



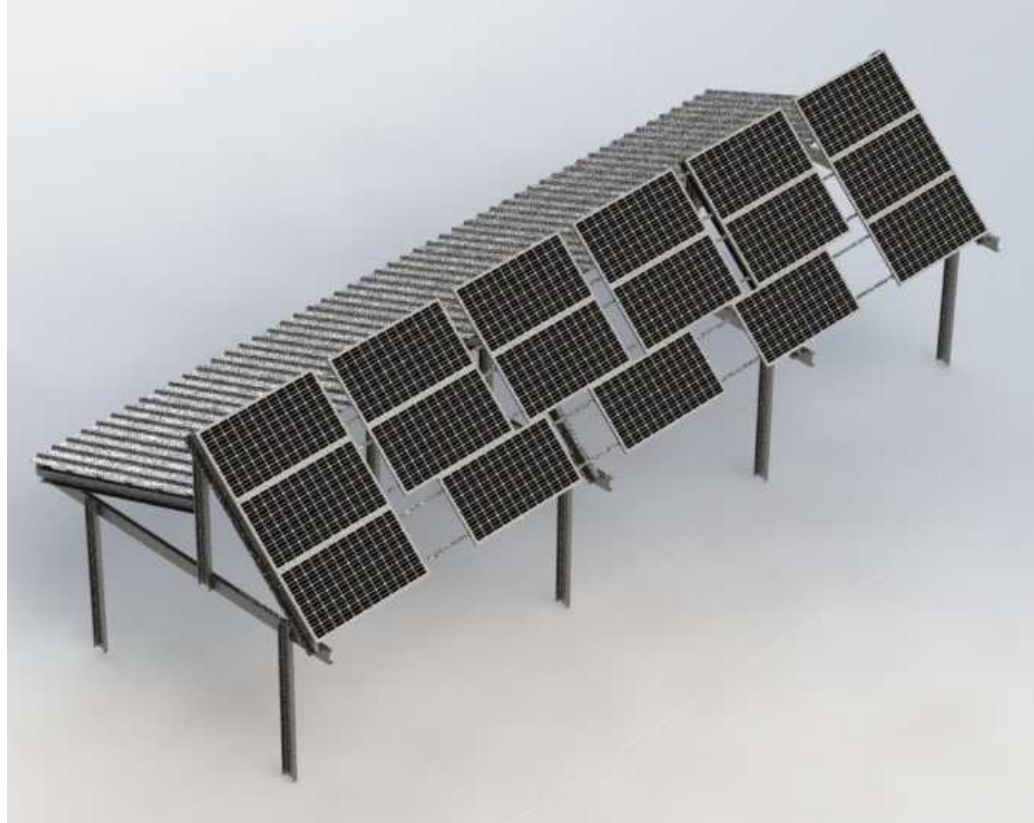
Universidad
Tecnológica
Nacional

Facultad Regional Paraná

INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

2018

PROYECTO ELECTRIFICACIÓN SOLAR COMPLEJO HOTELERO



Autores:

Del Rio, Alejandro Gastón

Quinodoz, Juan José



Agradecimientos

A la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Paraná por formarnos y brindarnos la posibilidad de desarrollar en un contexto muy ameno nuestros estudios.

La participación y ayuda de nuestro tutor Ing. Hollman Horacio y la colaboración del Ing. Jerichau Alejandro.

A la empresa constructora “ABITARE OBRAS Y PROYECTOS” por abrirnos sus puertas y permitir el desarrollo del proyecto.

A nuestros compañeros con quienes hemos compartido y nos han apoyado en el transcurso de estos años.

Muy especialmente y de manera infinita a nuestras familias, que han sido nuestros grandes pilares acompañándonos y brindando su incondicional apoyo.



INDICE

1. Introducción	7
2. Ubicación	8
3. Objetivo	9
4. Normativa Actual	10
5. Antecedentes	12
6. Radiación Solar en Argentina	18
7. Efecto fotovoltaico	22
8. Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica	23
8.1 Ventajas.....	23
8.2 Desventajas.....	24
9. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas	25
9.1 Instalaciones aisladas.....	25
9.2 Instalaciones conectadas a la red.....	26
9.2.1 Plantas solares fotovoltaicas	27
9.2.2 Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red	27
10. Elementos de una instalación fotovoltaica	30
10.1 Tipos de células.....	30
10.2 Tipos de paneles solares fotovoltaicos	31
10.2.1 Paneles monocristalinos.....	31
10.2.2 Paneles policristalinos	36
10.2.3 Paneles amorfos.....	37
10.3 Inclinación y orientación de los paneles solares.....	38
10.3 Soportes	40
10.3.1 Soportes fijos.....	41
10.3.2 Soportes Móviles	42
10.4 Inversor.....	43
10.4.1 Tipos de inversores	45
10.5 Dispositivos de protección	46
10.6 Regulador de carga	48
10.7 Baterías	50
10.8 Cables	54
10.9 Disposición de cables DC.....	54
11. Estudio de la demanda	55
12. Potencia instalada	57



13. Radiación recibida.	58
14. Orientación e Inclinación de los paneles.	60
15. Energía Generada.	62
16. Cálculo y Dimensionado.	63
16.1 Paneles Solares.....	63
16.1.1 Número total de paneles solares.....	65
16.1.2 Número máximo de paneles solares en serie.	66
16.1.3 Número mínimo de paneles solares en serie.	68
16.1.4 Número de paneles solares en paralelo.	70
16.2 Inversor.....	73
16.2.1 Número de inversores necesarios.....	74
16.3 Baterías.	76
16.3.1 Cantidad energía consumida.....	76
16.3.2 Selección de días de autonomía.	77
16.3.3 Profundidad de la descarga de batería.....	77
16.3.4 Consideración de la temperatura media de la batería.	78
16.3.5 Selección de baterías del mercado.	79
16.4 Configuración final de la instalación.	80
16.5 Cálculo de conductores.	82
16.6 Diseño de la estructura.....	93
17. Protecciones	94
17.1 Protección contra corriente de sobrecarga	94
17.2 Protección contra las corrientes de cortocircuito	95
18. Selección de las protecciones	97
18.1 Fusibles	97
18.2 Descargadores por sobretensión.....	100
18.3 Seccionador entre paneles e inversor	101
18.4 Protecciones DC del inversor	102
18.5 Protecciones lado AC del inversor.....	103
18.5.1 Termomagnética para cable subterráneo.....	103
18.5.2 Termomagnética para las cabañas.	104
18.6 Puesta a Tierra	105
19. Catálogos	106
19.1 Paneles solares	106
19.2 Inversor.....	107



19.3 Baterías	109
19.4 Cables de CC	111
19.5 Cables de banco de baterías	113
19.6 Cables de CA.....	114
19.7 Fusibles CC	117
Especificaciones técnicas.....	117
19.8 Porta fusibles CC.....	118
Especificaciones técnicas.....	118
19.9 Descargador de sobretensión CC.....	119
19.10 Seccionador CC entre paneles e inversor	121
19.11 Termomagnética cable subterráneo (Inv – Tablero cabañas).	123
19.12 Termomagnéticas Cabañas.....	125
19.13 Bandeja porta cables	127
20. Análisis económico	128
20.1 Cómputo de materiales y presupuesto	129
20.2 Ahorro de la energía eléctrica.....	133
20.3 Flujos de fondos	134
20.4 Determinación de la rentabilidad	135
20.4.1 Valor Actual Neto (VAN).....	135
20.4.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	137
21. Cronograma de ejecución del proyecto.....	139
22. Bibliografía	141
ANEXOS PLANOS.....	142



Índice de Figuras

Figura 1: Ubicación Hotel “4 de Abril” captada de Google Earth.....	8
Figura 2: Ubicación Hotel “4 de Abril” captada de Google Earth.....	8
Figura 3: Resultados de ronda del Programa Renovar a febrero de 2018...	12
Figura 4: Metas establecidas para generación de energía renovable en Argentina (ley N°27191).....	14
Figura 5: Ángulos óptimos de inclinación del planos inclinado para todo el año, y la energía colectada.	19
Figura 6: Distribución del promedio anual acumulado de la radiación global sobre planos inclinados un ángulo optimo (Righini y Grossi Gallegos, 2011.) La unidad de la escala es MWh/m ²	20
Figura 7: Esquema de principio de una instalación solar fotovoltaica aislada (Hectevi energías).....	25
Figura 8: Esquema de principio de una instalación solar fotovoltaica conectada a red (Hectevi energías)	26
Figura 9: Comparación entre la generación fotovoltaica y la demanda de consumo de una vivienda (Hectevi energías)	28
Figura 10: Corte transversal de una célula fotovoltaica.	31
Figura 11: Circuito equivalente de una célula solar.	32
Figura 12: Curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica.	33
Figura 13: Curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica según la temperatura ambiente.....	34
Figura 14: curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica según radiación solar.....	35
Figura 15: Panel Monocristalino.....	35
Figura 16: Panel policristalino	36
Figura 17: Panel amorfo	37
Figura 18: Trayectoria que describe el sol	38
Figura 19: Estructura fija para panel solar.	41
Figura 20: Seguidor solar de un solo eje.	42
Figura 21: Seguidor solar de dos ejes.	43
Figura 22: Techo del Sum.....	43
Figura 23: Inversor hibrido en caso de conexión a la red.	45
Figura 24: Disposición del regulador de carga.....	48
Figura 25: Curvas de descarga de una batería acido-plomo.	51
Figura 26: Curva del consumo diario medio anual de una vivienda.....	56
Figura 27: https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=18	58
Figura 28: Angulo de Inclinación.....	60
Figura 29: Angulo Azimut.....	60
Figura 30: Panel de configuración recomendado HGI-10K-48	70
Figura 31: Tabla de consumo	76



Figura 32: Detalle Baterías	79
Figura 33: Datos salida del inversor a baterías.....	89
Figura 34: Factor de corrección para cables subterráneos.....	92
Figura 35: I_2 = intensidad de corriente de fusión de los fusibles gG	98



1. Introducción

La energía es la capacidad que tiene la materia de producir trabajo en forma de movimiento, luz, calor, etc. En las civilizaciones actuales la demanda energética es cada vez mayor y su obtención masiva a partir de combustibles fósiles ha incrementado considerablemente la contaminación atmosférica.

Debido a la preocupación por el agotamiento de estos combustibles fósiles y por la contaminación que producen, unido a la ambición de cada país de aumentar su independencia energética, aparecieron las energías renovables.

Una de las energías renovables más prósperas es la energía solar, que es aquella que aprovecha la radiación procedente del sol para transformarla en energía.

En base al sostenible y prometedor futuro que tiene la energía solar fotovoltaica, se ha realizado este proyecto, cuyo objetivo principal es, cumpliendo con la normativa y legislación vigentes, seguir todos los pasos necesarios para la construcción y puesta en marcha de una instalación solar fotovoltaica para el autoabastecimiento de un complejo de cabañas.

2. Ubicación.

El complejo de cabañas de encuentra ubicado en la ciudad de Tanti, provincia de Córdoba; dirección: Santiago del Estero N°141. A continuación se detallan imágenes satelitales del complejo con sus respectivas coordenadas de ubicación.

Coordenadas: 31°21'18.86" S 64°35'11.53" O



Figura 1: Ubicación Hotel “4 de Abril” captada de Google Earth

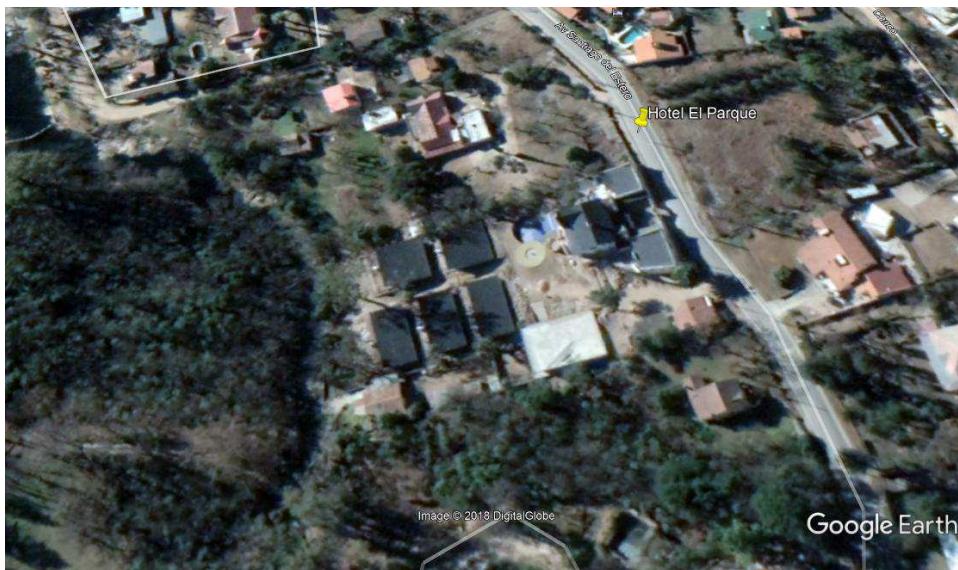


Figura 2: Ubicación Hotel “4 de Abril” captada de Google Earth



3. Objetivo.

Este proyecto tiene como objetivo principal el diseño y la implantación de una instalación solar fotovoltaica para el autoabastecimiento de un grupo de cabañas, para satisfacer gran parte de la demanda energética de las mismas.

Se optimizará el dimensionado de los parámetros eléctricos de la instalación, teniendo en cuenta los factores ambientales y la curva de demanda diaria, para producir la cantidad de energía necesaria de la forma más eficiente y minimizando el impacto ambiental.

También se pretende adaptar los conocimientos adquiridos durante el cursado de la carrera de Ingeniería Electromecánica y aplicarlos en un proyecto real, en un edificio real, teniendo en cuenta que todos los cálculos a realizar tienen como objetivo producir el mayor ahorro económico.

Con este proyecto se justificará la utilización de la energía solar fotovoltaica, como alternativa a las formas de energía más habituales, reduciendo el impacto ambiental y obteniendo el máximo beneficio económico.



4. Normativa Actual

Actualmente el gobierno de la Nación promulga la nueva Ley 27191 (modificatoria de la Ley 26190) “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” (sancionada el 23 de Septiembre de 2015). Esta nueva ley fomenta el uso de energía alternativa, brindando beneficios a todos aquellos que decidan implementar las nuevas tecnologías. La puesta en marcha de dicho plan se establece en dos etapas: la primera etapa a 2017, y el segundo período es 2018 - 2025.

A continuación, se presenta un breve resumen de la ley, con los puntos más importantes a saber de la misma.

Primer Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. (Período 2015-2017).

- Define como Fuentes Renovables de Energía a aquellas fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.
- Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.



- Los beneficios promocionales son:
 - ✓ Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.
 - ✓ Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.

Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. (Período 2018-2025).

- El objetivo de la segunda etapa es lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de Diciembre de 2025. Los beneficios promocionales son los mismos que los establecidos para la primera etapa.

Se crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables con los objetivos de:

- a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos.
- b) Realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos, siempre y cuando permitan financiar proyectos con los destinos previstos en la presente ley.
- c) Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue.
- d) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).



5. Antecedentes.

La ley N° 27191 del 2015, que buscó fomentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, estableció de manera específica la meta de alcanzar un 8% de generación de energías limpias para fines del año 2018, y de un 20% para fines del 2025 (ver esquema N° 1).

Hasta 2015, Argentina contaba con una matriz energética primaria compuesta en un 85% por hidrocarburos, de la cual el gas natural representaba el 50%, mientras que las energías renovables tenían una participación mínima en el total nacional, con menos del 5%. Con la mira en atraer capitales que invirtieran en el desarrollo del sector y permitieran alcanzar las nuevas metas previstas, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) lanzó en mayo de 2016 un llamado a licitaciones públicas en el marco del Programa Renovar para adicionar 1000 MW de energía limpia a la matriz energética nacional. A fin de ofrecer un adecuado nivel de transparencia y fomento en lo referente a financiamiento, las garantías y la previsibilidad de pago a los proyectos adjudicados, se obtuvieron avales del Banco Mundial y se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Ronda	Fecha	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)	Precio promedio (USD/MWh)
1	05/2016	29	1.142	61,33
1.5	11/2016	30	1.281,5	53.98
2*	12/2017	88	2.043	51,48
Totales		147	4.466,5	54,72**

*La Ronda 2 incluye el RenovAr 2.0 y 2.5.

**Precio promedio de todas las rondas del Plan RenovAr (1, 1.5, 2 y 2.5).

Fuente: Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación.

Figura 3: Resultados de ronda del Programa Renovar a febrero de 2018.



Las 123 ofertas recibidas incorporaron valores de adjudicación que rondaron un 40% menos de los fijados como límite máximo, haciendo que los precios involucrados fueran los más bajos en la historia. Para la generación de energía de tipo eólica, que representó el 60% del total de las propuestas, el precio promedio por MWh se ubicó en menos de US\$ 70, mientras que para la solar (un 30% del total de presentaciones) el monto rondó los US\$ 76.

Inmediatamente después de la publicación de los proyectos adjudicados para esta licitación, el MINEM convocó a una nueva ronda, el RenovAr 1.5, para captar aquellos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos que quedaron fuera de las adjudicaciones del RenovAr 1. El objetivo era incorporar a la matriz energética nacional 600 MW de energía limpia, adicionales a los 1000 MW de la ronda anterior. El RenovAr 1.5 buscaba regionalizar diversos proyectos, dotando al programa de un carácter más federal que su versión anterior. Para esta ronda, el MINEM recibió 47 ofertas por un total de 2486 MW de los cuales se seleccionaron 30 proyectos que representarían un incremento de la capacidad nacional mayor a los 1280 MW, es decir más del doble del monto inicial licitado por el Gobierno. De las propuestas adjudicadas, 10 correspondían a proyectos eólicos por más de 760 MW y 20 a desarrollos solares, por alrededor de 516 MW. El precio promedio se ubicó en torno a los US\$ 54 por MWh, mejorando incluso las ofertas económicas del RenovAr 1. Como puede observarse en la Tabla N°1, entre los 59 proyectos adjudicados en ambas rondas (29 de la Ronda 1, por 1142 MW, y 30 de la Ronda 1.5, por 1281 MW), Argentina adquirió en total casi 2500 MW de capacidad en energías renovables durante 2016.



A partir de los buenos resultados obtenidos en las dos rondas licitatorias publicadas el año anterior, durante 2017 se lanzó el RenovAr 2.0. En noviembre de ese año se conocieron las ofertas económicas para esta ronda, a través de la cual se preveía aportar 1200 MW de energías limpias adicionales a la matriz energética nacional. El objetivo era distribuir la adjudicación por zonas: 200 MW para Comahue, Patagonia y Buenos Aires, con un tope de 450 MW, y 100 MW para el resto del país en lo referente a energía eólica. En tanto, en lo que respecta a energía solar, 200 MW para la región del NOA y Cuyo (con un monto máximo de 350 MW) y 100 MW para el resto del territorio nacional.



Figura 4: Metas establecidas para generación de energía renovable en Argentina (ley N°27191)

Como venía sucediendo en las rondas anteriores, las ofertas superaron las expectativas del MINEM. Se recibieron 228 proyectos por 9321 MW, de los cuales se calificaron 192 y adjudicaron 66, que aportarán aproximadamente 1400 MW. El precio mínimo de esta ronda fue de alrededor de US\$ 37 por MWh para la tecnología eólica en la provincia de Buenos Aires, y de US\$ 40 por MWh para la solar en la provincia de La Rioja. Según destacaron desde el MINEM, se trata de valores comparables a los mejores resultados en el mercado internacional.

Por último, hacia finales de diciembre de 2017, el MINEM publicó los resultados de la última ronda del Programa RenovAr, la llamada 2.5. En el



marco de la misma, se adjudicaron 22 proyectos que acumulan 634 MW de potencia proyectada: cuatro propuestas de energía eólica a poco más de US\$/MWh 40, cinco de energía solar y 13 proyectos relacionados a biomasa y biogás (que incorporan un incentivo del 50% por escala previsto en el pliego de la ronda 2) a un precio que, en promedio, superó los US\$/MWh 136(7). De esta manera, según la Subsecretaría de Energías Renovables(8), el Programa RenovAr adjudicó, en su totalidad, 147 proyectos en 21 provincias por 4.466,5 MW(9) a un precio medio de US\$/MWh 54,72.

En cuanto a montos de inversión, hasta 2016 el monto acumulado de inversiones en energías renovables llegó a los US\$ 2185 millones. Fue ese año cuando, al iniciar las rondas del programa RenovAr (sucesor del GENREN), esta cifra volvió a mostrar un crecimiento notable que, entre ese año y el anterior, significó un 20% (alrededor de US\$ 360 millones), lo cual determinó que el acumulado de inversiones pasara de US\$ 1820 millones a US\$ 2185 millones. Al momento de realizar este trabajo, KPMG no se disponía de la cifra para 2017, no obstante los proyectos adjudicados por el programa RenovAr y los más de 4000 MW que deben incorporarse al sistema hacen pensar que el nivel de inversión de ese año debió mantenerse o incluso superar la cifra de 2016, con una tendencia que se muestra creciente para 2018 y años venideros.

Si bien aún no se cumplió con el objetivo establecido en 2015 para finales de ese año (la meta de alcanzar el 8% de generación de energía renovable, proyectada originalmente para el 31/12/2017, se pospuso para el 31/12/2018), las experiencias de las rondas RenovAr arrojaron resultados que pueden considerarse alentadores, allanando el camino para inversiones futuras y



posicionando a la Argentina como uno de los destinos preferidos para los capitales foráneos de la industria. Asimismo, tanto la creación del FODER como el aval del Banco Mundial y los beneficios fiscales e impositivos previstos en la ley N° 27.191 aportaron seguridad financiera y económica para los participantes de las licitaciones, haciendo que Argentina se consolide como uno de los países más destacados a nivel global en la promoción de la generación de energía proveniente de fuentes limpias.

Sin embargo, es necesario profundizar este proceso y tomar lo realizado hasta este año como punto de partida de la estrategia futura en la materia. Si bien la mayor parte de los proyectos derivados del primer RenovAr ya están en marcha, es menester resolver, por ejemplo, la situación de las adjudicaciones resultantes de la Ronda 1.5, cuyo estado varía entre los inicios de la ejecución y el delineamiento de la estrategia de financiamiento.

Con el ojo puesto en cumplir los delineamientos de la ley N° 27.191, es preciso continuar con el desarrollo de este tipo de políticas si Argentina se propone alcanzar una proporción del 20% de la matriz eléctrica nacional con generación renovable para el 2025. Esto implicaría la incorporación de 10.000 MW provenientes de este tipo de energías en 10 años, obligando a los grandes consumidores (aproximadamente 8.000 usuarios cuya demanda es mayor a 300 KW) a diversificar su matriz energética y adecuarse a lo estipulado por la ley.

A su vez, proyectos legislativos asociados a esta temática, como la reciente aprobación por parte del Senado del “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”(10), aportan impulso a la industria e involucran al conjunto de la



sociedad en la transición hacia un uso de la energía más responsable y limpio. La nueva ley, que permite a cualquier usuario –una vivienda, un comercio, una fábrica- inyectar energía a la red nacional, convirtiéndose a su vez en productor de la energía que consume y ahorrando costos en materia de traslado, almacenamiento e infraestructura, estipula además que a partir de su reglamentación todo proyecto de construcción de un edificio público deberá incorporar el uso de algún sistema de generación de energía distribuida proveniente de fuentes renovables.

Desde el MINEM, informaron que, previendo una inversión de capitales privados de US\$ 4000 millones en el sector durante el plazo contemplado por la ley, se estima que podría obtenerse un ahorro de alrededor de US\$ 300 millones anuales en la importación de combustibles, al tiempo que la emisión de dióxido de carbono podría reducirse en el equivalente a 2 millones de toneladas al año, aproximadamente la contaminación producida por 900.000 autos.

En conclusión, resulta imperativo que Argentina se mantenga en el camino iniciado en 2015 con la aprobación de la ley N° 27191 y profundice sus esfuerzos para cumplir con los objetivos propuestos, aprovechando el más que favorable contexto internacional para este tipo de inversiones y capitalizando la disposición geográfica del territorio nacional, cuya extensión permite planificar proyectos que abarquen diversos tipos de energías renovables: solar, eólica, hidráulica o, incluso, generada por biomasa.



6. Radiación Solar en Argentina.

El aprovechamiento energético de la radiación solar está creciendo de forma sostenida en todo el mundo. Para dimensionar correctamente esos sistemas, evaluar sus costos y posibilidades de funcionamiento es necesario contar con información que muestre la distribución espacial y temporal del recurso solar. La elección de un ángulo de colección del plano inclinado juega un papel destacado en la captación de la energía solar disponible. Habitualmente se sugiere inclinar el plano respecto a la horizontal un ángulo igual a diez grados más que la latitud del sitio de instalación. No obstante, si se poseen datos de radiación solar con suficiente peso estadístico, puede seleccionarse el ángulo de inclinación del plano de colección que maximice la energía recibida anualmente.

En la siguiente imagen se pueden observar la energía colectada por los paneles en cada lugar en particular.



ESTACION	Longitud	Latitud	Energía anual (MWh/m ²)	ángulo óptimo anual (°)	ESTACION	Longitud	Latitud	Energía anual (MWh/m ²)	ángulo óptimo anual (°)
Abra Pampa	-65,85	-22,72	2,32	-23,14	Trelew	-65,27	-43,24	1,77	-35,06
Colonia S. Rosa	-58,12	-28,27	1,52	-23,81	Ushuaia	-68,32	-54,72	1,24	-42,14
Sombrito	-59,47	-28,65	1,87	-24,53	Ceres	-61,95	-29,88	1,85	-24,79
Cerro Azul	-55,43	-27,62	1,66	-22,68	La Banda	-64,25	-27,70	1,62	-20,84
Cerrillos	-65,47	-24,91	1,72	-22,56	Reconquista	-59,70	-29,17	1,81	-24,17
San Carlos	-69,04	-25,88	1,97	-24,03	Villa Reynolds	-65,38	-33,77	1,87	-27,61
R. de la Frontera	-64,98	-25,75	1,50	-19,72	C.del Uruguay	-58,33	-32,43	1,82	-26,25
R. Sáenz Peña Peña	-60,40	-26,85	1,78	-21,21	Guauguaychú	-58,62	-32,96	1,67	-25,30
Famailá	-65,41	-27,07	1,59	-21,38	Mazaruca	-59,40	-33,59	1,76	-25,86
El Colorado	-59,37	-26,32	1,56	-20,11	Salto Grande	-57,92	-31,22	1,81	-24,77
Mercedes	-58,02	-29,17	1,91	-24,24	M. Caseros	-57,65	-30,38	1,85	-24,19
La Rioja	-66,82	-29,42	1,67	-26,24	Formosa	-58,23	-26,25	1,79	-21,13
Rafacla	-61,55	-31,22	1,83	-25,36	Las Lomitas	-60,58	-24,70	1,81	-19,51
Córdoba	-64,22	-31,49	1,76	-26,67	Colonia Benitez	-58,93	-27,42	1,80	-21,32
San Juan	-68,42	-31,56	2,23	-26,86	Las Breñas	-61,12	-27,06	1,81	-20,79
Paraná	-60,48	-31,58	1,83	-26,64	Embalse Río III	-64,38	-32,21	1,74	-26,77
Marcos Juárez	-62,15	-32,65	1,75	-26,06	Pilar	-63,88	-31,68	1,88	-26,14
Oliveros	-60,85	-32,19	1,51	-24,56	Laboulaye	-63,37	-34,13	1,82	-28,02
Río IV	-64,23	-33,08	1,81	-27,65	Camaronos	-65,7	-44,79	1,59	-34,73
V. Mercedes	-65,48	-33,72	1,77	-27,55	Faro Blanco	-65,73	-47,20	1,68	-38,61
San Miguel	-58,73	-34,55	1,68	-26,98	Pto. Deseado	-65,92	-47,73	1,38	-38,04
Rama Caída	-68,38	-34,67	1,93	-28,97	P. de Indios	-68,88	-43,86	1,81	-35,24
Anguil	-64,00	-36,52	1,78	-28,81	C. Rivadavia	-67,50	-45,85	1,67	-37,33
Balcarce	-58,30	-37,75	1,69	-29,28	G. Gregores	-70,17	-48,71	1,57	-39,47
Alto Valle	-67,57	-39,02	1,81	-30,34	Río Gallegos	-69,28	-51,60	1,28	-42,53
Bariloche	-71,17	-41,20	1,88	-32,54	L.Argentino	-72,30	-50,33	1,63	-40,72

Figura 5: Ángulos óptimos de inclinación del planos inclinado para todo el año, y la energía colectada.

