los seguidores y pueden bloquear muchas cadenas al mismo tiempo.

La estrategia de Backtracking se ha propuesto ahora por muchas industrias de cadenas con seguimiento: cuando las sombras mutuas comienzan, el ángulo de seguimiento deja de seguir al sol y retrocede con objeto de que no tenga lugar la sombra.

En esta situación, como se vería desde la posición solar, los seguidores permanecen tangentes unos a otros. Por supuesto, el ángulo de seguimiento incrementa simultáneamente.

Por lo tanto, en la situación 3D de sombreado, el factor de sombreado permanece nulo, siempre y cuando los seguidores solares no alcancen su límite de rotura. La posición de los

seguidores evoluciona paralelamente hasta que la incidencia solar se sitúa en un ángulo de 90°. El factor de sombreado incrementa bruscamente hasta el 100%, cuando el sol sobrepasa el plano de seguimiento de los paneles.

Debe tenerse en cuenta que el Backtracking no incrementa la radiación total recibida. Únicamente, mejora los efectos de pérdidas eléctricas del sistema por las sombras.

La radiación total que alcanzan los módulos es la misma que si existiera sombreado: se corresponde a la energía solar total interceptada para una dirección solar dada, para el área de campo vista por el sol.

Por lo tanto, una simulación con “sombreado lineal” y otra con Backtracking, deben proporcionar aproximadamente los mismos resultados si se desprecian las pérdidas IAM inevitables con el Backtracking.”

Una de las ideas más llamativas que se encuentran, es que utilizando una simulación mediante PVsyst, de un sistema con función de seguimiento de Backtracking, se obtendrá una producción energética aproximadamente igual con o sin Backtracking.

Además para tener dicha producción similar, es necesario a su vez, despreciar las pérdidas IAM que se producen incluyendo la función de Backtracking. Dichas pérdidas IAM en PVsyst, hacen referencia a la unificación de las pérdidas espectrales y angulares.

Las pérdidas angulares vienen dadas por el hecho de que la radiación solar incida sobre la superficie de los módulos FV, con un ángulo diferente de 90°. Dichas pérdidas angulares, serán mayores conforme aumente el ángulo de incidencia respecto al normal.

A su vez, la corriente generada por los módulos fotovoltaicos es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento, respecto del espectro normalizado, puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas, denominadas espectrales.

Por otro lado, el efecto de las sombras en una placa solar, es indeseable y se procurará evitar siempre que sea posible. Siendo ésta la ventaja que aportaría la utilización del sistema de seguimiento de Backtracking, según la información proporcionada por el software utilizado: evitar las sombras en los paneles solares.

La existencia de sombras sobre parte de un panel, produce la entrada en funcionamiento de los diodos “Bypass” o diodos de paso, de la caja de conexiones y esto provoca escalones en la curva I-V del mismo.

Además, cuando una célula o grupo de células se sombrea, pasa de producir electricidad a consumirla, lo que puede provocar sobrecalentamiento y hasta la destrucción de la célula en dispositivos de baja calidad.

Los diodos de paso no evitan el sombreado de las células, ni mejoran la respuesta eléctrica en esas situaciones, únicamente sirven como medida de protección para minimizar los efectos del “punto caliente” en asociaciones serie de paneles.

Finalmente, se puede concluir que mediante el software utilizado:

- La función de Backtracking permite la obtención de factor de sombreado mutuo nulo, concretamente en las horas de salida y puesta del sol.
- Se mejoran las pérdidas eléctricas ocasionadas por sombras.
- Se originan pérdidas eléctricas por modificación del ángulo de incidencia y variación del espectro solar.
- De manera general, la producción energética global es similar con seguimiento en un eje sin Backtracking y con Backtracking

6. COMPARATIVA DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA CON DIFERENTES SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR

6.1 Planteamiento de la comparativa realizada

En este apartado, se llevará a cabo un estudio comparativo de la producción energética anual que se tendría con diferentes tipos de tecnología de seguimiento solar, y también, respecto a una instalación fija.

Para tratar de poner de manifiesto el caso en el que incluir el tipo de seguimiento con Backtracking es más conveniente, se ha realizado la misma comparativa variando la distancia entre los paneles.

Como se dijo anteriormente en el objeto del proyecto, se ha utilizado la herramienta de software PVsyst. Sin embargo, debido a la limitación de potencia máxima simulable de una instalación en el estudio del sombreado, en la versión del programa del que se dispone, se ha optado por hacer un modelo a escala, en términos de producción de potencia.

En lugar de una instalación de 20000 kWp, se ha simulado una de 1200kWp, lo que correspondería a una veinteava parte de la instalación una vez descontadas las pérdidas, de manera que, reproduciendo el modelo 20 veces, se obtendría la instalación generadora total (entendiendo como instalación generadora al conjunto necesario de módulos fotovoltaicos para la producción del volumen de energía especificado de la instalación completa).

Aunque esta aproximación necesaria, no permite una visión global exacta de la instalación, se considera adecuada para poder comparar los distintos tipos de tecnología de seguimiento solar, que es el objeto de este apartado.

Para visualizar con mayor facilidad la situación que se pretende evaluar, es interesante observar las siguientes ilustraciones 20 y 21, que muestran un detalle del sombreado que se tendría en una columna de la instalación, para un día determinado del año, en dos instantes concretos del amanecer y del atardecer.

Notar que se ha denominado como columna a la agrupación de paneles norte-sur. Así mismo, se ha denominado como fila a la agrupación de paneles este-oeste.

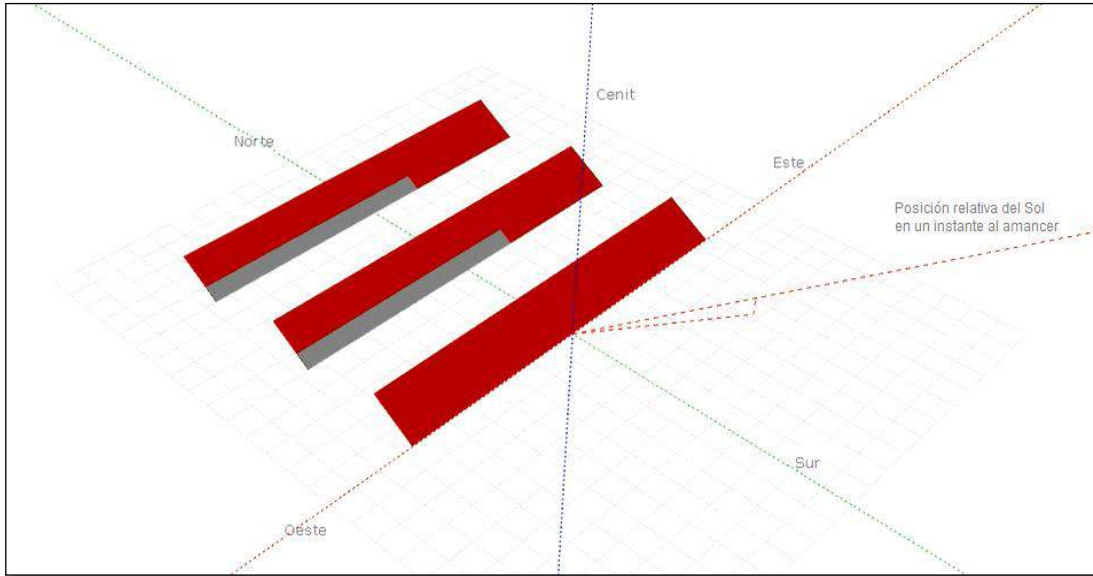


Ilustración 20. Detalle del sombreado mutuo en una columna de una instalación fija convencional al amanecer.

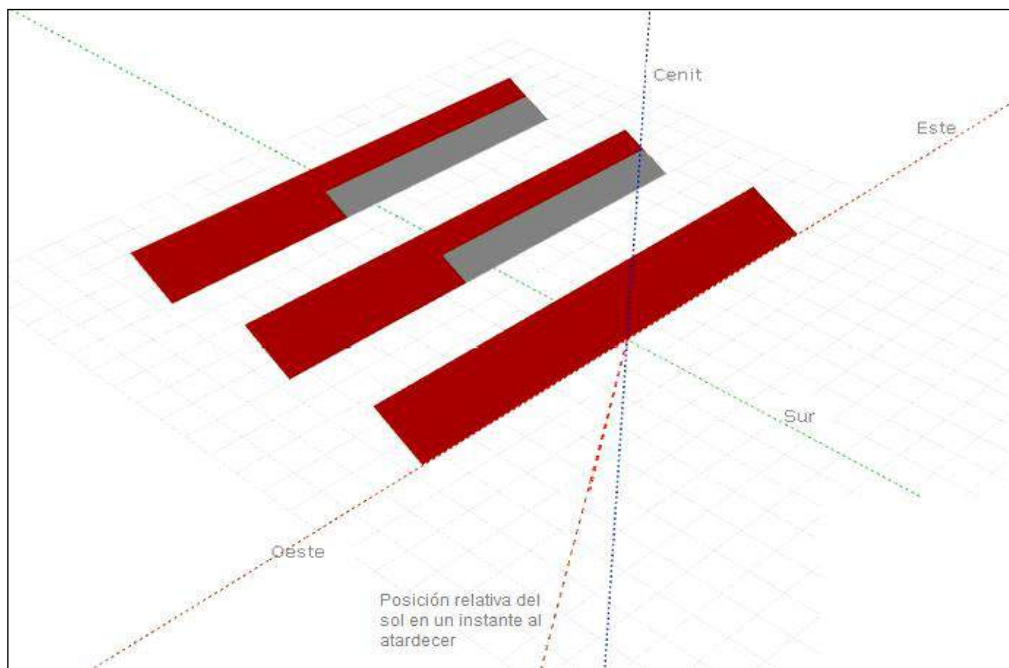


Ilustración 21. Detalle del sombreado mutuo en una columna de una instalación fija convencional al atardecer.

Observamos que será interesante estudiar la producción energética del seguimiento con Backtracking, cuando la distancia entre las distintas filas sea reducida, ya que será el caso donde se obtendrán los mayores sombreados en la instalación fija convencional y por lo tanto, la diferencia respecto a la producción mediante el sistema de seguimiento de Backtracking, se espera que sea más acusada.

Concretamente, en los diferentes subapartados del anexo de cálculo (ver apartados 15.1.1, 15.1.2 y 15.1.3) encontramos la siguiente casuística: Manteniendo la distancia entre filas constante e igual a 3 metros, se estudia la producción energética variando la distancia entre columnas, de la unidad modular de simulación de 1200kWp, para los distintos tipos de instalación (fija, de seguimiento en un eje horizontal y de seguimiento en un eje con Backtracking).

- ✓ **Subapartado 15.1.1:** Distancia entre columnas: 10 m.
- ✓ **Subapartado 15.1.2:** Distancia entre columnas: 11m.
- ✓ **Subapartado 15.1.3:** Distancia entre columnas: 12m.

Se han elegido estos parámetros para la comparativa, ya que la distancia entre filas es lo más reducida posible, dejando un espacio efectivo de un metro entre paneles. Y por otro lado, se va incrementando la distancia entre columnas con intención de apreciar alguna variación positiva en la producción energética que se obtiene implementando la función de Backtracking.

6.2 Análisis de resultados

A continuación se muestra una tabla que recoge los resultados principales de las distintas variantes de simulación para un año, según el tipo de instalación que se ha considerado (ver Anexo de cálculo, apartados 15.1.1, 15.1.2 y 15.1.3).

	Separación entre columnas (m)	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)	Incremento irradiación global incidente plano receptor (%)	Pérdida de irradiación por sombras cercanas (%)	Pérdidas IAM global (%)	Energía del generador en MPP (MWh)	Energía salida del inversor (MWh)	Factor de rendimiento de la instalación, PR (%)
Seguimiento en un eje horizontal	12	1756	38,6	7,3	1,4	2307	2268	77,51
	11	1756	38,6	7,7	1,4	2299	2260	77,23
	10	1756	38,6	8,7	1,4	2275	2236	76,44
Seguimiento en un eje + Backtracking	12	1756	21,7	1,1	2,2	2137	2100	81,79
	11	1756	20,7	1	2,3	2120	2083	81,82
	10	1756	19,6	1,1	2,3	2100	2063	81,77
Instalación Fija	12	1756	14,6	5,9	2,3	1927	1894	78,3
	11	1756	14,6	6	2,3	1926	1893	78,3
	10	1756	14,6	6	2,3	1926	1893	78,29

Tabla 2. Comparativa de los distintos sistemas estudiados.

La segunda columna de la tabla, corresponde a la irradiación global horizontal, que es invariante para cualquier tipo de instalación, ya que no depende de los parámetros de esta, sino de la localización geográfica.

La tercera columna, hace referencia al incremento de la cantidad de irradiación que incide en el plano receptor de las placas. Según esta columna, la configuración óptima sería la instalación con seguimiento en un eje horizontal.

La cuarta columna muestra el decremento de irradiancia por sombras cercanas porcentual, que en nuestra instalación, son las sombras que se proyectan los paneles entre sí. Con el sistema de seguimiento de Backtracking se busca minimizar dichas sombras.

En este caso, el sistema de instalación que mejora dicho parámetro es el de seguimiento en un eje y función de Backtracking.

La quinta columna hace referencia al conjunto de pérdidas espectrales y angulares, que tienen relevancia para determinar el tipo de instalación más conveniente, ya que como se vio, dicho parámetro tenía repercusión en la producción energética con función de Backtracking.

La sexta columna muestra la energía efectiva a la salida del generador, operando en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), considerando al generador el conjunto de placas solares. Esta energía es la energía que proporciona el generador, descontando las pérdidas de los propios módulos fotovoltaicos, en su punto de operación óptima.

En este aspecto, el sistema más conveniente es el de seguimiento en un eje horizontal, independientemente de la distancia de separación de las columnas.

La energía a la salida del inversor, séptima columna, es la energía que se considera inyectada en la red. Esta energía es la energía que proporciona el generador, una vez descontadas las pérdidas de los propios paneles solares y del inversor.

El delta entre la energía efectiva a la salida del generador y la energía a la salida del inversor, es constate para el mismo tipo de sistema, e independiente de la distancia de separación entre columnas.

Por último, se muestra el factor de rendimiento de la instalación, PR. El factor de rendimiento constituye una de las magnitudes más importantes para la evaluación de la efectividad de una instalación fotovoltaica. (Ver apartado 7.3.3 Rendimiento total de la instalación, Performance Rate (PR), donde se detalla el cálculo del factor de rendimiento).

En concreto, el coeficiente de rendimiento expresa la relación del rendimiento energético real, con respecto al rendimiento energético teórico posible.

Entre los casos estudiados, resulta el óptimo el de la instalación con seguimiento en un eje y función de Backtracking. Se observa que el valor del PR no se altera significativamente al variar la distancia entre columnas. Esto indica que la separación entre columnas que se ha ensayado, no parece un factor que afecte significativamente al problema que se está estudiando.

Se considera que las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 %, por lo que en cualquier caso, casi todas las instalaciones simuladas pueden considerarse eficientes.

Como conclusión a esta comparativa se obtendrá lo que se anunciaba en el objeto del proyecto, ya que con los ensayos realizados y el análisis de datos indicado, no se llega a una conclusión sobre el efecto beneficioso de Backtracking.

A pesar de que las pérdidas producidas por sombras cercanas se minimizan con la función de Backtracking, la irradiancia efectiva en los receptores es menor que la que se obtiene con otras opciones. Lo cual se puede ver en los apartados de incremento de irradiación global incidente en el plano receptor, así como en el factor de pérdidas IAM, permaneciendo los demás parámetros relativamente constantes.

7. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

7.1. Configuración de la planta fotovoltaica

En el presente apartado, se expondrá la configuración de la planta fotovoltaica de manera global, obtenida de la realización de los cálculos pertinentes que se muestran en los sucesivos apartados.

Tras los estudios realizados, se ha optado por un tipo de instalación fija convencional, con una separación entre columnas de 10m y distancia entre filas de 4 m, que no se corresponde con ninguna de las instalaciones simuladas hasta ahora.

Con objeto de simplificar la concepción tanto teórica como práctica de la instalación, así como su diseño e implementación, se ha decidido dividir la potencia nominal de la instalación, en unidades de 1MWp.

La elección de este bloque modular se justifica además, en la utilización de lo que se conoce como una estación de potencia o Power Station, que consiste en una solución preconfigurada totalmente integrada, de inversor o inversores más transformador. En el diseño de esta instalación se ha optado por incorporar en un mismo conjunto prediseñado, dos inversores y un transformador (Ver apartado 7.6 Solución preconfigurada totalmente integrada: Inversor y transformador).

Así pues, cada inversor hace la transformación de la corriente DC que se obtiene de los módulos fotovoltaicos de una unidad modular de 1 MWp.

Por lo tanto, un conjunto integra dos unidades modulares de 1 MWp, en el mismo transformador (Ver plano A02). Para cubrir la instalación completa de 20 MWp, serán necesarios por tanto, 10 conjuntos integrados (Ver plano A01).

Esta solución integra dos inversores fotovoltaicos, el transformador elevador, la aparamenta, cuadros de distribución de baja y media tensión, los equipos de monitorización y comunicación y las protecciones, en una misma plataforma.

Además, el hecho de subdividir la instalación en bloques de 1 MWp, con su respectiva aparamenta, presenta la ventaja de que ante fallo o mantenimiento con parada requerida, la parte de la instalación que se hallaría inoperativa es sensiblemente menor.

Así pues, una unidad modular de 1MWp, constaría de 3230 módulos, dispuestos en series de 19 módulos, con un total de 170 cadenas. La justificación de dichas cantidades se encuentra más adelante en el presente documento.

La dimensión total aproximada de la instalación será de 137.874 m².

7.2. **Potencia pico de la instalación**

La potencia pico de un elemento fotovoltaico, se define como la máxima potencia eléctrica que éste puede generar bajo las siguientes condiciones estándares de medida (Ver punto 14.10 de la bibliografía):

- Irradiancia: 1000 W/m²
- Temperatura: 25° C
- AM o Masa de Aire: 1.5

Así pues, la potencia pico de la instalación completa se obtendrá de calcular la potencia total instalada.

$$P_{p\text{Instalación}} = 20 * (N^{\circ}\text{paneles en serie} * N^{\circ}\text{máximo de cadenas} * P_{\text{nominal}} 310);$$

$$P_{p\text{Instalación}} = 20 * (19 * 170 * 310) = 20.026.000 \text{ W} = 20.026 \text{ kWp}$$

Se puede calcular igualmente la potencia pico de la unidad modular:

$$P_p = N^{\circ}\text{paneles en serie} * N^{\circ}\text{máximo de cadenas} * P_{\text{nominal}} 310$$

$$P_p = 19 * 170 * 310 = 1001,3 \text{ kWp.}$$

Por otro lado, se debe cumplir que la potencia nominal del inversor, no sea superior a 1,2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

La potencia nominal del inversor, se obtiene de su ficha técnica (Ver anexo de características técnicas, apartado 16.3 Inversor).

Se cumple que:

$$P_{INV} \leq 1,2 \cdot P_p$$

$$1081 \text{ kW} \leq 1,2 \cdot 1001,3 \text{ kWp}$$

7.3. **Caracterización energética. Producción del sistema fotovoltaico**

Como ya se ha visto en el apartado anterior, en el que se realizaba una comparativa de la producción energética de los distintos sistemas de seguimiento, se conoce la caracterización energética de cada opción planteada. Sin embargo, no se ha realizado la simulación mediante el Software PVSyst para el caso concreto de la configuración final de la instalación, de 1MWp con las distancias entre paneles seleccionada.

Además, en este apartado se llevará a cabo un breve desarrollo que exponga el significado de cada uno de los parámetros analizados en el apartado de pérdidas, así como del factor de rendimiento de la instalación.

7.3.1. Unidad modular: Instalación fija de 1MWp

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Orientación del plano receptor:
 - Inclinación: 30°.
 - Acimut: 0°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**

- **Módulo FV**

- Silicio policristalino
- Modelo: YL310P-35b
- Fabricante: Yingli Solar
- Pnom unitaria: 310 Wp.
- Número de módulos fotovoltaicos: 3230.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 170 cadenas.
- Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1001 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C: 895 kWp.
- Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immmp: 1435 A.

Factores de pérdida del generador FV anual

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.3%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -10.8%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.1%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

- **Inversor**

- Modelo: Ingecon Sun 830TL B300 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 841-1081 kW.
- Tensión de funcionamiento: 440 -820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV (unidad modular 1MWp), correspondiente a 170 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O (Notar que se denomina rama a la agrupación en serie de paneles).

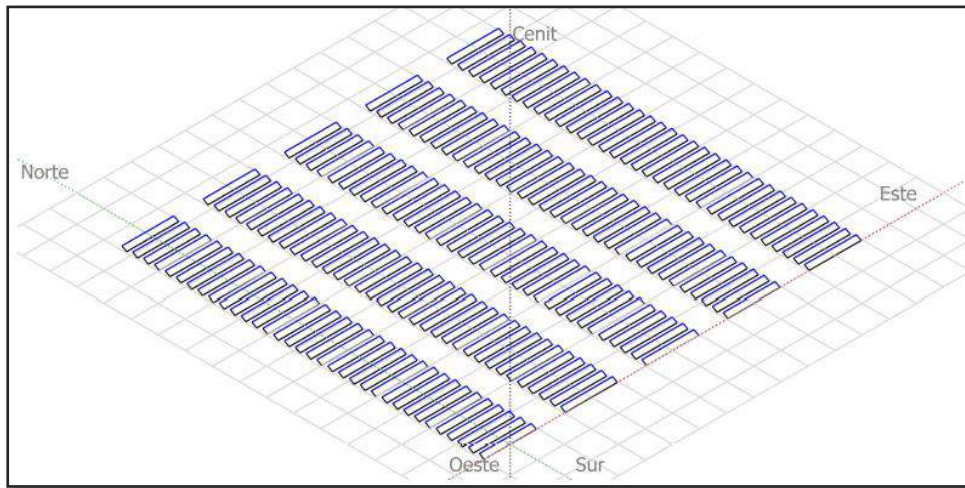


Ilustración 22. Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano.

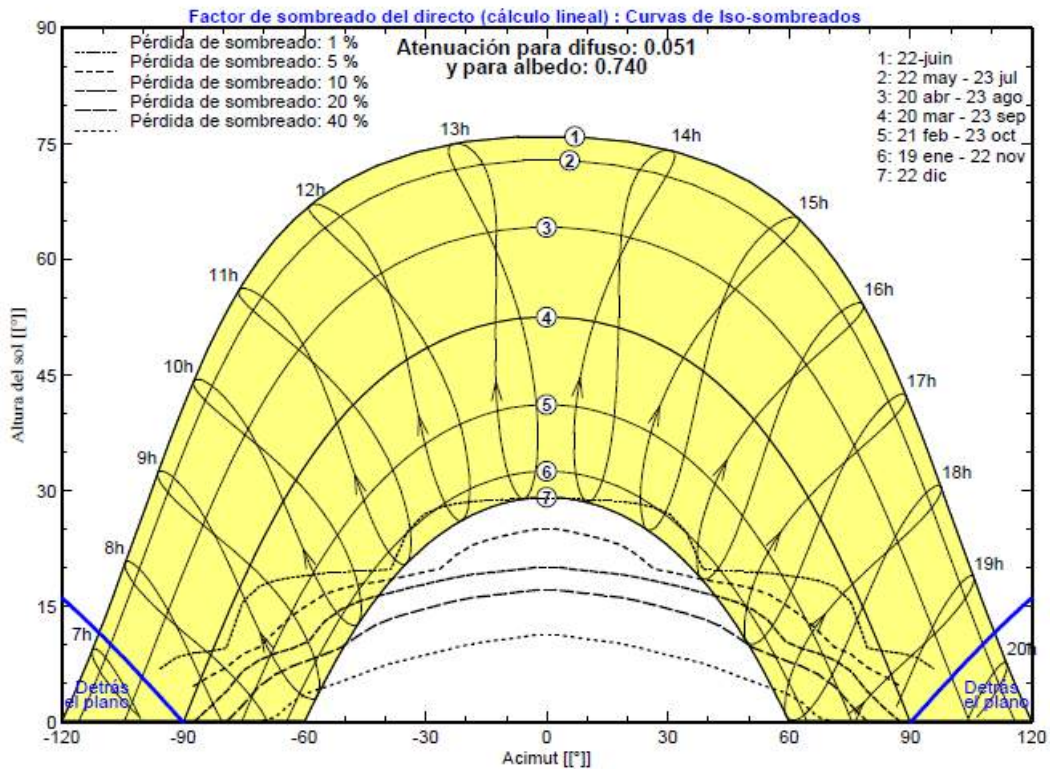


Ilustración 23. Diagrama de Iso-sombreados.

Las curvas de iso-sombreados muestran el porcentaje de pérdida por sombreado que se tienen en un panel solar a lo largo de las diferentes horas de un día y para diferentes épocas del año.

Así pues, en él se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares.

De esta manera, la época del año que queramos observar, se corresponderá con un número del 1 al 7. Sobre la gráfica elegiremos dicho número y su correspondiente curva y analizaremos qué porcentaje de pérdidas es el que afecta a la curva elegida, dependiendo de la hora.

Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 1626 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 80.67 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1001 kWp

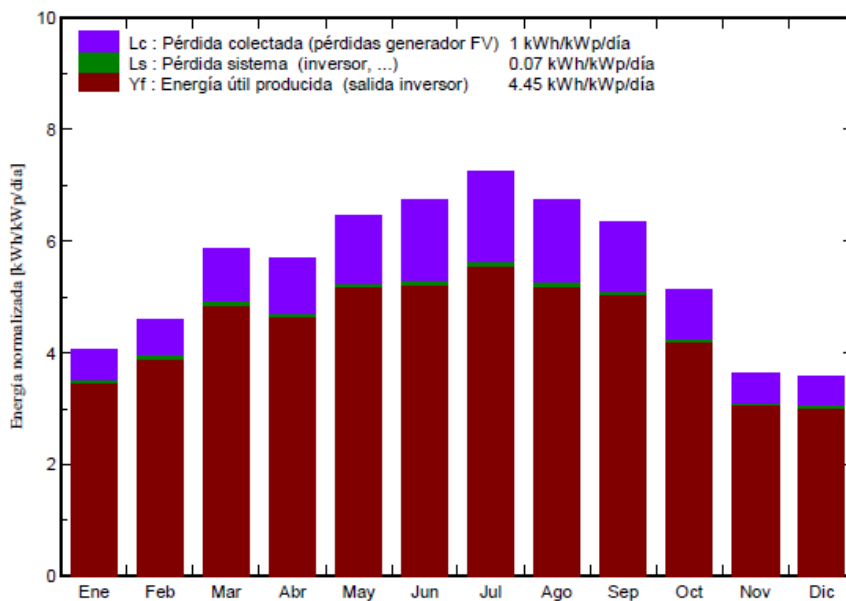


Ilustración 24. Producción normalizada por kW instalado.

Factor de rendimiento (PR)

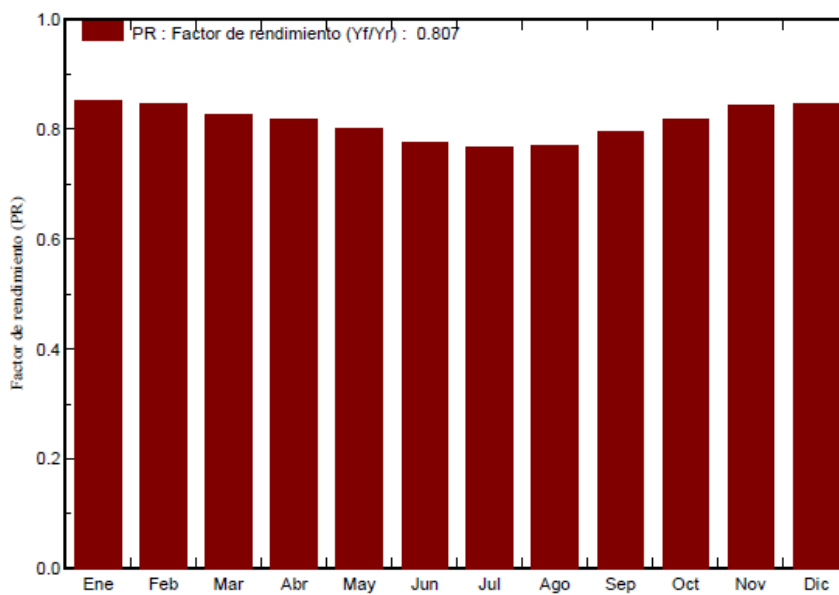


Ilustración 25. Factor de rendimiento mensual de la instalación.

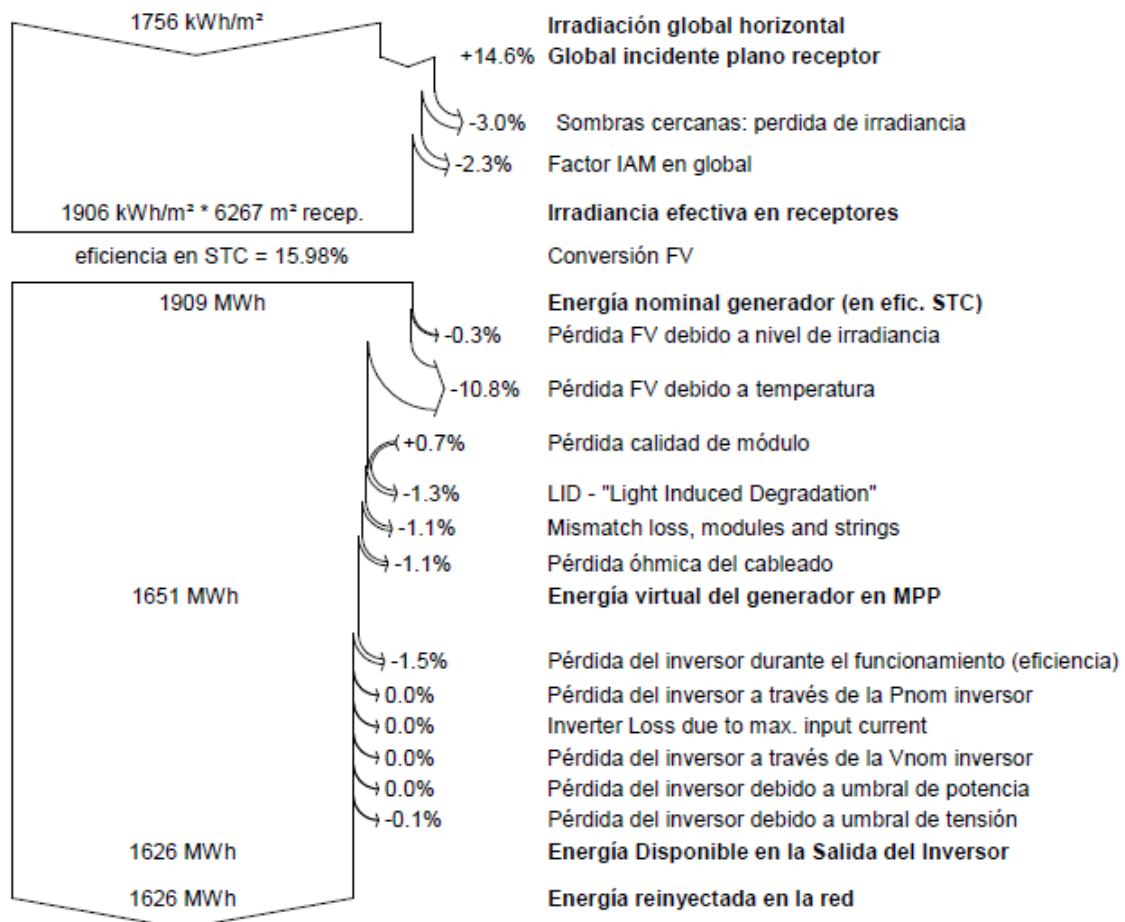
Balances y resultados principales:

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	125.9	119.1	109.2	107.5	0.853
Febrero	91.4	35.12	13.11	128.9	122.8	111.1	109.3	0.847
Marzo	145.7	50.02	16.61	181.7	173.5	152.7	150.4	0.827
Abril	160.6	76.22	18.31	170.6	160.7	141.7	139.6	0.817
Mayo	205.3	81.05	21.71	200.3	188.8	163.0	160.6	0.801
Junio	215.9	78.18	26.81	201.9	190.3	159.2	157.0	0.777
Julio	235.1	64.95	28.31	224.5	213.1	174.7	172.3	0.767
Agosto	201.6	70.05	28.31	209.0	198.2	163.6	161.3	0.771
Septiembre	161.2	54.78	24.91	190.6	181.8	153.6	151.4	0.794
Octubre	119.8	44.03	20.51	159.1	151.9	132.3	130.3	0.818
Noviembre	74.9	36.53	14.91	109.2	102.8	93.5	92.1	0.842
Diciembre	66.9	27.61	12.21	110.9	103.1	95.4	93.9	0.846
Año	1756.3	644.67	19.80	2012.6	1906.0	1650.0	1625.8	0.807

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del generador
 E_Grid Energía reinyectada en la red
 PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



7.3.2. Pérdidas del sistema fotovoltaico

Como se sabe, la energía producida por una instalación fotovoltaica, no es proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico, ya que la energía producida por un generador fotovoltaico es sensiblemente inferior.

Esta disminución de la energía entregada por el generador fotovoltaico respecto de la energía solar incidente, puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación. Ver bibliografía apartado 14.5.

❖ Pérdidas por el nivel de irradiancia, P_{irr}

Son las pérdidas en la potencia generada, debido a que la radiación incidente no siempre se encuentra en las condiciones estándar de medida (en inglés, STC) definidas para el módulo en 1000 W/m^2 . (Ver apartado 16.2 del anexo de características técnicas).

Vienen dadas por el comportamiento del módulo fotovoltaico a baja irradiancia.

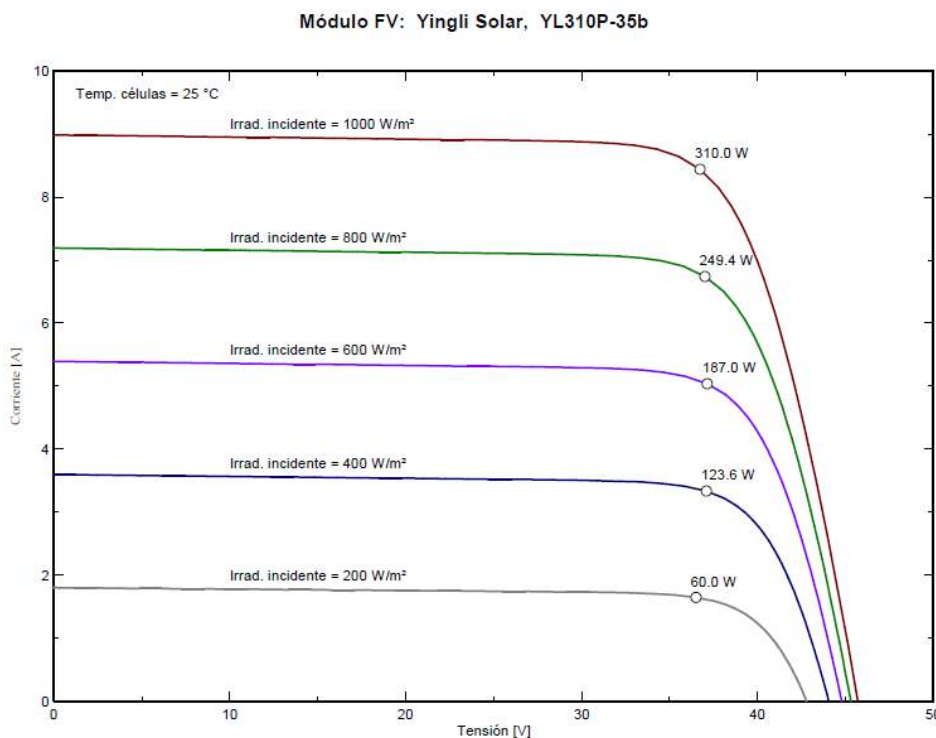


Ilustración 26. Curvas de operación dependiendo del nivel de irradiancia.

Una estimación para dichas pérdidas de manera global durante un año, la proporciona el programa PVsyst, y se cuantifican en -0.3% de la energía nominal del generador en condiciones STC.

❖ Pérdidas por temperatura, P_t

Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del orden del 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación, respecto a la temperatura de operación estándar (25°C).

Este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología, así pues, para el módulo fotovoltaico considerado, YL310P-35b de Yingli Solar, se indica en su ficha técnica que dicho porcentaje de pérdidas respecto a la potencia máxima, es de -0.42%/°C.

La temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiental, velocidad del viento y de la posición de los módulos, o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo, a igualdad de irradiación solar incidente en un mismo sistema fotovoltaico, producirá menos energía dicho sistema en un lugar cálido que en un clima frío, según la fórmula:

$$P_t = 1 + \frac{-0,42}{100} (T_i - 25)$$

La estimación que proporciona el software PVsyst para este apartado de pérdidas es del 10.8% de la energía nominal del generador, siendo el apartado de pérdidas significativamente mayor que se tiene.

Cabe mencionar que dicho valor es el promedio anual, que se obtiene mediante el cálculo del porcentaje de pérdidas por temperatura según la fórmula anterior, mensualmente, con una temperatura promedio mensual.

❖ Pérdidas óhmicas en el cableado, P_c

Cualquier elemento conductor de la electricidad, presenta una resistencia a su paso, que dependerá del tipo de material y de la sección. Tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna, se presentan pérdidas ocasionadas por este fenómeno.

Estas pérdidas se minimizan, haciendo una correcta elección de la sección de los conductores, así como su longitud.

En este apartado considerado, el programa PVsyst, dimensiona dichas pérdidas para la parte de corriente continua, en 1.1% de la energía nominal del generador.

❖ Pérdidas por degradación inducida lumínica, P_{LID}

Los módulos convencionales tipo p, sufren el efecto LID (Light Induced Degradation). Dicho efecto, implica una reducción en la producción de potencia, causada por la degradación natural asociada a su uso a lo largo del tiempo, debido a las reacciones físicas de los flujos de electrones.

Así pues, el panel elegido presenta el siguiente comportamiento a lo largo de su vida útil.

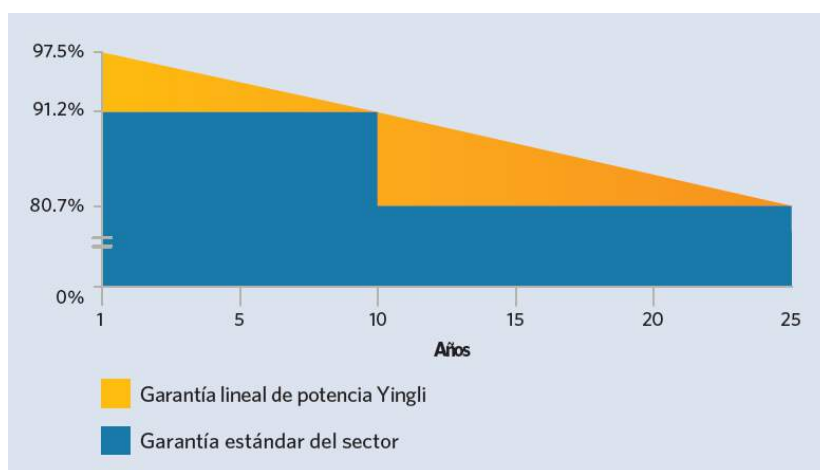


Ilustración 27. Comparativa del rendimiento de generación por el módulo Yingli, frente a otros, teniendo en cuenta la degradación inducida lumínica.

La herramienta PVsyst, estima dicho valor de pérdidas en un 1.3% de la energía nominal del generador.

❖ Pérdidas por disminución de calidad del módulo, P_{nom}

Las pérdidas por disminución de calidad del módulo, hacen referencia a las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal (conocidas como module quality).

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial, no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida (STC) presentan una determinada dispersión.

En general, los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico está dentro de una banda de tolerancia.

Por ejemplo, en nuestro caso, dicha tolerancia es desde 0 hasta +5 W, por lo tanto se explica que dicho valor de pérdidas no sea como tal una pérdida de potencia, sino que es una ganancia de potencia, concretamente de un 0.7%, según la estimación de PVsyst.

❖ Pérdidas de Mismatch de los módulos, P_m

Las pérdidas de Mismatch o conexionado, son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos, cuyas potencias son ligeramente diferentes, para constituir un generador fotovoltaico.

Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente, limitará la corriente de la serie. De modo análogo ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen.

Las pérdidas de conexionado se pueden reducir mediante la utilización de diodos “bypass”. Para el caso de nuestra instalación, PVsyst estima dicha pérdida de potencia en un 1.1%.

❖ Pérdidas espectrales y angulares, P_e

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico, suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que además de 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura, implican una incidencia normal y un espectro estándar 1.5 AM.

No obstante, en la operación habitual de un módulo fotovoltaico, ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es el estándar durante todo el tiempo de operación.

El hecho de que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV, con un ángulo diferente de 90° respecto al plano de la superficie, implica unas pérdidas adicionales, que serán mayores conforme aumente el ángulo de incidencia respecto al normal.

Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento, respecto del espectro normalizado, puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

En nuestro sistema de estudio, PVsyst denomina estas pérdidas como “Factor IAM global” y las estima en un 2.3%.

❖ Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico, P_s

Los sistemas FV de conexión a red, se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV, que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de Mismatch a las que puedan dar lugar .

En el caso de estudio aquí planteado, no se consideran sombras por objetos cercanos, únicamente las sombras que los módulos se proyectan entre sí.

Como no existe ningún sistema implementado que las evite en nuestra instalación, se elevan hasta un 3%.

❖ Pérdidas por rendimiento del inversor DC/AC, P_{inv}

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento, en función de la potencia de operación.

