



INGENIERÍA AS BUILT - CESFAM **INSTALACION FV 90,16 KWp** **ESTRUCTURA FIJA SOBRE TECHUMBRES**



Para:	MINISTERIO DE ENERGÍA	Realizado:	Jose María Pérez-Arcos Alonso
Dpto:	División de Energías Renovables	Revisado:	Tomás Steinacker Vélez
Contacto:	Claudio Pérez Barra	Aprobado:	Claudio Pérez Barra
Fono:	+56-2-23656686	Aprobado:	

MEMORIA

Tabla de contenido

1.	INTRODUCCIÓN / OBJETO	3
2.	ANTECEDENTES	4
3.	LOCALIZACIÓN.....	5
4.	DATOS CLIMÁTICOS.....	6
5.	REGLAMENTACIÓN APLICADA.....	7
6.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	8
7.	RECURSO ENERGÉTICO	13
7.1	POTENCIA CIMA	13
7.2	IRRADIACIÓN ANUAL SOBRE EL PLANO GENERADOR	15
7.3	PERFORMANCE RATIO (PR).....	16
7.4	PÉRDIDAS POR SOMBREADO.....	16
7.5	PÉRDIDAS ANGULARES Y ESPECTRALES	17
7.6	PÉRDIDAS POR NIVEL DE IRRADIANCIA.....	17
7.7	PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.....	17
7.8	PÉRDIDAS POR SUCIEDAD.....	18
7.9	PÉRDIDAS POR MISMATCH	18
7.10	PÉRDIDAS ÓHMICAS DC y AC	18
7.11	PÉRDIDAS INVERSOR	19
7.12	PÉRDIDAS CALIDAD MÓDULO.....	19
8.	CONFIGURACIÓN DEL MODELO.....	19
8.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”.....	19
8.2	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”	20
8.3	PERFIL DE OBSTÁCULOS LEJANOS.....	20
9.	VALORES DE PÉRDIDAS CALCULADOS	21
9.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”.....	21
9.2	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”	23
10.	IRRADIACIÓN ANUAL SOBRE LA SUPERFICIE DEL GENERADOR	25
11.	PR DE DISEÑO.....	25
11.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”.....	25
11.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”	26
12.	PRODUCCIÓN ESPERADA AÑO 1	26
12.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”.....	26
12.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”	27
13.	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	27
13.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”.....	28
13.1	ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”	29

14.	EQUIPAMIENTO DE LA PLANTA FV	30
14.1	PANELES FOTOVOLTAICOS	30
14.2	INVERSORES	33
14.3	ESTRUCTURAS.....	38
14.4	STRING BOXES.....	41
15.	CIRCUITOS EN BT	42
15.1	CIRCUITOS DE CORRIENTE CONTINUA.....	46
15.2	CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA.....	47
16.	PROTECCIONES	49
16.1	SEPARACIÓN GALVÁNICA	49
16.2	DESCONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN	49
16.3	PUESTA A TIERRA.....	49
16.4	EFFECTO DE PUNTO CALIENTE EN MÓDULOS	50
16.5	PROTECCIÓN CIRCUITOS DC Y AC	51
16.5.1	STRING BOXES.....	51
16.5.2	TABLERO FOTOVOLTAICO	51
16.5.3	TABLERO DE INYECCIÓN	51
17.	CANALIZACIONES.....	52
17.1	AÉREAS EN BANDEJAS	52
17.2	AÉREAS EN CONDUIT FLEXIBLE METÁLICO	53
17.2.1	RETORNOS FORMACIÓN DE STRINGS	53
17.2.2	EMPALME DESDE ZANJAS HASTA TABLERO DE INYECCIÓN.....	53
17.3	SUBTERRÁNEAS BAJO CONDUIT FLEXIBLE	53

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 3/66

1. INTRODUCCIÓN / OBJETO

El aprovechamiento energético del sol, directo o indirecto, de forma natural o artificial ha sido una constante de la humanidad en sus estructuras agrícola, urbana, industrial, etc. Aumentar el campo de actuación en la energía solar llevando su aplicación a sistemas más dinámicos y directos, constituyen un objetivo del que se ha tomado conciencia en épocas más recientes.

La energía solar como fuente energética presenta como características propias una elevada calidad energética con nulo impacto ecológico e inagotable a escala humana. Como dificultades principales asociadas al aprovechamiento de este tipo de energía, cabe destacar la variabilidad con la que esta energía llega a la tierra como consecuencia de aspectos geográficos, climáticos y estacionales. La energía solar constituye una alternativa muy importante a la utilización de energías convencionales, tanto para la producción de energía eléctrica, energía solar fotovoltaica, como de agua caliente sanitaria industrial o doméstica llamada energía solar térmica.

La electricidad y los combustibles procedentes del petróleo (gas natural, gas ciudad, gas butano, gas propano, petróleo, diesel, etc.) debido a la crisis energética cada día son más caros, siendo recursos limitado y agotables. Además la contaminación procedente de la emisión de CO₂ a la atmósfera está siendo uno de los principales causantes del cambio climático.

Basta solo un dato, para convencerse de la cantidad de energía procedente del sol que nos llega y que desgraciadamente está siendo muy poco aprovechada. “En un segundo, el Sol irradia una energía de 4×10^{26} julios es decir una potencia de 4×10^{23} kilovatios”. Este enorme calor irradiado proviene de las reacciones nucleares de fusión entre los átomos de hidrógeno para formar helio.

Conscientes de este potencial energético, la Subsecretaría de Energía lanza una Licitación Pública “Programa Piloto Techos Solares Públicos”, dentro de la cual se enmarca este Proyecto, que al amparo de la Ley 20.571 de Netbilling aprobada hace unos pocos años, permitirá a este Centro de Salud disponer de energía limpia y gratuita para su propio autoconsumo (que por naturaleza en este nicho es alto y sostenido); y si hubiera algún exceso se vertería dicha energía a la Red de Distribución cercana.

Este tipo de Proyectos de Generación Distribuida, promueven independencia energética, abaratan costos, y evitan una gran cantidad de CO₂ como se dijo en párrafos anteriores.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	4/66

2.ANTECEDENTES

El Ministerio de Energía en marzo de 2016 realiza Estudio Prefactibilidad para instalar un sistema solar fotovoltaico en el inmueble CESFAM Peñaflor, ubicado en Costa Rica # 1000, Peñaflor, Región Metropolitana.

El objetivo principal de este estudio fue poner a disposición de las autoridades del beneficiario, información técnica respecto de la factibilidad de instalar un sistema fotovoltaico en la techumbre del edificio. El informe consistió en la revisión de antecedentes, además de las verificaciones realizadas en dos visitas técnicas a terreno, estimación de la producción de energía, evaluación de la infraestructura eléctrica, estructural y un breve análisis económico del proyecto.



Tras el visto bueno y el lanzamiento a licitación pública, El Consorcio Ciudad Luz & Actisolar se gana dicha licitación y se realizan 2 nuevas visitas técnicas de detalle, con lo cual se despejan dudas estructurales, dimensionales y de optimización en el diseño, mediante aportación de la Municipalidad y también mediante pruebas no destructivas.

El resultado de estos antecedentes se plasma en la presente memoria técnica, que junto con los planos, recurso solar, cálculos, carta Gantt, estudios estructurales, Bill of materials, procedimiento de trabajo y medidas de seguridad, conforman la información necesaria para la ejecución de dicho Proyecto.

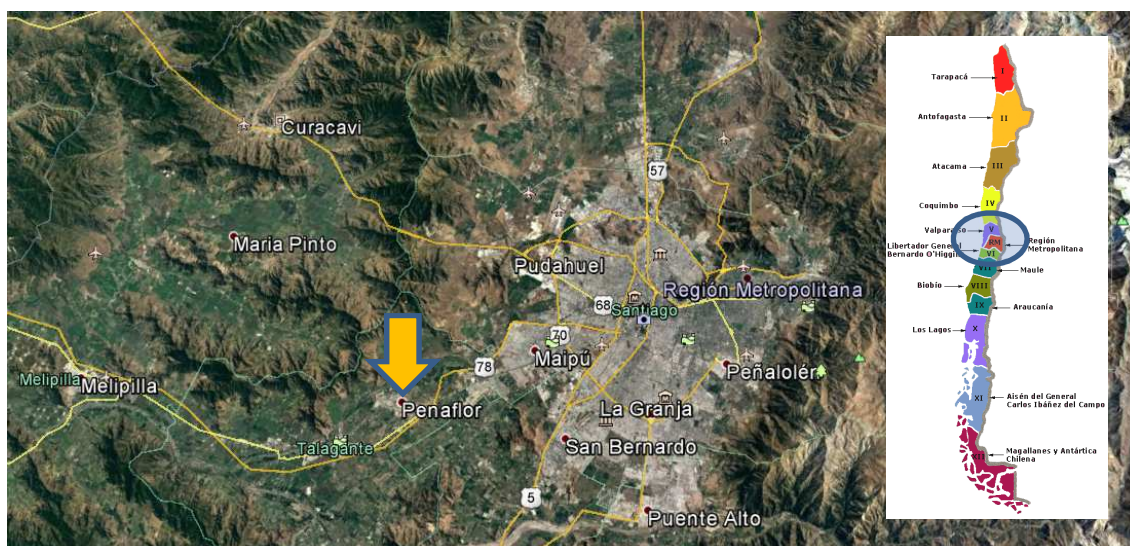
Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 5/66

3.LOCALIZACIÓN

El Centro de Salud CESFAM Peñaflor, se ubica en Costa Rica # 1000, Peñaflor, Región Metropolitana.



El Centro se localiza en una zona geográfica de alta radiación solar, algo afectada por el smog pero bastante menos que otras zonas de la Región Metropolitana. Asimismo, como se comprobó en el estudio de prefactibilidad, no existen sombras cercanas ni del horizonte muy apreciables, lo que en definitiva lo convierte en atractiva de cara al aprovechamiento solar. La orientación del edificio es también casi óptima.

Por otra parte el acceso es idóneo desde el punto de vista tanto de la construcción como de su necesaria mantención durante sus años de vida útil.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16

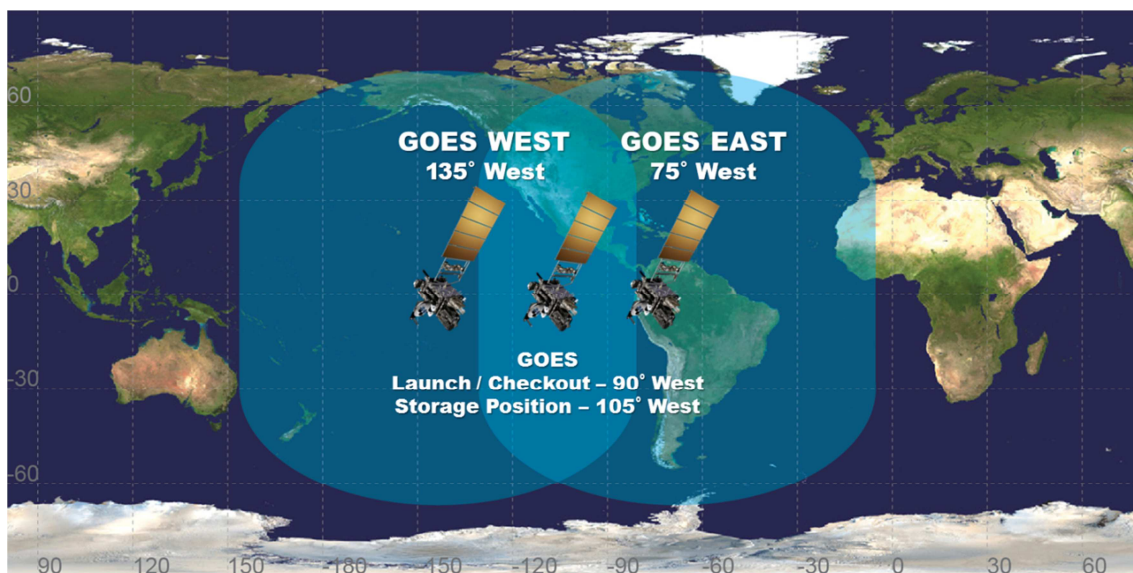


Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	6/66

4.DATOS CLIMÁTICOS

Los datos climáticos de base para su simulación y posterior recurso solar, son extraídos de una fuente precisa, pública y accesible, el **Explorador Solar**.

Esta base de datos de radiación se basa en un modelo de transferencia radiativa implementado el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, que utiliza el algoritmo de Chou and Suarez (1999) con datos de entrada de reanálisis meteorológicos para el cálculo en cielo despejado y una parametrización empírica, desarrollada por la propia Universidad, para el cálculo de atenuación de la radiación en condiciones de nubosidad, ocupando datos del satélite GOES EAST.



Es una base de datos es de alta resolución espacial (90 metros) y temporal, y ha sido validada comparando más de 80 estaciones de medición de radiación global horizontal a lo largo de todo el país. Además, entrega los datos de radiación horarios para 12 años, lo que permite evaluar la variabilidad interanual del recurso. Además de esto, se trata de una plataforma de fácil accesibilidad, amigable con el usuario, con algoritmos de rápida respuesta, tanto para expertos como novatos.

Para el análisis y simulación de este proyecto se han tomado datos TMY (año típico) a lo largo de dicha serie de 12 años, tomando datos horarios de las siguientes 4 variables:

- Radiación horizontal
- Radiación difusa
- Temperatura
- Velocidad de viento

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	7/66

5. REGLAMENTACIÓN APLICADA

En el diseño de la planta solar fotovoltaica, ensayos e instalación se realizará de acuerdo a las normas chilenas aplicables. Si eventualmente dichas normas nacionales específicas no existieran, se aplicarán normas internacionales que tendrán en cuenta las disposiciones recogidas en la normativa en vigor.

- Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4
- NCh Norma Chilena de electricidad 4/2003
- Ley n° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
- Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión
- Procedimiento de Puesta en Servicio RGR n° 01/2014
- Instrucción Técnica RGR n° 02/2014
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, "NT SyCS"
- NCh 2/84: Electricidad, Elaboración y Presentación de proyectos
- NSEG 5/71: Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes
- NCh 2369/2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales
- NCh 3171/2010: Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de cargas
- NCh 431/2010: Diseño estructural – Cargas de nieve
- NCh 432/2010: Diseño estructural – Cargas de viento

-
- ANSI American National Standards Institute
 - ASTM American Society for Testing Materials
 - EIA Electronic Industries Association (ANSI / IEA -RS - 443 - 1979)
 - IEC International Electrotechnical Commission
 - IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers
 - IES Illumination Engineers Society
 - IPCEA Insulated Power Cable Engineers Association
 - ISO International Standardization Organization
 - NEC National Electric Code
 - NESC National Electric Safety Code
 - NEMA National Electrical Manufacturers Association
 - OSHA Occupational Safety and Health Administration
 - SEMI Semiconductor Equipment and Material Institute
 - UL Underwriters Laboratory

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



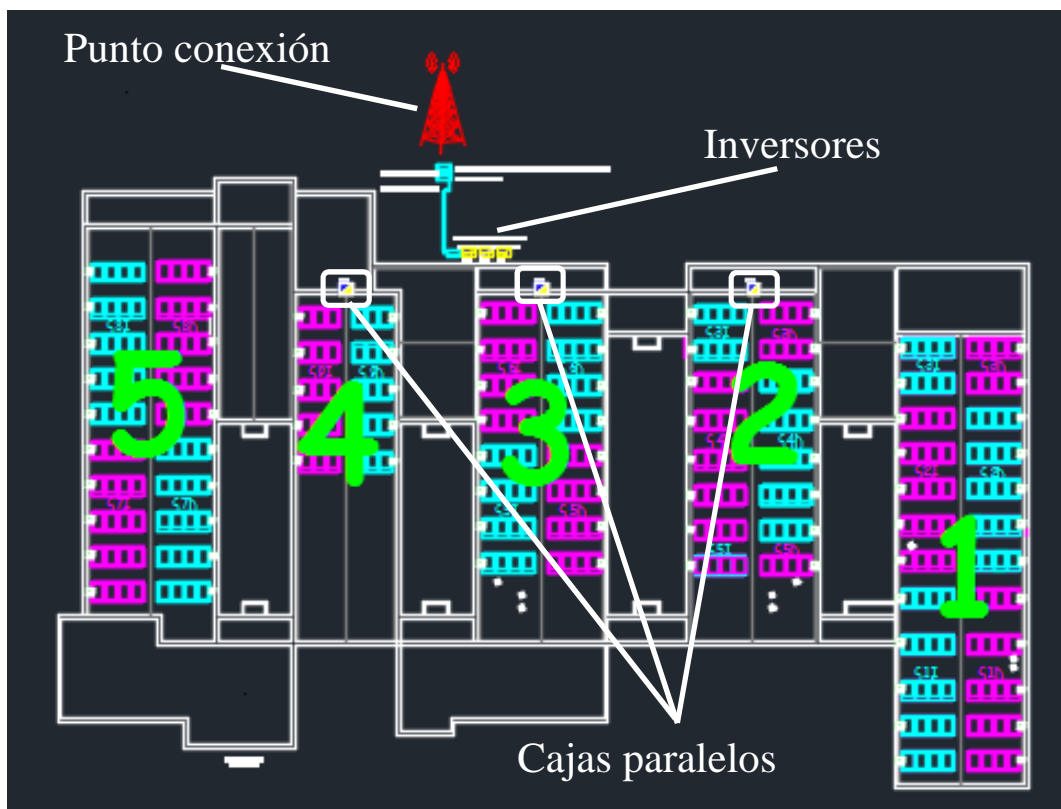
Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 8/66

6.DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una planta diseñada tomando como buena la orientación de la techumbre, pues su azimut es 13°NO. Dispuesta en mesas inclinadas con ángulo óptimo de 25° y separadas convenientemente para evitar sombreamientos mutuos.

Como primera opción se evaluó ocupar 4 de las 5 techumbres orientadas en el sentido del edificio, puesto que una de ellas es algo más estrecha, con la intención de estandarizar su despliegue conceptual. Puesto que existen ciertas singularidades en estas techumbres (chimeneas, conductos de ventilación), por problemas de espacio se tuvo que ocupar esta última con 2 series eléctricas.

Todas las techumbres, como bien se indicó en los prediseños y se comprobó en campo, tiene inclinaciones Este-Oeste de $\pm 5^\circ$, con lo que las mesas tendrán estas inclinaciones laterales. Esto hace que la orientación neta de los paneles difiera en las mesas de la derecha respecto a las mesas de la izquierda. Realizando simulaciones se comprobó que esta desigual orientación neta provocaría un mismatch del 18%, inapropiado por tanto. Como consecuencia, las 18 series eléctricas de esta instalación se agrupan en paneles igualmente orientados.



Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 9/66

Asimismo, la planta presenta otro mismatch menor pero apreciable, debido a la disparidad de voltajes que llegan a cada mppt. Esta disparidad proviene de tener series de 15-16-20 paneles. El diseñador sopesa este efecto por el anterior, y lo considera inevitable por la configuración y el espacio reducido.

Se dispone de 3 inversores a los que verter la potencia generada en DC, llegando a cada uno 6 series; 3 ladeadas o escoradas hacia el oeste, que llamamos "I" y otras 3 ladeadas hacia el este que llamamos "D", cada grupo directo a 1 etapa de potencia para evitar pérdidas por tracking del inversor.

Para optimizar el trazado, esas 6 series (6 cables + y 6 cables -) antes pasan por una caja de paralelos (string box) para salir con 2 puros circuitos, entrando cada uno en su etapa de potencia.

El enlace de las mesas que conforman una misma serie se realiza a través de bandejas metálicas 50x50 mm, colocadas longitudinalmente a las techumbres, y situadas en los extremos (parte baja de cada agua). Estas bandejas también agrupan el resto de cables tanto aguas arriba de las cajas de paralelos como aguas abajo hacia el inversor. Las bandejas que conectan estas series con las cajas de paralelos son de 100x50, debido a que el número de circuitos que alberga así lo requiere. El conexionado de cada serie requiere conduits flexibles metálicos de ½ pulgada de diámetro, los cuales realizan el barrido del seriado y retorno. Para ello se utilizan cajas de paso DC situadas 1 por cada mesa. Acá abajo se puede apreciar esto.



Se han marcado en verde (se verá en los planos) el número de conductores que hay en cada tramo de bandeja, válido para poder dimensionarlos correctamente, cumpliendo con la Nch 4/2003 y evitando pérdidas y calentamientos por efecto Joule.

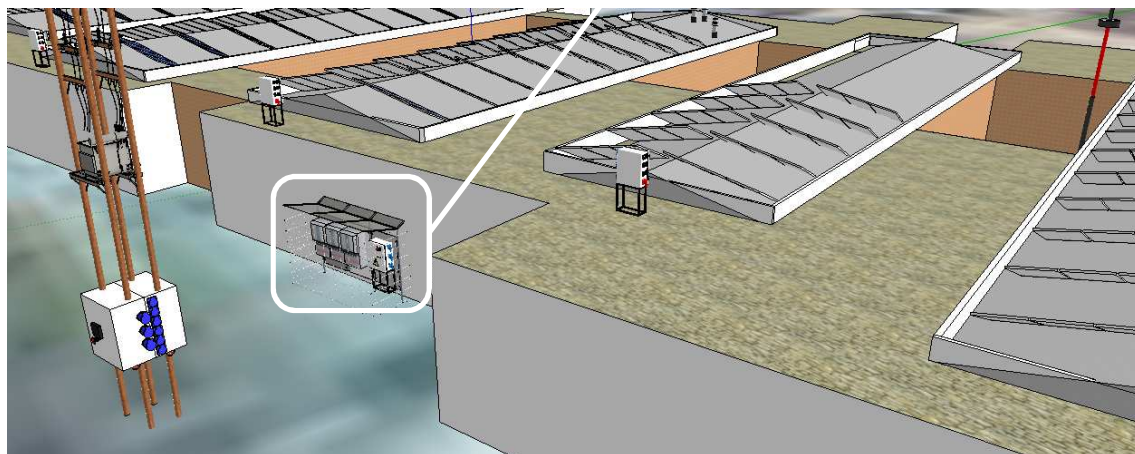
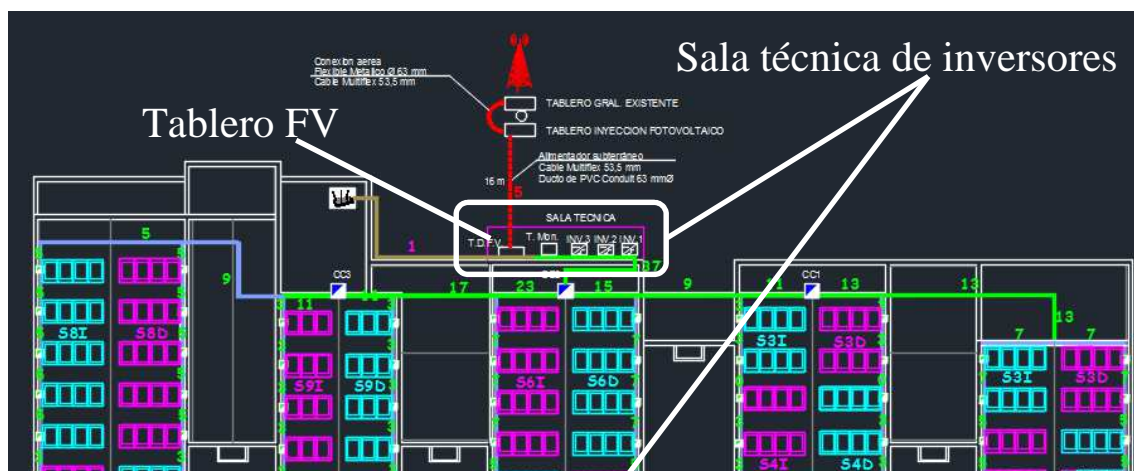
Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 10/66

Hay que destacar que las distancias son escasas y van a existir inevitables sombras laterales. Éstas se minimizan al entrar en juego los diodos bypass, con la orientación elegida. También se ha de apuntar que las sombras entre bancadas acá quedan algo más perjudicadas por dicha posición. El diseñador valoró esto y se eligió un pitch adecuado para minimizar pérdidas (todo ello se toma en consideración en la simulación mediante el software PVSYST).

A continuación se observa el enlace de las CC (Cajas de conexiones o cajas de paralelos) con la sala técnica de inversores.



Dado que los inversores son IP-65, por recomendación del fabricante, esta sala se protege con malla acme que permita ventilación. Se ejecuta aun así un tejadillo para resguardarlos de la lluvia o el sol y conferir al conjunto mayor protección.

Junto a los inversores se sitúa un tablero que recibe las 3 entradas trifásicas mediante cableado 6 mm² y protege al circuito.

Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16

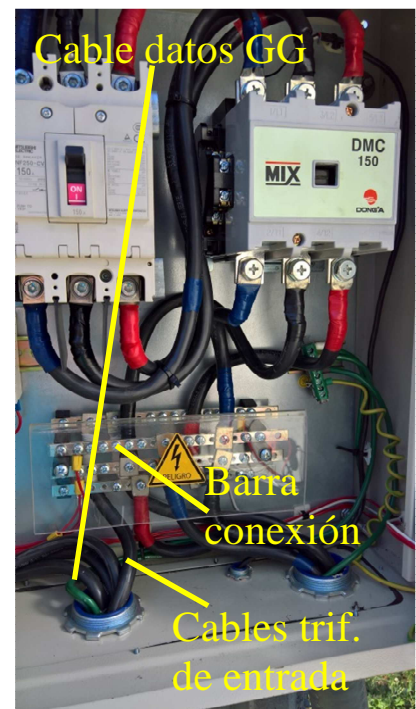
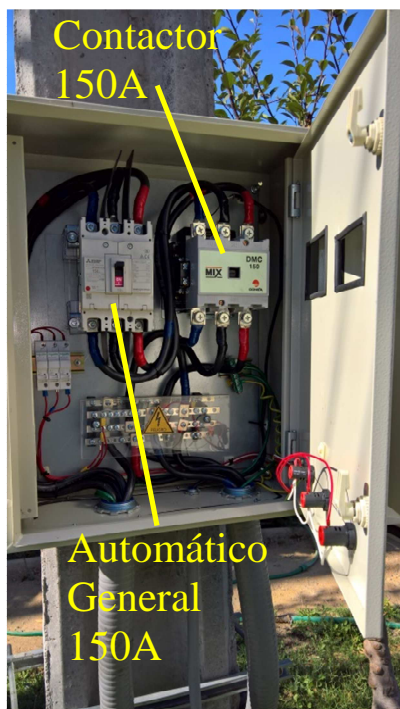


Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 11/66

En cuanto a los ductos que llevan los cables de telecomunicaciones y tierras, estos van separados en tubo flexible metálico de ½ pulgada. Se pueden ver acá en marrón:



El cable del grupo generador llega directo hasta el tablero de inyección; En este tablero se sitúan el contactor y los relés que conversan con la señal que viene desde el grupo electrógeno. Estos relés aseguran que la planta fotovoltaica se corte cuando entre el grupo generador en caso de falla de la red externa.



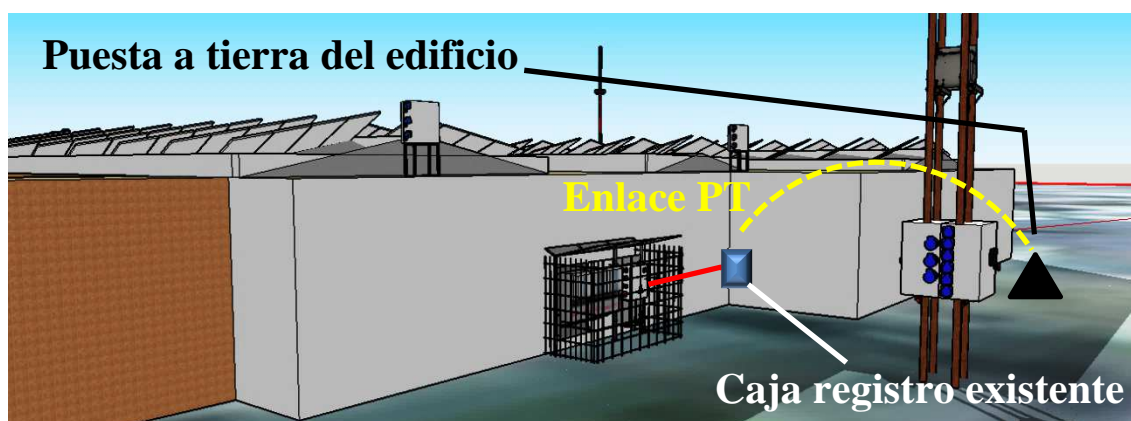
Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 12/66

Este tablero, como se ve en la foto, se sitúa espalda con espalda con el poste existente (punto de conexión). Por otro lado el cable de datos de la red LAN se conduce hasta los data logger de cada inversor

El tablero de inyección se conecta con la sala técnica de inversores subterráneo con conduit flexible 63 mm, bajo cable trifásico AC 53,5 mm² tanto en fases como en neutro.



Se conectan a tierra las estructuras soporte de los paneles FV, los 3 inversores, las cajas de conexiones (de paso FV y las string boxes), y los tableros (FV y de inyección). Todos a la misma red equipotencial.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 13/66

7. RECURSO ENERGÉTICO

De cara a una correcta evaluación de los Business Plan a cargo de la Sociedad Promotora de la Planta, es necesario acopiarse de las más precisas herramientas, tanto de predicción climática, como de simulación. Para ello, el diseñador se ha basado en los datos más fiables, cotejables, públicos y actuales para los parámetros básicos: radiación solar global y difusa, temperatura ambiente y velocidad de viento, procedentes de las coordenadas de la Planta. Como herramienta para dicha simulación se ha seleccionado el PVSYST, en su versión más actualizada (6.5.3 en el momento de redacción de este Proyecto), por poseer la más amplia experiencia, know-How, desarrollo gráfico y facilidad de interacción con el usuario. Como complemento, se ha utilizado una herramienta más adecuada para el cálculo de las pérdidas por temperatura, que tiene en consideración con mayor precisión la evacuación del calor en el generador por el efecto del viento.

La estimación de la energía anual (E) producida por una planta fotovoltaica se lleva a cabo a través de la evaluación de los siguientes parámetros independientes: potencia cima (P_C), irradiación sobre el plano del generador (I_{GEN}), Performance Ratio (PR) y disponibilidad (D):

$$E = P_C \cdot I_{GEN} \cdot PR \cdot D$$

P_C es un parámetro de diseño que refleja la suma de la potencia instalada en Condiciones Estándar de Medida¹ (en adelante, CEM) de todos los módulos fotovoltaicos instalados en la Planta, I_{GEN} es la irradiación anual que alcanza la superficie del generador, PR es un parámetro que refleja el rendimiento de una Planta y D es el porcentaje de tiempo en el que el sistema está en condiciones de funcionar al 100% de su capacidad.