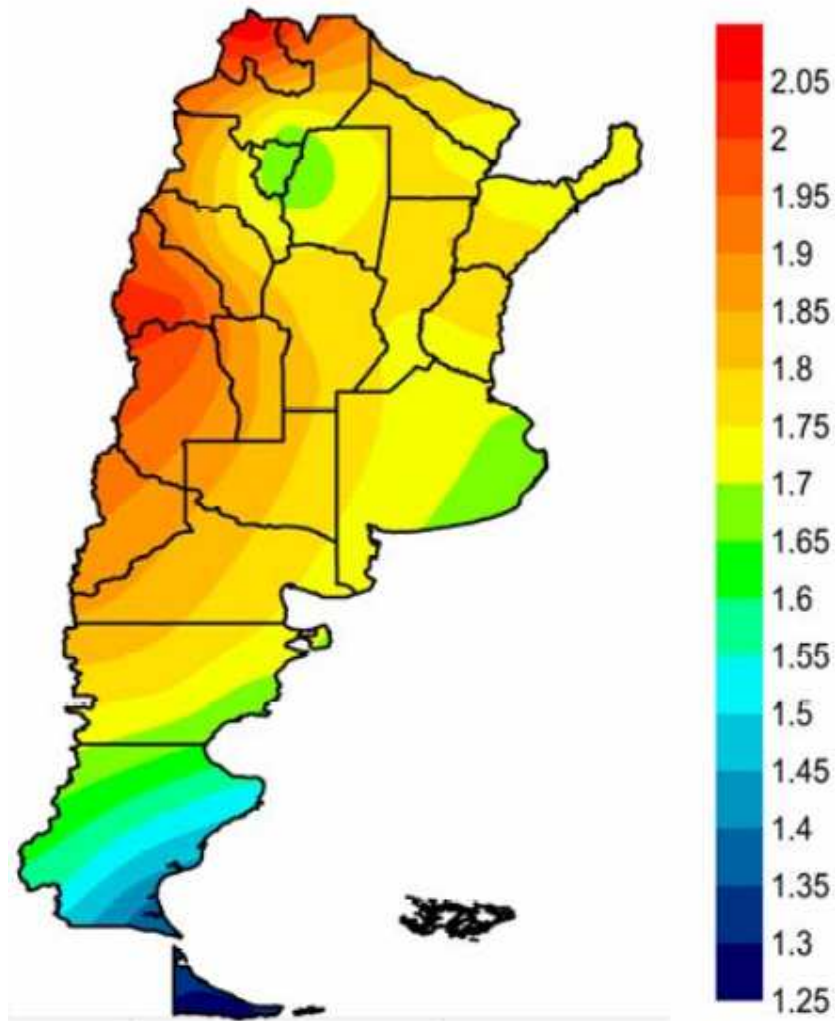


Figura 6: Distribución del promedio anual acumulado de la radiación global sobre planos inclinados un ángulo óptimo (Righini y Grossi Gallegos, 2011.) La unidad de la escala es MWh/m^2 .

En general puede apreciarse que la zona más favorable para el aprovechamiento energético de la radiación solar es la zona noroeste del país, hecho que coincide con las cartas presentadas por Grossi Gallegos. En esa zona, que se extiende desde Mendoza hasta Jujuy, los valores de radiación son muy altos. El resto del país tiene valores apreciables de irradiación anual en casi toda su extensión, salvo sitios puntuales como la provincia de Tucumán, parte de Buenos Aires, el sur de Santa Cruz y Tierra del Fuego.



Si bien la carta mostrada ha sido confeccionada valiéndose de datos históricos, modelos más recientes de estimación de la radiación solar, basados en el procesamiento de imágenes satelitales y de datos de medición en tierra, muestran una distribución espacial comparable a la encontrada (los datos pueden consultarse en <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>). Se destaca también en ellos la zona Noroeste del país como particularmente apta para el aprovechamiento energético de la radiación solar.



7. Efecto fotovoltaico.

Este efecto es producido cuando los electrones que forman los átomos del material semiconductor del que se componen los paneles, reaccionan con los fotones que contiene la energía solar, produciéndose su desvinculación del átomo y formando una corriente eléctrica.

No toda la energía proveniente del sol es válida para que se produzca esta reacción, ya que como se ha visto, la radiación solar que llega a la Tierra tiene un rango amplio de longitudes de onda, siendo entre 0,15 a 0,8 μm el intervalo donde se encuentra la gran parte de la energía solar.

Cada semiconductor tiene su particular rango de longitudes de onda a partir del cual se produce la corriente eléctrica. En el caso del silicio, que es el semiconductor más utilizado en la actualidad, se produce el efecto fotovoltaico en longitudes de onda de 0,3 a 0,5 μm .

Una célula solar está compuesta por dos capas de semiconductores de silicio. Una de ellas, llamada P, tiene menos electrones de valencia de silicio, y la otra, llamada N, más electrones que átomos de silicio.

La corriente eléctrica se genera al impactar los fotones, cuya longitud de onda este en el rango, sobre ambas capas, generando cargas positivas y negativas respectivamente, creando una diferencia de potencial entre ambas capas, y, por tanto, un campo eléctrico.



8. Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.

8.1 Ventajas.

Las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica son:

- La energía obtenida proviene del sol, que es una fuente inagotable y gratuita, que no genera ningún contaminante ni residuo.
- Tiene una gran facilidad para instalarse en cualquier clase de estructura o edificio gracias a la simplicidad de diseño y ejecución, haciendo posible su instalación en áreas rurales o aisladas.
- Los paneles solares tienen una vida útil estimada de 25 años, que constituyen la principal inversión. Además, el resto de componentes tienen una vida útil similar a la de los paneles.
- Requiere de muy poco mantenimiento, ya que, por lo general, la instalación no tiene partes móviles que puedan ocasionar fallos técnicos. Esto también implica que puede trabajar en condiciones climáticas extremas (frío, lluvia, nieve, etc.) por lo que tiene un alto grado de fiabilidad.



8.2 Desventajas.

Las principales desventajas de la energía solar fotovoltaica son:

- No produce beneficios inmediatos, dado que es necesaria una gran inversión inicial y al tener una eficiencia cercana al 15% produce poca electricidad. Por ello, tienen que pasar entre 5 y 10 años para que la inversión inicial empiece a ser amortizada.
- Al no estar todavía muy desarrollado el campo de los acumuladores o baterías, la producción de energía depende exclusivamente de las horas solares, que a su vez está ligado a las condiciones climatológicas y a la variación estacional. Esto provoca que la generación de energía no pueda adaptarse a los picos de demanda de consumo.
- El impacto visual que pueda producir en la fachada o tejados de los edificios donde se instalen los paneles, afectando de forma notable a su estética.

9. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.

Teniendo como objetivo común la producción de energía eléctrica a partir de la conversión de la energía solar, existen dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas, en función del uso final que se le vaya a dar a la electricidad producida y del emplazamiento de la instalación:

9.1 Instalaciones aisladas.

Las instalaciones aisladas son aquellas ubicadas en lugares remotos, donde no existe la posibilidad de conectarse a la red, o en caso de existir, supone un alto precio que no es económicamente viable. Toda la electricidad producida en estas instalaciones será destinada al autoconsumo y sus aplicaciones son, por lo general, domésticas, agrícolas, ganaderas o sistemas electrónicos de bajo consumo. El esquema de la instalación es el siguiente:

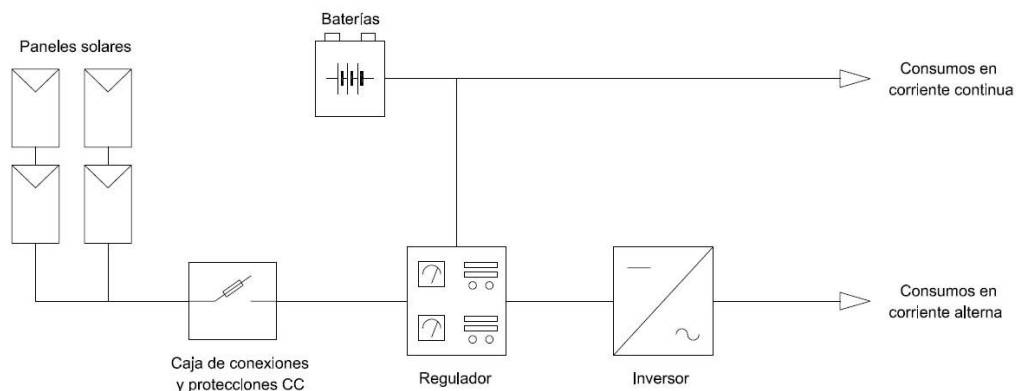


Figura 7: Esquema de principio de una instalación solar fotovoltaica aislada (Hectevi energías)

Para estas instalaciones es inevitable el uso de reguladores de carga y de baterías, para acumular el excedente de energía no consumida en el momento de la generación, y que pueda ser consumida en las horas que no hay producción fotovoltaica.

9.2 Instalaciones conectadas a la red.

El requisito fundamental para que existan instalaciones de este tipo es poder conectarse a una red de distribución cercana. El regulador de carga y la batería son opcionales, y solamente serían imprescindibles en el caso de que se quiera tener un servicio auxiliar para prevenir posibles fallos de conexión con la red. El esquema es el siguiente:

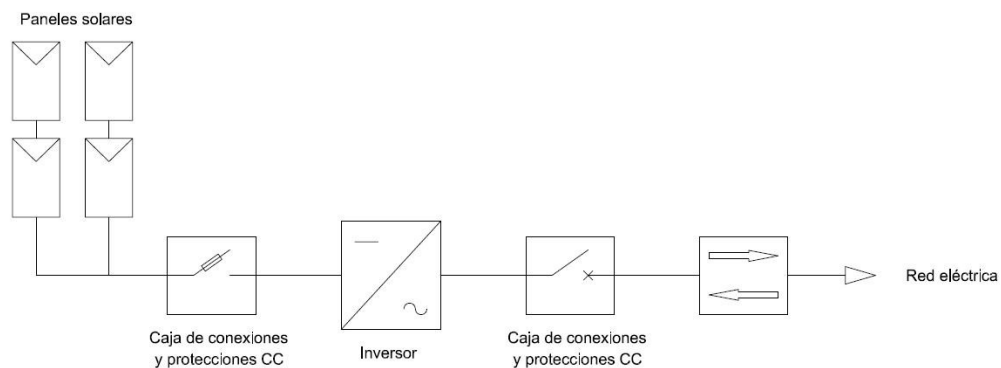


Figura 8: Esquema de principio de una instalación solar fotovoltaica conectada a red (Hectevi energías)



Existen dos tipos de instalaciones conectadas a red, según el uso que hacen con la electricidad que producen:

9.2.1 Plantas solares fotovoltaicas.

La totalidad de la electricidad producida se vende a la compañía eléctrica, sin necesidad de satisfacer ninguna demanda, por lo que el objetivo es generar la mayor cantidad de energía posible para maximizar beneficios.

9.2.2 Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red.

Esta instalación está diseñada para cubrir el consumo de un centro concreto (una vivienda, un comercio, una industria, etc.) durante las horas de producción solar.

En el caso de que, de forma puntual, la generación eléctrica sea superior a la demanda, el excedente podrá ser devuelto a la red, ya que no se dispone de baterías para acumularlo.

Utilizan el sistema conocido como balance neto (“net metering”), que consiste en que el excedente energético inyectado en la red pueda ser consumido posteriormente por la instalación (devuelto por la red) en las horas de demanda que se encuentren fuera de las horas de generación fotovoltaica. De este modo, se utiliza la red eléctrica como un sistema de almacenamiento alternativo a las baterías, en el que habría que pagar a la compañía eléctrica un precio que sería la diferencia entre la energía inyectada y la extraída.

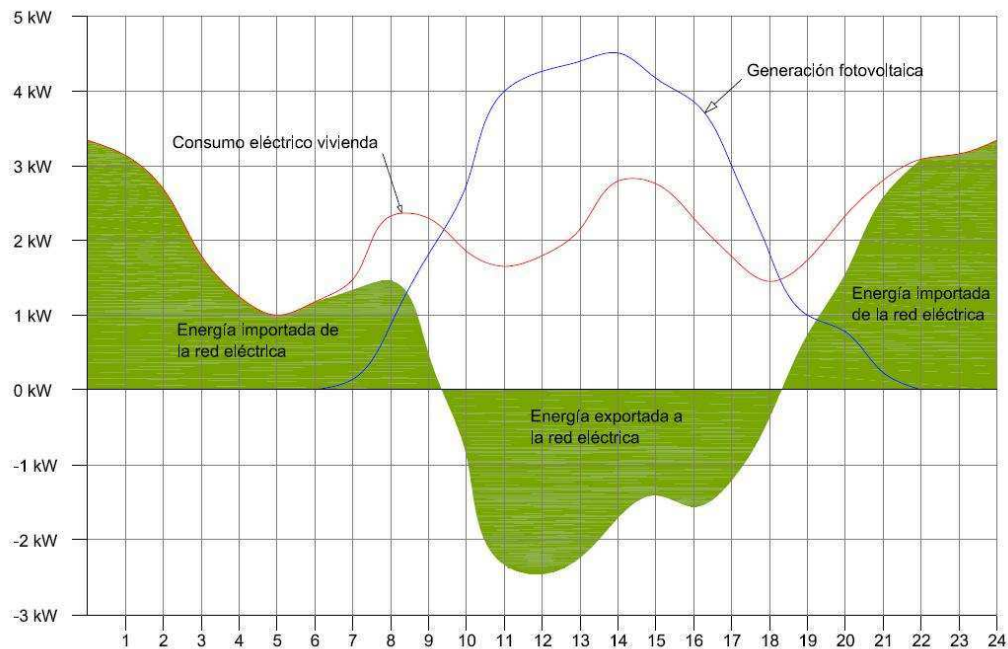


Figura 9: Comparación entre la generación fotovoltaica y la demanda de consumo de una vivienda (Hectevi energías)

Como se puede ver en el gráfico, la línea roja significa la demanda energética de la vivienda durante las 24 horas de un día y la línea azul representa la generación fotovoltaica durante ese periodo de tiempo. El área verde es la diferencia entre la energía generada y la consumida. En el caso de que este área este por debajo del eje de abscisas, implica que la diferencia será negativa y se estará inyectando energía a la red y en caso contrario, la diferencia será positiva por lo que se estará consumiendo energía de la red.

A la hora de hacer una instalación de este tipo, sería conveniente analizar la curva de la demanda energética a lo largo de un día medio de la vivienda donde se quiera trabajar.



Una vez hecho esto, habría que tomar la decisión de cuanta energía producir, sabiendo que se pueden dar las siguientes situaciones puntuales:

- La energía generada es superior a la consumida, por lo que se genera un excedente que es devuelto a la red.
- La energía generada es inferior a la consumida, por lo que la instalación abastece una parte del consumo, mientras que el resto es necesario obtenerlo de la red.
- La energía generada es igual a la consumida, por tanto, ni se devuelve ni se obtiene energía de la red.



10. Elementos de una instalación fotovoltaica.

En toda instalación fotovoltaica se pueden distinguir los siguientes componentes, todos ellos necesarios para convertir la energía solar en electricidad y para adecuar su conexión a la red.

10.1 Tipos de células.

Una célula fotovoltaica es un dispositivo capaz de convertir la luz en electricidad, para ello ésta se basa en el fenómeno físico llamado efecto fotovoltaico mencionado anteriormente.

La tensión generada puede variar entre 0.3 V y 0.7 V dependiendo del material utilizado y su disposición, así como la temperatura de la célula y del envejecimiento de ésta.

Normalmente se utilizan las formadas por una unión p-n, construidas a base de silicio monocristalino. Una célula fotovoltaica se fabrica a partir de dos capas de silicio, una con dopado P (dopada en el boro) y la otra dopada N (dopada al fósforo) que crea así una unión PN. Cuando los fotones son absorbidos por el semiconductor, transmiten sus energías a los átomos de la unión PN de tal modo que los electrones de estos átomos se liberan y crean electrones (cargas N) y hoyos (cargas P). Esto crea entonces una diferencia de potencial entre ambas capas.

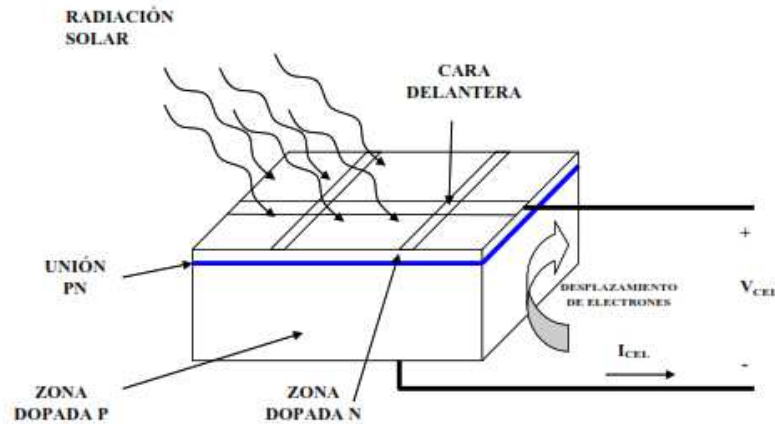


Figura 10: Corte transversal de una célula fotovoltaica.

10.2 Tipos de paneles solares fotovoltaicos.

Actualmente la mayoría de las células solares utilizan como semiconductor el silicio y, en función de la estructura cristalina que contenga la célula, se clasifican en 3 tipos de paneles: monocristalinos, policristalinos y amorfos.

10.2.1 Paneles monocristalinos.

Son los que tienen mayor rendimiento, en torno al 13% y 17%, y ocupan menos superficie, pero su elaboración es la más compleja, puesto que se necesita de más tiempo y de un mayor consumo de energía para su fabricación. Por ello, tiene el precio más elevado de los 3.

Son las más usadas en la actualidad. Esto puede deberse en gran parte a la importante industria que se ha montado alrededor del silicio, ya que es la base de todos los semiconductores, como transistores, circuitos integrados y otros componentes activos electrónicos. Por otro lado no se puede olvidar que

el silicio es el segundo material más abundante en la Tierra, después del oxígeno.

El porqué de que las células fotovoltaicas sean tan caras es por dos factores importantes. El silicio no se encuentra en estado puro y existen ciertos elementos difíciles de eliminar. Por otra parte, se ha de fundir y hacerse crecer para formar el monocristal, en esta etapa se invierte mucho tiempo y mucha energía. Otro aspecto importante es que, por el momento su uso está un poco limitado, no pudiéndose fabricar en grandes cantidades.

Una célula solar de silicio monocristalino que no es otra cosa que un diodo de unión p-n que se hace especialmente sensible a la iluminación, generando la corriente eléctrica. En la figura siguiente se puede apreciar el generador de corriente fotogenerada, el diodo, un efecto capacitivo (expresado por un condensador) y dos resistencias de los propios materiales de fabricación.

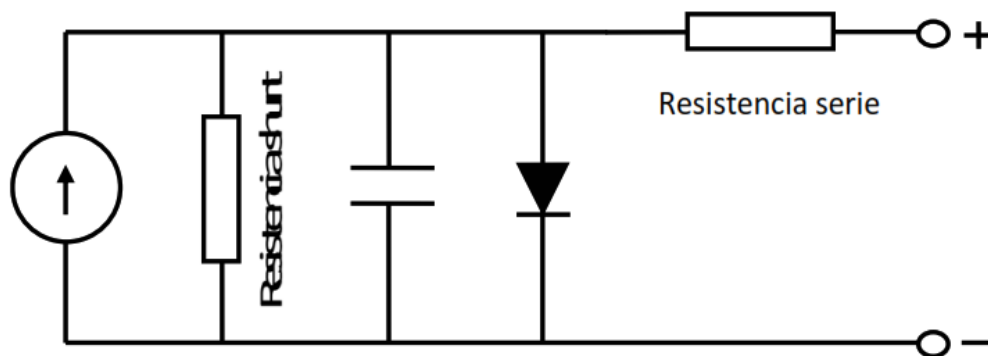


Figura 11: Circuito equivalente de una célula solar.

Una célula solar como la representada en la figura anterior, tiene una curva característica que define el comportamiento y unos parámetros que se pueden apreciar en la figura 12. Estos son:

- Intensidad de cortocircuito: "ICC" es aquella que se produce a tensión cero, esta puede ser medida directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula solar y varía en función de la superficie y de la radiación luminosa a la que es expuesta.
- Tensión de circuito abierto: "Vca" es aquella que se puede medir cuando no hay carga conectada y representa la tensión máxima que puede dar una célula y su valor oscila alrededor de los 0,5 V y depende de la temperatura a la que se encuentra.
- Potencia pico: "WP" es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula y es determinado por el punto de la curva I-V donde el producto de la intensidad producida y la tensión es máximo.

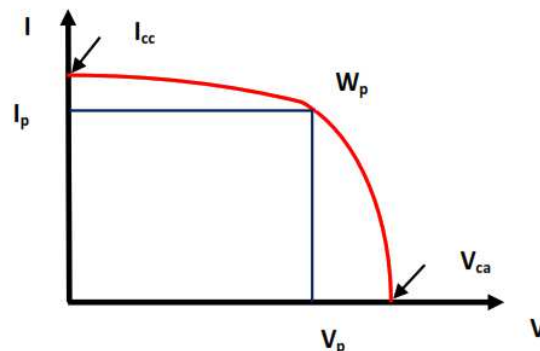


Figura 12: Curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica.

Dos conceptos fundamentales que hay que saber de una célula fotovoltaica son:

- a) La tensión de circuito abierto varía en función de la temperatura, a menor temperatura mayor tensión, pero aún determinado valor de ésta última, dicha tensión es constante como se puede observar en la figura 13.
- b) La corriente de cortocircuito ICC suministrada por una célula solar es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

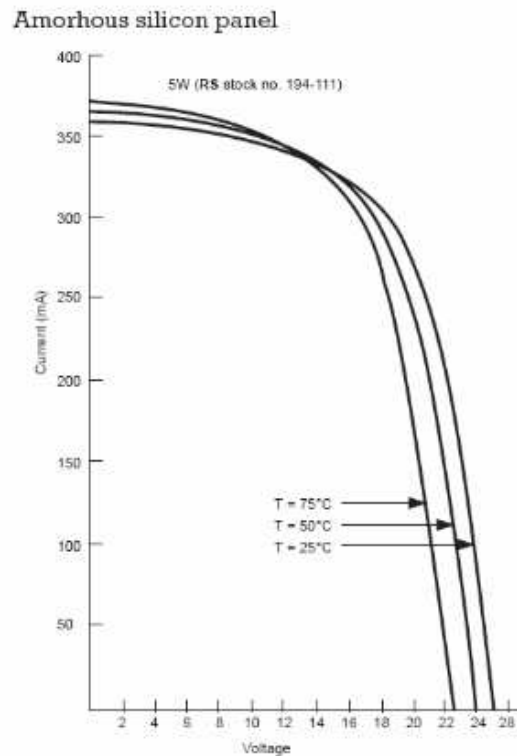


Figura 13: Curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica según la temperatura ambiente

En la figura 13 se ven las curvas I-V de un panel solar de silicio de 5 W, en ella se puede apreciar cómo afecta la temperatura, siendo menor la tensión cuanto mayor es la temperatura.



En la figura 14 también se pueden apreciar las curvas I-V de un panel solar en dependencia de la radiación solar, a menor radiación, menor corriente y viceversa.

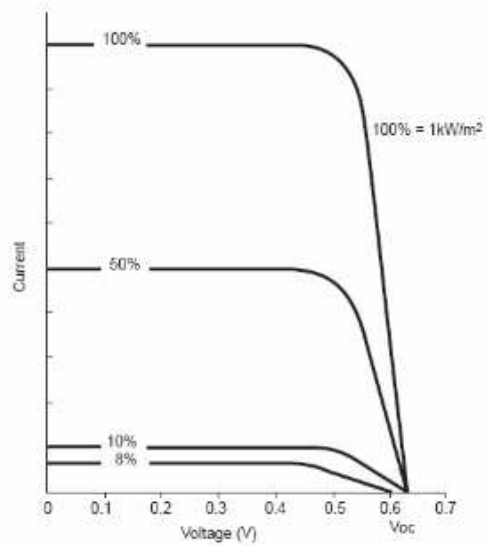


Figura 14: curva característica (I-V) de una célula solar fotovoltaica según radiación solar.



Figura 15: Panel Monocristalino



10.2.2 Paneles policristalinos

- El proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos policristalinos es más simple, lo que mejora su precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el monocristalino.
- Los paneles policristalinos suelen tener menor resistencia al calor que los monocristalinos. Esto significa que en altas temperaturas un panel policristalino funcionará peor que un monocristalino. El calor además puede afectar a su vida útil, acortándola.
- La eficiencia de un panel policristalino se sitúa típicamente entre el 13-16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos.
- Mayor necesidad de espacio. Se necesita cubrir una superficie mayor con paneles policristalinos que con monocristalinos.



Figura 16: Panel policristalino



10.2.3 Paneles amorfos.

Son los más sencillos de fabricar y consisten en una lámina delgada de silicio depositada sobre otra lámina de vidrio, de metal o de plástico. Son los más baratos, pero tienen el peor rendimiento, en torno al 6% y el 8%. En la actualidad, varias compañías están trabajando en el desarrollo de estas placas para mejorar su rendimiento.

Los paneles de capa fina tienden a degradarse más rápido que los paneles monocristalinos y policristalinos, por ello los fabricantes también ofrecen menor garantía.

A la hora de elegir el panel fotovoltaico, es muy importante conocer los parámetros básicos que tiene cada célula, para determinar así cual se ajustará más a las características de la instalación.