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

Así pues, la curva característica del inversor seleccionado, INGECON SUN 830 TL B00 Outdoor, es la siguiente.

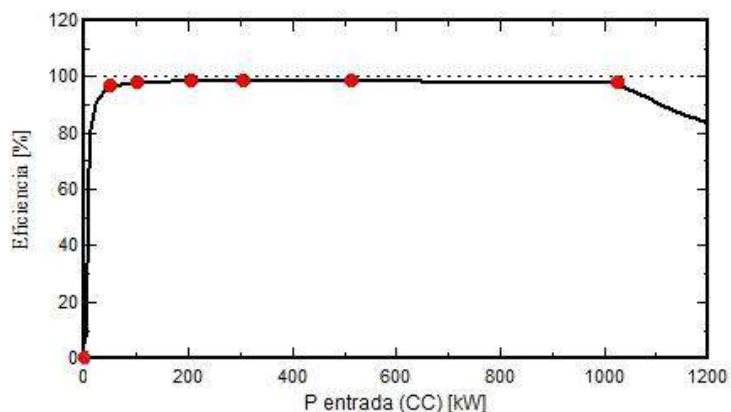


Ilustración 28. Curva de rendimiento del inversor INGECON SUN 830TL B300 Outdoor, en función de la potencia de operación.

En nuestro caso, el programa PVsyst, proporciona un valor de pérdidas referidas a este apartado, de un 1.5%.

❖ Otras pérdidas a tener en cuenta: Pérdidas por polvo y suciedad, Pp

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico, por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Cabría destacar dos aspectos. Por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico. Y por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

Debido a la dificultad para estimar el grado de suciedad en los paneles, este apartado de pérdidas, no se tienen en cuenta en el programa PVsyst.

Lo ideal en este caso, sería llevar a cabo un mantenimiento y limpieza regular de la instalación fotovoltaica.

7.3.3. Rendimiento total de la instalación, Performance Rate (PR)

El rendimiento total de la instalación, conocido como Performance Rate (PR), es un parámetro fundamental en el diseño de una instalación fotovoltaica. Ver apartado 14.4 de la bibliografía.

Según la norma UNE IEC 61724, que es el estándar europeo donde se describen las recomendaciones generales para el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos, se define el concepto de Performance Rate (PR) como:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{H_a \cdot P_{GFV}}{G^*}}$$

Donde:

- E_{AC} : Energía inyectada a la red (kWh).
- H_a : Irradiación anual incidente en el plano del generador fotovoltaico (kWh/m²).
- P_{GFV} : Potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida, STC (kWp).
- G^* : Irradiancia de referencia en condiciones STC (1 kW/m²).

Dicho concepto también se puede expresar mediante índices de producción final del sistema. Así pues:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

Donde Y_F también es conocido como Horas Equivalentes de Sol (HES), y proporciona una normalización entre la energía AC producida por el sistema y el tamaño del generador fotovoltaico en condiciones STC. De modo que:

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{GFV}}$$

Y por otro lado, Y_R se conoce como la productividad de referencia y se define como el cociente entre la irradiación anual incidente en el plano del generador fotovoltaico y la irradiancia de referencia en condiciones STC:

$$Y_R = \frac{H_a}{G^*}$$

De esta manera, un PR próximo a la unidad significará una buena eficiencia de conversión energética del sistema.

Por lo tanto, las pérdidas generales de la instalación vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$P_{pérdidas} = 1 - PR$$

Por otro lado, para obtener una estimación anual o mensual, del rendimiento de la instalación, podría calcularse el valor del PR anual o mensual, como el producto de los valores anuales o mensuales de los distintos apartados de pérdidas expresados en el apartado 7.3.2

$$PR = P_{irr} * P_t * P_o * P_{LID} * P_{nom} * P_m * P_e * P_s * P_{inv} * P_p$$

Tras todo lo mencionado, es interesante observar de nuevo la gráfica mensual del valor del PR de nuestra instalación, proporcionada por el programa PVsyst.

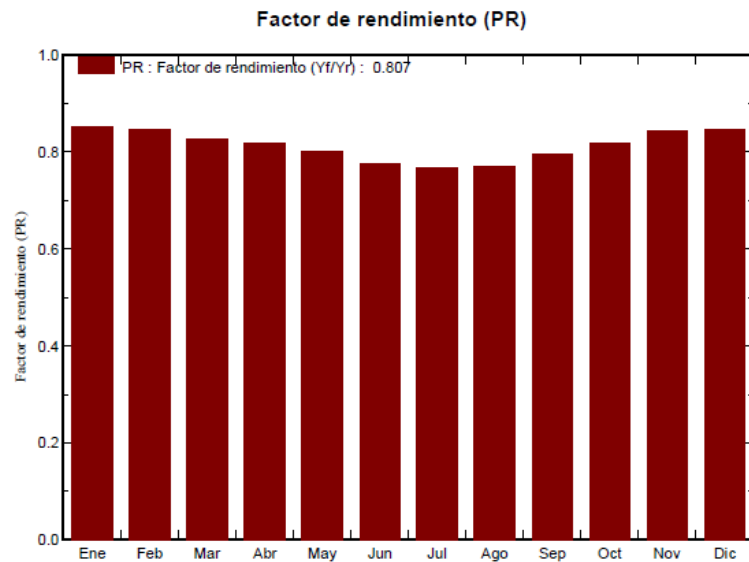


Ilustración 29. Factor de rendimiento mensual de la instalación.

Puede observarse como los meses más cálidos son los que peor rendimiento tienen. Esto es debido a que su porcentaje de pérdidas por temperatura es mayor y afecta negativamente de manera muy significativa.

Como puede observarse:

$$PR = 0.807 \text{ pu}$$

$$P_{\text{pérdidas}} = 1 - 0.807 = 0.193 \text{ pu}$$

7.4. Dimensionado teórico de la instalación

Es conveniente verificar que la configuración de la planta fotovoltaica, así como el número de paneles y su disposición, proporcionados como los óptimos en relación a la producción energética por el software PVsyst, cumplen las ecuaciones básicas del diseño de una instalación fotovoltaica.

Para ello, se van a utilizar los siguientes datos tanto de los módulos fotovoltaicos elegidos, como del inversor. Dichos datos, son proporcionados por el fabricante de los mismos y se encuentran en su ficha técnica (Ver Anexo de características técnicas, apartados 16.2 y 16.3).

MÓDULO YINGLI YL310P-35b	
Potencia nominal	310 Wp
Tensión circuito abierto (Voc)	45,6 V
Intensidad de cortocircuito (Icc)	8,99 A
Tensión punto de máxima potencia (VMPP)	36,3 V
Intensidad de punto de máxima potencia (IMPP)	8,53 A
Coeficiente de temperatura de Voc, β	-0,32 %/ °C
Coeficiente de temperatura de Icc, α	0,05 %/°C

Tabla 3. Características principales módulos YL310P-35b

INVERSOR INGECON SUN 830TL B300	
Potencia nominal	841-1081 kWp
Tensión AC de salida	300 V
Tensión DC máxima de entrada	1050 V
Intensidad DC máxima de entrada	2000 A
Rango tensión DC máxima potencia	440-820 V

Tabla 4. Características principales inversor 830TL B300.

7.4.1. Orientación e inclinación de los paneles

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares, debe considerarse la ubicación de los mismos.

En este caso, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde el ángulo azimut (ψ), que es el ángulo entre la proyección del rayo solar en el plano horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte), será igual a cero.

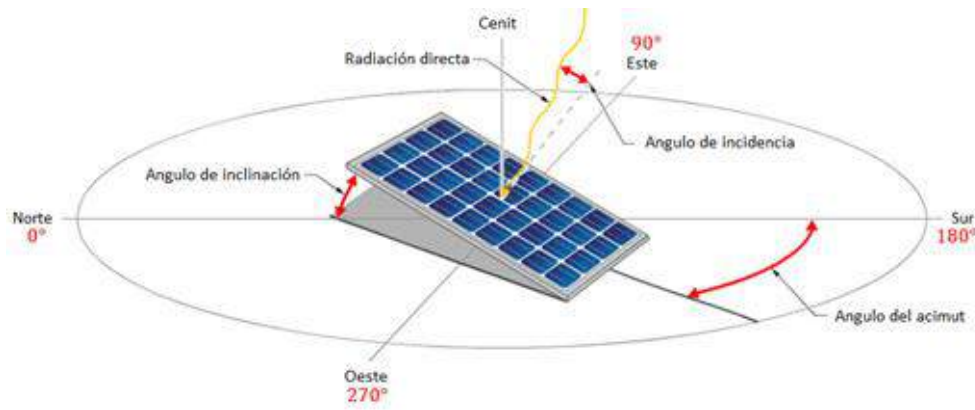


Ilustración 30. Orientación e inclinación de un panel.

El ángulo de inclinación de los paneles, se calculará atendiendo a la siguiente fórmula:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * Latitud ;$$

De donde se obtiene que:

$$\beta = 29.52^{\circ}$$

Por lo tanto, el valor de la inclinación de los módulos fotovoltaicos, coincide con el proporcionado por el software empleado.

7.4.2. Cálculo del número de paneles

7.4.2.1. Temperatura máxima y mínima de los módulos

La temperatura de trabajo de una célula, está íntimamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$T = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo:

T: Temperatura de trabajo de la célula (°C).

Ta: Temperatura ambiente (°C).

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, igual a 46°C.

G: Irradiancia (W/m²).

Así pues, la temperatura máxima de sobre los paneles, se calcula a partir de la máxima temperatura recogida en la zona, siendo igual a 42°C y un valor estándar de irradiación de 1000W/m².

$$T_{m\acute{a}x} = 42 + 1000 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 74,5^{\circ}C$$

De igual modo, se calcula la temperatura mínima sobre los paneles, considerando en este caso que la mínima temperatura alcanzable en la zona es de -3°C, y para un nivel de irradiancia de 100W/m².

$$T_{m\acute{i}n} = -3 + 100 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 0,25^{\circ}C$$

7.4.2.2. Número máximo de paneles en serie

El número máximo de paneles que pueden conectarse en serie, viene determinado por el mínimo valor, de las dos consideraciones siguientes.

La primera de ellas se corresponde con el máximo valor de tensión posible para el seguimiento del punto de máxima potencia, MPP. Dicho valor se obtiene para la tensión de vacío del módulo, a la mínima temperatura posible,

$$V_{MPP(T)} = V_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100}\right);$$

$$\Delta V_{MPP} = \Delta V_{Uoc} \cdot (T - 25);$$

Donde:

$V_{MPP(T)}$: Tensión MPP del módulo (V).

ΔV_{Uoc} : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto (%/°C).

$$\Delta V_{MPP} = -0,32 \cdot (0,25 - 25) = 7,92\%;$$

$$V_{MPP(T)} = 36,9 \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100}\right) = 39,82 \text{ V};$$

La segunda, se relaciona con el valor máximo de tensión que admite el inversor a la entrada. Dicho valor se obtiene para la tensión de vacío del módulo, a la mínima temperatura posible.

$$V_{OC} = V_{OC(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right);$$

$$\Delta V_{OC} = \Delta V_{U_{oc}} \cdot (T_P - 25);$$

Donde:

V_{OC} : Tensión a circuito abierto a la temperatura del módulo (V).

$V_{OC(STC)}$: Tensión a circuito abierto en Condiciones Estándar (V).

ΔV_U : Coeficiente de temperatura (%/°C).

$$\Delta V_{OC} = -0,32 \cdot (0,25 - 25) = 7,92 \%;$$

$$V_{OC} = 45,6 \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right) = 49,21V$$

Por lo tanto, el número máximo de paneles conectados en serie por cada cadena, se determina como el valor mínimo de entre estas dos expresiones:

- El cociente entre el límite superior de voltaje del inversor y la tensión de MPP del módulo a la temperatura mínima.

$$n = \frac{V_{INV(MPPsup)}}{V_{MPP(Tmin)}}$$

$$n = \frac{820}{39,82} = 20,59 \rightarrow 20 \text{ paneles}$$

- El cociente entre la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

$$n = \frac{V_{INV\ max}}{V_{OC(Tmin)}}$$

$$n = \frac{1050}{49,21} = 21,34 \rightarrow 21\ \text{paneles}$$

Por lo tanto, el valor máximo de paneles que se pueden conectar en serie, viene dado por 20 paneles.

7.4.2.3. Número mínimo de paneles en serie

Para calcular el número mínimo de paneles que se pueden conectar en serie en una cadena o ramal, es necesario determinar el mínimo valor de tensión posible para el seguimiento del punto de máxima potencia, MPP, cuando la temperatura es máxima.

Por lo tanto, la tensión del punto de máxima potencia cuando la temperatura es máxima, se calcula como sigue:

$$V_{MPP(T)} = V_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100}\right);$$

$$\Delta V_{MPP} = \Delta V_{Uoc} \cdot (T - 25);$$

Donde:

$V_{MPP(Tp)}$: Tensión MPP del módulo (V).

ΔV_{Uoc} : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto (%/°C).

$$\Delta V_{MPP} = -0,32 \cdot (74,5 - 25) = -15,84\%$$

$$V_{MPP(T)} = 36,9 \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100}\right) = 31,1\ V$$

El cociente entre el límite inferior de voltaje del inversor y la tensión de MPP del módulo a la temperatura máxima, proporcionan el número de paneles mínimo que se puede conectar en serie en un ramal.

$$n = \frac{V_{INV(MPPinf)}}{V_{MPP(Tmax)}}$$

$$n = \frac{440}{31,05} = 14,17 \rightarrow 15 \text{ paneles}$$

Finalmente se puede concluir que el número mínimo de paneles que se pueden conectar en serie, es de 15.

7.4.2.4. Número de paneles en serie seleccionados

Dado que es factible según los cálculos teóricos realizados en los dos subapartados anteriores, elegir 19 módulos en serie por cada ramal, se ha tomado dicho valor.

Esto es así ya que coincide con el número de paneles que se simularon mediante el software PVsyst.

7.4.2.5. Número máximo de cadenas en paralelo

El número máximo de cadenas o ramales que se pueden conectar en paralelo, vendrá determinado como el valor mínimo obtenido mediante dos estimaciones diferentes.

La primera estimación obtiene el número de cadenas máxima, como el cociente entre la intensidad máxima admisible de entrada al inversor y corriente de cortocircuito del generador, cuando la temperatura es máxima.

$$n = \frac{I_{máx INV}}{I_{CC}(T_{max})}$$

La intensidad de cortocircuito a la temperatura máxima, se obtiene a partir de la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar:

$$I_{CC(T)} = I_{CC(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta I_{CC}}{100}\right);$$

$$\Delta I_{CC} = \Delta I_{ICC} \cdot (T - 25);$$

Donde:

$I_{CC(T)}$: Intensidad de Cortocircuito a la temperatura del módulo (A).

ΔI_{CC} : Coeficiente de temperatura de intensidad de cortocircuito (%/°C).

$I_{CC(STC)}$: Intensidad de Cortocircuito en condiciones estándar.

Siendo la temperatura máxima igual a 74,5°C, calculada previamente, se tiene que:

$$\Delta I_{CC} = 0,05 \cdot (74,5 - 25) = 2,475\% ;$$

$$I_{CC(T)} = 8,99 \cdot \left(1 + \frac{\Delta I_{CC}}{100}\right) = 9,21 \text{ A};$$

De donde se obtiene que

$$n = \frac{2000}{9,21} = 217,15 \rightarrow 217 \text{ cadenas}$$

La segunda estimación, proporciona un número máximo de cadenas, mediante el cociente entre la potencia máxima del inversor, y la potencia pico del conjunto (en este caso, de una rama de la unidad modular).

Así pues,

$$n = \frac{P_{max,INV}}{19 * P_{310}}$$

$$n = \frac{1081 * 10^3}{19 * 310} = 183,53 \rightarrow 184 \text{ cadenas}$$

El valor mínimo obtenido de cadenas por ambos métodos, será el máximo número de cadenas que pueden conectarse en paralelo, ya que dicho valor, será el que cumpla ambas condiciones.

Por lo tanto, el valor máximo de cadenas que pueden conectarse en paralelo en una unidad modular es de 184.

En la configuración de la unidad modular establecida, el valor conveniente es de 170, por lo que se encuentra dentro de los márgenes admisibles.

Así pues, se comprueba que el número de cadenas en paralelo de la configuración elegida proporciona un valor de intensidad de cortocircuito para las 170 cadenas (a la temperatura máxima), inferior a la intensidad máxima admisible del inversor.

$$I_{max,INV} \geq 170 * I_{CC(Tmax)}$$

$$2000 A \geq 170 * 9,21 A = 1565,7 A$$

Luego se da por válida la configuración elegida.

7.4.3. Distancia entre filas

Es fundamental calcular la distancia mínima que debe existir entre las diferentes hileras de módulos, tal que permita evitar al máximo la proyección de sombras mutuas, así como optimizar el espacio de la instalación.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE, en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, establece una fórmula sencilla para calcular la distancia mínima.

Según ésta, la distancia mínima deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Así pues, la distancia mínima entre la base inferior de los paneles, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$D \geq d_1 + d_2$$

Donde d_1 deberá ser superior al valor obtenido por la siguiente fórmula:

$$d_1 \geq \frac{z}{\operatorname{tg}(61 - \Phi)}$$

Siendo:

z : altura de la placa respecto a la horizontal (m).

Φ : latitud.

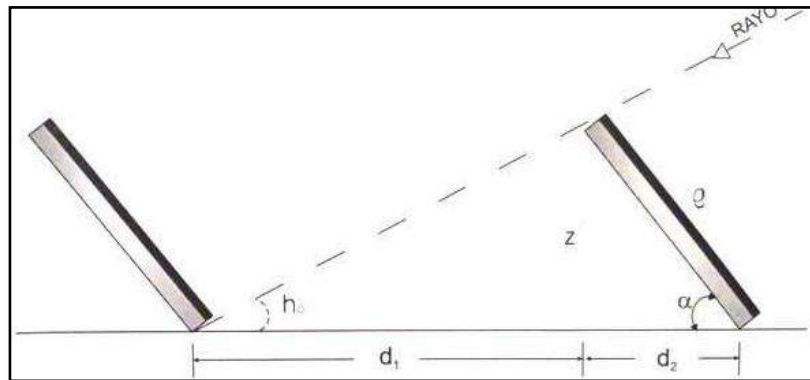


Ilustración 31. Distancia mínima entre paneles

La altura respecto a la horizontal se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$z = L \cdot \operatorname{sen}(\alpha)$$

$$z = 1,960 \cdot \operatorname{sen}(30) = 0,98 \text{ m}$$

Por lo que finalmente,

$$d_1 \geq \frac{0,98}{\operatorname{tg}(61 - 37,42)} = 2,25 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima entre los extremos inferiores de los paneles, D , vendrá dada como:

$$D \geq d_1 + d_2 = 2,25 + L \cdot \operatorname{cos}(30)$$

$$D \geq 3,95 \text{ m} \rightarrow 4 \text{ m}$$

Finalmente, se opta por tomar una distancia entre los extremos inferiores de los paneles, de 4 m, por lo que fue la distancia que se tomó en la simulación.

Debido a la gran disponibilidad de espacio, podría optarse por tomar un espaciamiento mayor, sin embargo, debido a la magnitud espacial de la instalación completa, se ha optado por el valor elegido.

7.5. Estructura soporte

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, deberá soportar las acciones consideradas en el Código Técnico de la Edificación, Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación y CTE-SE-AE.

Dichas acciones serán las que aquí se indican:

7.5.1. Acciones gravitatorias

Las acciones gravitatorias son las producidas por las cargas que actúan gravitacionalmente sobre la estructura. Se consideran fundamentalmente tres:

❖ Peso propio:

Se corresponde con el propio peso de la estructura soporte. Dependerá de las dimensiones y materiales de las que esté constituida la estructura que se seleccione.

❖ Carga permanente:

Se trata de la carga correspondiente a todos los elementos que se sustenten en la estructura. Particularmente se corresponde a la carga de los módulos fotovoltaicos.

El peso de cada módulo es de 25,5 kg. Ocupando una superficie individual de 1,94 m², se obtiene un valor de 13,14 kg/m².

Por motivos de seguridad se ha considerado estimar el valor de dicha carga en 15 kg/m².

❖ Sobrecarga de nieve:

Es el peso de la nieve que podría llegar a depositarse sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos. El código Técnico, establece una sobrecarga de nieve en función de la situación de la instalación y de la altitud de la misma.

Para el área geográfica de la provincia de Sevilla, se obtiene un valor de 0,2 kN/m², lo cual equivale a 20kg/m². Ver anexo de cálculo, apartado 15.2.

7.5.2. Acciones de viento

Como cabe suponer, la acción del viento será la de mayor relevancia que la estructura pueda llegar a tener que soportar.

La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, se corresponde con una marquesina a un agua. Según el Código Técnico de la Edificación, se pueden calcular las acciones de viento en una estructura de tipo marquesina a un agua, según la expresión:

$$q_v = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Donde:

q_v : Carga de viento (kg/m^2).

q_b : Presión dinámica (kg/m^2).

c_e : Coeficiente de exposición.

c_p : Coeficiente de presión exterior.

- El coeficiente de presión dinámica se determina en función de la zona básica del viento donde se sitúe la instalación.

Se puede comprobar en la imagen posterior, que Sevilla se localiza en la zona climática A, donde la velocidad del viento es de 26m/s, lo que corresponde a una presión dinámica de 47 kg/m^2 . Ver anexo de cálculo apartado 15.3.

- Por otro lado, el coeficiente de exposición se determina mediante la siguiente expresión:

$$c_e = F \cdot (F + 7K)$$

Donde,

$$F = k \cdot l_n\left(\frac{\text{máx}(z, Z)}{L}\right)$$

- ✓ El término $\text{máx}(z, Z)$, hace referencia al valor máximo entre el valor Z obtenido de la tabla “Parámetros para el cálculo del coeficiente de exposición” del anexo de cálculo apartado 15.3” y el valor de la altura del punto más elevado de la superficie del panel.
- ✓ Todos los parámetros, k, L y Z se extraen del apartado 15.3 del anexo de cálculo, “Parámetros para el cálculo del coeficiente de exposición”.

Se considera una altura del punto más alto de 1m, por lo que:

$$\text{máx}(z, Z) = 5m$$

Considerando un grado de aspereza del entorno igual a II, se tiene que:

$$F = 0,17 \cdot l_n \left(\frac{5}{0,01} \right) = 1,056$$

Y finalmente,

$$c_e = 1,056 \cdot (1,056 + 7 \cdot 0,17) = 2,37$$

- Por último, el coeficiente de presión exterior, se determina mediante la tabla “Coeficientes de presión exterior” del anexo de cálculo apartado 15.3, entrando con un valor de pendiente de cubierta de 30°, y zona A.

De donde se obtiene que $C_p=3$.

Finalmente, se puede calcular la acción de viento

$$q_v = 47 \cdot 2,37 \cdot 3 = 334,17 \text{ kg/m}^2$$

El resumen de las cargas que debe soportar la estructura es el siguiente:

CARGA	VALOR (kg/m ²)
Carga permanente	15
Sobrecarga de nieve	20
Viento	334,17

Tabla 5. Resumen de cargas sobre la estructura.

7.5.3. Estructura soporte elegida

Tras las consideraciones hasta aquí realizadas sobre las cargas que debe soportar la estructura y el tipo de módulo fotovoltaico elegido, se ha elegido una estructura soporte de la marca Hiasa, que cumple con dichas especificaciones.

Concretamente, una estructura soporte solar fija monoposte hincada, con una fila de paneles en vertical. Se trata del modelo HFH-1PV.



Ilustración 32. Estructura soporte HFH-1PV de Hiasa.

Las características de este modelo, lo hacen idóneo para la instalación que aquí se proyecta. Se considera una instalación mediante hincado, lo que facilita la rapidez en el desarrollo de las tareas de implantación de los soportes, sin necesidad de cimentación ni obra civil.

Las características más relevantes son las que se muestran a continuación:

- ✓ Estructuras adaptables a cualquier tipo de dimensión de los paneles.
- ✓ Todos los elementos estructurales, así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según UNE-EN-ISO1461.
- ✓ Uniones entre todos los elementos atornilladas. No existiendo requerimientos de operaciones de soldadura.
- ✓ No necesita cimentación ni obra civil.
- ✓ Adaptabilidad a la topografía del terreno.

Las demás características, se pueden consultar en el Anexo de características técnicas, apartado 16.5.

7.6. **Solución preconfigurada totalmente integrada: Inversor y transformador**

En el diseño de esta instalación se ha optado por incorporar en un mismo conjunto prediseñado, dos inversores y un transformador.

Así pues, cada inversor hace la transformación de la corriente DC que se obtiene de los módulos fotovoltaicos de una unidad modular de 1 MWp.

Por lo tanto, un conjunto integra dos unidades modulares de 1 MWp, en el mismo transformador. Para cubrir la instalación completa de 20 MWp, serán necesarios por tanto, 10 conjuntos integrados.

El conjunto integrado seleccionado es de la misma marca del inversor, INGECON SUN, concretamente se le denomina “solución preconfigurada totalmente integrada”, Fully Integrated Turnkey Solution o Power Station. Ver apartado 16.4 del anexo de características técnicas.

En dicho conjunto se suministran todos los elementos necesarios para una instalación multi-megavatio, incorporados en una misma plataforma.

Esta solución, modelo FSK 20- Double Inverter, integra dos inversores centrales de intemperie del modelo seleccionado en este documento compatible con la solución integral, INGECON SUN 830TL B300, así como el transformador necesario para elevar la tensión.

Se trata de una solución compacta y flexible que se configura para adaptarse a las características de la instalación. No precisa de ningún tipo de alojamiento, ya que todos los elementos que presenta, son aptos para la instalación en intemperie.

Esta solución integra dos inversores fotovoltaicos, el transformador elevador, la aparamenta, cuadros de distribución de baja y media tensión, los equipos de monitorización y comunicación y las protecciones, en una misma plataforma.

Se entrega totalmente equipada para su instalación directa en campo.

Sus características cualitativas principales son las siguientes:

- ✓ Soporte de red: Los inversores fotovoltaicos soportan huecos de tensión.
- ✓ Los inversores pueden inyectar potencia reactiva, así como controlar la potencia activa inyectada en la red.

- ✓ Eficiencia máxima del 98.9%
- ✓ Acometidas DC y AC integradas en el mismo armario para facilitar las tareas de mantenimiento.

Los accesorios integrados en detalle son:

- ✓ Dos inversores centrales de intemperie, modelo INGECON SUN 1000TL B360.
- ✓ Un transformador en baño de aceite, de 25 kV, montado sobre losa y con interruptor seccionador integrado.
- ✓ Conmutación eléctrica: Cuadros de distribución BT y transformadores auxiliares.
- ✓ Comunicaciones Ethernet y RS-485.
- ✓ Seccionador DC motorizado, para desconectar el inversor del campo FV.
- ✓ Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC (tipo 2).
- ✓ Protección contra polarización inversa DC.
- ✓ Cuatro pares de porta-fusibles para cada bloque. Los inversores no aterrados, tendrán ambos polos protegidos.
- ✓ Protección contra cortocircuitos y sobrecargas AC.
- ✓ Interruptor AC magneto-térmico motorizado.
- ✓ Fusibles AC.
- ✓ Sistema anti-isla con desconexión automática.
- ✓ Software INGECON SUN Manager, para el acceso a la planta FV y el registro de datos.
- ✓ Software INGECON SUN Monitor, para la monitorización de la instalación FV.

Los accesorios opcionales que también se consideran son:

- ✓ Fusibles DC.
- ✓ Kit de servicios auxiliares.
- ✓ Cuadro de media tensión.
- ✓ Vatímetro en el lado de AC.
- ✓ Contador de energía producida.
- ✓ Sistema de comunicación vía remota, GPRS y SCADA.



Ilustración 33. Inversor INGECON SUN 1000TL B360.



Ilustración 34. INGECON Power Station FSK 20- Double Inverter.

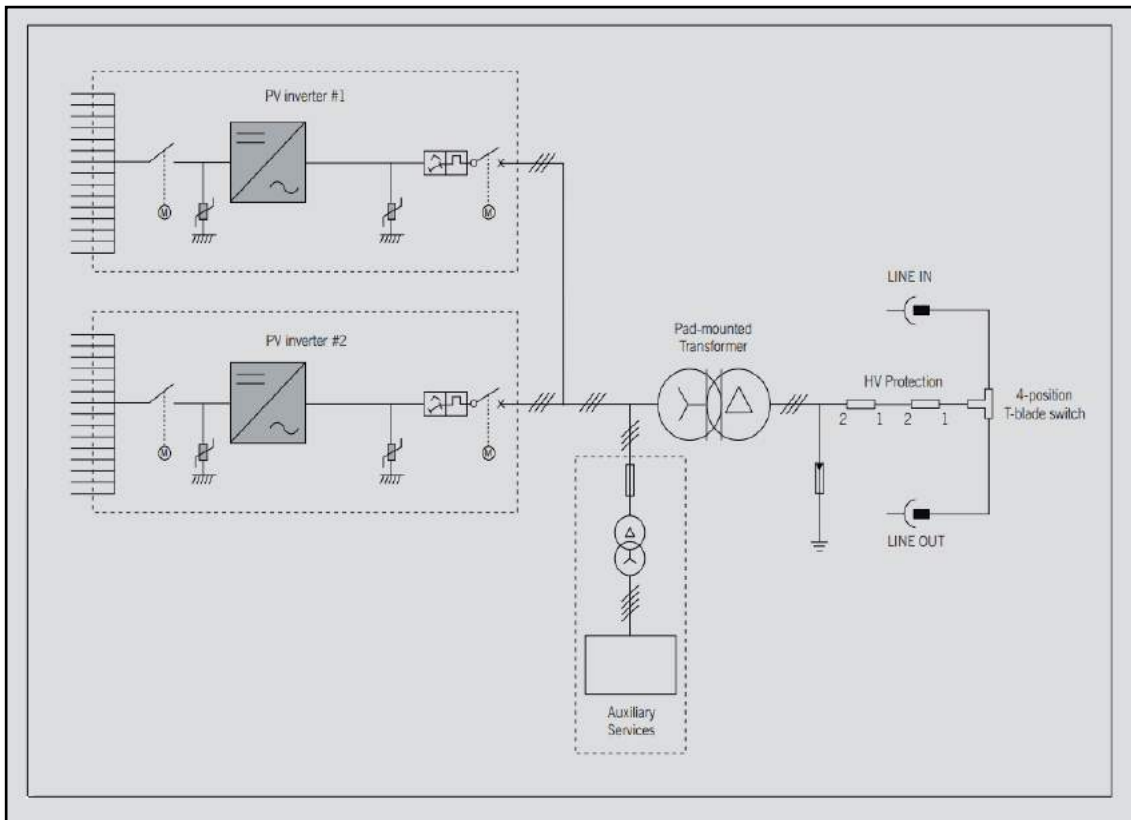


Ilustración 35. Diagrama unifilar de la estación de potencia INGECON Power Station FSK 20-Double Inverter.

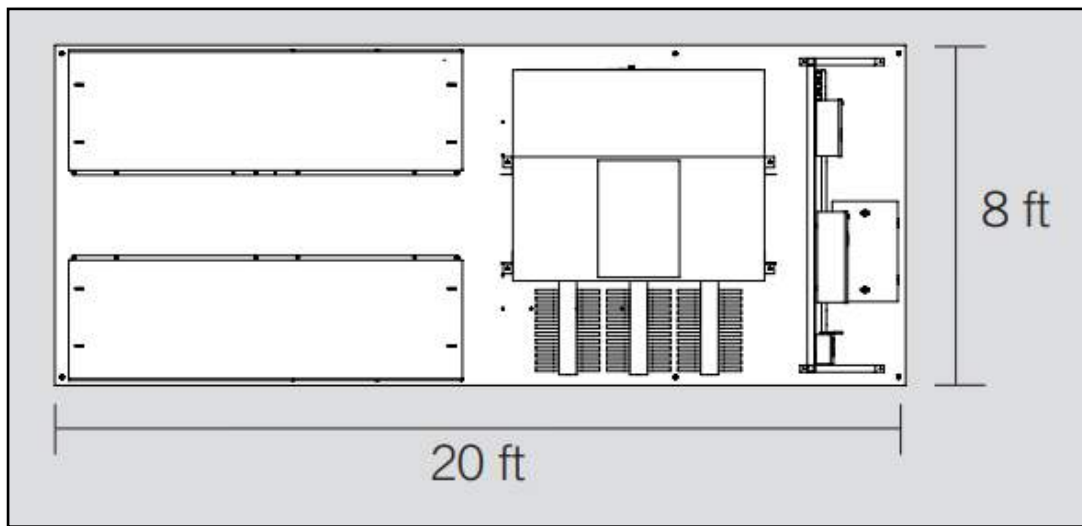


Ilustración 36. Vista en planta de la estación de potencia INGECON Power Station FSK 20- Double Inverter.

FSK 20 - Double Inverter	
Potencia nominal a 50 °C	2140 kVA
Potencia máxima a 35°C	2328 KVA
Dimensiones de la plataforma	6,1 x 2,4 m
Disposición del transformador	Panel frontal de alimentación ciego
Eficiencia del transformador (50% carga)	99,31%
Relación de tensiones	0,3 / 25 kV

Tabla 6. Características principales de salida de la INGECON Power Station FSK 20 – Double inverter.

Se comprueba que el transformador tiene unas dimensiones que permiten abastecer tanto los requerimientos de potencia de ambos inversores, como el de los servicios auxiliares.

El consumo de los servicios auxiliares se estima en 10 kW y la potencia nominal de salida de cada inversor es de 997,7 kVA, para un factor de potencia unidad.

Por lo tanto, se tienen que:

$$S_{Trafo} > S_{Inv} + S_{S.Aux}$$

8. CÁLCULO DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTÍNUA

En este apartado, se dimensionarán las secciones de los conductores que conectan los paneles fotovoltaicos con el inversor, en cumplimiento con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT.

El cableado empleado en la instalación será de cobre, flexible, con una tensión asignada de 0,61/1kV de aislamiento.

El cableado en corriente continua, se ha diseñado por tramos:

- ✓ En primer lugar, se considera el conexionado de los 19 módulos que constituyen una serie o cadena.
- ✓ En segundo lugar, se plantea el conexionado en una caja de conexión de un conjunto de 17 cadenas por cada caja.
- ✓ En tercer lugar, se plantea el conexionado de todas las cajas de conexión al inversor.

8.1. Cableado para el conexionado de los módulos en serie

La sección para el conexionado de los distintos módulos que se disponen en serie, está determinada por el fabricante de los módulos, que proporciona un valor de sección de 4mm². Se supondrá una instalación en bandeja al aire.

Para tal finalidad, se emplearán conectores Tecplug, que son específicos para el entorno fotovoltaico (Ver Anexo de características técnicas, apartado 16.6).

Como se viene considerando, cada cadena está configurada con 19 módulos en serie.

A continuación, se procederá al cálculo de la sección mínima de los cables que satisfaga simultáneamente los siguientes tres criterios.

➤ **Criterio térmico**

Según la ITC-BT 40, para instalaciones generadoras, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Además, se deben tener en cuenta según el ITC-BT 06-07, una serie de factores de corrección en función del método de instalación de los conductores.

La expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * fn}$$

Donde:

- $I_{max,CN}$: Intensidad máxima en el conductor (A).
- I_L : Intensidad nominal de la línea que conecta los módulos fotovoltaicos conectados en serie (A).
- $f1, f2, fn$: Factores de corrección según ITC-BT. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.4).

Así pues, para una intensidad nominal de 8,53 A, se tienen que:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * 8,53}{0,9 * 0,8 * 1} = 13,31 A$$

Con:

- $f1$: 0,9, por exposición directa al sol.
- $f2$: 0,89 por haz de dos conductores.
- $f3$: 1, por temperatura ambiente de 40° y aislamiento XLPE.

A partir de la tabla A.52-1 del catálogo Prysmian (Ver anexo de la memoria de cálculo, apartado 15.7), suponiendo una instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F), y un aislamiento XLPE2 (columna 13), se obtiene una sección mínima de 1,5 mm².

➤ **Criterio de caída de tensión**

De igual modo según la ITC-BT 40, El diseño del cableado debe ser tal que no se supere una caída de tensión mayor al 1,5% para corriente continua.

Mediante la siguiente expresión, se puede conocer la caída de tensión que se produce:

$$\Delta U = I \cdot R$$

Siendo,

ΔU : Caída de tensión en la línea (V).

I : Intensidad MPP que circula (A).

R : Resistencia del conductor (Ω). Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Con

- ρ : Resistividad del cobre a la temperatura máxima de servicio del aislamiento, 90 °C: 0,022 mm² Ω /m.
- l : Longitud del conductor (m).
- S : Sección del conductor(mm²).

Tomando como valor inicial de sección, el obtenido en el apartado anterior y un valor de longitud del conductor de 19 m, se tiene que:

$$R = 2 \cdot 0,022 \cdot \frac{19}{1,5} = 0,557 \Omega$$

Por lo tanto,

$$\Delta U = 8,53 \cdot 0,557 = 4,75 V \rightarrow 0,689\%$$

(Notar que la tensión nominal por ramal es de 690 V).

Este resultado, dejaría poco margen de caída de tensión para el resto de la instalación, por lo cual, se considera una sección conveniente. Recordemos el hecho de que el propio fabricante de paneles fotovoltaicos, recomendaba una sección mínima de 4mm².

Rehaciendo el cálculo para la sección recomendada por el fabricante de 4mm², se tiene que la caída de tensión corresponde a:

$$R = 2 \cdot 0,022 \cdot \frac{19}{4} = 0,209 \Omega$$

$$\Delta U = 8,53 \cdot 0,209 = 1,783 V \rightarrow 0,258\%$$

Por tanto, dicha sección sí se considera válida.

➤ **Criterio de la intensidad de cortocircuito**

A pesar de que en corriente continua, la intensidad de cortocircuito muy difiere poco de la intensidad nominal por las características de los módulos fotovoltaicos, se va a plantear el cálculo de la sección mediante este criterio, para constatar que no es relevante.

La intensidad máxima que puede circular por los conductores se obtiene, siguiendo la norma UNE 20460-4-43, la cual no hace diferencia para instalaciones de corriente continua o corriente alterna monofásica:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

- I_{CC} : Intensidad de cortocircuito (A).
- k : coeficiente dependiente del tipo de conductor. En el caso de cobre y aislamiento XLPE, $k = 143$.
- S : Sección del conductor (mm^2).
- t : Duración del cortocircuito considerado (s).

Considerando un tiempo de actuación de las protecciones de 60 s, se tiene que:

$$S = \frac{8,99 * \sqrt{60}}{143} = 0,48 mm^2$$

Como se observa, no será relevante la aplicación de este criterio, a pesar de haber introducido un tiempo de actuación desproporcionado respecto a lo habitual.

Conductor seleccionado

Finalmente, el conductor seleccionado para cada cadena, es de 4mm² de sección.

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x4)mm² Cu

8.2. Cableado para el conexionado en cajas de conexión

Distribuyendo las 170 cadenas de 19 módulos en serie cada una, en 10 grupos, se tiene que cada grupo consta de 17 cadenas en paralelo.

Dichas agrupaciones se realizan en sus correspondientes 10 cajas de conexión, que se sitúan simétricamente en la instalación. Ver plano A02.

Por lo tanto, se determinará la sección correspondiente a los cables que unen los diferentes arrays, con su correspondiente caja de conexión.

Únicamente es preciso realizar el cálculo de la sección para una agrupación de 17 cadenas en su caja de conexión, ya que las demás serán idénticas por la simetría de la instalación.

Además, la caja de conexión se localiza a la mitad de la distancia que comprenden las 17 cadenas, por lo que de nuevo, una parte de los cálculos se simplificarán por simetría.

Aplicando los criterios térmicos y de caída de tensión expuestos arriba, se obtienen la siguiente tabla, para cada longitud diferente en un grupo de conexión.

Notar que los factores aplicables en el cálculo de la sección mediante el criterio térmico, son los mismos que en el apartado anterior, ya que las condiciones son las mismas.

➤ Criterio térmico

Según la ITC-BT 40, para instalaciones generadoras, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Además, se deben tener en cuenta según el ITC-BT 06-07, una serie de factores de corrección en función del método de instalación de los conductores.

La expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * fn}$$

Donde:

- $I_{max,CN}$: Intensidad máxima en el conductor (A).
- I_L : Intensidad nominal de la línea que conecta los módulos fotovoltaicos conectados en serie (A).
- $f1, f2, fn$: Factores de corrección según ITC-BT. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.4).

Así pues, para una intensidad nominal de 8,53 A, se tienen que:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 \cdot 8,53}{0,9 \cdot 0,89 \cdot 1} = 13,31 \text{ A}$$

Con:

- $f1$: 0,9, por exposición directa al sol.
- $f2$: 0,89 por haz de dos conductores.
- $f3$: 1, por temperatura ambiente de 40° y aislamiento XLPE.

A partir de la tabla A.52-1 del catálogo Prysmian (Ver anexo de la memoria de cálculo apartado 15.7), suponiendo una instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F), y un aislamiento XLPE2 (columna 13), se obtiene una sección mínima de 1,5 mm².

➤ Criterio de caída de tensión

De igual modo según la ITC-BT 40, El diseño del cableado debe ser tal que no se supere una caída de tensión mayor al 1,5% para corriente continua.

Mediante la siguiente expresión, se puede conocer la caída de tensión que se produce:

$$\Delta U = I \cdot R$$

Siendo,

ΔU : Caída de tensión en la línea (V).

I : Intensidad MPP que circula (A).

R : Resistencia del conductor (Ω). Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Con

- ρ : Resistividad del cobre a la temperatura máxima de servicio del aislamiento, 90 °C: 0,022 mm²Ω/m.
- l : Longitud del conductor (m).
- S : Sección del conductor(mm²).