7.1 POTENCIA CIMA

La potencia peak es la potencia que ofrece un módulo fotovoltaico cuando opera en CEM.

Es importante señalar que los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino se degradan a lo largo del tiempo en dos etapas diferenciadas: (i) en la primera etapa se produce la denominada degradación inicial, proceso que tiene lugar en las primeras horas de funcionamiento y que es debido a las características intrínsecas del propio silicio empleado y, (ii) en la segunda etapa, tiene lugar una degradación progresiva a largo plazo, la cual suele

¹ 1000 W/m², AM 1,5 y 25°C.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	14/66

ser más leve y está asociada a diversos condicionantes, intrínsecos y extrínsecos a la tecnología empleada.

La degradación inicial en los módulos fotovoltaicos es consecuencia del efecto LID, Light-Induced Degradation. Ésta únicamente aplica para los módulos de tecnología Cristalina. Durante el proceso productivo de los lingotes de silicio, a partir de los cuales se obtienen las células fotovoltaicas, tiene lugar la difusión de átomos de oxígeno en la estructura de silicio. En el momento de exponer por primera vez los módulos fotovoltaicos a la luz solar, se produce una recombinación de los átomos de oxígeno con los de boro, empleados para el dopado del silicio. Como consecuencia de esta recombinación, las propiedades fotovoltaicas del silicio se ven ligeramente mermadas.

D. Chianese et al, en su artículo News on PV module testing at LEEE-TISO, hacen referencia a la degradación por efecto LID. A partir de la información recogida en ensayos realizados en el laboratorio LEEE-TISO señalaron un valor medio de pérdida de potencia en módulos de silicio cristalino, consecuencia de la degradación inicial, en torno al **1,1%**.

Por otro lado, la degradación a largo plazo que sufren los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino es un proceso causado por diversos factores. M. A. Quintana et al, elaboraron un estudio acerca de este fenómeno, a partir de información recogida en los laboratorios Sandia National Laboratories, National Renewable Energy Laboratory y LEEE TISO CH-Testing Centre for Photovoltaic Modules, cuyos resultados fueron publicados por el NREL en su artículo, Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. Los autores clasifican la degradación que puede ser observada en módulos fotovoltaicos en 5 categorías: (i) degradación de los materiales del módulo fotovoltaico, (ii) degradación por pérdida de adherencia entre los componentes del módulo fotovoltaico, (iii) degradación de las conexiones entre células y/o módulos, (iv) degradación por entrada de humedad y (v) degradación intrínseca del semiconductor empleado en los módulos fotovoltaicos.

M. A. Quintana, en su artículo, elaborado en Sandia National Laboratories y presentado en la 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure, indicó una pérdida de potencia en este periodo del **0,5%** anual para módulos de silicio cristalino que no tuvieron fallos de fiabilidad. Por conocimientos de empresas de referencia en el control de calidad de módulos fotovoltaicos como Enertis Solar S.L. y el Instituto CENER-CIEMAT, consideramos esta cifra como la más realista.

Para esta planta asimismo se considera una potencia total instalada igual a la adquirida (al menos) ya que se cuenta con tolerancia +0%→+3%.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	15/66

7.2 IRRADIACIÓN ANUAL SOBRE EL PLANO GENERADOR

Las bases de datos de irradiación ofrecen habitualmente la irradiación en el plano horizontal. La relación entre la irradiación registrada en el plano horizontal y la registrada en el plano del generador se denomina ganancia (G).

Existen numerosas bases de datos de radiación en el Mercado. Chile, excepcionalmente cuenta con una base de datos tan o más potente que la media que se pueda realizar de éstas, que además es de acceso público. CIUDADLUZ en todas sus consultorías pone a disposición de sus Clientes estudios que puedan ser corroborados de forma sencilla por terceros. En este caso el utilizar herramientas públicas facilita su revisión, más aún cuando se trata de fuentes precisas. Como se mencionó anteriormente, se toman datos horarios TMY (serie de 12 años) suministrados por el Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la **Universidad de Chile**, aportados para el Ministerio de Energía, para 4 variables: Radiación horizontal, radiación difusa, temperatura ambiente y velocidad de viento.

Para pasar del dato de radiación horizontal al de la radiación sobre el plano generador, ha de multiplicarse la primera por el factor G llamado ganancia. Para su cálculo existen varios estudios del que se enumeran los 3 principales métodos:

- El método isotrópico que considera que la radiación difusa que experimenta un objeto es exactamente igual en toda la bóveda celeste para cualquier dirección del espacio.
- El modelo Hay (Hay 1979), que añade una componente circumsolar modulada por el índice de claridad del rayo incidente definido como la componente difusa dividida por la irradiación total.
- El modelo Pérez (Pérez 1987), que considera un mayor brillo en la región circumsolar y horizontal. El modelo está basado en un índice de claridad y otro índice de brillo.

El software utilizado (PVSYST) toma en consideración los modelos Hay y **Pérez**, de los cuales CIUDADLUZ ha considerado el segundo por tratarse de un método más preciso.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 16/66

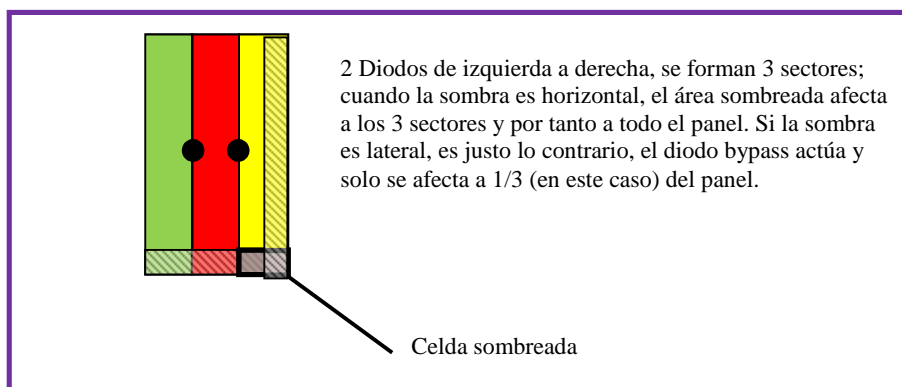
7.3 PERFORMANCE RATIO (PR)

Representa la relación entre la energía teórica que debería producir la Planta en condiciones ideales de laboratorio y la energía que será producida en condiciones reales, teniendo en cuenta las pérdidas energéticas que tendrán lugar. Ese desfase se determina de forma porcentual, de manera que si, por ejemplo el PR fuera del 75%, eso indicaría que habría un 25% de pérdidas. Para determinar el PR por ello es necesario cuantificar las pérdidas del sistema. Para ello se utiliza el software de simulación PVSYST, y algunos cálculos o asunciones complementarios. En los próximos puntos se detallan cada una de las pérdidas.

7.4 PÉRDIDAS POR SOMBREADO

Las sombras proyectadas sobre los módulos reducen la irradiación incidente, y con ello, la energía producida. Las sombras pueden ser causadas por los propios módulos fotovoltaicos o por objetos ajenos a la Planta, como árboles, edificios o el propio horizonte. El PVSYST calcula hora a hora la intercepción de sombras a lo largo de todo el año. Las separa entre sombras lejanas (cerros principalmente) y cercanas (de las bancadas que le preceden). En este caso además se han modelado los petos laterales de cada techumbre, y otros singulares como la antena presente entre la techumbre 4 y 5.

En las nuevas versiones del PVSYST, se modela el llamado “efecto eléctrico” de pérdidas por sombras. La conexión de los módulos seriados suma tensiones y mantiene la intensidad menor en la serie, es como un taco en una autopista, la velocidad del automóvil más lento va a enlentecer la velocidad del resto, o como un estrechamiento en un tramo de tuberías.



Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	17/66

7.5 PÉRDIDAS ANGULARES Y ESPECTRALES

Cuando el espectro solar alcanza la superficie del módulo fotovoltaico de forma no perpendicular a este, tienen lugar pérdidas energéticas. Parte de la irradiación que llega a la superficie del módulo es reflejada, por lo que no alcanza las células del módulo, dando lugar a pérdidas angulares. Asimismo, dependiendo de los condicionantes atmosféricos del emplazamiento (humedad, nubosidad, etc.) y de las características de los materiales empleados en el cubierta frontal y el encapsulante del módulo, el espectro solar que llega a la célula se ve modificado, lo que puede conllevar pérdidas espectrales. El espectro digamos normalizado de laboratorio donde se mide la potencia ideal del módulo corresponde al 1,5AM, en el momento que ese espectro no se corresponda existirá una pérdida o quizás ganancia.

7.6 PÉRDIDAS POR NIVEL DE IRRADIANCIA

Cuando se opera fuera de las Condiciones Estándar de Medida, en las cuales el nivel de irradiancia es diferente de 1.000 W/m^2 , la eficiencia del módulo es también diferente de la medida en CEM, generalmente menor.

7.7 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Cuando se opera fuera de las Condiciones Estándar de Medida, en las cuales la temperatura de la célula es superior a 25°C , la potencia cima que puede entregar el módulo es inferior a la que se obtiene en CEM. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos especifican en su ficha técnica el coeficiente de temperatura, el cual se ha de agregar a los cálculos. Evidentemente si la temperatura de célula es menor a 25°C el comportamiento a temperatura será positivo, pero ha de tenerse en cuenta que existe una inercia térmica y que de forma general la temperatura de célula supera en $20\text{-}30^\circ\text{C}$ la ambiente, con lo que en climas cálidos como el presente no es habitual esto, y cuando ocurre suele ser con radiaciones bajas, con el “peso” de esa ganancia es mínimo.

Dado que el cálculo por PVSYST se realiza considerando la conductividad del aire que rodea a la célula, este cálculo se realiza aparte. El diseñador ha empleado en primer lugar las expresiones del estudio Solar Energy materials & Solar Cells² para calcular la variación de la temperatura de célula a lo largo del año. Una vez determinada la temperatura de célula se ha empleado la expresión del Método Simplificado de Estimación³.

² E. Skoplaki, A.G. Boudovis, J.A. Palyvos 2008.

³ Miguel Alonso Abella, Faustino Chenlo 2005.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	18/66

A posteriori se busca por prueba y error el coeficiente del PVSYST que más se acomoda al cálculo para que los informes que se adjuntan sean más precisos.

7.8 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Esta estimación se realiza en base a la experiencia, las condiciones propias del emplazamiento (smog, lluvia ácida típicamente para aquí, excrementos de aves), la inclinación de los módulos necesaria para evacuar la suciedad impregnada ante las eventuales lluvias, y el ritmo de limpieza acordado en el contrato de operación y mantenimiento.

7.9 PÉRDIDAS POR MISMATCH

Debido a la dispersión de las curvas I-V de los módulos fotovoltaicos, no todos los módulos operan en las mismas condiciones, debido a variabilidades de origen, fallas eventuales, condiciones diferentes en la limpieza o sombreado, apareciendo pérdidas por desacoplo o mismatch.

Existen 2 tipos de mismatch, el de intensidad dentro de una serie eléctrica, que es más penalizador y que se equipara a un cuello de botella o estrechamiento en una tubería que hace que el caudal de toda la tubería quede minimizado al que se permite por ese punto, y el mismatch de tensión entre varias series controladas por una misma etapa de potencia, menos penalizador, y que se equipara a un trasvase de depósitos de líquido que hace que los que más agua llevan y los que menos se igualan a la media con lo que se opera en unas condiciones distintas a la óptima.

Se estima por las características y diseño de la planta, aunque se puede calcular con bastante exactitud si se conociera los datos de corriente y tensión de operación de todos los módulos de la planta en un momento del tiempo. Cuando se entregan los flash reports⁴ de los paneles y se conoce su trazabilidad en la planta, puede efectuarse este cálculo en el momento llamémosle “cero”.

7.10 PÉRDIDAS ÓHMICAS DC y AC

Son las pérdidas calculadas en condiciones nominales, y transportadas a las condiciones “reales” horarias en la simulación PVSYST, en DC y en AC.

⁴ Informe de los resultados obtenidos en los ensayos realizados por el fabricante para medir la potencia de un módulo fotovoltaico previo a su distribución a la Propiedad.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 19/66

7.11 PÉRDIDAS INVERSOR

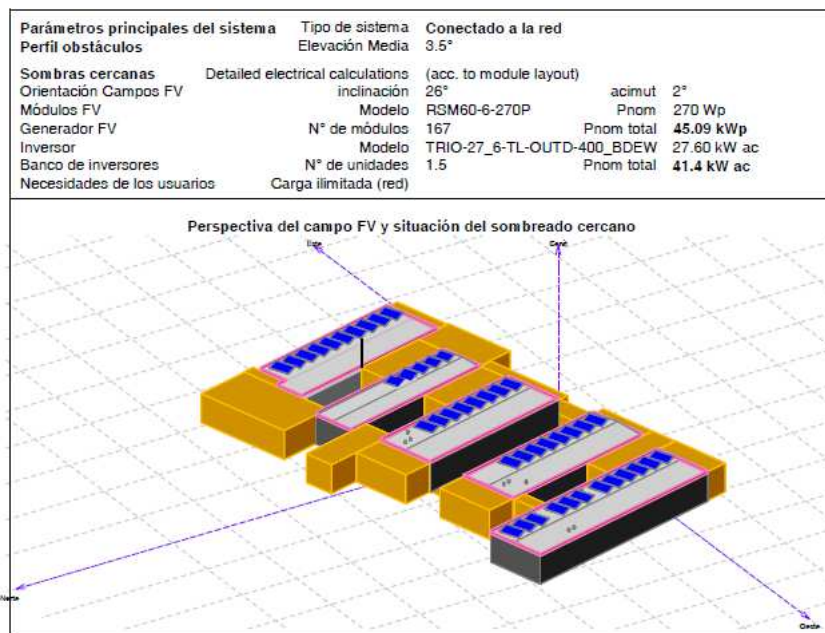
El rendimiento de los inversores ha sido normalizado a través del parámetro Eficiencia Europea⁵, más definitorio que el de Eficiencia Máxima, pues evalúa su comportamiento a distintos niveles de carga. Este luego se ajusta a los niveles simulados de carga por el software PVSYST.

7.12 PÉRDIDAS CALIDAD MÓDULO

No vienen reflejadas en el árbol de pérdidas porque se suministran con tolerancia positiva. Esto quiere decir que en los flash report pueden venir con mayor o menor potencia que la nominal si se realiza un test de laboratorio, pero la suma de unos y otros va a dar al menos la de la suma de potencias nominales.

8. CONFIGURACIÓN DEL MODELO

8.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”



⁵ La Eficiencia Europea es un parámetro que se calcula combinando valores de la eficiencia correspondientes a valores de la potencia de salida del inversor, su expresión viene dada por:

$$\eta_{eur} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,10 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,2 \cdot \eta_{100}$$

donde η_p representa la eficiencia a un porcentaje de la potencia máxima de salida del inversor.