Figura 17: Panel amorfo



10.3 Inclinación y orientación de los paneles solares.

Al objeto de aprovechar al máximo las prestaciones de los paneles solares y obtener el máximo rendimiento posible, es de suma importancia tener en cuenta la disposición de los mismos. Es por ello que siempre se procurará que la superficie activa de los mismos absorba la mayor cantidad de luz solar posible.

Para poder establecer una inclinación y orientación óptima, se deberá estudiar la trayectoria del sol en el emplazamiento de la instalación.

Además, existen una serie de recomendaciones a tener en cuenta:

- Evitar obstáculos que puedan provocar sombra sobre el generador solar
- Se montará sobre unas estructuras que permitan formar un ángulo respecto a la horizontal.
- Dichas estructuras pueden ser de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado; tornillería de acero inoxidable y estarán calculadas y diseñadas para soportar vientos de al menos 150 km/h.

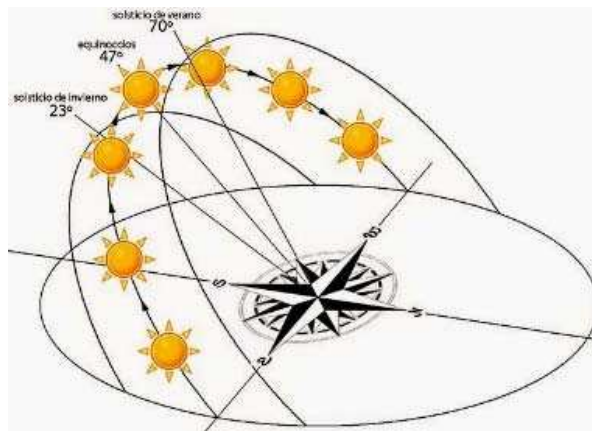


Figura 18: Trayectoria que describe el sol



Como se puede ver en la figura 18, donde se muestra la trayectoria que describe el sol a lo largo de un año, durante el verano los rayos inciden de forma más perpendicular a como lo harían en invierno.

Por este motivo y al objeto de aprovechar la radiación invernal, la inclinación de los paneles suele realizarse de forma acusada, haciendo incidir la radiación solar lo más perpendicularmente posible.

Sin embargo, se estaría desaprovechando parte de la radiación incidente durante los meses estivales. Para solucionar este problema, se presentan distintos tipos de soportes capaces de variar su inclinación, a continuación se detallan los mismos.



10.3 Soportes

Se necesitará una estructura de soportes para sujetar los paneles y conseguir la inclinación deseada. La estructura se diseñará para que pueda resistir la fuerza de empuje ejercida por el viento.

En el mercado aparecen multitud de diseños de soportes para placas que permiten el cambio de inclinación y de azimut, se denominan seguidores a un eje y a dos ejes, y diseños más básicos y no tan eficientes donde el módulo permanecería estático.

Algunas de estas estructuras ya están estandarizadas, se rigen por las características del fabricante, lo que facilita su elección. No obstante siempre las condiciones geológicas y climáticas de la instalación deben de ser tenidas en cuenta en la elección.

Puede darse el caso de que la instalación a diseñar requiera una serie de necesidades que hagan que el diseño de la estructura no siga una solución estandarizada, o las existentes deban de ser adaptadas.

De cualquier manera, atendiendo los aspectos constructivos y de diseño, estos deben de tener en cuenta la resistencia de los materiales, las transferencias de carga, las dilataciones térmicas, estanqueidad.

Como se ha mencionado anteriormente, la posición del sol no es estática a lo largo del año ni del día, por lo que en materia de estructuras solares, la versión más avanzada permitiría un movimiento continuo del panel solar, consiguiendo que en todo momento los rayos incidan normalmente a la zona activa del panel.

Aunque de esta manera se lograría el máximo rendimiento del sistema, es importante tener en cuenta que este tipo de estructuras requieren una mayor



inversión económica, un mantenimiento continuado y además, consumen energía eléctrica, de ahí que forme parte también del presente proyecto realizar un diseño conceptual de una estructura a dos ejes que mejore las actuales del mercado desde el punto de vista del mantenimiento y la inversión.

A continuación, se pretende realizar una breve clasificación de los distintos soportes, especificando sus principales características.

10.3.1 Soportes fijos.

Son los soportes más convencionales y usados en el mercado.

- Peso y ensamblaje optimizado, lo que facilita y abarata su transporte.
- Pueden colocarse sobre cualquier tipo de superficie o terreno.
- Presentan alta resistencia ante condiciones climatológica adversas, a excepción de grandes nevadas que puedan dejarlas inmersas.



Figura 19: Estructura fija para panel solar.

10.3.2 Soportes Móviles

a) Seguidor solar a un eje:

- Alta flexibilidad de anclaje para los diferentes modelos y fabricantes.
- Contribuyen a poder generar grandes potencias ya que aumenta el rendimiento del huerto solar.
- Presentan una escasa ocupación, lo que repercute de forma positiva en la rentabilidad de la inversión.
- Presentan una cimentación superficial, por lo que no requiere una obra de excavación de importancia.
- Poseen seguidores estacionales, lo que garantiza alta adaptación al clima.
- Su instalación es sencilla aunque presenten gran robustez.

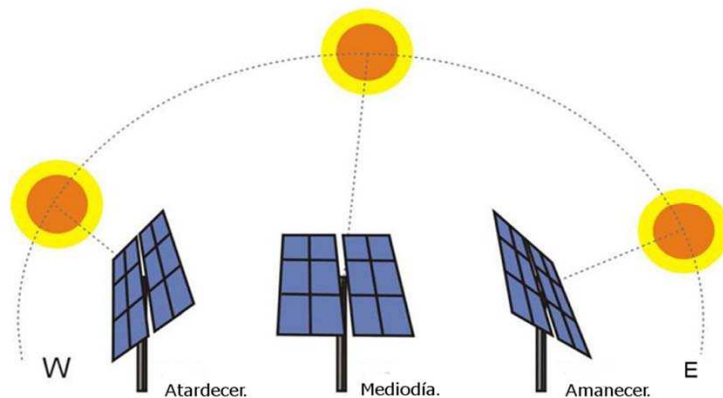


Figura 20: Seguidor solar de un solo eje.

- Alta flexibilidad de anclaje para los diferentes modelos y fabricantes.
- Gracias a la programación de sus accionamientos, que permiten el seguimiento solar, se puede incrementar la producción de energía en más de un 35% respecto a otros soportes.



- Es preciso hacer obra de excavación del terreno para realizar la cimentación.
- Presentan alta robustez ante condiciones climatológicas adversas, pudiendo soportar grandes nevadas y velocidades de viento de hasta 120 km/h, y todo ello gracias a las diferentes configuración de programación que les permite un PLC.

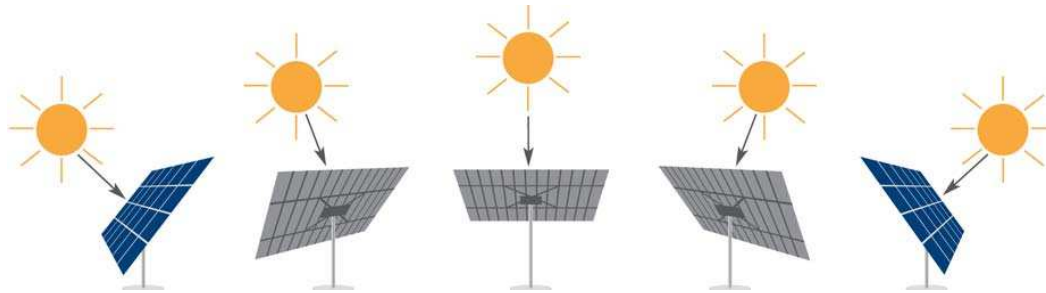


Figura 21: Seguidor solar de dos ejes.

En nuestro proyecto se opta por una instalación fija de los paneles solares, los cuales se ubicaran en el techo del SUM (salón de usos múltiples), que se observa en la figura 22.



Figura 22: Techo del Sum.



10.4 Inversor.

El inversor tiene como principal función la de transformar la corriente continua que llega de los módulos fotovoltaicos y convertirla en corriente alterna que pueda ser consumida en la vivienda. Dicha corriente tiene que tener las mismas características que la red eléctrica a la que está conectado, teniendo mismo valor eficaz (220 V) y misma frecuencia (50 Hz).

Además, cada inversor tiene una serie parámetros que deben ajustarse a las características de la instalación:

- Potencia nominal: es la potencia máxima que puede entregar el inversor a la instalación.
- Mínima y máxima tensión de entrada ($U_{dc\ min}$ y $U_{dc\ max}$): es el rango de tensiones entre las cuales debe encontrarse la tensión entre los terminales de entrada al inversor.
- Capacidad de sobrecarga: Es la capacidad que tiene el inversor para suministrar una potencia, en cierta medida, superior a la nominal, y también el período de tiempo que lo aguantaría.
- Rendimiento máximo: Es la relación entre las potencias de entrada y salida del inversor. Es muy importante tenerlo en cuenta ya que indica la potencia real que podrá ser consumida.

10.4.1 Tipos de inversores.

Podemos encontrar una gran variedad de inversores fotovoltaicos destinados a satisfacer las distintas necesidades de una instalación solar. A modo de resumen, los inversores se pueden clasificar en los siguientes tres tipos:

- *Inversores On-Grid*: estos son utilizados en instalaciones para vender la energía generada a la red eléctrica, siendo esta la única conexión del campo solar.
- *Inversores Off-Grid*: estos no se encuentran conectados a la red eléctrica, por lo que la carga que alimentan únicamente consumen la energía proveniente de la fuente renovable.
- *Inversores híbridos*: este tipo de inversores permiten combinar de la manera más eficiente tanto la energía solar como la proveniente de la red eléctrica. Estos son capaces de recibir potencia tanto de la red pública, como así también poder almacenar energía en las baterías para su posterior uso y suministro directo a las cargas. Estos tienen la capacidad de utilizar la energía almacenada primero, cuando el nivel de las baterías es bajo, el inversor extraerá de la red la energía necesaria.

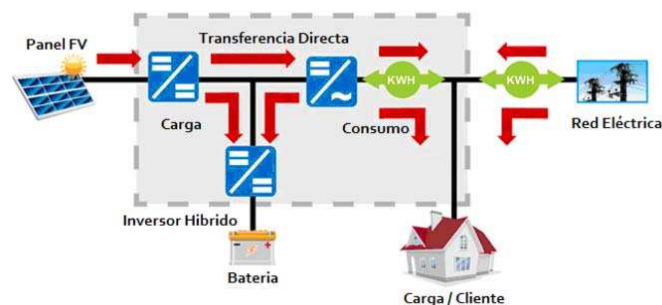


Figura 23: Inversor híbrido en caso de conexión a la red.



10.5 Dispositivos de protección.

Los dispositivos de protección eléctrica tienen como objetivo principal impedir o minimizar las consecuencias de las posibles sobrecargas, defectos de aislamiento y corrientes de cortocircuito, separando y aislando la parte dañada del circuito del resto de la instalación.

Para proteger a las personas contra los defectos de aislamiento se utilizarán fusibles o interruptores automáticos, termomagnéticas y se realizarán revisiones periódicas de la resistencia de aislamiento de la instalación. Toda instalación fotovoltaica contará con los siguientes dispositivos de protección de los equipos:

- **Seccionadores:** son dispositivos que se accionan manualmente y su función es separar de forma mecánica un circuito de la alimentación. Tiene dos posiciones (abierto y cerrado) y se accionará cuando esté en la posición abierta. Deben soportar el paso de corrientes de cortocircuito.
- **Contactores:** son dispositivos que tienen capacidad de cortar la corriente. Tienen también dos posiciones y pueden controlarse a distancia mediante la utilización de pulsadores.
- **Interruptores magnetotérmicos o automáticos:** son dispositivos que actúan cuando se producen cortocircuitos o sobrecargas de corriente. Constan de un relé electromagnético que detecta los cortocircuitos, y de un relé térmico que detecta sobrecargas y su tiempo de actuación varía en función de la intensidad de corriente.



- Interruptores diferenciales: son dispositivos cuya función es actuar cuando la corriente diferencial sobrepase ciertos valores. Tienen una gran sensibilidad y rapidez de operación.
- Fusibles: Son elementos que constan de una lámina de un metal con bajo punto de fusión, que se encargan de interrumpir el paso de la corriente al superar un valor determinado, mediante la fusión de esta lámina. Son utilizados para la protección ante cortocircuitos y suelen colocarse entre la fuente de alimentación y el circuito a alimentar.

10.6 Regulador de carga.

Un regulador de carga es un dispositivo cuya función es controlar y regular de manera ininterrumpida el flujo de corriente desde los paneles solares hacia las baterías del sistema. Su función es vital para asegurar el correcto funcionamiento y la vida útil de las baterías ya que actúan como un cargador, evitando que se sobrecarguen y limitando el nivel de tensión a la entrada de las mismas. Gracias a esto se previenen inconvenientes como la degradación de los sistemas de almacenamiento. Cabe aclarar que además intervienen en el proceso de descarga de las baterías, evitando que se produzcan descargas excesivas que acorten la vida útil de las mismas.

Dentro de una instalación tipo, este dispositivo se encuentra normalmente situado a la salida de los paneles fotovoltaicos, antes de llegar al equipo de almacenamiento.

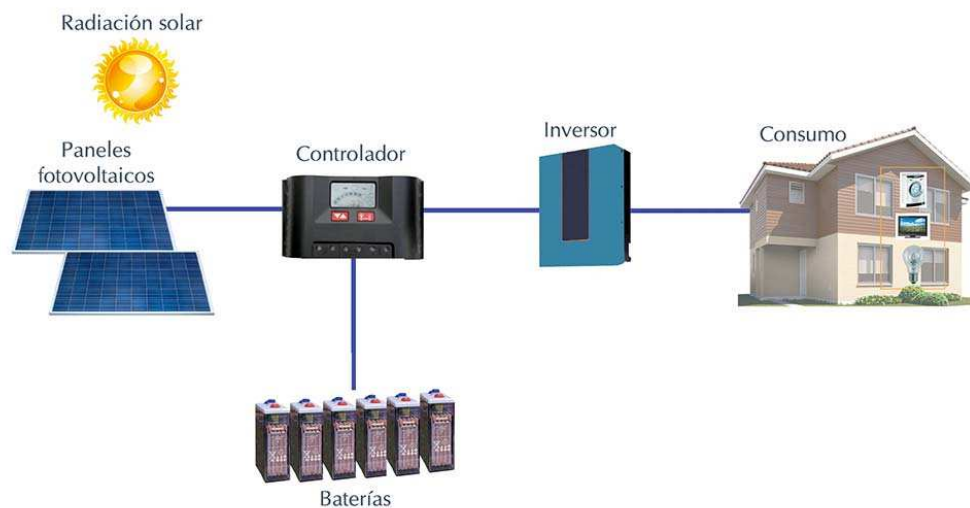


Figura 24: Disposición del regulador de carga.



En el mercado existen reguladores de carga capaces de maximizar la energía generada por el generador fotovoltaico. Para llevar esto a cabo, utilizan una tecnología de seguimiento y búsqueda del punto de máximo rendimiento del generador denominada MPP (Maximun Power Point). La utilización de este tipo de reguladores será más indicada cuando se den algunas de estas situaciones:

- Temperatura de operación de las placas menor de 45°C o superior a 75°C.
- Aparece sombreado sobre la superficie de los paneles.
- Importante reducción del coste del cableado mediante el aumento de la tensión del panel.
- Otro punto a tener en cuenta a la hora de seleccionar el regulador, es el valor de tensión umbral para el cual la batería deje de alimentar a la instalación, habiéndose llegado a su profundidad máxima de descarga permitida.
- Por último y en relación al dimensionamiento del regulador, es importante que estos estén protegidos ante la desconexión accidental de las baterías mientras el campo solar esté generando electricidad.



10.7 Baterías.

Las baterías, o también denominadas acumuladores solares, realizan la función de almacenar la energía eléctrica generada por el parque solar a fin de poder ser utilizada durante periodos de no generación eléctrica. Generalmente su uso se extiende cuando el generador solar no recibe la incidencia solar necesaria o durante los periodos nocturnos.

Además del almacenamiento, las baterías pueden desempeñar otras funciones como estabilizar el voltaje o corriente de suministro, o para inyectar picos de corriente a la hora de arrancar motores, si fuese el caso.

De manera general, las baterías se componen de dos electrodos sumergidos en una solución electrolítica. Para el caso de una instalación fotovoltaica convencional y atendiendo a las tecnologías de almacenamiento que se ofrecen en el mercado, la más solicitada es la acumulación de energía mediante las baterías de plomo-ácido. Este tipo de acumuladores son capaces de soportar de manera correcta (en la mayorías de los casos) imprevistos en la instalación solar como elevadas descargas, recargas insuficientes, temperaturas elevadas, etc. Estas baterías se componen de un conjunto de vasos electroquímicos de 2 voltios conectados entre sí tanto en serie como en paralelo, de manera que se pueda obtener fácilmente un rango de tensiones de 12, 24 o 48 V.

Existen una serie de características que todo acumulador solar presentar:

- ✓ Tensión nominal (V).
- ✓ Capacidad nominal (Ah).
- ✓ Polaridad de los terminales.
- ✓ Fabricante y número de serie.

Como se acaba de indicar, la capacidad de almacenaje de una batería se mide en amperios-hora (Ah). Esta medida indica la cantidad de carga eléctrica que transcurre por los terminales de la batería y que es capaz de ser retenida durante el proceso de carga, para ser devuelta durante la fase de descarga.

Un factor esencial que repercute en la capacidad de almacenamiento, es el tiempo que necesita el acumulador para descargarse. Y es que cuanto más rápida sea la descarga, menor será su capacidad para suministro dado que gran parte de la energía se perderá por resistencia interna. Por tanto, una descarga más lenta dotará de una mayor capacidad al sistema de acumulación.

Por esta razón, la capacidad que indique el fabricante de baterías, estará ligada a un rango estándar de horas de descarga, entre 10 y 20 horas, y a una tensión final determinada.

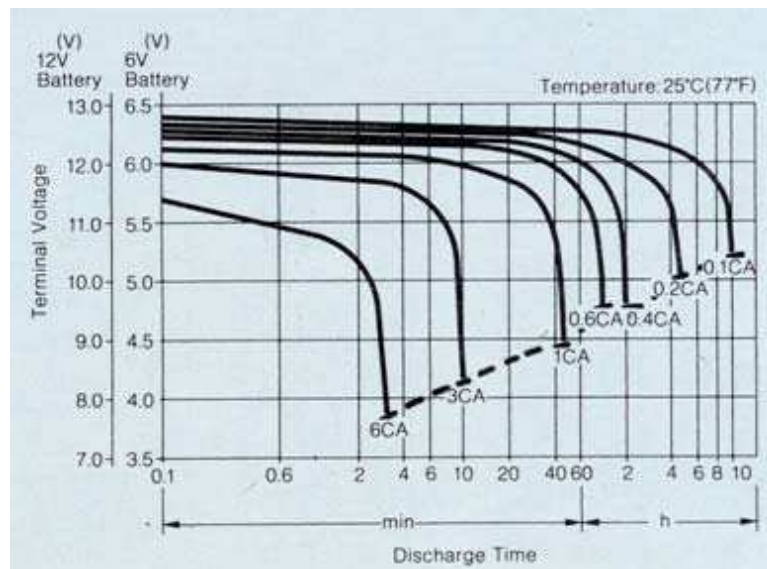


Figura 25: Curvas de descarga de una batería ácido-plomo.



A continuación se pretende desarrollar los parámetros más relevantes a tener en cuenta a la hora de dimensionar los acumuladores solares:

- ✓ *Auto descarga*: representa la pérdida de carga de una batería cuando esta se encuentra en circuito abierto. Por lo general, se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida a 20°C y durante el transcurso de un mes.
- ✓ *Régimen de carga*: es la cantidad de flujo de energía necesaria para recargar una batería. De esta depende el tiempo necesario para lograr la carga completa de la batería.
- ✓ *Factor de rendimiento de la batería*: es el cociente que relaciona los Ah empleados en la carga de la batería y los que realmente se obtienen en su descarga.
- ✓ *Profundidad de descarga máxima*: es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de que el regulador proceda a su desconexión, a fin de asegurar la durabilidad de la misma. Para un ciclo diario, las profundidades de descarga máximas suelen estar en torno al 20%. Este porcentaje representa el cociente entre la carga extraída y su capacidad nominal. Para el caso de instalaciones como la del presente proyecto, es esencial que la batería sea capaz de soportar múltiples periodos de carga y descarga, y que este último proceso se realice lo más progresivamente posible.
- ✓ *Capacidad nominal*: se corresponde con la cantidad de carga eléctrica que se puede extraer de una batería durante 20 horas, en un ambiente a 25°C y hasta que la tensión entre sus terminales sea de 1,8V/vaso.



Como se ha indicado anteriormente, esta se mide en amperios-hora.

- ✓ *Capacidad aprovechable*: es la cabida de la que dispone la batería para el almacenaje de energía. Se obtiene como el producto de la capacidad nominal y la profundidad de descarga máxima permitida.
- ✓ *Estado de carga*: se define como el cociente entre la capacidad residual de una batería y su capacidad nominal.

En las instalaciones solares fotovoltaicas, y más aún para un sistema de autoconsumo, es preciso trabajar con un sistema de baterías de alto almacenaje, al objeto de poder suministrar la demandar energética que solicite la instalación durante periodos de no producción eléctrica. Los acumuladores solares deberán pues, de trabajar bajo condiciones que involucren un alto número de cargas y descargas.

Por otro lado, se deberán de seguir varias indicaciones al objeto de diseñar la instalación que albergue el conjunto de baterías. En primera instancia, este deberá de estar bien ventilado y su acceso deberá de ser destinado a labores de mantenimiento del sistema. Además, se adoptarán las medidas necesarias para evitar cortocircuitos en los terminales de los acumuladores, utilizándose para ello elementos de protección como cubiertas aislantes.



10.8 Cables.

Los elementos anteriormente descritos serán conectados entre sí mediante un conjunto de conductores eléctricos. Sus características principales son la longitud, la conductividad, la sección o la intensidad admisible, y serán elegidos en función de los aparatos que conecten y del tipo de corriente (continua o alterna) que admitan. Más adelante se procede al cálculo y selección de los mismos.

10.9 Disposición de cables DC

Los conductores irán canalizados en el perfil U de cada estructura, y el tramo restante hasta alcanzar la caja de conexión con el inversor será por bandeja porta cable tipo escalera que se dispondrá para recolectar todas las salidas de las cajas de conexión.



Los conductores serán canalizados desde cada estructura hasta su correspondiente caja de conexión, por medio de bandejas porta cable tipo escalera utilizando los accesorios necesarios para el montaje.

Marca: Samet

Modelo: Bandeja porta cable tipo escalera

Ancho: 150 mm



11. Estudio de la demanda.

El complejo en el que se va a realizar la instalación se encuentra en la calle Santiago del Estero 141, de la ciudad de Tanti, Córdoba, Argentina. Cuenta con 10 cabañas y un hotel de 10 habitaciones. Cada cabaña tiene una potencia contratada de 2000 W. La idea es que la instalación suministre la energía a las 10 cabañas. Para ello se ha hecho una previsión de consumo diario de electricidad de cada cabaña.

Suponiendo los siguientes hechos:

- No se va a tener en cuenta la estacionalidad a lo largo del año, ya que se va a suponer que el consumo de aire acondicionado en verano es similar al consumo de calefacción en invierno y se produce, como promedio, a las mismas horas del día.
- Listado de electrodomésticos y artefactos de cada cabaña:
 - ✓ Aire acondicionado de 2200 frigorías F/C.
 - ✓ Cargador de celular.
 - ✓ Computadora.
 - ✓ Heladera con freezer.
 - ✓ Lámparas LED de 11W.
 - ✓ Televisor LED de 32”.
 - ✓ Ventilador de techo.
 - ✓ Plancha y secador de cabello.



La estimación de la demanda media diaria de una cabaña es la siguiente:



Figura 26: Curva del consumo diario medio anual de una vivienda.

En cuanto a la generación de energía también se ha hecho una estimación de las horas solares diarias medias a lo largo del año. Se ha tomado:

- ✓ Las 7 am como la hora a partir de la cual empieza la producción solar.
- ✓ Las 7 pm la hora en la que termina la producción solar.
- ✓ El pico de producción fotovoltaica se produce a la 1 pm.



12. Potencia instalada.

Por tanto, una vez conocida la curva de demanda, hay que tomar una decisión de cuanta energía producir. Se ha pretendido producir solamente la energía necesaria para abastecer el pico relativo de consumo que se produce a las 21.00 hs.

De esta forma habrá muy poca electricidad sobrante y no se estará haciendo una inversión extra en energía que no va a ser consumida.

Nuestra instalación cubrirá la demanda energética de las 10 cabañas, totalizando una potencia de 20 kW.

Para saber cuál será la potencia pico de las placas fotovoltaicas habrá que tener en cuenta el rendimiento del inversor elegido, cuyos detalles se analizarán posteriormente. La potencia pico de los paneles será la que entre al inversor:

$$P_{ent,inversor} = \frac{P_{ent,instalacion}}{rendimiento}$$

Donde:

- $P_{ent,inversor}$ = es la potencia de entrada al inversor
- $P_{ent,instalacion}$ = es la potencia de entrada de la instalacion
- $rendimiento$ = rendimiento del inversor

Del catálogo del fabricante, hallamos que el rendimiento promedio del inversor es del 90%, además, sabemos que la potencia de entrada de las cabañas es de 20 kW, por lo tanto resulta:

$$P_{ent,inversor} = \frac{20 [kW]}{0.9} = 22.22 [kW]$$



13. Radiación recibida.

Para saber cuánta energía se va a poder generar es necesario conocer la Irradiancia Global sobre la zona geográfica donde está la instalación.

Estos datos fueron obtenidos a través del Ministerio de Energía y Minería.

Mes	kWh/m2 por día
Enero	7,323
Febrero	6,637
Marzo	5,630
Abril	4,140
Mayo	3,374
Junio	2,886
Julio	3,127
Agosto	3,840
Septiembre	5,058
Octubre	6,184
Noviembre	7,022
Diciembre	7,496

Ir media	5,226
----------	-------

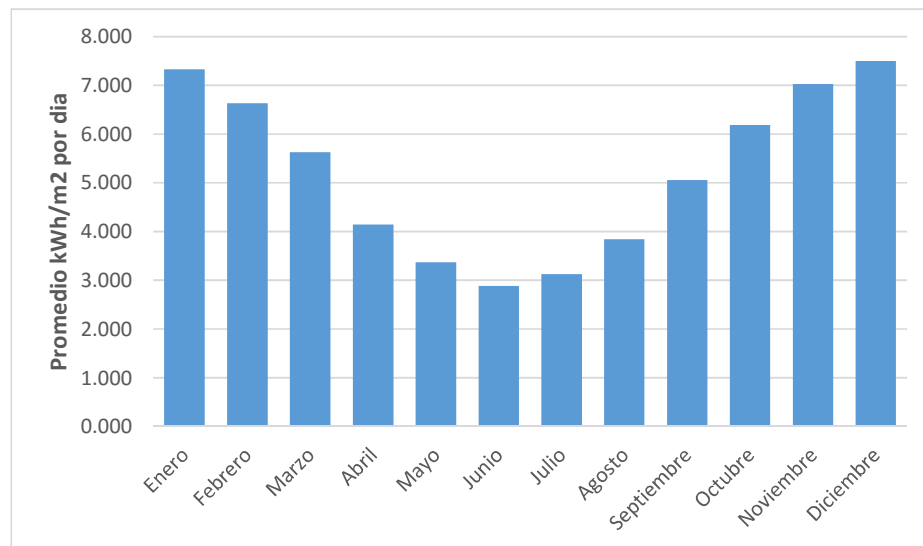


Figura 27: <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=18>



Con los datos de la tabla anterior (figura 27), se calcula un promedio, para obtener la Irradiancia Media que existe a lo largo del año.

Este valor, para nuestra localización es de:

$$I_{media} = 5.226 [kWh/m^2 \text{ dia}]$$

14. Orientación e Inclinación de los paneles.

Para aumentar al máximo la eficiencia de la instalación, se van a colocar los paneles con una orientación e inclinación específica y de esta manera aprovechar de forma óptima la incidencia de los rayos del sol.

La instalación de los paneles se realizara en la zona del estacionamiento de vehículos (SUM). La disposición de las estructuras será la más propicia para que los módulos estén orientados hacia el Ecuador terrestre.

Para el diseño, será necesario establecer dos ángulos: el ángulo azimut (α) y el ángulo de inclinación (β).

En primer lugar, el ángulo azimut α (Figura 29) es aquel que se forma entre un cuerpo celeste (en nuestro caso: el Sol) y el Norte, medido en el sentido de rotación de las agujas del reloj.

En segundo lugar, el ángulo de inclinación β (Figura 28) es aquel que forma el plano horizontal con la superficie del panel.

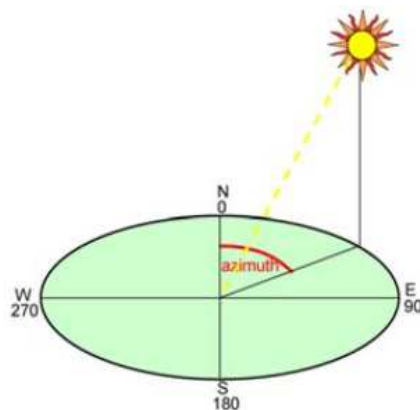


Figura 29: Angulo Azimut

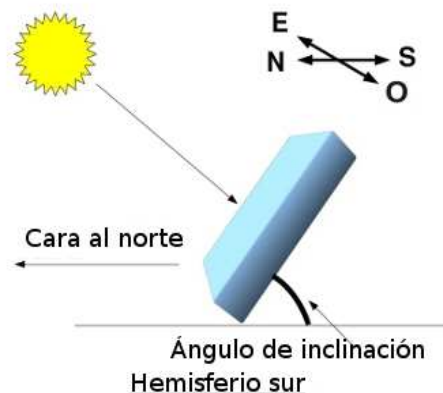


Figura 28: Angulo de Inclinación

El ángulo β coincide aproximadamente con la latitud de la ubicación de la instalación, cuando se pretende que esta se use durante el año entero, como es la situación de este proyecto.



Asimismo, y con el fin de transmitir a la instalación del diseño óptimo para su uso ininterrumpido, la inclinación de los módulos podrá aproximarse a los 31° (que corresponde a la latitud del complejo), con una desviación máxima de 15° , o sea que el ángulo máximo recomendado será de 45° .

En el diseño que se propone, se resuelven algunos de los problemas que existen para la colocación de los paneles.

Uno de ellos, es que la orientación del estacionamiento no condiciona la dirección de los paneles, con lo cual se puede aprovechar toda la superficie orientada correctamente.

Otro inconveniente que se soluciona es que al no estar techado, se puede utilizar un diseño propio o de terceros de soportes para los módulos.



15. Energía Generada.

Se puede estimar la cantidad de energía que se va a generar teniendo en cuenta los datos obtenidos anteriormente.

Para esto se utilizara la siguiente formula:

$$E_D = \frac{P_{GFV} * I_{r_{media}} * PR}{1[kW/m^2]}$$

Donde:

- $E_D =$ *energía a producir*
- $P_{GFV} =$ *potencia del generador fotovoltaico*
- $PR =$ *PERFORMANCE RATIO (rendimiento global)*

El performance ratio, constituye el rendimiento energético de la instalación, que incluye las perdidas en factores como la temperatura, suciedad, cableado y demás elementos de la instalación. En nuestro caso, estimaremos un PR de 0,8.

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación anterior, la energía que producirá nuestra instalación a diario será:

$$E_D = \frac{22,22[kW] * 5,226[kWh/m^2 \text{ dia}] * 0,80}{1[kW/m^2]}$$

$E_D = 92,9[kWh \text{ dia}]$



16. Cálculo y Dimensionado.

Una vez que sabemos la cantidad de energía que vamos a necesitar generar con nuestros paneles, hay que proceder a la selección de los elementos que van a formar parte de la instalación.

16.1 Paneles Solares.

Al momento de diseñar el parque solar fotovoltaico, aparece una situación a resolver, de la cual depende en gran medida la totalidad de la instalación, no solo en la cuestión técnica sino también económica. Se trata de cual panel solar vamos a emplear, decisión esencial en la consecución del presente proyecto.

Es primordial para poder tomar una resolución, realizar un estudio comparativo donde se analicen las características de los distintos paneles solares disponibles en el mercado, con el objetivo de poder elegir o seleccionar aquellos que mejor se ajusten a las necesidades del proyecto.

Para empezar con la selección, se estudiarán los productos de cuatro empresas distribuidoras, como lo son: Enertik, Kit Solar, Electro Impulso y DeMasLed. Cada una de ellas posee experiencia en lo referido a energías renovables y múltiples proyectos realizados o en desarrollo.

Puesto que cada una de estas empresas posee una gran variedad de modelos, se seleccionarán para cada una de ellas el conjunto que mejor responda al criterio de “potencia pico por unidad de área” y “costo de generación por unidad de potencia”, a fin de elegir aquel modelo que sea capaz de generar mayor potencia en el menor espacio posible y teniendo en cuenta si es posible una menor inversión.



A continuación, se presenta para cada empresa aquellos modelos seleccionados a tener en cuenta, indicando como datos principales la potencia nominal, el área y el costo de cada uno.

• **ENERTIK**

EMPRESA	MODELO	POTENCIA NOMINAL	AREA (m2)	RATIO (W/m2)	COSTO	\$/W
ENERTIK	PS270	270	1,627	165,97	\$ 10.049,00	37
	PS275MB	275	1,627	169,04	\$ 12.222,00	44
	PS285MV	285	1,645	173,28	\$ 15.442,00	54
	PS320	320	1,940	164,95	\$ 11.873,00	37
	PS330M	330	1,940	170,10	\$ 11.832,00	37

• **KIT SOLAR:**

EMPRESA	MODELO	POTENCIA NOMINAL	AREA (m2)	RATIO (W/m2)	COSTO	\$/W
KIT SOLAR	LUXEN 100W	100	0,666	150,15	\$ 6.250,00	63
	LUXEN 160W	160	0,992	161,36	\$ 7.360,00	46
	LUXEN 270W	270	1,627	165,97	\$ 9.790,00	36

• **ELECTRO IMPULSO:**

EMPRESA	MODELO	POTENCIA NOMINAL	AREA (m2)	RATIO (W/m2)	COSTO	\$/W
ELECTRO IMPULSO	LVE 60 PS - 270	270	1,637	164,96	\$ 11.524,00	43
	LVE 60 PS - 280	280	1,637	171,07	\$ 10.253,00	37
	LNSF-315P	315	1,961	160,63	\$ 16.110,00	51

• **DEMASLED:**

EMPRESA	MODELO	POTENCIA NOMINAL	AREA (m2)	RATIO (W/m2)	COSTO	\$/W
DEMASLED	JKM270PP-60	270	1,64	164,96	\$ 9.180,00	34
	JKM315PP-72	315	1,94	162,37	\$ 11.088,00	35,2
	JKM320PP-72	320	1,94	164,95	\$ 11.520,00	36



16.1.1 Número total de paneles solares.

Los módulos solares son capaces de ofrecer un nivel de tensión más elevado durante los meses de invierno, cuando la temperatura es menor, alcanzándose como límite máximo la tensión de circuito abierto.

De la misma manera, la tensión de los módulos solares disminuye a medida que aumenta la temperatura, lo que se ve reflejado en una disminución de la potencia generada.

Luego de comparar entre los paneles seleccionados, se toma la decisión de utilizar los paneles monocristalinos PS-330M de la empresa ENERTIK, ya que son los que más se ajustan a los requerimientos de la instalación y mejor relación precio por vatio tienen.

Ahora que sabemos cuál es el panel que vamos a utilizar, hay que calcular el número de placas que se colocaran y su disposición. Para esto, hay que dividir la potencia total que necesitamos generar (22,22 kW) entre la potencia nominal de cada panel, según la fórmula:

$$N_{PT} = \frac{P_{GFV}}{P_{mpp}}$$

Donde:

- N_{PT} = *numero total de paneles*
- P_{GFV} = *potencia del generador fotovoltaico*
- P_{mpp} = *potencia nominal pico del panel*

La potencia nominal pico de cada panel es de 330 W, por lo que el resultado de la formula anterior resulta:

$$N_{PT} = \frac{22220[W]}{330 [W]} = 67,33 \text{ paneles}$$



16.1.2 Número máximo de paneles solares en serie.

Al momento de establecer el número máximo de paneles a colocar en serie por cada rama, es aconsejable evaluar los valores máximos y mínimos de tensión que soporta el inversor.

A continuación se indican los límites de tensión que el generador solar debe cumplir a fin de no dañar el equipo inversor seleccionado.

$$V_{Maximo} = 900[V]$$

$$V_{Nominal} = 720[V]$$

$$V_{Minimo} = 320[V]$$

Sabemos que al aumentar la radiación solar sobre cada panel también lo hace la temperatura de las células, por lo que la tensión se verá reducida.

Debido a esto, la tensión máxima se dará en la condición de mínima temperatura ambiente y mínima radiación solar.

La temperatura que experimenta las células fotovoltaicas se determina con la ecuación

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Donde:

- $T_c =$ temperatura de las células
- $T_a =$ temperatura ambiente
- $G =$ radiación
- $TONC =$ temperatura de operación nominal de la célula



Considerando una temperatura ambiente mínima de -5°C , una radiación mínima de 100 W/m^2 y obteniendo la TONC de las especificaciones técnicas del panel solar, la temperatura que alcanzarán las células será de:

$$T_C = -5[{}^{\circ}\text{C}] + 100 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * \left(\frac{45[{}^{\circ}\text{C}] - 20[{}^{\circ}\text{C}]}{800} \right) = -1.875[{}^{\circ}\text{C}]$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura, obtenido de las especificaciones del panel, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC que es la referencia que nos brinda el fabricante, la máxima tensión que obtendremos del panel solar será:

$$V_{MAX \text{ PANEL}} = V_{OC} + V_{OC} * C_{TV_{OC}} * \Delta_{TC}$$

Donde:

- $V_{MAX \text{ PANEL}} =$ tensión máxima del panel solar
- $V_{OC} =$ tensión en circuito abierto
- $C_{TV_{OC}} =$ coeficiente de temperatura de V_{OC}
- $\Delta_{TC} =$ variación de temperatura de las células

$$V_{MAX \text{ PANEL}} = 46,19[\text{V}] + 46,19[\text{V}] * \left(-0,34 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right) * (-1,875[{}^{\circ}\text{C}] - 25[{}^{\circ}\text{C}])$$

$$V_{MAX \text{ PANEL}} = 50,41[\text{V}]$$

Dado que se tienen que respetar los datos anteriores, se procede a calcular el número máximo de paneles a instalar.

El número máximo de módulos en serie se obtiene de la siguiente expresión:

$$N_{max} = \frac{V_{maximo}}{V_{oc}} = \frac{900[\text{V}]}{50,41[\text{V}]} = 17,85 \cong 17 \text{ paneles}$$



16.1.3 Número mínimo de paneles solares en serie.

Operando de manera análoga que para el número máximo de paneles en serie, la tensión mínima del generador fotovoltaico se dará en la condición de tensión nominal con temperatura y radiación solar máximas.

Considerando una temperatura ambiente máxima de 45°C, una radiación máxima de 1000 W/m² y obteniendo la TONC de las especificaciones técnicas del panel solar, la temperatura que alcanzarán las células será de:

$$T_c = 45[^\circ\text{C}] + 1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * \left(\frac{45[^\circ\text{C}] - 20[^\circ\text{C}]}{800} \right) = 76,25[^\circ\text{C}]$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la tensión por temperatura, obtenido de las especificaciones del panel, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC que es la referencia que nos brinda el fabricante, la máxima tensión que obtendremos del panel solar será:

$$V_{MIN\ PANEL} = V_{MP} + V_{MP} * C_{TVOC} * \Delta_{TC}$$

Donde:

- $V_{MIN\ PANEL} =$ tensión máxima del panel solar
- $V_{MP} =$ tensión nominal (STC)
- $C_{TVOC} =$ coeficiente de temperatura de V_{OC}
- $\Delta_{TC} =$ variación de temperatura de las células

$$V_{MAX\ PANEL} = 38,77[V] + 38,77[V] * \left(-0,34 \frac{\%}{^\circ\text{C}} \right) * (76,25[^\circ\text{C}] - 25[^\circ\text{C}])$$

$$V_{MIN\ PANEL} = 32[V]$$



El número mínimo viene dado por:

$$N_{min} = \frac{V_{minimo}}{V_{oc}} = \frac{320[V]}{32[V]} = 10 \text{ paneles}$$

Se define para el generador un rango de 17 módulos en serie.

16.1.4 Número de paneles solares en paralelo.

Luego de definir el número de módulos a conectar en serie, se procede a calcular el número de ramales en paralelo que va a tener el circuito.

Para esto, el criterio de dimensionamiento viene determinado por la corriente de entrada al inversor.

El inversor seleccionado (INVERSOR HÍBRIDO CON BACKUP HGI-10K-48), posee dos entradas al regulador de carga que viene incluido en el mismo, con un límite de 18,6 A cada una.

En el manual del mismo se dan algunas recomendaciones de cantidad de paneles en serie y paralelo.

Recommended Panel Configuration

Solar Panel Spec. (reference) - 250Wp - Vmp: 36.7Vdc - Imp: 6.818A - Voc: 44Vdc - Isc: 7.636A - Cells: 72	SOLAR INPUT 1	SOLAR INPUT 2	Q'ty of panels	Total Input Power
	(Min in serial: 11pcs; Max. in serial: 18pcs)			
	11pcs in serial	x	11pcs	2750W
	x	11pcs in serial	11pcs	2750W
	11pcs in serial	11pcs in serial	22pcs	5500W
	11pcs in serial, 2 parallel	x	22pcs	5500W
	x	11pcs in serial, 2 parallel	22pcs	5500W
	18pcs in serial	18pcs in serial	36pcs	9000W
	14pcs in serial, 2 parallel	14pcs in serial	42pcs	10500W
	18pcs in serial, 2 parallel	18pcs in serial	54pcs	13500W
	15pcs in serial, 2 parallel	15pcs in serial, 2 parallel	60pcs	15000W

Figura 30: Panel de configuración recomendado HGI-10K-48

Si bien los datos se basan en paneles de 250 Wp, se puede hacer las relaciones para nuestro caso.

En este caso se tendrá en cuenta la máxima corriente que puede aportar cada serie de paneles, que se dará en la condición de corriente de cortocircuito con temperatura ambiente y radiación máximas.



Considerando una temperatura ambiente máxima de 45°C, una radiación máxima de 1000 W/m² y obteniendo la TONC de las especificaciones técnicas del panel solar, la temperatura que alcanzarán las células será de:

$$T_c = 45[^\circ\text{C}] + 1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] * \left(\frac{45[^\circ\text{C}] - 20[^\circ\text{C}]}{800} \right) = 76,25[^\circ\text{C}]$$

Teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la corriente por temperatura, obtenido de las especificaciones del panel, como así también la variación de temperatura que se da en las células fotovoltaicas respecto de las STC, la máxima corriente que obtendremos del panel solar será:

$$I_{MAX\ PANEL} = I_{SC} + I_{SC} * C_{TI_{SC}} * \Delta_{TC}$$

Donde:

- $I_{MAX\ PANEL}$ = corriente máxima del panel solar
- I_{SC} = corriente de cortocircuito (STC)
- $C_{TI_{SC}}$ = coeficiente de temperatura de I_{SC}
- Δ_{TC} = variación de temperatura de las células

$$I_{MAX\ PANEL} = 9,11[\text{A}] + 9,11[\text{A}] * \left(0,05 \frac{\%}{^\circ\text{C}} \right) * (76,25[^\circ\text{C}] - 25[^\circ\text{C}])$$

$$I_{MAX\ PANEL} = 11,44[\text{A}]$$



El número de ramales en paralelo por cada entrada del inversor se define como:

$$N_{PARALELO} = \frac{I_{MAX\ INVERSOR}}{I_{MAX\ PANEL}} = \frac{18,6[A]}{11,44[A]}$$

$$N_{PARALELO} = 1,625$$

Entonces, resulta para nuestro proyecto que no vamos a realizar conexiones en paralelos, esto se justifica dado que para cada grupo de 5 cabañas se necesitan 34 paneles de 330 Wp, y la solución encontrada es conectar en cada entrada de los reguladores de carga del inversor conexiones en serie de 17 paneles solares.



16.2 Inversor.

Actualmente el complejo presenta conexión a red, sin embargo a través del presente proyecto se pretende demostrar que es viable instalar paneles fotovoltaicos.

De esta manera, se busca maximizar el consumo de la energía proveniente de la fuente solar, minimizando por tanto la dependencia de la instalación con la red eléctrica.

Debido a las necesidades que presenta la instalación del complejo, el inversor a emplear se corresponde con el tipo de inversor híbrido.

En resumen con este inversor, el complejo de cabañas consumirá en primera instancia la energía producida por el generador fotovoltaico, pudiendo cargar las baterías al mismo tiempo si existe un exceso de energía producida. Con baja energía fotovoltaica o en horas nocturnas, el inversor conectará como fuente de alimentación dichas baterías y para el caso en el que estén vacías, conectará a la red.

Teniendo en cuenta lo anterior mencionado, se procede a seleccionar el modelo de inversor híbrido a emplear en la instalación entre distintas marcas que nos ofrece el mercado Solartec, Totalgreen, Kit solar, Enertik, Electroimpulso.

El mercado solar presenta una enorme oferta en cuanto a inversores se refiere, de entre los varios fabricantes presentes en el sector se selecciona a la marca Enertik HGI-10K-48, ya que en la relación precio/calidad es el que mejor se adecuaba para nuestra instalación.



16.2.1 Número de inversores necesarios.

Sabiendo que el inversor mencionado puede otorgar una potencia máxima de 14850 W del lado de alterna, la cantidad de inversores necesarios para este caso se obtiene como:

$$N_{Inv} = \frac{P_{PS}}{P_{INV}}$$

Donde:

- N_{Inv} = número de inversores necesarios
- P_{PS} = potencia de paneles solares
- P_{INV} = potencia del inversor

La potencia solar instalada se obtiene como el producto de la cantidad de paneles a instalar y la potencia de cada uno.

El número de inversores necesarios, resulta:

$$N_{Inv} = \frac{68[\text{paneles}] * 330[\text{W/panel}]}{14850[\text{W}]} = 1,42 \text{ inversores}$$

$N_{Inv} = 2 \text{ inversores}$

Nuestro proyecto constará entonces de dos inversores, es decir, uno de ellos cada 5 cabañas, para que en el caso de haber alguna avería de uno de los mismos siempre quede uno funcionando.

Lo que se busca con este tipo de inversores es poder combinar la energía proveniente de distintas fuentes, priorizando la generación desde los módulos solares a fin de garantizar uno de los objetivos del presente proyecto: impulsar la generación renovable.



Gracias a su sistema de monitorización remota, el usuario podrá en todo momento revisar y modificar las variables del sistema, pudiendo priorizar en todo momento dicha producción renovable.

16.3 Baterías.

16.3.1 Cantidad energía consumida.

Se debe identificar la cantidad de horas que el consumo será aplicado al banco de baterías en watts por hora.

A continuación se detalla el cálculo de consumo para una cabaña.

Electrodoméstico	Potencia Promedio WATTS	Consumo en una hora Wh	Cantidad	Horas por día	Horas por mes	Consumo mensual kWh
Aire acondicionado de 2200 frigorías F/C	1350	1013	1	2	60	60.78
Cargador de celular genérico	5	5	2	3	180	0.9
Computadora (solo CPU)	200	200	1	2	60	12
Heladera con freezer	200	90	1	24	720	64.8
Lámpara LED de 11W	11	11	15	8	3600	39.6
Televisor LED de 32"	90	90	1	4	120	10.8
Ventilador de techo	60	60	2	8	480	28.8
Plancha/Secador de cabello	1500	750	1	0.3	9	6.75
TOTAL						224.43

Figura 31: Tabla de consumo

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo mensual}[kWh]}{30 \text{ días}} * \frac{1000[Wh]}{1[kWh]} * 5 \text{ cabañas}$$

$$\text{Consumo diario} = \frac{224,43[kWh]}{30 \text{ días}} * \frac{1000[Wh]}{1[kWh]} * 5 \text{ cabañas}$$

$$\text{Consumo diario} = 37405[Wh]$$

El consumo total diario de 5 cabañas se supone entonces = 37500 watts/horas.



16.3.2 Selección de días de autonomía.

Luego seleccionamos la cantidad de días de autonomía que pretendemos para la instalación.

Se pretende que la instalación tenga 2 días de autonomía, es decir, 2 días que no haya producción de energía por parte de los paneles solares.

$$2 \times 37500[Wh] = 75000[Wh]$$

Aclaración: Aquí consideramos que el sol aporta cero cargas cosa que no es cierta. Por más nublado que se encuentre siempre algo de carga se aporta, es decir, se calcula para el peor de los casos.

16.3.3 Profundidad de la descarga de batería.

Elegimos un 60% de profundidad de descarga. Esto significa que luego de extraerle los 75000 Wh del cálculo anterior, la capacidad restante debería ser del 40%.

Por lo tanto, la capacidad debería ser un 40% mayor.

Necesitamos entonces:

$$1,40 \times 75000[Wh] = 105000 [Wh]$$



16.3.4 Consideración de la temperatura media de la batería.

La misma no entrega igual energía si se encuentra a 40°C que a -10°C:

- 40°C la batería posee 102% de capacidad
- 25°C la batería posee 100% de capacidad
- 0°C la batería posee 85% de capacidad
- -15°C la batería posee 70% de capacidad

Entonces, por ejemplo, a 0°C necesitaremos un 15% más de capacidad:

$$105000[Wh] * 1,15 = 120750[Wh]$$

A 25°C, resulta:

$$105000[Wh] * 1 = 105000[Wh]$$

Finalmente, se divide el valor obtenido en el paso anterior por la tensión de la configuración adoptada para las baterías.

$$Capacidad = \frac{120750[Wh]}{48[V]} = 2515,625[Ah]$$



16.3.5 Selección de baterías del mercado.

Buscamos el modelo comercial de batería que mejor se adecúe para nuestros cálculos, se corroboró precios de la marca Enertik, Inmalca, Electroimpulso, Fiasa.

EMPRESA	MODELO	CAPACIDAD Ah	COSTO
ENERTIK	AGM - RITAR DC12-225	225	\$ 25,900.00
	AGM - RITAR DC12-150	150	\$ 19,600.00
	CSC - RITAR DC12-200C	200	\$ 30,400.00
	CSC - RITAR DC12-100C	100	\$ 15,650.00
INMALCA	12IN220	220	\$ 19,500.00
	12IN200	200	\$ 16,950.00
	12IN180	180	\$ 14,800.00
ELECTRO IMPULSO	ELPRA SOLAR 12V160	160	\$ 12,000.00
	ULTRACELL UCG100-12	100	\$ 14,600.00
	PROBATTERY BSLA-1200	100	\$ 14,600.00
FIASA	AH 218312120	120	\$ 13,910.00
	AH 218112200	200	\$ 23,100.00

Figura 32: Detalle Baterías

Seleccionamos la marca Enertik ya que en relación calidad/precio son las que mejores se adecuan para nuestra instalación.

El modelo seleccionado es AGM - RITAR DC12-225.

Dividiendo los 2515 Ah por los amperes horas de cada batería que son 225, nos da la cantidad de baterías necesarias.

$$\text{Cantidad de baterías} = \frac{2515[Ah]}{225[Ah]} = 11,17 \cong 12 \text{ baterías}$$

Es decir, se utilizaran 12 baterías, conectando tres ramales de cuatro baterías en paralelo para lograr de esa manera los 48v.

En total para toda la instalación del complejo de cabañas se utilizarán 24 baterías.



16.4 Configuración final de la instalación.

El arreglo diseñado para la instalación de este proyecto cuenta con 2 campos de paneles solares, cada uno de ellos conectado a un inversor-cargador y formado por una matriz de 17 paneles en serie.

Con esta disposición, se espera poder generar en condiciones óptimas una potencia pico máxima de 11.220 Wp por cada campo, siendo la potencia del inversor escogido 10.000 W.

Esto quiere decir que la instalación presenta una relación $W_p / W_{inversor}$ 1.12%, siendo esto adecuado ya que es un valor razonable para este ratio de potencia y sabiendo además que las mejores condiciones de generación no se dan muy seguido en el tiempo.

POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Potencia Instalada	22.440	W_p	OK
Potencia Inversores	20.000	W	

Ratio $W_p / W_{inversor}$	1.12	OK
--	------	----



A continuación, se resumen para cada uno de los subcampos los valores de tensión e intensidad que aporta el conjunto de paneles y que a su vez debe soportar cada inversor:

$$I_{cc} = 9.11 [A]$$

$$I_{mpp} = 8.51[A]$$

$$V_{oc} = 17 * 46.19[V] = 785.23[V]$$

$$V_{mpp} = 17 * 38.77[V] = 659.09[V]$$

Siendo:

- ❖ I_{cc} = Corriente de cortocircuito aportada por cada rama
- ❖ I_{mpp} = Intensidad en el punto de máxima potencia
- ❖ V_{oc} = Tensión en circuito abierto para cada módulo solar
- ❖ V_{mpp} = Tensión en el punto de máxima potencia para un modulo solar



16.5 Cálculo de conductores.

Para llevar adelante el cálculo del cableado de la instalación hay que dividir el sistema eléctrico en dos zonas: una primera zona formada por el campo solar y las baterías, ya que funcionan a corriente continua; y otra segunda zona donde aparece el inversor a corriente alterna.

1. Cableado en Corriente Continua entre paneles e inversor

Los tramos que comprenden conexiones en corriente continua se compondrán de dos conductores activos, con colores negro y rojo, para diferenciar negativo y positivo, en cable de cobre electrolítico con aislamiento 0,6/1 kV y cobertura de XLPE (polietileno reticulado).

Se elige el conductor modelo P-SUN 2.0 del fabricante PRYSMIAN, que se caracteriza por su aptitud para instalaciones fotovoltaicas.