Tomando como valor inicial de sección, el obtenido en el apartado anterior (4mm²) y un valor de longitud del conductor variable para cada array, se obtiene la siguiente tabla:

	Longitud (m)	I nominal (A)	Sección apartado anterior (mm ²)	Sección adoptada (mm ²)
Cadena más cercana a caja de conexión	5,0	8,53	4	6
Siguiente cadena por proximidad	8,5	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	12,0	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	15,5	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	19,0	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	22,5	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	26,0	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	29,5	8,53	4	10
Siguiente cadena por proximidad	33,0	8,53	4	10

	R (Ω)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU acumulada en la instalación (%)
Cadena más cercana a caja de conexión	0,035	0,299	0,043	0,301
Siguiente cadena por proximidad	0,036	0,305	0,044	0,302
Siguiente cadena por proximidad	0,050	0,43	0,062	0,32
Siguiente cadena por proximidad	0,065	0,555	0,08	0,338
Siguiente cadena por proximidad	0,080	0,681	0,099	0,357
Siguiente cadena por proximidad	0,095	0,806	0,117	0,375
Siguiente cadena por proximidad	0,109	0,931	0,135	0,393
Siguiente cadena por proximidad	0,124	1,057	0,152	0,411
Siguiente cadena por proximidad	0,139	1,182	0,171	0,429

En algunos de los conectores, se ha optado por una sección de 10mm², para minimizar el valor de la caída de tensión porcentual en la instalación completa.

Conductor seleccionado

Finalmente, las 17 cadenas correspondientes a una caja de conexión, se han seleccionado con la siguiente distribución de secciones:

- 16 conductores de cobre de sección 10 mm^2 .
Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x10)mm² Cu.
- 1 conductor de cobre de sección 6 mm^2 .
Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x10)mm² Cu.

8.3. **Cableado para el conexionado entre las cajas de conexión e inversor**

El cableado que conecte las cajas de conexionado con el inversor, se instalará enterrado y bajo tubo. (Ver plano A02).

Según el diseño planteado de la unidad modular de 1 MWp, por cada columna de paneles, existen dos cajas de conexionado, siendo en total 10 cajas de conexión.

Los conductores de salida de las cajas de conexionado una misma columna, compartirán el tubo donde estén enterrados. Así pues, de manera estándar, por un mismo tubo discurrirán dos conductores.

Excepcionalmente, la columna 3 y 4, compartirán el paso del cableado, siendo las únicas en esta situación, lo que supone como máximo la existencia de 4 conductores por tubo.

Cabe mencionar que en un mismo tubo sólo contendrá conductores de la misma polaridad, así como lo establece la ITC-BT 40. Los conductores de la polaridad contraria, discurrirán por otro tubo diferente, para evitar riesgo de contacto y cortocircuito.

De manera general, se considera una resistividad térmica $2,5 \text{ k}\cdot\text{m}/\text{W}$, una temperatura ambiente del terreno de 25°C y profundidad de enterramiento $0,7\text{m}$.

Nuevamente, se aplicarán los criterios arriba expuestos para el cálculo de la sección.

Notar que la intensidad nominal del conductor de salida de la caja de conexión, es la intensidad nominal de una serie, replicada 17 veces, ya que 17 son las entradas a la caja de conexión.

Por lo tanto,

$$I_{nom} = 17 * 8,53 = 145,01 A$$

➤ Criterio térmico

Según la ITC-BT 40, para instalaciones generadoras, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Además, se deben tener en cuenta según el ITC-BT 06-07, una serie de factores de corrección en función del método de instalación de los conductores.

La expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * fn}$$

Donde:

- $I_{max,CN}$: Intensidad máxima en el conductor (A).
- I_L : Intensidad nominal de la línea que conecta los módulos fotovoltaicos conectados en serie (A).
- $f1, f2, fn$: Factores de corrección según ITC-BT. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.4).

Así pues, para una intensidad nominal de 145 A, se tienen que:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * 145}{1 * 1 * 0,8} = 226,56 A$$

Con:

- $f1$: 1, por temperatura del terreno de 25°C.
- $f2$: 1, por resistividad térmica igual 2,5 k·m/W.
- $f3$: 0,8, por un máximo de 2 conductores por tubo.

En los casos particulares de las cajas de conexión 5-8, se modifica el factor de agrupamiento:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * 145}{1 * 1 * 0,7} = 258,92 A$$

Con:

- f_1 : 1, por temperatura del terreno de 25°C.
- f_2 : 1, por resistividad térmica igual 2,5 k·m/W.
- f_3 : 0,7, por un máximo de 4 conductores por tubo.

A partir de la tabla A.52-1 del catálogo Prysmian (Ver anexo de la memoria de cálculo, apartado 15.7), suponiendo una instalación enterrada bajo tubo (tipo D) y un aislamiento XLPE2, se obtiene una sección mínima de 95 mm² para las cajas de conexión 1,2,3,4,9,10.

E igualmente, se obtiene una sección mínima de 120 mm² para las cajas de conexión 5,6,7,8.

➤ Criterio de caída de tensión

De igual modo según la ITC-BT 40, El diseño del cableado debe ser tal que no se supere una caída de tensión mayor al 1,5% para corriente continua.

Mediante la siguiente expresión, se puede conocer la caída de tensión que se produce:

$$\Delta U = I \cdot R$$

Siendo,

ΔU : Caída de tensión en la línea (V).

I : Intensidad MPP que circula (A).

R : Resistencia del conductor (Ω). Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Con

- ρ : Resistividad del cobre a la temperatura máxima de servicio del aislamiento, 90 °C: 0,022 mm² Ω /m.
- l : Longitud del conductor (m).
- S : Sección del conductor (mm²).

Tomando como valor inicial de sección, el obtenido en el apartado anterior (95 y 120 mm² respectivamente) y un valor de longitud del conductor variable para cada caja de conexión, se obtiene la siguiente tabla:

	Longitud (m)	I nominal (A)	Sección Propuesta (mm ²)
Caja de conexión 1 a inversor	140,0	226,56	95
Caja de conexión 2 a inversor	80,0	226,56	95
Caja de conexión 3 a inversor	110,0	226,56	95
Caja de conexión 4 a inversor	50,0	226,56	95
Caja de conexión 5 a inversor	110,0	258,92	120
Caja de conexión 6 a inversor	50,0	258,92	120
Caja de conexión 7 a inversor	110,0	258,92	120
Caja de conexión 8 a inversor	50,0	258,92	120
Caja de conexión 9 a inversor	140,0	226,56	95
Caja de conexión 10 a inversor	80,0	226,56	95

	R (Ω)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU acumulada en la instalación (%)
Caja de conexión 1 a inversor	0,062	14,023	2,032	2,461
Caja de conexión 2 a inversor	0,035	8,013	1,161	1,590
Caja de conexión 3 a inversor	0,049	11,018	1,597	2,026
Caja de conexión 4 a inversor	0,022	5,008	0,726	1,155
Caja de conexión 5 a inversor	0,039	9,968	1,445	1,874
Caja de conexión 6 a inversor	0,018	4,531	0,657	1,086
Caja de conexión 7 a inversor	0,039	9,968	1,445	1,874
Caja de conexión 8 a inversor	0,018	4,531	0,657	1,086
Caja de conexión 9 a inversor	0,062	14,023	2,032	2,461
Caja de conexión 10 a inversor	0,035	8,013	1,161	1,590

Como se aprecia, en la mayoría de los casos, la sección propuesta mediante el criterio térmico, no cumple con el criterio de caída de tensión.

Rediseñando la sección para que en todos los casos se cumpla la caída de tensión máxima permitida, se obtiene la siguiente tabla:

	Longitud (m)	I nominal (A)	Sección Propuesta (mm ²)
Caja de conexión 1 a inversor	140,0	226,56	240
Caja de conexión 2 a inversor	80,0	226,56	185
Caja de conexión 3 a inversor	110,0	226,56	185
Caja de conexión 4 a inversor	50,0	226,56	95
Caja de conexión 5 a inversor	110,0	258,92	185
Caja de conexión 6 a inversor	50,0	258,92	120
Caja de conexión 7 a inversor	110,0	258,92	185
Caja de conexión 8 a inversor	50,0	258,92	120
Caja de conexión 9 a inversor	140,0	226,56	240
Caja de conexión 10 a inversor	80,0	226,56	185

	R (Ω)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU acumulada en la instalación (%)
Caja de conexión 1 a inversor	0,025	5,551	0,804	1,233
Caja de conexión 2 a inversor	0,018	4,115	0,596	1,025
Caja de conexión 3 a inversor	0,025	5,658	0,820	1,249
Caja de conexión 4 a inversor	0,022	5,008	0,726	1,155
Caja de conexión 5 a inversor	0,025	6,466	0,937	1,366
Caja de conexión 6 a inversor	0,018	4,531	0,657	1,086
Caja de conexión 7 a inversor	0,025	6,466	0,937	1,086
Caja de conexión 8 a inversor	0,018	4,531	0,657	1,086
Caja de conexión 9 a inversor	0,025	5,551	0,804	1,233
Caja de conexión 10 a inversor	0,018	4,115	0,596	1,025

Conductor seleccionado

Finalmente, los 10 conductores correspondientes a la salida de cada caja de conexión que se conectan al inversor, se han seleccionado con la siguiente distribución de secciones:

- Sección 240 mm², para las cajas de conexión más alejadas del inversor, correspondientes a las cajas 1 y 9.

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x240)mm² Cu

- Sección 185 mm², para las cajas de conexión 2, 3, 5, 7 y 10.

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x185)mm² Cu.

- Sección 120 mm², para las cajas de conexión 6 y 8.

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x185)mm² Cu.

- Sección 90 mm², para la caja de conexión 4

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 2x(1x185)mm² Cu.

9. CÁLCULO DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

A pesar de que la Power Station FSK 20 – Double Inverter, es una solución preconfigurada totalmente integrada que dispone de toda la aparamenta necesaria para el conexionado y las protecciones entre los inversores y el transformador, se va a diseñar de manera teórica, las secciones necesarias para dicha conexión. Ver plano A03.

9.1. Conexionado de los inversores - Cuadro de baja tensión

Los conductores que conectan los inversores con el cuadro de baja tensión, se van a instalar mediante canalizaciones existentes en la propia losa de la estación de potencia.

Se considera una temperatura ambiente de 40° y se utilizarán conductores unipolares, de aislamiento 3XLPE.

Para la determinación de la sección de un conductor en corriente alterna, es necesario buscar aquel que satisfaga simultáneamente los tres criterios siguientes:

➤ Criterio térmico.

Partiendo de la intensidad máxima que puede proporcionar el inversor a la salida, dato obtenido de su hoja de características, se tendrá la intensidad nominal para aplicar este criterio.

El criterio para corriente alterna es el mismo que se expuso para corriente continua, así pues la expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f1 * f2 * fn}$$

Donde:

- $I_{max,CN}$: Intensidad máxima en el conductor (A).
- I_L : Intensidad máxima a la salida del inversor (A).
- $f1, f2, fn$: Factores de corrección según ITC-BT. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.5).

Por lo tanto,

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * 1600}{0,75 * 1} = 2666,67 A$$

Ya que:

- $f1$: 0,75 por instalación de más de 3 conductores en contacto.
- $f2$: 1 por temperatura ambiente de 40°C.

Entonces, se procede a calcular el número de conductores necesarios, suponiendo una instalación en canalización no ventilada (tipo B2), mediante la tabla A.52-1 del catálogo Prysmian (Ver anexo de la memoria de cálculo, apartado 15.7).

Dicha tabla para las condiciones anteriores, establece una intensidad máxima de 423 A, para una sección de 300mm².

Por lo tanto, el número mínimo de conductores necesarios de dicha sección será 7, ya que:

$$N_{cond} \cdot I_{max,cond} \geq I_{max,CN}$$

$$7 \cdot 423 = 2961 A > 2666,67A$$

➤ **Criterio de máxima caída de tensión permitida.**

La caída de tensión máxima permitida para este tramo disponible se estima en un 0.075 %, considerando la caída de tensión acumulada hasta este punto y con previsión de no superar el máximo permitido para la instalación.

En corriente alterna, para el cálculo de la caída de tensión en el tramo considerado, se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{P \cdot L \cdot 100}{S \cdot k \cdot V^2}$$

Donde:

- ΔV : Caída de tensión (%).
- P : Potencia (W).
- L : longitud (m).
- S : Sección (mm²).
- k : Conductividad del conductor, a la temperatura máxima de servicio del aislamiento. Para conductor de cobre, aislamiento XLPE, se tiene que

$$k = 45,45 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

- V : Tensión nominal entre fases a la salida del inversor (V).

A partir de esa expresión, para un valor máximo establecido de caída de tensión permitida en un tramo, se puede obtener la expresión que proporciona el valor de la sección mínima, que es lo que nos interesa en este caso.

$$S = \frac{P \cdot L \cdot 100}{\Delta V \cdot K \cdot V^2}$$

La potencia máxima que puede proporcionar el inversor, según el fabricante será de 997 kW. Por lo tanto, la potencia máxima correspondiente a un cable, será de 110,777 kW.

Para una longitud estimada de máximo 3 metros entre el inversor y el cuadro de baja tensión, se obtiene que:

$$S = \frac{110777 \cdot 3 \cdot 100}{0,075 \cdot 45,45 \cdot 360^2} = 75,23 \text{ mm}^2$$

Dicho valor es el mínimo valor de sección tal que la caída de tensión máxima en el tramo sea del 0,075%, por lo tanto, la sección determinada por el criterio térmico, cumpliría el criterio de cortocircuito también.

➤ **Criterio de la intensidad de cortocircuito.**

Un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, provocan una temperatura en conductor, que no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración asignada a los materiales empleados en el aislamiento de dicho conductor.

Se considerará un tiempo de respuesta de la protección de 0,5 segundos, aunque el tiempo de respuesta de las protecciones en general, sea mucho menor.

La intensidad de cortocircuito de una instalación, viene dada por la siguiente expresión:

$$I_K'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_K}$$

Siendo:

- c : Factor de tensión. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.3).
- Z_K : Impedancia equivalente en el punto de cortocircuito (Ω).
- U_n : Tensión nominal en el punto de cortocircuito (V).

Por otro lado, según la norma UNE 20460-4-43, se puede calcular la corriente máxima de cortocircuito que puede soportar un conductor mediante la expresión ya vista:

$$I_{CC} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

- I_{CC} : Intensidad de cortocircuito (A).
- k : Coeficiente dependiente del tipo de conductor. En el caso de cobre y aislamiento XLPE, $k = 143$.
- S : Sección del conductor (mm^2).
- t : duración del cortocircuito considerado (s).

Con objeto de simplificar los cálculos, se tomarán las siguientes hipótesis:

- El tipo de fallo será cortocircuito trifásico.
- Se despreciarán las intensidades antes del defecto.
- Se despreciarán las cargas pasivas.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la planta fotovoltaica actúa como una fuente de tensión de potencia finita, se puede despreciar frente a la intensidad de cortocircuito que proporcionaría la red, la cual se considera una fuente de potencia infinita.

En este caso, únicamente se considerará a la red como fuente de tensión en el cortocircuito. La potencia de cortocircuito de la red, es un dato que proporciona la compañía eléctrica, y se estima en 500 MVA.

Es importante destacar que un cortocircuito que se produzca en el tramo del cableado que va desde el inversor hasta el transformador, tendría una impedancia equivalente en el punto de cortocircuito, correspondiente a la suma de todas las impedancias desde el punto del cortocircuito hasta la red.

Por tanto, se considerará que la impedancia equivalente en el punto de cortocircuito se compone de la suma de la impedancia de la red, vista desde el primario del transformador, más la impedancia del transformador.

$$Z_K = Z_Q'' + Z_T$$

- Así pues, la impedancia equivalente del transformador se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$Z_T \approx X_T = \frac{U_{cc\%} \cdot U_N^2}{100 \cdot S_{NT}}$$

Siendo:

- $U_{cc\%}$: Tensión de cortocircuito del transformador (%).
- S_{NT} : Potencia nominal del transformador (MVA)
- U_N : Tensión nominal en el secundario (kV).

Notar que se ha aproximado la impedancia del transformador al valor de su reactancia, ya que es mucho mayor que el de resistencia.

Tomando un valor de tensión de cortocircuito teórico del 6%, que es el valor típico para transformadores de esta dimensión, y conociendo que la potencia nominal del transformador proporcionado por INGECON, es de 2328 kVA, a una temperatura de 35°C, se obtiene que:

$$Z_T = \frac{6 \cdot 25^2}{100 \cdot 2,328} = 16,11 \Omega$$

Transformando dicho valor de impedancia al punto donde se produce el cortocircuito, es decir, al lado de baja tensión, se tiene que:

$$X_{BT} = X_{MT} \cdot \frac{U_B^2}{U_M^2} = 16,11 \cdot \frac{0,36^2}{25^2} = 3,34 \cdot 10^{-3} \Omega$$

- La impedancia equivalente de la red, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$Z_Q'' = \frac{c \cdot U_N^2}{S_{cc} \cdot \left(\frac{U_M}{U_B}\right)^2} = \frac{1,05 \cdot (25 \cdot 10^3)^2}{500 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{25 \cdot 10^3}{360}\right)^2} = 2,722 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Donde:

- c : Factor de tensión. (Ver anexo de cálculo, apartado 15.3).
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red (VA)
- U_N : Tensión nominal en el secundario (V).
- $\frac{U_M}{U_B}$: Relación de transformación (V).

Por otro lado, se sabe que se cumple la siguiente condición:

$$\frac{R_Q''}{X_Q''} \approx 0,1$$

O equivalentemente,

$$R_Q'' = 0,1 \cdot X_Q''$$

Sustituyendo la expresión anterior en la expresión de la impedancia, se obtiene:

$$Z_Q'' = 0,1X_Q'' + iX_Q''$$

De donde se obtiene que:

$$X_Q'' = \sqrt{\frac{(Z_Q'')^2}{1 + 0,1^2}} = \sqrt{\frac{(3,402 \cdot 10^{-4})^2}{1 + 0,1^2}} = 2,708 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$R_Q'' = 0,1 \cdot X_Q'' = 2,708 \cdot 10^{-5} \Omega$$

$$Z_Q'' = 2,708 \cdot 10^{-5} + i2,708 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Finalmente, la suma de las impedancias calculadas, da como resultado el valor de impedancia equivalente:

$$Z_K = 2,708 \cdot 10^{-5} + i 3,611 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Así pues, la intensidad de cortocircuito para el tramo seleccionado:

$$I_K'' = \frac{1,05 \cdot 360}{\sqrt{3} \cdot (2,708 \cdot 10^{-5} + i3,611 \cdot 10^{-3})} = 60,452 \text{ kA}$$

Y por otro lado, el valor de la intensidad máxima admisible para el conductor, con un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos:

$$I_{CC,cond} = \frac{143 \cdot 300}{\sqrt{0,5}} = 60,67 \text{ kA}$$

Entonces, queda comprobado que el valor de la intensidad máxima admisible para el conductor, es superior al valor de la intensidad de cortocircuito, ya que:

$$I_K'' \leq I_{CC,cond}$$

Y por lo tanto, con la sección seleccionada mediante el criterio térmico, se cumpliría también este criterio.

Conductor seleccionado

Conductor RV-K 0,6/1 Kv 3x(7x300 mm²) Cu

9.2. Conexión cuadro de baja tensión – Transformador

Este tramo se ha diseñado con idénticas condiciones y longitudes al tramo anterior, por lo que la sección y el número de conductores seleccionados serán también las mismas.

9.3. Cableado de los servicios auxiliares

Los consumos previstos para los servicios auxiliares, se diseñarán para el conjunto de las dos unidades modulares que confluyen en una misma estación de potencia.

Se estima que serán los siguientes:

- Alumbrado exterior: 5000 W.
- Iluminación de emergencia: 500 W.
- Sistema de almacenamiento de datos: 2500W.
- Otros usos: 2000 W.

Por lo tanto, la potencia que requieren los servicios auxiliares será de 10 kW.

Así pues, la intensidad nominal de este tramo se puede calcular como sigue:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 360} = 16 A$$

A pesar de que el cableado de los servicios auxiliares se configurará individualmente en función del servicio al que vayan a suministrar corriente, se calculará la sección del conductor del circuito trifásico principal.

Se considera una instalación al aire, sobre rejilla metálica, con una temperatura ambiente de 40°C. Como hasta ahora, el conductor elegido es de cobre con aislamiento XLPE.

Aplicando el criterio de máxima intensidad admisible para la obtención de la sección de un conductor, se tiene que:

$$I_{max} = \frac{I_L}{f_1 \cdot f_2}$$

Siendo,

- $f_1 = 0,8$. Factor de corrección por agrupación de cables.
- $f_2 = 0,9$. Factor de corrección para cables expuestos directamente al sol.

Por lo tanto,

$$I_{max} = \frac{16}{0,8 \cdot 0,9} = 22,22 \text{ A}$$

Así pues, para esta intensidad máxima admisible y este modo de instalación, se obtiene una sección mínima de 2,5 mm².

Comprobando ahora el criterio de máxima caída de tensión permitida, se tiene que para dicha sección, la caída de tensión en el tramo vendrá dada por la siguiente expresión:

$$\Delta U = I \cdot R$$

Siendo,

- ΔU : Caída de tensión en la línea (V).
- I : Intensidad (A).
- R : Resistencia del conductor (Ω). Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Con

- ρ : Resistividad del cobre a la temperatura máxima de servicio del aislamiento, 90 °C: 0,022 mm² Ω /m.
- l : Longitud del conductor (m).
- S : Sección del conductor (mm²).

Por lo que,

$$R = 2 \cdot 0,022 \cdot \frac{2}{2,5} = 0,0352 \Omega$$

Así pues,

$$\Delta U = I \cdot R = 22,22 \cdot 0,0352 = 0,782 \text{ V} \rightarrow 0,2 \%$$

Dicho porcentaje supera el estimado para el tramo, por lo que se aumentará la sección hasta 10mm^2 .

Con dicho valor de sección, se tiene que:

$$R = 2 \cdot 0,022 \cdot \frac{2}{10} = 8,8 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Y por tanto,

$$\Delta U = I \cdot R = 22,22 \cdot 8,8 \cdot 10^{-3} = 0,1955 \text{ V} \rightarrow 0,05\%$$

Lo cual sí se considera admisible, por lo que esa será la sección para este tramo de la instalación.

10. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN INTERIOR

En este apartado, se realizará el diseño de la línea de media tensión que transporta la energía desde cada centro de transformación hasta la celda de entrega o acoplamiento, la cual se sitúa dentro de la instalación, siendo el punto de entrega en una subestación al mismo nivel del tensión de 25 kV. Ver plano A01.

La línea de media tensión ha sido diseñada en rama en lugar de en anillo, ya que presenta las ventajas de que la longitud de cable requerido es menor y la sección de dicho cable será menor también, ya que el diseño en anillo debe hacerse para ser capaz de soportar toda la energía generada, en caso de que cualquier elemento de la instalación falle, no siendo así en la configuración en rama.

Por otro lado, la configuración elegida presenta el inconveniente de que en caso de fallo de alguno de los elementos de la instalación, todos los elementos conectados a la rama quedarían fuera de servicio, al no existir un camino alternativo para la evacuación de la energía.

Por lo tanto, al requerir menor longitud y sección de cable, la configuración en rama resulta de menor coste de instalación que la configuración en anillo.

El diseño realizado consiste en dos ramas idénticas y simétricas respecto de la celda de entrega (ver plano A01), de las siguiente características:

Tramo	Longitud (m)	Intensidad(A)
CT_V - CT_IV	150	27,74
CT_IV - CT_III	150	55,48
CT_III - CT_II	150	83,22
CT_II - CT_I	150	110,96
CT_I - Celda E	204	138,67

Tabla 7. Características principales de la configuración en rama.

Se decide emplear un conductor de aluminio y aislamiento HEPR, del fabricante PRYSMIAN.

10.1. Cálculo del cableado

Para la determinación de la sección de un conductor en media tensión, es necesario buscar aquel que satisfaga simultáneamente los tres criterios siguientes:

➤ Criterio térmico.

La aplicación del criterio térmico en régimen permanente en media tensión, equivale a comprobar que la intensidad máxima permanente a transportar, es menor que la máxima intensidad admisible del cable.

$$I_{m\acute{a}x\ permanente} < I_{m\acute{a}x\ Cable}$$

Sabiendo que la rama se encuentra a un nivel de tensión de 25kV y que la potencia de los inversores es de 1081kW, para un factor de potencia 0,9, se obtiene que la intensidad a la salida de cada centro de transformación es:

$$I = \frac{P_{Inv}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1081 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 27,74\ A$$

El reparto de intensidades por lo tanto es que el que mostraba en la tabla 7 y la sección de cada tramo será acorde a la intensidad de cada intervalo.

Condiciones de la instalación:

Se considera una instalación de terna de cables unipolares, directamente enterrada, con las siguientes características:

- Temperatura del terreno: 25°C.
- Terna de cables unipolares.
- Terreno de resistividad térmica normal: 1,5Km/W.
- Profundidad de la instalación: 1m.

Por lo que no es necesaria la aplicación de factores de corrección.

A partir de la tabla IX, del catálogo Prysmian para media tensión, (Ver anexo de la memoria de cálculo, apartado 15.8), suponiendo un aislamiento HEPR y conductor de aluminio, se obtienen las siguientes secciones mínimas para cada tramo.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad(A)	Sección (mm ²)
CT_V - CT_IV	150	27,74	16
CT_IV - CT_III	150	55,48	16
CT_III - CT_II	150	83,22	25
CT_II - CT_I	150	110,96	35
CT_I - Celda E	204	138,70	50

➤ **Criterio de cortocircuito.**

En caso de cortocircuito, la intensidad proveniente de la planta fotovoltaica se considera despreciable frente a la intensidad que puede llegar a suministrar la propia red de distribución.

Así pues, para una potencia de cortocircuito supuesta establecida por la compañía eléctrica de 500 MVA, la intensidad de cortocircuito vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10^3} = 11547 \text{ A} = 11,547 \text{ kA}$$

Con un tiempo supuesto de actuación de las protecciones encargadas de la protección de la rama de media tensión de 100 ms, se obtiene la sección mínima del conductor necesario para soportar la corriente de cortocircuito:

$$I \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$$

Siendo:

I: Corriente de cortocircuito (A).

t: Duración del cortocircuito (s).

K: Coeficiente que dependerá de la naturaleza del conductor.

K= 94 para conductor de aluminio y aislamiento HEPR.

S: Sección del conductor (mm²).

De donde,

$$S = \frac{11547 \cdot \sqrt{0,1}}{94} = 38,85 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, habrá que redefinir la sección elegida de los cuatro primeros tramos:

Tramo	Longitud (m)	Intensidad(A)	Sección (mm ²)
CT_V - CT_IV	150	27,74	50
CT_IV - CT_III	150	55,48	50
CT_III - CT_II	150	83,22	50
CT_II - CT_I	150	110,96	50
CT_I - Celda E	204	138,70	50

➤ **Criterio de máxima caída de tensión admisible.**

En media tensión, la caída de tensión que se produce en los cables tiene relativamente poca importancia, a no ser que se trate de conductores de gran longitud. Sin embargo, se va a proceder a comprobar que las secciones elegidas lo cumplen.

Este criterio equivale a comprobar que no se supera la máxima caída de tensión admisible, fijada por el reglamento:

$$\Delta U \leq \Delta U_{m\acute{a}x} = 5 \%$$

La caída de tensión en tanto por ciento se obtiene de la siguiente expresión:

$$\Delta U (\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \text{sen}(\varphi))$$

Siendo:

U: Tensión de la línea (V).

I: Intensidad de corriente que recorre la línea (A).

L: Longitud de la línea (km).

R: Resistencia del conductor a la máxima temperatura de funcionamiento en régimen permanente (105°C) (Ω/km). Ver apartado 15.9 del anexo de cálculo.

X: Reactancia del la línea (Ω/km). Ver apartado 15.10 del anexo de cálculo.

Para un factor de potencia de 0,9, se obtienen los siguientes resultados:

Tramo	L (km)	I (A)	S (mm ²)	R(105°C) (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (%)
CT_V - CT_IV	0,15	27,74	50	0,847	0,148	0,024
CT_IV - CT_III	0,15	55,48	50	0,847	0,148	0,048
CT_III - CT_II	0,15	83,22	50	0,847	0,148	0,072
CT_II - CT_I	0,15	110,96	50	0,847	0,148	0,095
CT_I - Celda E	0,204	138,70	50	0,847	0,148	0,162
Total						0,401

Se comprueba que efectivamente la máxima caída de tensión es un valor inferior al 5% permitido, por lo que las secciones elegidas se consideran válidas.

Selección final del conductor

Finalmente, el conductor elegido debe ser tal que cumpla con la normativa y las condiciones técnicas de la compañía distribuidora Sevilla-Endesa.

Según las condiciones de diseño dadas, el nivel de tensión del cable debe ser:

$$(U_0/U) = 18/30 \text{ kV.}$$

La sección mínima del conductor viene impuesta por las Normas particulares de Compañía Sevillana de Electricidad. En estas normas, para el caso de redes de la tensión mencionada, se fija una sección normalizada de conductor de aluminio de 240 mm².

11. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

El embarrado de las celdas seleccionadas, pertenecientes al sistema modular y compacto CGM.3 de Ormazábal (Ver anexo de características técnicas 16.11), está constituido por los tramos las propias celdas y por los tramos de unión eléctrica y mecánica. Ver plano A04.

Estas celdas disponen de sus propias envolventes metálicas que albergan una cuba llena de gas SF₆, en la cual se encuentran imbuidos los aparatos de maniobra y el embarrado.

La prefabricación de estos elementos y los ensayos realizados sobre cada celda, garantizan su funcionamiento conforme a los valores indicados en su placa de características, que a su vez responden a los requisitos de la normativa vigente. Así pues, el embarrado incluido en la cuba está dimensionado para soportar, además de la intensidad asignada, las intensidades térmica y dinámica asignadas.

Por otra parte, las características del embarrado seleccionad deberán ser superiores a las que proporciona la compañía distribuidora Sevillana-Endesa, para la conexión de Media Tensión.

Así pues, conforme al capítulo VI de las Normas Particulares de Sevillana-Endesa de “Especificaciones Técnicas para la Conexión de Suministros en Media Tensión”, se fijan con carácter general los siguientes valores del embarrado:

- Intensidad asignada..... 400A.
- Intensidad límite térmico 1s..... 16kA.
- Intensidad límite electrodinámica... 40kA.

En este apartado se justificará la conformidad del embarrado a dichos parámetros.

11.1 Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene como objeto verificar que no se supera la máxima densidad de corriente admisible para el embarrado, cuando por él circule una corriente igual a la corriente nominal máxima.

Como ya se ha expuesto anteriormente, la intensidad máxima que se transporta en la red de media tensión es de 138,70A, que se da en el último tramo de la configuración en ramal.

Por otra parte, quedó demostrado en el apartado 10.1 que la sección seleccionada para el conductor de 240 mm² cumplía sobradamente los criterios evaluados.

Por lo tanto, las celdas modelo CGM de Ormazábal, cumplen con la especificación citada.

11.2 Comprobación por sollicitación térmica a cortocircuito

Como se calculó en el apartado anterior, la corriente máxima de cortocircuito es de 11,547 kA.

$$I_{CC} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10^3} = 11547 \text{ A} = 11,547 \text{ kA}$$

Para cumplir el criterio de sollicitación térmica, debe comprobarse que no se producirá un calentamiento excesivo al producirse un cortocircuito, del elemento conductor principal de las celdas del embarrado.

Las celdas CGM de Ormazábal seleccionadas, garantizan una resistencia térmica de 16 kA durante un segundo.

Así pues, debe cumplirse que:

$$I_{CC \max}^2 \cdot t_{prot} = I_{term}^2$$

Donde:

- $I_{CC \max}$: Corriente de cortocircuito máxima (kA).
- t_{prot} : Tiempo de despeje de la falta (s).
- I_{ter} : Intensidad límite térmica (kA).

Para una intensidad de 16 kA, es necesario que las protecciones actúen antes de t_{prot} :

$$t_{prot} \leq \frac{16^2}{11,547^2} = 1,92 \text{ s}$$

Según la compañía distribuidora, el tiempo de actuación de las protecciones es de 1 segundo, con lo que se cumple la condición evaluada.

11.3 Comprobación por sollicitación electrodinámica

El objeto de la comprobación por sollicitación electrodinámica es verificar que los elementos conductores de las celdas, soportan el esfuerzo mecánico producido por un hipotético cortocircuito entre fase.

Así pues, según la ITC MIE-RAT 05, la resistencia mecánica de los conductores debe verificar la siguiente expresión en caso de cortocircuito:

$$\delta \geq \frac{I^2 \cdot L^2}{60 \cdot D \cdot W}$$

Donde:

- I: Intensidad permanente de cortocircuito trifásico (kA).
- L: Separación longitudinal entre aisladores de apoyo (cm).
- D: Separación entre fases (cm).
- W: Módulo resistente de los conductores (cm³).
- δ : Valor de la carga de rotura de tracción del material conductor (daN/cm²)

Al igual que se comentaba anteriormente, las celdas seleccionadas son homologadas por Endesa y conforme a la normativa vigente, han sido ensayadas de manera que se garantiza la expresión anterior.

De esta forma, se debe verificar que la intensidad de pico es inferior a la intensidad límite electrodinámica para el embarrado.

$$I_{pico} \leq I_{din}$$

El valor de la intensidad de pico se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$I_{pico} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ccm\acute{a}x}$$

Siendo:

$$I_{ccmax} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10^3} = 11547 \text{ A} = 11,547 \text{ kA}$$

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{\frac{-3 \cdot R}{X}}$$

Considerando un valor de R/X igual a 0,1, que es el habitual en líneas, se obtiene que:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,1} = 1,746$$

Así pues, el valor de la intensidad de pico:

$$I_{pico} = 1,746 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,547 = 28,51 \text{ kA}$$

Por lo tanto, para un valor de intensidad límite electrodinámica del embarrado de 40kA, se cumple la condición antes expuesta.

12. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

12.1. Protecciones en corriente continua

Como ya se mencionó en apartados anteriores, para la unidad modular de 1 MWp, se decide agrupar 17 cadenas en paralelo en lo que se denominó caja de conexión.

En la unidad modular de 1 MWp, existen por tanto en total, 10 cajas de conexión que asocian las 170 cadenas de las que se compone una unidad modular.

Para una caja de conexión, el número de entradas será el correspondiente al número de cadenas que se agrupen multiplicado por dos, ya que hay que considerar los polos positivos y negativos de cada cadena. Es decir, 34 entradas.

Cada entrada a la caja de conexión, debe protegerse mediante un fusible y su correspondiente portafusible, por lo que el número de fusibles a instalar, será de 34 también.

Como se sabe, el valor de la intensidad de cortocircuito de un panel fotovoltaico, difiere en pocos voltios de su intensidad nominal. Esta peculiar característica, hace que sea necesario emplear fusibles especialmente diseñados para esta aplicación, ya que los fusibles convencionales no son aptos para proteger la instalación fotovoltaica.

Este tipo de fusibles, se les denomina fusible de clase gPV. Dicho fusible, debe disponer de una tensión nominal que supere en un 15% el valor de tensión de la cadena en condición de vacío. Así pues:

$$V_N \geq 1,15 \cdot V_{OC} \cdot N$$

Con,

- V_N : Tensión nominal mínima del fusible.
- V_{OC} : Tensión de vacío de un módulo fotovoltaico.
- N : Número de módulos fotovoltaicos en la cadena.

Lo cual toma un valor de:

$$V_N \geq 1,15 \cdot 46,6 \cdot 19 = 1018,21 \text{ V}$$

Por otro lado, la corriente nominal del fusible debe cumplir la siguiente condición:

$$1,5I_{SC} \leq I_N \leq 2I_{SC}$$

Siendo I_{SC} el valor de la intensidad en cortocircuito de un módulo, e igual a 8,99A.

Por lo que:

$$13,49 \leq I_N \leq 17,98 \text{ A}$$

Por otro lado, relativo al poder de corte del fusible; la norma IEC-60269-6 especifica un valor mínimo de 10kA.

Por todo ello, se ha elegido un fusible cilíndrico gPV 14x51 1100VDC de intensidad nominal 15 A, de DF Electric. (Ver anexo de características técnicas, apartado 16.7), así como su respectiva base portafusibles, 14x51 1100VDC de 50A.

Además, también forma parte de la protección en corriente continua los conductores que salen de cada caja de conexión hasta el inversor. A la entrada del inversor, se dispondrán nuevamente fusibles tipo gPV en los correspondientes conductores. En este caso, será necesario un fusible por cada conductor que sale de la caja de conexión, tanto para el polo positivo como el negativo, siendo por tanto un total de 20 fusibles.

En esta ocasión, para determinar la intensidad nominal de cortocircuito se procede de la siguiente manera, sabiendo que de cada caja de conexión sale un único conductor, que agrupa la intensidad de las 17 cadenas que se conectan en la caja de conexión:

$$I_{SC,conjunto} = N^{\circ}_{cadenas} \cdot I_{SC} = 17 \cdot 8,99 = 152,83 \text{ A}$$

Así pues, aplicando la condición que deben cumplir los fusibles fotovoltaicos:

$$1,5I_{SC} \leq I_N \leq 2I_{SC}$$

$$229,25 \leq I_N \leq 305,66 \text{ A}$$

Finalmente, se obtiene la elección de la instalación de un cartucho fusible de cuchilla NH2 gPV 1000 V DC de 250 A.

Ulteriormente, dichos fusibles se conectarán a un seccionador DC motorizado, que forma parte del conjunto integrado de la estación de potencia.

La intensidad nominal de dicho seccionador, debe ser superior a la intensidad máxima proporcionada por la suma de las 10 entradas:

$$I_{SC,max} = N^{\circ}_{Entradas} \cdot I_{SC,conjunto} = 10 \cdot 152,83 = 1528,3 A$$

Se escoge un interruptor seccionador de ABB, modelo OTDC 16000E, DE 1600 A, específico para aplicaciones fotovoltaicas (Ver anexo de características técnicas, apartado 16.8).

12.2. Protecciones en corriente alterna

En este apartado, se procederá al cálculo de las protecciones de corriente alterna en baja tensión y en alta tensión, así como las protecciones necesarias para los servicios auxiliares.

Para tal propósito, partiremos del valor de intensidad nominal máxima en régimen permanente que puede suministrar el inversor, 1600 A y una tensión de 360 V.

Protección en alta tensión

En los centro de transformación: Protección del transformador mediante interruptor automático: Celda CMP-V de Ormazábal. Ver anexo de características técnicas apartado 16.11.

Protección en baja tensión

Cabe mencionar que el inversor seleccionado cuenta con la protección que aquí se va a dimensionar, ya que incorpora un interruptor magnetotérmico automático.

Siguiendo la UNE 20 460, se dimensionará dicha aparamenta contra sobrecargas y cortocircuitos:

➤ Protección contra cortocircuitos

- Se debe cumplir que el poder de corte del interruptor, sea superior a la intensidad máxima de cortocircuito prevista en el punto de instalación:

$$I_{Corte\ Interruptor} > I_{cc\ max}$$

Cabe mencionar que el valor de la intensidad de cortocircuito para dicho punto, ya se estudió en el apartado 9.1. resultando de 52,77 kA.

➤ Protección contra sobrecargas

$$I_B < I_{Interrupcion} < N_{cond} \cdot I_{max,cond}$$

Siendo,

- I_B : Intensidad de diseño del tramo, proporcionada por el inversor.
- $I_{Interrupcion}$: Intensidad nominal del interruptor, calibre de la protección.
- $I_{max,cable}$: Intensidad máxima admisible del conductor.

Por lo tanto,

$$1600 < I_{Interrupcion} < 7 \cdot 423 = 2961 \text{ A}$$

Así pues, las características del interruptor magnetotérmico automático deben ser de un poder de corte superior a 52,77 kA y de intensidad nominal cualquier valor comprendido entre 1600 A y 2961 A.

Se ha seleccionado un interruptor automático, modelo UAN-A frame de HYUNDAI, de 2000 A de corriente asignada y poder de corte 85 kA para una tensión asignada de 380 V. (Ver anexo de características técnicas, apartado 16.9)

Protección de los servicios auxiliares

Siguiendo con el diseño propuesto en la Power Station, los servicios auxiliares serán protegidos ante cortocircuito y sobrecargas mediante un fusible.

➤ Protección contra sobrecargas

Se deben cumplir las siguientes dos condiciones:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Siendo,

I_D : Intensidad de diseño de la línea.

I_N : Calibre de la protección (Intensidad nominal).

I_Z : Intensidad máxima admisible del cable, para el cable elegido en el apartado 9.3 es de 68A.

➤ Protección contra cortocircuitos

Se deben cumplir las siguientes tres condiciones:

$$P_C > I_{ccmax}$$

$$t_F(I_{cc\ max}) < t_{cond}(I_{cc\ max})$$

$$t_F(I_{cc\ min}) < t_{cond}(I_{ccmin})$$

Siendo

- P_C : Poder de corte de la protección.
- $I_{cc\ max}$: Intensidad de cortocircuito máxima.
- I_{ccmin} : Intensidad de cortocircuito mínima.
- $t_F(I_{cc\ max})$: Tiempo de actuación del fusible ante intensidad máxima de cortocircuito en la línea.
- $t_F(I_{cc\ min})$: Tiempo de actuación del fusible ante intensidad mínima de cortocircuito en la línea.
- $t_{cond}(I_{cc\ max})$: Tiempo admisible para el conductor ante intensidad de cortocircuito máxima.
- $t_{cond}(I_{cc\ min})$: Tiempo admisible para el conductor ante intensidad de cortocircuito mínima.