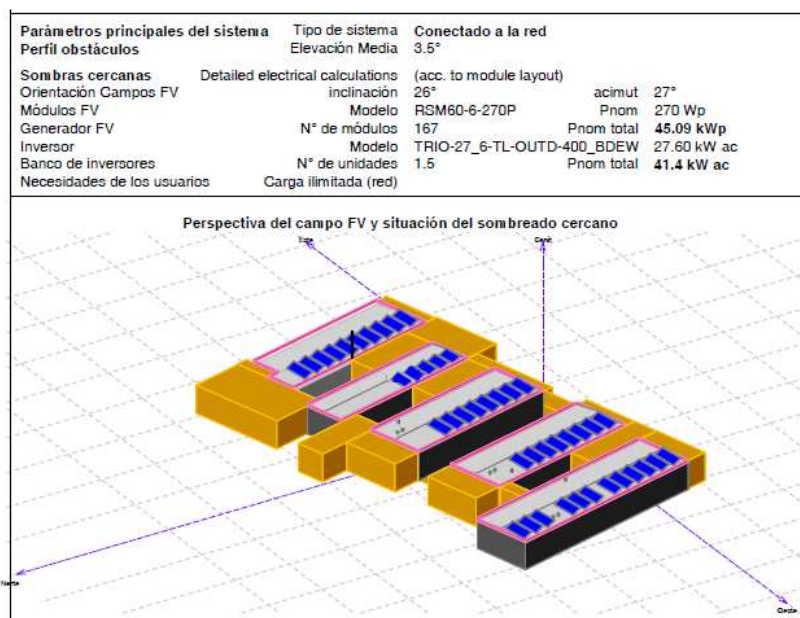
Fuente: Eduardo Lorenzo, Instituto Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid.

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16

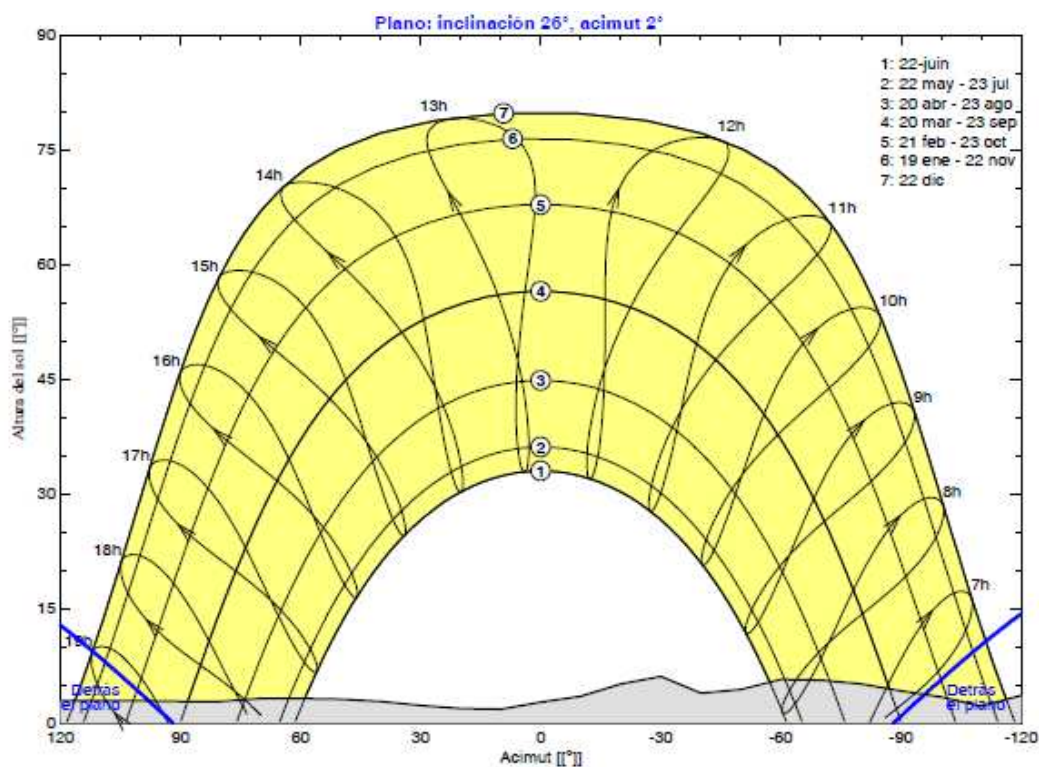


Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 20/66

8.2 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”



8.3 PERFIL DE OBSTÁCULOS LEJANOS



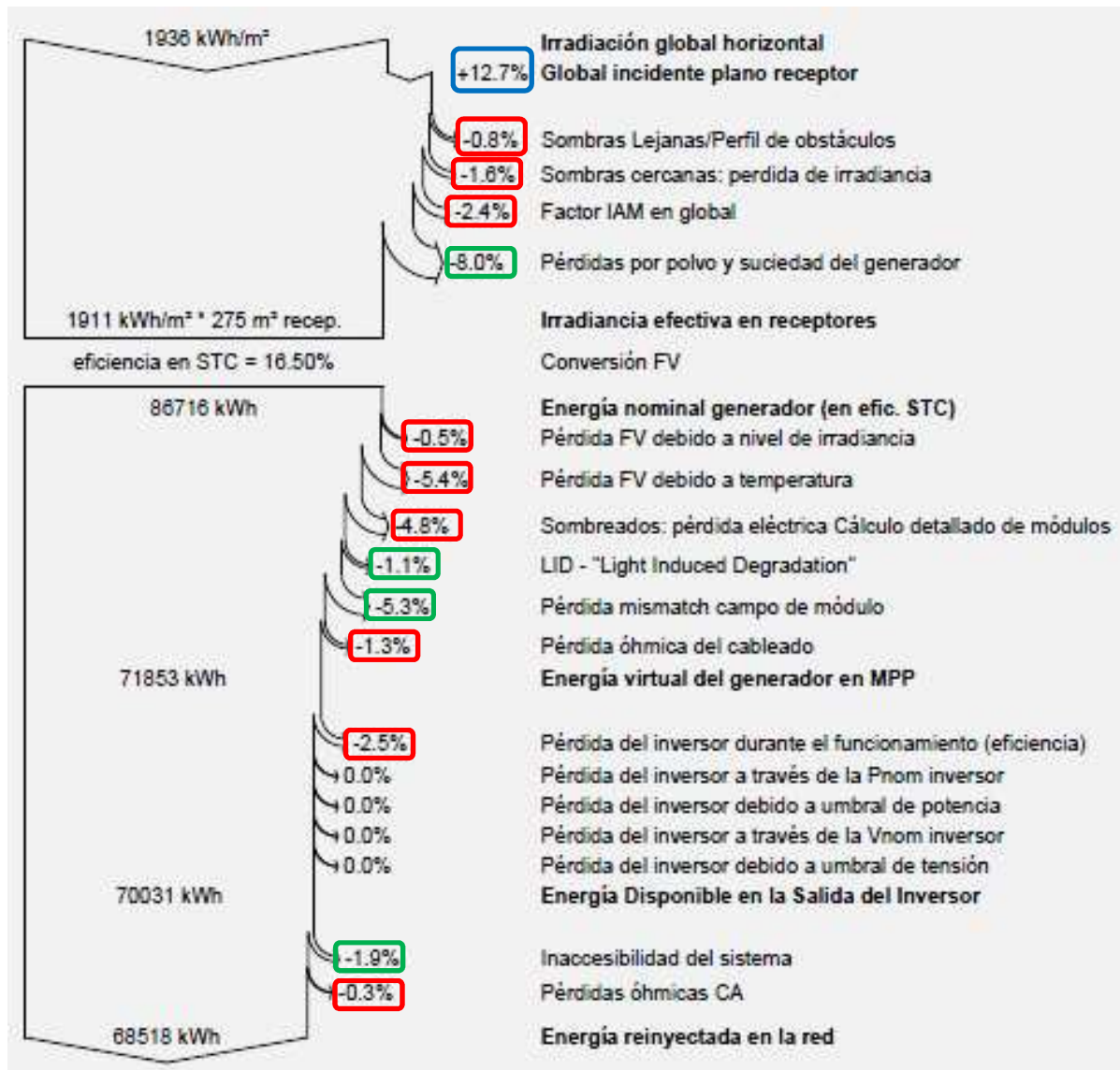
Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 21/66

9. VALORES DE PÉRDIDAS CALCULADOS

9.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS "I"



Se extraen los valores recuadrados en rojo (directamente calculados por esta simulación):

- Pérdidas por **sombras lejanas** → **0,8%**. Se considera un valor bajo dada la ubicación.
- Pérdidas por **sombras cercanas** → **1,6%**. Se considera un valor bajo dado la reducida área.

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 22/66

- Pérdidas **eléctricas** por **sombras** → **4,8%**. Algo más alto de lo normal. Debido a sombras entre mesas (horizontales), donde no actúan los 3 diodos bypass.
- Pérdidas **espectrales y angulares** → **2,4%**
- Pérdidas **por nivel de irradiancia** → **0,5%**. Bajas pues la radiación media es alta.
- Pérdidas **por temperatura** → **5,4%**. Altas por la alta temperatura media. Coeficiente de evacuación del calor medio al estar levantadas por una parte pero su parte inferior pegada a un techo con alto albedo y reflexión, así como un material con alta absorción de calor en horas de alta radiación.
- Pérdidas **inversor** → **2,5%**. Eficiencia en carga real del 97,5%
- Pérdidas **óhmicas** → **1,3% en DC y 0,3% en AC**. Son las pérdidas en condiciones estándar de medida calculadas en las tablas, llevadas a condiciones reales.

Se asumen los siguientes valores (en verde):

- Pérdidas **LID** → **1,1%**. Justificadas en el punto 7.1 a partir de los estudios conducidos por los Laboratorios LEEE-TISO
- Pérdidas por **suciedad** → **8,0%**. Mediciones reales, alto smog, polvo y suciedad. Se estima o se cree que no se limpiará a menudo. 2 limpiezas completas al año promedio.
- Pérdidas por **mismatch** → **5,3%**. Se presupone módulos cristalinos de calidad con dispersiones pequeñas en sus valores. Los sombreados son homogéneos. El sistema es distribuido, con inversores string. Se evita mismatch por corrientes y tensiones al repartir las distintas orientaciones del techo a diferentes mppts del inversor. Por el contrario, existe mismatch en tensiones al entrar series con distinto número de paneles (15-16-20) a un mismo mppt.
- Pérdidas por **inaccesibilidad del sistema** → **1,9%**. Se dan por normales parada de la planta durante 2 días al año, por motivos intrínsecos o extrínsecos. El software elige aleatoriamente los momentos de paradas.

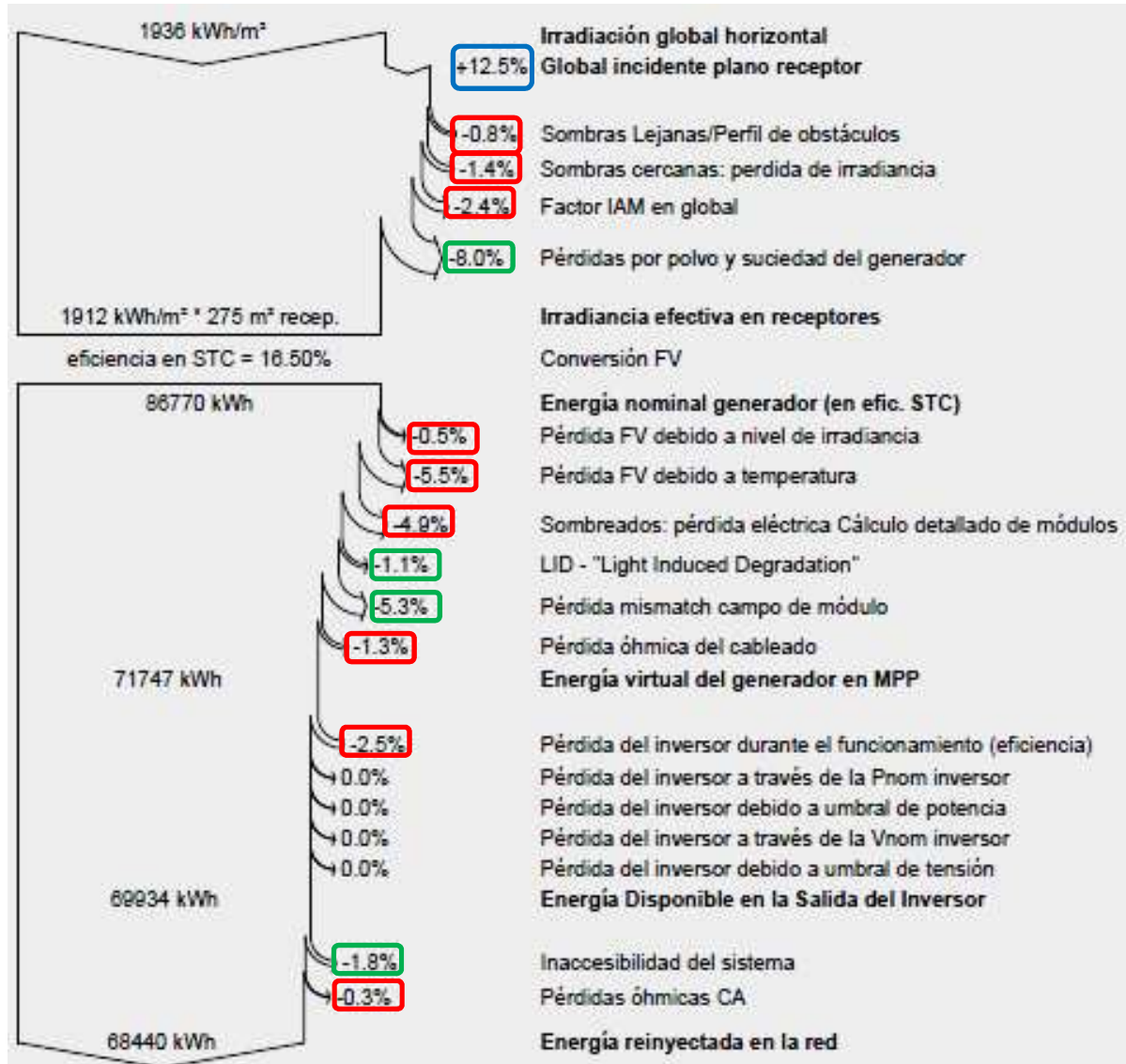
La **Ganancia “G”** viene recuadrada en azul, y está calculada por el método PEREZ, es de un **12,7%**.

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 23/66

9.2 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”



Se extraen los valores recuadrados en rojo (directamente calculados por esta simulación).

- Pérdidas por **sombras lejanas** → **0,8%**. Se considera un valor bajo dada la ubicación.
- Pérdidas por **sombras cercanas** → **1,4%**. Se considera un valor bajo dado el reducido área.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	24/66

- Pérdidas **eléctricas** por **sombras** → **4,9%**. Algo más alto de lo normal. Debido a sombras entre mesas (horizontales), donde no actúan los 3 diodos bypass.
- Pérdidas **espectrales y angulares** → **2,4%**
- Pérdidas **por nivel de irradiancia** → **0,5%**. Bajas pues la radiación media es alta.
- Pérdidas **por temperatura** → **5,5%**. Altas por la alta temperatura media. Coeficiente de evacuación del calor medio al estar levantadas por una parte pero su parte inferior pegada a un techo con alto albedo y reflexión, así como un material con alta absorción de calor en horas de alta radiación.
- Pérdidas **inversor** → **2,5%**. Eficiencia en carga real del 97,5%
- Pérdidas **óhmicas** → **1,3% en DC y 0,3% en AC**. Son las pérdidas en condiciones estándar de medida calculadas en las tablas, llevadas a condiciones reales.