Ambos conductores de corriente continua compartirán la misma sección, por lo que una vez realizado el cálculo se indicara la sección de uno de ellos.

De acuerdo al diseño de conexión, se calcularán 4 tramos donde se instalara el cableado en corriente continua.

A continuación se explicará el proceso para uno de los tramos, recogiendo al final una tabla donde se detallaran el resto de las secciones, con el objeto de evitar cálculos y procesos repetitivos.

a. Cálculo por el método de Intensidad Admisible

En primer lugar, se calculará la tensión e intensidad que deberá soportar el cable del tramo 1. Para esto se plantea la situación que el generador entrega su máxima potencia:

$$I_{tramo1} = I_{mpp} = 8,51[A]$$

$$V_{tramo1} = V_{mpp} * 17 \text{ paneles} = 38,77[V] * 17 \text{ paneles} = 659,09[V]$$



La tensión será la aportada por los 17 módulos en serie y la intensidad de corriente es la establecida por el panel a plena carga.

La intensidad en régimen permanente que transportará el cable será 8,51 [A], dicho valor deberá incrementarse en un 25%. Además, debido a que se trabajara con temperaturas superiores a 40°C y cables expuestos al sol, se aplicaran dos factores de corrección, ambos de igual valor 0,9.

Aplicando los criterios anteriores de corrección se tiene el siguiente valor de intensidad de corriente:

$$I_{corregida} = \frac{I_{tramo1} * 1,25}{0,9 * 0,9} = 13,13[A]$$

Con este valor, se busca en el catálogo PRYSMIAN del cable P-SUN 2.0, en el que se recoge el valor admisible en ampere para distintas disposiciones de conductores.

En este caso, se trata de cables unipolares en contacto con el aire:

$$I_{adm} = 25[A] \rightarrow S = 1.5[mm^2]$$

Al calcular la sección de conductor por el criterio de corriente admisible, se obtiene un valor de 1,5 mm².



b. Cálculo por el método de Caída de Tensión

Se calculará mediante este método un nuevo valor de sección, seleccionándose la mayor de ambas para garantizar el correcto funcionamiento del conductor.

Esta nueva sección se calcula a través de la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I_{corregida}}{\delta}$$

Donde cada término representa:

$$\rho = \text{resistividad del cobre} = \frac{1}{56}$$

$$L = \text{longitud del tramo estudiado} = 15[m]$$

$$\delta = \text{caída de tensión} = 1\%$$

Aplicado valores a la formula anterior, resulta:

$$S = \frac{2 * (1/56) * 15 * 13,13}{0,01 * 659,09} = 1,067[mm^2]$$

Se obtiene que la sección a utilizar deberá ser la inmediata superior a la hallada por cálculo, entonces $S=1,5 \text{ mm}^2$.



c. Verificación por corriente de cortocircuito

Siguiendo lo indicado según “Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuito máximas” (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 136; 771.19.2.2.3), para los cortocircuitos cuya duración es de 0,1 s y mayores, hasta 5 s, se considera protegido al conductor cuya sección nominal cumpla con la siguiente expresión.

$$S \geq \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Donde:

- S: Sección del conductor en mm²
- I: Intensidad de corriente de cortocircuito en amperios
- t: Duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos
- k: factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para los conductores aislados con materiales de uso común, los valores de k se muestran en la tabla 771.19 II (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 136)

El valor de k para conductores de cobre con aislación XLPE de temperatura inicial 90°C y temperatura final 250 °C según la tabla 771.19.II es de 143.

La mayor corriente de cortocircuito que puede establecerse en cada cadena de paneles no es la proporcionada por cada uno de estos sino que se trata de la denominada corriente inversa.



La corriente inversa solo puede ser el resultado de un error en el generador fotovoltaico, por ejemplo un cortocircuito en uno o varios módulos fotovoltaicos, debido al cual la tensión abierta en los bornes de un determinado arreglo de paneles cae considerablemente por debajo de la tensión abierta en los bornes de los paneles paralelos al primero. En el peor de los casos la corriente inversa recorre el ramal defectuoso.

El valor de la corriente inversa en el ramal defectuoso es igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de los demás ramales en paralelo con este.

El valor de la corriente de corto a considerar será entonces dos veces la corriente de cortocircuito a temperatura y radiación solar máxima calculada en el punto 12.1.4.

$$I_{inversa} = 2 * I_{MAX PANEL}$$

$$I_{inversa} = 2 * 11,44[A] = 22,88[A]$$

Tomando para el cálculo un tiempo de 3 s, lo cual se considera prolongado teniendo en cuenta el tiempo de actuación de la protección, el valor de corriente de cortocircuito admisible por el cable será:

$$I_{CC_{adm}} = \frac{k * S}{\sqrt{t}} = \frac{143 * 2,5[mm^2]}{\sqrt{3}} = 206,4[A]$$

La intensidad de corriente de cortocircuito que puede soportar este cable es muy superior a la que se puede establecer de 22,88 A. A su vez, la corriente nominal admisible por los conectores MC4 es de 30 A.



Conclusión: se comprueba entonces que teniendo en cuenta los tres criterios, la sección de 2,5 mm² verifica y será la que vamos a utilizar en este tramo.



2. Cableado en corriente continua entre inversor y baterías

a. Cálculo por el método de Intensidad Admisible

En primer lugar, se calculará la tensión e intensidad que deberá soportar el cable.

$$I = 70[A]$$

Con este valor, se busca en el catálogo PRYSMIAN del cable AFUMEX PLUS 750V, en el que se recoge el valor admisible en ampere para distintas disposiciones de conductores.

En este caso, se trata de cables unipolares en contacto con el aire:

$$I_{adm} = 84[A] \rightarrow S = 1x25[mm^2]$$

a. Cálculo por el método de Caída de Tensión

Esta nueva sección se calcula a través de la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\delta}$$

Donde cada término representa:

$$\rho = \text{resistividad del cobre} = \frac{1}{56}$$

$$L = \text{longitud del tramo estudiado} = 6[m]$$

$$\delta = \text{caída de tensión} = 1\%$$

Aplicado valores a la formula anterior, resulta:

$$S = \frac{2 * (1/56) * 6 * 70}{0,01 * 48} = 31.25[mm^2]$$

Se obtiene que la sección a utilizar deberá ser la inmediata superior a la hallada por cálculo, entonces $S=1x35 \text{ mm}^2$.



El cable de banco de baterías recomendado por el fabricante del inversor es:

Nominal Battery Voltage	48V
Conductor cross-section (mm ²)	85
AWG no.	3/0
Protective earthing (battery side)	150mm ² (300kcmil)

Figura 33: Datos salida del inversor a baterías



3. Cableado en Corriente Alterna

En la instalación aparecen dos tramos de corriente alterna. Uno conecta la salida del inversor 1 al grupo de 5 cabañas más cercano; y el otro la salida del inversor 2 al otro grupo de 5 cabañas.

El cable de conexión entre inversores y tableros de las cabañas será subterráneo.

Se tomará como potencia máxima a transportar el valor de potencia generado por grupo de 34 paneles solares, es decir 11.220 [W] y una intensidad de salida del inversor de 14,5 [A].

Para realizar el cálculo, se utilizarán las tablas del cable RETENAX FLEX del fabricante PRYSMIAN, el cual es apto para redes de distribución subterráneas.

a. Cálculo por el método de Caída de Tensión

Se utiliza la siguiente expresión para hallar el valor de sección del conductor:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I}{\delta}$$

Donde:

$$\rho = \text{resistividad del cobre} = \frac{1}{56}$$

L = longitud del tramo a evaluar

I = corriente de salida del inversor = 14,5[A]

δ = caída de tensión = 1%



Entonces, para el conductor que se extiende desde el Inversor 1 hasta el grupo de cabañas n°1, resulta:

$$S = \frac{\sqrt{3} * (1/56) * 34 * 14,5}{0,01 * 220} = 6,93[mm^2]$$

Se adopta el inmediato superior, es decir $S_{11} = 4 \times 10 \text{ mm}^2$.

Entonces, para el conductor que se extiende desde el Inversor 2 hasta el grupo de cabañas n°2, resulta:

$$S = \frac{\sqrt{3} * (1/56) * 44 * 14,5}{0,01 * 220} = 8,97[mm^2]$$

Se adopta el inmediato superior, $S_{22} = 4 \times 10 \text{ mm}^2$, con una $I_{adm} = 70 \text{ A}$

b. Cálculo por el método de corriente admisible

La intensidad en régimen permanente que transportará el cable será 14,5 [A], dicho valor deberá incrementarse en un 25%.

Además, debido a que los conductores van a estar dispuestos directamente enterrados, hay que aplicar un factor de corrección por temperatura, a continuación se detalla su obtención:

i. Factor de corrección por temperatura

Según lo indicado en “Factores de corrección para cables enterrados en forma directa o dentro de caños o conductos enterrados (Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 108; 771.16.2.3.5)

- a) Factores de corrección para temperaturas del suelo distintas de 25 °C para cables enterrados o tendidos dentro de caños o conductos enterrados

Temperatura del suelo [°C]	PVC	XLPE o EPR
10	1,16	1,11
20	1,05	1,04
25	1	1
30	0,94	0,97
35	0,88	0,93
40	0,81	0,89
45	0,75	0,83
50	0,66	0,79
55	0,58	0,74
60	0,47	0,68
65	---	0,63
70	---	0,55
75	---	0,48
80	---	0,4

Figura 34: Factor de corrección para cables subterráneos

Aplicando los criterios anteriores de corrección se tiene el siguiente valor de intensidad de corriente:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{I_{\text{inversor}} * 1,25}{0,93} = 19,48[A]$$

Con este valor, se busca en el catálogo PRYSMIAN del cable RETENAX FLEX.

En este caso, se trata de cables multipolares y directamente enterrados:

Para el cable que conecta el Inversor 1 con el grupo de cabañas N°1, se tiene:

$$I_{\text{adm}} = 21[A] \rightarrow S = 1.5[mm^2]$$

Para el Inversor N°2, conectado al grupo de cabañas N°2, se adopta:

$$I_{\text{adm}} = 21[A] \rightarrow S = 1.5[mm^2]$$

Finalmente, se comprueba que la sección a adoptar resulta por el criterio de caída de tensión. Cada una de ellas tendrá una sección de 10mm².



16.6 Diseño de la estructura.

Para el diseño de la estructura se utilizarán Perfiles U acero UPN 80, de los cuales serán sujetos los paneles con pernos cabeza hexagonal M8 - 1,25 x 20 / Tuerca M8 - 1,25 y arandelas; también se utilizarán Perfiles U acero UPN 200 para la parte baja, refuerzos y resto de la estructura, estos serán ensamblados con pernos cabeza hexagonal M22 - 2,5 x 50 / Tuerca M22 - 2,5 y arandelas, siendo necesario soldadura en algunos sectores.



17. Protecciones

17.1 Protección contra corriente de sobrecarga

Capítulo 771.19.2.1 “Protecciones contra las corrientes de sobrecarga”
(Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 133).

En todas las instalaciones, deben ser previstos dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito antes que ella pueda provocar un daño por calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable o un conductor contra las corrientes debe satisfacer las dos condiciones siguientes:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 * I_Z$

Donde:

- I_B = corriente de proyecto (corriente para la cual el circuito fue diseñado).
- I_Z = intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los conductores a proteger.
- I_2 = intensidad de corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas; la intensidad de corriente I_2 que asegure el funcionamiento del dispositivo de protección está definida en la norma del producto o puede ser obtenida del fabricante.
- I_N = corriente asignada o nominal del dispositivo de protección.



17.2 Protección contra las corrientes de cortocircuito

Capítulo 771.19.2.2 “Protecciones contra las corrientes de sobrecarga”
(Reglamento AEA 90364 - Parte 7 – 2006; Pág. 134).

Los dispositivos de protección estarán previstos para interrumpir toda la corriente de cortocircuito antes que pueda producir daños térmicos y/o mecánicos en los conductores, sus conexiones y en el equipamiento de la instalación.

Todo dispositivo que asegure la protección contra los cortocircuitos, debe responder a las dos condiciones siguientes:

a) Regla del poder de corte

La capacidad de ruptura del dispositivo de protección (P_{dc}) será por los menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta (I_k'') en el punto donde el dispositivo está instalado.

$$P_{dc} \geq I_k''$$

b) Regla del tiempo de corte

Toda corriente causada por un cortocircuito que ocurra en cualquier punto del circuito debe ser interrumpida en un tiempo tal, que no exceda aquél que lleva al conductor a su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de duración de entre 0,1 s hasta 5 s, el tiempo t, en el cual una corriente dada de cortocircuito llevará la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible en servicio normal, hasta su temperatura límite admisible en cortocircuito, podrá ser calculado aproximadamente por la siguiente expresión:



$$\sqrt{t} \geq k * \frac{S}{I}$$

Donde:

- t = duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos.
- k = factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo.
- S = sección del conductor en mm²
- I = intensidad de corriente de cortocircuito en ampere.



18. Selección de las protecciones

18.1 Fusibles

El tramo entre los módulos fotovoltaicos y el inversor estará protegido contra sobrecargas mediante fusibles que provocan la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

Cada ramal posee dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

Teniendo en cuenta la sección de los conductores de cada panel y de los tramos que los unen con el inversor en CC los cuales son de 2,5 mm², y según los valores obtenidos en el apartado de dimensionado de conductores, los parámetros de trabajo son:

Protección contra las corrientes de sobrecarga:

$$1) I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_B = 8,51[A]$$

$$I_Z = 34[A]$$

La corriente nominal inmediata superior de fusible comercial es de

$$I_N = 10[A]$$

$$8,51 \leq 10 \leq 34$$

Por lo tanto se cumple la primera condición.



$$2) I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

Según (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138)

- $I_2 =$ Intensidad de corriente de fusión de los fusibles gG, según IEC 60269 para:

$I_n \leq 4 A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 = 2,1 I_n$
$4 A < I_n \leq 16 A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 = 1,9 I_n$
$16 A < I_n \leq 63 A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 = 1,6 I_n$
$63 A < I_n \leq 160 A$	en tiempo convencional 120 minutos	$I_2 = 1,6 I_n$
$160 A < I_n \leq 400 A$	en tiempo convencional 180 minutos	$I_2 = 1,6 I_n$
$I_n \geq 400 A$	en tiempo convencional 240 minutos	$I_2 = 1,6 I_n$

Figura 35: $I_2 =$ intensidad de corriente de fusión de los fusibles gG

El valor de I_2 será entonces de:

$$I_2 = 1,9 * I_N = 1,9 * 10[A] = 19[A]$$

Entonces:

$$19[A] \leq 1,45 * 34[A]$$

$$19[A] \leq 49,3[A]$$

Por lo tanto, también se cumple la segunda condición.

La tensión nominal de los fusibles deberá ser superior a la máxima generada por el string, es decir, en condición de circuito abierto, mínima temperatura y radiación.

$$U_F = Npps * V_{oc\ max}$$

$$U_F = 17 * 50,41$$

$$U_F = 857 V$$



Protección contra corrientes de cortocircuito.

a) Regla del poder de corte.

La capacidad de ruptura (P_{dccc}) de los fusibles de protección será por lo menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta (I_k'') en el punto donde el dispositivo está instalado.

$$P_{dccc} \geq I_k''$$

$$P_{dccc} \geq 11,44 A$$

Anteriormente se determinó la mayor corriente de cortocircuito que puede establecerse en los strings es de 11,44 A. Este valor es muy cercano al nominal del fusible determinado ($I_n = 10 A$) por lo cual podrá interrumpir este tipo de falla sin ningún inconveniente.

b) Regla del tiempo de corte

Toda corriente causada por un cortocircuito que ocurra en cualquier punto del circuito debe ser interrumpida en un tiempo tal, que no exceda aquél que lleva al conductor a su temperatura límite admisible.

En el apartado 15.5.c (dimensionado de los conductores), se puede determinar que aun tomando un tiempo muy prudencial de 3 s el cable de 2,5 mm² utilizado en este punto puede soportar una corriente mucho mayor a la que puede establecerse ante un cortocircuito.



18.2 Descargadores por sobretensión

Las instalaciones fotovoltaicas ocupan extensas superficies que están expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida útil de la instalación.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorias que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Se utilizan las protecciones de clase II que se encargan de proteger las redes de alimentación fotovoltaica y absorber las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas de la red evitando así la perforación de los paneles fotovoltaicos.

Para la elección del descargador se tiene en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para que el mismo pueda soportarla. Dicha tensión máxima ya fue determinada en el apartado 15.1.2 y aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto, temperatura ambiente y radiación solar mínima.

$$U_{des} > V_{OC MAX}$$

Donde:

U_{des} : Tensión nominal del descargador en regimen permanente

$V_{OC MAX}$: Tensión maxima que se puede dar en el generador fotovoltaico

La tensión del descargador deberá ser:

$$U_{des} > 857 V$$

Se deberá utilizar entonces un descargador por sobretensión de 1000 V.



18.3 Seccionador entre paneles e inversor

Para la elección del seccionador se tienen en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que debe ser capaz de interrumpir al abrirse.

Para esta instalación dichos parámetros vienen dados por la máxima corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada string por el número de estos asociados en el seccionador (2 para este caso), y la máxima tensión de servicio que se dará en la instalación bajo la condición de circuito abierto, temperatura y radiación mínima.

$$I_{Secc} = 2 * I_{SC MAX}$$

$$I_{Secc} = 2 * 11,44 A$$

$$I_{Secc} = 22,88 A$$

$$U_{Secc} = 857 V$$



18.4 Protecciones DC del inversor

- Sobreintensidades

El inversor seleccionado trae consigo protección contra sobreintensidades del lado de CC las cuales ya vienen preparadas para trabajar en las condiciones diseñadas.

- Descargadores por sobretensión

El inversor también posee descargadores por sobretensión en el lado de CC. Estos pueden trabajar con una tensión permanente de hasta 1000 V.

- Seccionador

En su entrada de CC el inversor también trae incorporado un seccionador, el cual permite desconectar las dos entradas que este posee.



18.5 Protecciones lado AC del inversor

18.5.1 Termomagnética para cable subterráneo.

Por último, antes de la conexión del inversor al tablero de las cabañas, se coloca una termomagnética. La misma deberá cumplir con los siguientes requisitos:

Teniendo en cuenta que los conductores que unen el inversor al tablero principal de las cabañas tienen una sección de 10 mm² y admiten una corriente de 70 A tenemos:

Protección contra las corrientes de sobrecargas:

$$1) I_B < I_n < I_Z$$

$$I_B = 19,48 A$$

$$I_Z = 70 A$$

La corriente nominal inmediata superior de las magnetotermicas es de $I_n = 25 A$.

$$19,48 A < 25 A < 70 A$$

Por lo tanto se cumple la primera condición.

$$2) I_2 \leq 1.45 * I_Z$$

Según (Reglamento AEA 90364 – Parte 7 – 2006; Pág. 138)

I_2 = Intensidad de corriente de operación o disparo seguro de las magnetotérmicas conforme a IEC 60947 - 2:

$$\text{Para } I_n = 25 A$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_n$$



El valor de I_2 será entonces de:

$$I_2 = 1.45 * 25 A = 36,25 A$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_Z$$

$$36,25 A \leq 1.45 * 70 A$$

$$36,25 A \leq 101,5 A$$

Por lo tanto también se cumple la segunda condición.

Se utilizarán magnetotérmicas de 4P x 25 A. En el apartado de selección se encuentra la elección del mismo.

18.5.2 Termomagnética para las cabañas.

Se instalarán dos tableros de subdivisión antes del ingreso a cada grupo de cinco cabañas, con la correspondiente instalación de cinco magnetotérmicas de 2P x 20 A. En el apartado de selección se detalla cada marca y especificación de las mismas.



18.6 Puesta a Tierra

Para asegurar la puesta a tierra, se realizará la conexión de todos los elementos metálicos con el conductor de protección, para lo cual todas las cajas metálicas, canalizaciones metálicas, los tableros y equipos dispondrán de bornes o barras de tierra claramente identificadas ya sea con el símbolo de tierra y la combinación bicolor verde y amarillo.

La conexión del borne de tierra de todos los tableros, cajas, canalizaciones y equipos, al conductor al conductor de protección se efectuará mediante una derivación con conductor de cobre bicolor verde-amarillo de una sección de 4 mm².

19. Catálogos

19.1 Paneles solares



PANEL SOLAR PS-330M

REGULADO BAJO NORMA DE SEGURIDAD IEC-61730, CON PROTECCIÓN POR FUERTES VIENTOS, GRANIZO, NIEVE Y FUEGO.





CELDA DE SILICIO MONOCRISTALINO

Las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio o ingots, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica.



Marco de aluminio

ESPECIFICACIONES	
Modelo	PS-330M
Especificaciones eléctricas	
Potencia máxima (Pmax)	330W
Voltaje nominal (Vmp)	38.77V
Corriente (Imp)	8.51A
Tensión en circuito abierto (Voc)	46.19V
Corriente en cortocircuito (Isc)	9.11A
Tensión máxima	1000VCC (IEC) / 600VCC (UL)
Resistencia al viento (Pa)	5400
Especificaciones físicas	
Celda solar	Silicio monocristalino
Material del marco	Aluminio
Color del marco y estructura	Aluminio
Dimensiones (mm)	1956 x 992 x 40
Peso neto (Kg)	22.5
Especificaciones de temperatura	
Condiciones de temp. nominal	-40°C a +85°C
Temperatura (NOCT)	45°C
Coefficiente de temp. de Pmax	-0.47% °C
Coefficiente de temp. de Voc	-0.34% °C
Coefficiente de temp. de Isc	+0.05% °C
Garantía de performance	
90% de la potencia	10 Años
80% de la potencia	25 Años

VENTAJAS

- Módulos de alta potencia que otorgan soluciones para aplicaciones variadas
- Regulados bajo norma de seguridad IEC61730, con protección por fuertes vientos, granizo, nieve y fuego
- Diodos integrados para proteger las celdas solares
- El marco de aluminio anodizado mejora la resistencia contra fuertes vientos
- Completamente a prueba de deformaciones y congelamiento de agua
- Gran rendimiento energético dado a su alta transparencia, bajo contenido de hierro, vidrio templado y revestimiento antirreflejo
- Tamaño y peso reducidos

19.2 Inversor



VENTAJAS

Corriente de carga de batería ajustable por el usuario para diferentes tipos de baterías

Diseño para operación continua las 24 horas

Prioridad de suministro programable para panel, batería o red

Múltiples modos de operación programables: ON-GRID, OFF-GRID y ON-GRID Y UPS (respaldo)

Temporizador incorporado para varios modos de operación ENCENDIDO / APAGADO

Funcionamiento en paralelo hasta 6 unidades (solo HGI-4K-48 y HGI-10K-48)

ESPECIFICACIONES

Modelo	HGI-10K-48
Fase	Trifásico entrada y salida
Potencia máxima de panel	14850W
Potencia nominal de salida	10000W
Potencia máxima de carga MPPT	9600W
Modo ON-GRID	
Entrada CC - PV	
Voltaje nominal CC	720VCC
Voltaje de entrada máximo	900VCC
Voltaje de arranque	320VCC
Rango de voltaje de MPPT	400 – 800VCC
Cantidad de MPPT / conexiones p/MPPT	2 / 2 x 18.6A
Salida (CA)	
Voltaje de salida	230VCA (Fase) / 400VCA (Línea)
Corriente de salida	14.5A (Por fase)
Factor de potencia	> 0.99
Modo OFF-GRID	
Entrada	
Voltaje de arranque	140VCA (Por fase)
Voltaje de reinicio automático	180VCA (Por fase)
Rango de voltaje	170 ~ 280VCA (Por fase)
Corriente máxima CA	40A
Entrada de panel (CC)	
Voltaje de entrada máximo	900VCC
Rango de voltaje de MPPT	400 – 800 VCC
Cantidad de MPPT / conexiones p/MPPT	2 / 2 X 18.6A
Salida modo batería (CA)	
Voltaje de salida	230VCA (Fase) / 400VCA (Línea)
Forma de onda	Senoidal pura



Modo HIBRIDO	
Entrada de panel (CC)	
Voltaje nominal CC	720VCC
Voltaje de entrada máximo	900VCC
Voltaje de arranque	320VCC
Rango de voltaje de MPPT	400 ~ 800 VCC
Cantidad de MPPT / conexiones p/MPPT	2 / 2 X 18.6A
Salida de red (CA)	
Voltaje de salida	230VCA (Fase) / 400VCA (Línea)
Corriente de salida	14.5A (Por fase)
Entrada	
Voltaje de arranque	140VCA (Por fase)
Voltaje de reinicio automático	180VCA (Por fase)
Rango de voltaje	170 ~ 280VCA (Por fase)
Corriente máxima CA	40A
Salida modo batería (CA)	
Voltaje de salida	230VCA (Fase) / 400VCA (Línea)
Batería y cargador	
Voltaje nominal CC	48VCC
Corriente máx. de carga	60A (Por defecto), 10A ~ 200A (Ajustable)
Ambiente	
Temperatura de operación	-10 ~ 55 °C
Humedad relativa	0 ~ 90% (sin condensación)
Datos generales	
Puerto de comunicación	USB / RS232 / CAN
Dimensiones (LxAxA) en mm	168 x 500 x 622
Peso neto (Kgs)	45

19.3 Baterías

BATERÍA DE CICLO PROFUNDO AGM - RITAR DC12-225

GRAN CAPACIDAD DE CICLADOS (CARGAS Y DESCARGAS) - TIEMPO DE CARGA 5 VECES MÁS RÁPIDO

ESPECIFICACIONES

Modelo	DC12-225
Tipo	Ciclo profundo AGM
Especificaciones eléctricas	
Tensión nominal	12VCC
Capacidad en 20h	225Ah
Corriente máx. de carga	67.5A
Corriente máx. de descarga [5 seg]	2250A
Resistencia interna (mΩ)	3.7
Tensión de flote	13.7VCC - 13.9VCC
Tensión de fondo	14.6VCC - 14.8VCC
Datos generales	
Vida útil máxima (modo flote)	12 años
Tipo de terminal	F10 (M8) / F16 (M8)
Temperatura de trabajo	-20°C ~ +60°C
Temperatura de trabajo ideal	+20°C ~ +30°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	522 x 240 x 219
Peso Neto (Kg)	65

VENTAJAS

- Expectativa de vida: 6 ~ 8 años (dependiendo de las condiciones de uso)
- Capacidad de descarga mayor al 80% (en baterías estándar es menor al 50%)
- Gran capacidad de ciclados (cargas y descargas)
- Autodescarga muy baja, lo que permite largos periodos de almacenamiento sin necesidad de carga
- VRLA (batería de ácido-plomo regulada por válvula)
- Selladas y seguras frente a posibles derrames
- Alta potencia específica. Capacidad de ofrecer corrientes muy altas
- Tiempo de carga 5 veces más rápido
- Construcción segura que acepta fuertes vibraciones
- Buen comportamiento a bajas temperaturas
- Mejores prestaciones que las baterías de GEL
- Placas gruesas y material activo de alta densidad
- Vida más larga en aplicaciones de ciclo profundo
- Excelente recuperación de la descarga profunda

CUADRO DE DESCARGA A CORRIENTE CONSTANTE: A (25°C)

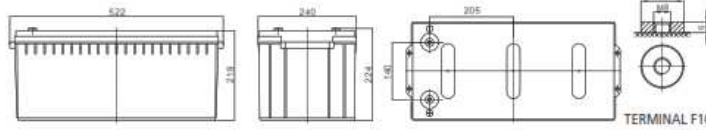
VOLTAJE	10min	15min	30min	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
9.6V	469.8	370.3	214.7	134.8	83.2	62.0	49.6	41.8	28.5	24.1	12.3
9.9V	454.1	359.2	210.1	132.2	81.8	61.1	48.9	41.2	28.2	23.9	12.2
10.2V	433.7	344.6	204.2	128.9	79.9	59.8	48.0	40.6	27.8	23.6	12.0
10.5V	406.4	325.1	196.1	124.3	77.4	58.1	46.7	39.6	27.2	23.1	11.8
10.8V	369.8	298.7	185.0	117.9	73.8	55.7	45.0	38.3	26.4	22.5	11.6
11.1V	319.9	262.4	169.2	108.9	68.7	52.2	42.5	36.4	25.2	21.6	11.1

CUADRO DE DESCARGA A POTENCIA CONSTANTE: W (25°C)

VOLTAJE	10min	15min	30min	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
9.6V	798	647	390	252	158	118	95.1	80.5	55.7	47.5	24.2
9.9V	792	641	387	250	156	117	94.3	79.9	55.2	47.1	24.1
10.2V	765	621	379	244	153	115	92.8	78.7	54.5	46.5	23.8
10.5V	730	594	367	237	149	112	90.7	77.2	53.4	45.7	23.4
10.8V	676	553	650	226	143	108	87.6	74.8	51.9	44.5	22.9
11.1V	595	493	323	210	134	102	83.1	71.3	49.7	42.7	22.1

NOTA: los valores de los cuadros precedentes son un promedio sobre un testeo de varios ciclos de carga y descarga, no un valor mínimo.

DIMENSIONES



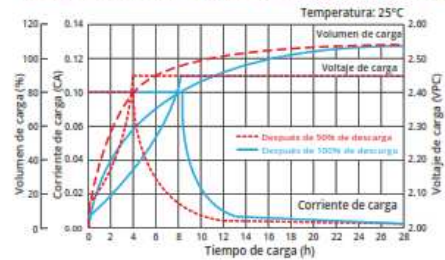
Largo	522±1mm
Ancho	240±1mm
Alto	219±1mm
Altura total	224±1mm
Terminal	Valor
M5	6-7 N*m
M6	8-10 N*m
M8	10-12 N*m

Unidad: mm

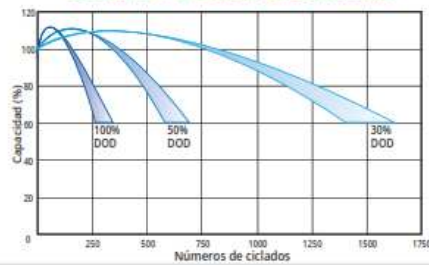
CURVA DE DESCARGA



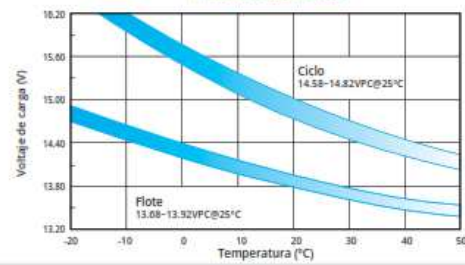
CARACTERÍSTICAS DE CARGA PARA USO CÍCLICO



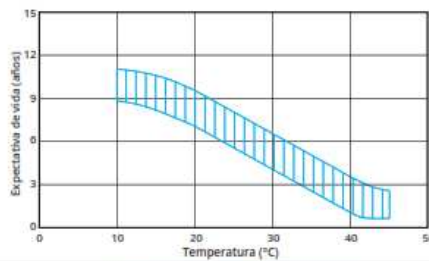
CICLOS DE VIDA EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA



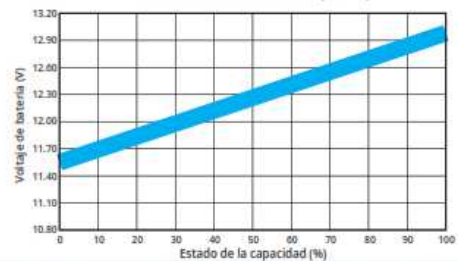
RELACIÓN ENTRE VOLTAJE DE CARGA Y TEMPERATURA



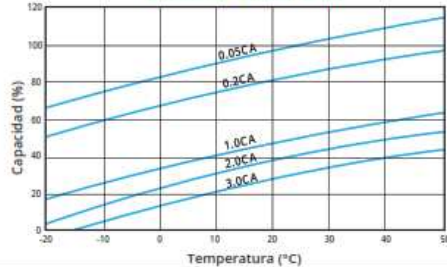
EFFECTOS DE LA TEMPERATURA EN UN LARGO PERÍODO DE TIEMPO



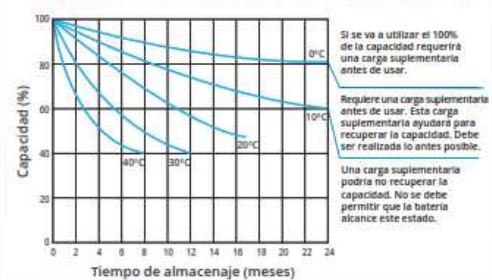
RELACIÓN ENTRE VOLTAJE DE BATERÍA Y ESTADO DE CARGA (20°C)



EFFECTOS DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CAPACIDAD



CAPACIDAD Y TIEMPO DE ALMACENAJE EN MESES



19.4 Cables de CC

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

P-Sun 2.0

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma de diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (10.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
- Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.
- Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; BS EN 60332-1-2; NF EN 60332-1-2.
- Libre de halógenos: UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713; NFC 20454; $I_t \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2; NF EN 61034
- Nula emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; BS 60754-2; NF EN 60754-2; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/mm$.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico.

Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (10.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas. Doble aislamiento (clase II).

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos, ipo EM5 según UNE-EN 50363-1.

Colores: Negro, rojo o azul.

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

P-Sun 2.0

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de Tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,7	31	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,7	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,4	79	3,39	59	6,74
1x10	3,9	7,8	120	1,95	82	4
1x16	5,4	9,0	175	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,2	265	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,9	360	0,565	174	1,15



19.5 Cables de banco de baterías

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

AFUMEX PLUS 750 V (AS)



Tensión nominal: 300/500 V - 450/750V
Norma diseño: UNE-EN 50525-3-31
Designación genérica: ES05Z1-K(AS) - H07Z1-K (AS) TYPE 2



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible (1) A	Caída de tensión V/A km (2)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 0,5	0,6	2,1	9	39	-	85,79	68,76
1 x 0,75	0,6	2,3	11	26,5	-	58,39	46,83
1 x 1	0,6	2,8	14	19,5	-	43,13	34,62
1 x 1,5	0,7	3,4	20	13,3	15	28,84	23,22
1 x 2,5	0,8	4,1	32	7,98	21	17,66	14,25
1 x 4	0,8	4,8	46	4,95	27	10,99	8,91
1 x 6	0,8	5,3	65	3,30	36	7,34	5,99
1 x 10	1,0	6,8	111	1,91	50	4,36	3,59
1 x 16	1,0	8,1	164	1,21	66	2,74	2,29
1 x 25	1,2	10,2	255	0,78	84	1,73	1,48
1 x 35	1,2	11,7	351	0,554	104	1,25	1,09
1 x 50	1,4	13,9	520	0,386	125	0,92	0,84
1 x 70	1,4	16	700	0,272	160	0,64	0,61
1 x 95	1,6	18,2	920	0,206	194	0,46	0,46
1 x 120	1,6	20,2	1130	0,161	225	0,36	0,38
1 x 150	1,8	22,5	1410	0,127	260	0,29	0,33
1 x 185	2,0	20,6	1770	0,106	297	0,26	0,28
1 x 240	2,2	28,4	2300	0,0801	350	0,18	0,24

(1) Instalación monofásica bajo tubo o conducto empotrado en pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) o bajo tubo o conducto en montaje superficial. → PVC2 con instalación tipo B1 → columna 6.

(2) Instalación monofásica (para trifásica dividir por 1,15).

(Ver página 28).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A.

Caídas de tensión: Ver tabla E.3.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.1

19.6 Cables de CA

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

RETENAX FLEX

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-2
Designación genérica: RV-K



CARACTERÍSTICAS CABLE



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
UNE-EN 60332-1-2



BAJA EMISIÓN
DE HALÓGENOS
UNE-EN 60754-1



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES

- Norma de diseño: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE-EN 60332-1-2 ; IEC 60332-1-2 ; BS EN 60332-1-2 ; NF EN 60332-1-2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE-EN 60754-1 ; IEC 60754-1 (emisión CIH < 14%).

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico, recocido.

Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.

Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
(Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.

Colores: Negro.

Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1.5, 2x2.5, 3G1.5, 3G2.5.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una gran facilidad de manipulación y no es obligatorio Afumex (AS).
 - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
 - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
 - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Bupreno H07RN-F).

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión

RETENAX FLEX

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-2
Designación genérica: RV-K



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	21	26,50	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	29	27,5	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	38	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	68	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	24	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	33	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	45	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,9	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	154	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	188	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	24	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	33	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	45	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,9	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	214	170	0,6	0,56

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado) - continuación

Número de conductores x sección mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	391	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	-	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	9,9	135	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	11	180	7,98	26,5	27,5	16,23	13,1
4 G 4	0,7	12,1	245	4,95	36	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	13,5	330	3,3	46	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	16,2	520	1,91	65	58	4,06	3,34
4 x 16	0,7	19,9	796	1,21	87	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24	1240	0,78	110	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	27,7	1700	0,554	137	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,2	2430	0,386	167	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	35,8	3260	0,272	214	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	39,8	4210	0,206	259	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	43,7	5178	0,161	301	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	49,5	6476	0,129	343	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	56,1	8778	0,106	391	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	63,2	10526	0,0801	468	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	10,8	160	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	12	215	7,98	26,5	27,5	16,23	13,1
5 G 4	0,7	13,2	300	4,95	36	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	14,8	400	3,3	46	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	17,7	630	1,91	65	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	21,8	976	1,21	87	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,2	1460	0,78	110	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	30,6	2070	0,54	137	117	1,17	1,01

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K-m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

(Ver página 28).



19.7 Fusibles CC



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo SFUS-10

Especificaciones eléctricas

Capacidad del fusible 10A

Tamaño del fusible 10 x 38 mm

Voltaje máximo 1000VCC



19.8 Porta fusibles CC



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo SPF-10

Especificaciones eléctricas

Fusible incluido NO

Capacidad del fusible 10A

Tamaño del fusible 10 x 38 mm

Corriente máxima del módulo 20A

Voltaje máximo 1000VCC

Sección de cable 1 mm² ~ 10 mm²



19.9 Descargador de sobretensión CC.



Hoja de características del
producto
Características

A9L40281
iPRD-DC 40r 1000PV 2P - 1000V CD - con
transferencia remota



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iPRD PV-DC
Nombre corto del dispositivo	iPRD PV-DC
Tipo de producto o componente	Limitador de sobretensiones con cartucho enchufable
Número de polos	2P
Tipo de salida	Contacto (sin tensión)
Composición de contactos de señalización	1 SD (1 C/O)
Tipo de limitador de sobretensiones	Red de distribución eléctrica

Complementario

Tipo y clase de limitador de sobretensiones	Tipo 2
Tecnología de limitador de sobretensiones	MOV
[Ue] Tensión nominal de empleo	1000 V (+/- 10 %) CC
Intensidad de descarga nominal	15 kA
Intensidad de salida máxima	40 kA
[Uc] tensión de funcionamiento máxima continua	Modo diferencial : 1000 V L+/L- Common mode : 1000 V L+/PE Common mode : 1000 V L-/PE
[Up] nivel de protección de tensión	<= 3.9 kV type 2 common mode L+/PE <= 3.9 kV type 2 common mode L-/PE <= 3.9 kV type 2 differential mode L+/L-
Tipo de dispositivo seccionador	Integrated disconnecter
Señalizaciones en local	Bandera color: blanco/rojo
Tensión del circuito de señalización	CA : 250 V 50/60 Hz
Señalización de corriente de salida	0.25 A
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Aviso legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adicación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios



Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	6
Altura	85 mm
Anchura	54 mm
Profundidad	69 mm
Peso del producto	400 g
Color	Blanco (RAL 9003)
Tiempo de respuesta	<= 25 ns
Conexiones - terminales	Tunnel type terminal 2.5...16 mm ² flexible Tunnel terminal 2.5...16 mm ² flexible with ferrule Tunnel type terminal 2.5...25 mm ² rigid
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm
Par de apriete	3.5 N.m

Entorno

Normas	EN 50539-11 : 2013 UTE C 61740-51
Certificaciones de producto	CE
Grado de protección IP	En cara frontal : IP40 En terminal : IP20
Grado de protección IK	IK03
Humedad relativa	5...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C



19.10 Seccionador CC entre paneles e inversor

Seccionador CC



Seccionador de Corriente Continua para sistemas solares

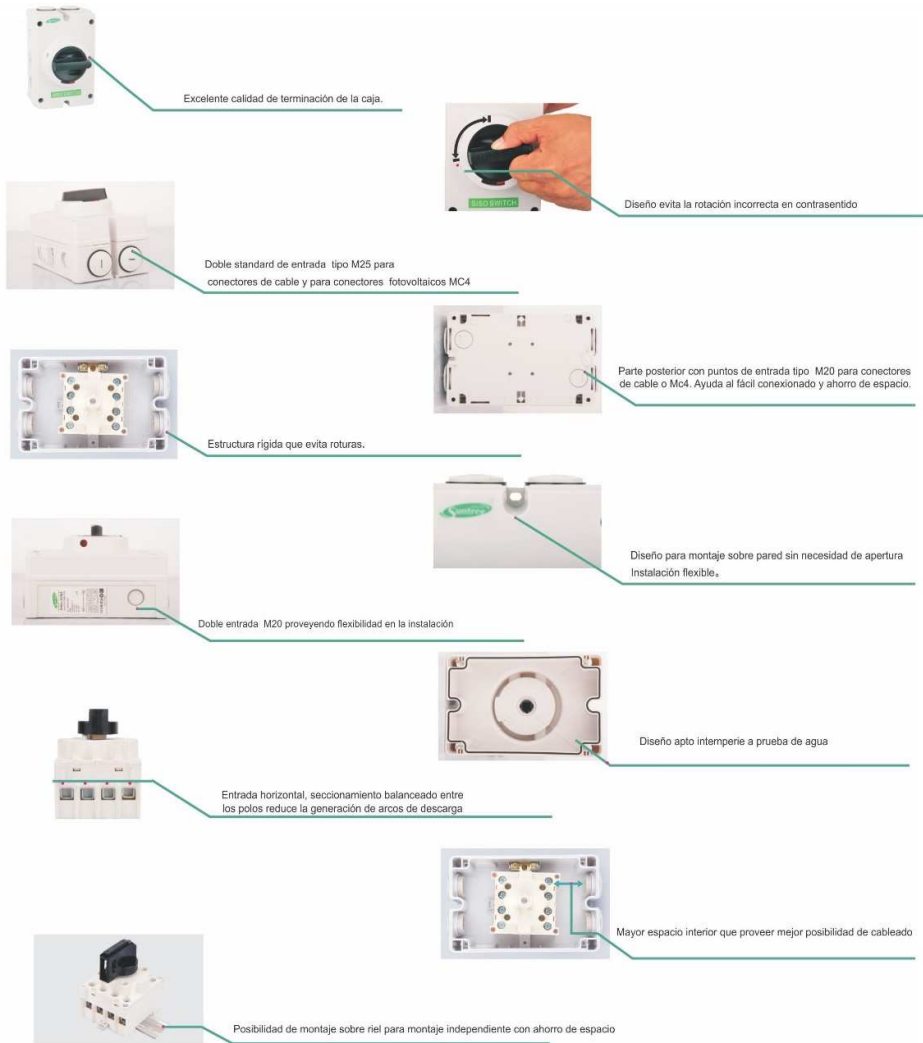
El seccionador de CC para sistemas solares, se encuentra diseñado para proporcionar una conexión y desconexión rápida y segura de los paneles en las instalaciones fotovoltaicas.

El mismo se encuentra preparado para el trabajo al intemperie y posee la habilidad de ser instalado a través de conectores terminales para una instalación eficiente y rápida.

Principales características

- IP 66 apto intemperie
- Tensión de trabajo en CC hasta 1500V según modelo
- Tipo de conexión admitida. Mc4, M20, M25
- Corriente admitida según modelo. 10A, 16A, 20A, 25A, 32A, 4A, 50A, 63A
- Temperatura de trabajo. -5 grados C a 60 grados C
- Standard. IEC6497-3, AS/NZS 3947.3:2001
- Fácil de instalar
- Resistente a rayos UV
- Tiempo de seccionamiento extremadamente corto. (aprox 2 ms)
- Tapa desmontable solamente en posición desconectada.
- Terminal de conexión a tierra.





V23AGO2016





19.11 Termomagnética cable subterráneo (Inv – Tablero cabañas).



Ficha técnica del producto Características

A9N24365

Int. Termomagnetico C60N 4X25A Curva C

Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Distancia	Acti 9
Nombre del producto	C60
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
Corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	C
Poder de corte	6 kA - 440 V CA 50/60 Hz 10 kA - 415 V CA 50/60 Hz 20 kA - 240 V CA 50/60 Hz 40 kA - <= 125 V CC 6000 A conforme a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz

Complementario

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	400 V CA 50/60 Hz
[Ics] poder de corte en servicio	4.5 kA 75 % - 440 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % - 415 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % - 240 V CA 50/60 Hz 40 kA 100 % - <= 125 V CC 6000 A 100 % - 400 V CA 50/60 Hz
Clase de limitación	3 conforme a IEC 60898-1
Tensión asignada de aislamiento	440 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV comparable a IEC 60898-1
Indicación de contacto positivo	Sí
Tipo de control	Palanca de conmutación
Señalizaciones frontales	Indicación encendido/apagado



Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Perfil DIN simétrico de 35 mm
Pasos de 9 mm	8
Alto	81 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	72 mm
Peso del producto	480 g
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 cycles
Endurancia eléctrica	10000 cycles
Longitud de pelado de cable	5 mm arriba o abajo
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección de fugas a tierra	Sin

Entorno

Normas	IEC 60898-1
Grado de protección IP	IP20
Grado de contaminación	2 conforme a IEC 60898-1
Tropicalización	2 conforme a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % 55 °C
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C



19.12 Termomagnéticas Cabañas.

Ficha técnica del producto Características

A9N24078

Int. Termomagnetico C60N 2X20A Curva B



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Distancia	Acti 9
Nombre del producto	C60
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal	20 A
Tipo de red	CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	B
Poder de corte	6 kA - 440 V CA 50/60 Hz 10 kA - 415 V CA 50/60 Hz 20 kA - 240 V CA 50/60 Hz 20 kA - <= 125 V CC 6000 A conforme a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz

Complementario

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	400 V CA 50/60 Hz
[Ics] poder de corte en servicio	4,5 kA 75 % - 440 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % - 415 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % - 240 V CA 50/60 Hz 20 kA 100 % - <= 125 V CC 6000 A 100 % - 400 V CA 50/60 Hz
Clase de limitación	3 conforme a IEC 60898-1
Tensión asignada de aislamiento	440 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV comparable a IEC 60898-1
Indicación de contacto positivo	Si
Tipo de control	Palanca de conmutación
Señalizaciones frontales	Indicación encendido/apagado



Modo de montaje	Clip-on
Soporte de montaje	Perfil DIN simétrico de 35 mm
Pasos de 9 mm	4
Alto	81 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	72 mm
Peso del producto	240 g
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 cycles
Endurancia eléctrica	10000 cycles
Longitud de pelado de cable	5 mm arriba o abajo
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección de fugas a tierra	Sin

Entorno

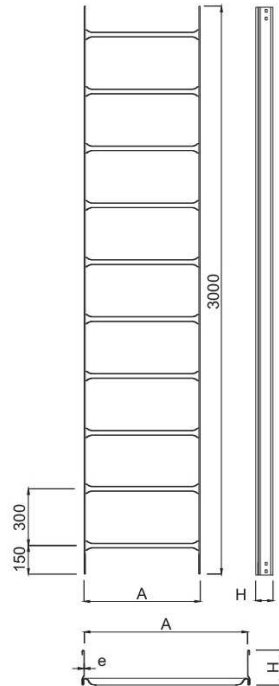
Normas	IEC 60898-1
Grado de protección IP	IP20
Grado de contaminación	2 conforme a IEC 60898-1
Tropicalización	2 conforme a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % 55 °C
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C



19.13 Bandeja porta cables



Tramo recto



TERMINACION:
Cincado electrolítico, galvanizado por inmersión en caliente, Pintado según requerimiento y Acero Inoxidable, Calidad requerida

CODIGO	A	H	e.de larguero		e.de travesaños	
			normal	Pesada	normal	Pesada
TRL-150	150	92	1,6	2,1	1,6	2,1
TRL-300	300	92	1,6	2,1	1,6	2,1
TRL-450	450	92	1,6	2,1	2,1	2,1
TRL-600	600	92	1,6	2,1	2,1	2,1
TRL-150-H	150	64	1,6	2,1	1,6	2,1
TRL-300-H	300	64	1,6	2,1	1,6	2,1
TRL-450-H	450	64	1,6	2,1	2,1	2,1
TRL-600-H	600	64	1,6	2,1	2,1	2,1

Para solicitar Bandejas en chapa pesada agregar al código la letra "P"



20. Análisis económico

En este apartado se llevará a cabo el estudio del aspecto económico del proyecto, en el cual se determinará si la inversión es viable o no. Como punto de partida se confeccionará el cómputo de materiales y presupuesto, para luego confeccionar un flujo de caja. De esta manera poder determinar la inversión, mediante el uso de las herramientas financieras tales como el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Para el cálculo de los ingresos se estimó un costo de alquiler de \$2000 (pesos) diarios por cada cabaña, los cuales sufren un incremento del 5% semestral.

Para el cálculo de los egresos se tuvo en cuenta que el complejo cuenta con 15 empleados con sus correspondientes categorías, y un gasto fijo de mantenimiento de \$10.000 (pesos) mensuales.

También se tuvo en cuenta el impuesto municipal del 2,1% y el impuesto a las ganancias del 35%.

Para el cálculo de ahorro energía eléctrica se tuvieron en cuenta los datos oficiales del cuadro tarifario que utiliza EPEC (Energía de la provincia de Córdoba). En base a la variación de precios vista se realizó una proyección de costos para once periodos.



20.1 Cómputo de materiales y presupuesto

A continuación se computan los costos de los equipos por separados, según los precios cotizados por los proveedores mencionados en cada elemento calculado anteriormente.

Los valores tabulados se expresan todos en pesos argentinos.

La cotización del dólar tomada a la hora de la elección de los elementos fue \$38.

GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
PANELES SOLARES			
Panel Solar Enertik modelo PS-330M 330W	68	\$ 11.832	\$ 804.576
SUBTOTAL PANELES SOLARES			\$ 804.576
INVERSORES			
Inversor Enertik HGI-10K-48	2	\$ 255.621	\$ 511.242
SUBTOTAL INVERSORES			\$ 511.242
BATERIAS			
Enertik AGM-RITAR DC 12-22 Ciclo Profundo	24	\$ 25.900	\$ 621.600
SUBTOTAL BATERIAS			\$ 621.600



GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
CABLES			
PRYSMIAN P Sun 2.0 1x2,5mm ²	140	\$ 130	\$ 18.200
PRYSMIAN RETANAX FLEX 4 X 10mm ²	160	\$ 300	\$ 48.000
Cables preensablados Puente Banco de Baterías	9	\$ 500	\$ 4.500
PRYSMIAN P Sun 2.0 1x70mm ²	6	\$ 435	\$ 2.610
PRYSMIAN AFUMEX 750 1x4mm ² AMARILLO/VERDE	30	\$ 35	\$ 1.050
SUBTOTAL CABLES			\$ 74.360
PROTECCIONES			
Fusible solar gPV Enertik SFUS-10	8	\$ 180	\$ 1.440
Porta Fusible solar gPV Enertik SFS-10	8	\$ 390	\$ 3.120
Descargador de sobretensión Schneider Electric A9L40281	4	\$ 6.300	\$ 25.200
Seccionador Hissuma Solar 32A	4	\$ 2.500	\$ 10.000
Seccionador de baterías BAW J102C100 100A	1	\$ 1.500	\$ 1.500
Termomagnetica Schneider Electric 4P x 25 AN924365	4	\$ 2.750	\$ 11.000
Termomagnetica Schneider Electric 2P x 20 AN924078	10	\$ 840	\$ 8.400
SUBTOTAL PROTECCIONES			\$ 60.660



GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
ACCESORIOS			
Bandeja porta cables escalera SAMET 15cm X 3m	9	\$ 350	\$ 3.150
Gabinete FORLI 20024 c/ rien DIN	4	\$ 1.950	\$ 7.800
Gabinete FORLI 18040 c/ rien DIN	2	\$ 250	\$ 500
Jabalina de puesta a tierra	4	\$ 385	\$ 1.540
Terminales ojos Varios	180	\$ 20	\$ 3.600
SUBTOTAL ACCESORIOS			\$ 16.590
ESTRUCTURA			
Perfil U Acero UPN 80	55	\$ 3.400	\$ 187.000
Perfil U Acero UPN 200	28	\$ 12.500	\$ 350.000
Perno cabeza hexagonal M22-2,5x50 Tuerca M22 - 2,5 arandelas	400	\$ 28	\$ 11.200
Perno cabeza hexagonal M8 -1,25x20 Tuerca M8 - 1,25 / arandelas	560	\$ 12	\$ 6.440
Pintura antioxido negro satinado x 20 L	4	\$ 3.550	\$ 14.200
SUBTOTAL ESTRUCTURA			\$ 568.840



GENERACION SOLAR FOTOVOLTAICA			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
HONORARIOS			
Honorarios Profesionales	1		\$ 135.000
Mano de obra del proyecto	1		\$ 135.000
SUBTOTAL HONORARIOS			\$ 270.000

TOTAL ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	\$ 2.927.868,00
---	------------------------



20.2 Ahorro de la energía eléctrica

AÑO	AHORRO DE ENERGIA \$
1	\$ 158.191,31
2	\$ 258.507,76
3	\$ 342.915,45
4	\$ 391.273,88
5	\$ 446.315,94
6	\$ 507.656,26
7	\$ 573.308,28
8	\$ 645.311,58
9	\$ 724.524,11
10	\$ 812.376,20
11	\$ 910.880,78
TOTAL AHORRADO	\$ 5.771.261,55

Para obtener el ahorro de energía se tomó un periodo de 11 años, teniendo en cuenta la categoría de usuario y el precio de los [Kwh]. Los datos fueron sacados del cuadro tarifario de EPEC (Energía de la provincia de Córdoba).