Así pues, se elige un fusible limitador de corriente CEF, de 40 A de corriente nominal y poder de corte 63 kA, de ABB. (Ver anexo de características técnicas, apartado 16.10)

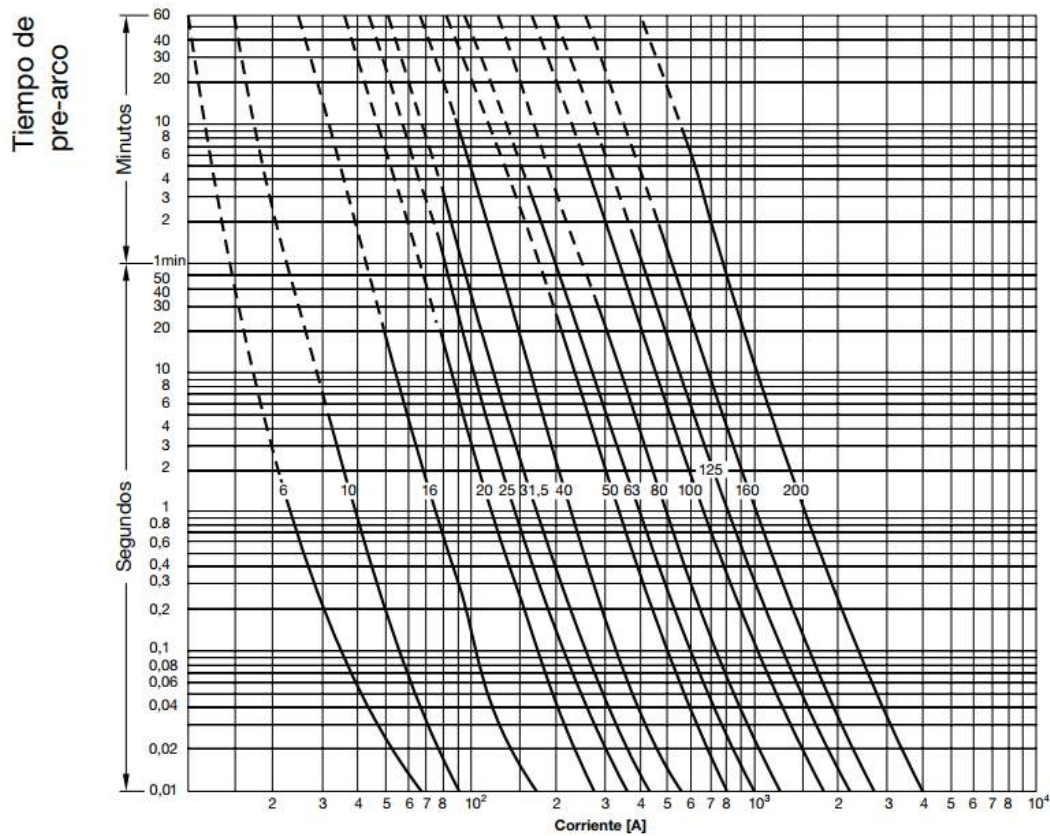


Ilustración 37. Característica de tiempo de prearco del fusible.

Observando los resultados obtenidos en el apartado 9.3, se puede comprobar que se cumplen las condiciones anteriormente expuestas:

Protección contra sobrecargas:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$16 A \leq 40A \leq 68 A$$

$$1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$64 A \leq 98,6 A$$

Protección contra cortocircuitos:

- Primera condición:

$$P_C > I_{ccmax}$$

$$63 kA > 52,77 kA;$$

- Segunda condición:

$$t_F(I_{cc \max}) < t_{cond}(I_{cc \max})$$

$$t_{cond}(I_{cc \max}) = \left(\frac{k \cdot S}{I_{cc \max}} \right)^2 = \left(\frac{135 \cdot 10}{52,77 \cdot 10^3} \right)^2 = 6,54 \cdot 10^{-4} \text{ s}$$

$$t_F(I_{cc \max} = 52,77 \text{ kA}) \ll 0,01 \text{ s}$$

Con:

k : Constante para conductor de cobre y aislamiento XLPE, $k=135$.

S : Sección del cable (mm^2).

$I_{cc \max}$: Intensidad de cortocircuito máxima (A).

- Tercera condición:

$$t_F(I_{cc \min}) < t_{cond}(I_{cc \min})$$

$$t_{cond}(I_{cc \min}) = \left(\frac{k \cdot S}{I_{cc \min}} \right)^2 = \left(\frac{135 \cdot 10}{45,7 \cdot 10^3} \right)^2 = 8,72 \cdot 10^{-4} \text{ s}$$

$$t_F(I_{cc \min} = 45,7 \text{ kA}) \ll 0,01 \text{ s}$$

$$I_{cc \min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc \max} = 45,7 \text{ kA}$$

13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

Tanto la parte de corriente continua como la parte correspondiente a corriente alterna de la instalación, dispondrán de una red de puesta a tierra.

Nuevamente, como se ha obrado a lo largo de este proyecto, se va a proceder al diseño y cálculo de dicha red de puesta a tierra para la unidad modular de 1 MWp, siendo idéntica para las demás unidades modulares de la instalación.

13.1. Puesta a tierra del área de corriente continua

A la red de tierras se deberán conectar todos los elementos metálicos de la parte de corriente continua, es decir, marco metálico de los paneles, estructura soporte, etc.

Para el diseño de la puesta a tierra, se buscará que la resistencia de puesta a tierra sea menor que un valor de resistencia tal, que asegure la eficacia de la misma.

Se supondrá un terreno cultivable poco fértil, de resistividad $500 \Omega \cdot m$.

Así pues, según el ITC-BT 18, el electrodo de puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, no sea superior al valor especificado para el caso que nos ocupa. Se fija el valor de resistencia máxima admisible en 180Ω

$$R_{max} = 50 \Omega$$

La resistencia de tierra de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno donde se establece.

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor.
- 50 V en los demás casos.

Estos valores para corrientes de defecto que sean eliminadas en menos de 5 segundos. Si las condiciones de la instalación son tales que puedan dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados.

Por lo tanto, eligiendo la configuración de anillo rectangular de perímetro 520 m, con una profundidad de enterramiento del electrodo de 0,5 m, disponiendo 4 picas de 1,5 m cada una, se tiene que:

- La resistencia que ofrece la pica vertical R_{1P} , vendrá dada por:

$$R_{1P} = \frac{\rho_a}{L} = \frac{500}{1,5} = 333,33 \Omega$$

Siendo:

ρ_a : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L : Longitud de la pica (m).

- La resistencia del conjunto de las 4 picas:

$$R_{4P} = \frac{1}{4 \cdot \frac{1}{R_{1P}}} = \frac{333}{4} = 83,33 \Omega$$

Por otro lado, si se elige un conductor de cobre desnudo de 40 mm^2 para unir el conjunto de las cuatro picas, su resistencia vendrá dada por:

$$R_{Cond} = \frac{2 \cdot \rho_a}{L} = \frac{2 \cdot 500}{520} = 1,92 \Omega$$

Siendo:

ρ_a : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

L : Longitud del conductor (m).

Finalmente, la resistencia de la red de puesta a tierra se obtiene como el paralelo de las resistencias del conductor y las cuatro picas:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_{4P}}} = 1,88 \Omega$$

Con lo que se comprueba que la puesta a tierra diseñada es válida, ya que:

$$R < R_{max}$$

13.2. Puesta a tierra del área de corriente alterna

La puesta a tierra correspondiente a la zona de corriente alterna de la unidad modular, es común a dos unidades modulares, ya que comparten transformador.

El diseño de la puesta a tierra de esta área, se hará de manera similar al de la zona de corriente continua, mediante 4 picas verticales, dispuestas en los vértices de un anillo rectangular que circunscriba la estación de potencia.

Nuevamente, a esta tierra se conectarán todas las masas metálicas correspondientes.

El perímetro del anillo rectangular en este caso será de 19 m, con una profundidad de enterramiento de los electrodos de 0,5 m y una longitud de 1,5 m cada pica, se tiene que:

- La resistencia que ofrece la pica vertical R_{1P} , vendrá dada por:

$$R_{1P} = \frac{\rho_a}{L} = \frac{500}{1,5} = 333,33 \Omega$$

Siendo:

ρ_a : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L : Longitud de la pica (m).

- La resistencia del conjunto de las 4 picas:

$$R_{4P} = \frac{1}{4 \cdot \frac{1}{R_{1P}}} = \frac{333}{4} = 83,33 \Omega$$

Por otro lado, si se elige un conductor de cobre desnudo de 40 mm² para unir el conjunto de las cuatro picas, su resistencia vendrá dada por:

$$R_{Cond} = \frac{2 \cdot \rho_a}{L} = \frac{2 \cdot 500}{19} = 52,63 \Omega$$

Siendo:

ρ_a : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

L : Longitud del conductor (m).

Finalmente, la resistencia de la red de puesta a tierra se obtiene como el paralelo de las resistencias del conductor y las cuatro picas:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_{4P}}} = 32,25 \Omega$$

14. BIBLIOGRAFÍA

Documentos de consulta

- ❖ 14.1 “El tiempo de la energía solar fotovoltaica. Informe anual 2016”. Unión Española fotovoltaica, UNEF. Páginas: 9-11,44-45,60-65, 72,77-78.
- ❖ 14.2 “El auge mundial de la fotovoltaica. Informe anual 2017”. Unión Española fotovoltaica, UNEF. Páginas: 5-7,23,26,31,33,38-40,45,46,50,53.
- ❖ 14.3 “Atlas de radiación solar en España”. Agencia Estatal de Meteorología, AEMET.
- ❖ 14.4 “Coeficiente de rendimiento. Factor de calidad de la instalación fotovoltaica.” SMA.
- ❖ 14.5 “Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red”. Intelec Ingeniería Energética, UJ.

Páginas web de consulta

- 14.6 https://es.wikipedia.org/wiki/Seguidor_solar , Último acceso: “02/05/2018”
- 14.7 <http://mecasolar.com/bin/modelos.php>, Último acceso: “09/10/2017”
- 14.8 http://www.sistemas2002.com/Renovables/Sistemas_Seguimiento/ Último acceso: “06/05/2018”
- 14.9 <https://ingelibreblog.wordpress.com/2015/03/04/tutorial-pvsyst-tipos-de-orientacion/>, Último acceso: “02/05/2018”
- 14.10 https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_pico , Último acceso: “02/05/2018”
- 14.11 <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>, Último acceso: “02/05/2018”
- 14.12 <http://www.yinglisolar.com/es/products/multicrystalline/yge-72-cell-series/>, Último acceso: “02/05/2018”
- 14.13 <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>, Último acceso: “02/05/2018”
- 14.14 <http://www.valldoreix-gp.com/las-ventajas-de-los-seguidores-solares/>, Último acceso: “30/05/2018”

15. ANEXO DE CÁLCULO

15.1 Cálculos obtenidos de la simulación con el software PVsyst.

15.1.1 Distancia entre columnas 10m.

15.1.1.1 Instalación fija

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Orientación del plano receptor:
 - Inclinación: 30°.
 - Acimut: 0°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

○ Factores de pérdida del generador FV anual

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.3%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -10.6%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.8%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

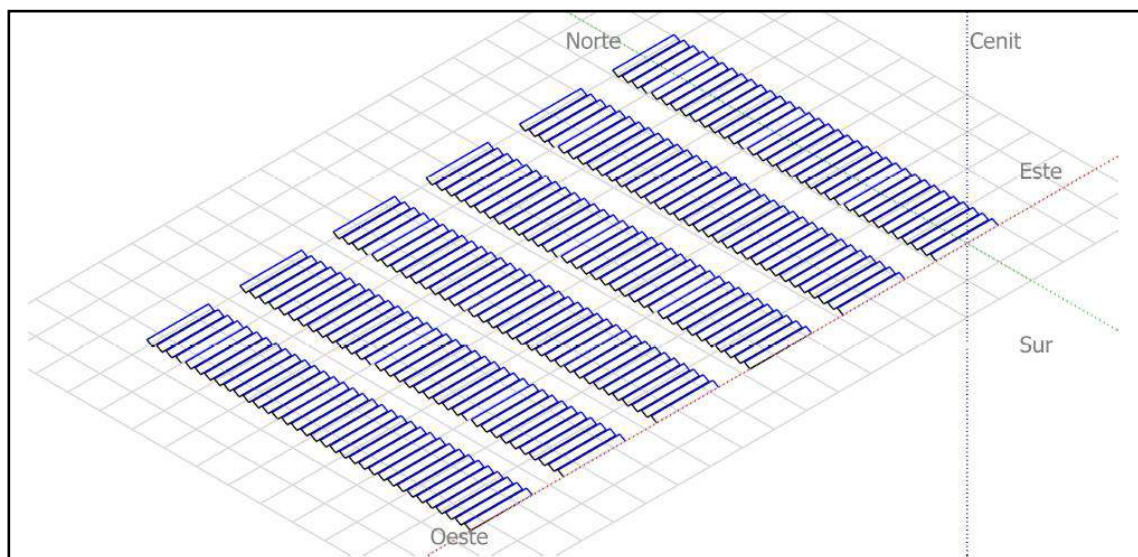
○ Inversor

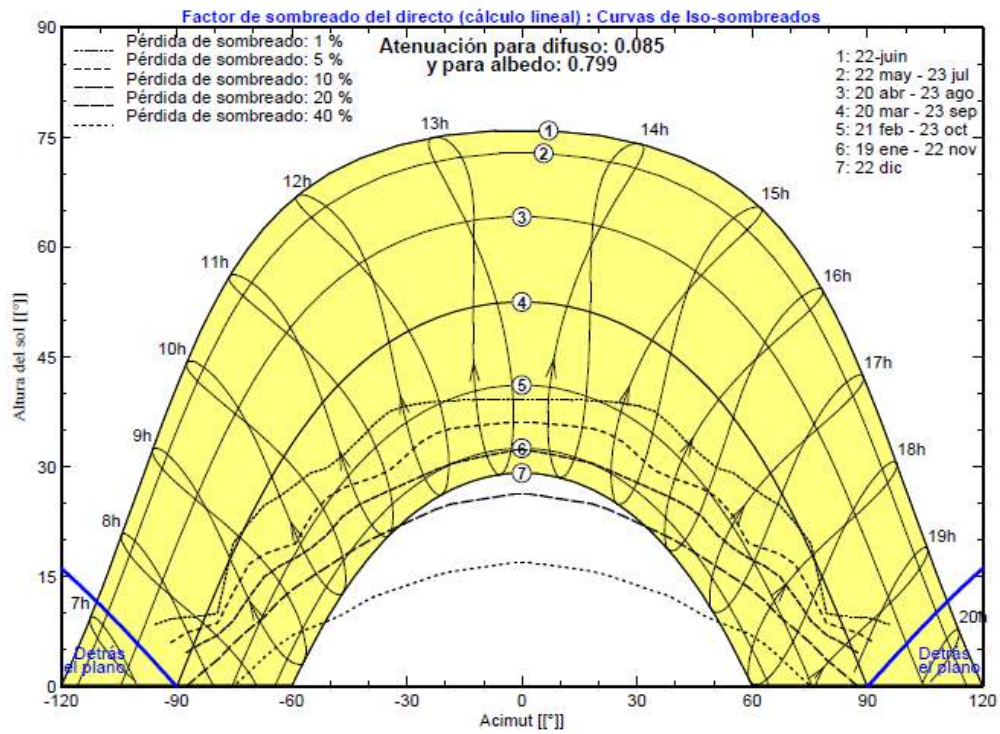
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O (Notar que se denomina rama a la agrupación en serie de paneles).

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.





Las curvas de iso-sombreados muestran el porcentaje de pérdida por sombreado que se tienen en un panel solar a lo largo de las diferentes horas de un día y para diferentes épocas del año.

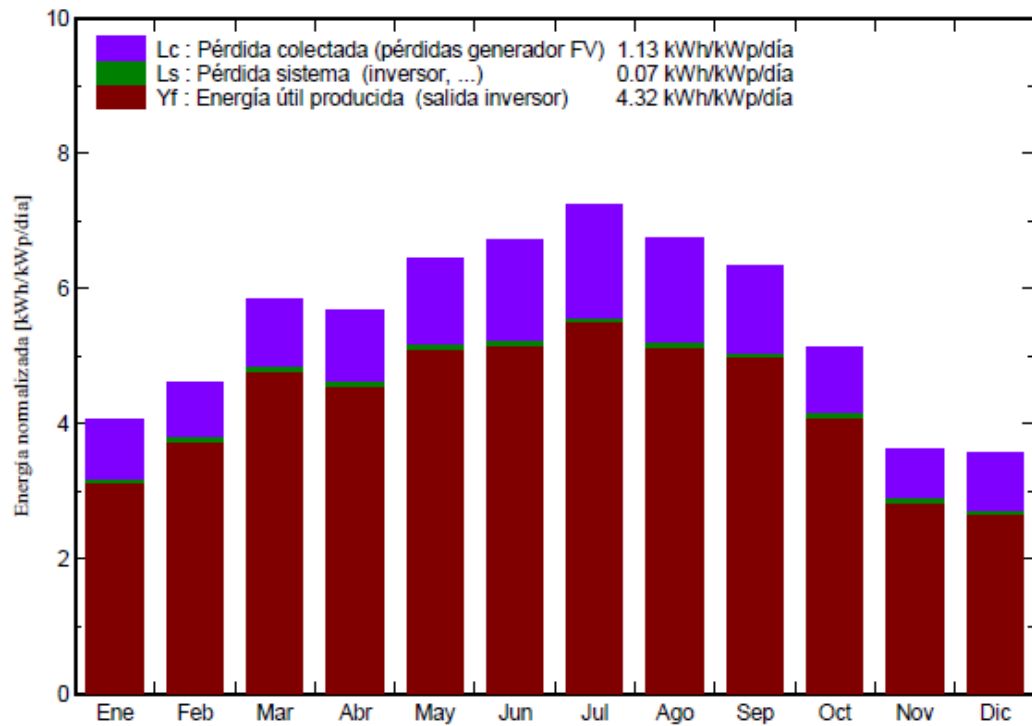
En él, se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares.

Así pues, la época del año que queramos observar, se corresponderá con un número del 1 al 7. Sobre la gráfica elegiremos dicho número y su correspondiente curva y analizaremos qué porcentaje de pérdidas es el que afecta a la curva elegida, dependiendo de la hora.

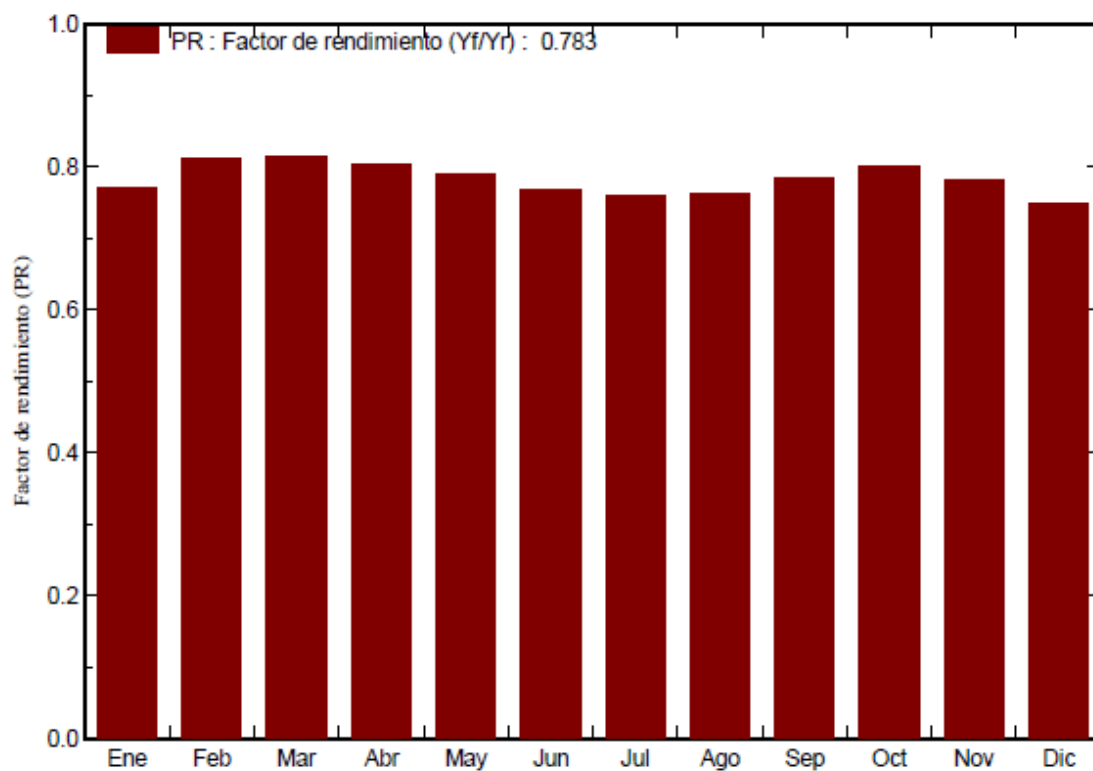
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 1893 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 72.89 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

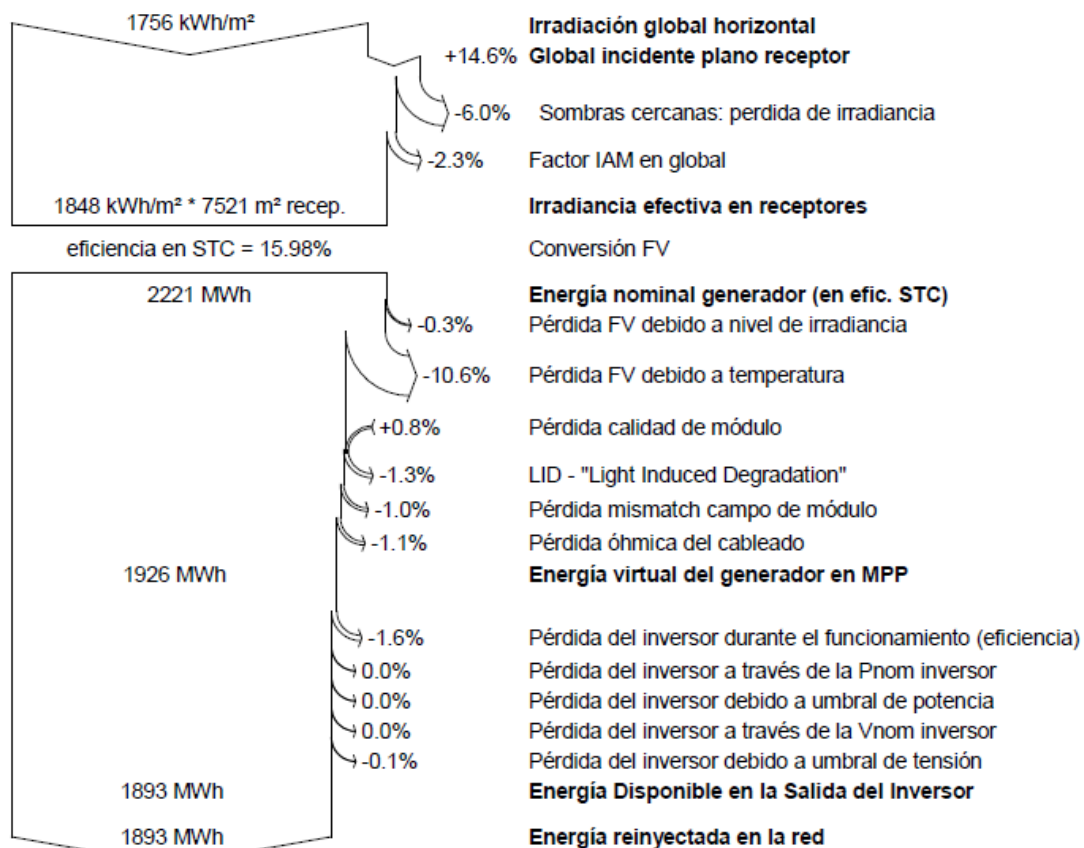


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	125.9	107.1	119.1	116.7	0.771
Febrero	91.4	35.12	13.11	128.9	117.7	128.2	125.7	0.812
Marzo	145.7	50.02	16.61	181.7	171.1	181.1	177.9	0.815
Abril	160.6	76.22	18.31	170.6	158.0	167.6	164.7	0.803
Mayo	205.3	81.05	21.71	200.3	186.0	193.2	190.1	0.790
Junio	215.9	78.18	26.81	201.9	187.6	188.8	186.2	0.767
Julio	235.1	64.95	28.31	224.5	210.7	208.0	205.2	0.761
Agosto	201.6	70.05	28.31	209.0	195.6	194.3	191.7	0.763
Septiembre	161.2	54.78	24.91	190.6	179.6	182.5	179.8	0.785
Octubre	119.8	44.03	20.51	159.1	148.5	155.5	153.0	0.800
Noviembre	74.9	36.53	14.91	109.2	95.3	104.7	102.7	0.782
Diciembre	66.9	27.61	12.21	110.9	90.8	101.9	99.8	0.749
Año	1756.3	644.67	19.80	2012.6	1848.0	1924.9	1893.3	0.783

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del generador
 E_Grid Energía reinyectada en la red
 PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.1.2 Instalación con seguimiento convencional de eje horizontal

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C: 1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.0%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.2%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.8%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

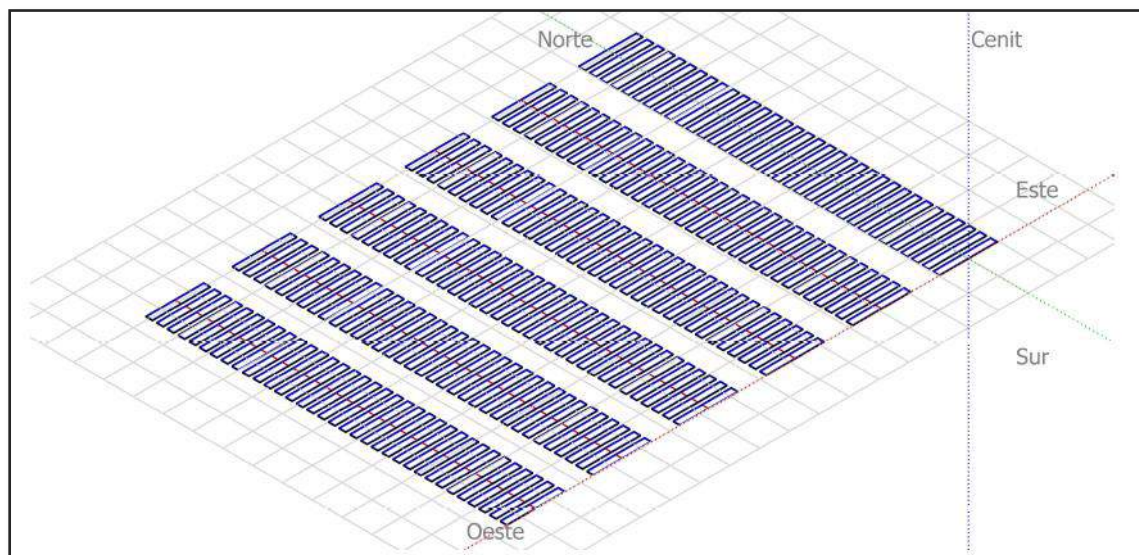
- **Inversor**

- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

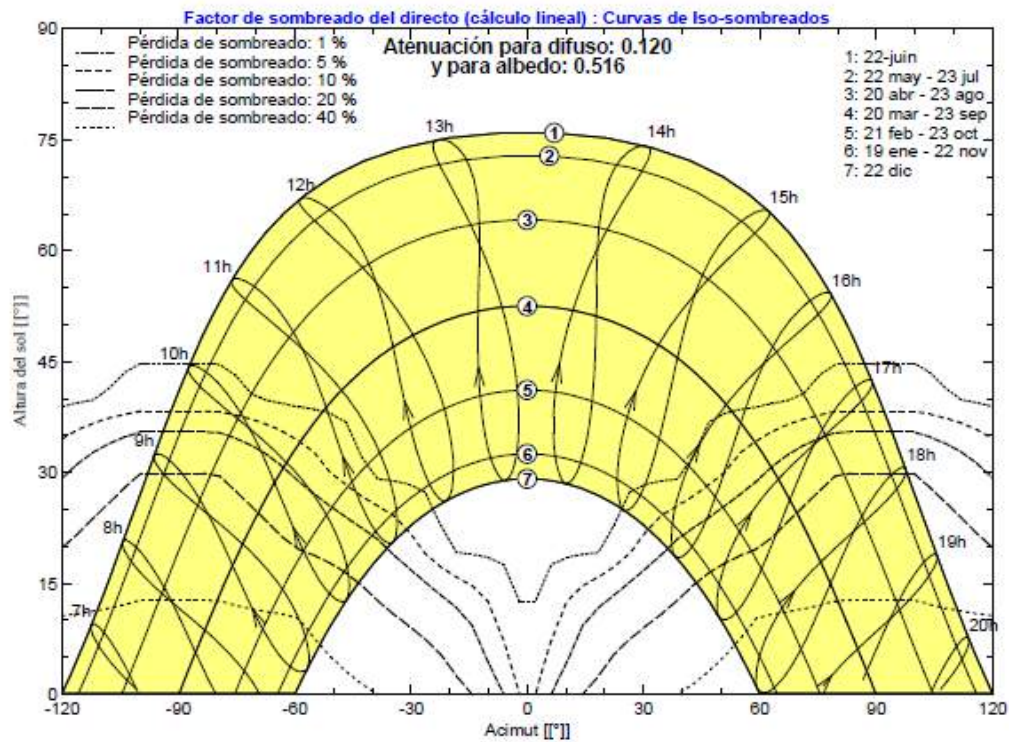
Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O y seguimiento en eje horizontal.



Notar que la línea roja no ilustra el eje de seguimiento solar, ya que el eje de seguimiento es horizontal.

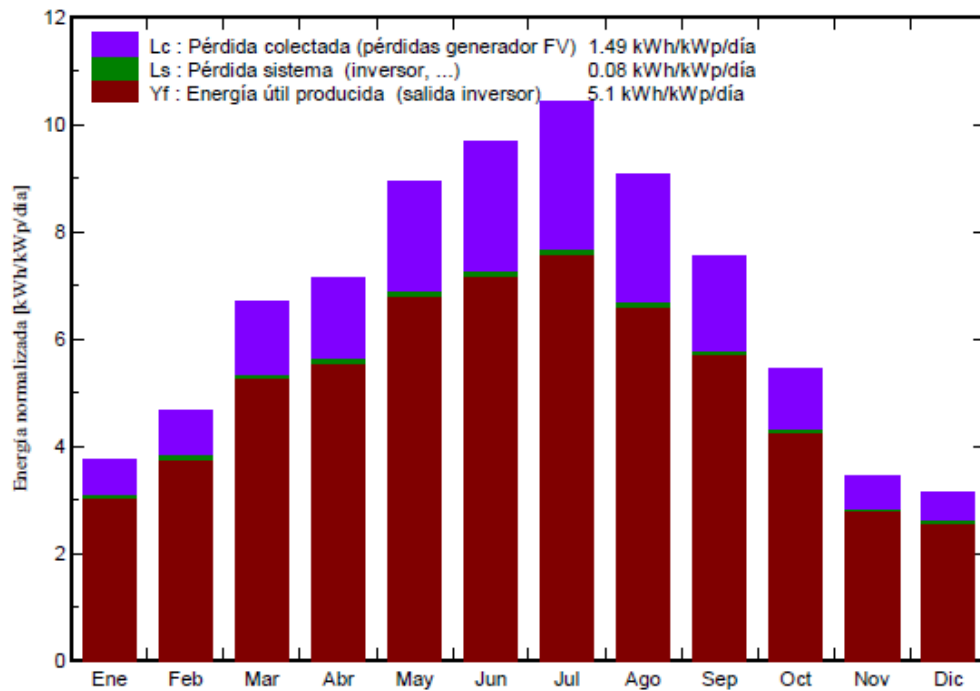


En el tipo de instalación con seguimiento las mayores pérdidas por sombreado se sitúan sobre el diagrama, en las horas del amanecer y el anochecer, no existiendo pérdidas para ninguna época del año en las horas centrales del día.

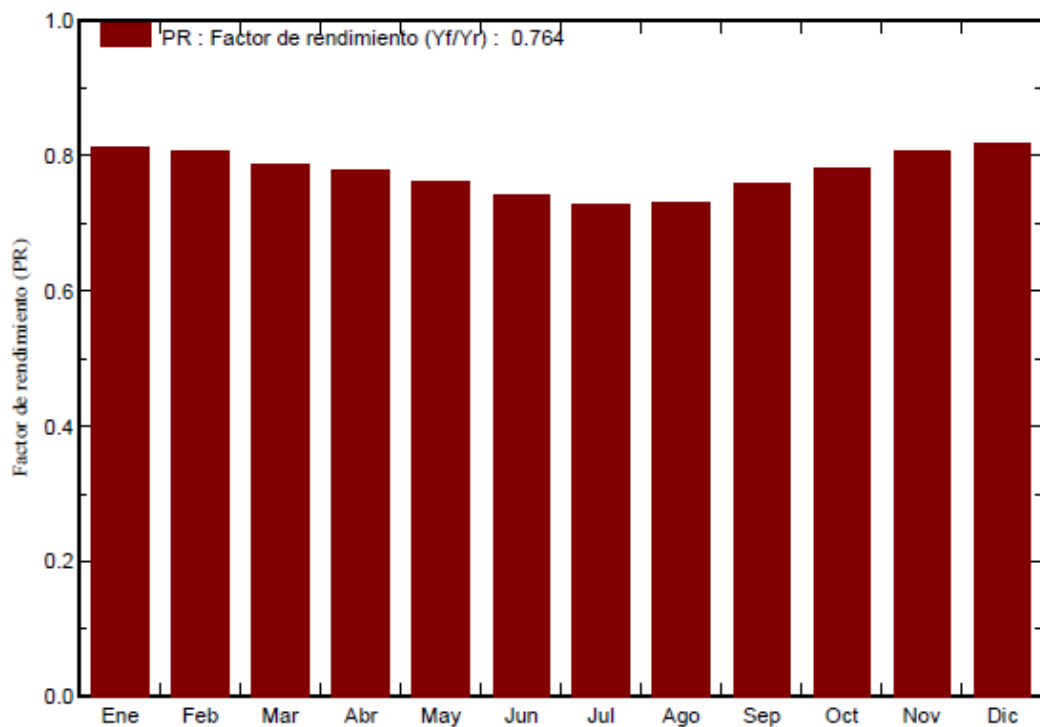
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2236 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 76.4 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

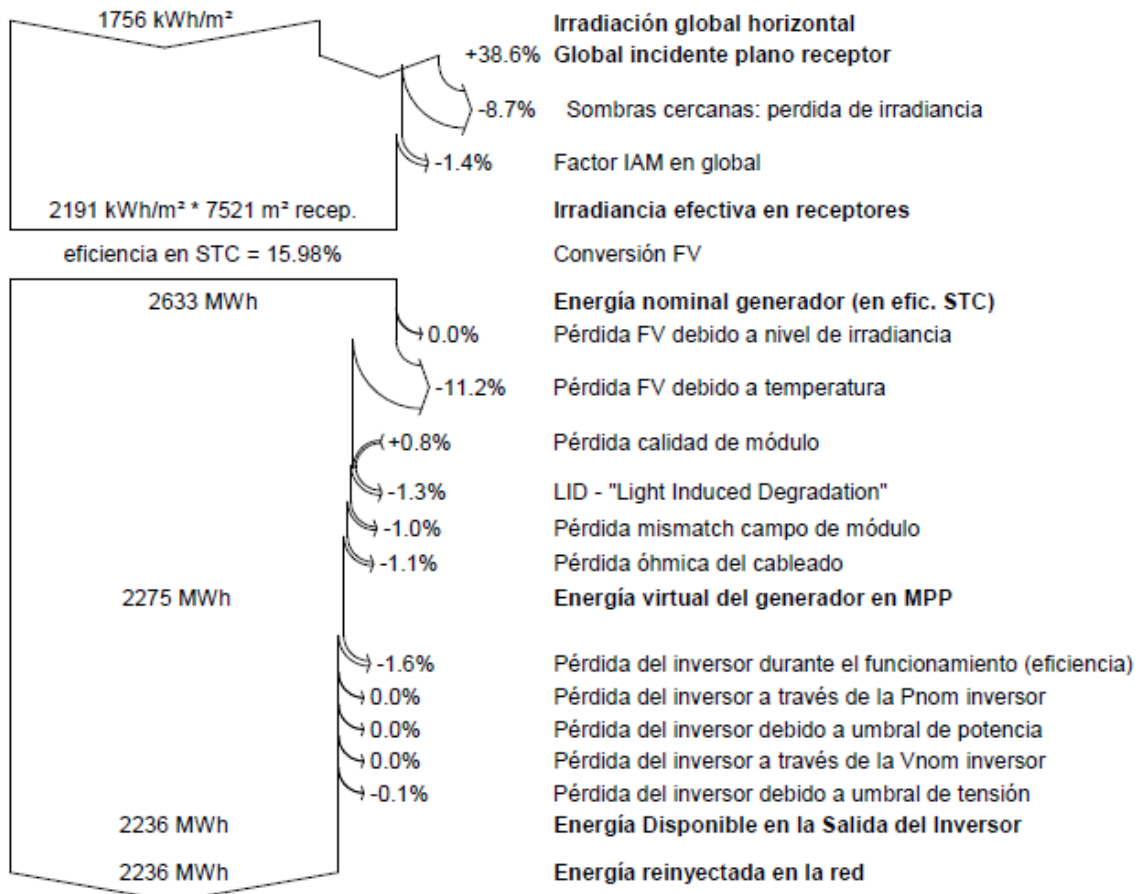


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	116.2	102.2	115.7	113.4	0.812
Febrero	91.4	35.12	13.11	131.0	116.6	129.5	126.9	0.807
Marzo	145.7	50.02	16.61	207.5	186.1	199.5	195.9	0.786
Abril	160.6	76.22	18.31	213.6	191.6	203.2	199.8	0.778
Mayo	205.3	81.05	21.71	276.9	250.7	257.2	253.3	0.761
Junio	215.9	78.18	26.81	290.4	264.7	261.8	258.3	0.740
Julio	235.1	64.95	28.31	322.7	294.2	285.4	281.8	0.727
Agosto	201.6	70.05	28.31	280.7	252.3	249.5	246.3	0.730
Septiembre	161.2	54.78	24.91	225.9	203.5	208.6	205.6	0.757
Octubre	119.8	44.03	20.51	169.0	151.7	161.5	158.8	0.782
Noviembre	74.9	36.53	14.91	103.9	91.9	102.7	100.7	0.807
Diciembre	66.9	27.61	12.21	97.4	85.7	97.6	95.6	0.817
Año	1756.3	644.67	19.80	2435.1	2191.2	2272.3	2236.4	0.764

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.1.3 Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Técnica de retorno: Backtracking.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.2%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.3%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.8%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

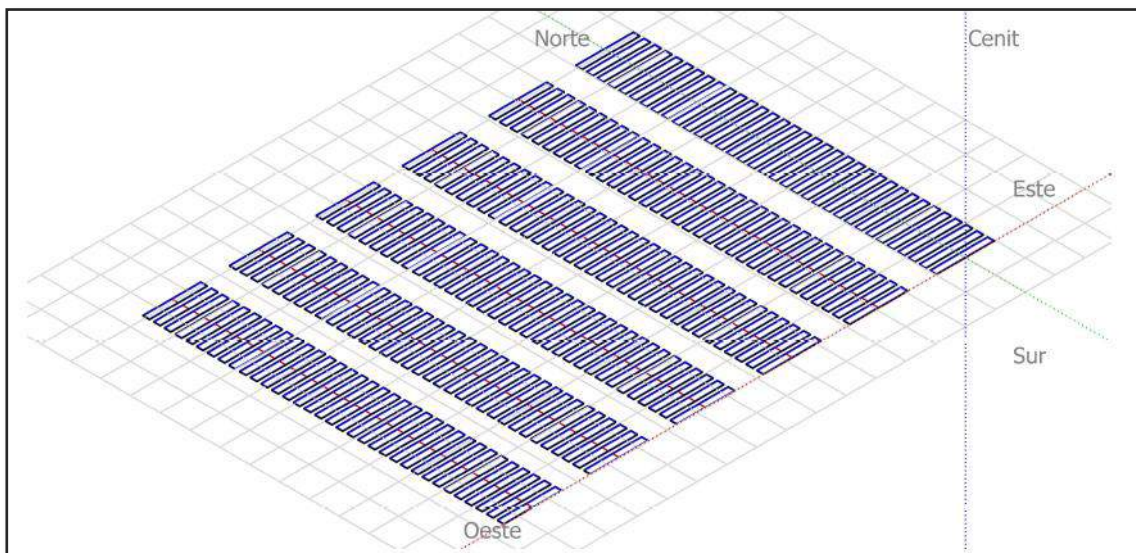
- **Inversor**

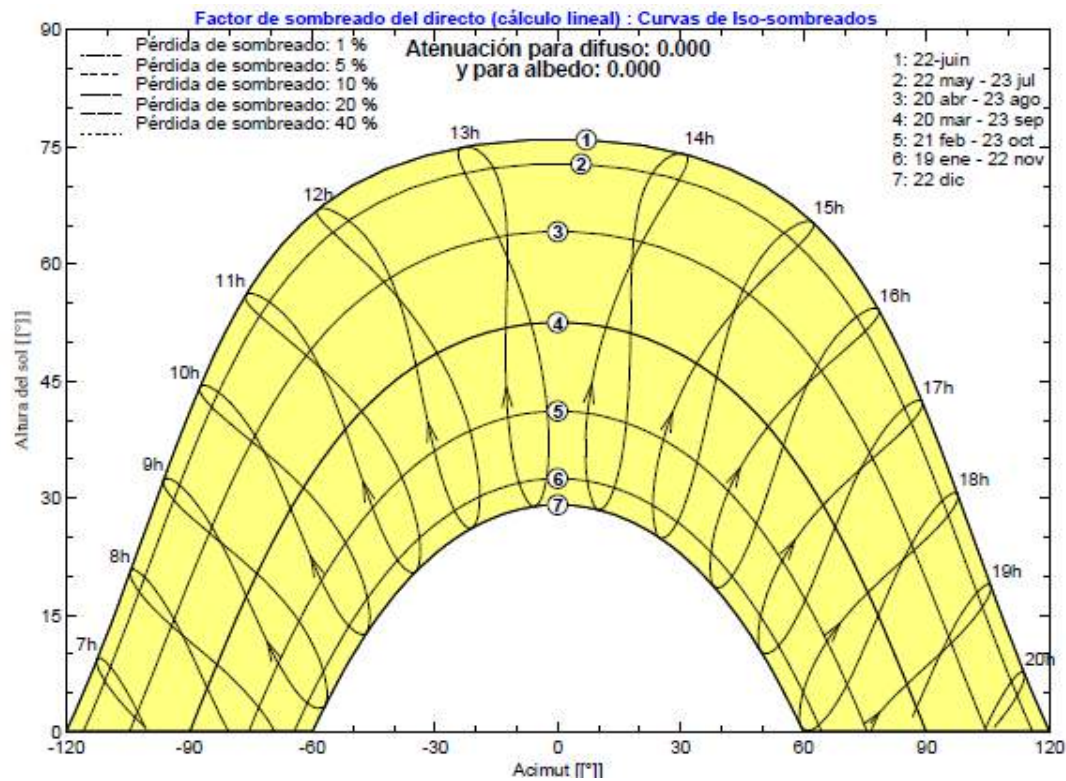
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O y seguimiento en eje horizontal con Backtracking.