Se asumen los siguientes valores (en verde):

- Pérdidas **LID** → **1,1%**. Justificadas en el punto 7.1 a partir de los estudios conducidos por los Laboratorios LEEE-TISO
- Pérdidas por **suciedad** → **8,0%**. Mediciones reales, alto smog, polvo y suciedad. Se estima o se cree que no se limpiará a menudo. 2 limpiezas completas al año promedio.
- Pérdidas por **mismatch** → **5,3%**. Se presupone módulos cristalinos de calidad con dispersiones pequeñas en sus valores. Los sombreados son homogéneos. El sistema es distribuido, con inversores string. Se evita mismatch por corrientes y tensiones al repartir las distintas orientaciones del techo a diferentes mppts del inversor. Por el contrario, existe mismatch en tensiones al entrar series con distinto número de paneles (15-16-20) a un mismo mppt.
- Pérdidas por **inaccesibilidad del sistema** → **1,8%**. Se dan por normales parada de la planta durante 2 días al año, por motivos intrínsecos o extrínsecos. El software elige aleatoriamente los momentos de paradas.

La **Ganancia “G”** viene recuadrada en azul, y está calculada por el método PEREZ, es de un **12,5%**, cambia respecto las otras etapas de potencia por estar netamente distintamente orientados.

En general ambas simulaciones son muy parecidas por su simetría.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 25/66

10. IRRADIACIÓN ANUAL SOBRE LA SUPERFICIE DEL GENERADOR

Como sabemos, $I_{GEN} = I_{HOR} * G$

La radiación horizontal anual la marcábamos en el diagrama de flujo del punto 9, y supone **1.936 kWh/m².año**, y la ganancia **G = 12,7% (I) y 12,5% (D)**

Por tanto:

$$I_{GEN_I} = 1.936 * 1,127 = \mathbf{2.182 \text{ kWh/m}^2.\text{año}}$$

$$I_{GEN_D} = 1.936 * 1,125 = \mathbf{2.178 \text{ kWh/m}^2.\text{año}}$$

11. PR DE DISEÑO

A partir de los valores de pérdidas ya definidos, se define el PR de diseño, que se define como el rendimiento de la planta inicial, sin tener en cuenta degradaciones de los paneles ni posibles paradas en la Planta.

Hay que explicar que se toma por hipótesis que son efectos secuenciales (no paralelos o aditivos) por tanto se multiplica cada factor en vez de sumarse.

11.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”

Factores de pérdidas y PR	
Factor de pérdidas	Porcentaje
Espectrales	2,4%
Angulares	
Sombras	7,2%
Suciedad	8,0%
Temperatura	5,4%
Nivel de irradiancia	0,5%
Mismatch	5,3%
Cableado de BT	1,6%
Inversor	2,5%
PR de diseño	71,3%

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 26/66

11.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”

Factores de pérdidas y PR	
Factor de pérdidas	Porcentaje
Espectrales	2,4%
Angulares	
Sombras	7,3%
Suciedad	8,0%
Temperatura	5,5%
Nivel de irradiancia	0,5%
Mismatch	5,3%
Cableado de BT	1,6%
Inversor	2,5%
PR de diseño	71,1%

12. PRODUCCIÓN ESPERADA AÑO 1

Tras los análisis anteriores, CIUDADLUZ ha realizado una estimación de la energía neta anual que producirá la Planta, así como de las horas equivalentes⁶, como se puede ver en la Tabla siguiente:

12.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”

Principales parámetros de producción	
Parámetro	Resultados
Irradiación anual media en superficie generador (kWh/m ²)	2.182
Potencia cima (kWp)	45
PR de diseño	71,3%
Horas equivalentes puesta en marcha	2.182
Indisponibilidad	1,9%
Degradación media considerada Año 1	0,55%
PR Año 1	69,2%
Horas equivalentes Año 1 (kWh/kWp)	1.509
Energía producida Año 1 (kWh)	68.049

⁶ Parámetro empleado en la caracterización de las plantas fotovoltaicas que define los kWh que producirá cada kWp instalado en una determinada Planta.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 27/66

12.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”

Principales parámetros de producción	
Parámetro	Resultados
Irradiación anual media en superficie generador (kWh/m ²)	2.178
Potencia cima (kWp)	45
PR de diseño	71,1%
Horas equivalentes puesta en marcha	2.178
Indisponibilidad	1,9%
Degradación media considerada Año 1	0,55%
PR Año 1	69,0%
Horas equivalentes Año 1 (kWh/kWp)	1.503
Energía producida Año 1 (kWh)	67.780

13. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

Se estima una incertidumbre asociada a la producción energética del 3,5%, que se detalla a continuación:

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

Meteo data source	ASCII file
Datos climatológicos	Kind TMY, multi-year
Specified Deviation	Climate change 0.2 %
Year-to-year variability	Variance 2.5 %

The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

Specified Deviation	PV module modelling/parameters	2.0 %
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
	Degradation uncertainty	1.0 %
Global variability (meteo + system)	Variance	3.5 % (quadratic sum)

Se ha de apuntar que el factor de cambio climático procede de varios estudios del Panel Intergubernamental sobre el CC, y es positivo ya que el factor de radiación pesa sobre el incremento de temperatura.

Así pues, las horas equivalentes y producción eléctrica esperadas para el Proyecto en cada uno de los escenarios probabilísticos se detallan en las siguientes tablas:

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 28/66

13.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “I”

Horas equivalentes - Análisis de incertidumbre					
Año	Porcentaje de Potencia cima	Horas equivalentes (kWh/kWp)			
		Probabilidad 50%	Probabilidad 60%	Probabilidad 70%	Probabilidad 90%
1	98,7%	1.509	1.496	1.481	1.441
2	98,2%	1.502	1.488	1.474	1.434
3	97,7%	1.494	1.481	1.466	1.427
4	97,2%	1.486	1.473	1.459	1.420
5	96,7%	1.479	1.465	1.451	1.412
6	96,2%	1.471	1.458	1.444	1.405
7	95,7%	1.463	1.450	1.436	1.398
8	95,2%	1.456	1.443	1.429	1.390
9	94,7%	1.448	1.435	1.421	1.383
10	94,2%	1.440	1.428	1.414	1.376
11	93,7%	1.433	1.420	1.406	1.368
12	93,2%	1.425	1.412	1.399	1.361
13	92,7%	1.417	1.405	1.391	1.354
14	92,2%	1.410	1.397	1.384	1.347
15	91,7%	1.402	1.390	1.376	1.339
16	91,2%	1.394	1.382	1.369	1.332
17	90,7%	1.387	1.374	1.361	1.325
18	90,2%	1.379	1.367	1.354	1.317
19	89,7%	1.371	1.359	1.346	1.310
20	89,2%	1.364	1.352	1.339	1.303
21	88,7%	1.356	1.344	1.331	1.295
22	88,2%	1.349	1.337	1.324	1.288
23	87,7%	1.341	1.329	1.316	1.281
24	87,2%	1.333	1.321	1.309	1.273
25	86,7%	1.326	1.314	1.301	1.266

Horas equivalentes - Análisis de incertidumbre					
Año	Porcentaje de Potencia cima	Energía Neta Anual (kWh/año)			
		Probabilidad 50%	Probabilidad 60%	Probabilidad 70%	Probabilidad 90%
1	98,7%	75.780	75.108	74.390	72.381
2	98,2%	75.396	74.728	74.013	72.014
3	97,7%	75.012	74.347	73.635	71.648
4	97,2%	74.628	73.966	73.258	71.281
5	96,7%	74.244	73.586	72.881	70.914
6	96,2%	73.860	73.205	72.504	70.547
7	95,7%	73.476	72.824	72.127	70.180
8	95,2%	73.092	72.444	71.750	69.813
9	94,7%	72.708	72.063	71.373	69.446
10	94,2%	72.324	71.682	70.996	69.080
11	93,7%	71.940	71.302	70.619	68.713
12	93,2%	71.555	70.921	70.242	68.346
13	92,7%	71.171	70.540	69.865	67.979
14	92,2%	70.787	70.160	69.488	67.612
15	91,7%	70.403	69.779	69.111	67.245
16	91,2%	70.019	69.398	68.734	66.878
17	90,7%	69.635	69.018	68.357	66.512
18	90,2%	69.251	68.637	67.980	66.145
19	89,7%	68.867	68.256	67.603	65.778
20	89,2%	68.483	67.876	67.226	65.411
21	88,7%	68.099	67.495	66.849	65.044
22	88,2%	67.715	67.114	66.472	64.677
23	87,7%	67.331	66.733	66.095	64.310
24	87,2%	66.946	66.353	65.718	63.944
25	86,7%	66.562	65.972	65.341	63.577

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 29/66

13.1 ETAPAS DE POTENCIA MESAS “D”

Horas equivalentes - Análisis de incertidumbre					
Año	Porcentaje de Potencia cima	Horas equivalentes (kWh/kWp)			
		Probabilidad 50%	Probabilidad 60%	Probabilidad 70%	Probabilidad 90%
1	98,7%	1.503	1.490	1.476	1.436
2	98,2%	1.496	1.482	1.468	1.429
3	97,7%	1.488	1.475	1.461	1.421
4	97,2%	1.480	1.467	1.453	1.414
5	96,7%	1.473	1.460	1.446	1.407
6	96,2%	1.465	1.452	1.438	1.399
7	95,7%	1.457	1.445	1.431	1.392
8	95,2%	1.450	1.437	1.423	1.385
9	94,7%	1.442	1.429	1.416	1.378
10	94,2%	1.435	1.422	1.408	1.370
11	93,7%	1.427	1.414	1.401	1.363
12	93,2%	1.419	1.407	1.393	1.356
13	92,7%	1.412	1.399	1.386	1.348
14	92,2%	1.404	1.392	1.378	1.341
15	91,7%	1.397	1.384	1.371	1.334
16	91,2%	1.389	1.377	1.363	1.327
17	90,7%	1.381	1.369	1.356	1.319
18	90,2%	1.374	1.362	1.348	1.312
19	89,7%	1.366	1.354	1.341	1.305
20	89,2%	1.358	1.346	1.334	1.298
21	88,7%	1.351	1.339	1.326	1.290
22	88,2%	1.343	1.331	1.319	1.283
23	87,7%	1.336	1.324	1.311	1.276
24	87,2%	1.328	1.316	1.304	1.268
25	86,7%	1.320	1.309	1.296	1.261
Horas equivalentes - Análisis de incertidumbre					
Año	Porcentaje de Potencia cima	Energía Neta Anual (kWh/año)			
		Probabilidad 50%	Probabilidad 60%	Probabilidad 70%	Probabilidad 90%
1	98,7%	67.780	67.179	66.536	64.739
2	98,2%	67.436	66.838	66.198	64.411
3	97,7%	67.092	66.498	65.861	64.083
4	97,2%	66.749	66.157	65.524	63.755
5	96,7%	66.405	65.817	65.187	63.427
6	96,2%	66.062	65.476	64.849	63.099
7	95,7%	65.718	65.136	64.512	62.771
8	95,2%	65.375	64.795	64.175	62.442
9	94,7%	65.031	64.455	63.838	62.114
10	94,2%	64.688	64.114	63.500	61.786
11	93,7%	64.344	63.774	63.163	61.458
12	93,2%	64.001	63.433	62.826	61.130
13	92,7%	63.657	63.093	62.489	60.802
14	92,2%	63.314	62.752	62.152	60.474
15	91,7%	62.970	62.412	61.814	60.146
16	91,2%	62.627	62.071	61.477	59.817
17	90,7%	62.283	61.731	61.140	59.489
18	90,2%	61.939	61.390	60.803	59.161
19	89,7%	61.596	61.050	60.465	58.833
20	89,2%	61.252	60.709	60.128	58.505
21	88,7%	60.909	60.369	59.791	58.177
22	88,2%	60.565	60.028	59.454	57.849
23	87,7%	60.222	59.688	59.116	57.521
24	87,2%	59.878	59.347	58.779	57.192
25	86,7%	59.535	59.007	58.442	56.864

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 30/66

14. EQUIPAMIENTO DE LA PLANTA FV

14.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Se instalan **334 módulos** solares fotovoltaicos, constituidos por células de silicio **policristalino**, cada uno con una potencia de 270 Wp.

Este tipo de tecnología, con esta potencia y con unas medidas de 1,65 x 0,99 x 0,035 metros, es la elección que a juicio del diseñador, es más común, más económica (a nivel global, no sólo para el costo de paneles en sí), más fácilmente reemplazable para una eventual falla, y más manejable en dimensiones y pesos (y por tanto más fácil de instalar, controlar y mantener).

Para este proyecto se toman como referencia las siguientes características técnicas:

Generales	Dimensiones	1,650 x 992 x 35	mm
	Peso	19,1	kg
STC	Potencia máxima	250	W
	Tolerancia	0/+8,1	V
	Eficiencia	16,5	%
	Tensión en Pmax	31,2	V
	Intensidad en Pmax	8,66	A
	Tensión en OC	38,4	V
	Intensidad en SC	9,2	A
Caract. térmicas	TONC	45 +/-2	°C
	Coef Tª Pmax	-0,39	%/°C
	Coef Tª Voc	-0,32	%/°C
	Coef Tª Isc	0,05	%/°C
	Coef Tª Vmpp	-0,29	%/°C
Cond. operación	Máxima tensión	1000	V
	Rango temperaturas	-40 a +85	°C
	Max carga estática frontal	5400	Pa
	Max carga estática posterior	2400	Pa
Materiales	Cubierta frontal	Vidrio templado	
	Células	poly x 60 uds	
	Encapsulante	EVA	
	Marco	Aluminio anodizado	
	Caja conexiones	> IP-67	
	Cable	4 mm² / 1,1 m	
	Conector	MC4	

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 31/66

Las células están totalmente protegidas contra la suciedad, humedad y golpes, y se asegura la total estanqueidad de los módulos.

El cristal del módulo tiene alto nivel de transmisividad (bajo contenido en hierro).

Los módulos están preparados para soportar las inclemencias climáticas más severas, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

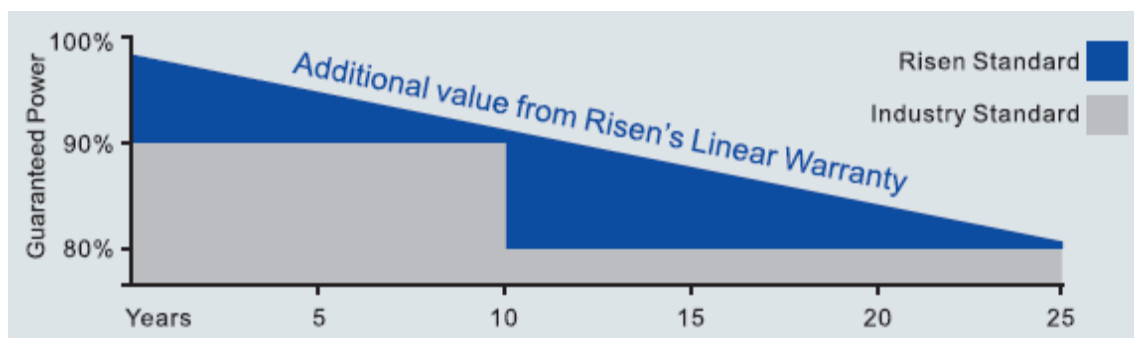
El grado de protección será IP-67 y el tipo de aislamiento será clase II.