20.3 Flujos de fondos

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	R. NETO
1	\$ 7.642.191,31	\$ 4.833.666,56	\$ 2.808.524,75
2	\$ 8.509.617,76	\$ 5.246.674,02	\$ 3.262.943,74
3	\$ 9.439.764,23	\$ 5.687.653,62	\$ 3.752.110,61
4	\$ 10.420.549,65	\$ 6.152.734,36	\$ 4.267.815,29
5	\$ 11.503.592,48	\$ 6.660.363,68	\$ 4.843.228,80
6	\$ 12.698.303,65	\$ 7.214.241,82	\$ 5.484.061,83
7	\$ 14.013.497,02	\$ 7.817.887,40	\$ 6.195.609,62
8	\$ 15.463.119,67	\$ 8.476.645,08	\$ 6.986.474,59
9	\$ 17.061.157,53	\$ 9.195.904,80	\$ 7.865.252,73
10	\$ 18.823.514,54	\$ 9.981.761,98	\$ 8.841.752,56
11	\$ 20.768.160,81	\$ 10.841.072,00	\$ 9.927.088,81

Para conformar esta tabla de flujos de fondos, se estimaron los ingresos (alquiler de las cabañas, ahorro de energía eléctrica), y los egresos que están compuestos por (salarios de empleados, mantenimiento, impuesto municipal, impuesto a las ganancias). Los distintos valores fueron calculados para un periodo de 11 años.



20.4 Determinación de la rentabilidad

Para determinar la rentabilidad de la inversión se analizarán dos variables económicas, el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

20.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

La fórmula que permite calcular el VAN es:

$$VAN = \left(\sum_{P=1}^n VA \right) - I = \left(\sum_{P=1}^n \frac{FC_P}{(1+t)^P} \right) - I$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

FC_P: Flujos de caja (considerados teniendo en cuenta el ahorro generado en cada caso)

P: Números de periodos (se toma un periodo conservador de 10 años)

t: Tasa de intereses

I: Inversión inicial



Pueden suceder tres situaciones en lo que respecta a la VAN, y que determinan si el proyecto es redituable.

- VAN mayor a 0: significa que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede aceptarse.
- VAN menor a 0: significa que la inversión producirá pérdidas por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto debe rechazarse.
- VAN igual a 0: significa que la inversión no producirá ganancias ni pérdidas.

El valor **t** asignado a la fórmula (VAN) corresponde a la tasa de interés de un plazo fijo en pesos en Banco Nación, el cual es de 21,01%.

PERIODOS	FLUJO DE CAJA (FC)	N° DE PERIODOS (P)	TASA DE DESCUENTO (t)	INVERSION INICIAL (i)	VAN
0	-\$2.927.868,00				
1	\$4.477.971,31	11	21,01%	\$ 2.927.868,00	\$ 27.800.848,34
2	\$5.193.186,73				
3	\$5.963.511,67				
4	\$6.776.484,47				
5	\$7.683.324,05				
6	\$8.693.021,78				
7	\$9.813.951,07				
8	\$11.059.595,42				
9	\$12.443.458,12				
10	\$13.980.930,16				
11	\$15.689.447,21				

El resultado de la **VAN** es de \$27.800.848,34, por lo que se interpreta este valor como viable.



20.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la medida geométrica de los rendimientos futuros esperados de la inversión, implica por cierto el supuesto de una oportunidad para invertir. Conceptualmente, es la tasa de descuento cuando la VAN es igual a cero. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad, permitiendo utilizarse como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

La fórmula de la TIR es la siguiente:

$$TIR = \left(\sum_{P=1}^n \frac{1 - E}{(1 + t)^P} \right) - I = 0$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Retorno

E: Egreso de cada periodo

P: Número de periodos (se toma un periodo conservador de 10 años)

t: Tasa de intereses

I: Inversión inicial

CRITERIO DE SELECCIÓN DE PROYECTOS SEGÚN LA TIR

El criterio de selección será el siguiente donde “t” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > t$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.



• Si $TIR = t$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

• Si $TIR < t$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

PERIODOS	FLUJO DE CAJA (FC)
0	-\$2.927.868,00
1	\$4.477.971,31
2	\$5.193.186,73
3	\$5.963.511,67
4	\$6.776.484,47
5	\$7.683.324,05
6	\$8.693.021,78
7	\$9.813.951,07
8	\$11.059.595,42
9	\$12.443.458,12
10	\$13.980.930,16
11	\$15.689.447,21

TIR	168%
-----	------

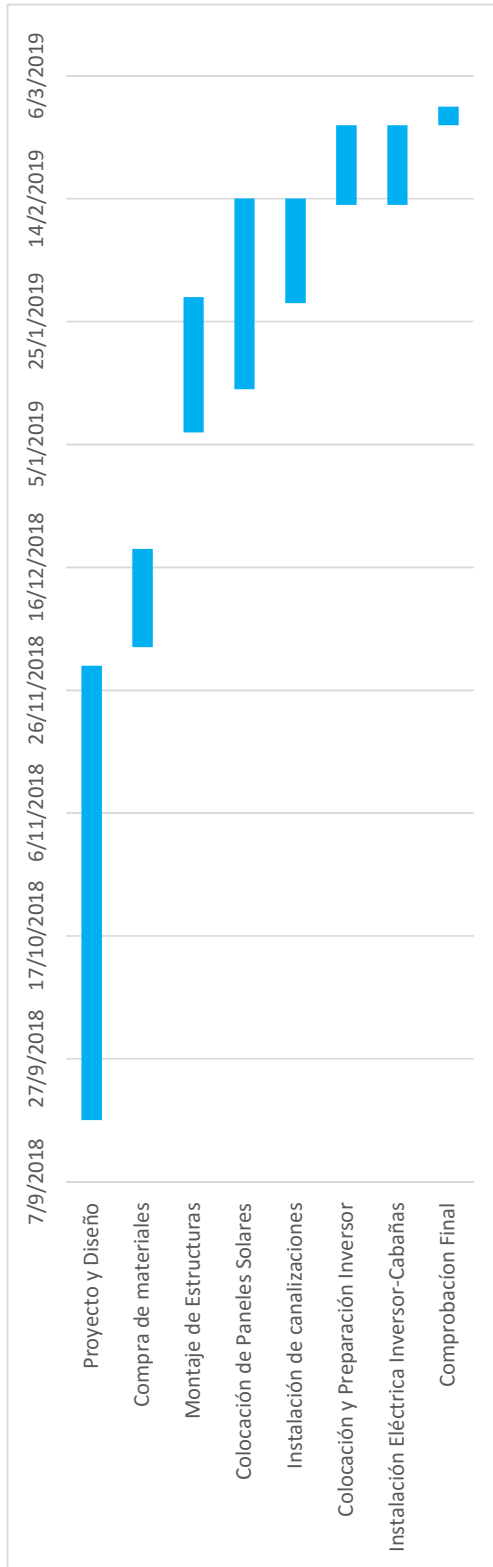
El cálculo de la **TIR** para el proyecto de inversión estudiado arroja un 168% que, comparado con el valor obtenido respecto a un plazo fijo Banco Nación (21,01%) del día 3 de diciembre de 2018, es claramente superior. Por lo tanto el proyecto de inversión es viable y se acepta.



21. Cronograma de ejecución del proyecto

Consiste en mostrar las actividades y tiempos de ejecución del proyecto a realizar, la herramienta seleccionada para la planificación de tareas es el diagrama de Gantt. Dicha herramienta es de gran utilidad ya que es simple de realizar, y muestra de forma gráfica las diversas tareas y tiempos. El tiempo total de ejecución es de 165 días, arrancando en el mes de septiembre del corriente año, y finalizando la obra en el mes de febrero de 2.019; se tuvo en cuenta fines de semanas y feriados en la planificación de las actividades.

Diagrama de Gantt



Posición	Actividad	Fecha de inicio	Fecha de finalización
1	Proyecto y Diseño	17/9/2018	30/11/2018
2	Compra de materiales	3/12/2018	18/12/2018
3	Montaje de Estructuras	7/1/2019	28/1/2019
4	Colocación de Paneles Solares	14/1/2019	13/2/2019
5	Instalación de canalizaciones	28/1/2019	13/2/2019
6	Colocación y Preparación Inversor	13/2/2019	25/2/2019
7	Instalación Eléctrica Inversor-Cabañas	13/2/2019	25/2/2019
8	Comprobación Final	26/2/2019	28/2/2019

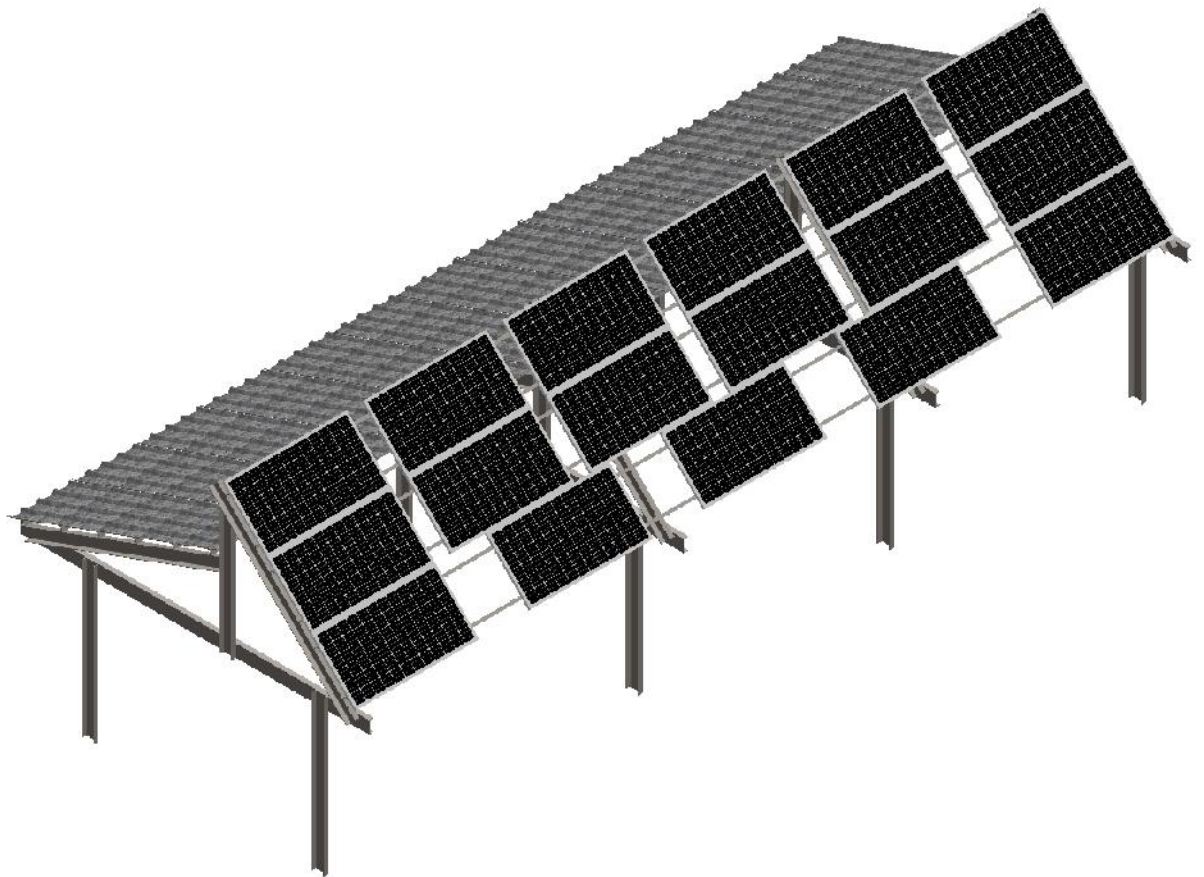


22. Bibliografía

- Enertik. <https://www.enertik.com.ar/>
- Energía solar. <https://erenovable.com/energia-solar-fotovoltaica/>
- Fiasa. <https://www.fiasa.com.ar/>
- EPEC (Energía de la provincia de Córdoba)
<https://www.epec.com.ar/>
- Energías-Renovables.
<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- Secretaria de Energía de la Nación.
<https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php>
- Energía solar fotovoltaica.
<http://www.smartgreen.com.ar/p/paneles-solares.html>
- Mapas de irradiación solar. Secretaria de Energía.
<https://sig.se.gob.ar/geoportal/index.php/proyectos/?id=29>
- Instalaciones Generadoras Fotovoltaicas. Autor: Vicente Mascaros Mateo.
- Apuntes de cátedra. Redes eléctricas y sistemas de distribución. Ingeniería Electromecánica - UTN Paraná.
- Funcionamiento y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.
<http://www.energiaestrategica.com>
- Solartec. <http://www.solartec.com.ar/>
- Google Earth. 2018. Datos del mapa.
- Grossi Gallegos, H. y Righini, R. 2012. Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente.
- Prysmian Cables & Systems. 2008. Cables para Baja Tensión. Catálogo general.
- Schneider Electric. <https://www.schneider-electric.com.ar/es/>



ANEXOS PLANOS



TÍTULO:

PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR
COMPLEJO HOTELERO



Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Paraná

NÚMERO DE DIBUJO:

1 - Parking Solar

A4

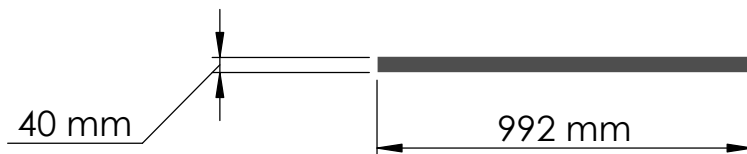
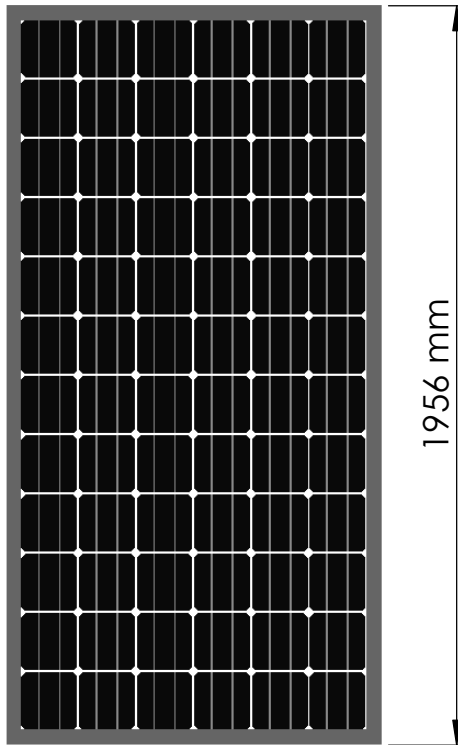
Autores:

Del Río, Alejandro G.
Quinodoz, Juan José

ESCALA: 1:85

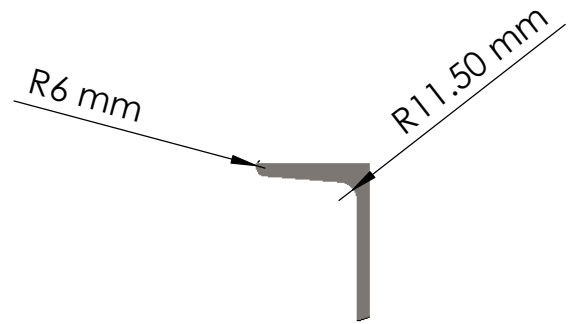
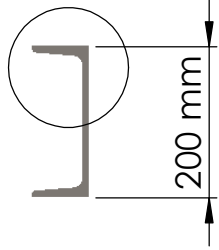
HOJA 1 DE 1

2018



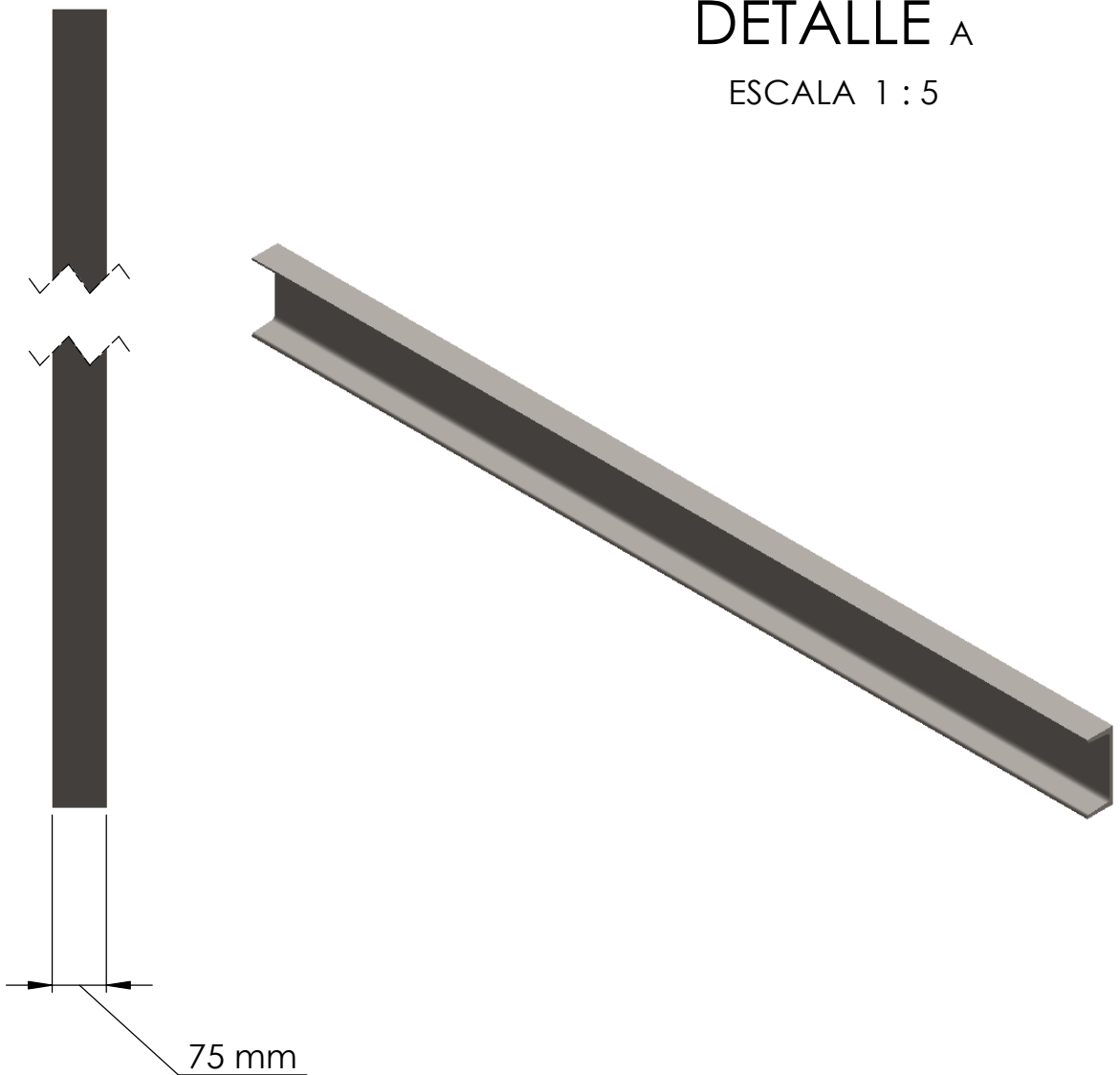
TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 2 - Panel Solar PS-330M	A4	
ESCALA: 1:20	HOJA 1 DE 1	2018

A



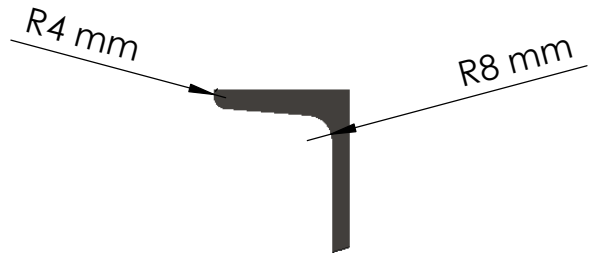
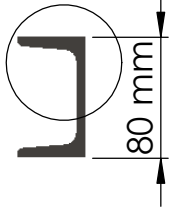
DETALLE A

ESCALA 1 : 5



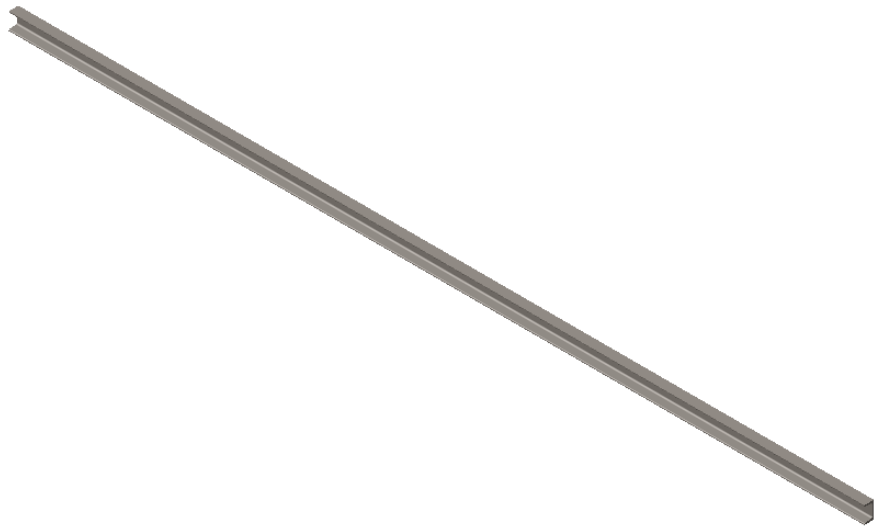
TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 3 - PERFIL UPN 200	A4	
ESCALA: 1:10	HOJA 1 DE 1	2018

A



DETALLE A

ESCALA 2 : 5



TÍTULO:

PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR
COMPLEJO HOTELERO



Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Paraná

NÚMERO DE DIBUJO:

4 - PERFIL UPN 80

A4

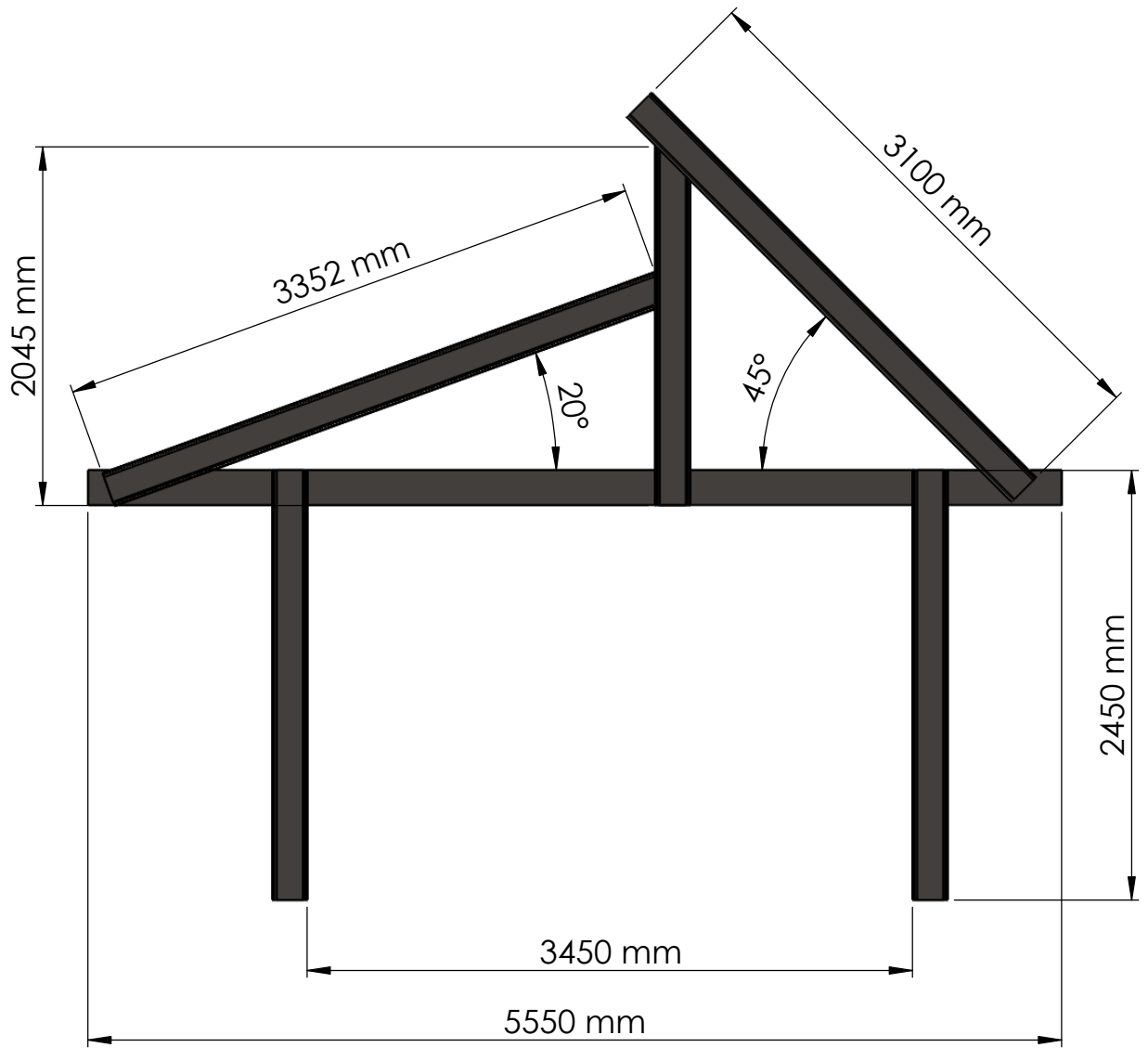
Autores:


Del Río, Alejandro G.
Quinodoz, Juan José

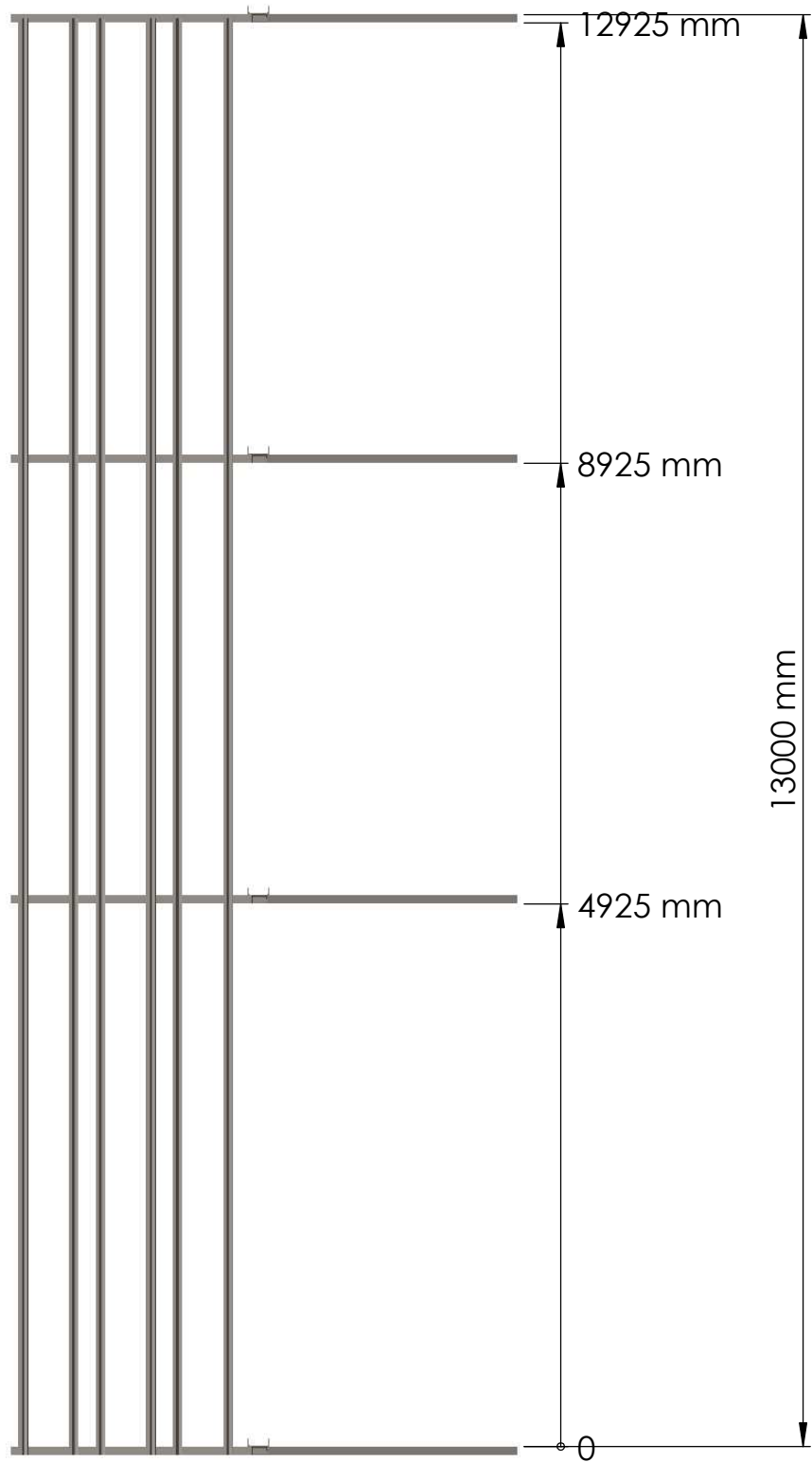
ESCALA: 1:5

HOJA 1 DE 1

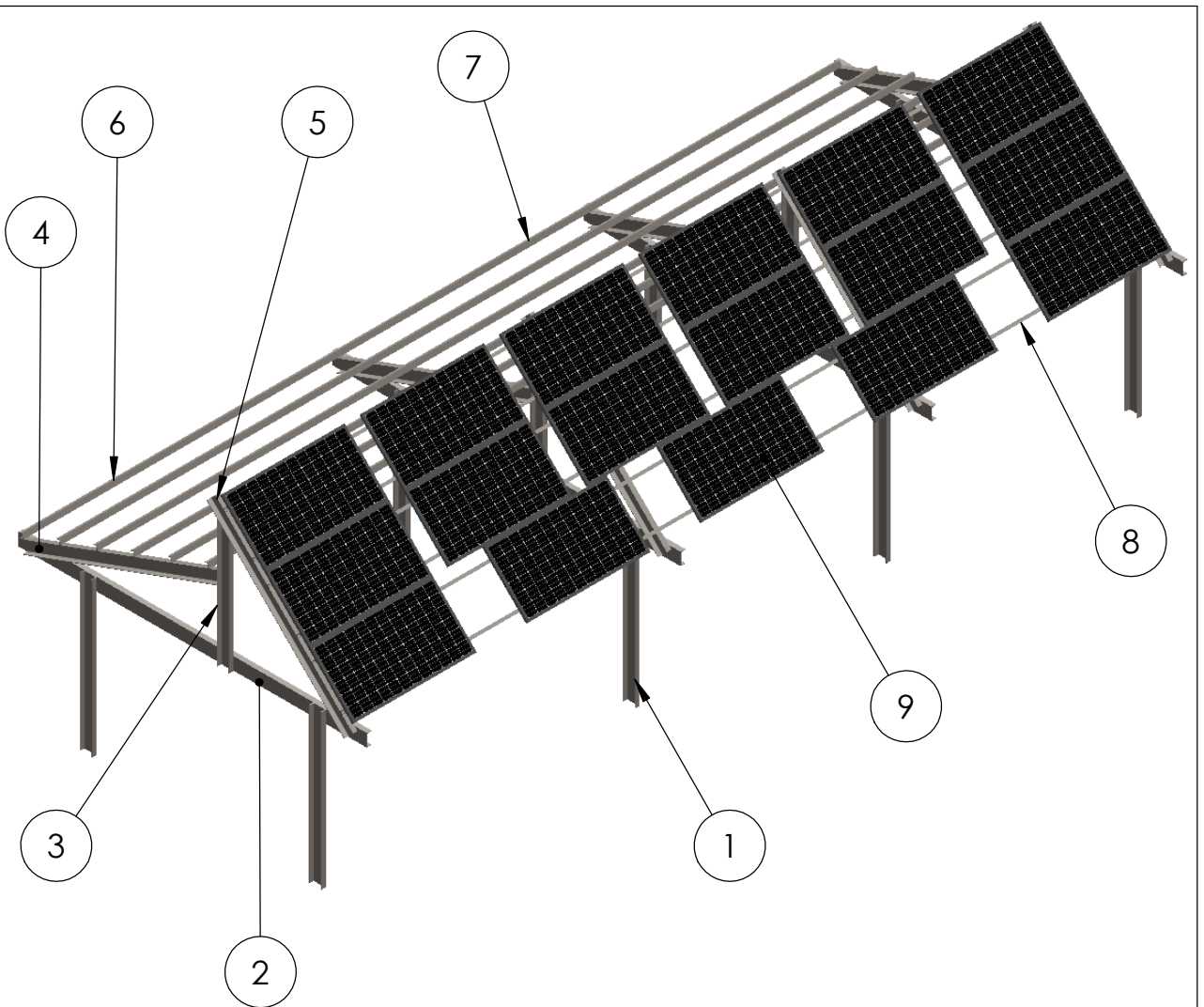
2018



TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 5 - VISTA LATERAL ESTUCTURA	A4	
ESCALA: 1:40	HOJA 1 DE 1	2018

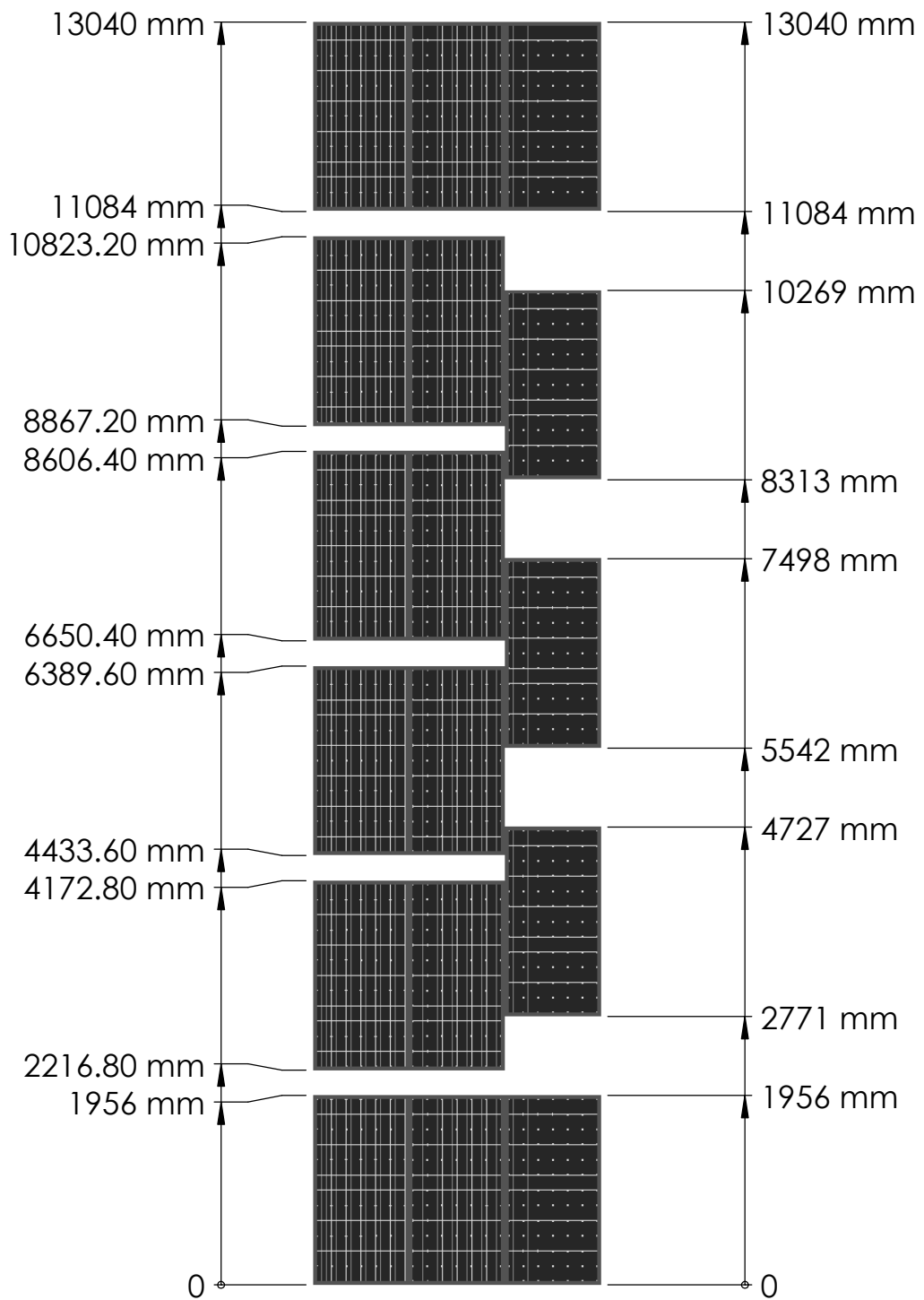


TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 6 - VISTA FRONTAL ESTRUCTURA	A4	
ESCALA: 1:65	HOJA 1 DE 1	2018



N° DE ELEMENTO	DESCRIPCION	CANTIDAD	MEDIDA
1	PERFIL UPN 200	8	2450 mm
2	PERFIL UPN 200	4	5550 mm
3	PERFIL UPN 200	4	2038 mm
4	PERFIL UPN 200	4	3350 mm
5	PERFIL UPN 200	4	3100 mm
6	PERFIL UPN 80	12	5000 mm
7	PERFIL UPN 80	12	4000 mm
8	PERFIL UPN 80	12	4000 mm
9	PANEL SOLAR PS-330M	17	1956 mm x 992 mm

TÍTULO:		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		
NÚMERO DE DIBUJO:		Autores:
7 - COMPONENTES DEL PROYECTO		Del Río, Alejandro G. Quinodoz, Juan José
ESCALA: 1:80	HOJA 1 DE 1	2018

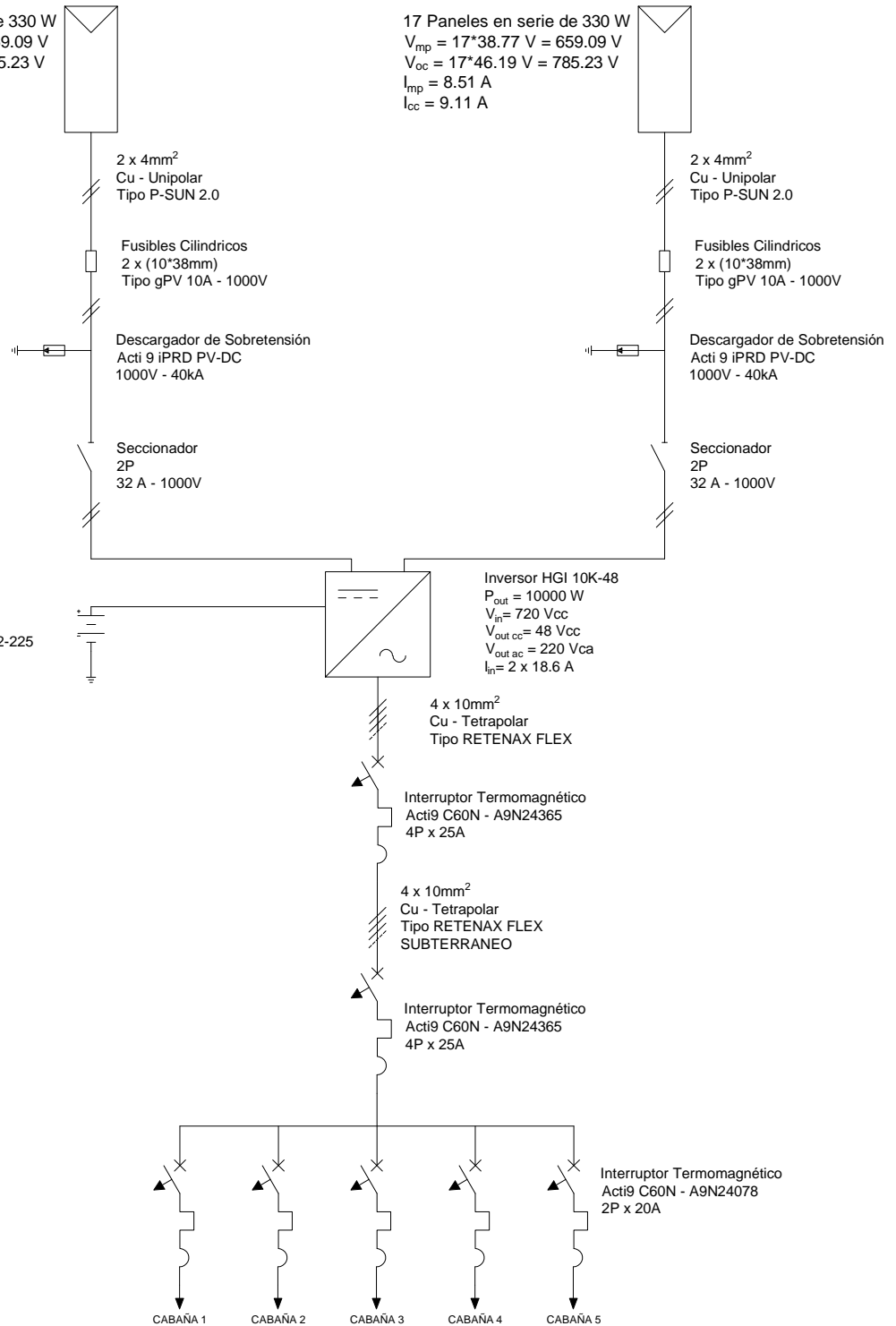



TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 8 - DISPOSICIÓN PANELES SOLARES	A4	
ESCALA: 1:70	HOJA 1 DE 1	2018

17 Paneles en serie de 330 W
 $V_{mp} = 17 \cdot 38.77 \text{ V} = 659.09 \text{ V}$
 $V_{oc} = 17 \cdot 46.19 \text{ V} = 785.23 \text{ V}$
 $I_{mp} = 8.51 \text{ A}$
 $I_{cc} = 9.11 \text{ A}$

17 Paneles en serie de 330 W
 $V_{mp} = 17 \cdot 38.77 \text{ V} = 659.09 \text{ V}$
 $V_{oc} = 17 \cdot 46.19 \text{ V} = 785.23 \text{ V}$
 $I_{mp} = 8.51 \text{ A}$
 $I_{cc} = 9.11 \text{ A}$

Banco de Baterías
 AGM - RITAR DC12-225
 12 x 225Ah

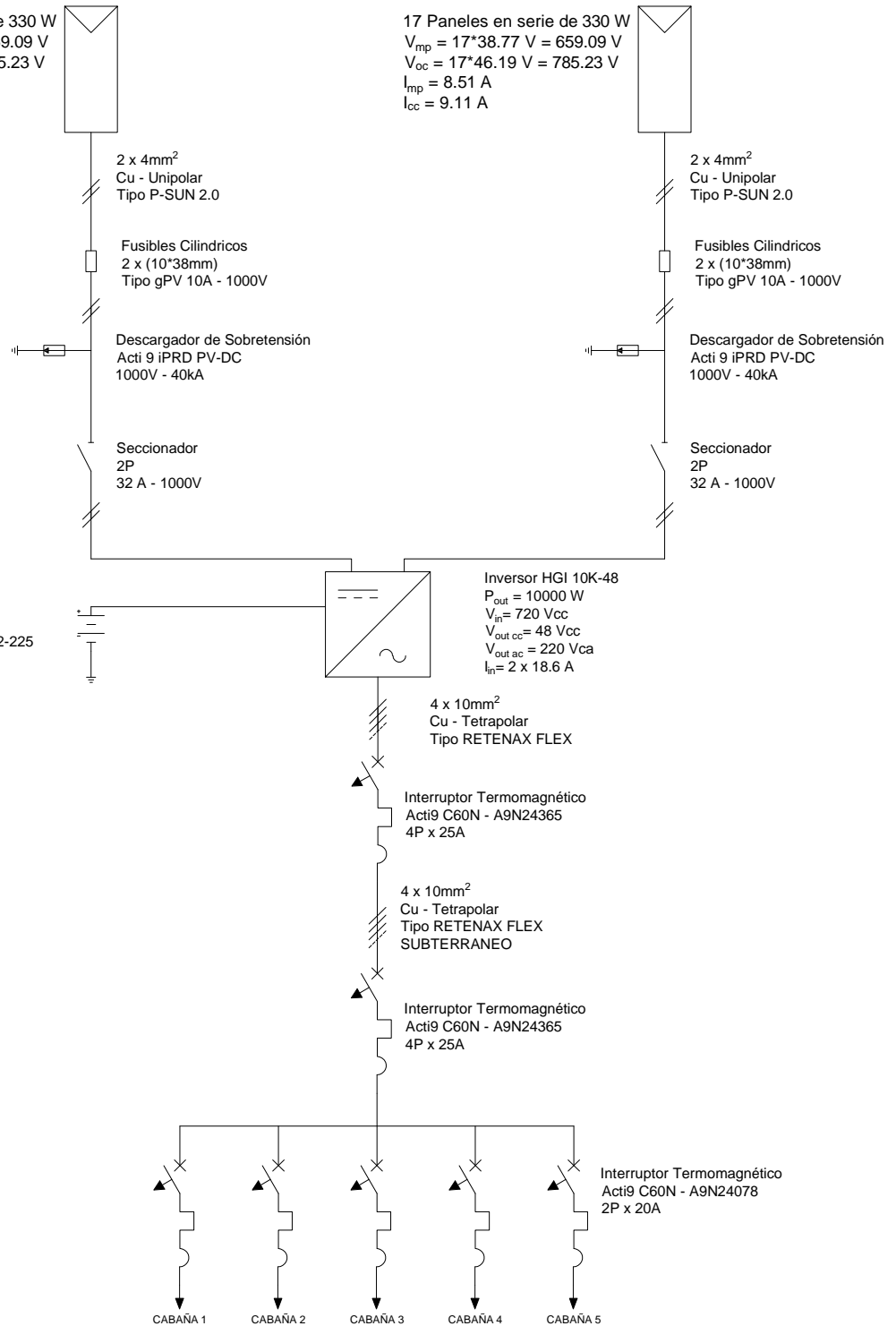



TÍTULO:		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
PROYECTO ELECTRIFICACIÓN SOLAR COMPLEJO HOTELERO		
NÚMERO DE DIBUJO:	A4	Autores: Del Rio, Alejandro G. Quinodoz, Juan José
9 - UNIFILAR INVERSOR N° 1		2018
ESCALA:	HOJA 1 DE 1	

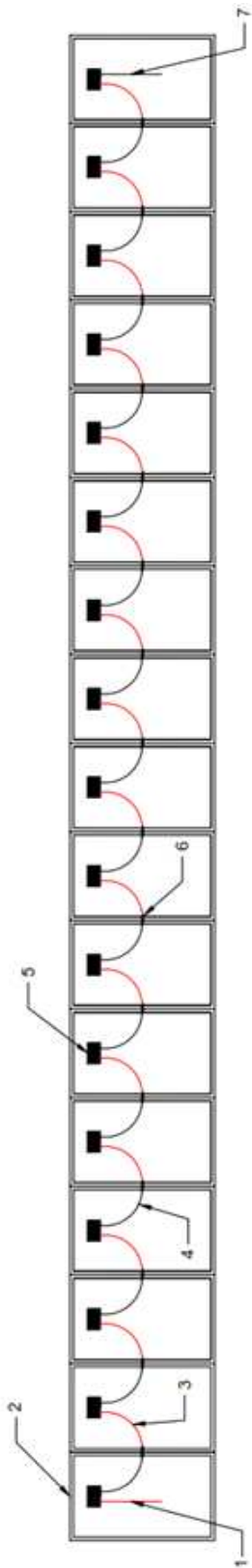
17 Paneles en serie de 330 W
 $V_{mp} = 17 \cdot 38.77 \text{ V} = 659.09 \text{ V}$
 $V_{oc} = 17 \cdot 46.19 \text{ V} = 785.23 \text{ V}$
 $I_{mp} = 8.51 \text{ A}$
 $I_{cc} = 9.11 \text{ A}$

17 Paneles en serie de 330 W
 $V_{mp} = 17 \cdot 38.77 \text{ V} = 659.09 \text{ V}$
 $V_{oc} = 17 \cdot 46.19 \text{ V} = 785.23 \text{ V}$
 $I_{mp} = 8.51 \text{ A}$
 $I_{cc} = 9.11 \text{ A}$

Banco de Baterías
 AGM - RITAR DC12-225
 12 x 225Ah



TÍTULO:		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
PROYECTO ELECTRIFICACIÓN SOLAR COMPLEJO HOTELERO		
NÚMERO DE DIBUJO:		A4 Autores: Del Rio, Alejandro G. Quinodoz, Juan José
10 - UNIFILAR INVERSOR N° 2		
ESCALA:	HOJA 1 DE 1	2018



N° DE ELEMENTO	ELEMENTO
1	Conductor positivo a caja de conexión
2	Paneles solares
3	Conductor positivo del panel solar
4	Conductor negativo del panel solar
5	Caja de conexión del panel solar
6	Conexión entre conectores de paneles
7	Conductor negativo a caja de conexión

TÍTULO:

PROYECTO ELECTRIFICACION SOLAR
COMPLEJO HOTELERO



Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Paraná

NÚMERO DE DIBUJO:

11 - Conexión Paneles

A4

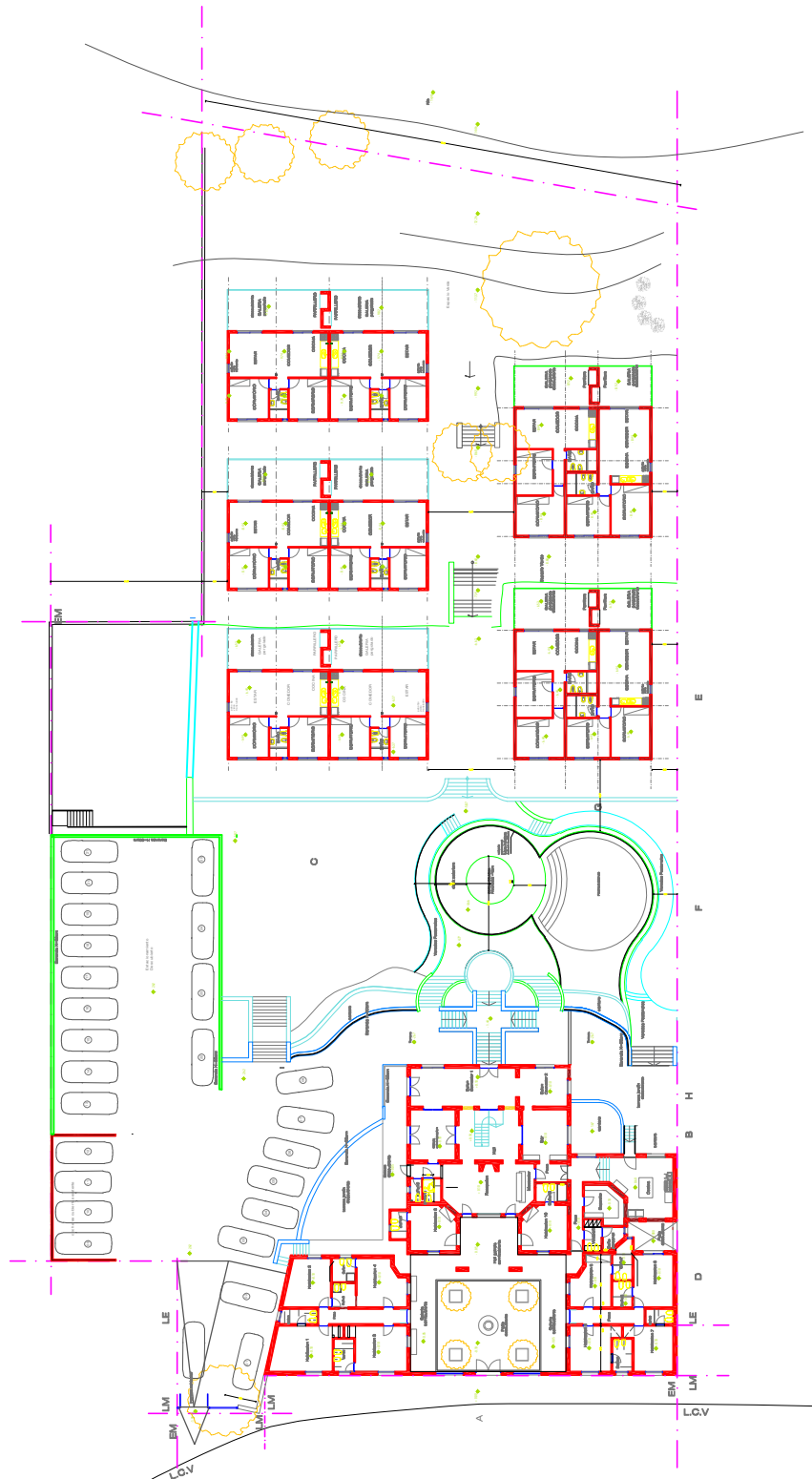
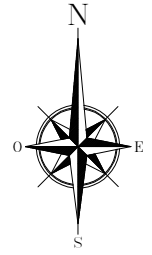
Autores:

Del Río, Alejandro G.
Quinodoz, Juan José

ESCALA:

HOJA 1 DE 1

2018



TÍTULO:

**PROYECTO ELECTRIFICACIÓN SOLAR
COMPLEJO HOTELERO**



Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Paraná

NÚMERO DE DIBUJO:
**12 - PLANO DE PLANTA
COMPLEJO HOTELERO**

A4


Autores:
Del Rio, Alejandro G.
Quinodoz, Juan José

ESCALA: 1:450

HOJA 1 DE 1

2018



TÍTULO: PROYECTO ELECTRIFICACIÓN SOLAR COMPLEJO HOTELERO		 Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná
NÚMERO DE DIBUJO: 13 - PLANO DE CORTE LONGITUDINAL	A4	
ESCALA: 1:450	HOJA 1 DE 1	2018