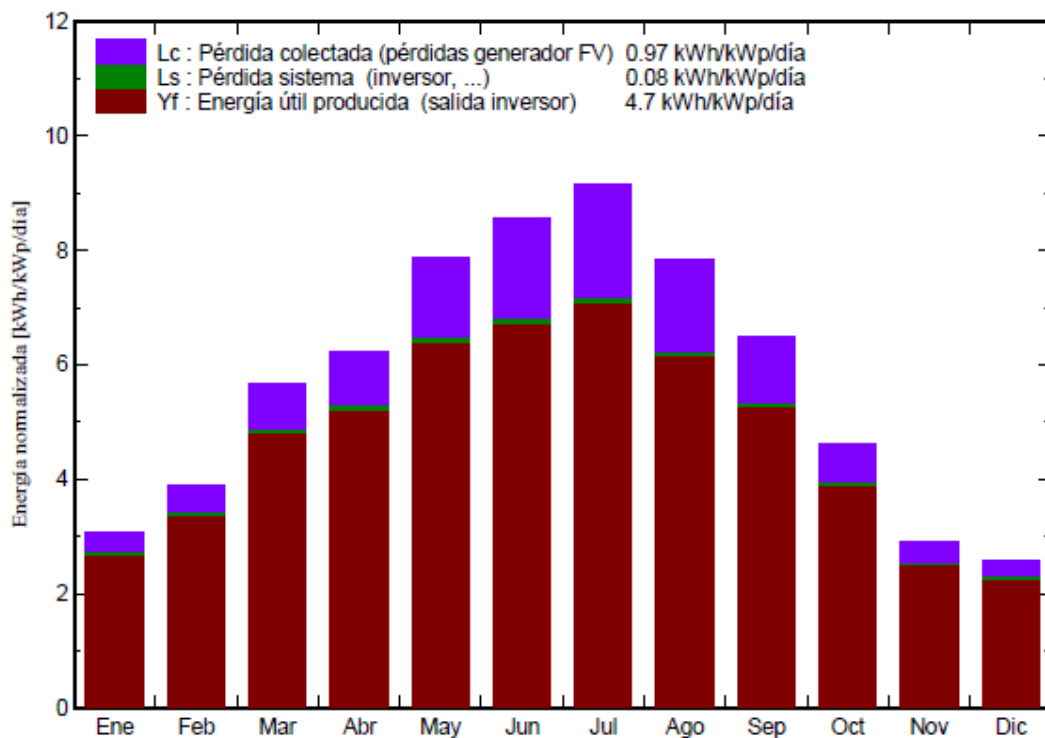


Mediante la incorporación de la función de Backtracking se consigue eliminar las pérdidas por sombreado lineal para cualquier día del año y cualquier hora del día.

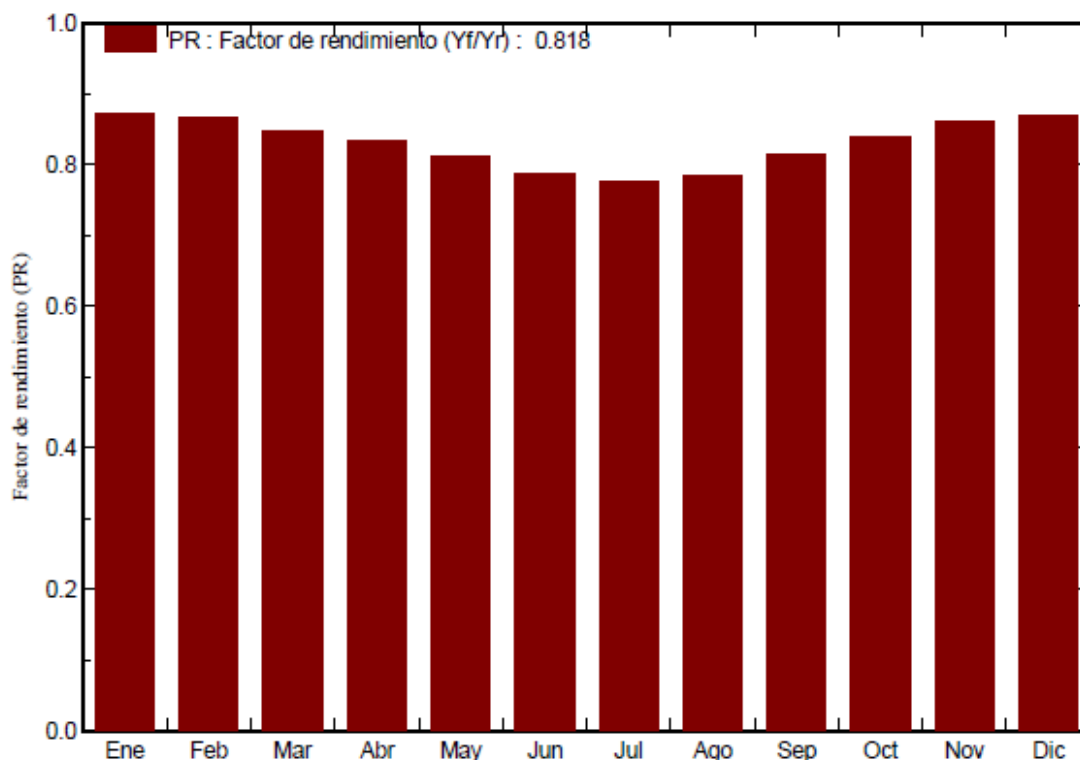
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2063 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 81.77 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

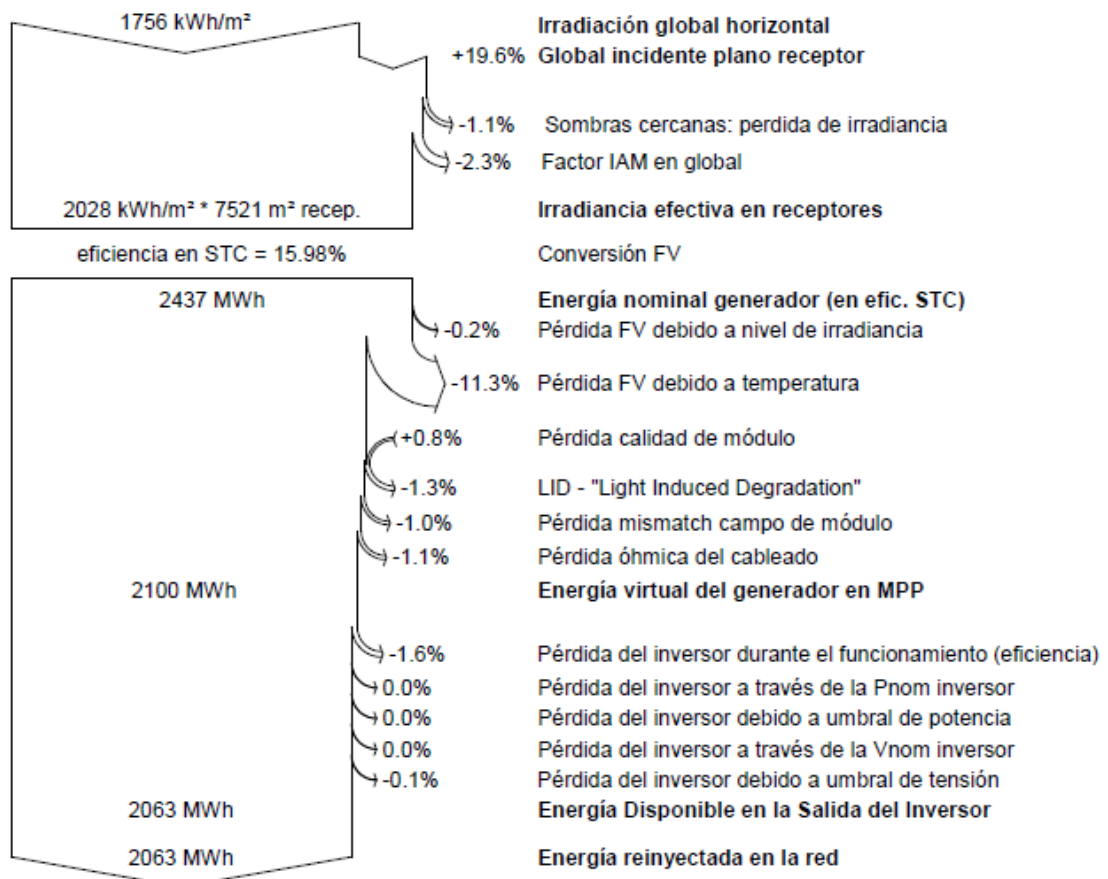


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	95.3	90.2	102.0	99.9	0.873
Febrero	91.4	35.12	13.11	109.1	104.4	115.9	113.6	0.866
Marzo	145.7	50.02	16.61	175.6	170.1	182.1	178.8	0.848
Abril	160.6	76.22	18.31	187.2	180.4	190.9	187.6	0.834
Mayo	205.3	81.05	21.71	243.9	236.2	241.8	238.1	0.813
Junio	215.9	78.18	26.81	257.0	249.5	246.0	242.7	0.786
Julio	235.1	64.95	28.31	283.8	276.9	267.8	264.4	0.775
Agosto	201.6	70.05	28.31	242.6	235.5	231.9	229.0	0.785
Septiembre	161.2	54.78	24.91	194.5	188.7	193.0	190.2	0.814
Octubre	119.8	44.03	20.51	143.5	138.3	147.2	144.7	0.839
Noviembre	74.9	36.53	14.91	87.2	82.6	92.1	90.3	0.861
Diciembre	66.9	27.61	12.21	80.3	75.6	85.9	84.1	0.871
Año	1756.3	644.67	19.80	2100.0	2028.2	2096.8	2063.4	0.818

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del generador
 E_Grid Energía reinyectada en la red
 PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.2 Distancia entre columnas 11m.

15.1.2.1 Instalación fija

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Orientación del plano receptor:
 - Inclinación: 30°.
 - Acimut: 0°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C: 1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.3%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -10.6%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

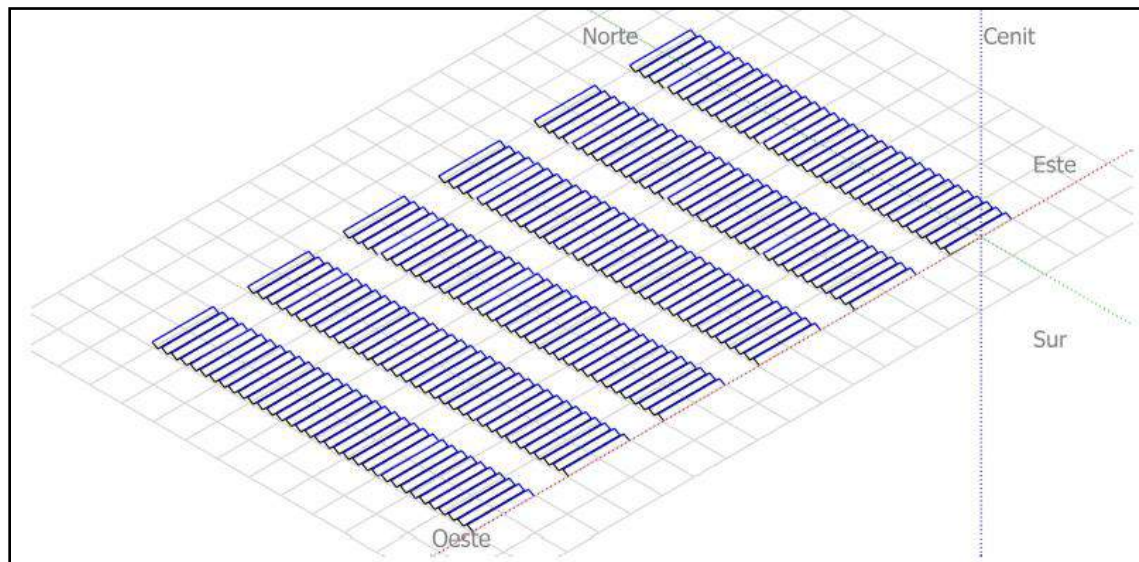
- **Inversor**

- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.



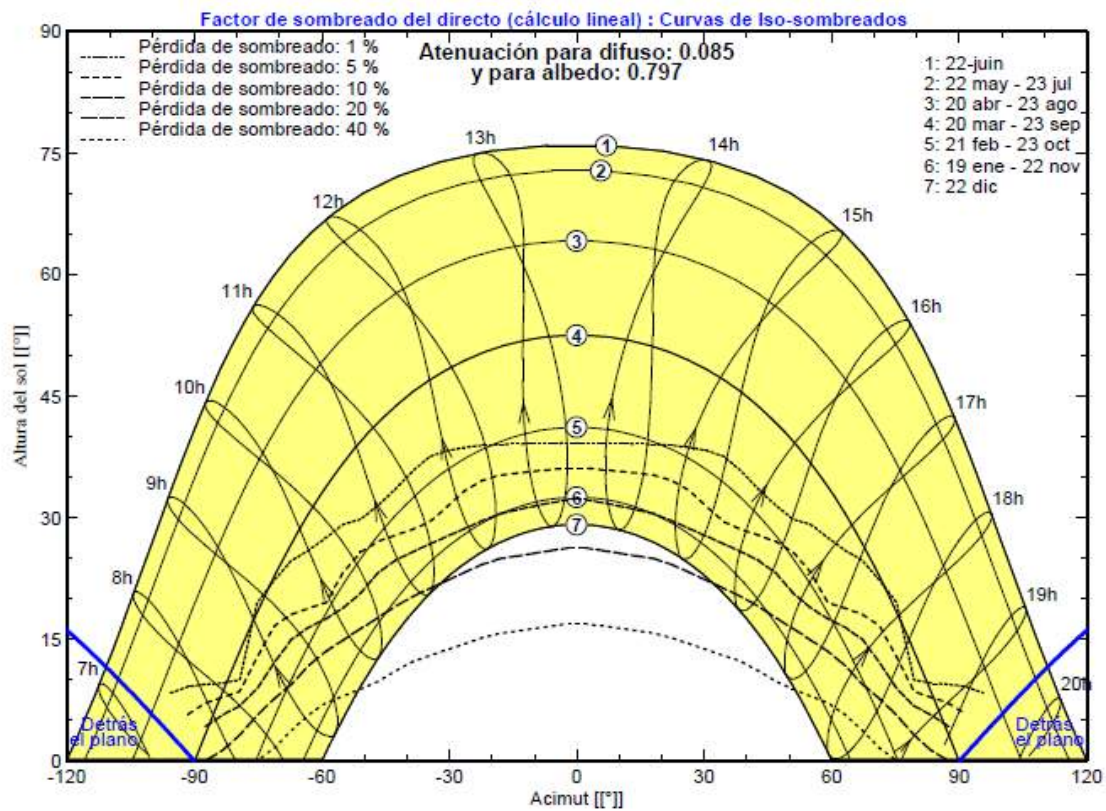


Ilustración 36. Diagrama de Iso-sombreados.

Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 1893 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 78.30 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp

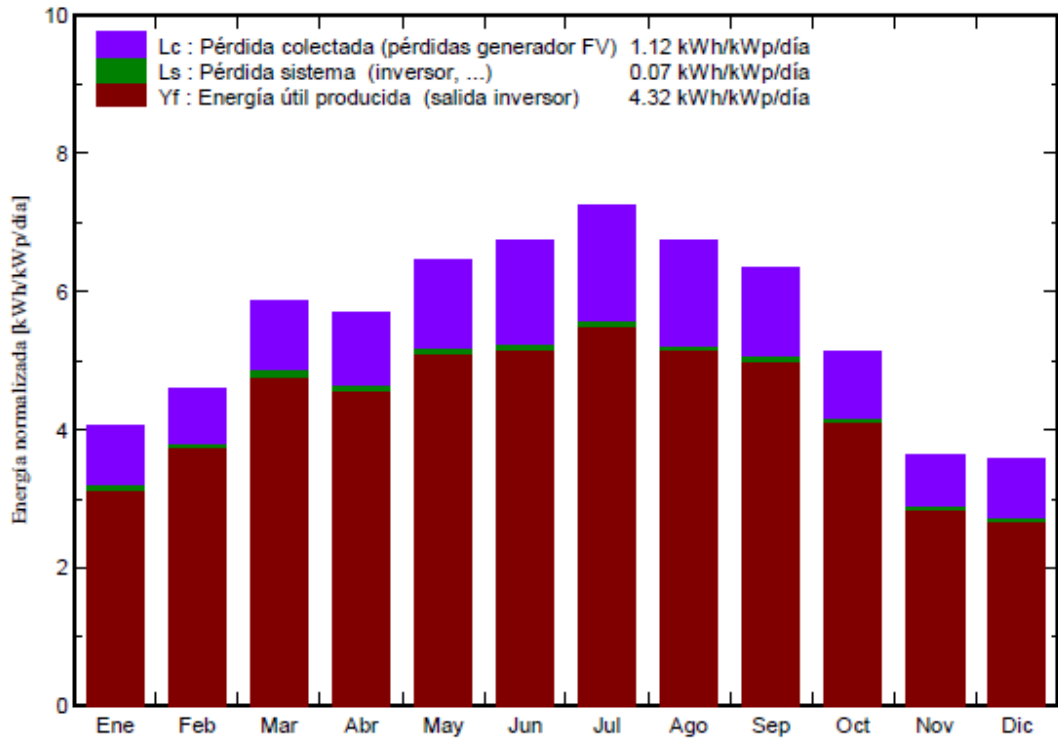


Ilustración 37. Producción normalizada por kW instalado: Potencia nominal: 1020 kWp.

Factor de rendimiento (PR)

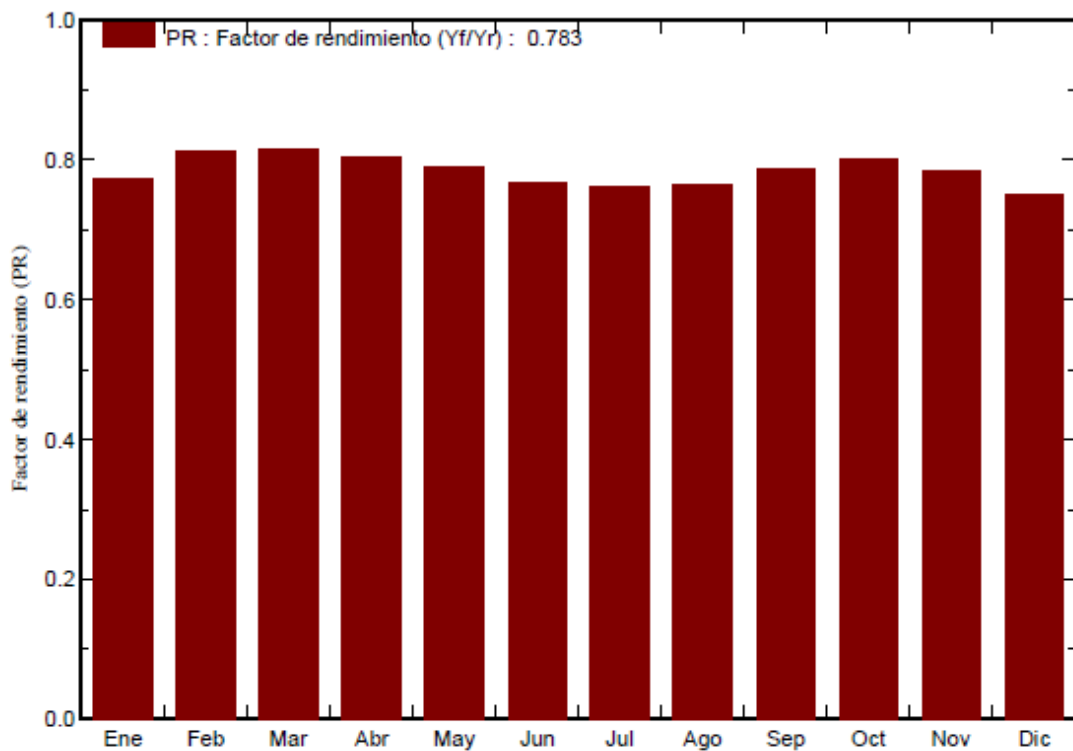


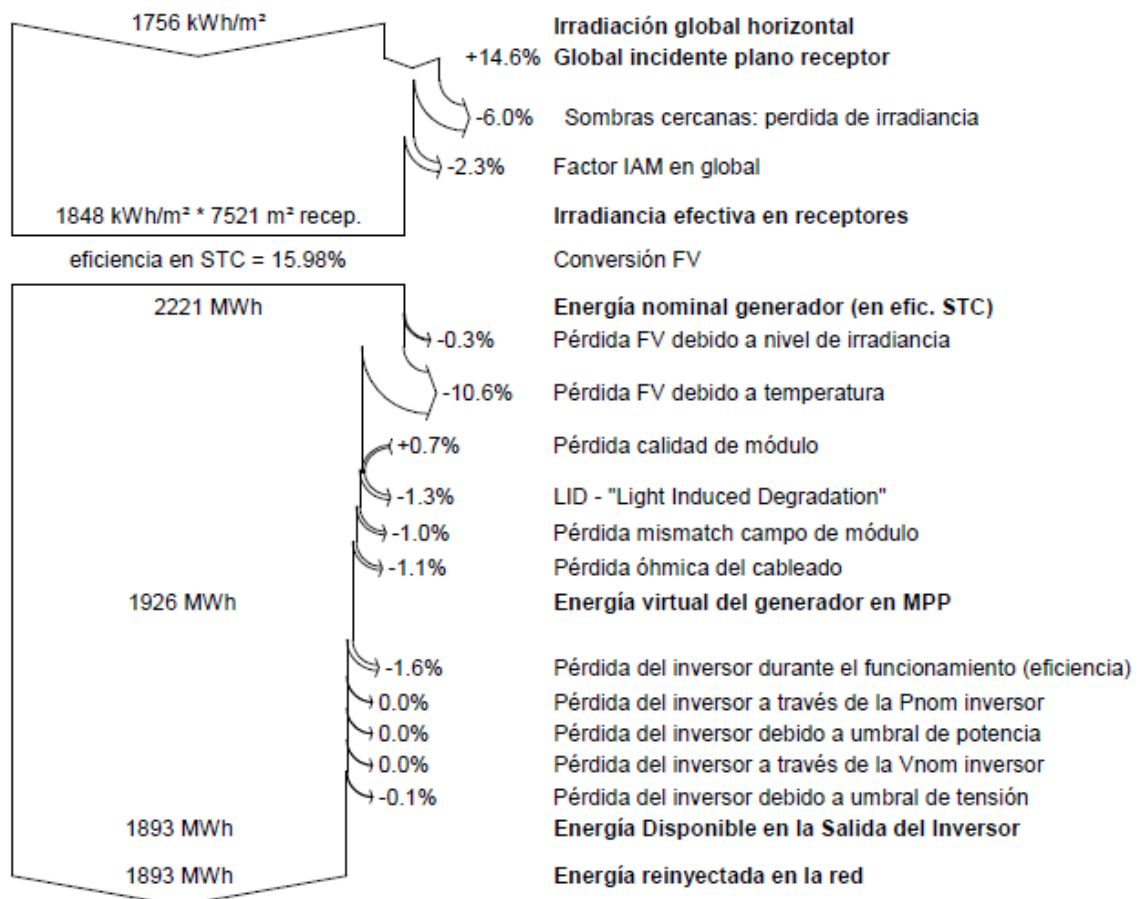
Ilustración 38. Factor de rendimiento mensual de la instalación.

Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	125.9	107.1	119.1	116.7	0.771
Febrero	91.4	35.12	13.11	128.9	117.7	128.2	125.8	0.812
Marzo	145.7	50.02	16.61	181.7	171.1	181.1	177.9	0.815
Abril	160.6	76.22	18.31	170.6	158.0	167.6	164.7	0.803
Mayo	205.3	81.05	21.71	200.3	186.0	193.2	190.1	0.790
Junio	215.9	78.18	26.81	201.9	187.6	188.9	186.2	0.767
Julio	235.1	64.95	28.31	224.5	210.7	208.0	205.2	0.761
Agosto	201.6	70.05	28.31	209.0	195.6	194.3	191.7	0.763
Septiembre	161.2	54.78	24.91	190.6	179.6	182.5	179.8	0.785
Octubre	119.8	44.03	20.51	159.1	148.5	155.5	153.0	0.800
Noviembre	74.9	36.53	14.91	109.2	95.3	104.8	102.7	0.783
Diciembre	66.9	27.61	12.21	110.9	90.8	101.9	99.8	0.749
Año	1756.3	644.67	19.80	2012.6	1848.2	1925.0	1893.5	0.783

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.2.1.2 Instalación con seguimiento convencional de eje horizontal

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.0%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.3%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

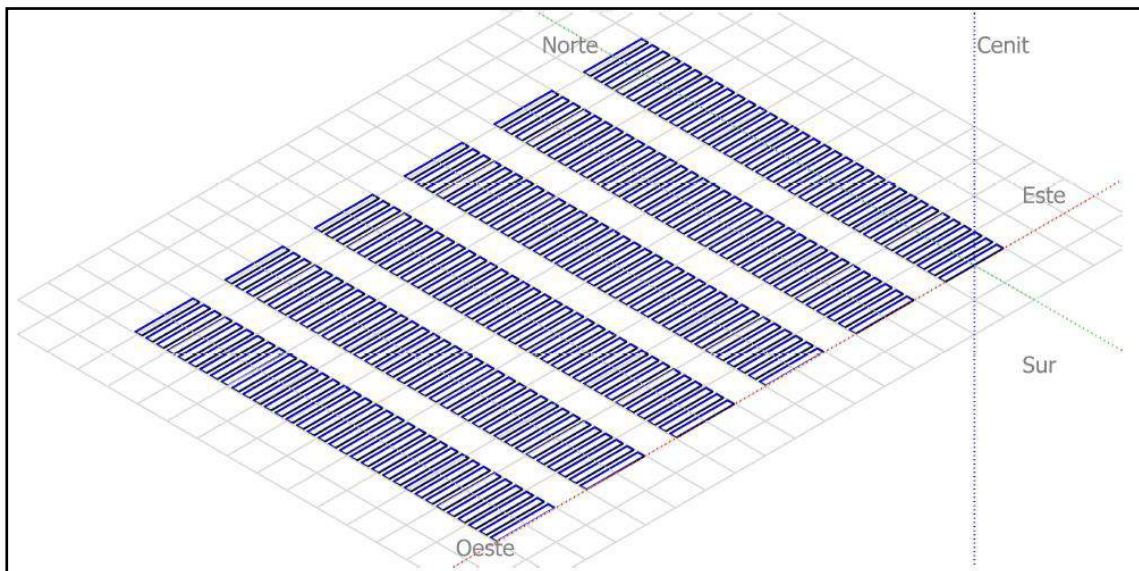
- **Inversor**

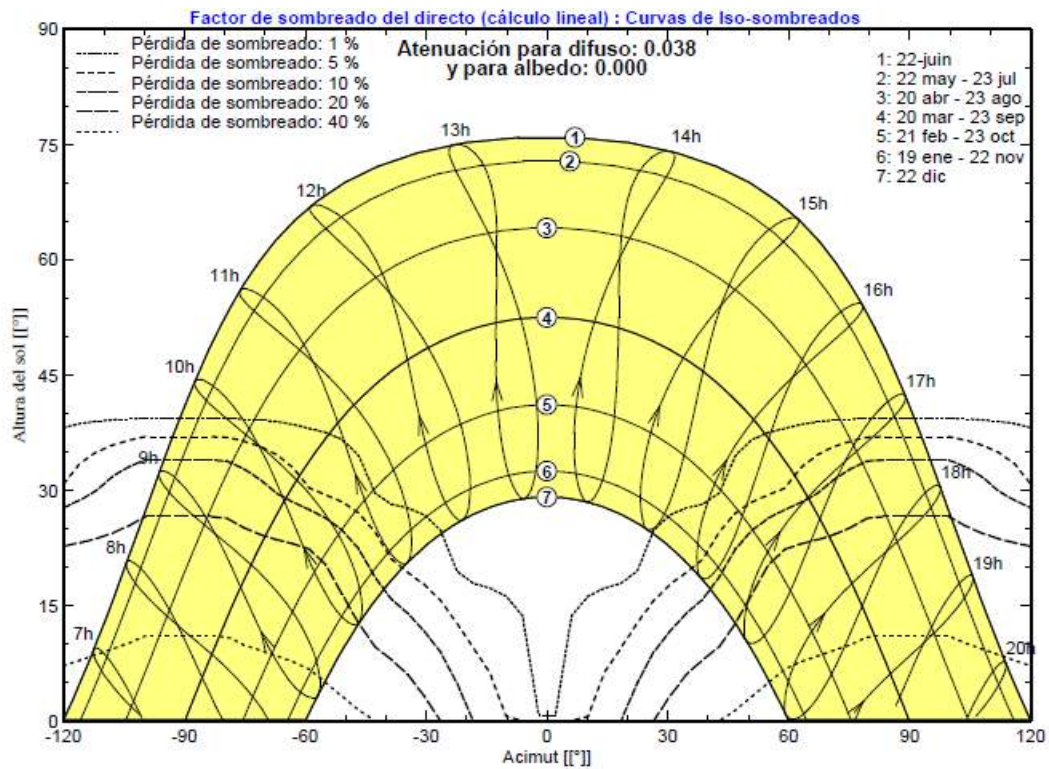
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.

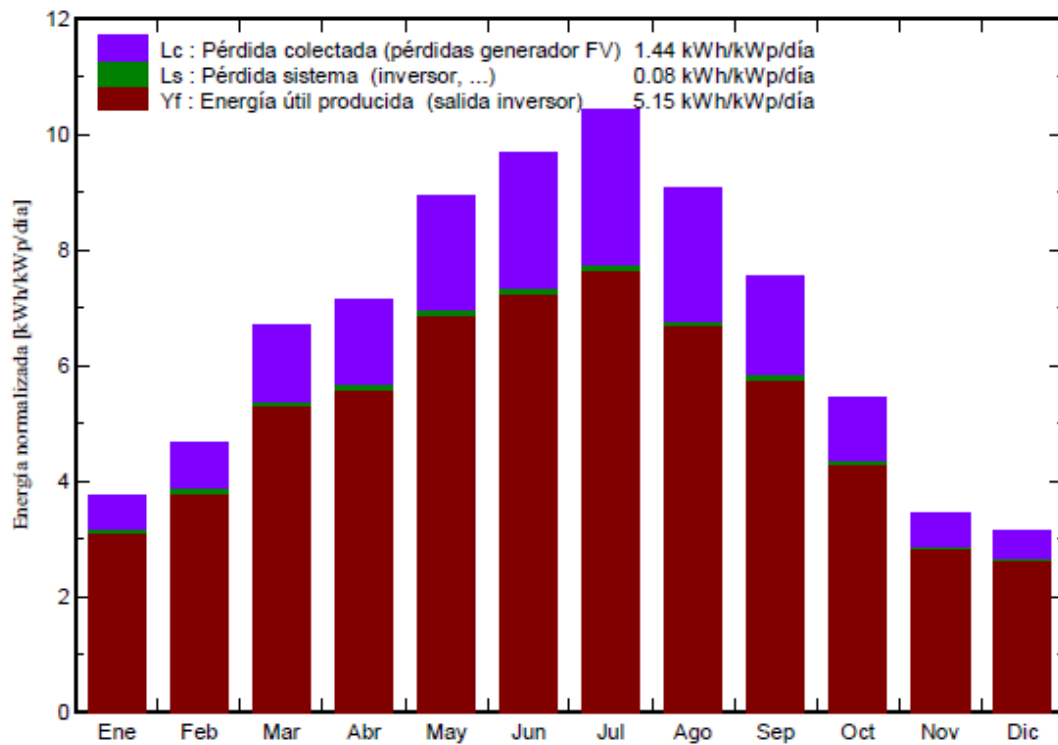




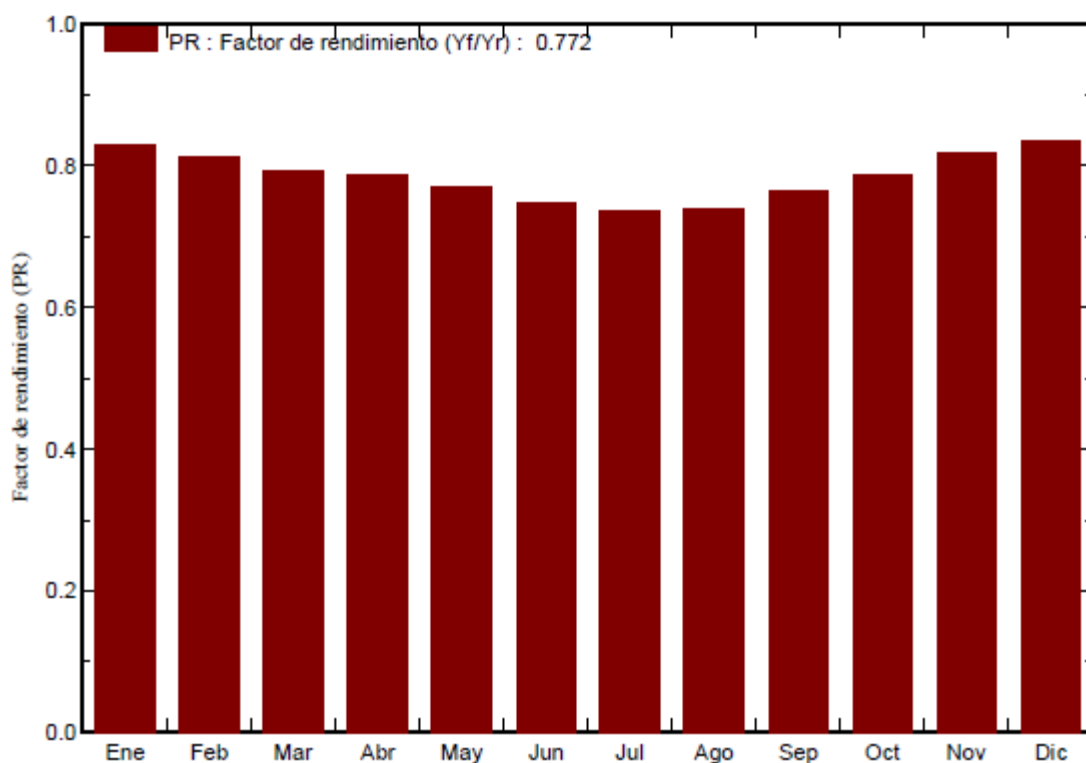
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2260 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 77.23 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

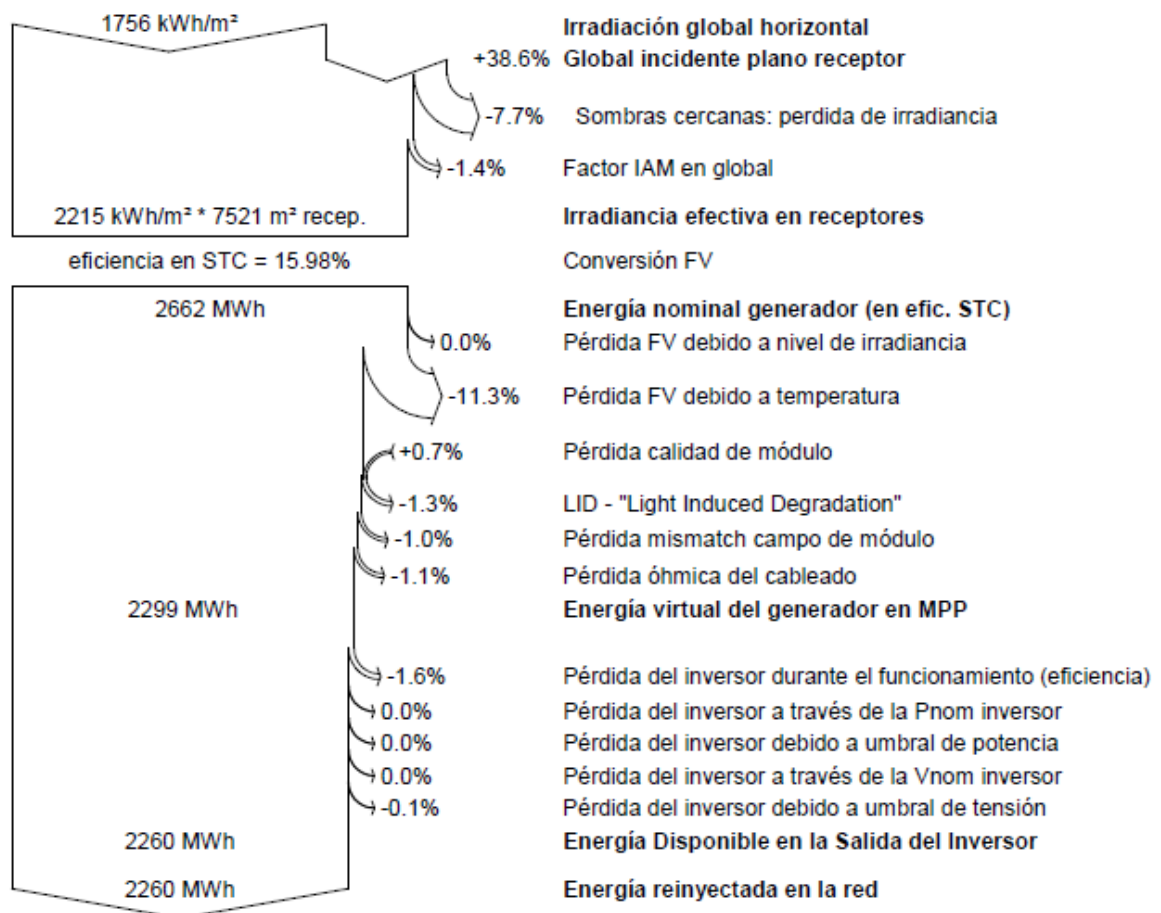


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	116.2	104.3	118.1	115.7	0.828
Febrero	91.4	35.12	13.11	131.0	117.4	130.3	127.8	0.812
Marzo	145.7	50.02	16.61	207.5	187.4	200.8	197.2	0.791
Abril	160.6	76.22	18.31	213.6	193.6	205.3	201.8	0.786
Mayo	205.3	81.05	21.71	276.9	253.6	259.9	256.0	0.770
Junio	215.9	78.18	26.81	290.4	267.4	264.3	260.8	0.747
Julio	235.1	64.95	28.31	322.7	297.6	288.4	284.8	0.735
Agosto	201.6	70.05	28.31	280.7	255.4	252.2	249.0	0.738
Septiembre	161.2	54.78	24.91	225.9	205.5	210.5	207.4	0.764
Octubre	119.8	44.03	20.51	169.0	152.4	162.3	159.6	0.786
Noviembre	74.9	36.53	14.91	103.9	93.2	104.1	102.0	0.818
Diciembre	66.9	27.61	12.21	97.4	87.6	99.7	97.7	0.835
Año	1756.3	644.67	19.80	2435.1	2215.3	2295.8	2259.7	0.772

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.2.3 Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Técnica de retorno: Backtracking.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C: 1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.2%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.4%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

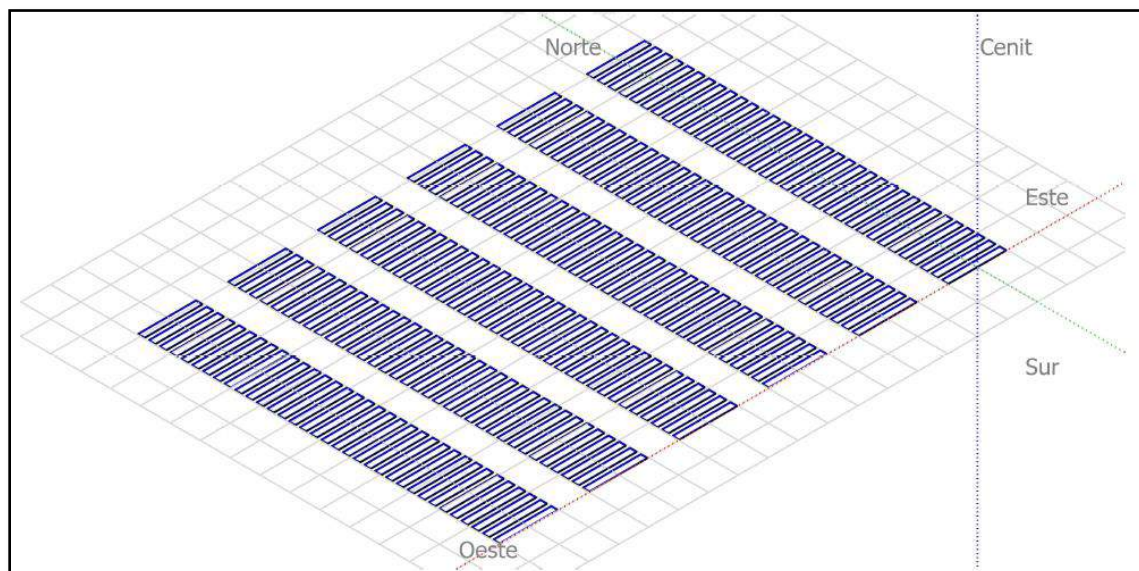
- **Inversor**

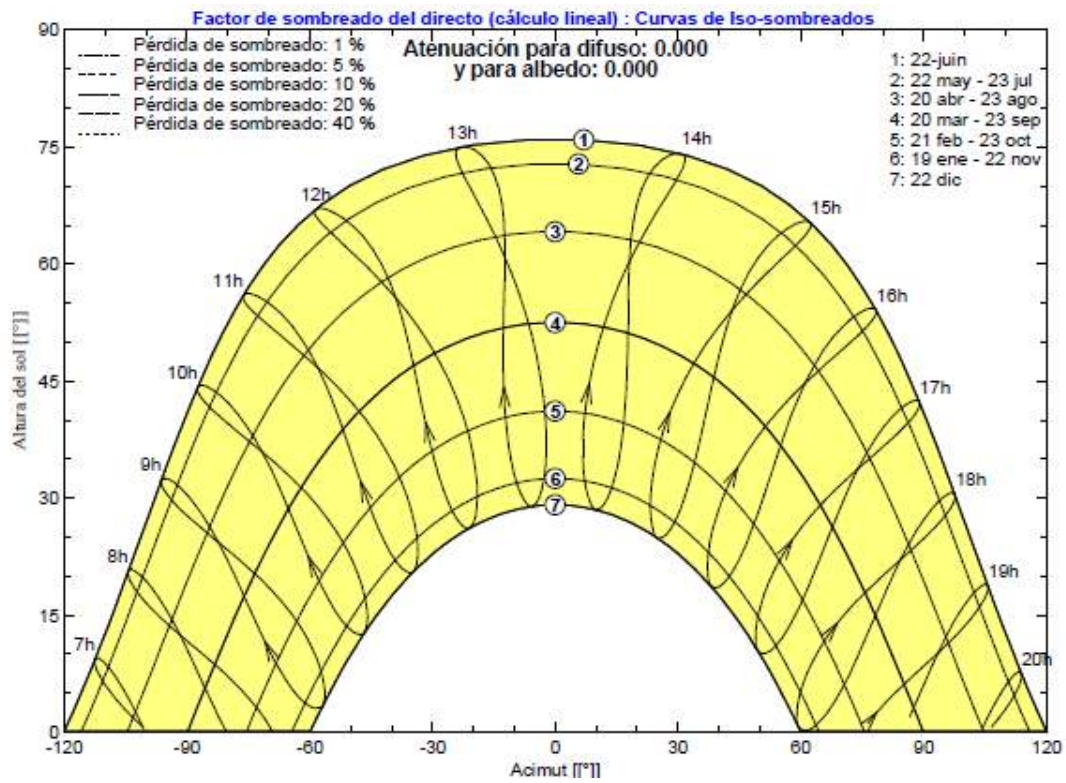
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.