El módulo estará en posesión de los certificados:

- IEC 61215: "Crystalline terrestrial photovoltaic PV modules – Design qualification and type approval".
- IEC 61730: "Photovoltaic module safety qualification".
- IEC 62804 (anti PID)
- IEC 62176 (ammonia resistance)
- IEC 61701 (corrosion resistance)
- CE de conformidad.
- ISO 9001
- ISO 14001
- BS OHSAS 18001
- SA 8000
- PV Cycle
- N° autorización SEC 6.737

Las garantías son las siguientes:

- Garantía de Producto: 12 años
- Garantía de Potencia: Lineal



Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 32/66



Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 33/66

14.2 INVERSORES

El inversor es una parte fundamental en una instalación fotovoltaica ya que es su “cerebro”, y además de permitir la conversión de la corriente continua generada por los módulos, en corriente alterna, realiza el tracking de seguimiento del punto de máxima potencia, confiere al sistema monitoreo básico (pero útil) de los parámetros que mide en cada momento, y vigila los estados adecuados tanto de la red interna como externa.

Se instalarán **3 inversores trifásicos de 27,6 KW**. Dichos inversores proporcionarán corriente alterna (senoidal) trifásica a 50 Hz, a partir de la corriente continua generada. Toman la señal de tensión y frecuencia de la red. Si la red presenta variaciones fuera de las programadas, el inversor se desconectará de la misma, de esta forma el inversor no funcionará en isla. Dispone de las protecciones necesarias en corriente continua y alterna para el correcto funcionamiento del sistema, termomagnéticas y de sobretensiones.

Estas son las características técnicas a considerar:

Generales	Dimensiones	1,948 x 1,950 x 767	m
	Peso	75	kg
Entrada	Rango de tensión MPP	500-800	V
	Tensión DC máxima	1000	V
	Corriente DC máxima	40	A
	Número de MPP trackers	2	uds
Salida	Potencia nominal	27,6	kW
	Tensión nominal	3 x 400	V
	Corriente AC máxima	3 x 45	A
	Factor de potencia	Regulable +/- 0,8	
	Nivel de armónicos máximo	3	%
	Conexión a red	Trifásico sin neutro	
Rendim.	Rendimiento máximo	98,2	%
	Rendimiento europeo	98	%
Otros	Consumo nocturno	< 0,6	W
	Separación galvánica	Por electrónica (TL)	

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 34/66

El inversor estará en posesión de los certificados:

- EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12 IEC 62109 -1/2.
- CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438, IEC 62116, Ordinul 30/2013.

Las garantías mínimas son las siguientes:

- Garantía de Producto: 5 años (extensible hasta 25 años)

El inversor empleará la **técnica de seguimiento del punto de máxima potencia del panel (MPPT)**, que permitirá obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento. El seguimiento MPPT se realizará de forma automática.

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional será idéntica a la de tensión de salida, con un factor de potencia unitario por defecto pero regulable desde 0,8 sobreexcitado a 0,8 subexcitado. La conexión del equipo a los paneles se realizará mediante maniobras y dispositivos e amortiguación de corrientes, aumentando así la durabilidad del inversor.

El equipo dispone además de una tarjeta interface para comunicarse con el exterior y señalará el estado y las posibles alarmas que se hayan producido, así como un panel de usuario y visualización de las señales características del sistema. Esto se definirá en el sistema de monitorización.

El inversor posee un grado mínimo de protección **IP65** para instalación en el exterior o como es el caso dentro de un recinto protegido por malla acme.

El inversor permitirá la recepción de **órdenes de parada y marcha**, y las **consignas del coseno de fi** para regular su comportamiento capacitivo o inductivo a demanda del operador de la red.

Cuando se conecta el inversor, en primer lugar se realizará una verificación de la red eléctrica midiendo la tensión eficaz y la frecuencia. Si estos dos valores se encuentran dentro de un margen de valores adecuado, el inversor procederá a realizar una lectura de la tensión de entrada del generador fotovoltaico de forma periódica.

Cuando la tensión de entrada del generador fotovoltaico es suficientemente elevada, se inicia el **proceso de conversión de energía**. Al iniciar el proceso de conversión de energía, en primer lugar el convertidor DC/AC empieza a absorber energía desde el generador fotovoltaico y cuando la tensión en el bus de corriente continua alcanza el valor de ajuste durante aproximadamente 10

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	35/66

segundos, el convertidor DC/AC arrancará Después de conectarse a la red, por medio de un relé de arranque, se inicia la inyección de energía a la red. El procedimiento anterior requiere de un tiempo aproximado de dos minutos para ser completado.

En este momento es cuando entra en funcionamiento el sistema de control, el cual se encarga de variar el punto de funcionamiento del convertidor DC/DC para que el sistema trabaje en todo instante en el punto que optimice al máximo la energía inyectada a la red.

La **precisión del seguidor de máxima potencia (MPP)** y el tiempo entre un punto de máxima potencia y el siguiente punto de búsqueda son parámetros que vienen configurados de fábrica.

Si en un instante dado, la tensión del generador fotovoltaico desciende del valor mínimo admisible o la potencia inyectada a la red es excesivamente baja, el convertidor DC/DC pasará a modo de pausa por un periodo de 10 minutos, y al mismo tiempo se realizará la desconexión del inversor de la red. Al finalizar este periodo de 10 minutos, si las condiciones mínimas de puesta en marcha del equipo se verifican correctamente, se pondrá en funcionamiento el convertido DC/DC repitiéndose la secuencia de arranque indicada anteriormente.

El equipo dispondrá además de una tarjeta interface para comunicarse con el exterior y señalar el estado y las posibles alarmas que se hayan producido. La conexión se realiza por un conduit hasta la sala habilitada con internet LAN, marcada en el plano en zona sur del hospital.

El contacto de avisos de fallo sirve para el control a distancia. Con el contacto de relé sin tensión se registrará el estado de fallo del inversor. A continuación se describen los eventos que provocarían la activación del mensaje de error:

A) Sucesos que conducen al mismo tiempo a una desconexión de la red.

- Error de red (sobre o baja tensión, sobre o baja frecuencia).
- Tensión DC excesiva.
- Temperatura excesiva del cuerpo refrigerador.
- Sobrecorriente en la parte de potencia.
- Asimetría excesiva de las corrientes de red.
- Fallo de sistema interno en el control del inversor.

B) Eventos que no afectan al funcionamiento:

- Fallos por entrada de alarma externa.
- Fallo de aislamiento del generador solar.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	36/66

La medición en tiempo real de la potencia de salida permitirá una conmutación de identificación de carga completamente automática sin ningún condicionamiento. Dispondrá de un dispositivo de desconexión por tensión insuficiente, en función de la carga, cuyo umbral puede ajustarse.

El inversor funciona de forma totalmente automática. Los interruptores AC y DC y el interruptor principal estarán siempre conectados. Si hay suficiente potencia de entrada, el inversor comienza a funcionar por la mañana y continúa hasta llegar la noche.

Los **componentes electrónicos** se **alimentan** directamente con la **tensión del generador solar**. Por la noche el inversor se desconectará de la red.

A groso modo estas son las protecciones y parametrizaciones del equipo:

- Seccionadores de continua con mando a puerta.
- Seccionadores de alterna con mando a puerta
- Vigilantes de aislamiento en continua.
- Relés de actuación para contactor externo en caso de fallo de aislamiento en continua.
- Sistema de monitorización por pantalla display con teclado.
- Data-logger interno para almacenamiento de datos durante 12 meses.
- Sistema propio de diagnóstico y sustitución rápida de componentes internos.
- Sistema reforzado de ventilación interna.
- Cableado interno de los elementos descritos.
- Protecciones fusibles en continua.
- Protecciones magnetotérmicas en alterna
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en continua.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en alterna.
- Protección contra fallo de aislamiento en continua.
- Protección contra funcionamiento en isla.
- Protección contra tensión de red fuera de rango.
- Protección contra frecuencia de red fuera de rango.
- Protección contra polaridad inversa.
- Protección contra sobretensión.
- Protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos en la salida.
- Seta de parada de emergencia.

Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 37/66



Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	38/66

14.3 ESTRUCTURAS

Se verifican las Normas chilenas para el cálculo estructural (estos cálculos se presentan en anexos):

- Viento: NCh 432.Of 1971-2009
- Nieve: NCh 431.Of 1977-2009
- Sismo: NCh 433.Of.96

La estructura se define para permitir el montaje de los módulos fotovoltaicos a inclinación 25°. El ángulo y azimut neto cambia al estar ligeramente inclinadas a este y a oeste (se observa en las simulaciones PVSYST)

Son metálicas de **aluminio anodizado** y se anclarán mediante perno autopercutor con sello a costaneras existentes, por medio de un perfil base (para compensar asimetría de dichas costaneras)

Están diseñadas para soportar sismo de grado 8,5 escala Richter.

Permiten la colocación **de 1 fila**, y en vertical por los motivos que se argumentaron en el punto 6 de esta Memoria.

Por simplificar y unificar, se disponen en series de 4 paneles en vertical en todos los techos excepto las 2 series del techo 4 en que van 3.



Asimismo cuentan con 2 perfiles base para el anclaje directo a las costaneras, y arriostramiento en la parte trasera como se ve en la foto.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	39/66

Se mantiene un pitch (o espacio entre mesas) mínimo de 2,73 m, el cual garantiza un soleamiento completo entre las 2 horas antes y las 2 horas después del mediodía solar del solsticio de invierno.

Se permite un espaciamiento en los extremos de las estructuras, en cumbrera para permitir pasillo técnico o tramex, y en la parte baja para evitar sombras laterales y permitir el trazado de las bandejas metálicas portacables y cajas de paso DC.

Las estructuras se **conectan a tierra** en distintos puntos para facilitar el paso de las derivaciones y la **equipotencialidad** entre las mismas. Se conectan a las cajas de paso en DC.

Para el galvanizado se requiere al menos cumplir con la Norma EN-ISO-1461 120 micras.

Los bastidores se componen de piezas básicas para una instalación rápida sin necesidad de una mano de obra especializada en montaje, reduciendo los tiempos de montaje de la estructura.

Al mismo tiempo se diseñan para poder absorber los pequeños desniveles que hayan entre ellos, dejándolos alineados tanto en altura como en desplazamiento. Para esta planta el desnivel es mínimo pero apreciable por tanto es necesario este alineamiento.

Los perfiles se adaptan a situaciones extremas, amortiguando los cambios bruscos de temperatura y las vibraciones producidas por movimientos sísmicos. Son asimismo resistentes a la corrosión y oxidación.

Son buenos conductores térmicos y eléctricos, facilitando la disipación de calor de los paneles y conduciéndolo por toda la estructura, incrementado de esta forma el rendimiento de los paneles y asegurando la continuidad eléctrica en la misma, y evitando a toda costa los riesgos de electrocución.

Al tratarse de una estructura con bastidor en aluminio no se requerirá de piezas intermedias hasta los paneles por no existir par galvánico.

Tornillería de fijación: Toda la tornillería de fijación de la estructura se realiza con tornillos de acero inoxidable AISI 304 70, del calibre correcto para soportar las cargas de diseño.

Se utilizarán grapas para separar módulos entre sí y con el exterior de forma que puedan absorber dilataciones y contracciones.

La garantía de las estructuras es de 10 años.

Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 40/66

Estos son los valores de resistencia para las estructuras:

	ALUMINIO	
Límite elástico	235	MPa
Límite de rotura	360	MPa
Densidad	7850	kg/m3
Coeficiente de Poisson	0,33	
Módulo de elasticidad	210000	MPa

Los componentes para garantizar la impermeabilización de la techumbre son de SIKA, con sellador acrílico flexible y junta EPDM.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 41/66

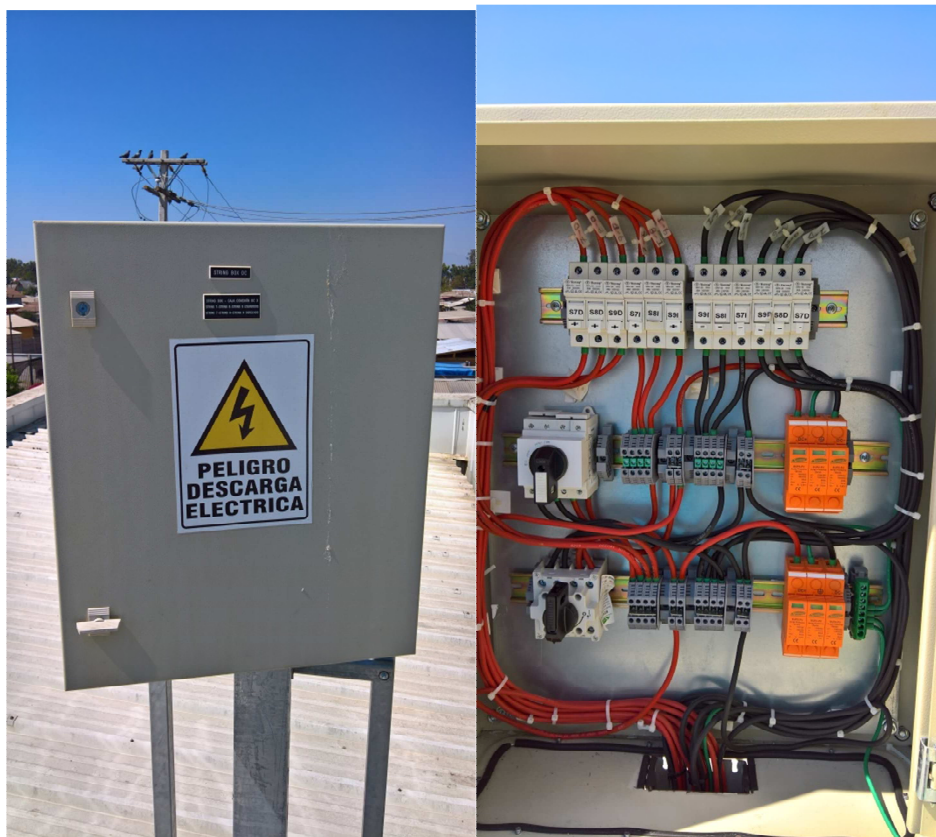
14.4 STRING BOXES

Se instalan 3 inversores en planta, y se reparten 6 series en cada inversor. Por la distinta inclinación de las mesas, como sabemos se distinguen mesas “I” y mesas “D”. De esta forma 3 series “I” van a 1 etapa de potencia y 3 series “D” a la otra.

Por simplificar se han contemplado 3 string boxes estratégicamente ubicadas en planta, para salir con 1 puro cable positivo y 1 puro cable negativo por cada MPPT. Además tienen las funciones de seccionamiento y protección de circuitos.

La **cajas de paralelos** están provistas de descargador de sobretensiones tipo II. Otro elemento clave que incorporarán, será un **interruptor de corte en carga** o **relé de corte de 1000 Vcc** aislamiento. Esta protección se considerará lo suficientemente **sobredimensionada** para que el efecto de T^a , que reduce su rango de funcionamiento, no afecte a las pérdidas por efecto Joule ni a los disparos intempestivos.

Estas cajas de paralelos están preparadas para trabajar a la intemperie en condiciones severas de T^a , radiación solar y humedad. Se fabricarán con un grado de **protección IP 65** y con envoltente tipo **poliéster**.



Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 42/66

15. CIRCUITOS EN BT

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente en cuanto al aislamiento y seguridad. Su sección es calculada con los criterios de intensidad admisible y caída de tensión, dado que el criterio de intensidad de cortocircuito en este caso va a ser menos exigente que los otros dos.