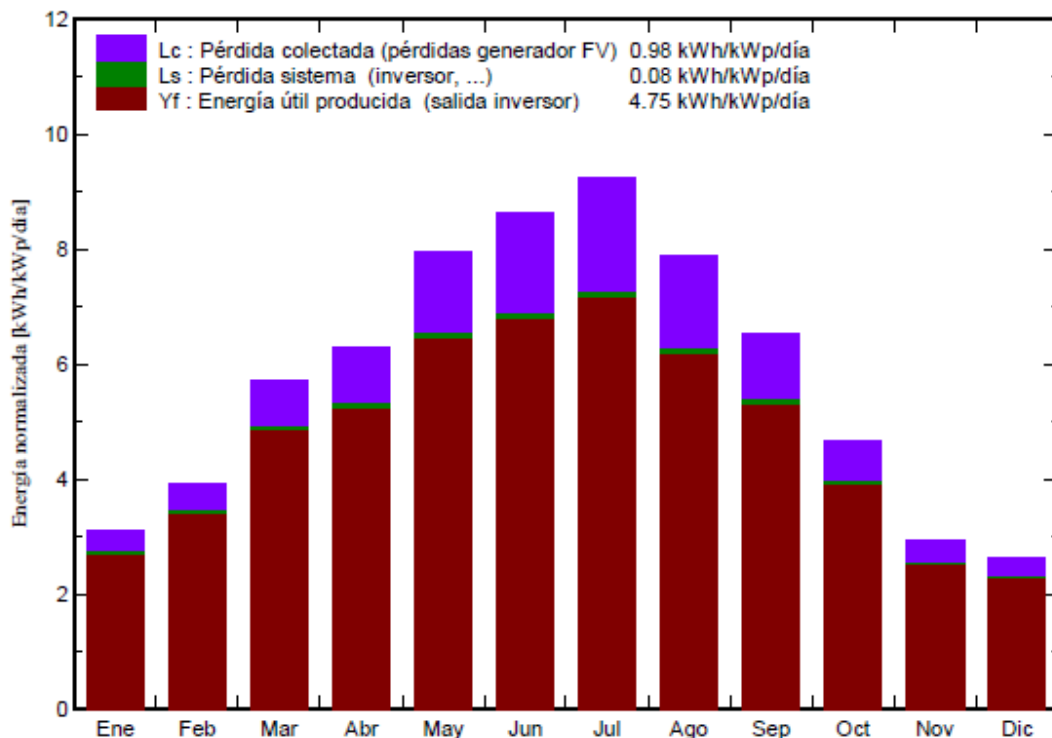




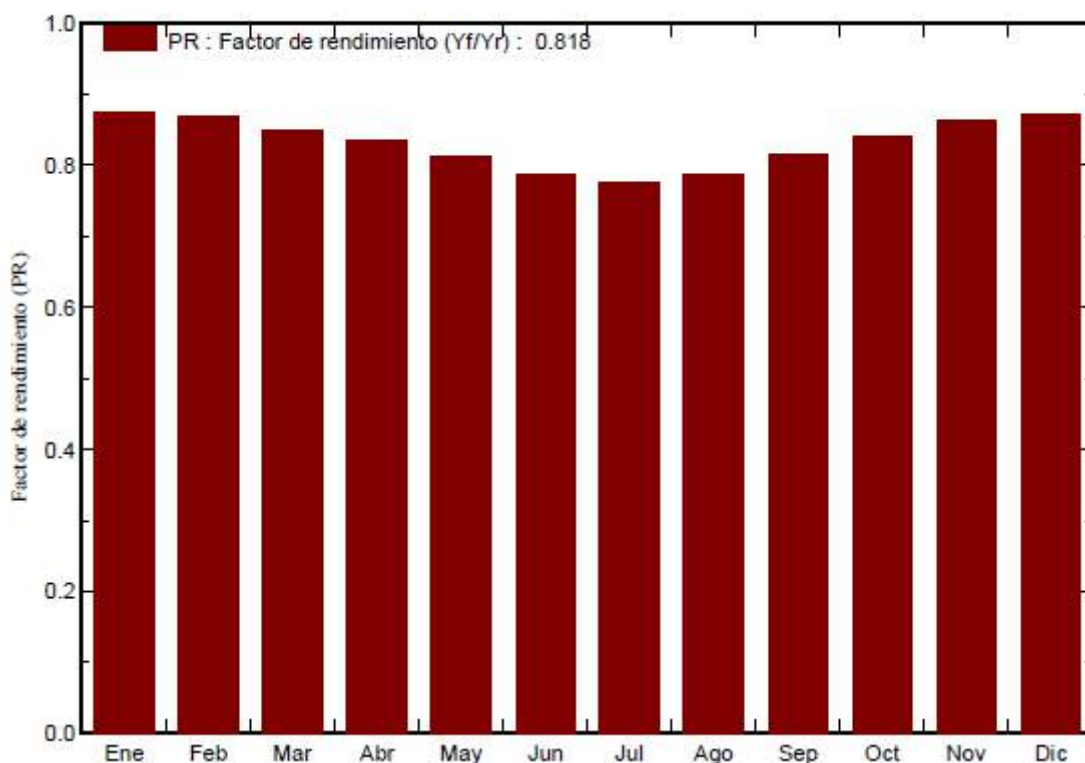
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2083 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 81.82 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

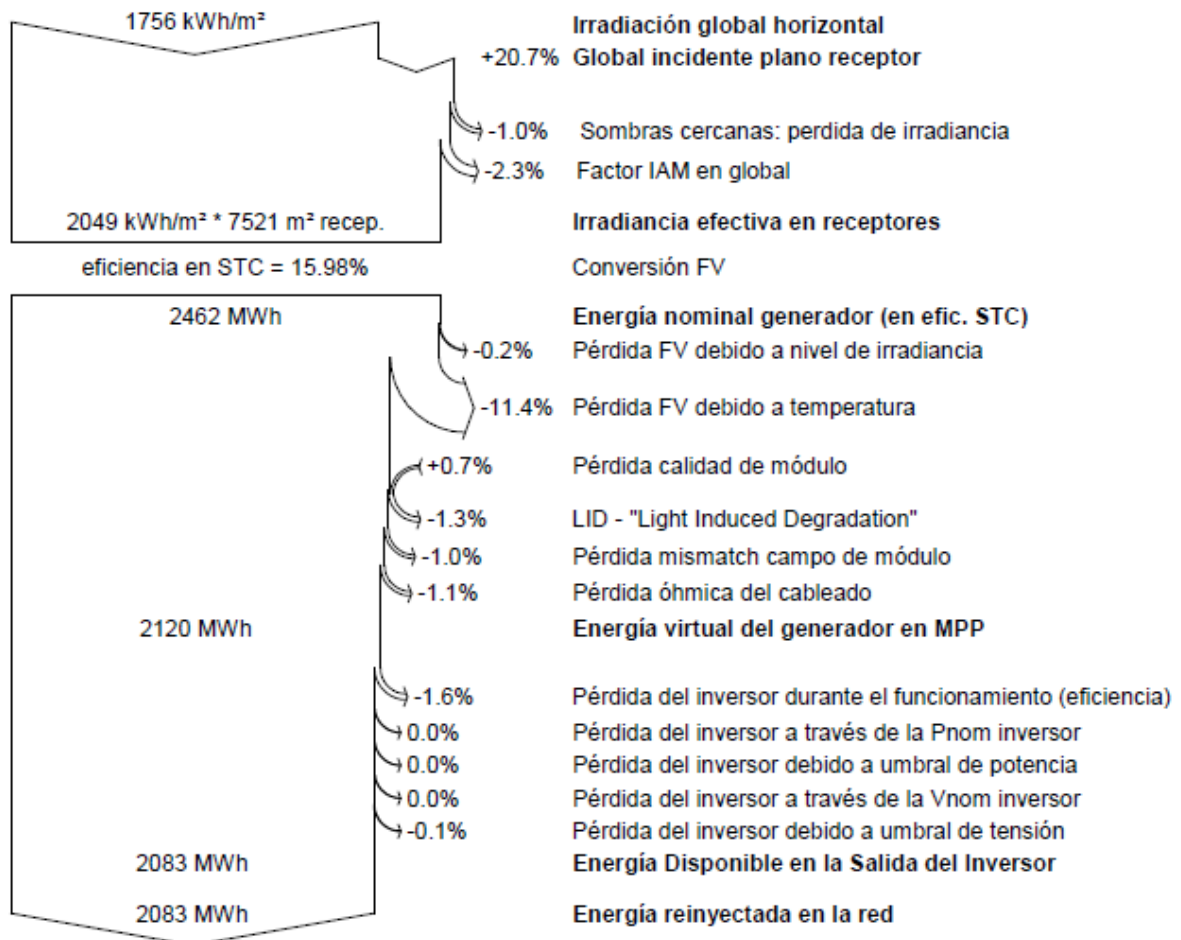


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	96.1	91.1	103.1	100.9	0.874
Febrero	91.4	35.12	13.11	110.1	105.5	117.1	114.8	0.868
Marzo	145.7	50.02	16.61	177.6	172.2	184.2	180.9	0.848
Abril	160.6	76.22	18.31	188.4	181.7	192.3	189.0	0.835
Mayo	205.3	81.05	21.71	245.9	238.4	243.9	240.3	0.813
Junio	215.9	78.18	26.81	259.3	252.0	248.3	245.0	0.786
Julio	235.1	64.95	28.31	286.6	279.8	270.4	267.0	0.775
Agosto	201.6	70.05	28.31	244.6	237.6	233.9	230.9	0.786
Septiembre	161.2	54.78	24.91	196.2	190.6	194.8	192.0	0.814
Octubre	119.8	44.03	20.51	145.0	139.8	148.8	146.2	0.839
Noviembre	74.9	36.53	14.91	88.1	83.5	93.1	91.3	0.862
Diciembre	66.9	27.61	12.21	81.2	76.5	86.9	85.1	0.872
Año	1756.3	644.67	19.80	2119.1	2048.9	2116.9	2083.3	0.818

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.3 Distancia entre columnas 12m

15.1.3.1 Instalación fija

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Orientación del plano receptor:
 - Inclinación: 30°.
 - Acimut: 0°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

○ **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.3%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -10.6%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

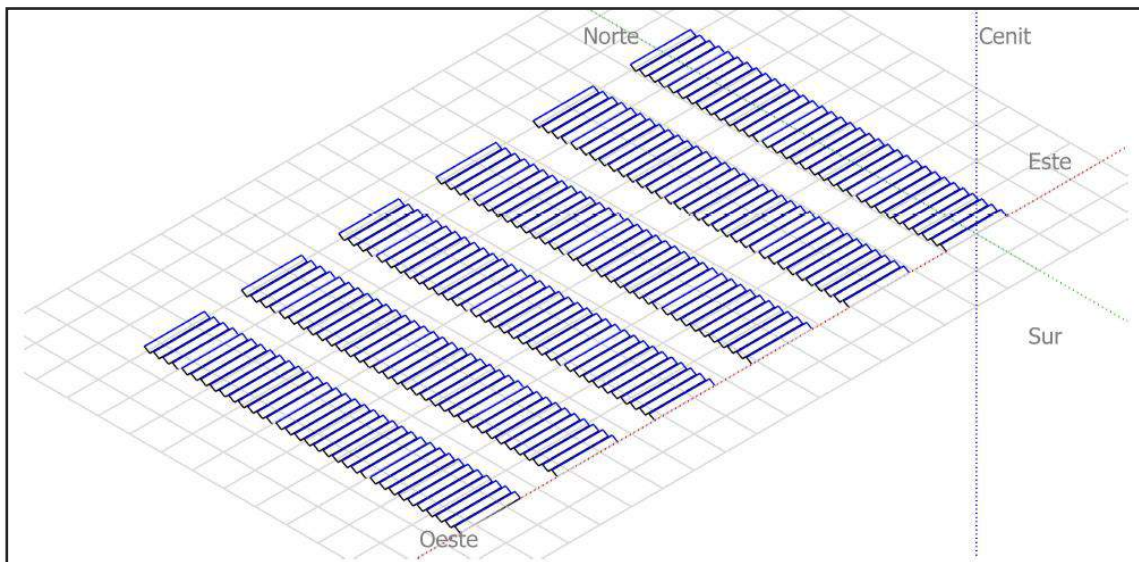
○ **Inversor**

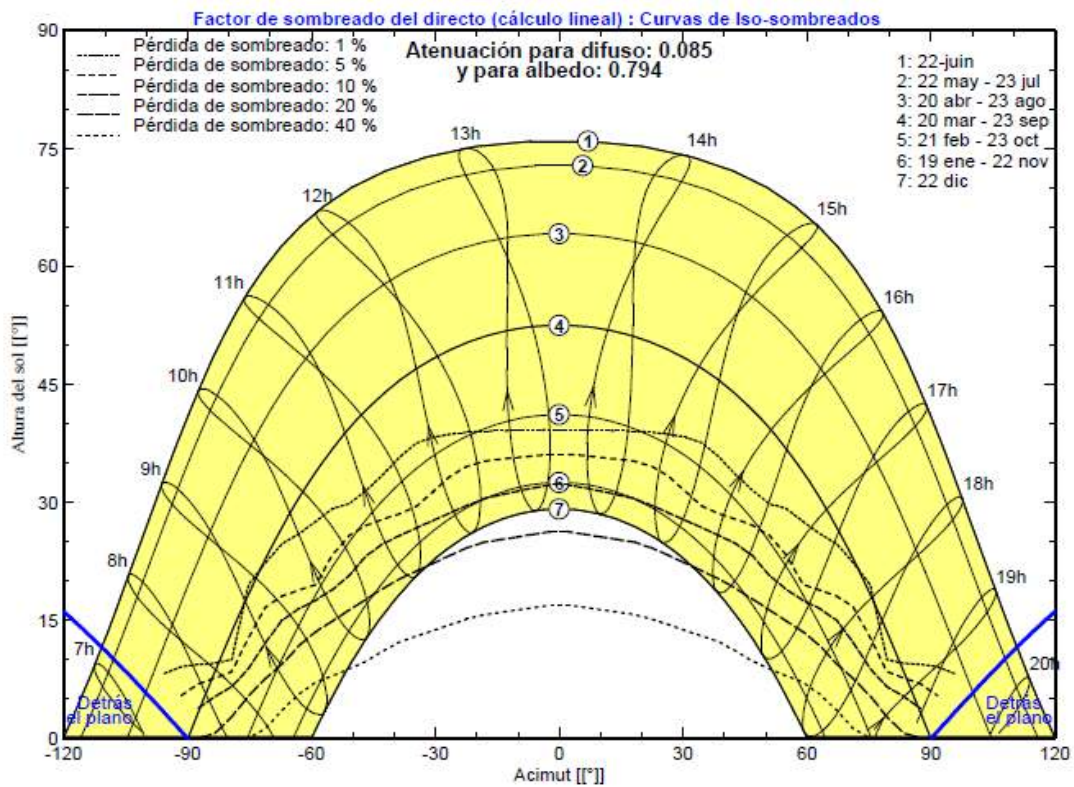
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.

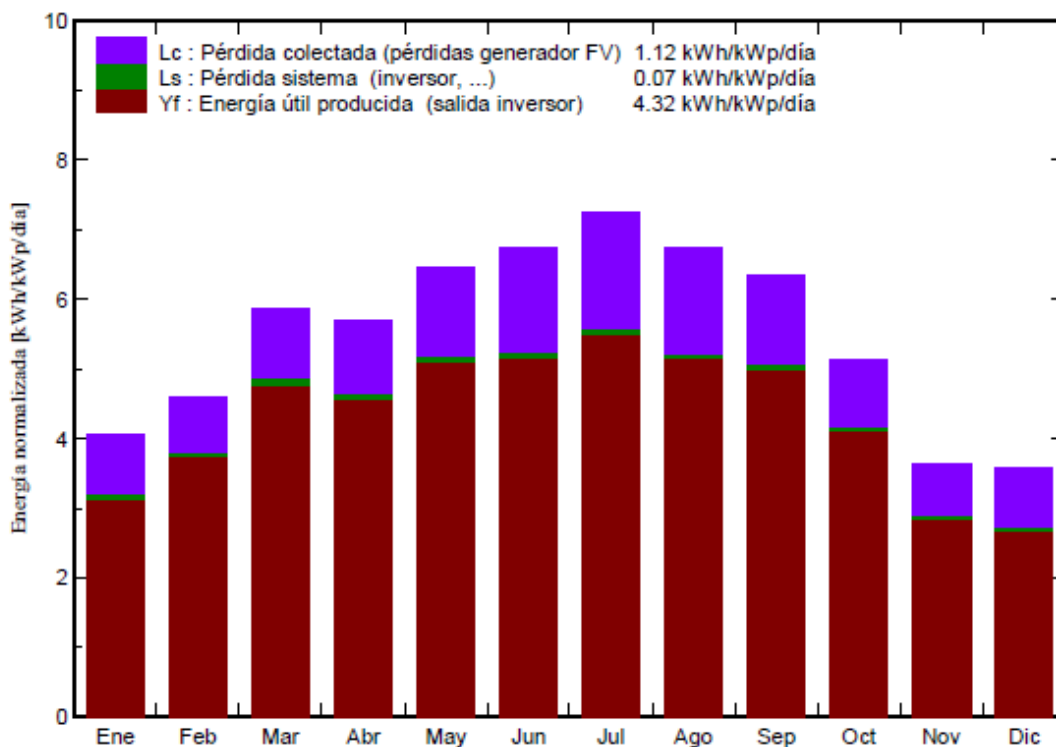




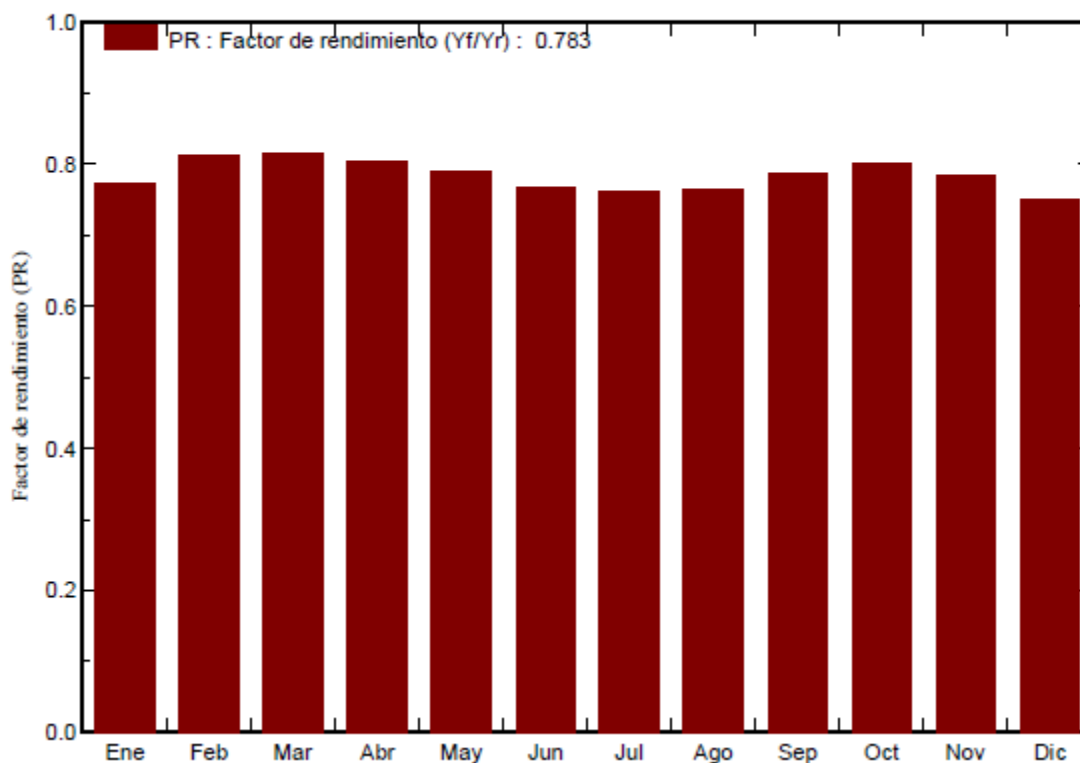
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 1894 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 78.3 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

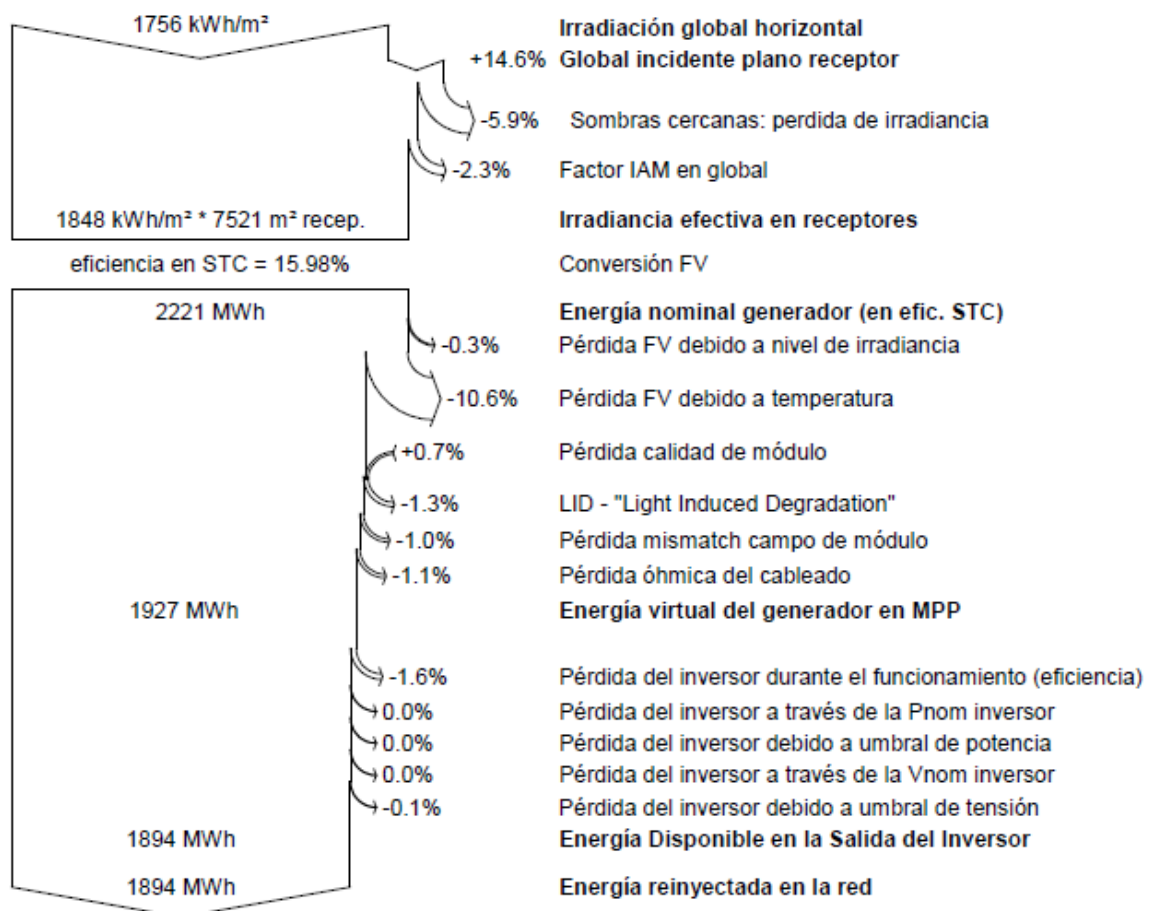


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	125.9	107.1	119.1	116.7	0.772
Febrero	91.4	35.12	13.11	128.9	117.7	128.2	125.8	0.812
Marzo	145.7	50.02	16.61	181.7	171.1	181.1	178.0	0.815
Abril	160.6	76.22	18.31	170.6	158.0	167.6	164.7	0.803
Mayo	205.3	81.05	21.71	200.3	186.0	193.2	190.1	0.790
Junio	215.9	78.18	26.81	201.9	187.6	188.9	186.2	0.768
Julio	235.1	64.95	28.31	224.5	210.8	208.0	205.2	0.761
Agosto	201.6	70.05	28.31	209.0	195.7	194.3	191.7	0.763
Septiembre	161.2	54.78	24.91	190.6	179.6	182.5	179.8	0.785
Octubre	119.8	44.03	20.51	159.1	148.5	155.5	153.0	0.800
Noviembre	74.9	36.53	14.91	109.2	95.4	104.8	102.7	0.783
Diciembre	66.9	27.61	12.21	110.9	90.9	102.0	99.9	0.750
Año	1756.3	644.67	19.80	2012.6	1848.4	1925.2	1893.6	0.783

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.3.2 Instalación con seguimiento convencional de eje horizontal

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.0%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.3%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

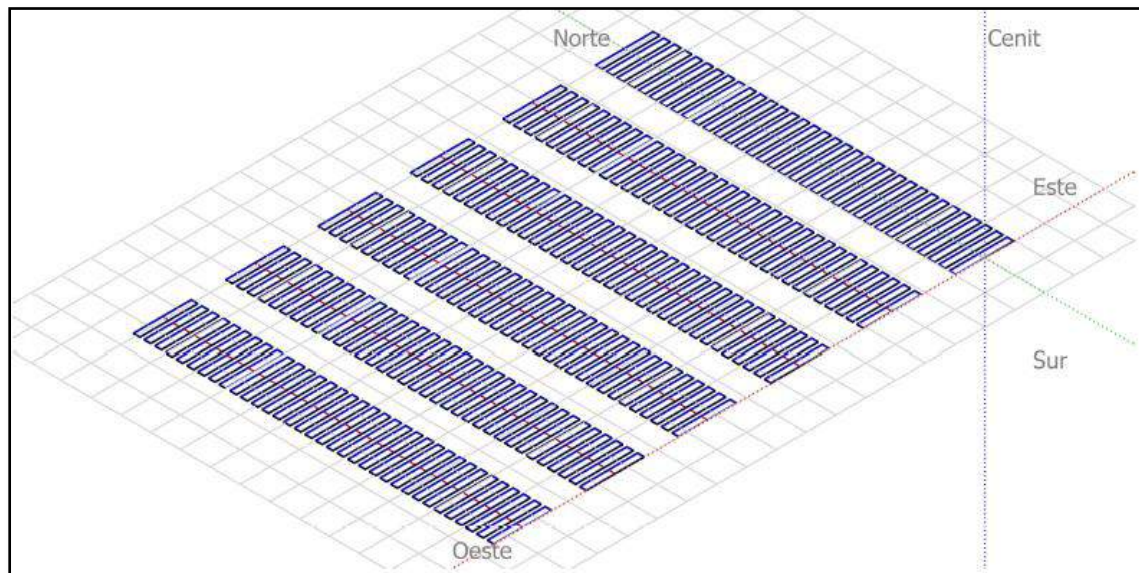
- **Inversor**

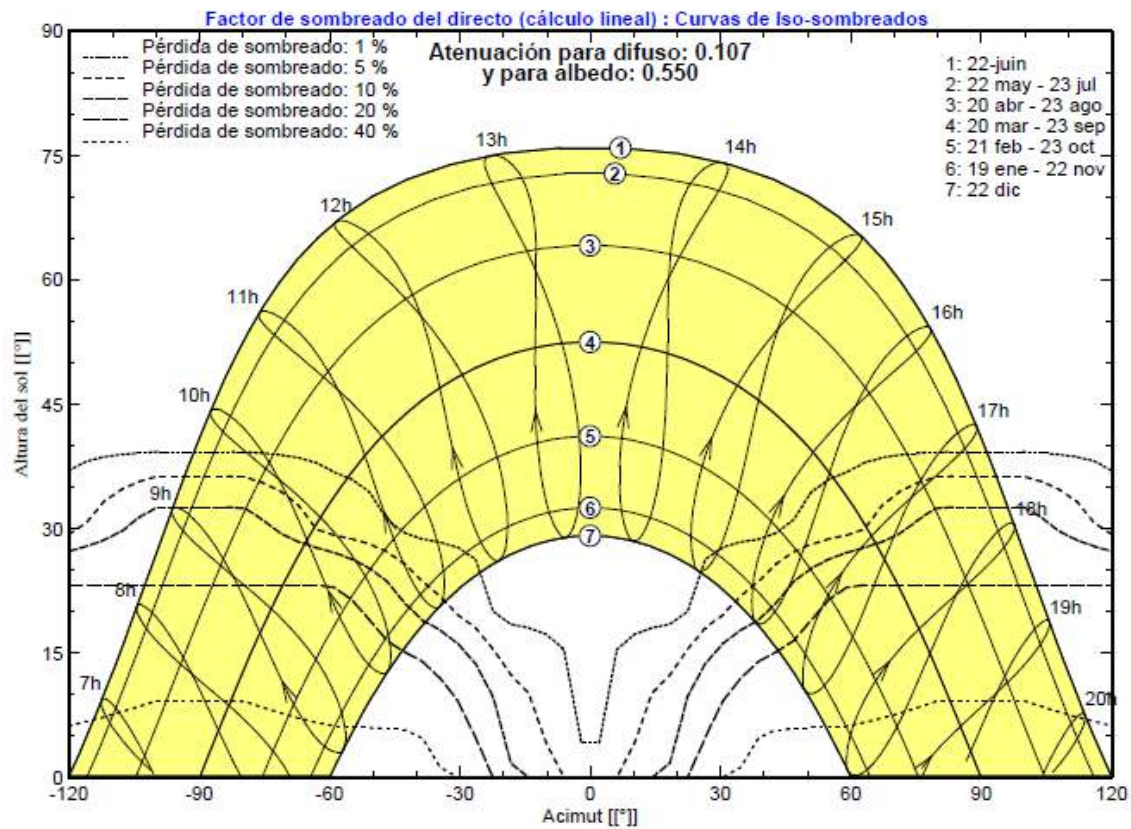
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.

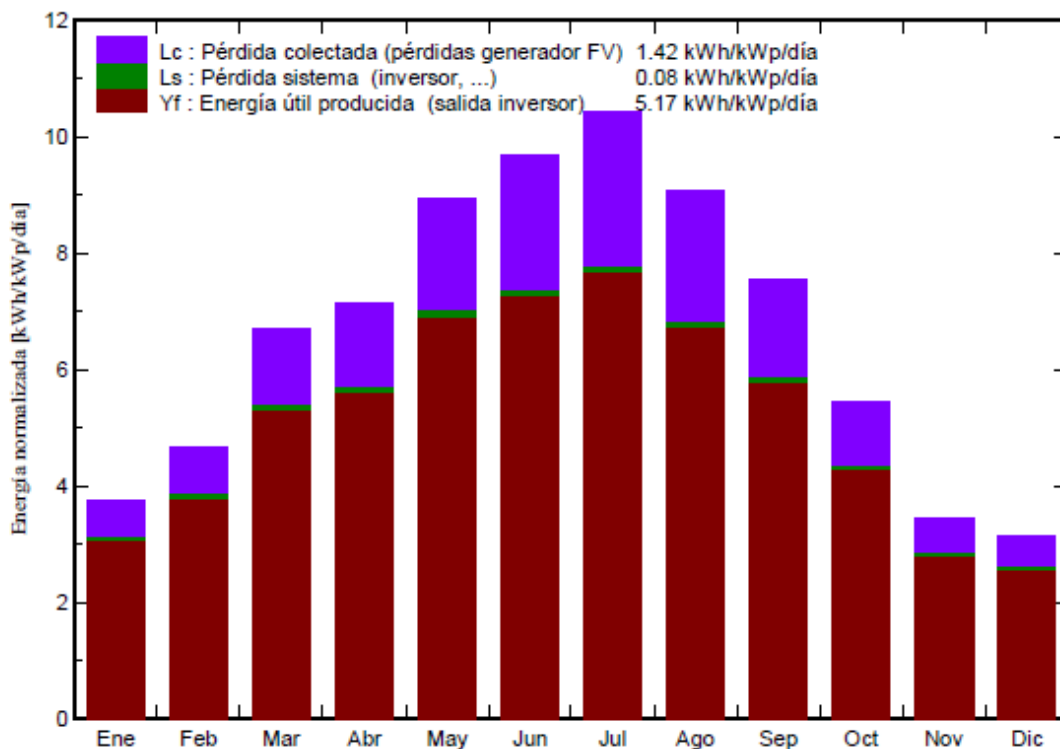




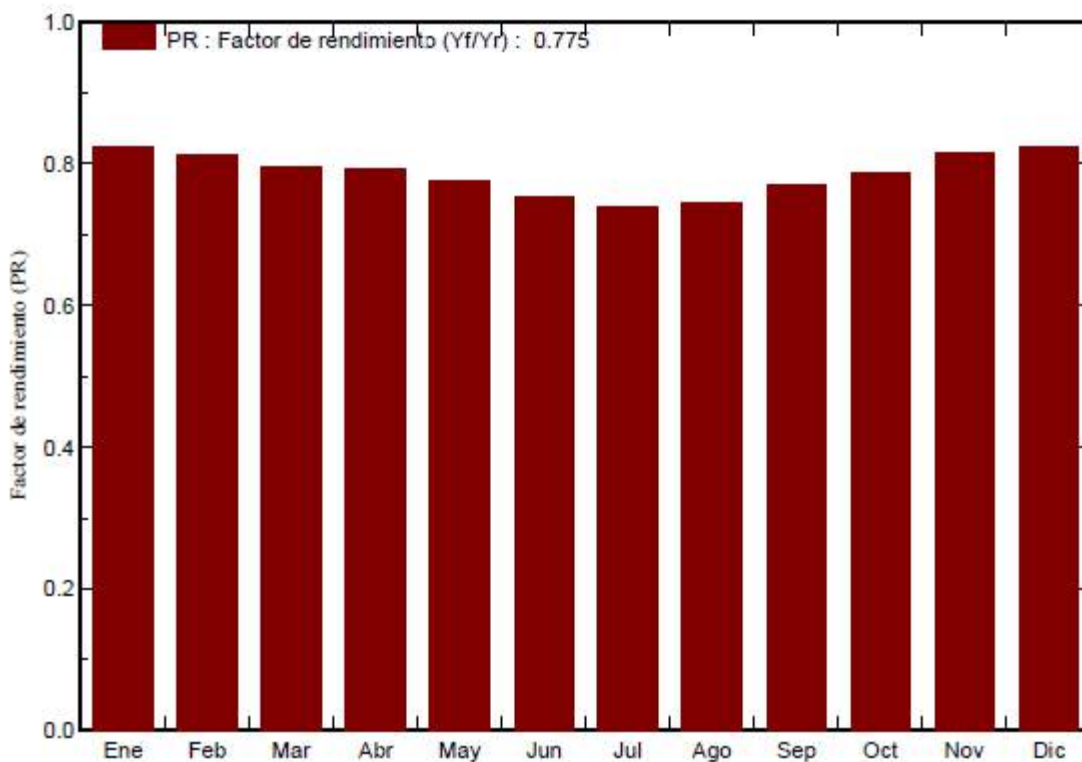
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2268 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 77.51 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

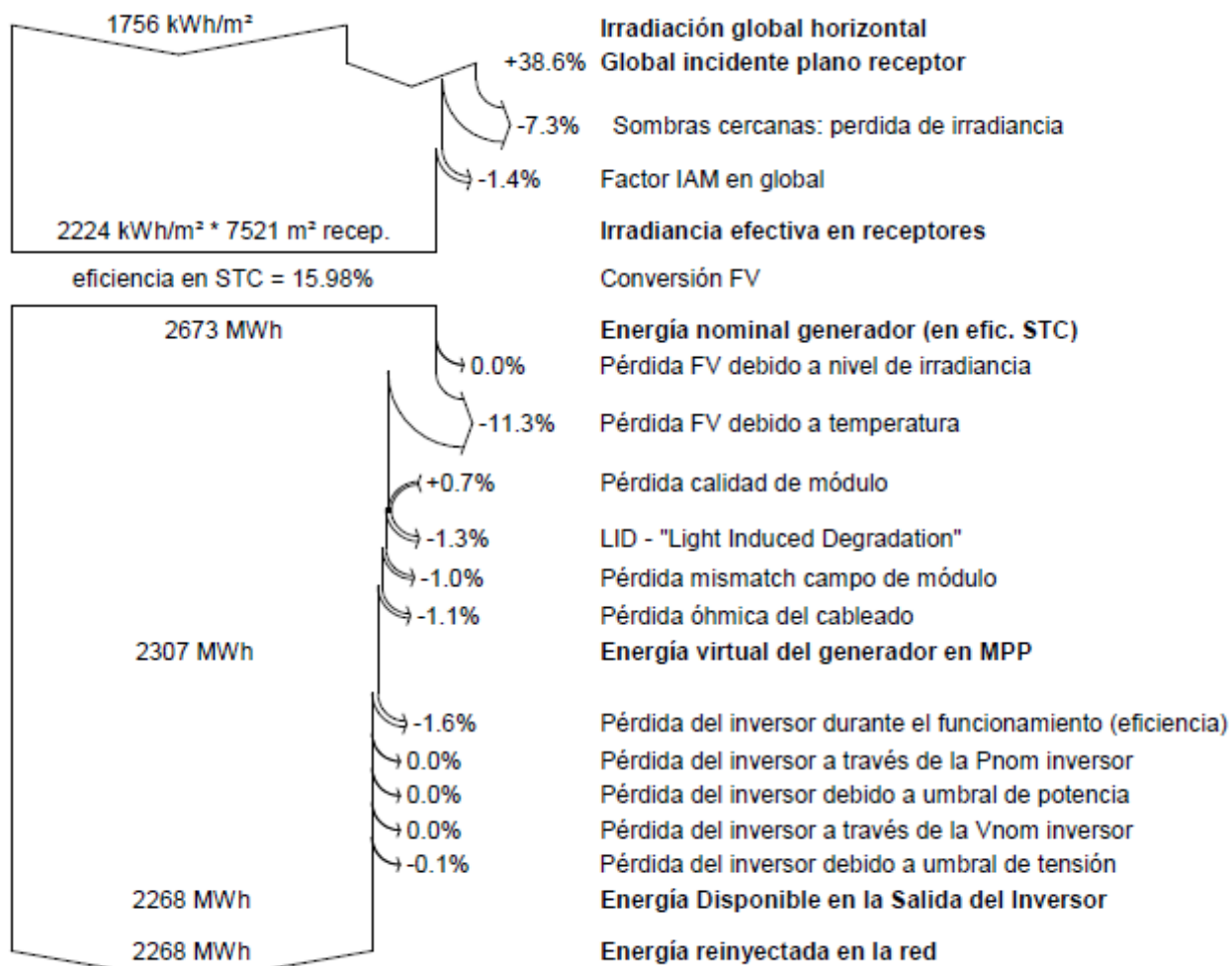


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	116.2	103.5	117.2	114.8	0.822
Febrero	91.4	35.12	13.11	131.0	117.4	130.4	127.8	0.812
Marzo	145.7	50.02	16.61	207.5	188.3	201.8	198.2	0.795
Abril	160.6	76.22	18.31	213.6	194.9	206.5	203.0	0.791
Mayo	205.3	81.05	21.71	276.9	255.3	261.6	257.7	0.774
Junio	215.9	78.18	26.81	290.4	268.9	265.7	262.2	0.751
Julio	235.1	64.95	28.31	322.7	299.6	290.3	286.7	0.739
Agosto	201.6	70.05	28.31	280.7	257.4	254.1	250.9	0.744
Septiembre	161.2	54.78	24.91	225.9	206.8	211.8	208.7	0.769
Octubre	119.8	44.03	20.51	169.0	152.8	162.8	160.0	0.788
Noviembre	74.9	36.53	14.91	103.9	92.7	103.6	101.6	0.814
Diciembre	66.9	27.61	12.21	97.4	86.3	98.3	96.3	0.823
Año	1756.3	644.67	19.80	2435.1	2224.0	2304.0	2267.7	0.775

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.1.3.3 Instalación con seguimiento en un eje horizontal y Backtracking

Caracterización de la instalación en PVsyst

- Lugar geográfico: Sevilla.
- País: España.
- Ubicación:
 - Latitud: 37.42°N.
 - Longitud: -5.960 W.

- **Parámetros de la simulación**
 - Plano de seguimiento:
 - Inclinación del eje: 0°.
 - Acimut: 0°.
 - Límite de rotación:
 - Phi mínimo: -60°.
 - Phi máximo: 60°.
 - Técnica de retorno: Backtracking.
 - Perfil de obstáculos: No.
 - Sombras cercanas: Sombreado lineal.

- **Características del generador FV**
 - **Módulo FV**
 - Silicio policristalino
 - Modelo: YL310P-35b
 - Fabricante: Yingli Solar
 - Pnom unitaria: 310 Wp.
 - Número de módulos fotovoltaicos: 3876.
 - En serie: 19 módulos.
 - En paralelo: 204 cadenas.
 - Potencia global del generador FV:
 - Potencia nominal (STC): 1202 kWp.
 - Potencia en condiciones de funcionamiento 50°C:
1074 kWp.
 - Características de funcionamiento del generador:
 - Vmmp: 624 V.
 - Immp: 1722 A.
 - Superficie total: 7521 m².

- **Factores de pérdida del generador FV anual**

- Fracción de pérdidas FV debido al nivel de irradiancia: -0.2%
- Fracción de pérdidas térmicas debido a la temperatura: -11.4%
- Fracción de pérdidas por pérdida de calidad del módulo: +0.7%
- Fracción de pérdidas por degradación inducida lumínica: -1.3%
- Fracción de pérdidas Mismatch módulos: -1.0%
- Fracción de pérdidas óhmicas en el cableado: -1.1%

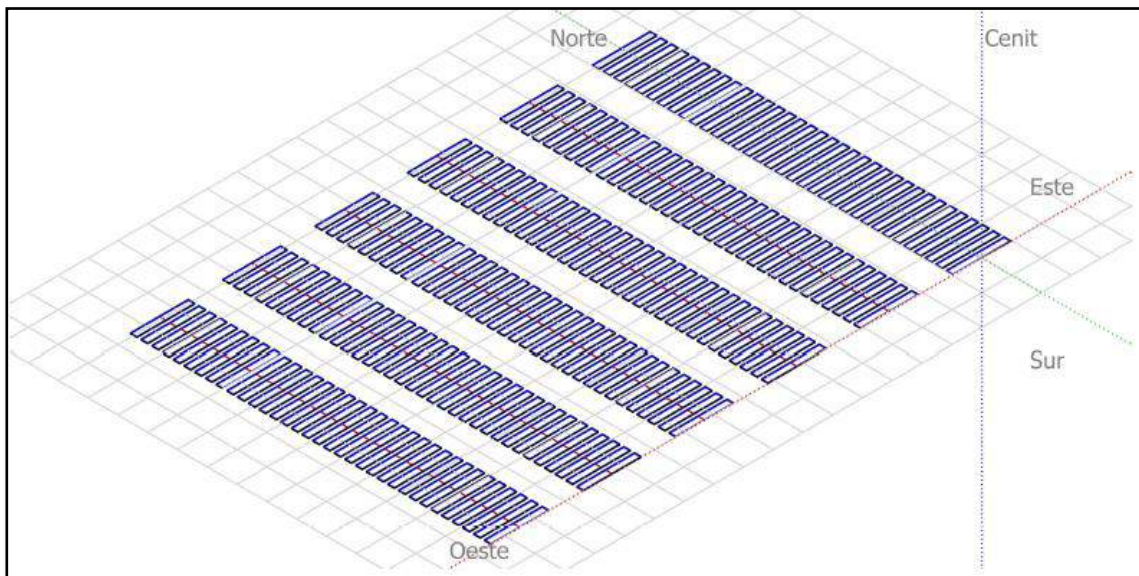
- **Inversor**

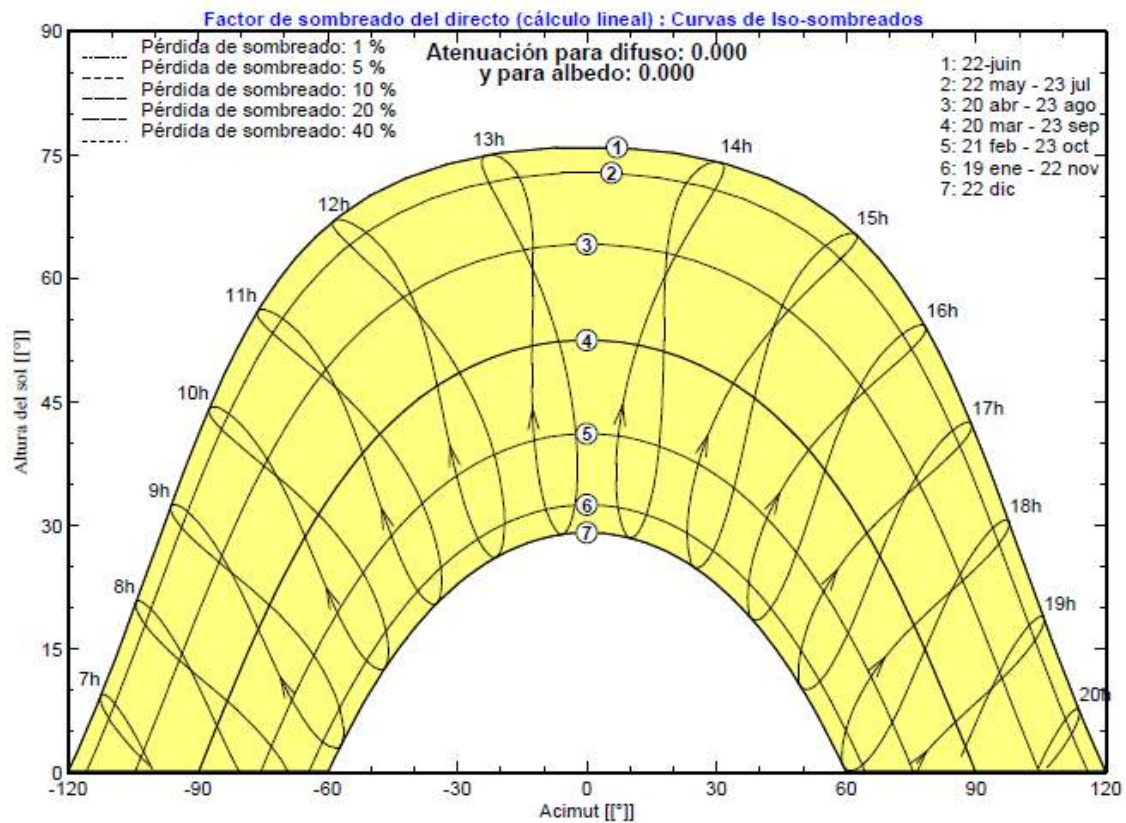
- Modelo: Ingecon Sun 1000TL X400 DCAC Outdoor
- Fabricante: Ingeteam.
- Pnom unitaria: 1020kW.
- Tensión de funcionamiento: 578-820 V.
- Número de inversores: 1 unidad.
- Potencia total: 1020 kW.

Definición del sombreado cercano

El sombreado lineal, es el producido por el sombreado mutuo de las ramas.

En la imagen se observa una perspectiva del campo FV, correspondiente a 204 ramas, de 19 módulos en serie cada una, con orientación Sur y alineación de las ramas E-O.

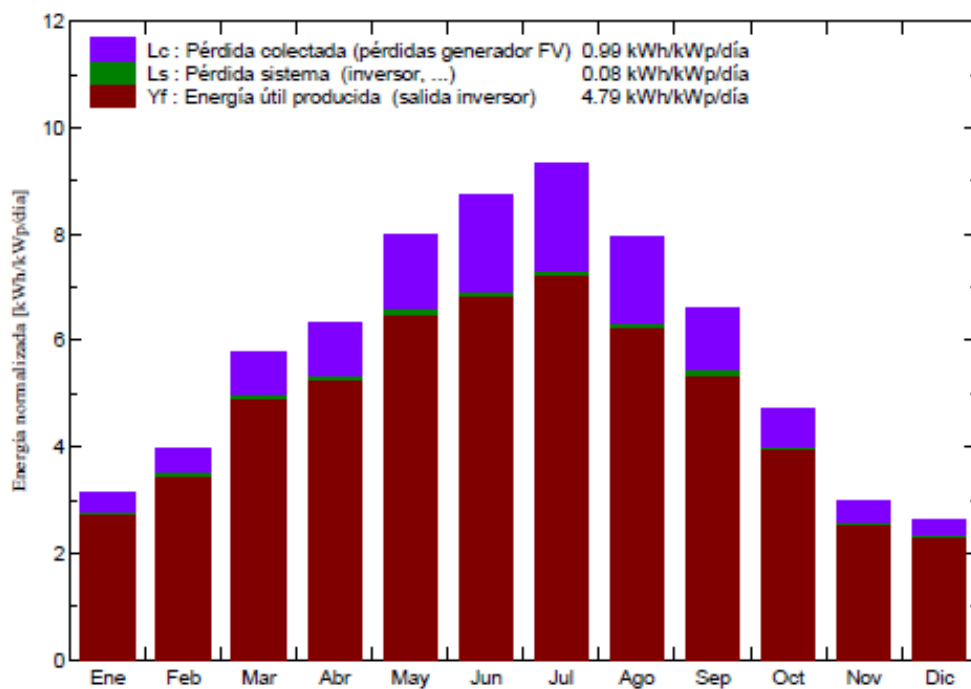




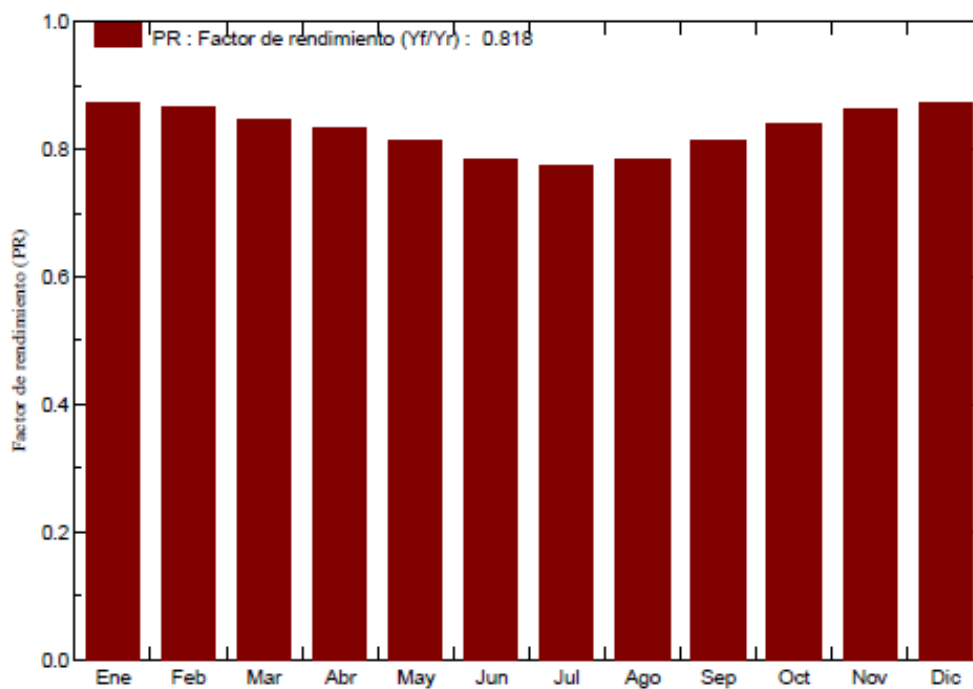
Resultados principales de la simulación

- **Producción del sistema:**
 - **Energía producida: 2100 MWh/año.**
 - **Factor de rendimiento: 81.79 %.**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1202 kWp



Factor de rendimiento (PR)

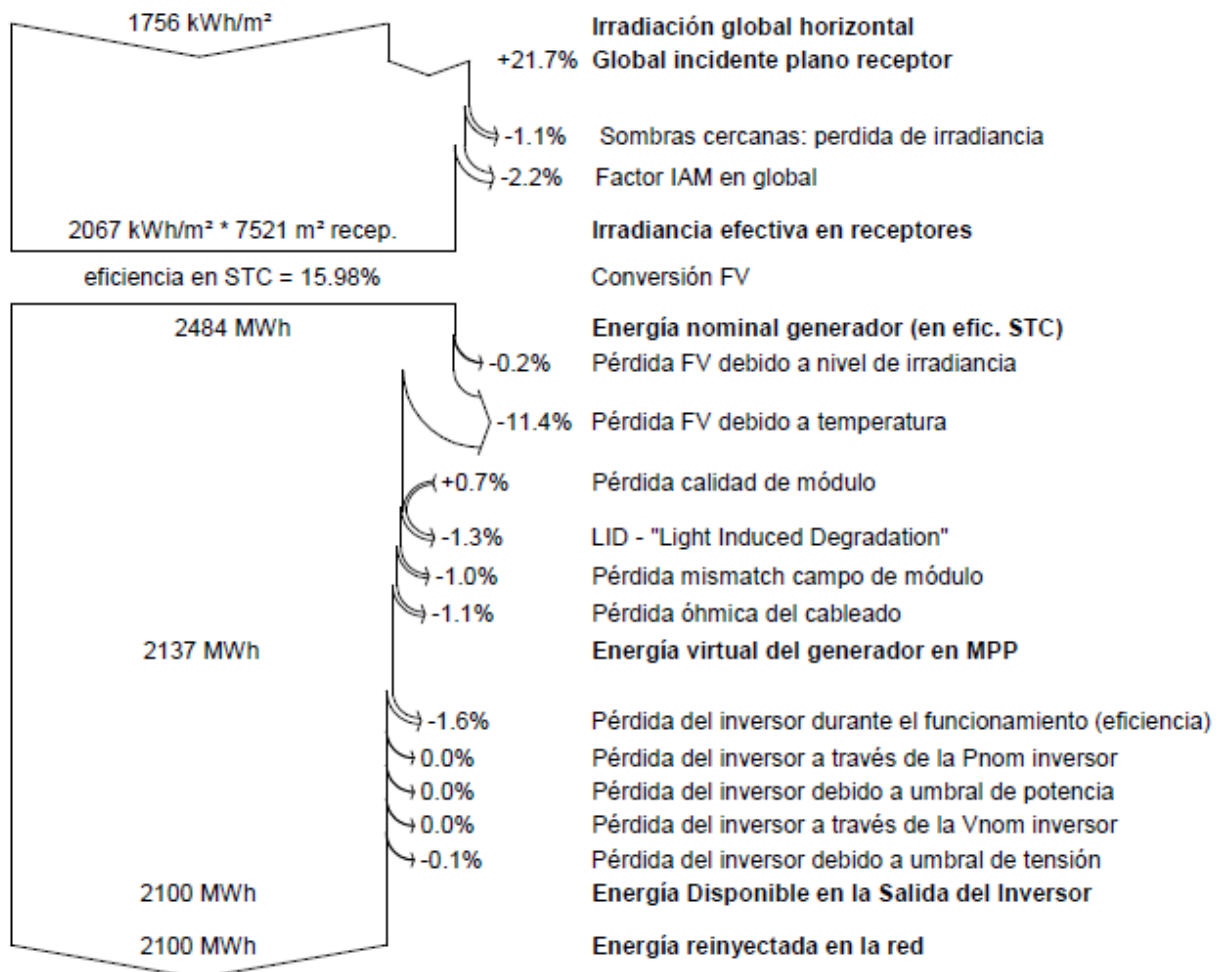


Balances y resultados principales:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	78.0	26.10	11.41	96.9	91.9	104.0	101.8	0.874
Febrero	91.4	35.12	13.11	111.1	106.6	118.2	115.9	0.868
Marzo	145.7	50.02	16.61	179.5	174.0	186.0	182.6	0.847
Abril	160.6	76.22	18.31	189.6	182.9	193.5	190.1	0.835
Mayo	205.3	81.05	21.71	248.0	240.4	245.8	242.1	0.813
Junio	215.9	78.18	26.81	261.7	254.3	250.4	247.1	0.786
Julio	235.1	64.95	28.31	289.3	282.5	272.8	269.4	0.775
Agosto	201.6	70.05	28.31	246.5	239.5	235.7	232.7	0.786
Septiembre	161.2	54.78	24.91	197.8	192.2	196.4	193.5	0.814
Octubre	119.8	44.03	20.51	146.1	140.9	149.9	147.3	0.839
Noviembre	74.9	36.53	14.91	88.9	84.3	94.0	92.1	0.862
Diciembre	66.9	27.61	12.21	81.9	77.2	87.7	85.9	0.873
Año	1756.3	644.67	19.80	2137.3	2066.7	2134.3	2100.5	0.818

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Diagrama de pérdidas anual:



15.2 Factores para el cálculo por sobrecarga de nieve

Zonas climáticas de invierno



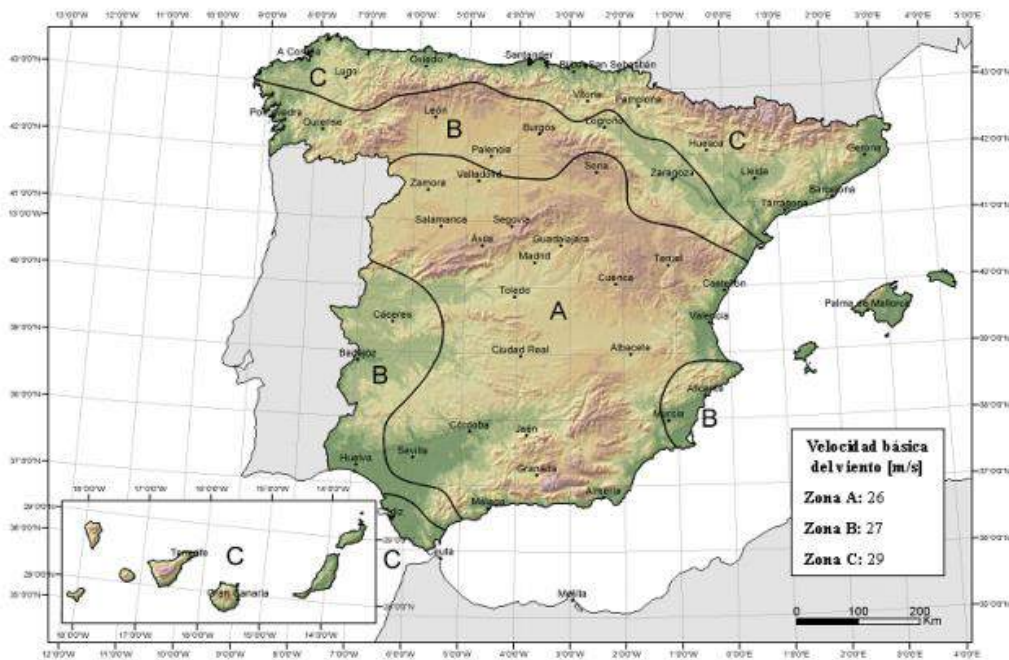
Sobrecarga de nieve según la altitud

Tabla E.2 Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m^2)

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

15.3 Factores para el cálculo de acciones de viento

Zonas climáticas y velocidad del viento



Parámetros para el cálculo del coeficiente de exposición

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Coeficientes de presión exterior

Coeficientes de presión exterior					
$C_{pe,10}$					
Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

15.4 Factores de corrección para líneas aéreas BT

Se considera un factor de corrección de 0,9 para conductores expuestos directamente al sol.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 1. Factor de corrección por agrupamiento.

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 2. Factor de corrección por temperatura ambiente, para cables XLPE.

15.5 Factores de corrección para líneas subterráneas BT

TABLA 52-D2:

FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE PARA TEMPERATURAS AMBIENTE DEL TERRENO DIFERENTES DE 25 °C A APLICAR PARA CABLES (EN CONDUCTOS ENTERRADOS)

Aislamiento	Temperatura del terreno (θ_a) (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Tipo PVC (termoplástico)	1,16	1,11	1,06	1,00	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66	0,58	0,47	-	-	-	-
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,11	1,08	1,05	1,00	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79	0,74	0,68	0,62	0,55	0,48	0,39




Tabla 3. Factor de corrección para temperatura del terreno diferente a 25°C.

TABLA 52-D3:

FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE PARA CABLES (EN CONDUCTOS ENTERRADOS) EN TERRENOS DE RESISTIVIDAD DIFERENTE DE 2,5 K·m / W

Resistividad térmica K·m / W	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96



Tabla 4. Factor de corrección por terrenos de diferente resistividad térmica.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 5. Factor de corrección por diferentes profundidades de instalación.

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80



Tabla 6. Factor de corrección por agrupamiento









15.6 Factor de tensión c

Tensión nominal Un	Factor de tensión c para el cálculo de Icc máx. Icc mín.	
	Icc máx.	Icc mín.
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

Tabla 7. Factor de tensión c.

15.7 Tablas de intensidades admisibles BT

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	

*** Método D**





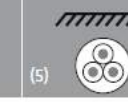
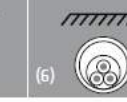
	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2					70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349	
	XLPE3					58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295	

Tabla 8. Tabla A-52.1 Secciones en función de la intensidad máxima, número de conductores por circuito, tipo de conductor y aislamiento y modo de instalación.

15.8 Tablas de intensidades admisibles MT

TABLA IX

Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con HEPR (Eprotenax Compact) sin armadura.

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	(Temperatura máxima en el conductor 105 °C) 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1) 	(2) 	(3) 	(4) 	(5) 	(6) 
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-
500	975	-	680	650	-	-
630	1125	-	765	730	-	-
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

- (1) Tres cables unipolares agrupados, instalados al aire.
 (2) Un cable trifásico, instalado al aire, protegido del sol.
 (3) Tres cables unipolares agrupados, enterrados a 1 m de profundidad.
 (4) Tres cables unipolares bajo tubo, enterrados a 1 m de profundidad.
 (5) Un cable trifásico, enterrado a 1 m de profundidad.
 (6) Un cable trifásico bajo tubo, enterrado a 1 m de profundidad

Temperatura del terreno °C:	25
Temperatura del aire °C:	40
Resistividad térmica terreno K·m/W:	1,5
Temperatura del conductor en °C:	105

Tabla 1. Tabla IX: Secciones en función de la intensidad máxima, tipo de conductor y modo de instalación, para aislamiento HEPR.

15.9 Resistencia del conductor de aislamiento HEPR

TABLA VII
Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (105 °C)

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

15.10 Reactancia del conductor de aislamiento HEPR

TABLA VIII
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase						
	Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

16. ANEXO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

16.1. Backtracking Strategy - Software de simulación PVSyst

Near shadings: Backtracking strategy

See also [Near shadings: Tracking planes](#).

Heliostat array layout should be carefully optimised regarding the mutual shadings. Constraints are much more critical than for the sheds disposition, as significant yield may be waited even when the sun is very low on the horizon.

The mutual shading problem is accentuated by the electrical behaviour of the strings under partial shadings. Identical shadings appear on each heliostat and may block many strings at a time.

The [backtracking strategy](#) is now proposed by several manufacturers of tracking arrays: when the mutual shadings begin, the tracking angle does no more follow the sun, but it goes back in order that no shading occurs.

In this situation, as viewed from the sun, the trackers remain tangent to each other. Of course the incidence angle increases simultaneously.

Therefore in the 3D shading scene, the shading factor remains null as far as the trackers do not reach their stroke limits. The position of the trackers evolves until coming parallel to the whole array when the incidence becomes near 90°. The shading factor increases to 100% sharply, when the sun passes behind the plane of the array.

It should be noted that the Backtracking doesn't increase the total irradiance received. It only improves the electrical loss effects of the shadings. ~~The total irradiance reaching the modules is the same as if there were shadings: it corresponds to the total sun energy intercepted for this given sun direction, by the field area "seen" from the sun. Therefore a simulation with "Linear shadings" (not electrically realistic) and another one with backtracking should give about the same results (if we neglect the IAM losses unavoidable with the Backtracking).~~

The backtracking calculations are of course dependent on the mutual disposition of the trackers. For a given sun position, the tracker orientation should be determined using the pitch and the width of the frames/collectors. Therefore for defining backtracking, we need the same parameters as for the shed calculations, i.e:

- [Pitch](#) between trackers,
- [Collector width](#) (sensitive area),
- Left and right [inactive bands](#) (of frames).

These parameters are defined geometrically in the 3D scene, but should also be included in the "Orientation" parameters. This is the reason why we can define backtracking only in the framework of equidistant tracker systems.

NB: As there are no shadings (except when the sun is behind the plane), one could think that the 3D construction is not really necessary. This is true for the shadings loss on the beam component. But the diffuse part - as well as the albedo - are affected by the mutual shadings of the neighbor trackers. Even for very sunny sites, this produces a shading loss, which may attain 1 to 2% (sometimes more).

The backtracking calculations are specific for each kind of tracking planes:

- **Two axis:** the tracking mechanism is supposed to be a rotation around the vertical axis, and a variable tilt of the plane. In Backtracking conditions the tilt is facing the sun (90° - sun height) and the azimuth is adjusted for no shadings. Other geometries could be imagined, but would require additional parameters.
- **Tilted or horizontal axis:** the Phi angle around the axis is adjusted for no shadings conditions. This doesn't allow for misaligned arrays.
- **Vertical axis:** the backtracking is not defined in PVSyst, as we couldn't find a suitable algorithm up to now.
- **Sun-shields:** When the sun is high in the sky, the sun shields become highly tilted. This is also the case for east/west orientations when the sun is low on the horizon. The compatibility with comfort conditions has to be studied.

16.2 Módulo fotovoltaico

YGE 72 CELL SERIES 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)											
Tipo de módulo	YLxxxP-35b (xxx=P _{max})										
Potencia de salida	P _{max}	W	325	320	315	310	305	300			
Tolerancias de potencia de salida	ΔP _{max}	W	0 / + 5								
Eficiencia del módulo	η _m	%	16.7	16.5	16.2	16.0	15.7	15.5			
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	37.3	37.0	36.8	36.3	36.1	35.8			
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8.72	8.64	8.56	8.53	8.45	8.37			
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	46.3	46.0	45.7	45.6	45.4	45.2			
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.24	9.18	9.12	8.99	8.93	8.86			

STC: 1000 W/m² de irradiación, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3. Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)										
Potencia de salida	P _{max}	W	237.1	233.4	229.8	226.1	222.5	218.8		
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	34.0	33.8	33.6	33.1	32.9	32.7		
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	6.98	6.91	6.85	6.82	6.76	6.70		
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	42.8	42.5	42.2	42.1	41.9	41.7		
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.47	7.42	7.37	7.27	7.22	7.16		

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones/ número de busbar)	72 / silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm / 3 o 4
Marco (material/color/color de anodizado/sellado de bordes)	Aluminio anodizado
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección transversal)	1100mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP68 o YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68 o Phoenix Contact SUNCLIX/IP67

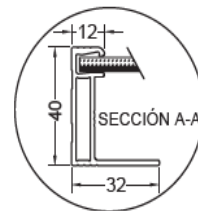
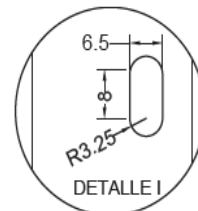
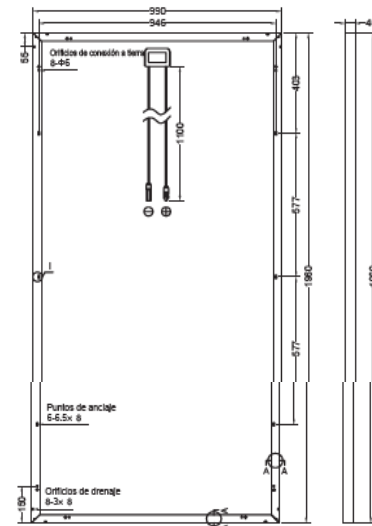
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (Longitud /Ancho /Alto)	1960mm/990mm/ 40mm
Peso	25.5kg

ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE

Número de módulos por palé	26
Número de palés por contenedor de 40'	24
Dimensiones de la caja de embalaje (L/A/A)	1995mm / 1145mm / 1170mm
Peso de la caja	707kg

Unit: mm



Advertencia: Lea el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar u operar módulos de Yingli Solar.

Partners de Yingli:

16.3 Inversor

INGECON
SUN
PowerMax B Series 1,000 V_{dc}

	830TL B300	1000TL B360	1070TL B385	1110TL B400	1140TL B410
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	841 - 1,081 kWp	1,010 - 1,297 kWp	1,080 - 1,387 kWp	1,122 - 1,441.1 kWp	1,150 - 1,477 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	440 - 820 V	524 - 820 V	560 - 820 V	580 - 820 V	595 - 820 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,050 V				
Maximum current	2,000 A				
N° inputs with fuse holders	5 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,000 V to 630 A / 1,000 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Number of power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 410 A for positive and negative poles				
Inputs protection					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power @35 °C / @50 °C	831.4 kVA / 765 kVA	997.7 kVA / 918 kVA	1,066.9 kVA / 981.8 kVA	1,108.5 kVA / 1,020 kVA	1,136.2 kVA / 1,045.5 kVA
Current @35 °C / @50 °C	1,600 A / 1,472 A				
Rated voltage ⁽⁴⁾	300 V IT System	360 V IT System	385 V IT System	400 V IT System	410 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁵⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes. Smax=831.4 kVA	Yes. Smax=997.7 kVA	Yes. Smax=1,066.9 kVA	Yes. Smax=1,108.5 kVA	Yes. Smax=1,136.2 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.7%	98.9%			
Euroefficiency	98.3%	98.5%		98.6%	98.5%
Max. consumption aux. services	3,000 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	60 W				
Average power consumption per day	1,400 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 6,200 m ³ /h				
Average air flow	3,800 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrête 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

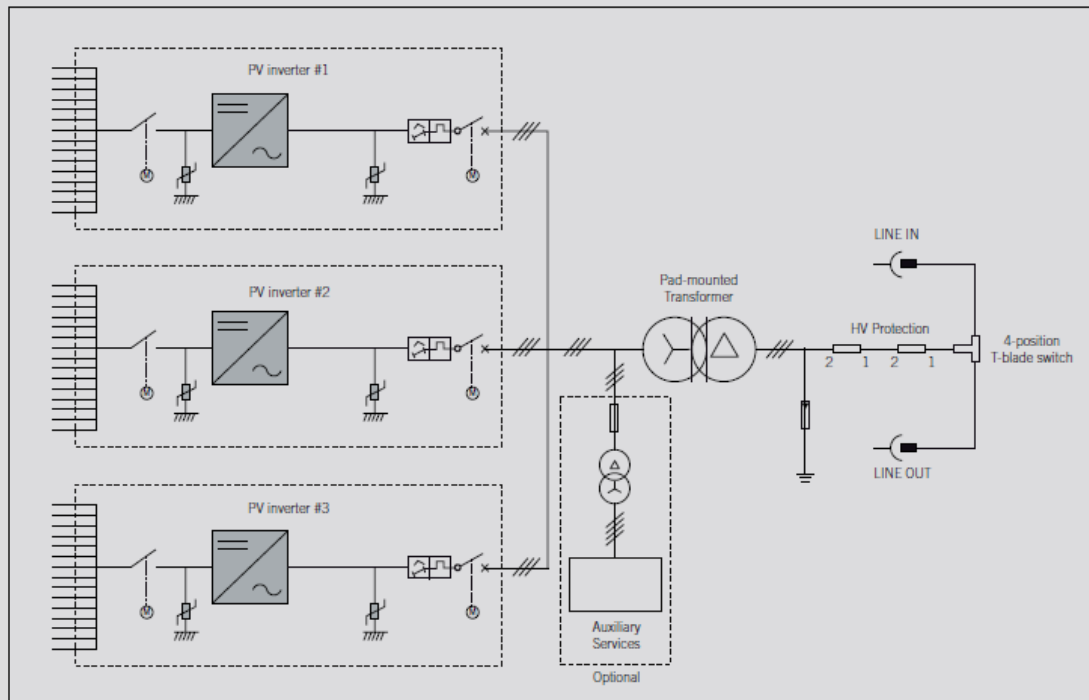
16.4 Estación de Potencia

INGECON SUN PowerStation 1,000 V_{dc}

Fully integrated turnkey solution, customized up to 3500 kVA

	FSK 20 - Single Inverter	FSK 20 - Double Inverter	FSK 30 - Triple Inverter
Number of inverters	1	2	3
Rated power @ 50 °C / 122 °F	1,070 kVA	2,140 kVA	3,210 kVA
Max. power @ 35 °C / 95 °F	1,164 kVA	2,328 kVA	3,492 kVA
Skid Size	20 x 7 ft	20 x 8 ft	30 x 8 ft
Max. Estimated weight (metal version)	20,000 - 25,000 lbs	30,000 - 35,000 lbs	40,000 - 45,000 lbs
Transformer arrangement	Dead front loop feed	Dead front loop feed	Dead front loop feed
Transformer target efficiency (50% load)	99.2%	99.31%	99.23%
Voltage class	15 / 25 / 35 kV	15 / 25 / 35 kV	15 / 25 / 35 kV
Installation altitude	14,770 ft (4,500 m)	14,770 ft (4,500 m)	14,770 ft (4,500 m)
Operating temperature range	-4 °F to +140 °F / -20 °C to +60 °C	-4 °F to +140 °F / -20 °C to +60 °C	-4 °F to +140 °F / -20 °C to +60 °C
Protection class	NEMA 3	NEMA 3	NEMA 3

Configuration with three PowerMax B Series inverters



Footprint and layout



Ingeteam

16.5 Estructura soporte

Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURAS FIJAS HFH-1PV

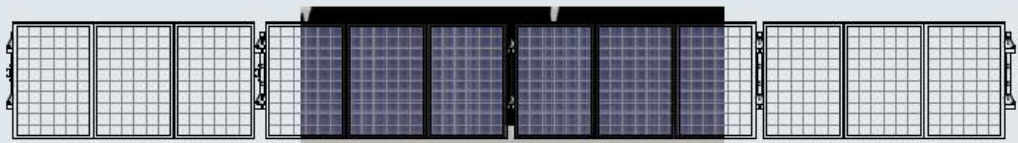
DIVISION DE
ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA SOLAR FIJA MONOPOSTE HINCADA CON UNA FILA DE PANELES EN VERTICAL

HFH-1PV



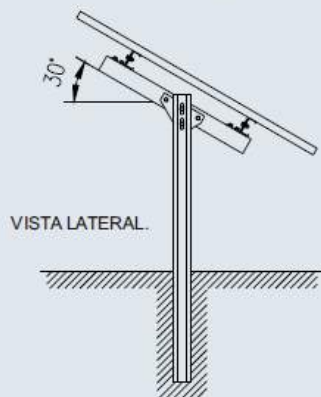
VISTA EN PERSPECTIVA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.



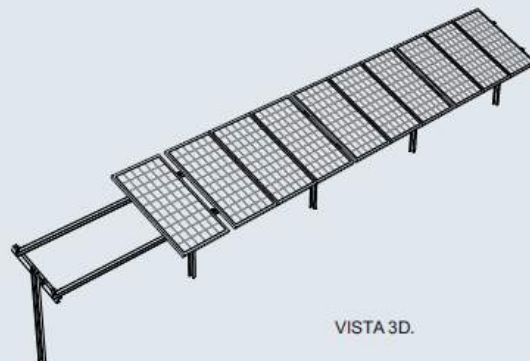
VISTA EN PLANTA.



VISTA EN ALZADO.



VISTA LATERAL.



VISTA 3D.

Nota: La profundidad del hincado varia en función del tipo de terreno.

16.6 Conectores fotovoltaicos

TECPLUG Conectores para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Datos técnicos

Marca comercial	TECPLUG
Designación	PST4011
Certificados	DIN VDE V 0126-3, TÜV Certificado N° R 600 18371, IEC 61730-1
Aplicaciones	Los conectores TECPLUG están indicados para la utilización en sistemas fotovoltaicos a tensiones hasta 1000 V en continua y hasta 40 A de intensidad según la aplicación de la clase A. Adecuados para instalaciones interiores o de intemperie ya sean conexiones fijas o móviles. Igualmente aplicables para equipos con doble aislamiento (clase II). Compatibles con otras marcas.

Parámetros eléctricos

Tensión	1000 V
Ensayo de tensión	6 kV (corriente alterna, 1 min.)
Intensidad admisible	IEC 60512
Intensidades de corriente a 85 °C	
- 1,5 mm ²	17,5 A
- 2,5 mm ²	24 A
- 4 mm ²	32 A
- 6 mm ²	40 A
- 10 mm ²	40 A
Resistencia de contacto	< 1 mΩ (EN 60352-9)
Protección contra contacto accidental	Carga 10 N (IEC 60512)
Distancia mínima de aislamiento	14 mm (IEC 60664-1)
Línea de fuga	28 mm (IEC 60664-1)
Resistencia a impulso de tensión	8 kV (IEC 60664-1)

Parámetros térmicos

Temperatura máxima admisible	110 °C
Resistencia al frío	- 40 °C, ensayo de resistencia al impacto a baja temperatura (DIN V VDE V 0126-3, IEC 60068-2-75)
Ensayo de temperatura alterna	de -40 °C a + 85 °C (IEC 60068-2-14, ensayo Nb)
Ensayo de humedad en caliente	85 °C, 85 % humedad relativa durante 1000 horas (IEC 61215 10.13)

Parámetros mecánicos

Conexión por crimpado, fuerza de desconexión	IEC 60352-2
Compensación de tensiones por tracción	IEC 60512 17c
Compensación de tensiones por torsión	IEC 60512 17d
Resistencia a la caída	IEC 60512 7b
Ciclo de conexión/desconexión	100 veces sin carga
Ensayo de doblado	DIN V VDE V 0126-3, similar a IEC 60309-1
Retención del cable	IEC 60512-9
Fuerza de desconexión	80 N (IEC 60512 15f)
Grado de protección	IP 20 (desconectado) IP 68 (conectado)

16.7 Fusibles fotovoltaicos

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 800 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

10x38	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE (Unid./CAJA)
1000V DC	1	491601	30	10/100
	2 (U)	491602	30	10/100
	3 (U)	491604	30	10/100
	4 (U)	491605	30	10/100
	5 (U)	491606	30	10/100
	6 (U)	491610	30	10/100
	8 (U)	491615	30	10/100
	10 (U)	491620	30	10/100
	12 (U)	491625	30	10/100
	15 (U)	491629	30	10/100
	16 (U)	491630	30	10/100
	20 (U)	491635	30	10/100
600V DC	1	491901	30	10/100
	2	491902	30	10/100
	3	491904	30	10/100
	4	491905	30	10/100
	5	491906	30	10/100
	6	491910	30	10/100
	8	491915	30	10/100
	10	491920	30	10/100
	12	491925	30	10/100
	15	491929	30	10/100
	16	491930	30	10/100
	20	491935	30	10/100
	25	491940	30	10/100
	30	491944	30	10/100
	32	491945	30	10/100



14x51	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE (Unid./CAJA)
1100V DC	15	491647	10	10/50
	20	491648	10	10/50
1000V DC	25	491650	30	10/50
	32	491655	30	10/50



16.8 Interruptor seccionador

Technical data

Technical data according to IEC 60947 for switch-disconnectors OTDC1000...1600

Switch size			OTDC1000E	OTDC1250E	OTDC1600E
Rated insulation voltage U	Pollution degree 3	V	1500	1500	1500
Rated impulse withstand voltage		kV	12	12	12
Rated thermal current I _{th}	In open air, normal conditions ¹⁾	A	1000	1250	1600
	In enclosure 40°C	A	1000	1250	1250
	In enclosure 80°C	A	800	1000	1000
...with minimum cable or bar cross section	Cu	mm ²	2x (60x5)	2x (50x8)	2x (50x10)
Rated operational current / poles in series	1000	One circuit	A	1000/4	1250/4
Rated short-time withstand current, 1000 V, 1 s	R.M.S. -value I _{sw}	kA	10	10	10
Rated short circuit making capacity, 1000 V	Peak value I _{sm}	kA	10	10	10
Power loss / pole	At rated current	W	22	35	58

¹⁾ Normal conditions defined in IEC 60947-1-6.1

Technical data in accordance to UL98B for photovoltaic disconnect switches OTDC800...1000U

Suitable For Use in Photovoltaic Systems In Accordance With Article 690 of the NEC.