El proceso de cálculo es doblemente iterativo: Por una parte se va aproximando impuestos por valores de caída de tensión y calentamiento del conductor a temperatura nominal, y por otra, conociendo por experiencia el resultado adecuado de pérdidas no mayores al **2%**, y teniendo en cuenta que en los tramos críticos no se sobrepase una caída de tensión de **1,5%** en **DC** y otro **1,5%** en **AC**. Posteriormente se van ajustando las secciones de los conductores.

La resistividad del cable está calculada por iteración a la temperatura de funcionamiento, a partir del dato a 20°C, que básicamente difiere de si se trata de un conductor de cobre o de aluminio.

$$\mu(T) = \frac{1}{56} * [1 + 0,00392 * (T - 20)]$$

El proceso iterativo se basa en partir de una sección de partida, y llegar a dicha sección a través de varios cálculos y tablas Nch 4/2003, del siguiente modo:

$$\mu = \frac{SeV_0}{2PL},$$

donde se desconoce la sección S, estimandose una S=S₁

- 1) El resto de valores son la Potencia P = I*V que es dato pues ya se han diseñado los valores nominales del generador. La longitud “L” del tramo también es conocida, “e” es la caída de tensión máxima que permitimos para ese tramo, y “V₀” la conocemos también.
- 2) Con los valores de μ deducimos la temperatura de operación T mediante las fórmulas antes descritas, en este caso con cable de cobre.

$$3) T = T_0 + (T_{max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

donde T₀ = 30°C, T_{max} depende del material termoplástico de aislamiento del conductor, I es conocido y por tanto se despeja I_{max} que es la máxima corriente admisible por el conductor para no producir calentamientos y deterioro progresivo.

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 43/66

- 4) Por tanto ya se han enlazado las 2 condiciones base, una caída de tensión acotada en el tramo, y la condición de que no exista sobrecalentamientos.
- 5) A través de la norma se busca la sección mínima que cumpla con el requerimiento antes descrito de no sobrecalentamiento, la I_{max} . Si coincide con la sección inicial, ésta será la sección mínima a aplicar en este tramo. Si la sección resultante es mayor habrá que saltar a la siguiente sección de partida, y volveríamos al punto 1. Esta hoja de cálculo demuestra que es más que suficiente con 3 aproximaciones o iteraciones.

Este cálculo viene simplificado por una aplicación Excel con macros, en el que se han metido las tablas y correcciones definidas en la norma NCH Elec. 4/2003.

Vamos con un ejemplo → Tramo DC desde **S1I a CC1**:

NUM	TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	UBICACIÓN	TIPO	FACTOR DE CORRECCIÓN
19	S1I A CC1	624	8,66	48	Aérea	DC	0,7

Queremos que la sección sea de 6 mm^2 con lo que partimos con esa premisa.

$$\mu = \frac{SeV_0}{2PL} = \frac{6 * 0,5 * 618}{2 * 5400 * 48} = 3,57 * 10^{-3}$$

$$\mu(T) = 3,57 * 10^{-3} = \frac{1}{56} * [1 + 0,00392 * (T - 20)] \rightarrow T = 33^\circ\text{C}$$

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

$$33 = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{8,66}{I_{max}} \right)^2 \rightarrow I_{max} = 39,6 \text{ A}$$

La mayoramos con el coeficiente $C = 0,7$

$$I_{max_C} = \frac{39,6}{0,7} = 56,57 \rightarrow S_{min} = 6 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{FIN}$$

Sección (mm²)	Caída tensión real	I _{max} admisible	I _{sc} (A)	Protección	Resistividad	Pérdidas (W)	Total perdidas (W)
6	0,42%	30,80	612	Fusible 10A	0,01889	11,33	22,67

Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 44/66

El coeficiente de 0,7 sale de considerar el tramo con más cables dentro de la bandeja (total 13 cables) acudiendo a la tabla 8.8 de la NCh 4/2003 (7 a 24). Hemos de anotar que la temperatura ambiente se ha considerado 30°C con lo que no hay más correcciones (tablas 8.9 y 8.9a).

Estos son los datos de partida, marcándose los tramos críticos en cuanto a la caída de tensión:

NUM	TRAMO	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	UBICACIÓN	TIPO	FACTOR DE CORRECCIÓN
1	S1I	624	8,66	35	Aérea	DC	0,8
2	S1D	624	8,66	35	Aérea	DC	0,8
3	S2I	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
4	S2D	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
5	S3I	499	8,66	52	Aérea	DC	0,7
6	S3D	499	8,66	52	Aérea	DC	0,7
7	S4I	624	8,66	45	Aérea	DC	0,8
8	S4D	624	8,66	45	Aérea	DC	0,8
9	S5I	624	8,66	49	Aérea	DC	0,7
10	S5D	624	8,66	49	Aérea	DC	0,7
11	S6I	499	8,66	34	Aérea	DC	0,7
12	S6D	499	8,66	34	Aérea	DC	0,7
13	S7I	624	8,66	35	Aérea	DC	0,8
14	S7D	624	8,66	35	Aérea	DC	0,8
15	S8I	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
16	S8D	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
17	S9I	468	8,66	33	Aérea	DC	0,7
18	S9D	468	8,66	33	Aérea	DC	0,7
19	S1I A CC1	624	8,66	45	Aérea	DC	0,7
20	S1D A CC1	624	8,66	45	Aérea	DC	0,7
21	S2I A CC1	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
22	S2D A CC1	624	8,66	35	Aérea	DC	0,7
23	S3I A CC1	499	8,66	2	Aérea	DC	0,7
24	S3D A CC1	499	8,66	5	Aérea	DC	0,7
25	S4I A CC2	624	8,66	50	Aérea	DC	0,7
26	S4D A CC2	624	8,66	50	Aérea	DC	0,7
27	S5I A CC2	624	8,66	17	Aérea	DC	0,7
28	S5D A CC2	624	8,66	17	Aérea	DC	0,7
29	S6I A CC2	499	8,66	5	Aérea	DC	0,7
30	S6D A CC2	499	8,66	5	Aérea	DC	0,7
31	S7I A CC3	624	8,66	30	Aérea	DC	0,7
32	S7D A CC3	624	8,66	30	Aérea	DC	0,7
33	S8I A CC3	624	8,66	16	Aérea	DC	0,7
34	S8D A CC3	624	8,66	16	Aérea	DC	0,7
35	S9I A CC3	468	8,66	2	Aérea	DC	0,7
36	S9D A CC3	468	8,66	2	Aérea	DC	0,7
37	CC1 A INVERSORES	588	25,98	25	Aérea	DC	0,8
38	CC2 A INVERSORES	588	25,98	15	Aérea	DC	0,8
39	CC3 A INVERSORES	581	25,98	35	Aérea	DC	0,8
40	INVERSORES A TABLERO 1	400	39,83	4	Aérea	Trifásica	0,8
41	TABLERO 1 A REG SUELO	400	119,5	7	Aérea	Trifásica	0,8
42	REG SUELO A TABLERO FINAL	400	119,5	9	Enterrada	Trifásica	0,8

Ingeniería de Detalle CESFAM Peñaflor 90,16 kWp – Ciudad Luz

Realizado por: JMPA
Revisado por: TS
Aprobado por: CP
Fecha: 03.08.16



Ref. -
Documento: MEMORIA
Página: 45/66

Y éstos son los resultados:

Sección (mm²)	Caída tensión real	I _{max} admisible	I _{sc} (A)	Protección	Resistividad	Pérdidas (W)	Total perdidas (W)	
6	0,30%	35,20	839	Fusible 10A	0,01881	8,23	16,46	
6	0,30%	35,20	839	Fusible 10A	0,01881	8,23	16,46	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,57%	30,80	452	Fusible 10A	0,01889	12,28	24,55	
6	0,57%	30,80	452	Fusible 10A	0,01889	12,28	24,55	
6	0,39%	35,20	653	Fusible 10A	0,01881	10,58	21,16	
6	0,39%	35,20	653	Fusible 10A	0,01881	10,58	21,16	
6	0,43%	30,80	599	Fusible 10A	0,01889	11,57	23,14	
6	0,43%	30,80	599	Fusible 10A	0,01889	11,57	23,14	
6	0,37%	30,80	691	Fusible 10A	0,01889	8,03	16,05	
6	0,37%	30,80	691	Fusible 10A	0,01889	8,03	16,05	
6	0,30%	35,20	839	Fusible 10A	0,01881	8,23	16,46	
6	0,30%	35,20	839	Fusible 10A	0,01881	8,23	16,46	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,38%	30,80	667	Fusible 10A	0,01889	7,79	15,58	
6	0,38%	30,80	667	Fusible 10A	0,01889	7,79	15,58	
6	0,39%	30,80	653	Fusible 10A	0,01889	10,62	21,25	
6	0,39%	30,80	653	Fusible 10A	0,01889	10,62	21,25	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,31%	30,80	839	Fusible 10A	0,01889	8,26	16,53	
6	0,02%	30,80	11741	Fusible 10A	0,01889	0,47	0,94	
6	0,05%	30,80	4696	Fusible 10A	0,01889	1,18	2,36	
6	0,44%	30,80	587	Fusible 10A	0,01889	11,81	23,61	
6	0,44%	30,80	587	Fusible 10A	0,01889	11,81	23,61	
6	0,15%	30,80	1727	Fusible 10A	0,01889	4,01	8,03	
6	0,15%	30,80	1727	Fusible 10A	0,01889	4,01	8,03	
6	0,05%	30,80	4696	Fusible 10A	0,01889	1,18	2,36	
6	0,05%	30,80	4696	Fusible 10A	0,01889	1,18	2,36	
6	0,26%	30,80	979	Fusible 10A	0,01889	7,08	14,17	
6	0,26%	30,80	979	Fusible 10A	0,01889	7,08	14,17	
6	0,14%	30,80	1835	Fusible 10A	0,01889	3,78	7,56	
6	0,14%	30,80	1835	Fusible 10A	0,01889	3,78	7,56	
6	0,02%	30,80	11012	Fusible 10A	0,01889	0,47	0,94	
6	0,02%	30,80	11012	Fusible 10A	0,01889	0,47	0,94	
6	0,77%	35,20	1107	Fusible 32A	0,02085	58,62	351,74	
6	0,46%	35,20	1845	Fusible 32A	0,02085	35,17	211,04	TOTAL DC
6	1,09%	35,20	781	Fusible 32A	0,02085	82,07	492,44	1580,33
10	0,15%	48,80	4706	4x40A (6 kA)	0,02136	13,55	121,96	1,75%
50	0,16%	132,00	2689	4x125A (6 kA)	0,02200	43,98	131,95	TOTAL AC
50	0,19%	172,00	2092	4x125A (6 kA)	0,02058	52,91	158,73	412,64
								0,50%

Por tanto las **pérdidas** se fijan en 1,75%+0,50% = **2,25%**. Estas van como datos de entrada en la simulación PVSYST en STD conditions y luego se corrigen a condiciones reales de funcionamiento. La suma de caídas de tensión no supera el 3% asimismo (2,23%)

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	46/66

15.1 CIRCUITOS DE CORRIENTE CONTINUA

Sus características principales serán:

- Entre módulos fotovoltaicos. Tipo: RVK, 1 KVdc Cu, RADOX (de protección ultravioleta).

Los módulos fotovoltaicos traerán incorporados conductores para la interconexión de ellos formando las cadenas (strings), los conductores tendrán una sección de **4 mm²**. Irán parcialmente, primero al aire entre paneles, luego bajo bandejas metálicas 50x50 mm y parcialmente bajo conduit flexible metálico ½ pulgada de diámetro, en los retornos.

Estos conductores estarán diseñados para la intemperie y estarán protegidos contra la degradación por efecto de la misma: **radiación solar, UV**, y condiciones ambientales de **elevada temperatura y sequedad ambiental**. Sus características principales serán:

- Tipo: RV-K
 - Conductor: Cobre electrolítico, clase 5 (flexible)
 - Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), 1kVdc
 - Cubierta: PVC flexible, protección UV tipo RADOX
 - Norma Internacional: IEC 60332-1
- De salidas de strings a string boxes: Tipo: ZZ-F (AS), 1 KVdc Cu, RADOX (de protección ultravioleta).

El cableado entre las salidas de los strings y las combiner boxes será realizado bajo bandejas metálicas 50x50 mm en los tramos N-S y de 100x50 mm en los tramos E-O en zona sur que conectan las 5 techumbres.

Estos cables serán para instalaciones solares fotovoltaicas, con una sección de **6 mm²**, flexibles, para evitar el efecto de cizalladura. Serán flexibles, de alta seguridad (AS): no propagadores del incendio, con baja emisión de humos, libre de halógenos. Sus características:

- Tipo: ZZ-F, libre de halógenos
 - Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
 - Aislamiento: XPLE libre de halógenos, 1kVdc
 - Cubierta: Goma ignífuga, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases
 - Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	47/66

- De salidas de strings boxes a inversores: Tipo: ZZ-F (AS), 1 KVdc Cu, RADOX (de protección ultravioleta).

El cableado entre las string boxes e inversores será realizado bajo bandejas metálicas 50x50 mm.

Estos cables serán para instalaciones solares fotovoltaicas, con una sección de **6 mm²**, flexibles, para evitar el efecto de cizalladura. Serán flexibles, de alta seguridad (AS): no propagadores del incendio, con baja emisión de humos, libre de halógenos.

Sus características principales serán:

- Tipo: ZZ-F, libre de halógenos
- Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
- Aislamiento: XPLE libre de halógenos, 1KVdc
- Cubierta: Goma ignifuga, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases
- Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

15.2 CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA

Las líneas de corriente alterna salen del inversor y concluyen en el poste donde se realiza el punto de conexión.

- Desde inversores a tablero FV: Tipo: RVK FOC, 1 KVdc Cu, RADOX (de protección ultravioleta).

Será realizado en aéreo por bandeja metálica escasos metros, con una sección de **4x6 mm²**, flexibles, para evitar el efecto de cizalladura. Serán flexibles, de alta seguridad (AS): no propagadores del incendio, con baja emisión de humos, libre de halógenos.

Sus características principales serán:

- Tipo: RVK FOC, libre de halógenos
- Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
- Aislamiento: XPLE libre de halógenos, 1KVdc
- Cubierta: Goma ignifuga, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases
- Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

Realizado por: JMPA
 Revisado por: TS
 Aprobado por: CP
 Fecha: 03.08.16



Ref. -
 Documento: MEMORIA
 Página: 48/66

- Desde Tablero FV a tablero de inyección: Tipo: RVK FOC, 1 KVdc Cu, RADOX (de protección ultravioleta).

Será realizado subterráneo bajo conduit flexible hasta pie del tablero FV, y posteriormente subiendo a tablero en conduit flexible metálico.

Se traza con sección de **4x53,5 mm²**, flexibles, para evitar el efecto de cizalladura. Serán flexibles, de alta seguridad (AS): no propagadores del incendio, con baja emisión de humos, libre de halógenos.

Sus características principales serán:

- Tipo: RVK FOC, libre de halógenos
- Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)
- Aislamiento: XPLE libre de halógenos, 1kVdc
- Cubierta: Goma ignifuga, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases
- Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	49/66

16. PROTECCIONES

16.1 SEPARACIÓN GALVÁNICA

Los inversores seleccionados para su montaje de 27,6 kW, **incorporarán separación galvánica por dispositivo electrónico**, entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica (mediante un transformador de aislamiento galvánico incorporado en el mismo inversor).

16.2 DESCONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN

Cada inversor dispone además de las siguientes protecciones:

- Protección contra el funcionamiento en isla.
- Protección de máxima y mínima tensión.
- Protección de máxima y mínima frecuencia.
- Una vez establecida la normalidad en la red se producirá el rearme automático de la instalación en 60 segundos.

16.3 PUESTA A TIERRA

Los principales objetivos de un sistema de puesta a tierra en una instalación eléctrica, en general, son: salvaguardar a las personas que se encuentren en dicha instalación, o en sus proximidades, para que no sufran una descarga eléctrica peligrosa, garantizar la integridad de los equipos allí existentes y asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica. Para lograr esto, la resistencia equivalente del sistema de puesta a tierra debe ser lo suficientemente baja para que las corrientes de cortocircuito se disipen rápidamente en el terreno, así como las “tensiones de paso y de contacto” que una persona pueda recibir, sean inferiores a los límites máximos establecidos por las normativas de seguridad vigentes, tanto nacional como internacionalmente.

Las estructuras metálicas, inversores, string boxes, cajas de paso y tableros eléctricos están conectados a una red de tierras conectada (equipotencial) a su vez a la PT del edificio, situada en poste cercano al de conexión. La sección del conductor de cobre desnudo es 6 AWG suficiente para la resistividad del terreno medida, y fácilmente maleable en todos los tramos (radios menores de curvatura).

Los inversores se aterrizan electrónicamente mediante pica o barra copperwelt de ½ pulgada y 1,5 m de longitud.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	50/66

La malla de tierras general de la planta se dimensiona con la máxima corriente de defecto.

La red principal de tierra estará realizada con cable de cobre recocido, sin cubierta exterior y enterrado directamente. La sección mínima será de 5,3 mm² (6 AWG) para la techumbre (370 m) y de 13 mm² aguas abajo del tablero FV (30 m).

Se fija la máxima resistencia a tierra, a partir de las condiciones de la NCh 4/2003 punto 10.2. Esta se define por:

$$R_{PT} = \frac{V_s}{k * I_D}$$

Dado que:

- $V_s = 400$ (Tensión trifásica en BT)
- $k = 3,5$ (fusibles rápidos)
- $I_D = 119$ A (máxima corriente, ubicada entre tableros de inyección y poste contiguo punto conexión)

$$R_{PT} = \frac{400}{3,5 * 119} = 0,95 \, \Omega$$

Nuestra malla de tierras se calcula por la Ecuación de Laurent. Previamente se midió la resistividad del terreno en 9,4 Ωm

$$R = \frac{\rho_e}{4\sqrt{S/\pi}} + \frac{\rho_e}{L} \quad [\Omega]$$

$$R_{PT} = \frac{9,4}{4 * \sqrt{\frac{2210}{\pi}}} + \frac{9,4}{400} = 0,1 \, \Omega < 0,95 \, \Omega$$

16.4 EFECTO DE PUNTO CALIENTE EN MÓDULOS

Ante el sombreado de un panel, especialmente si el módulo estaría funcionando en el 2º cuadrante de su curva característica, es decir estaría consumiendo, lo que se traduce en una **disipación de calor**.

Todos los módulos tienen **diodos de bypass** para que, ante un sombreado de una célula (casual debido a excrementos de aves o similar), actúen e impidan las corrientes **inversas que les hacen consumir** y provocan la aparición de puntos calientes.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	51/66

16.5 PROTECCIÓN CIRCUITOS DC Y AC

16.5.1 STRING BOXES

- Protección de sobretensiones clase II en los lados de corriente continua (exigido por la RGR n°2/2014 en el punto 13.13) y alterna.
- Protección mediante fusibles de 12A en sus entradas, donde se conectan los 6 strings por Caja conexiones.
- Interruptor automático de sobrecorriente 30 A 1000V

16.5.2 TABLERO FOTOVOLTAICO

Se contempla un tablero fotovoltaico que será el punto desde el cual se realizará la conexión hacia el poste contiguo que supone el punto de enganche con la Red de Distribución.

Este tablero contará con las siguientes protecciones:

- 3 interruptores termomagnéticos tetrapolares
- 3 interruptores diferenciales

Los interruptores termomagnéticos tetrapolares (como es requerido en el punto 13.14 de la RGR n°2/2014), contemplados en el tablero eléctrico fotovoltaico (tablero donde se conectan los 3 inversores), presentan una corriente de 50 A cada uno, con un poder de corte de 30 kA, (superior a la mínima solicitada por la empresa distribuidora) y tendrá una curva de operación tipo C.

Aguas arriba del punto de conexión del proyecto fotovoltaico, se cuenta con un interruptor existente de las mismas características que el interruptor proyectado, por lo tanto no existen problemas de selectividad, al operar igual o más rápido inclusive que la protección ubicada aguas arriba.

Los interruptores diferenciales por su parte serán Tipo A y tendrán una corriente nominal de 63 A y una protección diferencial con intensidad de 300 mA como es requerido en el punto 13.16 de la RGR n°2/2014, con un poder de corte de 36 kA

16.5.3 TABLERO DE INYECCIÓN

Aguas arriba hacia aguas abajo las protecciones que se incorporarán son:

- Seccionador de corte en carga con capacidad de 150 A, poder de corte 25 kA Curva C.
- Contactor DCM-150 (150 A)

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	52/66

El seccionador de corte en carga tendrá la capacidad de cortar la planta fotovoltaica desde el tablero de techumbre, sin la necesidad de subir a la misma y dirigirse al tablero fotovoltaico o a los inversores, lo cual puede ser útil especialmente para temas de mantenimiento.

El contactor se utilizará como medida de control de la planta fotovoltaica, en el caso particular que el grupo electrógeno conectado a la red interna del hospital comience a funcionar. La idea es que cuando opere el grupo electrógeno, un contactor existente por medio de contactos auxiliares, envíe una señal al contactor proyectado para que este abra el circuito y desconecte la planta fotovoltaica y viceversa.

Considerando que los inversores necesitan aproximadamente un minuto para sincronizarse con la red, encender y comenzar a inyectar su energía, cualquier cambio repetitivo en lapsos muy cortos de tiempo no tendría impacto en la planta fotovoltaica.

17. CANALIZACIONES

17.1 AÉREAS EN BANDEJAS

Se ejecutarán con bandejas metálicas galvanizadas con tapa y aislación. En cualquier caso, cumplirá con las recomendaciones del fabricante referente a soportes y capacidad de carga. Sólo se utilizarán cables, conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares, con una tensión nominal de 0,6/1 kV.

Para el montaje de la bandeja se utilizará todo el material normalizado, curvas, uniones, reducciones, tes, etc. Todos los accesorios tendrán la misma capacidad de carga que la de los tramos rectos.

Las bandejas serán fabricadas a partir de chapa de acero laminado en frío, con un espesor mínimo de 1,5 mm, el acabado será galvanizado en caliente por inmersión después de fabricadas.

Todos los accesorios, tuercas, tornillos, arandelas, uniones, etc. llevarán un tratamiento galvanizado similar a las bandejas, como el de todos los elementos metálicos de la planta ubicados en el exterior

En el dimensionado de la bandeja se tendrán en cuenta el número y sección de cables que soportan. En todos los casos el porcentaje de ocupación será menor del 35% cumpliendo con la tabla 8.16 de la NCh 4/2003, ya que en todos los casos coexistirán más de 3 cables.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	53/66

17.2 AÉREAS EN CONDUIT FLEXIBLE METÁLICO

17.2.1 RETORNOS FORMACIÓN DE STRINGS

En el dimensionado del conduit se tendrá en cuenta el número y sección de cables que soportan. En todos los casos el porcentaje de ocupación será menor del 35% cumpliendo con la tabla 8.16 de la NCh 4/2003, por ir del lado de la seguridad, independientemente de si coexisten 1, 2, 3 o más conductores.

17.2.2 EMPALME DESDE ZANJAS HASTA TABLERO DE INYECCIÓN

En el dimensionado del conduit se tendrá en cuenta el número y sección de cables que soportan. En todos los casos el porcentaje de ocupación será menor del 35% cumpliendo con la tabla 8.16 de la NCh 4/2003, por ir del lado de la seguridad, independientemente de si coexisten 1, 2, 3 o más conductores.

17.3 SUBTERRÁNEAS BAJO CONDUIT FLEXIBLE

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el piso las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto. Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

Siempre que se realice cualquier tipo de zanja se realizarán arquetas in situ o prefabricadas para facilitar la tirada de cable por los tubos en todos los codos o cambios de dirección.

Los tubos para canalización eléctrica en este tipo de zanjas serán de PVC flexible conduit de doble pared con guía de poliéster.

En este tipo de aplicación se sellarán las entradas de los tubos con espuma "epoxi" o yeso quedando los tubos por la parte superior para evitar la entrada de agua y roedores.

Realizado por:	JMPA
Revisado por:	TS
Aprobado por:	CP
Fecha:	03.08.16



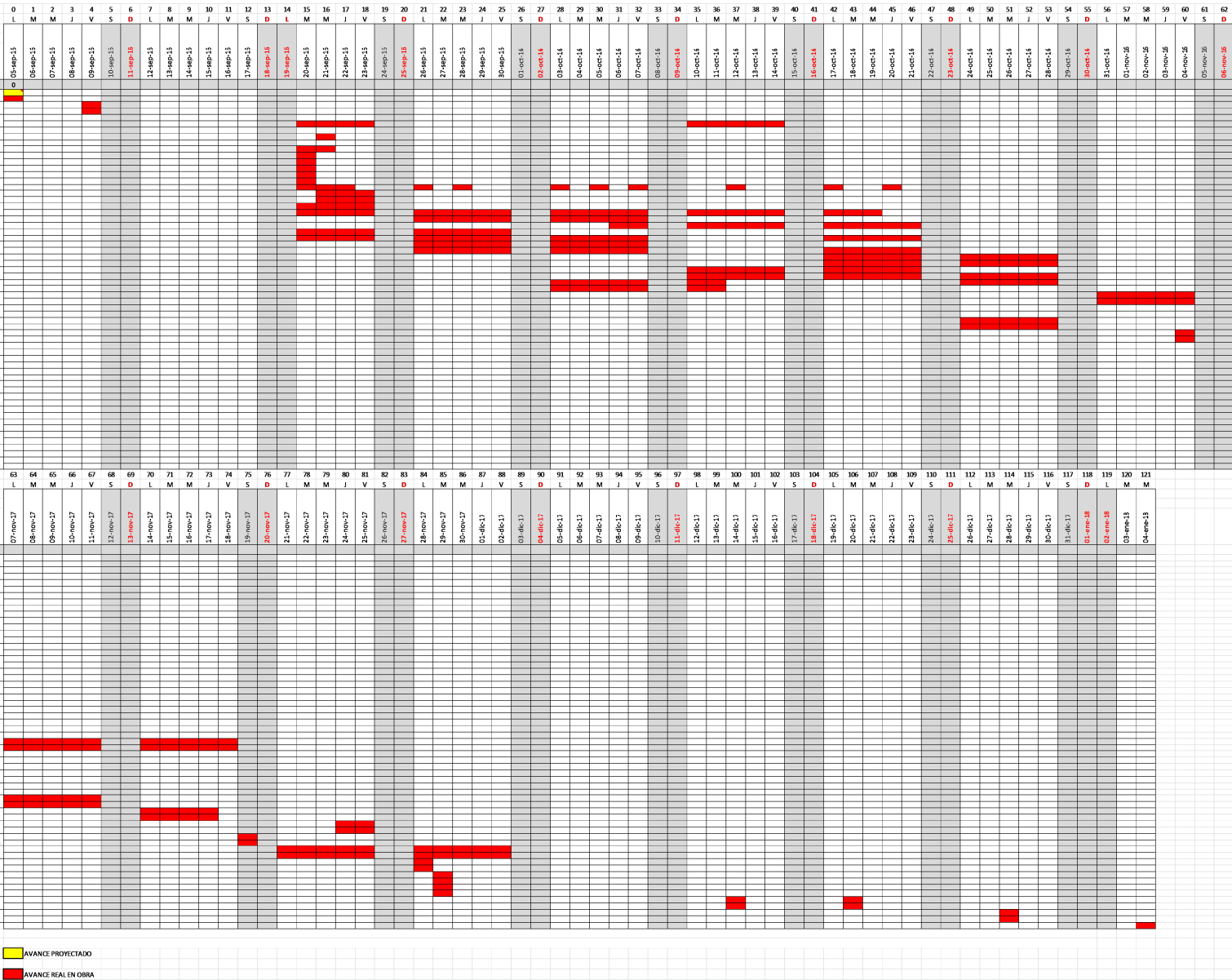
Ref.	-
Documento:	MEMORIA
Página:	54/66

Tanto la salida como la entrada de cable a la zanja desde la estructura se harán mediante un pasatubos flexible de PVC grapado al terreno. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Los cables se alojarán en zanjas de al menos 0,45 metros de profundidad y de 0,5 metros de anchura (según el punto 8.2.15 NCh Elec 4/2003).

El lecho de zanja deberá ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos y piedras. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,1 metros, que cubrirá el electrodo de tierra. Sobre este lecho se depositará el cable desnudo de tierras y sobre él los cables eléctricos. Seguidamente se colocará una capa de arena, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, de un espesor mínimo de 0,30 m por encima de los tubos envolviéndolos completamente. A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación, con tierras de préstamo de arena, todo-uno o zahorras, apisonada por medios manuales. Sobre esta capa de tierra y a una distancia mínima del suelo de 0,15 metros y 0,30 metros de la parte superior del cable, se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos. Por último se rellenará la zanja con tierra compactada de la excavación o zahorra todo-uno hasta nivelación con el terreno.

CARTA GANTT



SIMULACIONES PVSYST

PROCEDIMIENTO DE MONTAJE PANELES

PROCEDIMIENTO DE SEGURIDAD PLANTA

PLANOS

BILL OF MATERIALS

Cant. Item	Detalle
334	Paneles Fotovoltaicos Risen 270 Wp
3	Inversores ABB TRIO 27,6 KW
1	Set de estructuras de aluminio de montaje que considera ángulo 25º
334	Soportes telescópicos vertical para montaje posterior panel
334	Soportes fijos delantero con pivote
228	Rieles de Aluminio montaje paneles L= 3120 mm
3	Tableros Conexión DC que incluye cada uno
36	Fusibles DC 1000 VDC 12 A
36	Portafusibles 1000 VDC
3	seccionadores DC 50 A 1000 VDC
1	Tablero fotovoltaico TDFV
3	Automático Tetrapolar 4 x50A
3	Diferenciales 4 x 50A 300mA
3	Termomagnéticos 4x50A 36 kA Curva C
1	barra repartidora 200 A
1	barra repartidora 300 A
3	luces piloto roja
1	Bornera de tierra
1	Tablero Fotovoltaico General (inyección)
1	Seccionador carga Trifásico 150 A
12	luces piloto roja
6	Bornera de tierra
340	Mts de Pasillos técnicos ancho util 450 mm
1	Escala gatera acceso a techumbre L= 5900 mm
10	Escala metálica pasamuro
82	Mts de línea de vida perimetral
1	Sala eléctrica metálica para montaje inversores y TDFV
86	pares Macho-hembra de conectores MC4
2300	mts Cable solar 6 mm2
312	mts bandeja eléctrica galvanizada 50x50
75	mts bandeja eléctrica galvanizada 100x50
30	mts de cable 6 mm2 de conexión inversor a TDFV
120	mts de cable 53,5 mm2 de conexión TDFV a Tablero General
408	Cable de tierra 6 AWG
82	mts de cable telecom

MEMORIA ESTRUCTURAL PANELES CUBIERTA

MEMORIA ESTRUCTURAL

CUERDA VIDA