Ordering information



OTDC1000...1250E22



OTDC1600E22

Single circuit, 1000 VDC, IEC - 1000 to 1600 A

Front operated, mechanism at the end of the switch. Included terminal bolts: M12x60.

Number of poles	Circuit	Rated operational current (A) IEC/ 1000 V	Type	Order number	Weight (kg)
Handle and shaft not included					
4	6a, 6b	1000	OTDC1000E22	1SCA142337R1001	21
4	6a, 6b	1250	OTDC1250E22	1SCA140671R1001	21
4	6a, 6b	1600	OTDC1600E22	1SCA143716R1001	21
External handle OHS274J12 and shaft DXP12X280 included					
4	6a, 6b	1000	OTDC1000E22P	1SCA143711R1001	21
4	6a, 6b	1250	OTDC1250E22P	1SCA143717R1001	21
4	6a, 6b	1600	OTDC1600E22P	1SCA143720R1001	21
Direct mount handle OTV1000EK included					
4	6a, 6b	1000	OTDC1000E22K	1SCA143716R1001	21
4	6a, 6b	1250	OTDC1250E22K	1SCA143716R1001	21
4	6a, 6b	1600	OTDC1600E22K	1SCA143716R1001	21

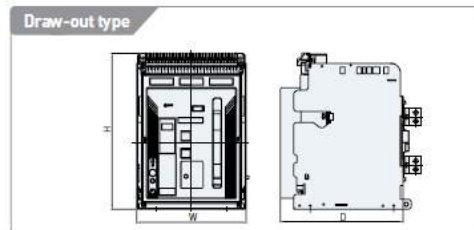
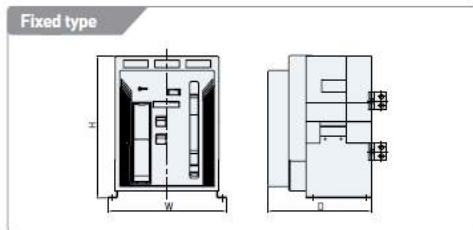
16.9 Interruptor automático

U-Series / Air Circuit Breakers

Ratings

Frame		A frame	B frame	C frame	D frame ¹⁾	A frame	B frame	
Model		UAN				UAS		
Recognition order code: Rated current (I _n max at 40°C) (A)		06 : 630 08 : 800 10 : 1,000 12 : 1,250 16 : 1,600 20 : 2,000	06 : 630 08 : 800 10 : 1,000 12 : 1,250 16 : 1,600 20 : 2,000 25 : 2,500 32 : 3,200 40 : 4,000	32 : 3,200 40 : 4,000 50 : 5,000	40 : 4,000 50 : 5,000 63 : 6,300	06 : 630 08 : 800 10 : 1,000 12 : 1,250 16 : 1,600	20 : 2,000 25 : 2,500 32 : 3,200	
	Rated operating voltage (U _e) [V]	AC690				AC690		
	Rated insulation voltage (U _i) [V]	AC1,000				AC1,000		
	Frequency (Hz)	50/60				50/60		
	Number of poles	3, 4				3, 4		
Current setting range (..... x I _n max)	0.4 - 1.0				0.4 - 1.0			
Rated current of neutral pole (.....% x I _n)	100 %				100 %			
Rated breaking capacity (I _{cu}) (kA sym)	IEC 60947-2 category "B"	AC690/600/550V	65	85	85	100	55	70
	KS C 4620	AC500/480/460V	85	100	100	150	65	85
Rated service breaking capacity (.....% x I _{cu})		AC415/380/230/220V	85	100	100	150	65	85
			100 %				100 %	
Rated making capacity (I _{cm}) (kA peak)	IEC 60947-2 category "B"	AC690/600/550V	143	187	187	220	121	154
	KS C 4620	AC500/480/460V	187	220	220	330	143	187
Rated short-time capacity (I _{sw}) (kA, without Inst.)		AC415/380/230/220V	187	220	220	330	143	187
	1 sec		65	85	85	100	55	70
	2 sec		60	75	75	100	45	65
Rated impulse withstand voltage (U _{imp}) (kV)			50	65	65	100	36	55
			12				12	
Maximum total breaking time (ms)		40				40		
Closing operating time	Motor charging time (sec) max.	10				10		
	Closing time (ms) max.	80				80		
Life cycle (times)	Mechanical	Without maintenance	20,000	15,000	10,000	10,000	20,000	15,000
		With maintenance	30,000	2,000	2,000	15,000	30,000	20,000
	Electrical	Without maintenance	5,000	06 - 20 : 10,000 25 - 40 : 5,000	2,000	2,000	5,000	5,000
		With maintenance	10,000	06 - 20 : 15,000 25 - 40 : 10,000	5,000	5,000	10,000	10,000
Weight (kg)	3 pole	Draw-out type	63	06 - 32 : 87 40 : 107	145	210	63	87
		Fixed type	34	06 - 32 : 44 40 : 61	76	120	34	44
	4 pole	Draw-out type	280	06 - 32 : 130 40 : 61	173	280	74	103
		Fixed type	44	06 - 32 : 55 40 : 81	81	160	44	55
External dimension (mm) (WxHxD, except busbar)	3 pole	Draw-out type	328x 460 x 368	399 x 460 x 368	624 x 460 x 368	766x460x368.4	328 x 460 x 368	399 x 460 x 368
		Fixed type	337 x 404 x 296	408 x 404 x 296	633 x 404 x 296	775.4x404.4x295.8	337 x 404 x 296	408 x 404 x 296
	4 pole	Draw-out type	413x 460 x 368	514 x 460 x 368	794 x 460 x 368	996x460x368.4	413 x 460 x 368	514 x 460 x 368
		Fixed type	422 x 404 x 296	523 x 404 x 296	803 x 404 x 296	1,005x404.4x295.8	422 x 404 x 296	523 x 404 x 296

※ 1) D frame will be available from 2015-1st half.



16.10 Fusible Servicios Auxiliares

Fusibles tipo CEF

9. Tabla de Elección de Fusibles
Fusibles de Alta Tensión HRC con Alta Capacidad de Ruptura

Tipo	Tensión Nominal Un [kV]	Corriente Nominal [A]	Largo e [mm]	Diámetro D [mm]	Número de catálogo	Peso [kg]
CEF	3,6/7,2	6	192	65	1YMB531001M0001	1,5
CEF	3,6/7,2	10	192	65	1YMB531001M0002	1,5
CEF	3,6/7,2	16	192	65	1YMB531001M0003	1,5
CEF	3,6/7,2	25	192	65	1YMB531001M0004	1,5
CEF	3,6/7,2	40	192	65	1YMB531001M0005	1,5
CEF	3,6/7,2	50	192	65	1YMB531001M0006	1,5
CEF	3,6/7,2	63	192	65	1YMB531001M0007	1,5
CEF	3,6/7,2	80	192	87	1YMB531001M0008	2,6
CEF	3,6/7,2	100	192	87	1YMB531001M0009	2,6
CEF	3,6/7,2	6	292	65	1YMB531034M0001	2,3
CEF	3,6/7,2	10	292	65	1YMB531034M0002	2,3
CEF	3,6/7,2	16	292	65	1YMB531034M0003	2,3
CEF	3,6/7,2	25	292	65	1YMB531034M0004	2,3
CEF	3,6/7,2	40	292	65	1YMB531034M0005	2,3
CEF	3,6/7,2	50	292	65	1YMB531034M0006	2,3
CEF	3,6/7,2	63	292	65	1YMB531034M0007	2,3
CEF	3,6/7,2	80	292	87	1YMB531034M0008	3,6
CEF	3,6/7,2	100	292	87	1YMB531034M0009	3,6
CEF	3,6/7,2	125	292	87	1YMB531001M0010	3,6
CEF	3,6/7,2	160	292	87	1YMB531001M0011	3,6
CEF	3,6/7,2	200	292	87	1YMB531001M0012	3,6
CEF	3,6/7,2	125	367	87	1YMB531034M0011	4,4
CEF	3,6/7,2	160	367	87	1YMB531034M0012	4,4
CEF	3,6/7,2	200	367	87	1YMB531034M0010	4,4

CEF	12	6	292	53	1YMB531042M0001	1,9
CEF	12	6	292	65	1YMB531002M0001	2,3
CEF	12	10	292	53	1YMB531042M0002	1,9
CEF	12	10	292	65	1YMB531002M0002	2,3
CEF	12	16	292	53	1YMB531042M0003	1,9
CEF	12	16	292	65	1YMB531002M0003	2,3
CEF	12	20	292	53	1YMB531042M0004	1,9
CEF	12	25	292	65	1YMB531002M0004	2,3
CEF	12	31,5	292	65	1YMB531002M0014	2,3
CEF	12	40	292	65	1YMB531002M0005	2,3
CEF	12	50	292	65	1YMB531002M0006	2,3
CEF	12	63	292	65	1YMB531002M0007	2,3
CEF	12	80	292	65	1YMB531002M0021	2,3
CEF	12	80	292	87	1YMB531002M0008	3,6
CEF	12	100	292	65	1YMB531002M0022	3,6
CEF	12	100	292	87	1YMB531002M0009	3,6
CEF	12	6	442	53	1YMB531047M0001	2,5
CEF	12	6	442	65	1YMB531035M0001	3,0
CEF	12	10	442	53	1YMB531047M0002	2,5
CEF	12	10	442	65	1YMB531035M0002	3,0
CEF	12	16	442	53	1YMB531047M0003	2,5
CEF	12	16	442	65	1YMB531035M0003	3,0
CEF	12	20	442	53	1YMB531047M0004	2,5
CEF	12	25	442	65	1YMB531035M0004	3,0
CEF	12	31,5	442	65	1YMB531035M0014	3,0
CEF	12	40	442	65	1YMB531035M0005	3,0
CEF	12	50	442	65	1YMB531035M0006	3,0
CEF	12	63	442	65	1YMB531035M0007	3,0
CEF	12	80	442	65	1YMB531035M0021	3,0
CEF	12	80	442	87	1YMB531035M0008	5,3
CEF	12	100	442	65	1YMB531035M0022	3,0
CEF	12	100	442	87	1YMB531035M0009	5,3
CEF	12	125	442	65	1YMB531002M0023	3,0
CEF	12	125	442	87	1YMB531002M0010	5,3

CEF	12	125	442	87	1YMB531002M0010	5,3
CEF	12	160	442	87	1YMB531002M0011	5,3
CEF	12	200	442	87	1YMB531002M0012	5,3
CEF	12	125	537	65	1YMB531035M0023	4,0

CEF	17,5	6	292	65	1YMB531003M0001	2,3
CEF	17,5	10	292	65	1YMB531003M0002	2,3
CEF	17,5	16	292	65	1YMB531003M0003	2,3
CEF	17,5	20	292	65	1YMB531003M0013	2,3
CEF	17,5	25	292	65	1YMB531003M0004	2,3
CEF	17,5	31,5	292	65	1YMB531003M0014	2,3
CEF	17,5	40	292	65	1YMB531003M0021	2,3
CEF	17,5	40	292	87	1YMB531003M0005	3,6
CEF	17,5	50	292	65	1YMB531003M0022	2,3
CEF	17,5	50	292	87	1YMB531003M0006	3,6
CEF	17,5	63	292	87	1YMB531003M0007	3,6
CEF	17,5	6	367	65	1YMB531036M0001	2,7
CEF	17,5	10	367	65	1YMB531036M0002	2,7
CEF	17,5	16	367	65	1YMB531036M0003	2,7
CEF	17,5	20	367	65	1YMB531036M0013	2,7

Tipo	Tensión Nominal Un [kV]	Corriente Nominal [A]	Largo e [mm]	Diámetro D [mm]	Número de catálogo	Peso [kg]
CEF	17,5	25	367	65	1YMB531036M0004	2,7
CEF	17,5	31,5	367	65	1YMB531036M0014	2,7
CEF	17,5	40	367	65	1YMB531036M0021	2,7
CEF	17,5	40	367	87	1YMB531036M0005	4,4
CEF	17,5	50	367	65	1YMB531036M0022	4,4
CEF	17,5	50	367	87	1YMB531036M0006	4,4
CEF	17,5	63	367	87	1YMB531036M0007	4,4
CEF	17,5	100	367	87	1YMB531036M0001	4,4
CEF	17,5	6	442	65	1YMB531037M0001	3,0
CEF	17,5	10	442	65	1YMB531037M0002	3,0
CEF	17,5	16	442	65	1YMB531037M0003	3,0
CEF	17,5	20	442	65	1YMB531037M0013	3,0
CEF	17,5	25	442	65	1YMB531037M0004	3,0
CEF	17,5	31,5	442	65	1YMB531037M0014	3,0
CEF	17,5	40	442	65	1YMB531037M0021	3,0
CEF	17,5	40	442	87	1YMB531037M0005	5,3
CEF	17,5	50	442	65	1YMB531037M0022	3,0
CEF	17,5	50	442	87	1YMB531037M0006	5,3
CEF	17,5	63	442	87	1YMB531037M0007	5,3
CEF	17,5	80	442	87	1YMB531003M0008	5,3
CEF	17,5	100	442	87	1YMB531003M0009	5,3
CEF	17,5	125	442	87	1YMB531003M0010	5,3

CEF	24	6	442	53	1YMB531044M0001	2,5
CEF	24	6	442	65	1YMB531004M0001	3,0
CEF	24	10	442	53	1YMB531044M0002	2,5
CEF	24	10	442	65	1YMB531004M0002	3,0
CEF	24	16	442	53	1YMB531044M0003	2,5
CEF	24	16	442	65	1YMB531004M0003	3,0
CEF	24	20	442	53	1YMB531044M0004	2,5
CEF	24	20	442	65	1YMB531004M0011	3,0
CEF	24	25	442	65	1YMB531004M0004	3,0
CEF	24	31,5	442	65	1YMB531004M0012	3,0
CEF	24	40	442	65	1YMB531004M0005	3,0
CEF	24	50	442	65	1YMB531004M0021	3,0
CEF	24	50	442	87	1YMB531004M0006	5,3
CEF	24	63	442	65	1YMB531004M0022	3,0
CEF	24	63	442	87	1YMB531004M0007	5,3
CEF	24	80	442	87	1YMB531022M0001	5,3
CEF	24	100	442	87	1YMB531022M0002	5,3
CEF	24	125	442	87	1YMB531022M0003	5,3
CEF	24	80	537	65	1YMB531004M0023	4,0
CEF	24	80	537	87	1YMB531004M0008	6,2
CEF	24	100	537	87	1YMB531004M0009	6,2
CEF	24	125	537	87	1YMB531004M0010	6,2

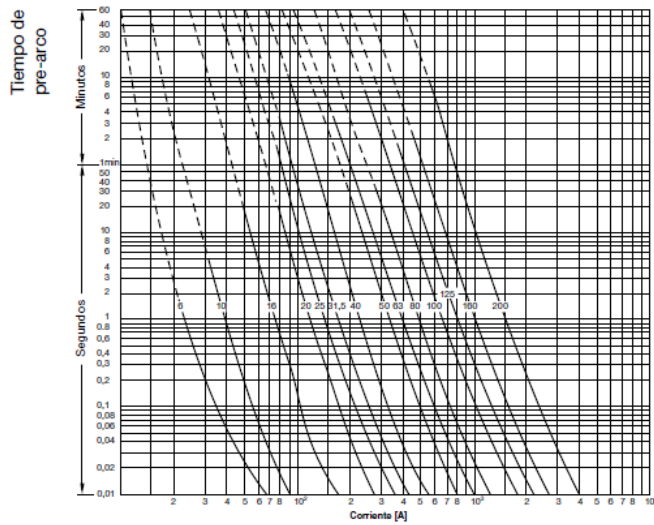
CEF	27	6	442	65	1YMB531005M0001	3,0
CEF	27	10	442	65	1YMB531005M0002	3,0
CEF	27	16	442	65	1YMB531005M0003	3,0
CEF	27	25	442	87	1YMB531005M0004	5,3
CEF	27	40	442	87	1YMB531005M0005	5,3
CEF	27	50	442	87	1YMB531005M0006	5,3
CEF	27	63	442	87	1YMB531005M0007	5,3
CEF	27	80	537	87	1YMB531005M0008	6,2
CEF	27	100	537	87	1YMB531005M0009	6,2

CEF	36	6	537	65	1YMB531006M0001	4,0
CEF	36	10	537	65	1YMB531006M0002	4,0
CEF	36	16	537	65	1YMB531006M0003	4,0

CEF	36	25	537	87	1YMB531006M0004	6,2
CEF	36	40	537	87	1YMB531006M0005	6,2

En caso de pedir un cartucho fusible para uso exterior, pongan datos exactos, por favor, según el siguiente ejemplo: CEF-U de siguientes parámetros... Una vez consultado el fabricante, existe la posibilidad de fabricar cartuchos de parámetros que no aparecen en la tabla de arriba.

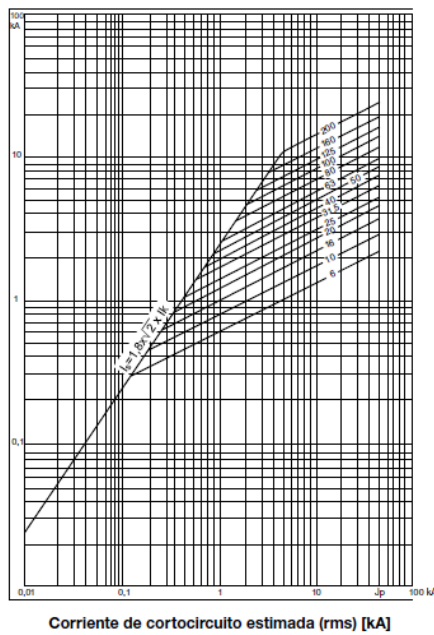
Fusibles tipo CEF



5. Tiempo de pre-arco

Las características son iguales para todas las tensiones nominales y son registradas desde la condición fría. Las secciones con líneas punteadas indican zonas de interrupción incierta.

Máxima valor de la corriente interrumpida [kA]



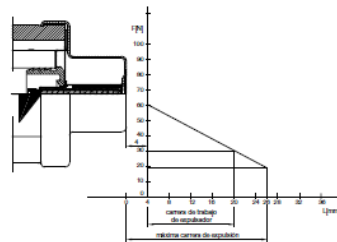
6. Limitación de Corriente

Los fusibles CEF son limitadores de corriente. Una corriente de cortocircuito elevada, no podrá en consecuencia llegar a su valor máximo. El diagrama muestra la relación entre la corriente de cortocircuito presunta y el valor de cresta de la corriente interrumpida. La substancial limitación de corriente resulta en una considerable reducción de los esfuerzos térmicos y mecánicos en la instalación de alta tensión.

7. Indicador y perno percutor

Los fusibles CEF están equipados con un indicador y percutor combinados, el cual es activado inmediatamente cuando el fusible funde. El diagrama de esfuerzo está de acuerdo con los requerimientos de las normas IEC 282-1 y la DIN 43625.

Los parámetros del expulsador del cartucho fusible indicados a continuación están válidos para los cartuchos CEF/CMF desde el mayo de 2006. Las versiones anteriores del cartucho tenían la fuerza del 50 N.



16. 11 Celdas MT Ormazábal



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	CGM.3									
	L	P	V(AV)	V(RAV)	S	S-Pt	M	RC	RB	2LP
Tensión asignada [kV]	36									
Intensidad asignada [A]	400/630									
en Barras	400/630									
en Derivación	400/630	200	400/630	400/630	-	-	-	400/630	400/630	400/630(L) 200(P)
Intensidad corta duración [kA 1/3s]	16/20*	16/20*	16/20*	16/20*	16/20*	16/20*	-	-	16/20*	16/20*
Nivel de aislamiento:										
Frecuencia industrial [kV]	70/80	70/80	70/80	70/80	70/80	70/80	70/80	-	70/80	70/80
Impulso tipo rayo [kV] <small>CRESTA</small>	170/195	170/195	170/195	170/195	170/195	170/195	170/195	-	170/195	170/195
Frecuencia asignada [Hz]	30/60**									
Grado de Protección IP										
General	IP2XD									
Cuba y tubos portafusible	IP8X									
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	L	P	V(AV)	V(RAV)	S	S-Pt	M	RC	RB	2LP
Alto [mm]	1745	1745	1745	1800	1745	1745	1950	1745	1745	1745
Ancho [mm]	418	480	600	600	418	600	900/1100	368	418	1316
Fondo [mm]	845	1010	850	850	845	845	1160	831	850	1027
Peso [kg]#	138	211	240	240	135	175	290*	42	138	421

(*) Ensayos realizados a 21 kA.

(**) Valores representados para 50 Hz, para otras frecuencias con nuestro Departamento Técnico - Comercial.

(#) Sin incluir relés, motorizaciones, ni transformadores.



Celda modular, función de línea o acometida, provista de un interruptor seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra).

Se utiliza para la acometida de entrada o salida de los cables de MT, permitiendo conectar con el embarrado del conjunto general de celdas.

Extensibilidad: Derecha, izquierda y ambos lados.

FUNCIÓN DE LÍNEA

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión nominal [kV]	36
Intensidad nominal	
En barras e interconexión celdas [A]	400 / 630
Acometida Línea [A]	400 / 630
Frecuencia asignada [Hz]	50/60*
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante T min.	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	70
A la distancia de seccionamiento [kV]	80
Tensión soportada a impulso de tipo rayo	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	170
A la distancia de seccionamiento [kV]	195
Arco Interno	16/20* kA Is
Interruptor s/IEC 60265-1	
Intensidad de corta duración (circuito principal)	
Valor eficaz 1/3 s [kA]	16 / 20*
Valor de pico [kA]	40 / 50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	400 / 630
Poder de corte cables en vacío [A]	50
Poder de corte bucle cerrado [A]	400 / 630
Poder de corte de falta a tierra [A]	160
Poder de corte de falta a tierra en cables en vacío [A]	90
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40 / 50*
Categoría de interruptor	
Endurancia mecánica (maniobras-dase)	1000 - M1 (manual) 5000 - M2 (motorizado)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras-clase)	5 - E3
Seccionador de Puesta a Tierra s/IEC62271-102	
Intensidad de corta duración (circuito de tierras)	
Valor eficaz 1 s [kA]	16 / 20*
Valor de pico [kA]	40 / 50*
Poder de cierre del Secc. de Tierra (valor de pico) [kA]	40 / 50*
Categoría del Secc. de Puesta a Tierra	
Endurancia Mecánica (maniobras - dase)	1000 - M0 (manual)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras - clase)	5 - E2

(*): Datos medidos para 50 Hz, para otros valores consultar con nuestro Departamento Técnico - Comercial.
 (†): Ensayos realizados a 21 kA / 52,5 kA.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Alto [mm]	Ancho [mm]	Fondo [mm]	Peso [kg]
1745	418	845	138

NOTA:
 Los siguientes datos adicionales de protección, medida, control y automatización son ampliados en su apartado correspondiente.





Celda modular, función de interruptor automático, provista de un interruptor automático de corte en vacío en serie con el seccionador de tres posiciones (cerrado, seccionado y puesto a tierra).

Se utiliza para las maniobras de conexión, desconexión y protección general de la instalación, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas.

Extensibilidad: Derecha, izquierda y ambos lados.

FUNCIÓN DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	CON MANDO AV/RAV	CON MANDO RAV/RAV
Tensión nominal [kV]	36	36
Intensidad nominal		
En barras e interconexión celdas [A]	400/630	400/630
Acometida línea [A]	400/630	400/630
Frecuencia asignada [Hz]	50/60*	50/60*
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante 1 min.		
A tierra entre palas y entre bornas del seccionador abierto [kV]	70	70
A la distancia de seccionamiento [kV]	80	80
Tensión soportada a impulso tipo rayo		
A tierra entre palas y entre bornas del seccionador abierto [kV]	170	170
A la distancia de seccionamiento [kV]	195	195
Arco interno	16/20 kA1s	16/20 kA 0,5s
Interruptor automático s/IEC 62271-100		
Poder de corte		
Corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630
Cortocircuito [kA]	16/20*	16/20
Cables en vacío [A]	50	50
Baterías de condensadores [A]	400	400
Poder de cierre (valor de pica) [kA]	31/40/50	40/50
Intensidad de corta duración		
Valor eficaz 1 s [kA]	16/20	16/20
Valor eficaz 3 s [kA]	20	20
Categoría de interruptor automático		
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	2000-M1	10000-M2
Endurancia Eléctrica	E2 (con interruptor)	E2 (con interruptor)
Secuencia de Maniobras interruptor automático	CO-15s-CO	O-0,3s-CO-15s-CO
Seccionador y Seccionador de Puesta a Tierra s/IEC 62271-102		
Categoría del Seccionador		
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	1000-M0	1000-M0
Nº de cierres contra cortocircuito (clase)	E2	E2
Categoría del Seccionador de Puesta a Tierra		
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	1000-M0	1000-M0
Nº de cierres contra cortocircuito (clase)	E2	EO**

* Dato en este caso para 50 Hz, para otros valores consultar con nuestro Departamento Técnico - Comercial.

** Ensayos realizados a 21 kA.

*** Endurancia del circuito completo de Puesta a Tierra E2

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	Alto [mm]	Ancho [mm]	Fondo [mm]	Peso [kg]
CGM.3-V (TIPO AV)	1745	600**	850	240
CGM.3-V (TIPO RAV)	1800	600	850	240

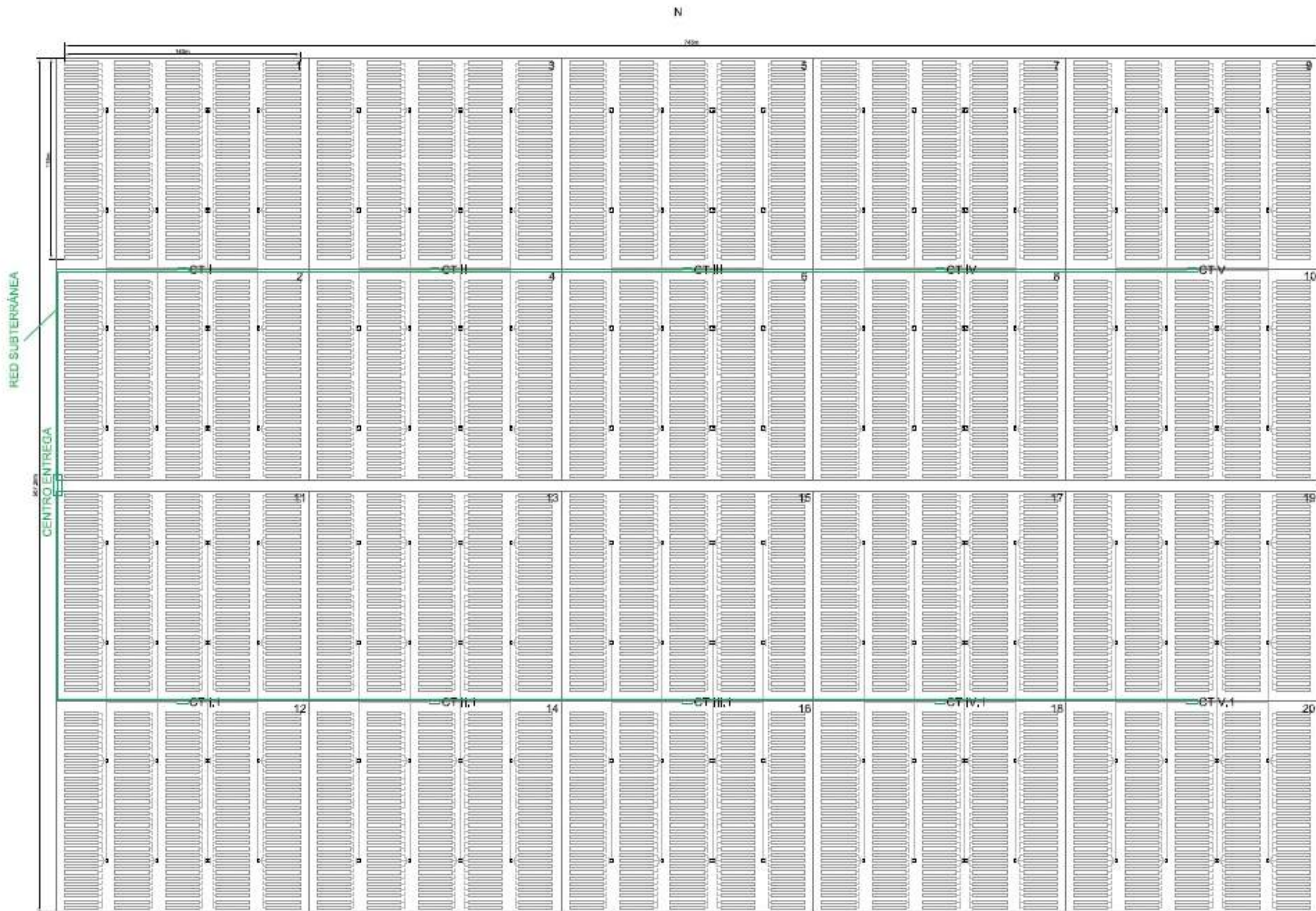
** Bajo pedido existe un modelo de 575 mm de ancho para aplicaciones atípicas.

NOTA:
Se ofrecen opciones adicionales de protección, medida, control y automatización así como piladas en su apartado correspondiente.



ORMAZABAL
Ingeniería en Medio Tensión

17. PLANOS

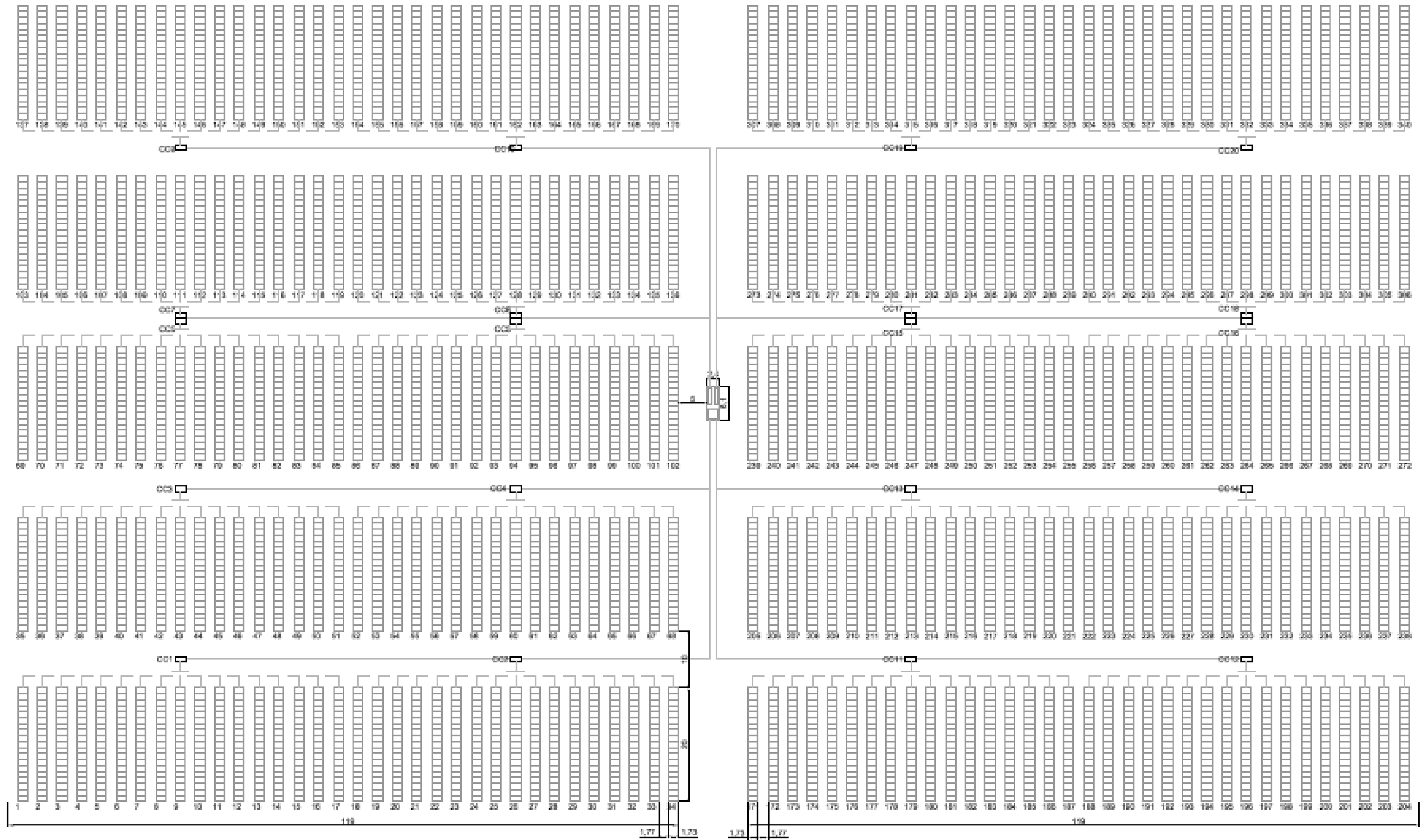


PLANTA FOTOVOLTAICA 20MWp

ISABEL MARÍA ALCÁNTARA GUIJARRO
Abril 2018

A01
E 1/2500

PLANO_Planta de Instalación fotovoltaica 20MWp

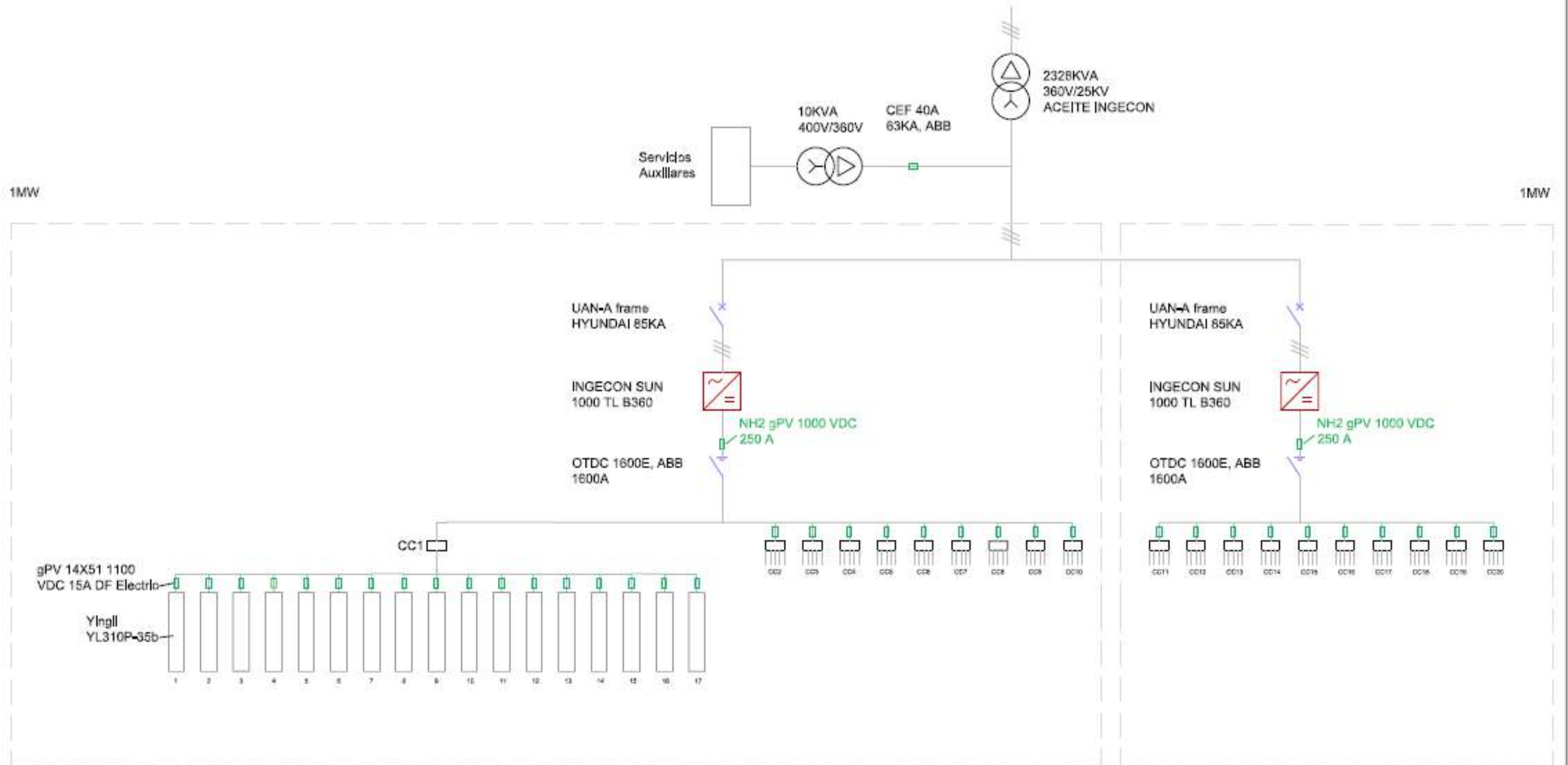


PLANTA FOTOVOLTAICA 20MW

ISABEL MARÍA ALCÁNTARA GUIJARRO
Septiembre 2017

A02
E 1/750

PLANO_Bloque de 2 módulos de 1MW

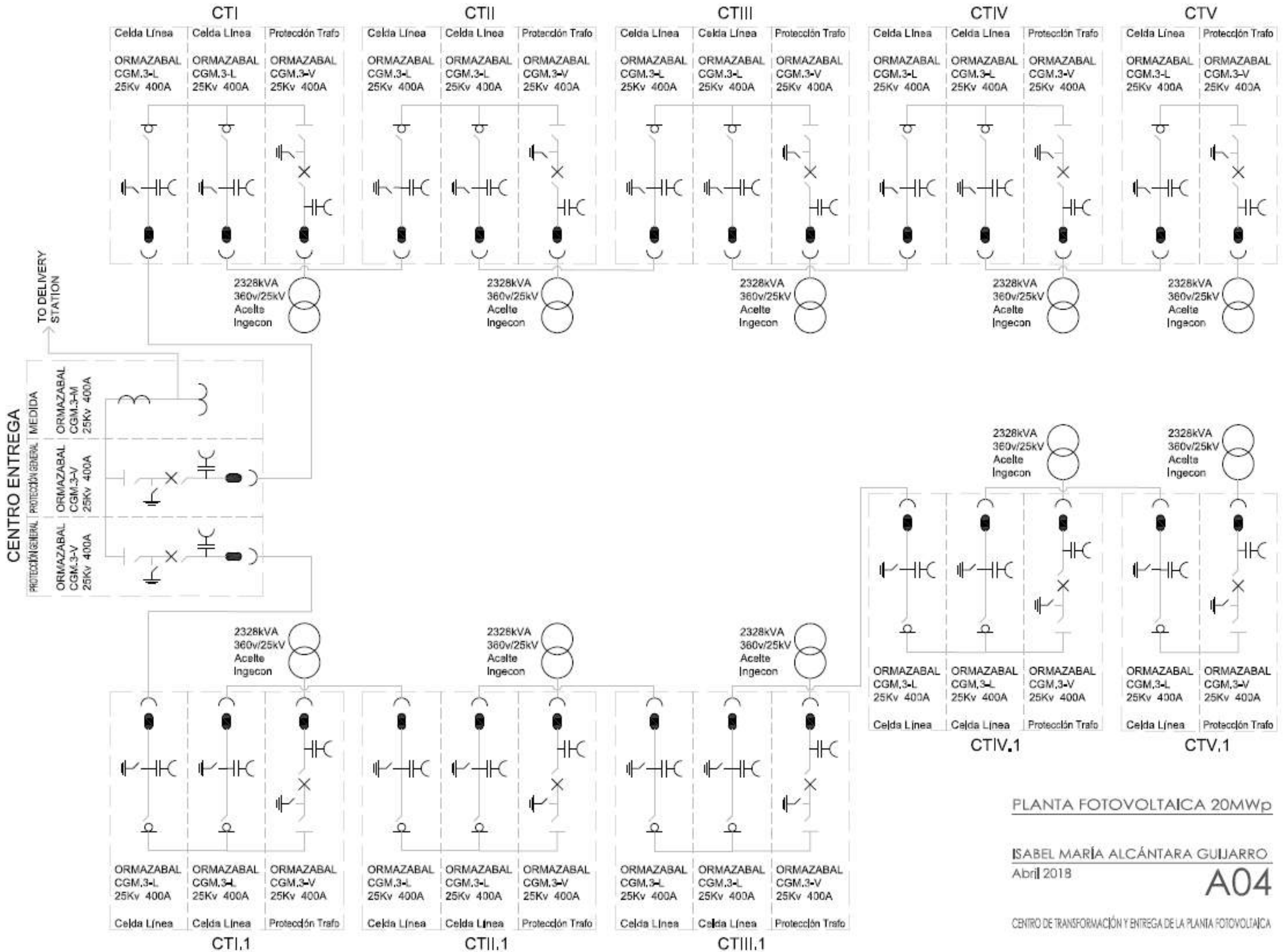


PLANTA FOTOVOLTAICA 20MWp

ISABEL MARÍA ALCÁNTARA GUJARRO
Abril 2018

A03

PLANO_ESQUEMA DE PRINCIPIO 2MWp



PLANTA FOTOVOLTAICA 20MWp

ISABEL MARÍA ALCÁNTARA GUIJARRO

Abril 2018

A04

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y ENTREGA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA