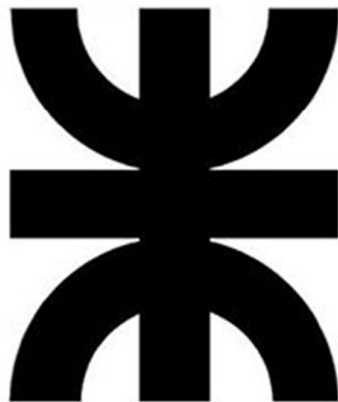


CUBIERTA SOLAR - ESTACIONAMIENTO UTN-FRLR



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

La Rioja 01 de Agosto del 2019

Ing. Aegerter Claudio Julián, Profesor de la cátedra “Proyecto final” de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja.

AUTORIZA

Al señor, Bóscolo Héctor Marcelo y Gutierrez Angel Roberto a presentar el proyecto final de la carrera, titulado:

“CUBIERTA SOLAR – ESTACIONAMIENTO UTN-FRLR”

Manifiesta en su calidad de profesor adjunto de la cátedra proyecto final del mismo, en cumplimiento de las normas vigentes en esta Universidad para presentación de proyecto final.

Ing. Aegerter Claudio Julián

Proyecto de fin de carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja presentado por los alumnos:

- **Bóscolo Héctor Marcelo – Leg: 30-3747**
- **Gutierrez Angel Roberto – Leg: 30-3789**

Título del Proyecto

“CUBIERTA SOLAR – ESTACIONAMIENTO UTN-FRLR”

Docentes de cátedra:

- Ing. Aegerter Claudio Julián
- Dra. Ing. Mónica Alitta

Tutor del proyecto:

- Ing. Gracia Germán Enrique

Colaboradores:

- Ing. Gutierrez Paola
- Ing. Vega Pablo
- Ing. Quinteros Fernando
- Ing. Morales Marcelo

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a Dios, a nuestras familias que nos brindaron su apoyo, afecto, dedicación, confianza, motivación y esfuerzo. Para lograr este anhelado objetivo.

A nuestros amigos, compañeros, graduados que nos han acompañado desde el inicio de nuestros estudios, hasta esta etapa inclusive, docentes que nos inculcaron los conocimientos necesarios para nuestra formación profesional.

Agradecer a nuestras parejas y en especial a “Jonas Gutierrez” que ha llegado a esta vida para dar el toque final a nuestra finalización de carrera.

No nos queremos olvidar de nuestra segunda casa, donde pasamos una de las mejores etapas de vida, nuestra querida “Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional La Rioja”.

GRACIAS A TODOS...

ÍNDICE

ABREVIATURAS	10
1- INTRODUCCIÓN.....	11
1.1- OBJETIVOS	12
1.2- ALCANCE	13
2- HISTORIA.....	14
2.1- ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO	14
2.1.1- Energía solar pasiva	14
2.1.2- Energía solar térmica.....	15
2.1.3- Energía solar fotovoltaica	16
2.2- ABANDONO TEMPORAL DE ENERGÍA SOLAR	17
2.3- RESURGIMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR.....	17
2.4- LAS PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LATINOAMÉRICA.....	18
2.5- PRODUCCIÓN ELÉCTRICA POR VÍA FOTOVOLTAICA.....	19
2.6- ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA	20
2.7- LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA.....	20
3- NORMATIVA VIGENTE EN ARGENTINA.....	22
3.1- LEY N°: 26.190 (2006).....	22
3.1- LEY N°: 27.191 (2015).....	23
3.2- LEY N°: 27424 (2017).....	24
3.3- REGLAMENTACIÓN DE LEY 27.424 MEDIANTE EL DECRETO N°:986	25
4- MARCO TEÓRICO	28
4.1- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	28
4.2- ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR	29
4.2.1- Radiación solar.....	29
4.2.2- Irradiancia.....	32
4.2.3- Irradiación.....	32
4.2.4_ Insolación	33
4.2.5- Obtención de parámetros	35
4.2.6- Azimut(γ).....	40
4.2.7 Latitud (α)	40
4.2.8- Slope (β).....	40
4.3- VARIACIÓN DEL RECURSO SOLAR	40
4.3.1- Hora solar pico	42
4.4- FACTORES QUE REDUCEN EL RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN	45

4.4.1- Incidencia de Sombras.....	45
4.4.2- Efectos de la temperatura.....	46
4.5- EL EFECTO FOTOVOLTAICO (FV)	47
4.5.1- El panel fotovoltaico.....	50
4.5.2- Los módulos fotovoltaicos individuales	51
4.6- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	55
4.6.1- Conexión en serie y en paralelo de los paneles fotovoltaicos	55
4.7- TIPOS DE INSTALACIONES:.....	57
4.7.1- Sistemas autónomos.....	57
4.7.2- Sistemas conectados a la red eléctrica	59
4.8- FOTOVOLTAICA EN EDIFICACIONES.....	61
4.9- EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTO	61
4.10- ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN	63
4.10.1- Generador fotovoltaico.....	63
4.10.2- Inversor.....	64
4.10.3- Equipo de medida	65
4.10.4- Estructura de soporte de las placas	65
4.10.5- Caja General de Protección y tipos	65
4.10.6- Puesta a tierra	67
4.10.7_ Cableado de Interconexión y conducción.....	69
4.10.8- Acometida eléctrica.....	71
4.10.9- Caja de protección y medida	72
4.10.10- Dispositivos generales e individuales de comando y protección.....	72
4.10.11- Estructura que soportará el conjunto de generadores fotovoltaicos	73
5- DESARROLLO TÉCNICO.....	74
5.1- ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO	74
5.2_ CÁLCULOS DE ÁREAS ÚTILES Y N° DE PANELES.....	77
5.3- SELECCIÓN DE PANELES E INVERSORES.....	79
5.4- CÁLCULOS ELÉCTRICOS	81
5.5- HORA SOLAR PICO	84
5.6_ VERIFICACIÓN DE DISTANCIA ENTRE PANELES PARA EVITAR SOMBRAS.....	85
5.7- CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA.....	86
5.8- ENERGÍA GENERADA ANUAL	86
5.9- CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR EN CC.....	87
5.9.1- Cálculo de sección para interconexión de paneles en serie.....	87

5.9.2- Cálculo de sección para interconectar los paneles en paralelo.....	92
5.9.3- Cálculo de sección para interconectar caja de conexiones con los inversores ...	96
5.10- CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR EN CA	102
5.10.1- Cálculo de sección para interconectar los inversores con el tablero de protecciones de CA	102
5.10.2- Cálculo de sección para interconectar el tablero de protecciones de CA con el medidor bidireccional.....	104
6- PROTECCIONES ELÉCTRICAS	106
6.1- CÁLCULO DE DESCARGADORES ATMOSFÉRICOS	106
6.2- PROTECCIONES ELÉCTRICAS DC.....	110
6.2.1- Selección de fusible DC.....	110
6.2.2- Selección de descargadores atmosféricos DC	113
6.2.3- Selección de disyuntor de alto rendimiento tablero de DC	113
6.2.4- Puesta a tierra de instalación DC	114
6.3- PROTECCIONES ELÉCTRICAS AC	114
6.3.1_ Cálculo de Interruptor General AC.....	114
6.3.2- Cálculo de seccionador fusible AC	115
6.3.3- Cálculo de interruptor termomagnético AC por cada inversor	116
6.3.4_ Selección de descargadores atmosféricos AC.....	116
6.3.5- Puesta a tierra de instalación AC	117
7- DIAGRAMA DE GANTT	122
7.1- Organización y programación de trabajos	122
7.2- Diagrama de Gantt.....	123
7.3- DIAGRAMA DE GANTT – RUTA CRÍTICA.....	126
8- MANTENIMIENTO	127
8.1- Plan de vigilancia	127
8.2- Mantenimiento preventivo	127
8.3- Mantenimiento correctivo.....	128
8.4- Propuesta referida al mantenimiento	129
9- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	130
9.1- INTRODUCCIÓN	130
9.2- Objetivo	130
9.3- MARCO LEGAL APLICABLE	131
9.3.1- Legislación nacional.....	131
9.3.2- Legislación Provincial.....	136
9.3.3- Legislación Municipal – Departamento Capital	137

9.3.4- Norma Internacional.....	137
9.4- DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE	137
9.4.1- Ubicación y descripción general del área.....	137
9.4.2. Aspectos ambientales	138
9.5- Aspectos demográficos y socio- económicos de la ciudad capital.....	140
9.6- Caracterización del entorno.....	140
9.6.1- Localización del proyecto.....	142
9.6.2- Georreferencia	142
9.6.3- Croquis de ubicación.....	143
9.6.4- Área total de emplazamiento	144
9.7- ACCIONES DEL PROYECTO.....	145
9.7.2- Etapa de operación y mantenimiento	146
9.8- FACTORES DE IMPACTO.....	147
9.8.1- Generación de residuos.....	147
9.8.2- Generación de emisiones gaseosas.	147
9.8.3- Generación de material particulado.....	147
9.8.4- Producción de ruidos y vibraciones.....	147
9.8.5- Suelo.	147
9.8.6- Superficie del terreno afectada u ocupada por el proyecto.	147
9.8.7- Superficie cubierta existente.....	148
9.8.8- Infraestructuras e instalaciones en el predio.....	148
9.8.9- Agua. Fuente. Calidad y cantidad. Consumo.....	148
9.8.10- Energía. Origen. Consumo.	148
9.8.11 Materias primas y materiales utilizados.....	148
9.8.12- Nivel de personal ocupado. Turnos y horarios de trabajo.	150
9.8.13- Ámbito socio cultural.....	150
9.8.14- Ámbito socio económico local.	150
9.9- MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS.....	151
9.10- ATRIBUTOS	152
9.11- DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS	153
9.11.1- Etapa de construcción	153
9.11.2- Etapa de operación y mantenimiento	155
9.12- CARACTERIZACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.....	156
9.12.1- Etapa de construcción	156
9.12.2- Etapa de operación y mantenimiento	158

9.13- PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL	159
9.14- RESUMEN Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	162
9.14.1- Etapa de construcción	162
9.14.2- Etapa de operación y mantenimiento	163
9.15- BIBLIOGRAFÍA.....	164
10- ANÁLISIS ECONÓMICO.....	165
10.1- ESTIMACIÓN DE INFLACIÓN	165
10.2- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 5046964	166
10.3- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 5052981	166
10.4- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 1029925	167
10.5- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 5046964	167
10.6- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 5052981	168
10.7- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 1029925	168
10.8- COSTO (\$) Y ENERGÍA (Kwh) TOTAL DE LOS 3 SUMINISTROS.....	169
10.9- ENERGÍA GENERADA POR BIMESTRE.....	173
10.10- BALANCE ENERGÉTICO	173
10.11- COSTO DE CAPITAL	178
10.12- COSTO DE REPOSICIÓN	178
10.13- COSTO DE MANTENIMIENTO.....	179
10.14- FLUJO DE FONDOS	181
11- CONCLUSIÓN.....	183
12- BIBLIOGRAFÍA.....	184
12.1- Documentación y libros utilizados	184
12.2- Software utilizado.....	184
12.3- Páginas Web consultadas	185
12.4- Capacitaciones	185
13- PLANOS	186
14- ANEXOS.....	187

ABREVIATURAS

kw/hs: kilowatts hora.

Mwh: Megawatts hora.

W/m²: Watts por metro cuadrado.

°K: Grado Kelvin.

°K.m: Grado Kelvin por metro.

Wh/m²: Watts hora por metro cuadrado.

(kwh/m². día): Kilowatts hora por metro cuadrado día.

(kw/m²): Kilowatts hora por metro cuadrado.

(P-V): Curva potencia-tensión.

(Icc): Corriente de cortocircuito.

(Vca): Tensión de circuito abierto.

(Pmpp): Punto de máxima potencia.

(Vmpp): Tensión en el punto de máxima potencia.

CA: Corriente alterna.

CC: Corriente continua.

A: Amper.

°C: Grado centígrado.

V: Voltios.

KA: Kilo amper.

KV: Kilo voltio.

μs: Microsegundo.

AEA: Asociación Electrotécnica Argentina.

1- INTRODUCCIÓN

El presente proyecto está destinado a impulsar la generación distribuida en la provincia, ya que este tipo de energía se encuentra en desarrollo en el país. Nada mejor que una casa formadora de profesionales, más aún con sus tres carreras de grado, ingeniería electromecánica, electrónica y civil, vinculadas a la temática.

El proyecto se centrará en la instalación de generadores fotovoltaicos en la cubierta del estacionamiento de la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional La Rioja, aprovechando que este no cuenta con cobertura para los vehículos. La energía eléctrica generada se inyectará a la red de distribución de baja tensión, a través de un medidor bidireccional el cual dará el neto, entre el consumo e inyección de energía eléctrica de la institución.

La universidad tecnológica nacional debe pregonar con el ejemplo, en cuestiones tan importantes como las que trae aparejadas esta iniciativa:

- Cuidado del medio ambiente.
- Ahorro económico.
- Generar producidos propios.

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible. Este es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

Para asegurar dicha sostenibilidad y desarrollo se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto cuyos objetivos son tres;

- Conseguir reducciones de emisiones al coste más efectivo posible.
- Facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones.
- Apoyar el desarrollo sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales. En este sentido cabe destacar localmente la publicación en el boletín oficial de La República Argentina, la ley N°: 27.424 la cual reglamenta la generación distribuida a partir de fuentes renovables, dando interés nacional a esta generación, regulando el procedimiento de conexión de las plantas fotovoltaicas a la red, el precio de venta establecido por la compra de la energía eléctrica producida en instalaciones de potencia inferior a 2 megavatios unido a las subvenciones aportadas por las diferentes administraciones, permite que este tipo de instalaciones se hayan convertido en viables. Este hecho vinculado a la voluntad de contribuir en la medida de lo posible la sostenibilidad energética ha hecho posible el incremento de estos proyectos de energía solar fotovoltaica.

1.1- OBJETIVOS

- Reducir la facturación de energía eléctrica de la UTN-FRLR:

Se proyecta que la energía eléctrica generada por el sistema cubrirá la demanda de la universidad, e inyectará al sistema eléctrico el resto de energía producida.

- Favorecer al medio ambiente:

Mediante el empleo de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico se conseguirá reducir la emisión de gases de efecto invernadero, como los que se generan en centrales eléctricas de tipo no renovable.

- Mejorar la Imagen Pública:

Esta se verá incrementada por utilizar en su funcionamiento diario fuentes de energía renovable y limpias con el medio ambiente, a la vez ser un ejemplo a seguir por otras instituciones locales.

1.2- ALCANCE

El proyecto tiene como alcance el cálculo y diseño de una Planta de Generación Fotovoltaica conectada a la red de distribución de energía eléctrica local, haciendo uso del estacionamiento de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja, ya que este no cuenta con cobertura para los vehículos, donde se proyecta instalar los generadores fotovoltaicos (paneles solares).

- Se realizará una descripción de la instalación solar fotovoltaica diseñada, prestando especial atención a los componentes que las integran.
- Se proyectará de forma óptima la instalación solar fotovoltaica sobre la cubierta del estacionamiento, con el objeto de generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible.
- Se planificará y valorará la obra, con objeto de minimizar el impacto económico de su instalación.

2- HISTORIA

2.1- ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO

La energía solar es una energía renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. La radiación solar que alcanza la Tierra ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad, comenzó en la antigua Grecia, el dios Helios o del sol, era adorado y tenía varios templos. Los griegos fueron los primeros en idearse construcciones para que estas aprovecharan la luz y el calor del Sol. Al parecer esto fue en el año 400 a.C.

Luego, los romanos aprendieron a utilizar invernaderos con ventanas de cristal para hacer que los alimentos crecieran adecuadamente utilizando la luz del sol.

Hoy en día, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotoeléctricas, heliostatos o colectores solares, pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica. Es una de las llamadas energías renovables o energías limpias, que podrían ayudar a resolver algunos de los problemas más urgentes que afronta la humanidad.

Las diferentes tecnologías solares se pueden clasificar en pasivas o activas según como capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las tecnologías activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solares térmicos para recolectar la energía.

2.1.1- Energía solar pasiva

Es la utilización de esta, sin ningún dispositivo intermedio, o cualquier herramienta para captarla. Se encuentran diferentes técnicas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al Sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural.

2.1.2- Energía solar térmica

La energía “solar térmica” tiene un lugar en la historia de la energía solar a partir del año 1767. En este año el científico suizo Horace Bénédict De Saussure (físico, geólogo y alpinista) inventó el helietermómetro, un instrumento con el que se podría medir la radiación solar. El desarrollo posterior de su invento dio lugar a los instrumentos actuales para medir la radiación solar.

Horace Bénédict De Saussure había inventado el “colector solar” que tendrá una determinante repercusión en la historia de la energía solar y en el desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura. A partir de su invento surgirán todos los desarrollos posteriores de calentadores solares de agua de placa plana que han proporcionado agua caliente a millones de personas en el mundo. Se trataba de “cajas calientes” hechas de madera y cristal con el objetivo de atrapar la energía solar. Se trataría del primer colector de energía solar térmica.

Más recientemente, en 1865, el inventor francés Auguste Mouchout creó la primera máquina capaz de convertir la energía solar en energía mecánica. El mecanismo se trataba de generar vapor mediante un colector solar y mover un motor mediante su presión. En 1877 Mouchout recibió el encargo de instalar varias de estas turbinas en la Argelia francesa. Desgraciadamente, los elevados costos impidieron que su invento tuviera un uso comercial.

Mouchout inventó una cocina solar que consistía en un depósito negro recubierto de vidrio expuesto al Sol. Por el lado del depósito que no estaba expuesto al Sol, situaba un espejo cilíndrico parabólico para reflejar la radiación solar.

Incluso se llegó a inventar una imprenta accionada mediante energía solar. Un invento que fue ideado por Abel Pifre.

2.1.3- Energía solar fotovoltaica

El término fotovoltaico proviene del griego phos, que significa “luz” y voltaico, que proviene de la electricidad, en honor al científico italiano Alejandro Volta, (que también proporcionó el término voltio a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de Medidas).

En 1838 el francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió por primera vez el efecto fotovoltaico. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino y se dio cuenta que al exponerla al Sol subía la corriente. Era el inicio de la energía solar fotovoltaica.

El siguiente paso se dio en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el Selenio.

Pocos años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, descubrieron que cuando exponían selenio a la luz generaba electricidad. De esta forma, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

En 1953, Calvin Fuller, Gerald Pearson, y Daryl Chapin, descubrieron la célula solar de silicio. Esta célula producía suficiente electricidad y era lo suficientemente eficiente para hacer funcionar pequeños dispositivos eléctricos. Estas células fotovoltaicas tendrían una gran importancia en el futuro de la historia de la energía solar.

La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los laboratorios Bell, descubrieron de manera accidental que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz. Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de, aproximadamente el 6%. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el Año 1957, y los EE. UU. un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Lles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics.

Las primeras células solares disponibles comercialmente no aparecieron hasta en 1956 aunque el coste todavía era muy elevado para la mayor parte de la gente hasta llegar a 1970 aproximadamente, cuando el precio de las células solares baja aproximadamente un 80%.

Las células solares se utilizaron en los satélites de EE. UU. y soviéticos lanzados a partir de finales de los 50.

2.2- ABANDONO TEMPORAL DE ENERGÍA SOLAR

El uso de la energía solar perdió importancia en un momento de la historia. La tecnología solar se vio perjudicada por el bajo coste de los combustibles fósiles y la utilización de energías “no” renovables.

El crecimiento de la industria solar fue alto hasta mediados de los años 50. En este momento el coste de extracción de los combustibles fósiles como el gas natural y el carbón era muy bajo. Por este motivo el uso de la energía fósil pasó a tener una gran importancia como fuente energética y para generar calor. Se consideró entonces, la energía solar como cara y se abandonó para fines industriales.

En este momento de la historia no se tenía consciencia de los efectos negativos para el medio ambiente de uso de los combustibles fósiles y el efecto invernadero todavía no era un problema para el Planeta.

2.3- RESURGIMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR

El abandono, para fines prácticos, de la energía solar duró hasta los años 70. Las razones económicas volverían a poner a la energía solar en un lugar destacado en la historia. Pero en esos años el aumento en el precio de los combustibles fósiles del petróleo y gas natural llevó a un resurgimiento en el uso de la energía solar para calentar hogares y agua, así como en la generación de electricidad. Además del precio, en el caso de los calentadores de agua, de gas y carbón de los hogares, resultaban peligrosos ya que una mala combustión se podía generar gases tóxicos, monóxido de carbono.

El primer calentador solar de agua caliente sanitaria fue patentado en 1891 por Clarence Kemp.

En este sentido, un desarrollo importante fue un calentador solar sumamente eficiente inventado por Charles Greeley Abbott en 1936. El calentador solar de agua se hizo popular por este tiempo en Florida, California y otros lugares de EE. UU.

La Guerra del Golfo de 1990 aumentó aún más el interés en la energía solar como una alternativa viable del petróleo.

2.4- LAS PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LATINOAMÉRICA

El desarrollo de las energías renovables ha tomado nuevamente importancia en los últimos años, fundamentalmente por dos razones: la conciencia de que los problemas de contaminación ambiental se están volviendo cada vez más graves (en especial las consecuencias que los mismos tienen para el calentamiento global) y del futuro agotamiento de las fuentes energéticas tradicionales. Las virtudes de las nuevas fuentes de energía, tales como la baja contaminación que producen, su característica de renovable y las posibilidades de uso en forma dispersa, las vuelven muy atractivas en el contexto problemático que se presenta para el desarrollo mundial en un futuro cercano.

La demanda energética en Latinoamérica es la típica de los países en desarrollo, donde el deseo natural de mejorar el nivel de vida de la región exige un aumento significativo del consumo energético. Sin embargo, se comienza a tener conciencia de los problemas relacionados con el aumento del consumo que acaban de ser mencionados.

De ahí que los países latinoamericanos debían interesarse en la búsqueda de vías de desarrollo alternativas que no conlleven los problemas de contaminación o el callejón sin salida del agotamiento de los recursos energéticos tradicionales y el uso masivo de las energías renovables.

En la demanda energética latinoamericana se aprecian dos niveles de interés en relación con las energías renovables:

- La demanda masiva de energía relacionada con el abastecimiento de la industria y los aglomerados urbanos.

- La demanda rural o de poblados pequeños, en especial con las personas de menores recursos. Se espera que las energías renovables puedan satisfacer ambos aspectos.

2.5- PRODUCCIÓN ELÉCTRICA POR VÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, aunque también permite alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos, así como abastecer refugios de montaña o viviendas aisladas de la red eléctrica. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Comenzaron a producirse en masa a partir del año 2000, cuando medioambientalistas alemanes y la organización Eurosolar obtuvo financiación para la creación de diez millones de tejados solares.

Programas de incentivos económicos, primero, y posteriormente sistemas de autoconsumo fotovoltaico y balance neto sin subsidios, han apoyado la instalación de los sistemas fotovoltaicos en un gran número de países. Gracias a ello la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de las energías hidroeléctrica y eólica. A principios de 2017, se estima que hay instalados en todo el mundo cerca de 300 GW de potencia fotovoltaica.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y logrando que su costo medio de generación eléctrica sea ya competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

2.6- ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA

La disponibilidad local de estos recursos es muy importante, sobre todo en el caso de la energía solar y eólica.

El recurso solar ha sido medido en los años 70 y 80 por el grupo dirigido por el Dr. Grossi Gallegos, actualmente en la Universidad de Luján, el cual instaló una red solarimétrica que llegó a tener más de 40 estaciones de medida. Esta red, que dejó de funcionar por falta de recursos en los años 90, está siendo puesta en marcha nuevamente. Grossi Gallegos y sus colegas han publicado en 2004 datos de radiación solar media mensual, de donde se desprende que la Argentina dispone, en una buena parte del territorio, de niveles interesantes de energía solar. En particular, las regiones andinas y sub andinas desde Jujuy a Neuquén poseen valores muy significativos.

El recurso de fuentes renovables es muy importante en la Argentina y se encuentra distribuido a lo largo del país en forma complementaria.

Con él se podría satisfacer buena parte de las necesidades energéticas del país si resultase económica su explotación.

2.7- LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA

La generación de electricidad en el país está basada esencialmente en combustibles fósiles (aproximadamente el 65%), con una contribución relativamente importante de la hidroelectricidad (alrededor del 27,5%) y en menor medida la energía nuclear (5,5%). La energía eólica y la energía solar fotovoltaica han tenido un aporte mínimo (en su gran mayoría eólico) ya que sumadas apenas superaron el 0,4% de la matriz en 2016.

Existe una clara decisión del Gobierno Nacional y de numerosos Gobiernos Provinciales de impulsar la participación de las energías renovables en la matriz energética del país. Para dar cumplimiento a los compromisos contraídos respecto a la reducción de gases de efecto invernadero, diversificar la matriz de generación eléctrica, y cumplir con la ley 27191/15 (modificatoria de la ley 26190/06) “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la

Producción de Energía Eléctrica”, se prevé la incorporación de energías renovables (excluyendo la hidroelectricidad de gran escala) en la producción de energía eléctrica, para llegar como objetivo a un 20% para el año 2025.

3- NORMATIVA VIGENTE EN ARGENTINA

3.1- LEY N°: 26.190 (2006)

Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Datos de interés:

- 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, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.
- Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables.
- Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional.
- La Secretaría de Energía de la Nación incrementará hasta 0,3 \$/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía.

3.1- LEY N°: 27.191 (2015)

Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Esta ley modifica la Ley N°: 26.190 de 2006.

Datos de interés:

- Establece la obligatoriedad de que a diciembre de 2017 el 8% de la demanda eléctrica total provenga de energías renovables. Para 2019 debería alcanzar el 12%, en 2021 el 16%, en 2023 el 18% y en 2025 el 20%.
- Establece incentivos para el desarrollo de las energías renovables, incluyendo beneficios fiscales (devolución anticipada del IVA, exención de aranceles de importación, amortización acelerada, etc.) y la creación de un fondo de promoción “FODER” con un fondeo inicial de \$12.000 millones (al menos el 50% de lo ahorrado en combustibles fósiles se destinará para proyectos renovables).
- Establece la obligación a todas las industrias con un consumo de más de 300 kW de potencia media contratada en el año calendario, de comprar o autogenerar el 8 % de su energía de forma renovable.
- En cuanto a los contratos, establece el precio máximo de los contratos suscritos por grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista y las grandes demandas será de 113 USD/MWh. A partir de los dos años de la entrada en vigor de la legislación, la autoridad competente podrá modificar este precio máximo.

3.2- LEY N°: 27424 (2017)

Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.

Datos de interés:

- Tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.
- Aparece la figura de: Usuario-generador: es el mismo usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo en los términos que establece la presente ley y su reglamentación. No están comprendidos los grandes usuarios o auto generadores del mercado eléctrico mayorista.
- Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, siempre que ésta se encuentre en el marco de la reglamentación de la presente ley y cuente con la autorización requerida.
- El usuario de la red de distribución que requiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización

especial ante el distribuidor, conforme lo defina la reglamentación de la presente.

- A partir de la sanción de la presente todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, se efectuará un estudio gradual de los edificios públicos nacionales existentes y propondrá al organismo del que dependan la incorporación de un sistema de eficiencia energética, incluyendo capacidad de generación distribuida a partir de fuentes renovables de acuerdo a los mecanismos aquí previstos.
- Facturación: El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme el artículo 36 de la ley 24.065, y sus reglamentaciones.

3.3- REGLAMENTACIÓN DE LEY 27.424 MEDIANTE EL DECRETO N°:986

Datos de interés:

- Esquema de facturación: El cálculo de la compensación se efectuará reconociendo como Tarifa de Inyección al precio de compra de la energía eléctrica, incluida la tarifa de transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por parte del Distribuidor.
- Para aquellos Usuarios-Generadores cuyo servicio contratado con el Distribuidor discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en segmentos horarios, la inyección de energía eléctrica referida en el párrafo precedente les será reconocida, abonada y liquidada al precio de cada banda horaria según corresponda.

- La compensación será valorizada en pesos (\$), deberá realizarse en la factura correspondiente al período en el cual se realizó la inyección. Los valores de demanda eléctrica e inyección de excedentes, relevados en la lectura realizada por el Distribuidor, deberán ser expresados y desglosados en la misma factura, reflejando, según corresponda, el precio de cada banda horaria tanto para la inyección como para la demanda.
- De existir diferencias en la facturación de la energía inyectada, el Usuario-Generador podrá realizar el correspondiente reclamo ante el Distribuidor, otorgándosele a dicho reclamo idéntico tratamiento administrativo al establecido para los casos de reclamos por diferencias en la facturación de la demanda.
- Si por la compensación descripta resultare un crédito o saldo monetario a favor del Usuario-Generador en un determinado período de facturación, será automáticamente imputado en la facturación del período siguiente. De persistir el crédito a favor del Usuario-Generador, ocurrida la reimputación de créditos antes referida, éste podrá solicitar la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en su cuenta de usuario. La oportunidad, forma y modalidad de pago de dichos créditos serán determinados por la Autoridad de Aplicación, debiendo establecer que dichos pagos podrán efectuarse a través de medios electrónicos, y que, en el caso que el Usuario-Generador haya optado por la retribución de saldo favorable acumulado, el Distribuidor deberá liquidarlo y pagarlo en, al menos, dos instancias anuales fijas.
- Si el Usuario-Generador no expresara su voluntad de cobrar la retribución de crédito solos saldos favorables quedarán acumulados en su cuenta y serán imputados de la forma prescripta en el presente inciso, sin fecha de caducidad.

Cabe destacar que tanto la ley como la reglamentación hacen referencia:

A) _ FONDO FIDUCIARIO PARA EL DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (FODIS).

El cual ayudará y seguirá a los interesados en ser “usuario-generador” por medio de créditos o beneficios en diversos ámbitos referidos a la temática.

B) _ RÉGIMEN DE FOMENTO DE LA INDUSTRIA NACIONAL.

En este punto tendrá preferencia la industria nacional que capacite, innove y se introduzca en la temática, tanto para el otorgamiento de créditos como para la prioridad o difusión de la venta de sus productos.

4- MARCO TEÓRICO

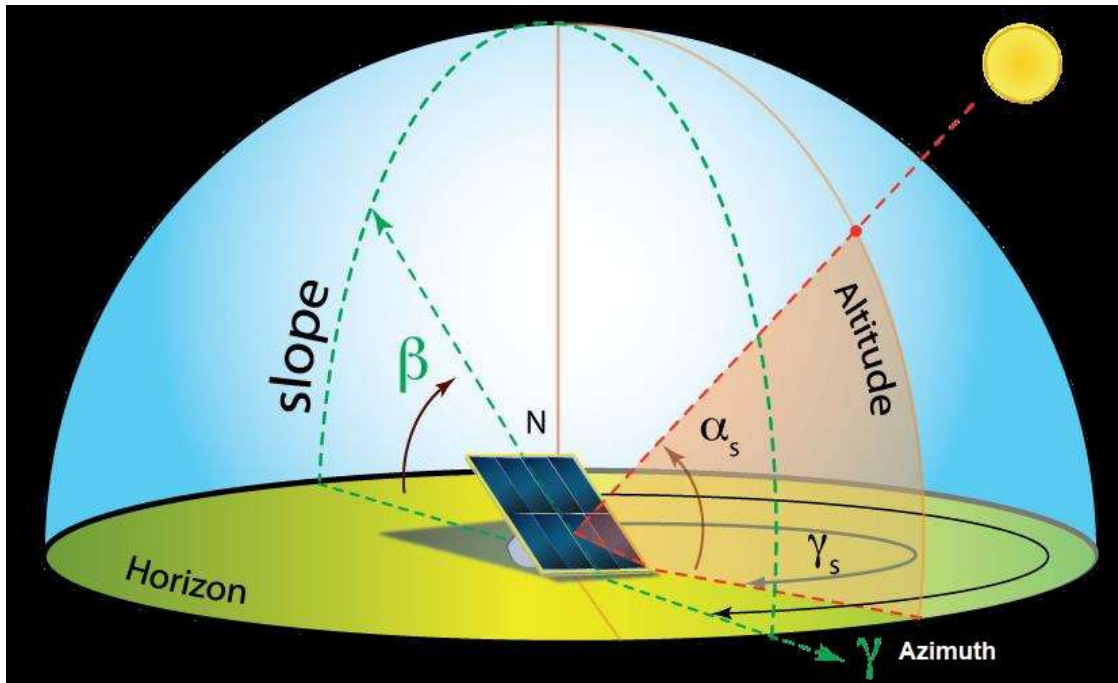
4.1- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La Energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo, en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de los elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones. La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m² (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m² y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m²).

4.2- ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR



A continuación, se estudiarán las variables que se deben tener en cuenta para obtener la información necesaria y poder llevar a cabo el cálculo técnico del proyecto.

4.2.1- Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. En un espectro desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 °K (5727 °C) en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro, el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a la temperatura ya citada. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la potencia que por unidad de superficie alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 .

4.2.1.1- Generación de la radiación solar

El sol es la estrella más cercana a la tierra y está catalogada como una estrella enana amarilla. Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde ocurren temperaturas de unos 20 millones de grados necesarios para producir las reacciones nucleares que producen su energía. La capa más externa que es la que produce casi toda la radiación observada se llama fotosfera y tiene una temperatura de 6000 °K, tiene solo un espesor que está entre 200 y 300 km. Por encima de ella está la cromosfera con un espesor de unos 15.000 Km. Más exterior aún es la corona solar una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que solo es visible durante los eclipses solares totales. La superficie de la fotosfera aparece conformada de un gran número de gránulos brillantes producidos por las células de convección. También aparecen fenómenos cíclicos que conforman la actividad solar como manchas solares, fáculas, protuberancias solares, etc. Estos procesos que tienen lugar a diferentes profundidades van acompañados siempre de una emisión de energía que se superpone a la principal emisión de la fotosfera y que hace que el sol se aleje ligeramente en su emisión de energía del cuerpo negro a cortas longitudes de onda por la emisión de rayos X y a largas longitudes por los fenómenos nombrados, destacando que no es la emisión igual cuando el sol está en calma que activo. Además, la cromosfera y corona absorben y emiten radiación que se superpone a la principal fuente que es la fotosfera.

4.2.1.2_ Tipos de Radiación

- Radiación solar difusa o indirecta:

La radiación solar difusa representa la porción de radiación solar que ha golpeado al menos una partícula de gases atmosféricos al cambiar el ángulo de incidencia y que, sin embargo, alcanza el suelo porque está dirigida hacia él. Aumenta en relación con el total en cielos nublados. En particular, la dispersión de Rayleigh del

componente azul de la radiación solar es responsable del color azul del cielo. Una parte de la radiación difusa está hacia atrás, hacia el espacio.

- Radiación solar incidente:

La radiación solar incidente es esa radiación que ha encontrado cualquier obstáculo al que ha entregado toda o parte de su energía. La energía que no llega a la superficie de la tierra se dice que está extinta y está formada por la radiación reemitida, reflejada y retro dispersada hacia el espacio.

De acuerdo con la ley de Lambert, la cantidad de radiación que golpea la unidad de superficie es proporcional al coseno del ángulo de incidencia.

La cantidad máxima de radiación solar incidente se obtiene con incidencia perpendicular, ya que el ángulo aumenta, tanto la superficie afectada por la misma cantidad de radiación como el grosor de la atmósfera atravesada por estos. Esto crea las variaciones diarias, anuales y latitudinales en la irradiación.

- Radiación solar reflejada:

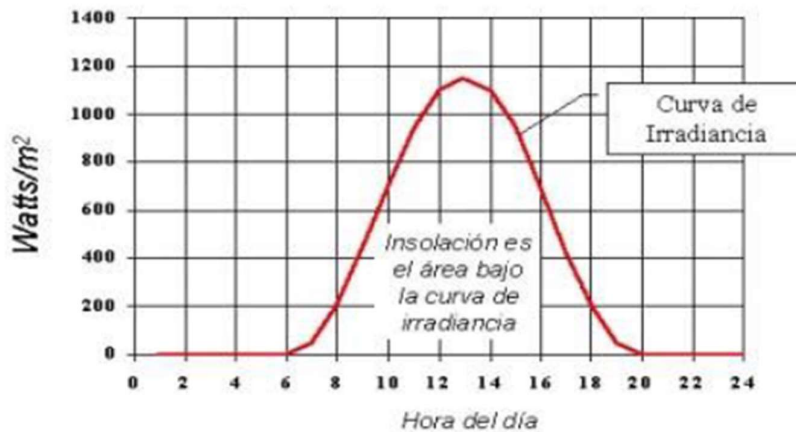
La radiación solar reflejada es la parte de la radiación solar incidente reflejada desde la superficie de la tierra debido al efecto albedo. El albedo es el coeficiente de reflexión c . Los valores de c generalmente están entre 0 y 1 o se expresan como un porcentaje. Está dada por la relación entre la energía radiante reflejada desde una superficie con respecto a la energía incidente. La Tierra tiene un valor promedio de 40% ($c = 0.4$). A la altitud del albedo de la Tierra, agregamos las radiaciones reflejadas por las partículas atmosféricas hacia el espacio.

- Radiación solar absorbida:

Después de deducir todas las pérdidas debidas a la reflexión y la retro dispersión de la atmósfera y la superficie de la Tierra, la radiación solar incidente que queda es absorbida por la superficie de la Tierra y por lo tanto contribuye a su calentamiento, de una manera variable en función de la latitud y el tipo de superficie.

4.2.2- Irradiancia

Es la magnitud que describe la radiación solar que llega hasta nosotros. Es la potencia recibida por unidad de superficie. Se suele medir en W/m^2 o unidades equivalentes.



4.2.3- Irradiación

Es la cantidad de irradiancia recibida en un tiempo determinado, es la potencia por unidad de tiempo recibida por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m^2 o unidades equivalentes.

4.2.4_ Insolación

Es la irradiancia medida en un lapso determinado, día, mes o año.

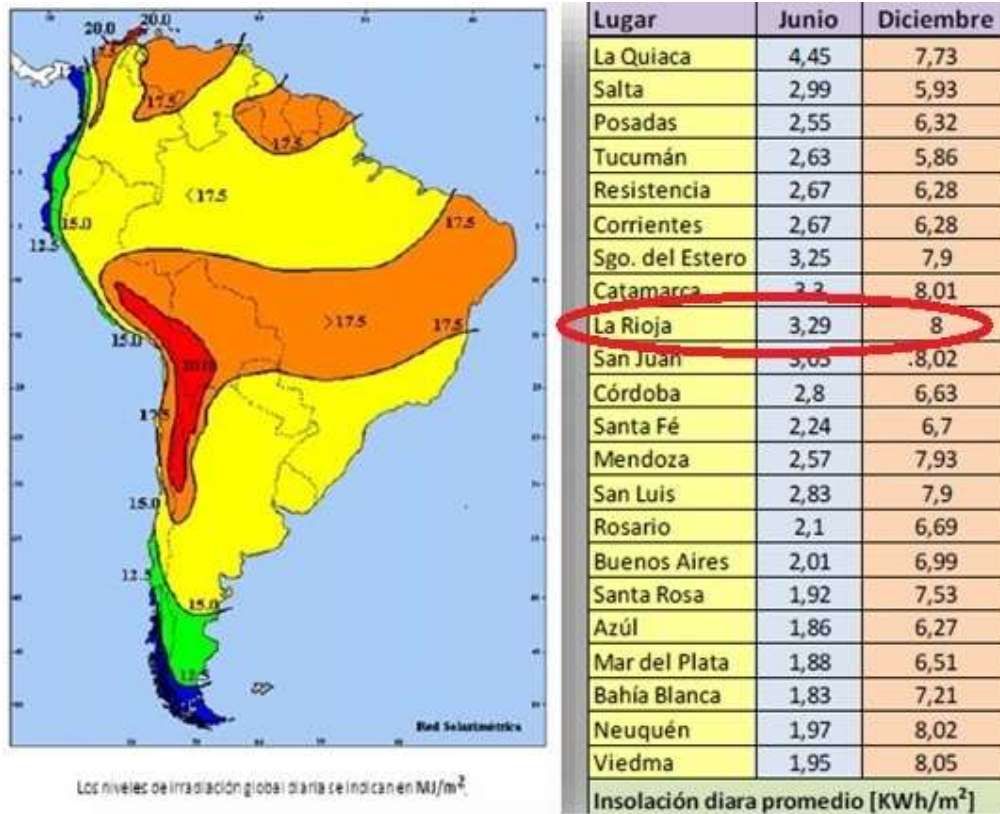
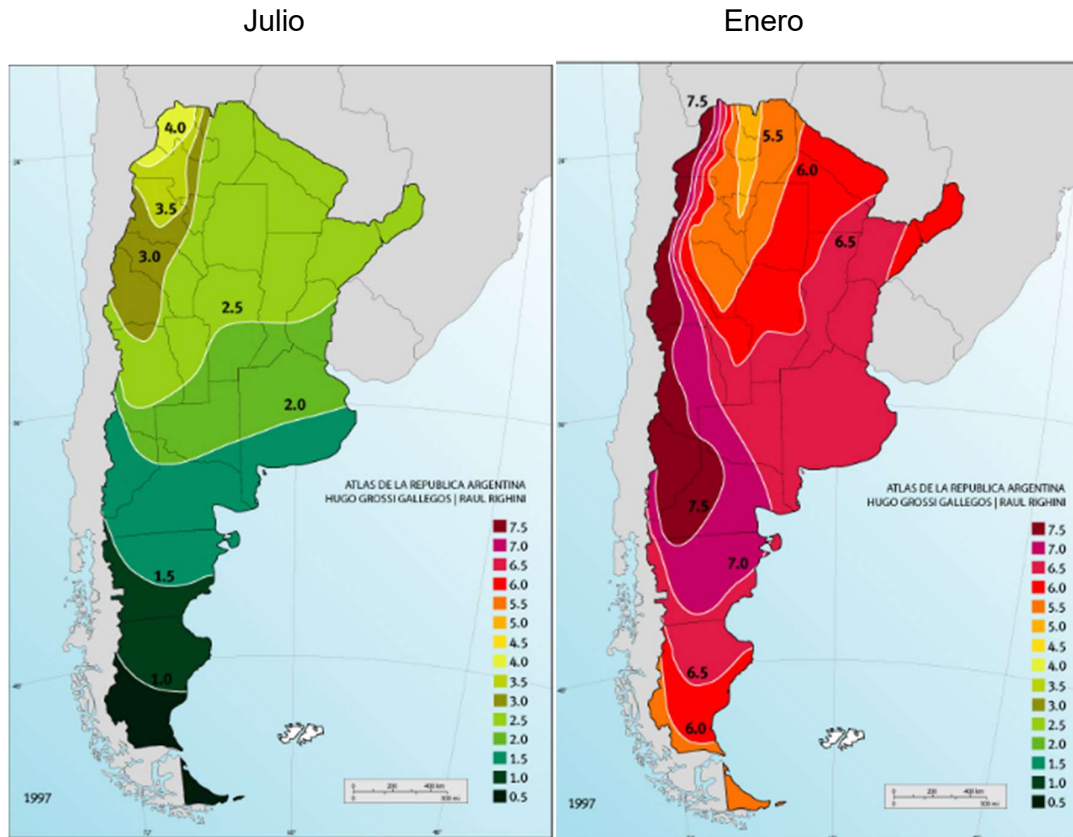


Gráfico de Argentina en 2 meses del año:



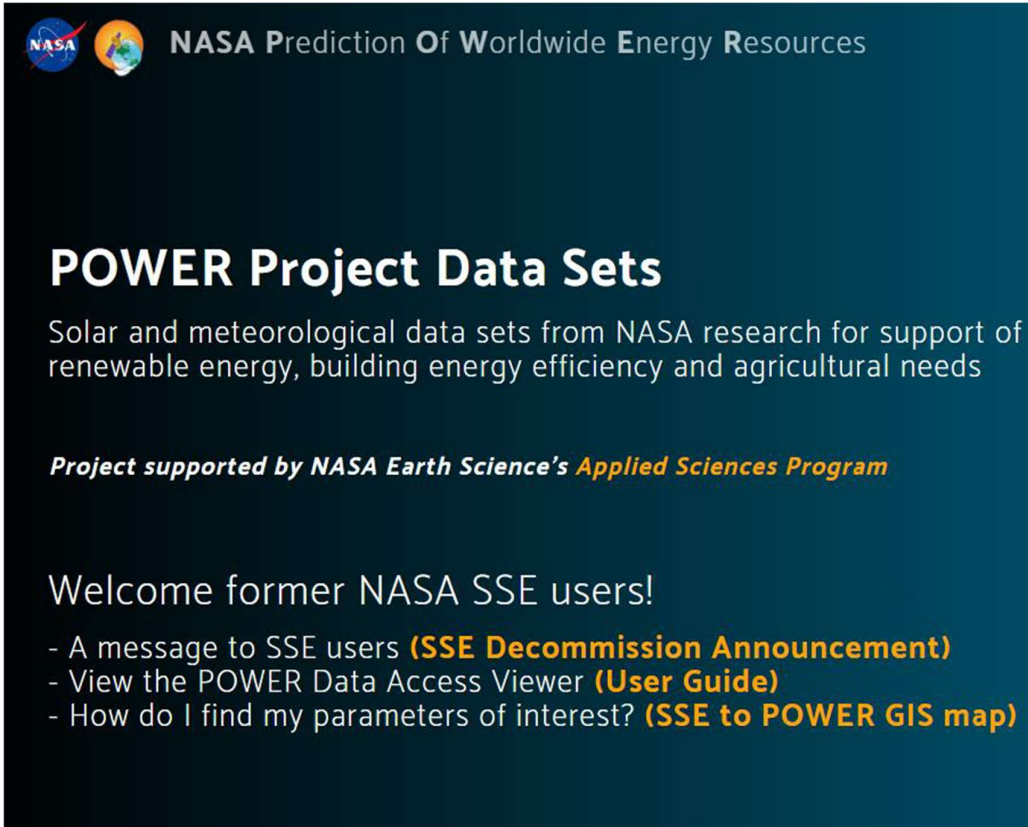
Como se observa, la provincia de La Rioja está entre los sectores que mayor insolación recibe durante el año, siendo esto de gran relevancia para este proyecto, ya que aumenta el rendimiento de los generadores fotovoltaicos. Obteniendo así una mayor energía generada anualmente.

4.2.5- Obtención de parámetros

Es posible obtener estos datos a través de diversas fuentes, en este caso en particular, se escogió información de la NASA y de un programa denominado: “SUN-PATH”.

A continuación, se describen los pasos para obtener los datos para cualquier parte del mundo.

1. Ingresar a la pág.: <https://power.larc.nasa.gov/>



The screenshot shows the NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) Project Data Sets page. At the top left, there are the NASA logo and a globe icon. The main heading is "POWER Project Data Sets". Below this, it states "Solar and meteorological data sets from NASA research for support of renewable energy, building energy efficiency and agricultural needs". A line of text indicates "Project supported by NASA Earth Science's Applied Sciences Program". A welcome message for former NASA SSE users is followed by three bullet points: "A message to SSE users (SSE Decommission Announcement)", "View the POWER Data Access Viewer (User Guide)", and "How do I find my parameters of interest? (SSE to POWER GIS map)".

2. Hacer clic en: “POWER DATA ACCESS VIEWER”

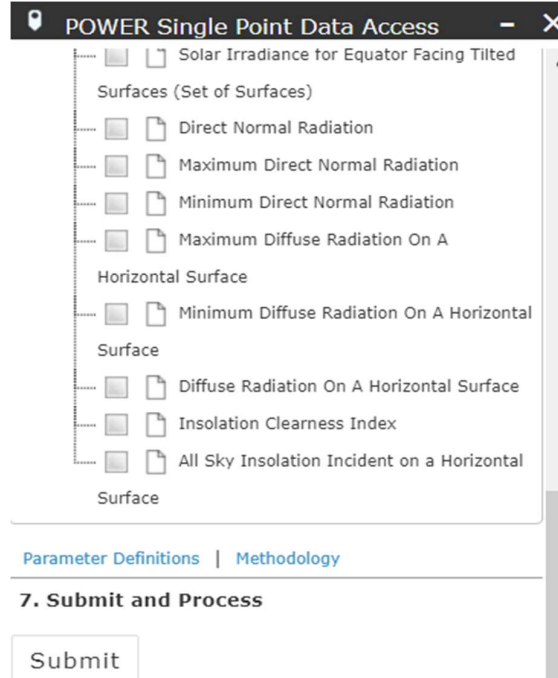


Data Access Viewer

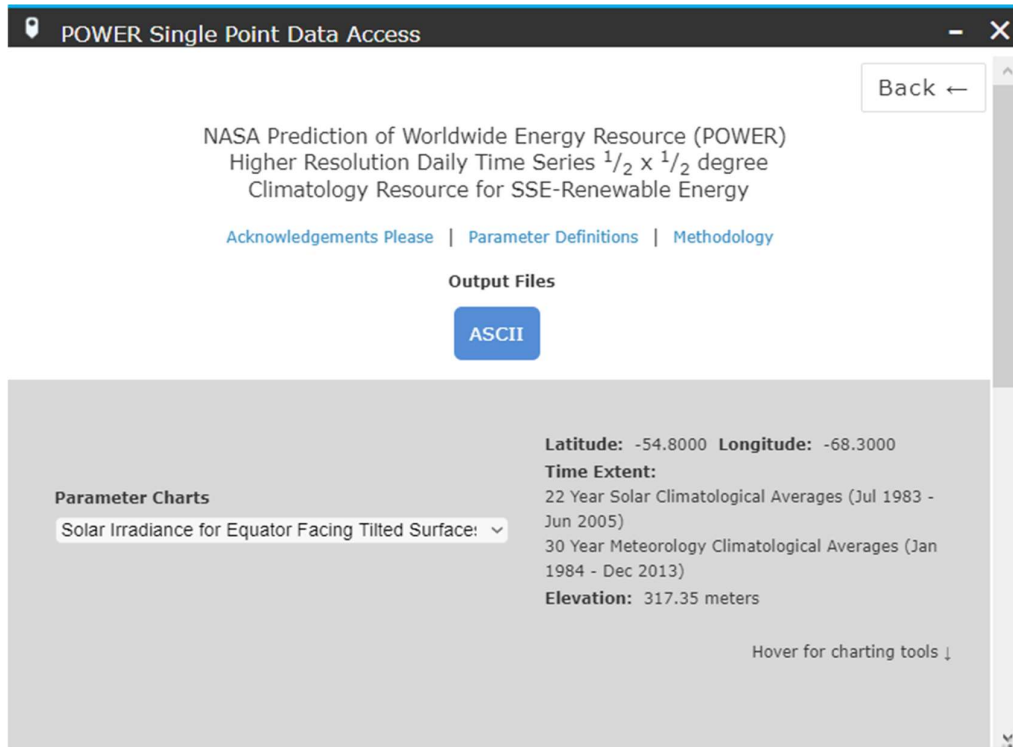
Responsive web mapping application providing data subsetting, charting, and visualization tools in an easy-to-use interface. [How To Access Data](#)
[How To Find My Parameters](#)

POWER DATA ACCESS VIEWER

3. Aceptar pop-up, y en el apartado Power Single Point Data Access, completar:
 - a_ Comunidad: SSE-Renewable Energy
 - b_ Choose Temporal Average: Climatology
 - c_ Ingresar Latitud y longitud del lugar
 - d_ No se requiere ingreso de fechas
 - e_ Select Output File Formats: ASCII
 - f_ Select Parameters: Clik en carpeta tilted solar panels, y luego en Solar Irradiance for Equator Facing Tilted Surfaces.
 - g_ Dar click en el botón: Sublimit



4. Dar clic en el botón: ASCII



De este modo se obtendrán los siguientes datos:

- Irradiación diaria promedio mensual sobre plano horizontal (kwh/m²día)
- Irradiancia de mediodía promedio mensual sobre plano horizontal (kw/m²)
- Promedio mensual de días claros
- Irradiación directa diaria promedio mensual sobre plano horizontal (kwh/m²día)
- Irradiancia promedio mensual sobre plano horizontal según intervalos de 3hs (kw/m²)
- Índice de claridad promedio mensual (K)
- Cantidad de horas de Sol promedio mensual (h)
- Geometría solar: Horario de mediodía, ángulos de azimut y elevación horarios
- Cantidad de días del no Sol consecutivos.

“SUN-PATH”

En esta herramienta se encuentra más didáctica la geometría solar y hace un análisis de sombras.

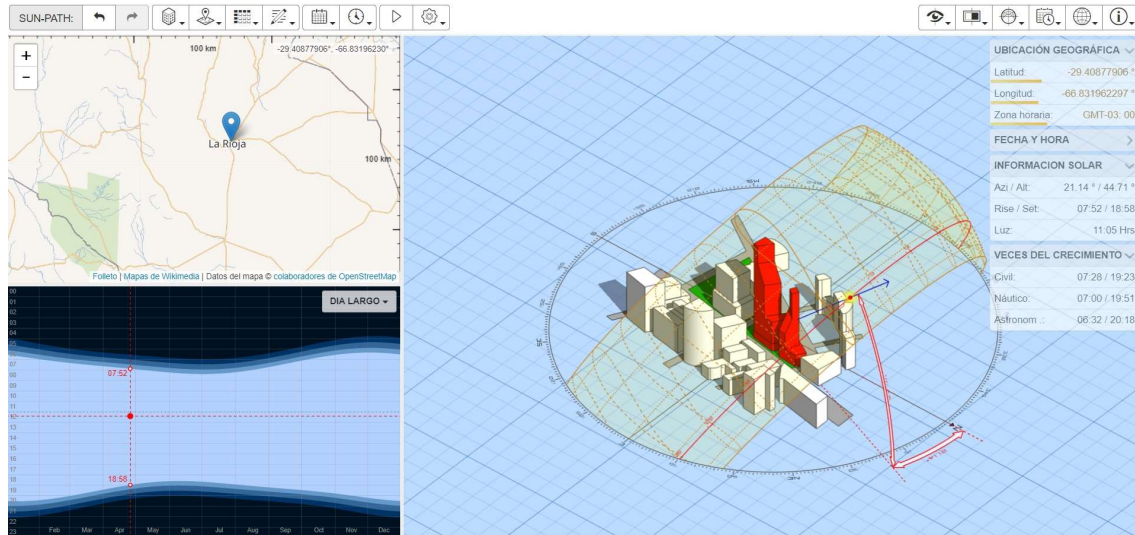


Tabla diaria de datos solares - 26 de abril de 2019

Latitud: -29.40877906 °, Longitud: -66.831962297 °, Zona horaria: GMT-03: 00

Hora	Posición solar			Proyección de sombras	
	Altitud	Azimut	Hor.Angle	Hor.Angle	Longitud
08:00	1.21 °	74.05 °	15.95 °	-164.05 °	47.40431
08:30	7.17 °	70.23 °	19.77 °	-160.23 °	7.95224
09:00	13.18 °	66.11 °	23.89 °	-156.11 °	4.27057
09:30	19.02 °	61.59 °	28.41 °	-151.59 °	2.90044
10:00	24.62 °	56.57 °	33.43 °	-146.57 °	2.18242
10:30	29.88 °	50.89 °	39.11 °	-140.89 °	1.74047
11:00	34.71 °	44.42 °	45.58 °	-134.42 °	1.44381
11:30	38.97 °	37.02 °	52.98 °	-127.02 °	1.23621
12:00	42.51 °	28.60 °	61.40 °	-118.60 °	1.09079
12:30	45.16 °	19.18 °	70.82 °	-109.18 °	0.99432
13:00	46.75 °	8.93 °	81.07 °	-98.93 °	0.94061
13:30	47.16 °	-1.75 °	91.75 °	-88.25 °	0.92721
14:00	46.36 °	-12.34 °	102.34 °	-77.66 °	0.95361
14:30	44.41 °	-22.35 °	112.35 °	-67.65 °	1.02083
15:00	41.45 °	-31.46 °	121.46 °	-58.54 °	1.13230
15:30	37.65 °	-39.54 °	129.54 °	-50.46 °	1.29603
16:00	33.19 °	-46.62 °	136.62 °	-43.38 °	1.52871

4.2.6- Azimut(γ)

Ángulo o longitud de arco medido sobre el horizonte que forman el punto cardinal Norte y la proyección vertical del sol sobre el horizonte del observador situado en alguna latitud. Se mide en grados desde el punto cardinal Norte en el sentido de las agujas del reloj.

4.2.7 Latitud (α)

Es la distancia angular entre el ecuador, y un punto determinado de la Tierra, medida a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto.

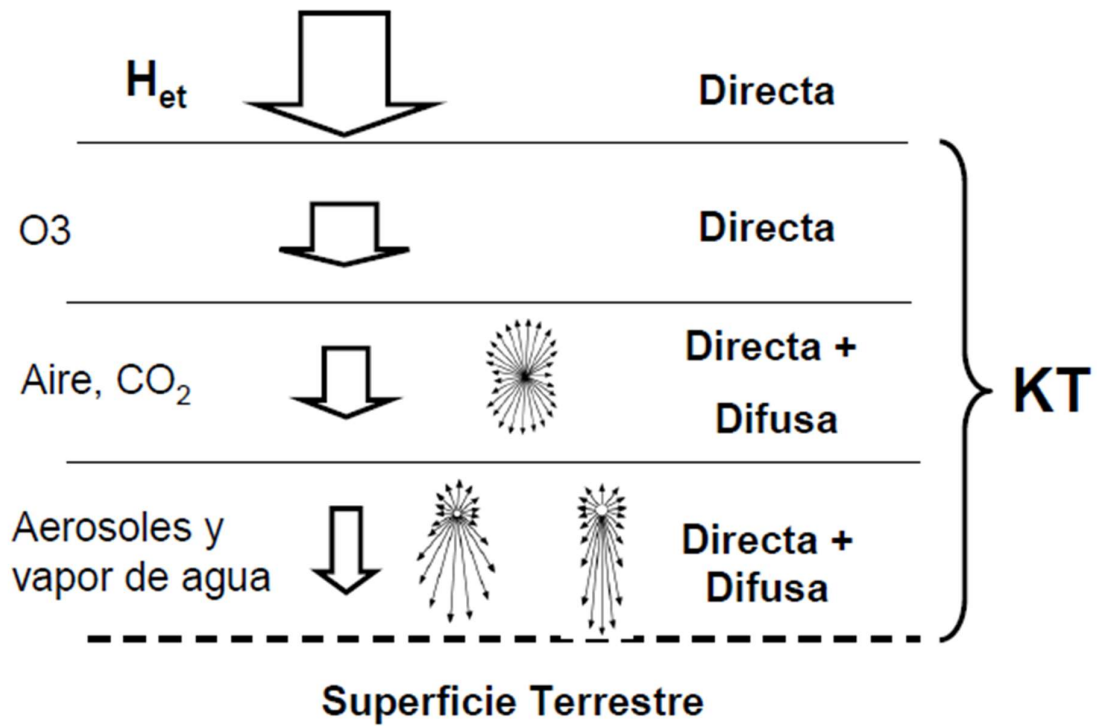
Proporciona la localización de un lugar, en dirección Norte o Sur desde el ecuador y se expresa en medidas angulares que varían desde los 0° del Ecuador hasta los 90° N del polo Norte o los 90° S del Polo Sur. Esto sugiere que, si se traza una recta que vaya desde un punto cualquiera de la Tierra hasta el centro de esta, el ángulo que forma esa recta con el plano ecuatorial expresa la latitud de dicho punto. La orientación Norte o Sur depende de si el punto marcado está por encima del paralelo del ecuador (latitud norte) o si está por debajo de este paralelo (latitud Sur).

4.2.8- Slope (β)

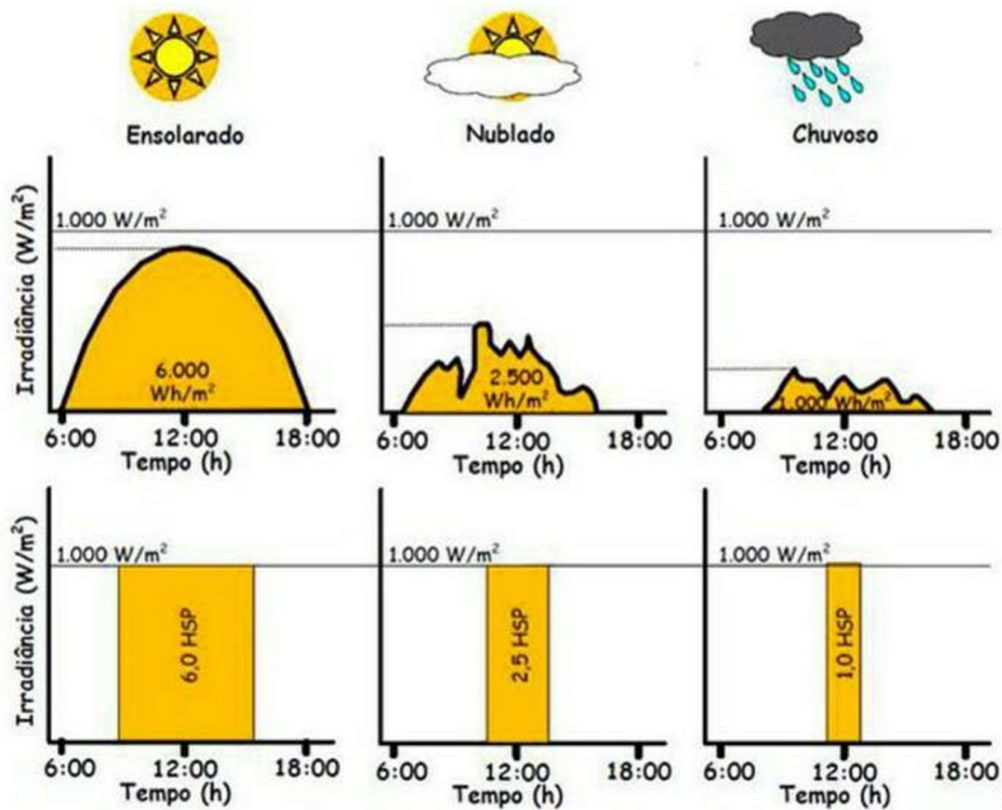
Está referido al ángulo de inclinación que tendrá el generador fotovoltaico.

4.3- VARIACIÓN DEL RECURSO SOLAR

De acuerdo con los tipos de radiación solar, variarán los valores de irradiancia horaria, conjunto con el dato de HSP. A continuación, la ejemplificación y explicación de los datos.



KT: Índice de claridad: Relación entre la irradiación anual sobre una superficie horizontal situada en la tierra y la irradiación anual de una superficie situada fuera de la atmósfera **H_{et}**.



En esta imagen se observa la irradiancia a lo largo de un día (horas solares) en diferentes condiciones climáticas, y posterior el promedio diario en cada una de esas condiciones.

4.3.1- Hora solar pico

Se define como una unidad encargada de medir la radiación solar y definirla como el tiempo (en horas) de una hipotética irradiancia solar constante de 1.000 W/m². En todas las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, debe (o debería) aparecer las características eléctricas del panel (P_{max}, U_{oc}, U_{mpp}, I_{sc} y I_{mpp}) en unas condiciones de medida estandarizadas conocidas como STC (del inglés Standard Test Conditions) o condiciones de prueba estándar. Precisamente en estas condiciones, aparte de otros parámetros, se indica que la irradiancia es de 1.000 W/m², o lo que es lo mismo una hora solar pico. Llegados a este punto, se podría intuir que la irradiancia no es igual en el tiempo.

Es importante conocer cómo calcular HSP pues de ello depende el éxito del proyecto de la instalación, pues como se observa la irradiancia no será la misma en ningún

mes del año, y para instalaciones dónde su uso sea anual es imposible obtener un resultado satisfactorio calculando en los meses de más alta irradiancia pues de este modo, en los meses de más baja irradiancia, la instalación no cubriría las necesidades reales.

HSP = Irradiancia en un periodo determinado x valor de acuerdo con la contaminación climática del lugar en estudio x factor K (son tablas con las que necesitas la latitud del lugar en estudio, la inclinación del panel y un periodo determinado).

Ejemplo de cálculo Citado de Tesis doctoral de la Universidad Politécnica de Valencia:

Para ello se toma como ejemplo, Baleares (España), de la tabla siguiente:

Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. Valor del factor H (tabla H)						
[MJ/m ²]	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1 ALAVA	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1
2 ALBACETE	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4
3 ALICANTE	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6
4 ALMERIA	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8
5 ASTURIAS	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6
6 AVILA	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2
7 BADAJOZ	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2
8 BALEARES	24,2	20,6	16,4	12,2	8,5	6,5
9 BARCELONA	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8

Como se puede ver, el mes más perjudicial en cuanto a irradiancia es diciembre:

[MJ/m ²]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7

JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
24,2	20,6	16,4	12,2	8,5	6,5

Se utiliza ahora otro factor, denominado, valor de corrección atmosférico. Si en la zona dónde se ubicará el cálculo, la atmósfera está limpia, como por ejemplo en la montaña o alejado de urbes, se multiplicará el dato anterior por 1.05.

Mes de diciembre $6,5 \text{ MJ/m}^2 \times 1,05 = 6,825 \text{ MJ/m}^2$

Si esta instalación estuviera en un lugar donde abunde la calima, la contaminación, etc., se multiplicará por 0,95:

Mes de diciembre $6,5 \text{ MJ/m}^2 \times 0,95 = 6,175 \text{ MJ/m}^2$

Ahora, de la tabla del factor K (hoja K), se buscará la latitud del lugar en interés, en este caso 39° que corresponde a Baleares, la fila con la inclinación con la que vamos a ejecutar el montaje (40°) y la columna con el mes más desfavorable (diciembre). Se obtiene:

LATITUD =39º

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	LATITUD	º=
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	LAT=39º	0
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08	LAT=39º	5
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16	LAT=39º	10
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,2	1,24	1,23	LAT=39º	15
20	1,25	1,2	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29	LAT=39º	20
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35	LAT=39º	25
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1	0,97	1	1,08	1,19	1,33	1,41	1,4	LAT=39º	30
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,2	1,35	1,45	1,43	LAT=39º	35
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46	LAT=39º	40
45	1,38	1,27	1,14	1	0,9	0,87	0,9	1,01	1,18	1,37	1,5	1,48	LAT=39º	45
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,5	LAT=39º	50

El valor del factor "k" sería en este caso 1,46. Ahora ya se obtuvieron los datos suficientes como para calcular HSP:

$$\text{HSP} = 6,825 \text{ MJ/m}^2 \times 1,46$$

$$\text{HSP} = 9,9645$$

La irradiación solar viene dada por la cantidad de horas en las que se obtendrá una hipotética irradiancia de 1.000 W/m^2 , y en este caso el resultado es en MJ/m^2 , por lo que:

$$\text{HSP} = 9,9645 \times 0,2778 = \mathbf{2,77\text{hs}}$$

La cantidad de horas de sol pico, para una latitud de 39° (Palma De Mallorca) en el mes más desfavorable (diciembre) sería de **2,77hs**.

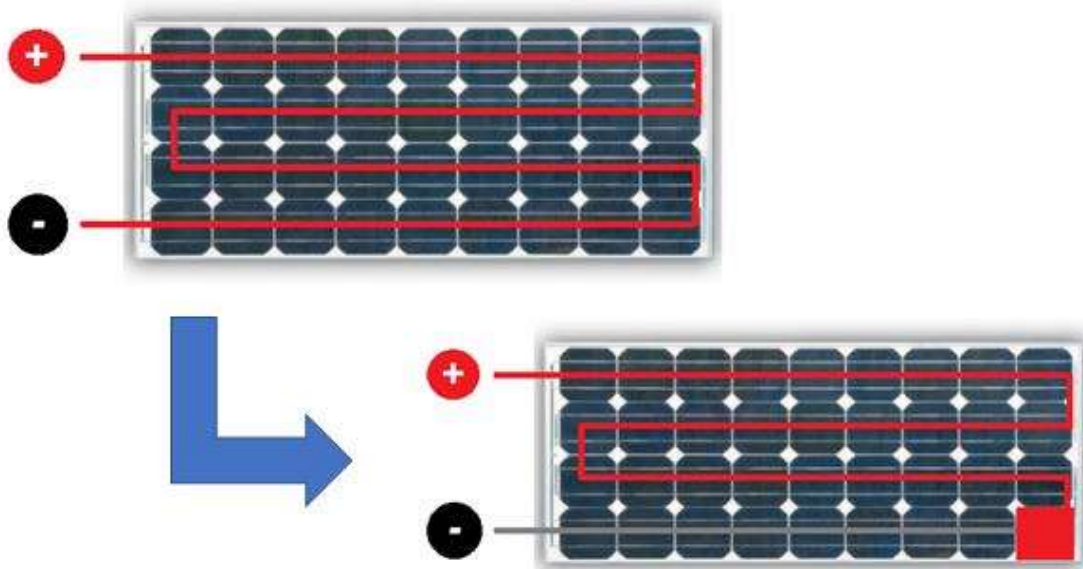
4.4- FACTORES QUE REDUCEN EL RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN

4.4.1- Incidencia de Sombras

Uno de ellos es la aparición de sombras en determinados momentos del día que se proyectan sobre los paneles solares fotovoltaicos (habitualmente árboles, elementos de construcción como chimeneas, u otros elementos como farolas, antenas, etc.).

Comúnmente se piensa que una sombra sobre un módulo fotovoltaico apenas tiene afectación al rendimiento de la instalación, lo cual es erróneo ya que afecta (y mucho) sobre el rendimiento de toda la instalación.

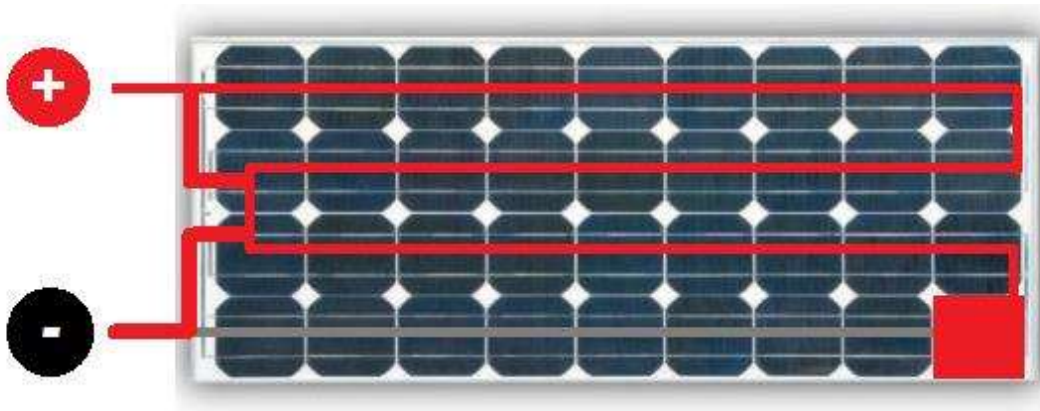
Por ejemplo, si se obtiene un panel solar de 36 células de aislada. En este tipo de panel las células van conectadas en serie, por lo que al sombreadarse una parte del módulo (por ejemplo, una célula) se interrumpe el flujo de corriente que circula a través de las células del panel solar.



Los paneles incorporan unos diodos que minimizan los efectos de los sombreados parciales sobre determinadas zonas del panel, pero en este caso apenas habría beneficio ya que se trabaja a unas tensiones muy pequeñas.

Imagínese la configuración del panel solar como una tubería de agua en la cual todas las células están interconectadas entre sí formando una línea recta. Una sombra parcial sobre el panel equivaldría a taponar parcialmente la tubería reduciéndose la capacidad de generar del panel e incluso impidiendo que haya producción mientras siga el sombreado.

Además, en el caso de instalaciones en las que se realiza el montaje de series de paneles, la pérdida de captación será más visible ya que la sombra podría afectar a toda la serie.



En el mejor de los casos, el diodo bypass actuaría y la pérdida se reduciría a 1/2 del panel solar manteniéndose el rendimiento del resto de la serie.

4.4.2- Efectos de la temperatura

En el punto 4.5.2 se desarrolla la temática mencionada.

4.5- EL EFECTO FOTOVOLTAICO (FV)

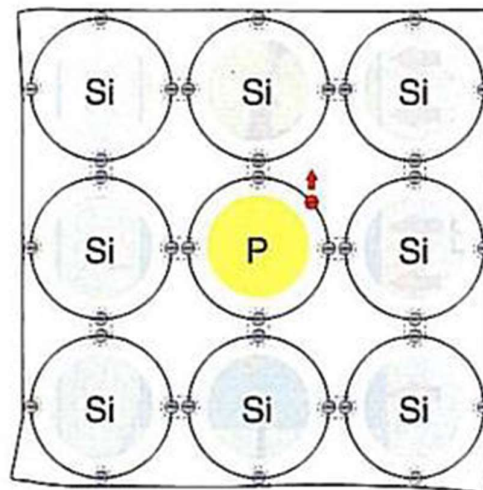
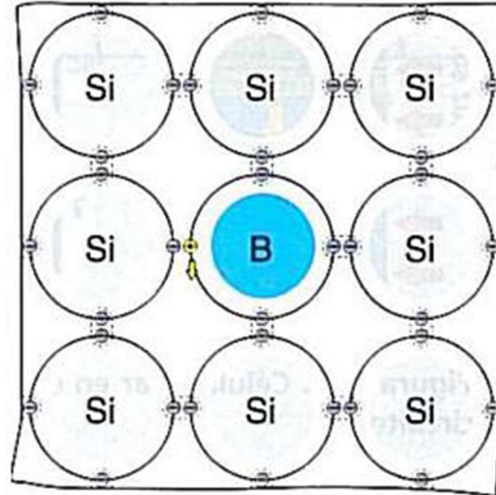
Es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar, cuando los fotones inciden sobre una célula FV. pueden ser reflejados o absorbidos, únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido,

la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula, con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra (Ver figura a la derecha). Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica.

Es por ello por lo que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones.

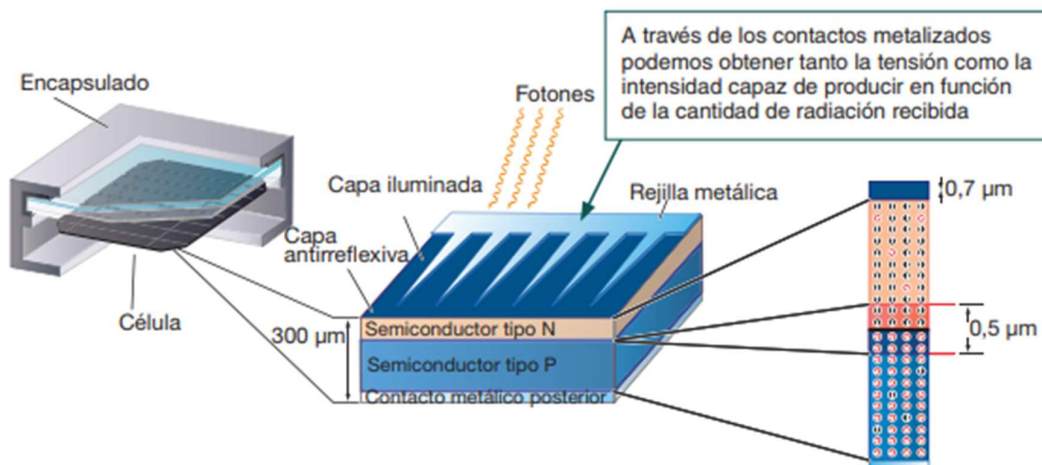
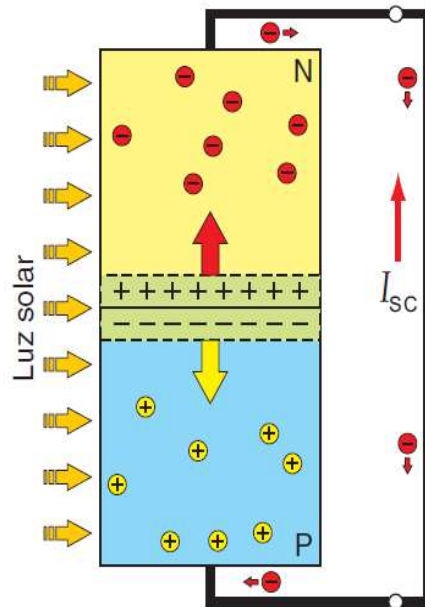


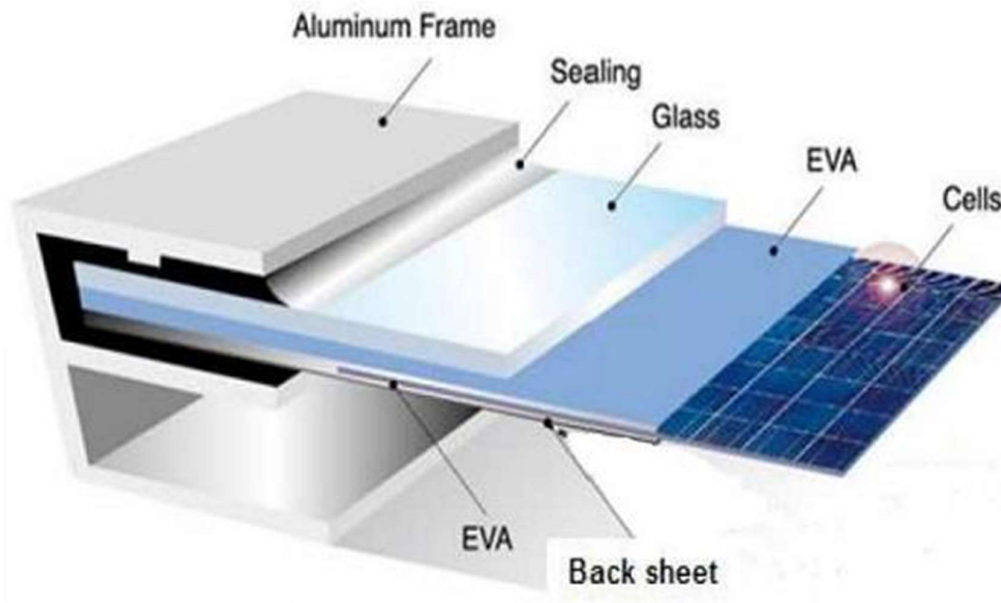
Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contrato para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico.

También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflectiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Las células FV convierten pues, la energía de la luz en energía eléctrica. El rendimiento de conversión, ósea la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva con otras fuentes.

Estas células conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje. La corriente producida depende del nivel de insolación.





Glass	2 ~ 3mm
EVA Sheet	400 ~ 800 μ m
Silicon Cell	200 ~ 350 μ m
EVA Sheet	400 ~ 800 μ m
Back Sheet	280 ~ 340 μ m

La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy durables y fiables. Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador FV. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para poder producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador FV por sí mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche.

Para ello es necesario un sistema FV completo que consiste en un generador FV junto a otros componentes, conjuntamente conocidos como “resto del sistema” Estos componentes varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere

proporcionar. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos o conectados a la red eléctrica. En definitiva y cómo se puede ver, se trata de una fuente de energía, que además de renovable se presenta como una clara apuesta de futuro de cara al planteamiento energético en los próximos años.

4.5.1- El panel fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (Células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. “El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son”:



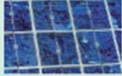
- Radiación de 1000 W/m².
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente).

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

a) _ Cristalinas:

- **Monocristalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

b) _ **Amorfos:** Cuando el silicio no se ha cristalizado.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

4.5.2- Los módulos fotovoltaicos individuales

Un panel solar corresponde a un conjunto de celdas solares en serie y/o paralelo, encapsulado para su protección. Debido a que a corrientes altas las pérdidas energéticas aumentan, es que las celdas se conectan en serie para mantener su tensión individual. Los paneles solares de silicio más comunes corresponden a arreglos de celdas solares capaces de producir entre 18V (36 celdas) y hasta 43V (72 celdas), pero existen paneles con tensiones tan altas como 100v.

Hoy en día es común que los paneles solares comerciales vayan desde los 50W hasta los 400W, superando en algunos casos incluso los 435W.

Las celdas solares se conectan en serie mediante tiras metálicas de aleaciones compuestas por cobre-hierro, estaño-plata, o estaño-plata-cobre. Las tiras metálicas se sueldan (proceso delicado) a las celdas solares mediante estaño (a altas temperaturas) y un líquido especial (Flux), que ayuda a fortalecer la soldadura. Las celdas conectadas son cubiertas por arriba y por abajo por un polímero llamado EVA (etil-vinil-acetato), para aislar el sistema eléctrico y mantener las celdas inmóviles. Por debajo del sistema encapsulado se coloca un film en base a un polímero, típicamente PVF (fluoruro de polivinilo), que protege las celdas solares de los efectos medioambientales. Por el frente, el sistema se protege por un vidrio lo más transparente posible, para que la mayor parte de la radiación solar logre llegar a la superficie activa de las celdas.

La característica eléctrica de un panel solar, más conocida como curva de corriente-tensión (IV), se muestra en la imagen - 1 en color azul. Simultáneamente, y en color rojo, se muestra la curva potencia-tensión (P-V). Los parámetros más relevantes corresponden a la corriente de cortocircuito (I_{ccc}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}),

el punto de máxima potencia (P_{mpp}) y el factor de llenado o forma (FF). Un panel

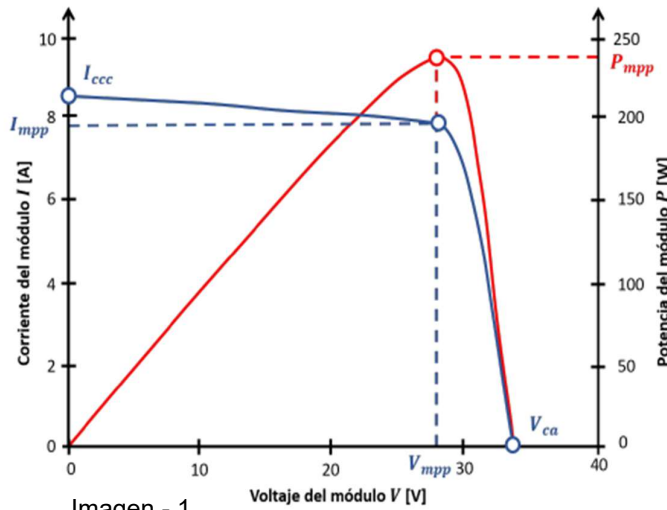


Imagen - 1

saludable tiene una curva I-V bastante rectangular y su punto de máxima potencia se encuentra en la cresta de la curva. El factor de llenado se define como $P_{mpp} = (V_{ca} I_{ccc})$, por lo que un panel solar saludable tiende a estar cerca de un factor de llenado unitario.

Los paneles solares comerciales nuevos tienen factores de llenado cercano al 70-80 %. Es común que durante la vida útil de los paneles el factor de llenado vaya disminuyendo, de modo que la pendiente cerca de I_{ccc} aumenta y cerca de V_{ca} disminuye. Lo anterior corresponde a un aumento en la disipación de energía en forma de calor, y, por ende, a una menor potencia de salida. Los paneles solares, al igual que las celdas, pueden ser conectados en serie o en paralelo. En el primer caso se aumenta la tensión y en el segundo caso se aumenta la corriente.

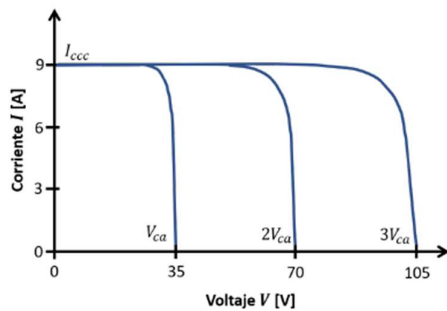


Imagen 2: Cambios en la curva I-V para un conjunto de paneles en serie

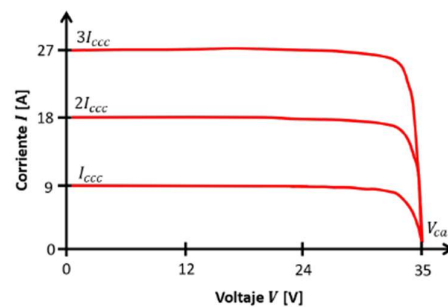


Imagen 3: Cambios en la curva I-V para un conjunto de paneles en paralelo

La Imagen 2 muestra que la curva característica de un sistema de paneles conectados en serie tiene un V_{ca} que corresponde a la suma de los paneles

individuales. Por otro lado, la Imagen 3 indica que cuando los paneles se conectan en paralelo, la lccc del sistema corresponde a la suma de aquella de los paneles individuales. Sistemas complejos (como centrales solares) conectan largas filas de paneles solares en serie hasta lograr altos voltajes (600 - 1000V por norma), y estas filas se conectan en paralelo a un solo inversor. En realidad, existen muchas tipologías, pero la de un inversor central es una de las más comunes. Los paneles comerciales contienen una etiqueta en su parte trasera, la que indica el valor nominal de V_{ca} , I_{ccc} y P_{mpp} entre otros. Estos valores están medidos en condiciones estándar (STC), que corresponden a $1,0\text{kW/m}^2$ de radiación solar, 25°C de temperatura de operación del panel.

La Imagen 4 indica cómo cambia la curva característica de un panel solar para variaciones en la irradiancia. El parámetro más sensible corresponde a la corriente, que es directamente proporcional a la irradiancia, es decir, que si la irradiancia disminuye a la mitad entonces la corriente también. En contraste, la tensión es mucho menos variable con los cambios de irradiancia. De la Imagen 4 se desprende que cuando la irradiancia cae de 1000 a 200W/m^2 la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) decae unos 5V (un 17%). A pesar de esto, la caída de tensión puede llegar a ser importante en arreglos de paneles en serie, donde puede alcanzar valores de hasta 40V .

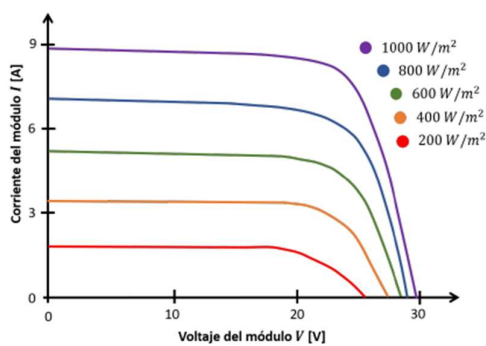


Imagen 4: Cambio de la curva I-V para variaciones de la irradiancia

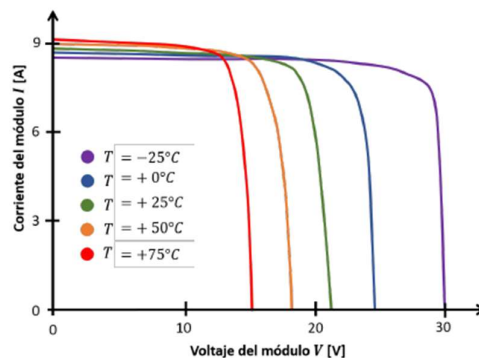


Imagen 5: Cambio de la curva I-V para variaciones de la temperatura del panel.

De la Imagen - 5, que indica los cambios en la curva I-V cuando cambia la temperatura del panel, se desprende que la tensión es mucho más sensible a los

cambios de temperatura. A bajas temperaturas de operación, la tensión puede llegar a crecer hasta en 10V respecto a un valor medio, mientras que a altas temperaturas puede decaer en algo más que 5V. Las variaciones de tensión en conjuntos grandes de paneles en serie pueden incluso sobrepasar los 100V, por lo que al diseñar un sistema se debe tomar en cuenta cuan baja o cuán alta puede llegar a ser la tensión, de modo que el rango de operación del sistema fotovoltaico está dentro del rango de operación del inversor que sigue. Los coeficientes de temperatura típicos para paneles solares de silicio cristalino corresponden a $-0,30$ a $-0,55$ $\%/^{\circ}\text{C}$ para V_{ca} , $+0,02$ a $+0,08$ $\%/^{\circ}\text{C}$ para I_{ccc} y $-0,37$ a $-0,52$ $\%/^{\circ}\text{C}$ para P_{mpp} .

Nótese que durante una jornada están variando la irradiancia, la temperatura de operación de los paneles y la potencia transferida. La Imagen - 6, muestra el aumento de temperatura (en $^{\circ}\text{K}$) y la degradación del rendimiento del sistema fotovoltaico (en $\%$) dependiendo del tipo de instalación. Se puede ver que para aumentar la eficiencia es necesario dar todas las facilidades al sistema para que pueda disipar lo más posible el calor que no puede transformar en electricidad.

Los sistemas solares instalados sobre techos pueden llegar a tener pérdidas de entre 1,8 a 5,4% dependiendo de la ventilación.

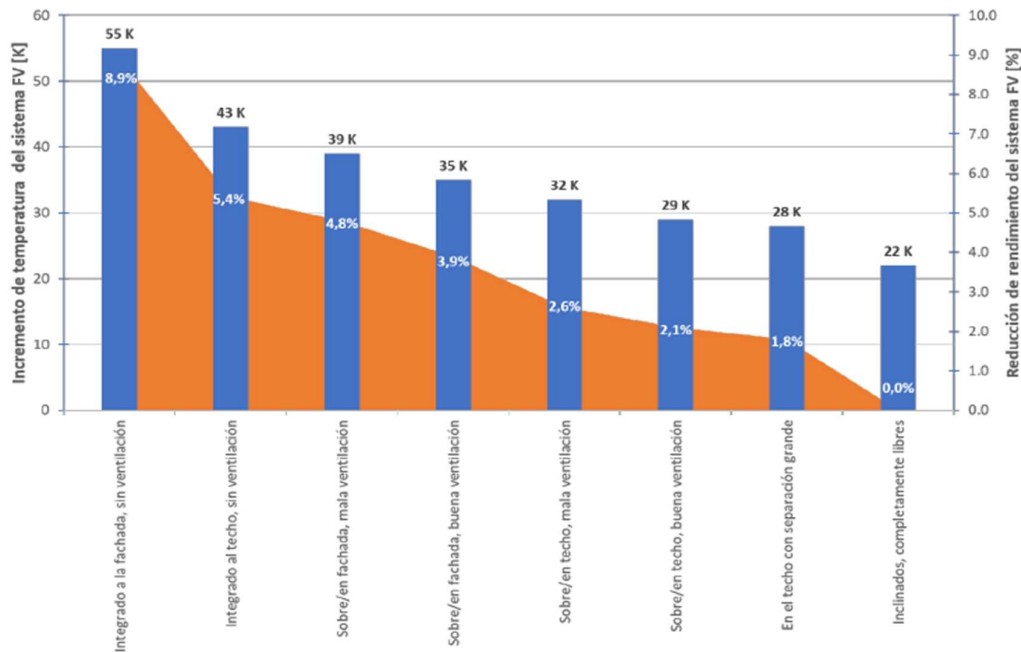
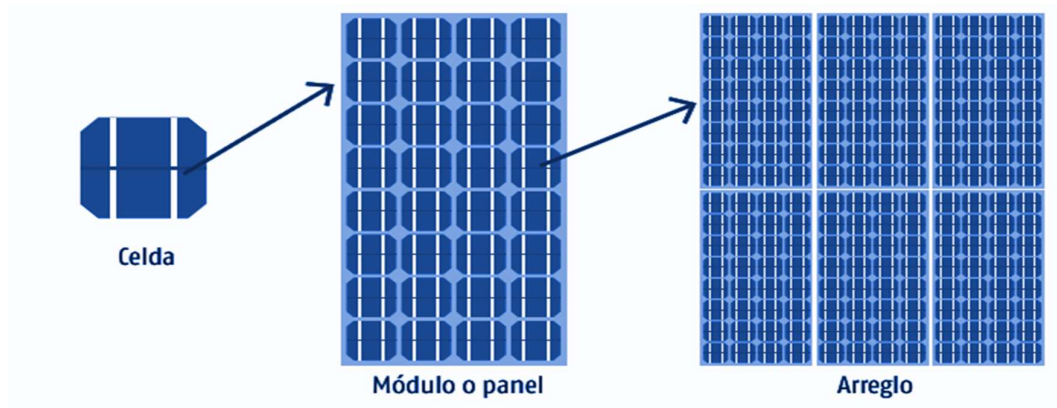


Imagen - 6.

4.6- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los paneles se agrupan en conjuntos o arreglos de paneles que, dependiendo de la escala del sistema (residencial, comercial o industrial), pueden tener distintas configuraciones, para producir los valores deseados de corriente y voltaje.



4.6.1- Conexión en serie y en paralelo de los paneles fotovoltaicos

Circuito en serie: Se forma cuando se conectan el terminal positivo (+) de un módulo al terminal negativo (-) de otro módulo, para Incrementar el voltaje. La conexión en serie no aumenta la corriente producida o el amperaje (Imagen - 7). Ejemplo: Si se requiere un arreglo de 24V y 3A, a partir de dos paneles de 12V y 3A, al conectarlos en serie, la potencia se suma.

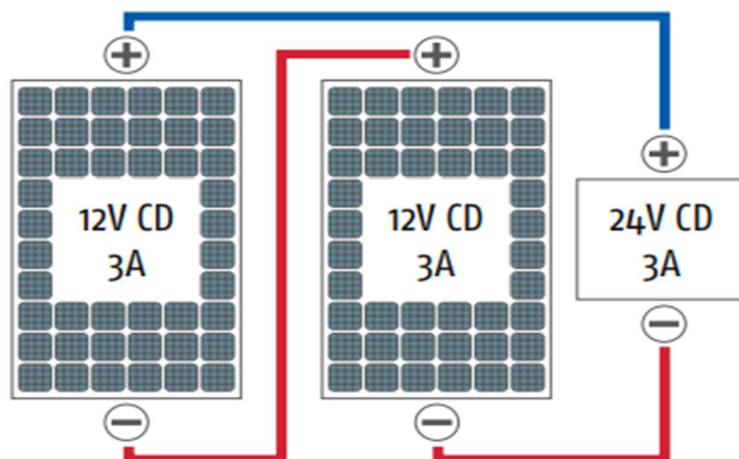


Imagen - 7. Módulos conectados en serie.

Circuito en paralelo: La conexión de módulos se hace entre los terminales de positivo (+) a positivo (+) y de negativo (-) a negativo (-). Cuando las fuentes se conectan en paralelo, las cargas se suman y el voltaje aplicado al circuito permanece igual. Se utiliza para aumentar el amperaje o corriente de un sistema (Imagen - 8).

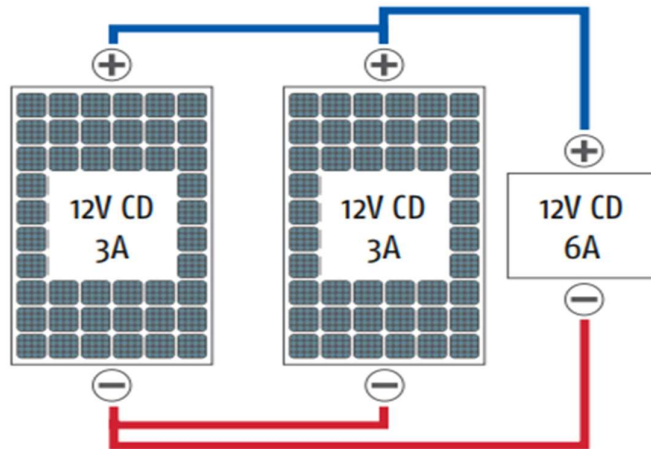


Imagen - 8. Módulos conectados en Paralelo.

Circuitos en serie y en paralelo: Los circuitos pueden usar una mezcla de conexiones en serie y en paralelo para obtener los voltajes y las corrientes necesarios. En la Imagen - 9, se conectan en modo serie-paralelo cuatro módulos de 12V y 3A. Los módulos se conectan en serie de dos en dos, lo que incrementa el voltaje a 24V. Cada tira se conecta en paralelo incrementando la corriente a 6A. El resultado es un sistema de 24V CD y 6A.

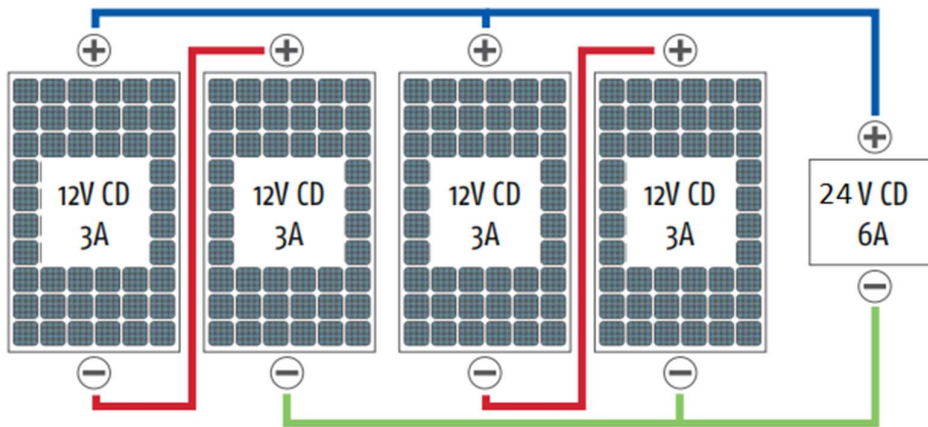


Imagen - 9. Modulo conectado en serie y en paralelo.

4.7- TIPOS DE INSTALACIONES:

Un sistema fotovoltaico puede ser conectado a la red pública o bien, estar aislado de ella. Conectadas a la red están normalmente las grandes centrales industriales (parques FV) y aquellas plantas residenciales pequeñas que venden excedentes a la red de distribución.

Desde otro punto de vista, hay que distinguir los sistemas con y sin almacenamiento de energía. Los sistemas con almacenaje, obviamente más caros, presentan la ventaja de poder operar cuando no hay recurso solar (de noche).

Los grandes sistemas industriales, cuyo objetivo es típicamente generar energía eléctrica a gran escala, operan conectados directamente a la red, para lo cual requieren de inversores trifásicos para convertir la corriente y la tensión, de CC a CA con la frecuencia de la red.

Cabe hacer presente que los paneles de estos sistemas solares, al igual que las celdas solares, pueden conectarse en serie para aumentar la tensión del sistema, la que puede llegar a alcanzar valores de hasta 600V, o incluso 1.000V. En la actualidad se está discutiendo la posibilidad de aumentar la tensión hasta 1.500V, en los sistemas fotovoltaicos de gran escala.

4.7.1- Sistemas autónomos

Son Sistemas Fotovoltaicos aislados de la red eléctrica los cuales son respaldados por un banco de baterías garantizando de esta manera el suministro de energía eléctrica en ausencia del sol.

Los sistemas residenciales con baterías, cuya aplicación sea alimentar exclusivamente cargas que consumen corriente continua (algo frecuente para cabañas), sólo requieren de un controlador para gestionar y proteger la batería (Imagen - 10). Los controladores tienen puertos para conectar baterías por un lado y cargas en corriente continua por el otro lado. Durante los periodos sin luz, los paneles pasan a ser una carga para el sistema y el controlador evita la descarga de las baterías y protege a los paneles solares de corrientes inversas.

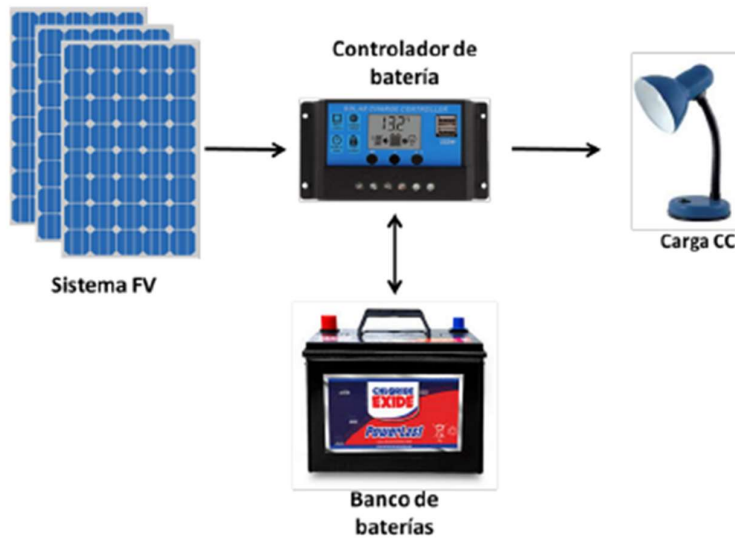


Imagen - 10. Sistema autónomo con carga de CC.

Pero, si la aplicación requiere alimentar electrodomésticos que consumen corriente alterna, entonces, además es necesario el uso de un inversor, que convierte de CC a CA. El controlador y el inversor pueden ser equipos independientes o integrados. En caso de ser equipos independientes, el inversor puede ser conectado directamente a las baterías (Imagen - 11) lo que permite abastecer simultáneamente cargas en CC y CA, o como una carga del controlador, caso en que solo se abastece cargas en CA. Para este último caso no se debe exceder el máximo de corriente de carga que indica el controlador de carga, ya que este equipo puede quemarse o destruirse.

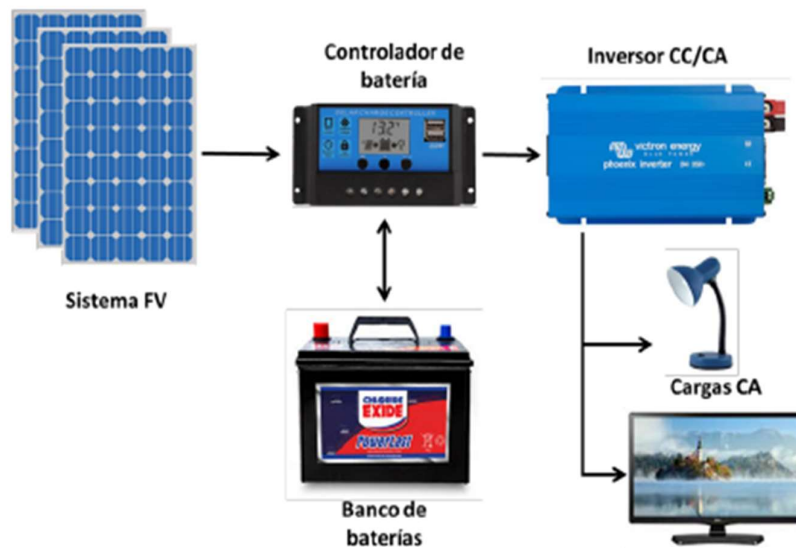


Imagen - 11. Sistema autónomo con inversor y carga de CA.

4.7.2- Sistemas conectados a la red eléctrica

Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que las instalaciones necesiten baterías, constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. En países como Alemania, Japón o EE.UU., un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectado a la red. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la generación; otros para ahorrar energía en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental. En todos los casos existe la motivación de contribuir al desarrollo de esta tecnología limpia. Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna.

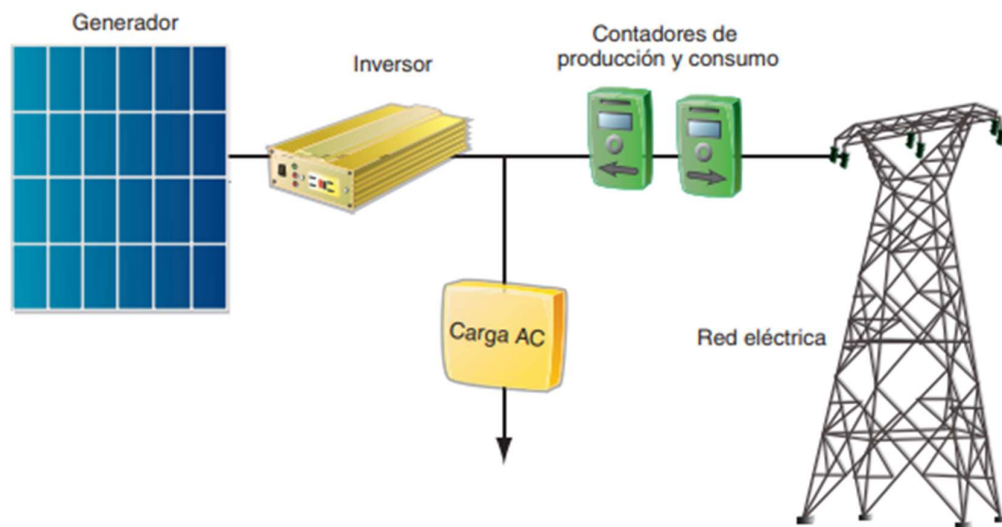


Imagen - 12. Sistema conectado a red.

El inversor cumple además otras funciones monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal. Hay dos formas de conectarse a la red:

a) _ Facturación neta.

La electricidad solar se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

b) _ Tarifa fotovoltaica.

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el Kwh. de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada se consuma en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a una instalación sobre suelo o sobre un elemento constructivo; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (En España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con la independencia del tamaño de la instalación), en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.

4.8- FOTOVOLTAICA EN EDIFICACIONES

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales, etc.) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es de 5 kw. a 200 kw. aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW. Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen de prestigio y al prestigio corporativo de las empresas.

4.9- EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTO

La realización de una evaluación de emplazamiento o inspección de sitio es un paso importante en el diseño e instalación de un sistema. Durante la evaluación del sitio, se debe recopilar toda la información necesaria para optimizar el diseño del sistema y planificar una instalación segura y eficiente en el tiempo. El objetivo de la evaluación es determinar la ubicación del generador fotovoltaico, las especificaciones del techo, el sombreado si fuera el caso, el área disponible y otras consideraciones.

Relevamiento Técnico:

- Producción de energía deseada.
 - Superficie útil de la instalación.
- Es importante tener en cuenta que siempre debe dejarse un espacio perimetral libre en la zona de instalación para asegurarse que la instalación y cualquier otro mantenimiento se haga con seguridad.

- Usualmente se considera un espacio libre del 20% de la superficie disponible, por lo que debe considerarse este factor al considerar la superficie útil de instalación.

- Orientación y ángulo de inclinación.
- Forma, estructura y tipo de techo en el caso de instalaciones de techo.
- Datos de sombreado:
 - Árboles, antenas, chimeneas.
 - Edificaciones aledañas.
- Lugares para la instalación de cajas de paso, inversores y tableros.
- Distancias de cableado, ruteo y método de cableado.
- Acceso para los materiales y elementos de instalación (escaleras, andamios, etc.).
- Coordenadas y altura del emplazamiento.

Elementos necesarios:

- Cámara fotográfica: Debería fotografiarse las posibles zonas de instalación, los alrededores y la ubicación de los medidores eléctricos.
- GPS.
- Brújula.
- Cinta métrica.
- Analizador de sombreado o diagrama de ruta de sol.
- Nivel.

Documentos por confeccionar:

- Mapa del sitio para determinar su orientación.
- Dibujo de la edificación para determinar la inclinación del techo, superficie utilizable, longitudes de tendido eléctrico, etc.
- Render de la ubicación propuesta de los paneles, teniendo en cuenta la superficie utilizable, inclinación, orientación, tipo de paneles, potencia pico y montaje.

- Cálculo de la energía producida teniendo en cuenta el sombreado, efectos de la temperatura, pérdidas, insolación, tipo de inversor, tipo de paneles, orientación, inclinación, etc.
- Cálculo de rentabilidad y amortización del sistema.

4.10- ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

Se adjunta esquema unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión y que no contempla la posibilidad de interconectar con los cuadros de distribución de consumo interno.

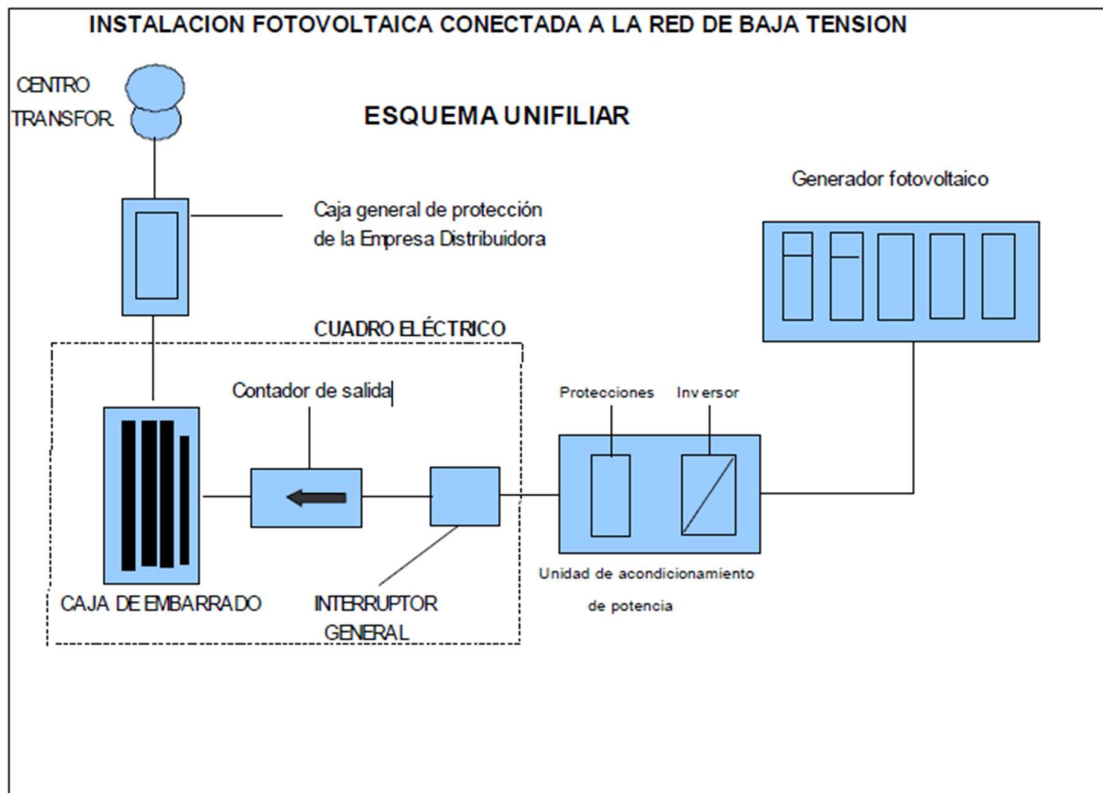


Imagen - 13

4.10.1- Generador fotovoltaico

Son los elementos principales los cuales tienen la finalidad de transformar la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están

formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones en serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

4.10.2- Inversor

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico en forma de corriente continua y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores: Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Incorporar rearme y desconexión automáticos. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima. Cumplir con los requisitos, que establece el Reglamento de Baja Tensión. Baja distorsión armónica. Bajo consumo. Aislamiento galvánico. Sistema de medidas y monitorización.

4.10.3- Equipo de medida

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la Compañía a los precios acordados.

4.10.4- Estructura de soporte de las placas

El bastidor es el encargado de sujetar el panel solar, y muchas veces será un kit de montaje para instalarlo adecuadamente.

La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km./h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

En este caso los rieles de aluminio van anclados al perfil C de la estructura por medio de tornillos autoperforantes, y a esos rieles los soportes móviles de los paneles mostrados en la figura.



Rieles



Soportes móviles

4.10.5- Caja General de Protección y tipos

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o pico de intensidad la cual afectaría a todos los

componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

La instalación fotovoltaica contará con todas las protecciones según el reglamento de baja tensión AEA, y de acuerdo también con las normas de la compañía distribuidora EDELAR.

El circuito de corriente continua del generador fotovoltaico trabaja normalmente a una intensidad cercana al corto circuito, ya que las placas fotovoltaicas son equipos que funcionan como fuentes de corriente. El dimensionado de los cables, pensado para tener pérdidas inferiores al 3 %, aguantan de sobra un cortocircuito ya que como mucho éste tendría una intensidad un 10% más elevada que la nominal. A pesar de que los convertidores tienen separación galvánica entre el circuito de la red y el generador, como medida suplementaria para evitar cortocircuitos, el cableado de continua se hará intrínsecamente seguro, manteniendo los cables de diferente polaridad separados mediante doble aislamiento de los conductores o separación física cuando sea posible.

Para proteger de corto circuito la instalación en la parte de corriente alterna, se colocará un interruptor magnetotérmico de cuatro polos, accesible para la compañía eléctrica, ha de permitir la desconexión manual de la instalación, así como la protección de esta contra cortocircuitos. El interruptor estará situado en el cuadro de contadores, accesible a la compañía eléctrica 24 horas al día, y tendrá las características que se detallan en el cálculo desarrollado más adelante.

En el lado de corriente alterna de cada convertidor, se colocará una llave termomagnética de protección de línea, con objeto de permitir el seccionamiento e incrementar la protección del inversor.

Desde el punto de vista de sobretensiones, en el lado de corriente continua la protección de sobretensión se realiza a través de descargadores de tensiones a tierra (varistores) que el mismo ondulator incorpora dentro de su carcasa, lo que garantiza la protección contra sobretensiones en la banda de corriente continua.

Para evitar sobretensiones inducidas por relámpagos, se evitará en todo momento hacer bucles grandes con los circuitos de cada rama, haciendo que los cables de ida y vuelta vayan paralelos y lo más cerca posible uno del otro.

En lado de corriente alterna se colocará descargadores de sobretensión, de tipo 1+2 uno por fase, debidamente conectados a tierra.

Los descargadores combinados de tipo 1 y tipo 2 protegen los sistemas de baja tensión contra las sobretensiones y el exceso de corriente que pueden generarse por la caída directa de rayos. Están probados con impulsos tipo rayo de 25 a 100 kA con forma de onda de 10/350 μ s.

El nivel de protección se reduce a 1,5 kV mediante los descargadores combinados.

Un seccionador descargador térmico ofrece un alto grado de protección contra sobrecargas.

Todos los explosores son de tipo disparable. Por eso, ya no hacen falta reactancias de desacoplamiento para instalar aparatos de protección contra sobretensiones.

4.10.6- Puesta a tierra

Con objeto de proporcionar una protección de las personas contra contactos directos e indirectos con el sistema fotovoltaico, se dispondrá el generador fotovoltaico en esquema “flotante”, es decir, la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra y existe una tierra de protección a la que se unirán las masas metálicas del sistema, así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones.

Así, se dispondrá una conexión equipotencial a tierra a la que se unirán todas las partes metálicas de los componentes de este sistema fotovoltaico. Esta red de tierra tendrá los objetivos siguientes:

- La protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en el caso de defectos de aislamiento.
- Permitir la correcta actuación de los limitadores de corriente y sobretensión de la protección interna.

Se cumplirá 770.14.4.2 de la AEA, por lo que el electrodo de puesta a tierra de la instalación será independiente y alejado del electrodo del neutro de la empresa distribuidora, así como también se dispondrá de una separación galvánica entre la parte de corriente alterna y la de continua en nuestra instalación, que se logrará a través del transformador existente en el inversor.

Los conductores de protección discurrirán por las mismas canalizaciones de corriente continua y de corriente alterna de esta instalación. La sección mínima de

dichos conductores vendrá dada según la Tabla 770.14.I y cumplirá la norma AEA 90364-7-770. Así se dispondrá los siguientes conductores de protección:

- 4 mm² para la conexión de los marcos, envolventes, partes metálicas, etc. del generador fotovoltaico.
- 25 mm² en el tramo Cajas de Conexiones CC – Inversor.
- 25 mm² en el descargador de sobretensiones de CA del Inversor.
- 35 mm² para el enlace de barra equipotencial con pica.

El conductor de tierra que unirá la barra de equipotencial con la puesta a tierra será de cobre desnudo de 35 mm² de sección nominal con una longitud total de 10 m, hasta enlazar con una pica de acero cobreado de 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud total, que se dispondrá hincada al terreno.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50m.

Se dispondrá el número de electrodos necesario para conseguir una resistencia de tierra tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación. Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre sí y unidas por cable de cobre enterrado hasta conseguir que la resistencia a tierra adecuada.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

4.10.7_ Cableado de Interconexión y conducción

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos deberán tener el grado de protección IP.65.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no se vean afectados internamente por los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles, se usarán siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser borneras en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda de este. En el primer caso se utilizarán capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP.65.

En instalaciones donde se montan paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V se colocarán diodos de derivación, estos se usan para evitar retornos de intensidad cuando algún o algunos paneles están generando diferentes flujos de corrientes, y así evitar pérdidas y asegurar un flujo continuo.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6mm. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional.

La sujeción se efectuará mediante bridas, procurando no someter un excesivo doblez a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Canalización de la parte de corriente continúa

Para la elección de las canalizaciones de la parte de corriente continua (CC) se realizará lo indicado en la especificación AEA 90364-7-712.

En esta parte se diferencian dos tipos:

A) Interconexión entre módulos fotovoltaicos

En este caso los conductores se dispondrán fijados directamente sobre la estructura portante.

Como los conductores empleados serán de doble aislamiento, los mismos se dispondrán aprovechando el interior de los perfiles metálicos de la estructura, evitando en la medida de lo posible su exposición al sol y el paso por aristas cortantes, teniendo en cuenta las siguientes prescripciones de montaje y ejecución:

- Se fijarán a la estructura mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no dañen las cubiertas de los cables.
- Se dispondrán puntos de fijación sucesivos cada 0,40 m de cableado, con objeto de evitar el doblado por su propio peso.
- El radio de doblado no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces con cables de canalizaciones no eléctricas se realizará por la parte posterior o anterior de las mismas, dejando una distancia mínima de 3 cm, entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior.

B) Conexión de Ramas – Cajas de Conexiones de CC

El cableado de este tramo de corriente continua será de doble aislamiento con armadura y adecuado para su uso en intemperie, se dispondrá canalización de “bandeja porta cables”.

Así se dispondrán bandejas tipo rejilla sin tapa del modelo REJIBAND del fabricante AEMSA o similares, exigido por AEA 90364.

Las bandejas Rejiband se tratan de bandejas metálicas de varillas electrosoldadas con borde de seguridad, para evitar el dañado del cableado y del instalador. Con este tipo de bandejas se ofrece la máxima ventilación y limpieza del cableado, proporcionando gran resistencia al sistema de canalización.

Con objeto de que el sistema de canalizaciones sea resistente a la corrosión, se deberán utilizar bandejas Rejiband de tipo “Galvanizado en Caliente (G.C.)”, ya que este tipo de acabado es el apto para instalación al exterior con condiciones agresivas o húmedas.

En los tramos verticales comprendidos entre las Cajas de Conexiones de CC y el nivel del piso, se dispondrá en montaje con bandeja de rejilla con tapa metálica.

El fabricante asegura además que la bandeja Rejiband posee una buena continuidad eléctrica entre tramos de bandeja, no obstante, y como medida de seguridad, cada tramo de bandeja se dispondrá a tierra de forma independiente.

Para la canalización subterránea que sería desde la bandeja a nivel del piso hasta los inversores, se tendrá en cuenta lo impuesto por la norma ET1011.

Canalización de la parte de corriente Alterna

Esta va desde la salida del inversor hasta la acometida donde se encuentra el medidor bidireccional, la misma se realizará subterránea y también respetando la norma ET1011.

4.10.8- Acometida eléctrica

Es la parte de la instalación de red de distribución, que alimenta la caja general de protección o unidad funcional equivalente.

Se remarca que la acometida será parte de la instalación constituida por la Empresa Suministradora, por lo tanto, el diseño y trazado se basará en las normas propias y particulares de esta.

El centro de transformación al que se conectará la instalación es objeto de un proyecto totalmente diferenciado y que se ajustará a las mejores condiciones de servicio propuestas por la Empresa Distribuidora.

4.10.9- Caja de protección y medida

Por tratarse de un suministro a un único usuario, se colocará en un único conjunto la caja general de protección y el equipo de medida.

Las cajas de protección y medida se instalarán en lugares de libre y permanente acceso. La situación se fijará de común acuerdo entre la propiedad y la empresa suministradora.

Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora. Dentro de los mismos se instalarán seccionadores fusibles en los conductores de fase, con poder de corte igual o superior a la corriente de cortocircuito previsto en el punto de instalación.

4.10.10- Dispositivos generales e individuales de comando y protección

Los dispositivos generales de mando y protección se situarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual. Se colocará una caja para el interruptor de control de potencia inmediatamente antes de los otros dispositivos, en compartimento independiente y precintable.

Esta caja se podrá colocar en el mismo cuadro donde se coloquen los dispositivos generales de comando y protección.

La altura a la que se situarán los dispositivos generales e individuales de comando y protección de los circuitos, medida desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1 y 2 metros.

El instalador fijará de forma permanente sobre el cuadro de distribución una placa, impresa con caracteres indelebles, en la cual conste su nombre o marca comercial, fecha de realización de la instalación, así como la intensidad asignada del interruptor general automático.

4.10.11- Estructura que soportará el conjunto de generadores fotovoltaicos

En este punto se aclara que el alcance del proyecto escapa al cálculo, dimensionamiento y ejecución de esta parte de la obra.

Con el asesoramiento de la Ingeniera Civil Paola Gutiérrez, se realizó el cálculo y dimensionamiento de la estructura y base de la cubierta.

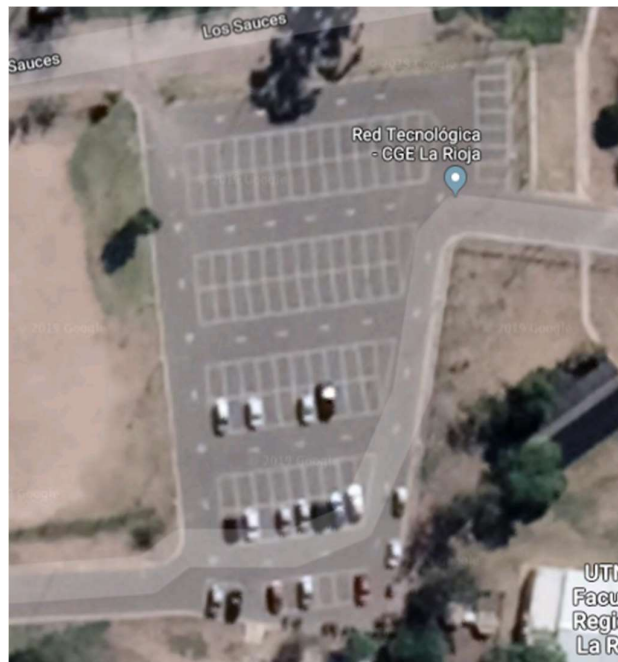
Se adjunta Anexo 4.10.11

5- DESARROLLO TÉCNICO

5.1- ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO

- A_ Tomar medidas de las áreas a utilizar.
- B_ Ver la orientación que se le dará a los paneles.
- C_ Evaluación de contorno.
- D_ Análisis de posibles sombras.
- E_ Ubicación de sala de máquinas.
- F_ Proyección de cableado.

A_ Una vez tomadas todas las medidas de la playa, se realizó un plano, para luego calcular el área de cada ala de estacionamiento lo cual se detalla en la tabla, para luego realizar la elección del tipo de panel a utilizar y el número, tratando de hacer el máximo aprovechamiento de los espacios.



B_ Lo orientación que se le dará a los paneles es en sentido norte para aprovechar al máximo posible la luz solar, de lo que está proyectado, se debe modificar unos metros la orientación, que se aplicará en la construcción de los soportes y perfiles.

C_ El proyecto no afecta el entorno que lo rodea y tampoco se necesita modificaciones de este para ejecutarlo. La superficie ya está preparada por lo que no se necesita movimiento de terreno.

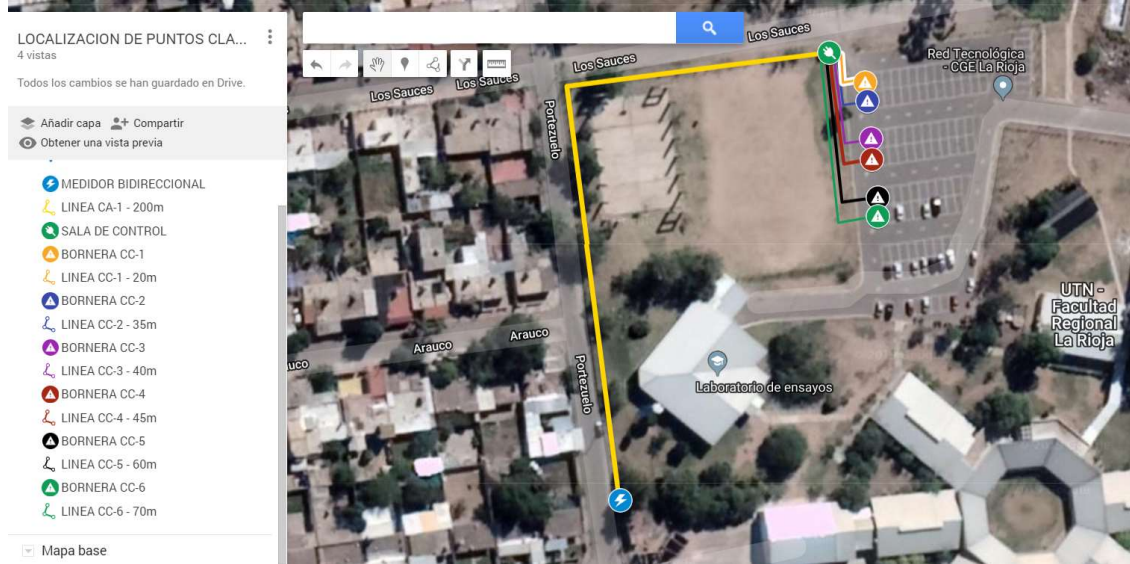
D_ Al analizar el emplazamiento no se observan posibles obstáculos para los rayos del sol, para tener una mejor precisión se utiliza una App de Smartphone que permite observar la curvatura del sol en las distintas estaciones del año y así poder divisar posibles sombras en los generadores fotovoltaicos.

E_ La ubicación de la sala de máquina, donde se van a instalar los Inversores y tableros de protección; será en inmediación de los laboratorios de la facultad marcado en la captura siguiente.



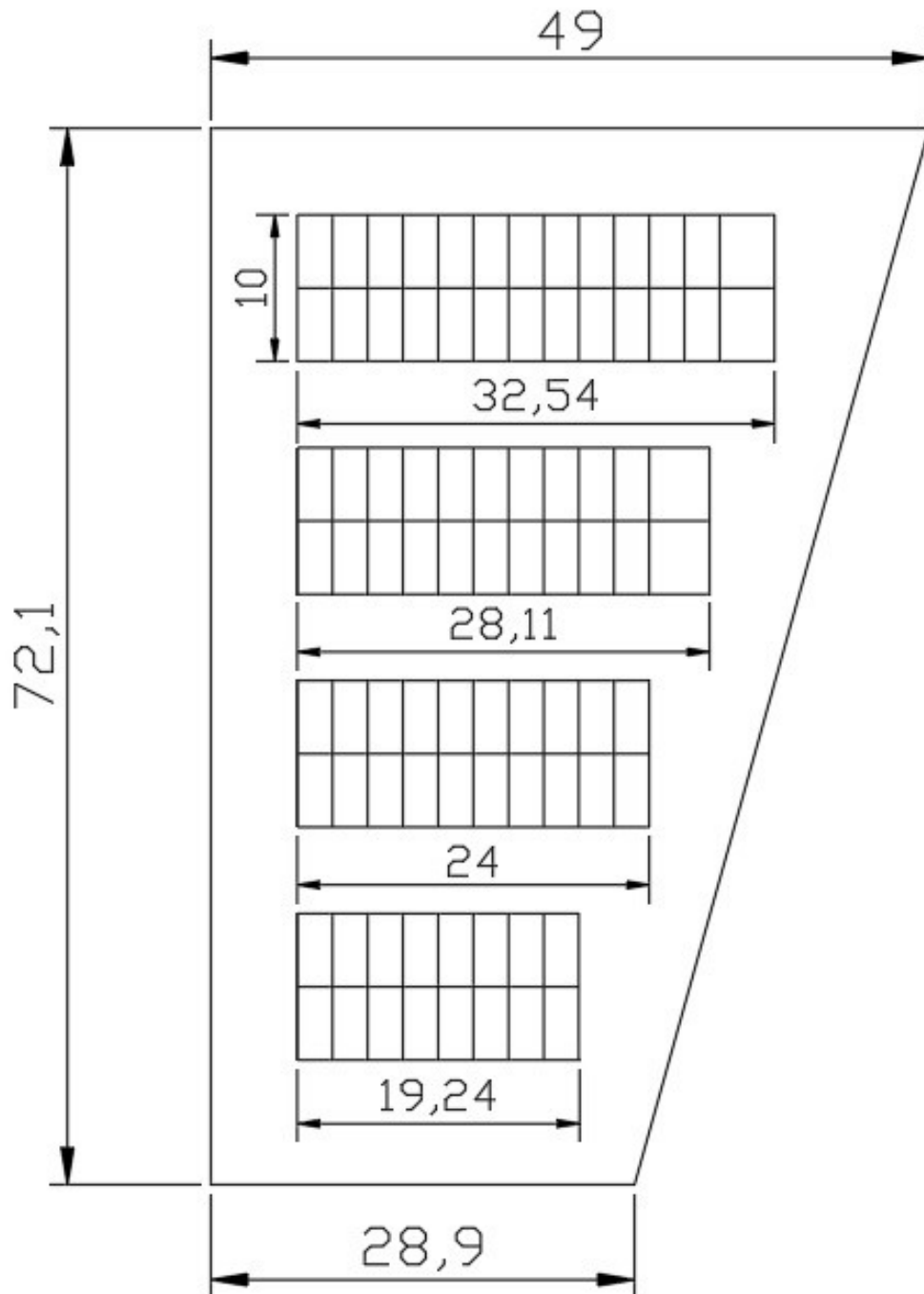
Se eligió este espacio por cuestiones de distancias y para tener una salida próxima a los inversores.

F_ Proyección de cableado, la idea es hacer el cableado desde los generadores hasta la sala de máquina subterráneamente, como se indica en la figura siguiente, más adelante se detallará la sección y número de conductores.



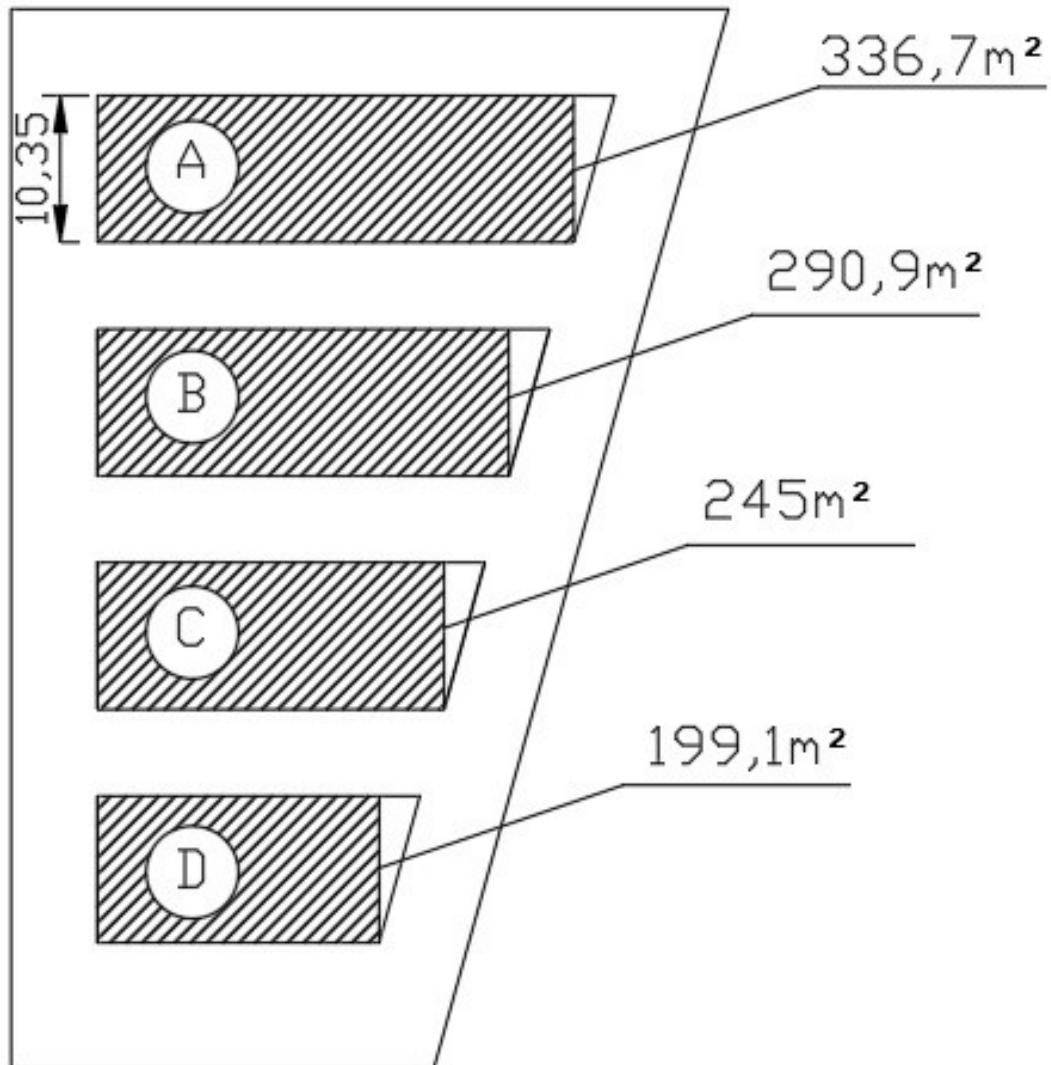
5.2 CÁLCULOS DE ÁREAS ÚTILES Y N° DE PANELES

Medidas emplazamiento actual



Medidas de cobertura y áreas a utilizar

Area Cubierta techo
15° inclinacion al norte



División	Área utilizada [m ²]	Área Panel solar TSM-320PD14P 1,956 x 0,992 [m ²]	Cantidad
Sección A	336,7	1,94	173,6
Sección B	290,9	1,94	149,9
Sección C	245	1,94	126,3
Sección D	199,1	1,94	102,6
Total	1071,7		552,4

Tabla áreas en bruto

División	Real Ubicados	Área Panel solar TSM-320PD14P 1,956 x 0,992	Área Cubierta m ²
Sección A	165	1,94	320,1
Sección B	140	1,94	271,6
Sección C	120	1,94	232,8
Sección D	100	1,94	194
Total	525		1018,5

Tabla números de paneles ubicados

Nº de paneles para cubrir área de playa de estacionamiento = 525

5.3- SELECCIÓN DE PANELES E INVERSORES

Panel seleccionado es de una Potencia de 320w

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia nominal- P_{MPP} (Wp)*	320
Tolerancia de potencia nominal- P_{MPP} (W)	0 ~ +5
Voltaje en el punto máximo- V_{MPP} (V)	37.1
Corriente máxima- I_{MPP} (A)	8.63
Voltaje en circuito abierto- V_{OC} (V)	45.8
Corriente en cortocircuito- I_{SC} (A)	9.10
Eficiencia del módulo η_m (%)	16.5

Anexo 5.3

Para seleccionar el inversor se debe multiplicar el número de paneles a instalar (N_p) por la potencia del panel (P_p).

$$N_p \times P_p = \text{Potencia Inversor}$$

$$525 \times 320w = 168.000w$$

Inversor seleccionado es de P= 30KW * ficha técnica

$$\frac{168KW}{30KW} = 5,6 \cong 6 \text{ Inversores}$$

Modelo	SolarLake 30000TL-PM - TRIFÁSICO
Especificaciones eléctricas	
Potencia máxima	32000W
Voltaje máximo	1000V
Corriente máxima	2*35A
Cantidad de MPPT / conexiones p/MPPT	2/4
Rango de voltaje de MPPT	460-800V
Voltaje de apagado / encendido	250 / 350V

Se optó por usar seis inversores por las siguientes razones:

- Sectorizar la generación: Al tener sectorizada es más fácil la detección de fallas en el caso de que ocurran.
- En el caso tener un solo inversor de mayor potencia para todos los generadores, está la posibilidad de falla o la obstrucción de alguno de los paneles por algún agente externo, lo que causaría que todo el sistema este limitado por el mismo.
- En caso de destrucción del inversor tiene un menor costo de recambio, y no queda el sistema fuera de servicio, los restantes cinco siguen generando.
- Manejo de menores potencias, costos menores de los materiales.

Al tener seis inversores se debe distribuir equitativamente los paneles para cada inversor.

$$\frac{525}{6} = 87,5$$

Al no dar un número entero se debe redondear y compensar, quedando:

A_ 5 grupos de 88 Paneles

Y

B_ 1 grupo de 84 Paneles + 1 de reserva

5.4- CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Cálculo del mínimo N° de paneles en serie

$$N^{\circ} \text{ de serie min.} = \frac{\text{Mínimo voltaje de funcionamiento del inversor}}{0.8 \times \text{Mínimo voltaje de funcionamiento de los paneles}}$$

$$N^{\circ} \text{ de serie min.} = \frac{460v}{0.8 \times 3,1v} = 15,49 \cong 16$$

Cálculo del máximo N° de paneles en serie

$$N^{\circ} \text{ de serie máx.} = \frac{\text{Máximo voltaje de funcionamiento del inversor}}{\text{Máximo voltaje de funcionamiento de los paneles}}$$

$$N^{\circ} \text{ de serie máx.} = \frac{820v}{37,1v} = 22,1 \cong 22$$

Numero de series que debe realizar por grupo de paneles, sale de la siguiente fórmula.

$$N^{\circ} \text{ de serie} = \frac{\text{Tension de Trabajo}}{\text{Tension Nominal}}$$

Tensión de Trabajo: Es la tensión con la cual va a ingresar al Inversor, en este caso el inversor seleccionado puede trabajar con una tensión de 820 Volts y como máximo 1000 Volts.

Tensión Nominal: Es la tensión nominal de cada Panel Solar, en este caso es de 37,10 Volts.

$$\text{N}^\circ \text{ de serie} = \frac{820v}{37,10v} = 22,1 \cong 22$$

El número obtenido es el máximo N° de paneles que se puede conectar en serie por grupo, para no sobrepasar la tensión de trabajo del inversor.

Cálculo de N° de paralelos por Inversor.

$$\text{N}^\circ \text{ de paralelos} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de paneles}}{\text{N}^\circ \text{ de series}}$$

Se opta por una serie de 22 paneles para los grupos de 88, y serie de 21 paneles para el grupo de 84 para obtener números enteros de paralelos.

$$\text{N}^\circ \text{ de paralelos} = \frac{88}{22} = 4 \text{ para el caso A}$$

Cuatro paralelos con 22 paneles en serie.

$$\text{N}^\circ \text{ de paralelos} = \frac{84}{21} = 4 \text{ para el caso B}$$

Cuatro paralelos con 21 paneles en serie.

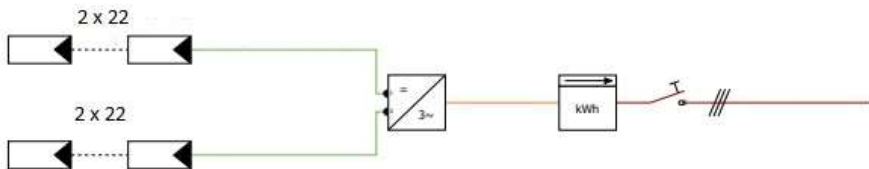
De acuerdo con los cálculos realizados antes entonces se resume que, se usarán seis inversores para abarcar la potencia máxima del total de los paneles solares, cada inversor tendrá su grupo de serie y paralelo siendo un caso de 4 paralelos de 21

paneles en serie y los casos restantes de 4 paralelos de 22 paneles en serie. Siendo en total 524 paneles activos en el sistema.

Cada inversor tiene dos entradas por lo que se dividiría en dos cada grupo de paneles.

Quedando como indica la Figura.

Caso A



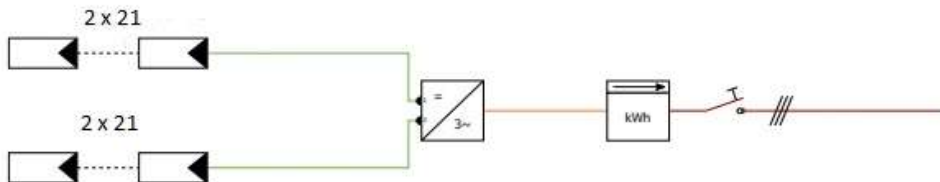
- Verificación de tensión

$V_{inv.}$ = Tensión en la entrada del Inversor

V_P = Tensión nominal panel solar

$$V_{inv.} = 22 \times V_P = 22 \times 37,1 = \mathbf{816,2 \text{ V}}$$

Caso B



- Verificación de tensión

$V_{inv.}$ = Tensión en la entrada del Inversor

V_P = Tensión nominal panel solar

$$V_{inv.} = 21 \times V_P = 21 \times 37,1 = \mathbf{779,1 \text{ V}}$$

- Verificación de corriente por Entrada del inversor ambos casos.
Según la ficha técnica del inversor admite una corriente de 35A por entrada.

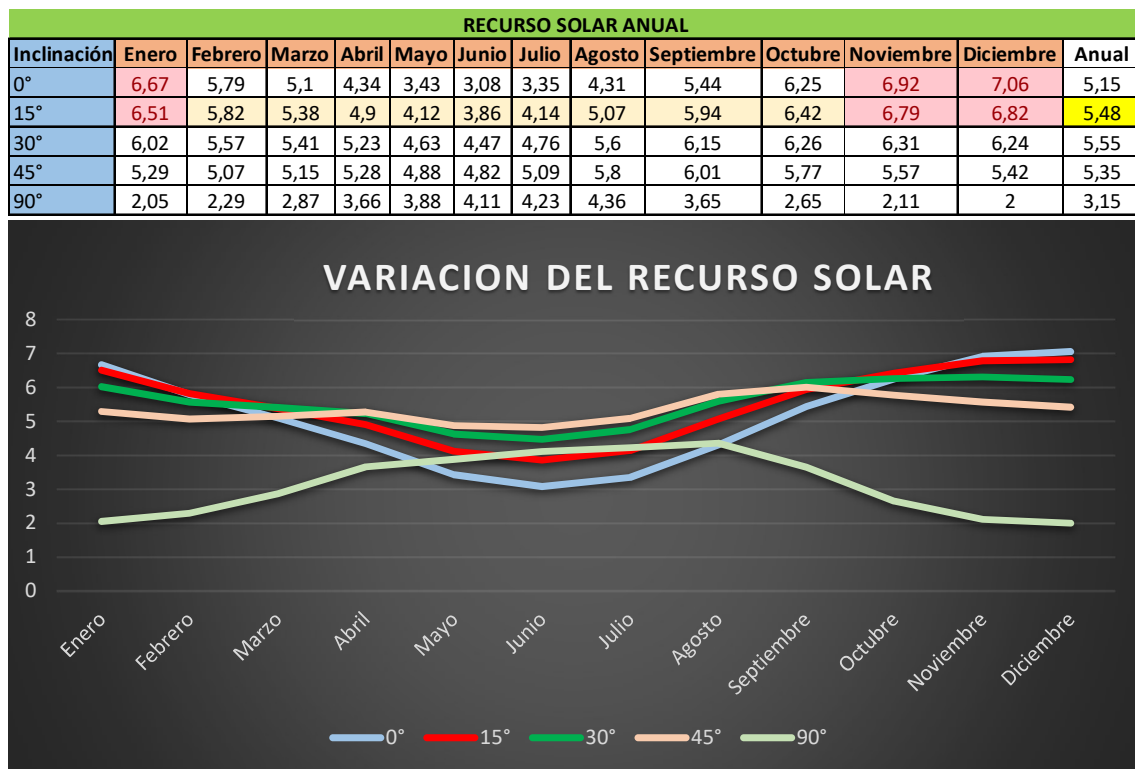
Cada panel solar tiene una Corriente pico de 8,63 A, al tener dos paralelos por entrada cada inversor, sería $2 \times 8,63 \text{ A} = 17,26 \text{ A}$ – por entrada.

Se utiliza un factor de seguridad de 1,3

$$I_{\text{verif.}} = 1,3 \times 17,26 \text{ A} = 22,438 \text{ A}$$

$22,438 \text{ A} \leq 35 \text{ A}$ Entonces se puede decir que verifica.

5.5- HORA SOLAR PICO



HSP, se obtiene de la tabla de selección la cual depende de la ubicación, orientación e inclinación de los paneles solares. En este caso se usará la base de datos de La NASA.

HSP= 5,48 Kwh/m²/Dia.

Este valor es el promedio anual para una inclinación de 15°, orientación Norte y ubicación georreferenciada (Latitud: -29.40877906, Longitud: -66.831962297) del estacionamiento de UTN Facultad Regional La Rioja.

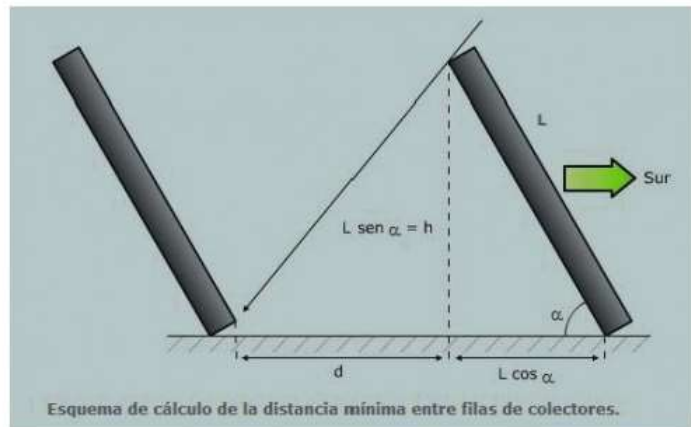
Cabe aclarar que la inclinación óptima para la generación anual máxima es de 30° como se observa en la tabla anterior.

Pero se toma la decisión de dar una inclinación de 15° por las siguientes razones:

- Cuestiones constructivas: Al usar 15° de inclinación para la estructura se consigue una altura menor en la parte más alta de la misma, evitando así la sombra a la estructura colindante, ya que se debería usar una distancia de separación mayor a las dimensionadas.
- Teniendo en cuenta que con esta inclinación se tendrá una mayor generación en los meses de temperaturas altas, donde se tiene gran demanda de energía eléctrica en nuestra ciudad.

5.6 VERIFICACIÓN DE DISTANCIA ENTRE PANELES PARA EVITAR SOMBRAS

Distancia (**d**) sobre la horizontal entre una fila de paneles FV y su altura **h**:



Método para cálculo de distancia

$$d \text{ (distancia)} = h / \text{tg} (61^\circ - \text{latitud}) = h * k$$

$$d = 10,35\text{m} \times \text{sen} (15) / \text{Tang} (61-29,408)$$

$$d = 4,35\text{m}$$

El cálculo anterior quiere decir que la distancia d del proyecto en cuestión “no debe ser menor que 4,35m”.

En el PLANO 12.2 se acota el valor en este proyecto.

5.7- CÁLCULO DE ENERGÍA GENERADA

Energía Generada en [Wh] = Potencia paneles [W] x HSP [h] x RP

Potencia paneles = N° Paneles x Potencia Individuales

Potencia paneles = $524 \times 320W = 167680W \rightarrow 167,68 \text{ KW}$

5.8- ENERGÍA GENERADA ANUAL

Energía Generada Anual = $167,68Kw \times 5,48 \text{ Kwh/m}^2/\text{Dia} \times 0.8 \times 365$

0.8= RP: Ratio de performance 75%-80%

Energía Generada Anual = **268314,8 Kwh/añal**

Suponiendo Una tarifa de \$6/Kwh puedo calcular el aporte anual del sistema.

Generación Anual = $\$6/Kwh \times 268314,8 \text{ Kwh/añal} = \$ 1.609.888,8$

5.9- CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR EN CC

5.9.1- Cálculo de sección para interconexión de paneles en serie

Para el cálculo se utilizará la aplicación de PRYSMIAN.

Pasos para su utilización:

A.

Cálculo para Baja Tensión




Datos eléctricos

Tipo de corriente	<input type="radio"/> Alterna (CA)
	<input checked="" type="radio"/> Continua (CC)
Tipo de sistema	<input checked="" type="radio"/> Monofásico <input type="radio"/> Trifásico
Tensión del sistema U	<input type="text" value="Seleccionar tensión del sistema"/> V
	<input checked="" type="checkbox"/> A medida <input type="text" value="820"/> V
Intensidad en Amperios	<input type="text" value="8,63"/> A
	<input type="checkbox"/> Calcular intensidad (A)

Se seleccionó el tipo de corriente, tipo de sistema, tensión e intensidad del sistema obtenido de los cálculos anteriores.

B.



Tipo de cable

Tipo de cable	<input type="radio"/> EXZHELLENT-XXI RZ1-K (AS) <input type="radio"/> SEGURFOC SZ1-K (AS+) / RZ1-K (AS+) Mica <input type="radio"/> TENAFLEX H07RN-F <input type="radio"/> TENAFLEX DN-F <input type="radio"/> ENERGY RV Aluminio <input type="radio"/> ENERGY RV-K <input checked="" type="radio"/> ENERGY RV Cobre <input type="radio"/> ARMIGRON RVhMVh-K <input type="radio"/> ARMIGRON RVFV Aluminio
Construcción	<input type="radio"/> Unipolar <input checked="" type="radio"/> Bipolar <input type="radio"/> Tripolar
N.º de cables por fase	<input type="text" value="1"/>

Datos eléctricos

Tipo de corriente: Continua (CC)
Tipo de sistema: Monofásico
Tensión del sistema: 820 V
Intensidad en Amperios: 8.63 A

Se seleccionó el tipo de conductor (en el anexo X se adjunta la hoja técnica del conductor seleccionado). Luego la constitución de este y la cantidad de cables por fase.

C.



Instalación

Instalación	<input type="radio"/> Instalación al aire libre <input checked="" type="radio"/> Instalación enterrada	<p>Datos eléctricos</p> <p>Tipo de corriente: Continua (CC)</p> <p>Tipo de sistema: Monofásico</p> <p>Tensión del sistema: 820 V</p> <p>Intensidad en Amperios: 8.63 A</p> <p>Tipo de cable</p> <p>ENERGY RV Cobre</p> <p>Construcción: Bipolar</p> <p>N.º de cables por fase: 1</p> <p>Intensidad por cable: 8.63 A</p>
Tipo de instalación enterrada	Enterrados directamente ▼	
Temperatura del terreno	45 ▼ °C	
Resistividad térmica del suelo	1.5 ▼ K.m/W	
Profundidad de tendido	0.7 ▼ m	
N.º de circuitos adicionales	5 ▼	
Distancia entre circuitos:	En contacto ▼ mm	

Ingreso de datos respecto a la instalación.

Los conductores irán directamente enterrados, se seleccionó 45°C de temperatura debido a la posición geográfica, el dato de la resistividad se obtuvo del proyecto de finalización de carrera de los ingenieros Castro Walter y Cortez Leandro, egresados de la carrera de Ingeniería Electromecánica, UTN-FRLR. La profundidad de la zanja para enterrar los conductores, la cantidad de circuitos adicionales tiene que ver con que en la misma bandeja irán los conductores de los restantes inversores, los mismos se posicionan en contacto entre sí.

D.



Cálculo de sección por calentamiento

La sección recomendada es de: 1.5 mm²

Haga click en "Contactar" para que podamos atender su consulta.

[Contacte con nosotros](#)

[Cálculo de caída de tensión](#)

Datos eléctricos

Tipo de corriente: Continua (CC)
Tipo de sistema: Monofásico
Tensión del sistema: 820 V
Intensidad en Amperios: 8.63 A

Tipo de cable

ENERGY RV Cobre
Construcción: Bipolar
N.º de cables por fase: 1
Intensidad por cable: 8.63 A

Instalación

Tipos de instalación:
Instalación enterrada

Tipo de instalación enterrada:
Enterrados directamente en el suelo

Temperatura del terreno: 45 °C
Resistividad térmica del suelo: 1.5 K.m/W
Profundidad de tendido: 0.7 m
N.º de circuitos adicionales: 5
Distancia entre circuitos: En contacto
Factor de corrección total: 0.4
Factor de carga: 69.59 %

[Volver](#)

En este punto se obtiene la sección recomendable según el calentamiento del conductor, el paso siguiente es la verificación de sección respecto a la caída de tensión.

ANEXO 5.9.1 - CALENTAMIENTO

E.

Cálculo para Baja Tensión



Cálculo de sección para caída de tensión

Longitud del circuito m

Factor de potencia

Caída de tensión máxima permisible

Seleccionar porcentaje

Instalación industrial %

Viviendas y similares %

A medida %

Sección recomendada por calentamiento: 1.5 mm²

Sección recomendada por caída de tensión: 1.5 mm² con 1.43 % de caída de tensión

Haga click en "Contactar" para que podamos atender su consulta.

Datos eléctricos

Tipo de corriente: Continua (CC)

Tipo de sistema: Monofásico

Tensión del sistema: 820 V

Intensidad en Amperios: 8.63 A

Tipo de cable

ENERGY RV Cobre

Construcción: Bipolar

N.º de cables por fase: 1

Intensidad por cable: 8.63 A

Instalación

Tipos de instalación: Instalación enterrada

Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo

Temperatura del terreno: 45 °C

Resistividad térmica del suelo: 1.5 K.m/W

Profundidad de tendido: 0.7 m

N.º de circuitos adicionales: 5

Distancia entre circuitos: En contacto

Factor de corrección total: 0.4

Factor de carga: 69.59 %

Agregando la longitud del circuito, el cálculo para obtener ese valor fue:

22 (cantidad de paneles conectados en serie) x 1,96m (longitud de un panel) = 43.12m adoptamos 44m.

Luego se coloca 3% de caída de tensión, y se obtiene el valor final de sección de conductor.

1.5mm²

Esta sección será la utilizada para cablear las conexiones en serie de los paneles. Es igual a 24 conexiones y cada una de ellas vincula 22 paneles.

ANEXO 5.9.1 - CAÍDA DE TENSIÓN

5.9.2- Cálculo de sección para interconectar los paneles en paralelo

Pasos por seguir con la herramienta antes descrita, pero modificando los datos:

A.



Datos eléctricos

Tipo de corriente	<input type="radio"/> Alterna (CA) <input checked="" type="radio"/> Continua (CC)
Tipo de sistema	<input checked="" type="radio"/> Monofásico <input type="radio"/> Trifásico
Tensión del sistema U	Seleccionar tensión del sistema ▼ <input checked="" type="checkbox"/> A medida <input type="text" value="820"/> V
Intensidad en Amperios	<input type="text" value="17,26"/> A
	<input type="checkbox"/> Calcular intensidad (A)

En este caso la variable que se modifica respecto al cálculo anterior es la corriente, ya que hay que tener en cuenta que se conectarán en paralelo 2 grupos de 22 paneles en serie, por lo tanto, tendrán $2 \times 8.63A = 17,26A$ como observamos en la imagen.

B.



Tipo de cable

<p>Tipo de cable</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="radio"/> EXZHELLENT-XXI RZ1-K (AS) <input type="radio"/> SEGURFOC SZ1-K (AS+) / RZ1-K (AS+) Mica <input type="radio"/> TENAFLEX H07RN-F <input type="radio"/> TENAFLEX DN-F <input type="radio"/> ENERGY RV Aluminio <input type="radio"/> ENERGY RV-K <input checked="" type="radio"/> ENERGY RV Cobre <input type="radio"/> ARMIGRON RVhMh-K <input type="radio"/> ARMIGRON RVFV Aluminio <p>Construcción</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="radio"/> Unipolar <input checked="" type="radio"/> Bipolar <input type="radio"/> Tripolar <p>N.º de cables por fase</p> <input type="text" value="1"/>	<p>Datos eléctricos</p> <p>Tipo de corriente: Continua (CC)</p> <p>Tipo de sistema: Monofásico</p> <p>Tensión del sistema: 820 V</p> <p>Intensidad en Amperios: 17.26 A</p>
--	--

Este paso es exactamente igual al paso B del cálculo 5.8.1

C.



Instalación

<p>Instalación</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="radio"/> Instalación al aire libre <input checked="" type="radio"/> Instalación enterrada <p>Tipo de instalación enterrada</p> <input type="text" value="Enterrados directamente"/> <p>Temperatura del terreno</p> <input type="text" value="45"/> °C <p>Resistividad térmica del suelo</p> <input type="text" value="1.5"/> Km/W <p>Profundidad de tendido</p> <input type="text" value="0.7"/> m <p>N.º de circuitos adicionales</p> <input type="text" value="5"/> <p>Distancia entre circuitos:</p> <input type="text" value="En contacto"/> mm	<p>Datos eléctricos</p> <p>Tipo de corriente: Continua (CC)</p> <p>Tipo de sistema: Monofásico</p> <p>Tensión del sistema: 820 V</p> <p>Intensidad en Amperios: 17.26 A</p> <p>Tipo de cable</p> <p>ENERGY RV Cobre</p> <p>Construcción: Bipolar</p> <p>N.º de cables por fase: 1</p> <p>Intensidad por cable: 17.26 A</p>
---	--

Este paso es exactamente igual al paso C del cálculo 5.8.1

D.



Cálculo de sección por calentamiento

La sección recomendada es de: 4 mm²

Haga click en "Contactar" para que podamos atender su consulta.

[Contacte con nosotros](#)

[Cálculo de caída de tensión](#)

[Volver](#)

Datos eléctricos

Tipo de corriente: Continua (CC)
Tipo de sistema: Monofásico
Tensión del sistema: 820 V
Intensidad en Amperios: 17.26 A

Tipo de cable

ENERGY RV Cobre
Construcción: Bipolar
N.º de cables por fase: 1
Intensidad por cable: 17.26 A


Instalación

Tipos de instalación: Instalación enterrada
Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
Temperatura del terreno: 45 °C
Resistividad térmica del suelo: 1.5 K.m/W
Profundidad de tendido: 0.7 m
N.º de circuitos adicionales: 5
Distancia entre circuitos: En contacto
Factor de corrección total: 0.4
Factor de carga: 79.91 %

Se obtiene la sección recomendable según el calentamiento del conductor.

ANEXO 5.9.2 – CALENTAMIENTO.

E.



Cálculo de sección para caída de tensión

Longitud del circuito: m

Factor de potencia:

Caída de tensión máxima permisible

Seleccionar porcentaje

Instalación industrial

Viviendas y similares

A medida

%

Sección por caída de tensión: 1.5 mm² con una caída de tensión del 2.59 %

La sección recomendada es de: 4 mm²

Haga click en "Contactar" para que podamos atender su consulta.

Datos eléctricos

Tipo de corriente: Continua (CC)

Tipo de sistema: Monofásico

Tensión del sistema: 820 V

Intensidad en Amperios: 17.26 A

Tipo de cable

ENERGY RV Cobre

Construcción: Bipolar

N.º de cables por fase: 1

Intensidad por cable: 17.26 A

Instalación

Tipo de instalación: Instalación enterrada

Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo

Temperatura del terreno: 45 °C

Resistividad térmica del suelo: 1.5 K.m/W

Profundidad de tendido: 0.7 m

N.º de circuitos adicionales: 5

Distancia entre circuitos: En contacto

Factor de corrección total: 0.4

Factor de carga: 79.91 %

Para calcular la caída de tensión hay que agregar la longitud del circuito, el cálculo para obtener ese valor fue similar al utilizado en el cálculo en serie debido a que el conductor deberá recorrer la misma cantidad de paneles. Luego se coloca 3% de caída de tensión, y se obtiene el valor final de sección de conductor.

4mm²

Esta sección será la utilizada para cablear las conexiones en paralelo de los paneles. Es igual a 12 conexiones y cada una de ellas vincula 44 paneles.

ANEXO 5.9.2 – CAÍDA DE TENSIÓN.

5.9.3- Cálculo de sección para interconectar caja de conexiones con los inversores

5.9.3.1- Interconexión CC1 con I1

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m
- Nº de circuitos adicionales: 5
- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 20m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 20m.

ANEXO 5.9.3.1

5.9.3.2- Interconexión CC2 con I2

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m
- N.º de circuitos adicionales: 5
- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 35m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 35m.

ANEXO 5.9.3.2.

5.9.3.3- Interconexión CC3 con I3

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m
- N.º de circuitos adicionales: 5

- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 40m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 40m.

ANEXO 5.9.3.3.

5.9.3.4- Interconexión CC4 con I4

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m
- N.º de circuitos adicionales: 5

- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 45m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 45m.

ANEXO 5.9.3.4.

5.9.3.5- Interconexión CC5 con I5

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m

- N.º de circuitos adicionales: 5
- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 60m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 60m.

ANEXO 5.9.3.5.

5.9.3.6- Interconexión CC6 con I6

Para el cálculo se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos:

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Continua (CC)
- Tipo de sistema: Monofásico
- Tensión del sistema: 820 V
- Corriente: 17.26 A

Tipo de cable:

- Construcción: Bipolar
- N.º de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W

- Profundidad de tendido: 0.7 m
- N.º de circuitos adicionales: 5
- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 70m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **4mm²** de sección para una distancia de 70m.

ANEXO 5.9.3.6.

5.10- CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR EN CA

5.10.1- Cálculo de sección para interconectar los inversores con el tablero de protecciones de CA

Antes de calcular la sección es necesario realizar los siguientes cálculos:

- Corriente total por inversor:

Potencia por inversor = $\sqrt{3}$ X corriente del inversor X tensión de salida X $\cos\phi$

$$28.175,22W = \sqrt{3} \times \underline{\hspace{2cm}} \times 400V_{ca} \times 1$$

- Corriente de cada **fase** por inversor = **40,67A**

Para el cálculo de sección se utiliza la aplicación de PRYSMIAN ingresando el dato de la corriente obtenida.

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Alterna (CA)
- Tipo de sistema: Trifásico
- Tensión del sistema: 400 V
- Corriente: 40,67A

Tipo de cable:

- Construcción: Tripolar
- N° de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación en aire
- Temperatura ambiente: 45 °C
- Tipo de bandeja o tendido de los cables: Horizontales perforadas
- N° de bandejas: 1
- N° de circuitos adicionales: 5
- Distancia entre circuitos: En contacto

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 2m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 1%

Obteniendo como resultado 10mm² de sección para una distancia de 2m.

ANEXO 5.10.1

Esto significa que cada uno de los 6 inversores por cada una de sus fases de salida inyectara al tablero de protecciones de CA una corriente de 40,67A, si se multiplica x 6 (cantidad de inversores). Resultan **244,02A** por fase.

Significa que la planta inyectará:

- 244,02A por la fase R
- 244,02A por la fase S
- 244,02A por la fase T

5.10.2- Cálculo de sección para interconectar el tablero de protecciones de CA con el medidor bidireccional

Para el cálculo de sección se utiliza la aplicación de PRYSMIAN

Ingresando los siguientes datos

Datos eléctricos:

- Tipo de corriente: Alterna (CA)
- Tipo de sistema: Trifásico
- Tensión del sistema: 400 V
- Corriente: **244,02 A**

Tipo de cable:

- Construcción: Unipolar
- N° de cables por fase: 1

Instalación

- Tipos de instalación: Instalación enterrada
- Temperatura del terreno: 45 °C
- Tipo de instalación enterrada: Enterrados directamente en el suelo
- Resistividad térmica del suelo: 1.5 °K.m/W
- Profundidad de tendido: 0.7 m
- N° de circuitos adicionales: 0

- Distancia entre circuitos: 0

Cálculo de sección para caída de tensión

- Longitud del circuito: 200m
- Factor de potencia: 1
- Caída de tensión máxima permisible: 3%

Obteniendo como resultado **185mm²** de sección para una distancia de 200m.

Cabe aclarar que el cálculo por calentamiento del conductor resulta una sección de **150mm²**, la variación a **185mm²** se da al introducir como máxima caída de tensión 3% con una longitud de 200m.

ANEXO 5.10.2

Se definió recalcular y dividir la corriente, por lo tanto, se obtuvo en una doble terna de 95mm².

ANEXO 5.10.2 - RECÁLCULO.

6- PROTECCIONES ELÉCTRICAS

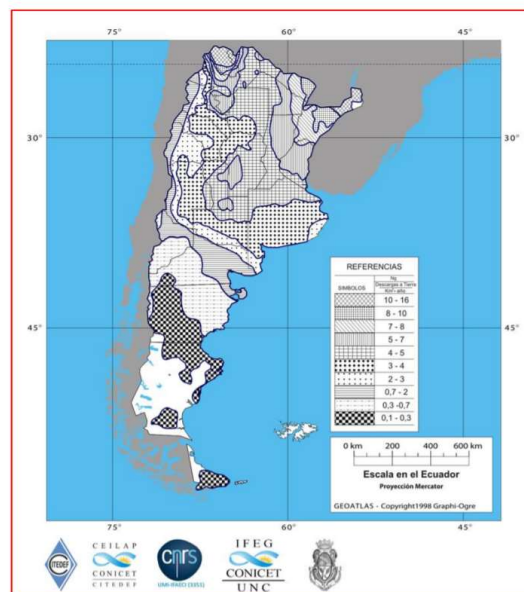
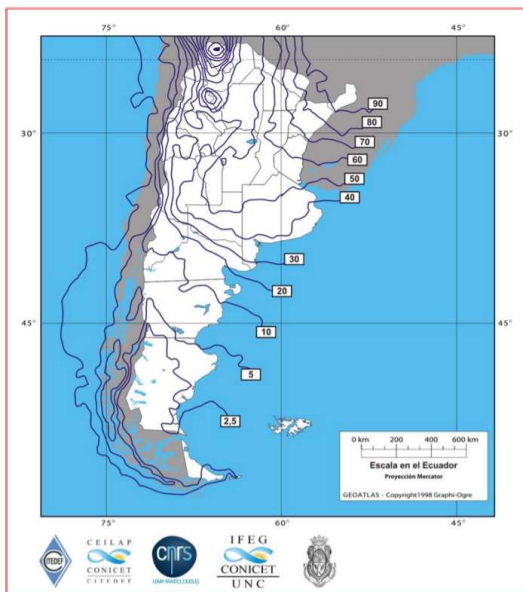
6.1- CÁLCULO DE DESCARGADORES ATMOSFÉRICOS

Para llevar a cabo este cálculo se toma de referencia la Norma IRAM 2184.

Datos de Cálculo:

Ubicación geográfica: Ciudad de La Rioja.

Mapa isoceráunico



Td (cantidad de tormentas eléctricas por año) = entre **35 y 40**. Se opta por el más desfavorable “**40**”.

N_g : número de rayos a tierra/km² x año

$$N_g = 0.004 Td \times 1,25$$

$$N_g = 0.004 \times 40 \times 1,25$$

$$N_g = 4,023 \text{ (rayos a tierra/km}^2 \text{ x año)}$$

En función de N_g se calcula la frecuencia anual promedio de rayos directos a la estructura = N_d

$$N_d = N_g \times A_e \times 10^{-6}$$

Siendo A_e la superficie a proteger (considerando el terreno de la facultad)



$$8,03\text{ha}(\text{hectárea}) = 80.300\text{m}^2$$

$$A_e = 80.300\text{m}^2$$

$$N_d = 4,023 \times 80.300 \times 10^{-6}$$

$$N_d = 0,323(\text{rayos directos/año})$$

Calculando N_c (frecuencia aceptada de rayos sobre una estructura)

$$N_c = (5,5 \times 10^{-3}) / C$$

Siendo C un factor de riesgo

$$C = C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5$$

Tabla C-1 - Coeficiente C_2 de evaluación del tipo de construcción de la estructura

		Techado o tejado		
		Metálica	Común	Inflamable
Estructura	Metálica	0,5	1	2
	Común	1	1	2,5
	Inflamable	2	2,5	3

$$C_2 = 0.5$$

Tabla C-2 - Coeficiente C_3 de evaluación del contenido de la estructura

Contenido de la estructura	Coeficiente C_3
Sin valor o no inflamable	0,5
De valor común o normalmente inflamable	1
De gran valor o particularmente inflamable	2
De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	3

$$C_3 = 1$$

Tabla C-3 - Coeficientes C_4 de evaluación de la ocupación de la estructura

Ocupación de la estructura	Coeficiente C_4
No ocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
De evacuación difícil o con riesgo de pánico	3

$$C_4 = 1$$

Tabla C-4 - Coeficientes C_5 de evaluación de las consecuencias de un impacto de rayo sobre el entorno

Consecuencias de un impacto de rayo	Coeficiente C_5
Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno	1
Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno	5
Con varias consecuencias para el entorno	10

$$C_5 = 5$$

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{0,5 \times 1 \times 1 \times 5}$$

$$N_c = 0,0022$$

Al ser $N_d \geq N_c$ se deberá prever un spcr (sistema de protección contra el rayo) de eficiencia:

$$E_c = 1 - (N_c/N_d)$$

$$E_c = 1 - \left(\frac{0,0022}{0,323}\right)$$

$$E_c = 0,99 \text{ (eficiencia necesaria del sistema 99\%)}$$

Tabla 3 – Relación entre niveles de protección y eficiencia

Niveles de protección	Eficiencia E del socr
I + Medidas complementarias (F)	$E > 0,98$
I	$0,95 < E \leq 0,98$
II	$0,90 < E \leq 0,95$
III	$0,80 < E \leq 0,90$
IV	$0 < E \leq 0,80$

Esto significa que hay que garantizar un sistema de protección contra descargas atmosféricas “**CLASE I**”.

ANEXO 6.1

6.2- PROTECCIONES ELÉCTRICAS DC

6.2.1- Selección de fusible DC

Los fusibles por seleccionar son los encargados de limitar la corriente de trabajo, a la vez sectorizar las distintas cadenas de series instaladas y facilitar tareas de mantenimiento sin necesidad de sacar otras cadenas de series en servicio.

Para la selección de los fusibles se rige según norma UNE 20.460-4-43.

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Esta condición indica físicamente que el fusible debe admitir la corriente necesaria para el funcionamiento de la instalación según la demanda prevista, pero no debe permitir que se alcance una corriente que deteriore el cable, concretamente su aislamiento, que es la parte vulnerable.

I_b: corriente de diseño del circuito correspondiente.

I_n: corriente nominal del fusible.

I_z: corriente máxima admisible del conductor protegido.

Condición 2:

$$1,6 \times I_n \leq 1,45 \times I_z$$

Esta desigualdad expresa que en realidad los cables eléctricos admiten sobrecargas transitorias (no permanentes), sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible térmicamente, y sólo entonces los fusibles han de actuar fundiéndose, cuando en un tiempo convencional se mantiene la corriente convencional de fusión.

Condición 1:

I_b = 8,63A (corriente de la conexión en serie de 22 generadores).

I_n: corriente nominal del fusible (a determinar)

I_z: 20A x 0.93 (temperatura del aire 45°C) x 0.93 (agrupamiento) =

I_z = 17,3A

$$8,63A \leq I_n \leq 17,3A$$

Condición 2:

$$1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 17,3$$

$$1,6 \times I_n \leq 25,08A$$

Dada las condiciones anteriores se determina **I_n = 13A**, verificando ambas condiciones.

Se opta por usar el fusible E 9F PV

Bases portafusibles seccionadoras E 90 PV



- Las bases portafusibles seccionadoras de la serie E 90 PV se han diseñado para una tensión de corriente continua de hasta 1000 V con la categoría de uso DC-20B. La serie E 90 PV se utiliza específicamente para proteger sistemas fotovoltaicos frente a sobretensiones y ofrece una solución fiable, compacta y económica porque emplea fusibles cilíndricos de 10,3 x 38 mm. Las características principales de los seccionadores con fusible E 90 PV son:
- Apertura del mando hasta 90° que permite insertar el fusible horizontalmente con facilidad empujándolo con un dedo, incluso llevando guantes
 - Tan sólo una profundidad adicional de 17 mm en posición abierta respecto a la cerrada
 - Terminales de 25 mm² de caja para facilitar la inserción del cable
 - Plenamente compatible con destornilladores eléctricos
 - Tornillos Pozidriv para destornilladores de cabeza plana y estrella
 - Puede fijarse en posición abierta empleando candados disponibles en el mercado, para garantizar la seguridad en el mantenimiento
 - Puede sellarse en posición cerrada para evitar un uso indebido
 - Cámaras de refrigeración y ranuras de ventilación para facilitar la disipación de calor
 - Están disponibles versiones con lámpara indicadora

Principales especificaciones técnicas		E 90/32 PV
Normas de referencia		IEC 60947-3, UL 4248-1, UL 4248-1B
Tensión asignada de servicio	V	1000
Categoría de uso		DC-20B
Fusible	mm	10 x 38 gPV curve
Tipo de corriente		CC
Intensidad nominal	A	32
Valores de par de apriete	N.m	P22 2-2,5
Grado de protección		IP20
bloqueeo (en posición abierta)		si
Preclintable (en posición cerrada)		si

Fusibles cilíndricos E 9F PV



La gama E 9F PV de fusibles cilíndricos se ha diseñado específicamente para proteger circuitos de corriente continua hasta 1000 V. Los fusibles E 9F PV de 10,3 x 38 mm son la mejor solución para proteger strings, inversores y descargadores en sistemas fotovoltaicos hasta una intensidad nominal de 30 A.

Principales especificaciones técnicas		E 9F PV
Normas de referencia		IEC 60947-3, UL 4248-1, UL 4248-1B
Tensión nominal	V	1000 CC
Intensidad nominal	A	1...30
Poder de corte	kA	50
Poder mínimo de corte		de 1 A a 7 A = 1,3 x In de 8 A a 30 A = 2,0 x In
Dimensiones	mm	10,3 x 38
Peso	g	7

6.2.2- Selección de descargadores atmosféricos DC

Protectores contra sobretensiones para sistemas fotovoltaicos Los descargadores enchufables OVR PV proporcionan protección a los equipos conectados a sistemas fotovoltaicos contra sobretensiones transitorias.

[Ficha de datos](#) [Descargas](#)

OVR PV 40-1000 P TS U

Información general

Tipo de producto extendido:	OVR PV 40-1000 P TS U
Identificación de producto:	2CTB802340R3300
EAN:	3660308521194
Descripción del catálogo:	OVR PV 40-1000 P TS U Dispositivo de protección contra sobretensiones
Descripción larga:	B752119

Las categorías

Productos »Productos y sistemas de baja tensión» Productos de riel DIN modular »Dispositivos de protección contra sobretensiones SPD» Dispositivos de protección contra sobretensiones SPD Clase II



Descargador diseñado por ABB para sistemas fotovoltaicos, en este caso con una tensión nominal de 1000Vcc.

Anexo 6.2.2

6.2.3- Selección de disyuntor de alto rendimiento tablero de DC

Encargados de limitar la corriente de entrada a los inversores, recordando que son dos entradas por inversor.

Corriente por entrada a inversor = 17,26A

Tensión por entrada a inversor = 816,2Vcc

Con los datos descriptos se selecciona la protección:

S804PV-SP20

Información general

Tipo de producto extendido: S804PV-SP20

Identificación de producto: 2CCF019625R0001

EAN: 7612271471750

Descripción del catálogo: S804PV-SP20 MCB de alto rendimiento

Descripción larga: El S804PV-SP20 es un disyuntor de alto rendimiento de 2 polos para sistemas fotovoltaicos (DC) con características B, con terminal en jaula y una corriente nominal de 20 A. Es un dispositivo limitador de corriente con una capacidad de corte máxima de 5 kA a 1500V. Puede utilizarse para voltajes de hasta 1500V DC. Tiene dos mecanismos de disparo diferentes, el mecanismo de disparo térmico para la protección contra sobrecargas y el mecanismo de disparo electromecánico para la protección contra cortocircuitos. El S804PV-SP20 cumple con IEC / EN 60947-2 y permite el uso para aplicaciones industriales. Cuenta con numerosas aprobaciones, por lo que puede utilizarse en todo el mundo. La amplia gama de accesorios hace que el uso del S804PV-SP20 sea más cómodo. Debido a la rápida extinción del arco de S804PV-SP20, su aplicación estará protegida.



ANEXO 6.2.3.

6.2.4- Puesta a tierra de instalación DC

Se dispuso que cada una de las bases que soportará la distribución de los generadores contendrá una jabalina de 5/8 de diámetro por 2m de largo, esto se irá vinculando por medio de un conductor de 4mm² verde amarillo, cierta cantidad de generadores se conectará a la estructura y ésta a cada una de las jabalinas mencionadas.

6.3- PROTECCIONES ELÉCTRICAS AC

6.3.1_ Cálculo de Interruptor General AC

Este va instalado aguas abajo del medidor bidireccional

Para el cálculo será necesario contar con la corriente alterna de entrada por fase al medidor bidireccional = **244,02A**, con esta se seleccionó el siguiente interruptor, que tendrá como objetivo desconectar totalmente la planta de la red eléctrica.

T4N 320 PR221DS-LS / I In = 320 3p FF

Información general

Tipo de producto extendido:	T4N 320 PR221DS-LS / I In = 320 3p FF
Identificación de producto:	1SDA054117R1
EAN:	8015644552169
Descripción del catálogo:	T4N 320 PR221DS-LS / I In = 320 3p FF
Descripción larga:	C.BREAKER TMAX T4N 320 TRIPLETO FIJO CON TERMINALES DELANTEROS Y LIBERACIÓN DE ESTADO SÓLIDO EN AC PR221DS-LS / IR 320



Las categorías

Productos »Productos y sistemas de bajo voltaje» Interruptores automáticos »Interruptores automáticos de caja moldeada» Tmax T

ANEXO – 6.3.1

6.3.2- Cálculo de seccionador fusible AC

Como se dispuso una conducción desde la sala de control hasta el punto de medidor bidireccional con una doble terna de conductores de 95mm², se calculará dos seccionadores, uno para cada terna.

Corriente por fase por cada terna = corriente total suministrada por los 6 inversores / 2.

$$122,01A = 244,02A / 2$$

Entonces cada terna por fase conducirá **122,01A**

OS200B03K

Información general

Tipo de producto extendido:	OS200B03K
Identificación de producto:	1SCA022763R6950
EAN:	6417019249483
Descripción del catálogo:	OS200B03K interruptor fusible
Descripción larga:	Fusibles de interruptor, Delantero, 3 polos, 03 (lado izquierdo), Estándar británico, B1-B2, Mango de montaje directo,



Las categorías


Productos »Productos y sistemas de baja tensión» Interruptores »Interruptores de fusibles

ANEXO 6.3.2

Se seleccionó para el interruptor mencionado una terna de fusibles gF de 200A. En base al valor de la corriente antes mencionada.

6.3.3- Cálculo de interruptor termomagnético AC por cada inversor

Para el cálculo será necesario contar con la corriente alterna de salida por fase de cada inversor = **40,67A**. Con este valor seleccionamos el interruptor mod: SH 203-C50. de ABB.


SH203-C50

Miniature Circuit Breaker - SH200 - 3P - C - 50 ampere



ANEXO 6.3.3.

6.3.4_ Selección de descargadores atmosféricos AC

Protectores contra sobretensiones, Tipo 1 / Tipo 1+2 de ABB.

Función: los dispositivos Tipo 1 y Tipo 1+2 son dispositivos contra sobretensiones por efecto de rayos. Pueden soportar y derivar las altas energías de los rayos. Son necesarios cuando la instalación está expuesta a los efectos directos del rayo (por ejemplo, cuando el edificio está equipado con sistemas externos de protección contra el rayo o en presencia de acometidas eléctricas aéreas). Deberían instalarse en la entrada de línea de la instalación (cuadro de contador o cuadro de distribución principal). El Tipo 1 y Tipo 1+2 ABB se ensayan con el tipo de onda 10/350. Además, el Tipo 1+2 se ensayan con el tipo de onda 8/20 para garantizar la protección contra sobretensiones de baja energía ocasionadas por el efecto indirecto del rayo u operaciones de conmutación. El Tipo 1+2 de ABB garantiza un mejor nivel de protección (U_p) que el tipo 1, lo que lo hace más adecuado para la protección de la mayoría de los equipos eléctricos y electrónicos situados dentro de la distancia de protección (hasta 30 m).

OVR T1-T2 3L 12.5-275s P TS QS

Información general

Tipo de producto extendido: OVR T1-T2 3L 12.5-275s P TS QS

Identificación de producto: 2CTB815710R0600

EAN: 3660308524911

Descripción del catálogo: OVR T1-T2 3L 12.5-275s P TS QS Dispositivo de protección contra sobretensiones

Descripción larga: B752491

Las categorías

Productos »Productos y sistemas de baja tensión» Productos de riel DIN modular »Dispositivos de protección contra sobretensiones SPD» Dispositivos de protección contra sobretensiones SPD Clase I



ANEXO 6.3.4.

6.3.5- Puesta a tierra de instalación AC

Para asegurar condiciones de seguridad, las normas de instalación limitan los valores de la resistencia de puesta a tierra, debiendo mantener un valor por debajo de 10 Ω .

Resistividad del suelo

771-C.9.1: Tipo de suelo o terreno

La Tabla 771-C.VIII sirve como orientación para conocer la resistividad de diferentes tipos de terrenos.

Tabla 771-C.VIII - Resistividades de terrenos

Tipo de suelo	Condiciones climáticas			
	A Precipitaciones normales y abundantes (más de 500 mm por año)		B Precipitaciones escasas y condiciones desérticas (menos de 500 mm por año)	C Aguas subterráneas salinas
	Valor más probable	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos
	Ωm	Ωm	Ωm	Ωm
Aluvial y arcillas livianas	5	*	*	1 a 5
Arcillas (excluy. al aluvial)	10	5 a 20	10 a 100	3 a 10
Greda	20	10 a 20	50 a 300	3 a 10
Tierra calcárea porosa (por ejemplo greda)	50	30 a 100	50 a 300	3 a 10
Arenisca porosa	100	30 a 300	> 1000	10 a 30
Cuarzos y piedra caliza compacta y cristalina	300	100 a 1000	> 1000	30 a 100
Pizarras arcillosas y esquistos pizarrosos	1000	300 a 3000	> 1000	30 a 100
Granito	1000	300 a 3000	> 1000	30 a 100
Pizarras rajadizas, rocas ígneas	2000	> 1000	>1000	30 a 100

El tipo de suelo donde se plantea el proyecto corresponde con lo marcado en la norma AEA-90364-7, adoptando un $\rho = 100\Omega.m$

ANEXO 6.3.5.

771-C.10.1: Jabalinas enterradas verticalmente

Para este tipo de electrodo se definen dos parámetros: el diámetro y su longitud.

La fórmula que permite calcular la resistencia para este tipo de electrodo es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 \right)$$

donde:

L es la longitud de la jabalina enterrada,

d es el diámetro de la jabalina y

ρ es la resistividad del terreno.

Esta expresión puede emplearse en forma simplificada de la siguiente forma:

$$R \approx 0,75 \frac{\rho}{L} \quad \text{si } 25 \leq \frac{L}{d} \leq 100 \quad \text{aplicables por ejemplo a jabalinas de 16 mm x 1500 mm o 19 mm x 1500 mm}$$

$$R \approx \frac{\rho}{L} \quad \text{si } 100 < \frac{L}{d} \leq 600 \quad \text{aplicables por ejemplo a jabalinas de 16 mm x 2000 mm o 19 mm x 2000 mm}$$

$$R \approx 1,2 \frac{\rho}{L} \quad \text{si } 600 < \frac{L}{d} \leq 3000$$

Jabalina seleccionada

Tabla 771.3.II - Radios equivalentes para electrodos IRAM 2309 y 2310

Designación comercial	Diámetro exterior (mm)	Longitud (m)	10 Re (m)
1 / 2 "	12,6	1,5	3,2
		2,0	4,0
		3,0	5,4
		4,5	7,6
		6,0	9,8
5 / 8 "	14,6	1,5	3,2
		2,0	4,0
		3,0	5,6
		4,5	7,8
		6,0	10,0
3 / 4 "	16,2	1,5	3,4
		2,0	4,2
		3,0	5,8
		4,5	8,0
		6,0	10,2

$$L/d = 2000\text{mm}/14.6\text{mm} = \mathbf{136,98}$$

$$R = \rho/L$$

$$R = 50\Omega$$

Se observa que es necesario recalcular ya que el valor obtenido (50Ω) supera el valor buscado (10Ω).

Para obtenerlo se calcula:

Resistencia de jabalinas en paralelo.

$$R = K * \rho / N * L$$

Donde R es la resistencia de la toma de tierra (Ω)
 ρ es la resistividad del terreno ($\Omega.m$)
 L es la longitud de la jabalina (m)
 N es el número de jabalinas a hincar
 K es un coeficiente que tiene en cuenta la disposición de las jabalinas dependiendo de la relación entre la separación de las jabalinas y el largo de las mismas.

En la siguiente tabla se dan valores de K, para distintas relaciones y disposiciones.

Relación (D/L) – (Dist. entre jabalinas / Longitud de jabalina)					
Número de jabalinas	0,5	1,0	1,5	2,0	3 ó más
1	1	1	1	1	1
2	1,38	1,20	1,10	1,06	1,04
3 en línea	1,5	1,29	1,16	1,10	1,06
3 en triangulo	1,66	1,35	1,21	1,15	1,09
4 en línea	1,79	1,43	1,25	1,17	1,11
4 en cuadrado	1,95	1,52	1,29	1,20	1,15

$$R_1 = (K \times \rho) / (N \times L)$$

$$R_1 = (1.11 \times 100) / (4 \times 2)$$

$$R_1 = 13,875\Omega$$

Valor obtenido de conectar 4 jabalinas en paralelo.

Este valor (R_1) se calculará en paralelo con la resistencia (R_2) obtenida de colocar un conductor de 35mm² enterrado 0.6m y con una longitud de 18m.

Conductores enterrados horizontalmente

Se trata de conductores de cobre, desnudos, de sección 35 mm² o mayor. También se puede emplear alambres de acero galvanizado de sección no inferior a 95 mm².

La Resistencia de la toma de tierra se puede calcular mediante:

$$R = 2 * \rho / L$$

Donde R es la resistencia de la toma de tierra (Ω)
 ρ es la resistividad del terreno ($\Omega.m$)
 L es la longitud del conductor enterrado (m)

$$R = 2 \times (100/18)$$

$$R_2 = 11,11\Omega$$

$$\text{Paralelo entre } R_1 \text{ y } R_2 = \frac{13,875 \times 11,11}{13,875 + 11,11} = \mathbf{6,17\Omega}$$

$$R = 6,17\Omega$$

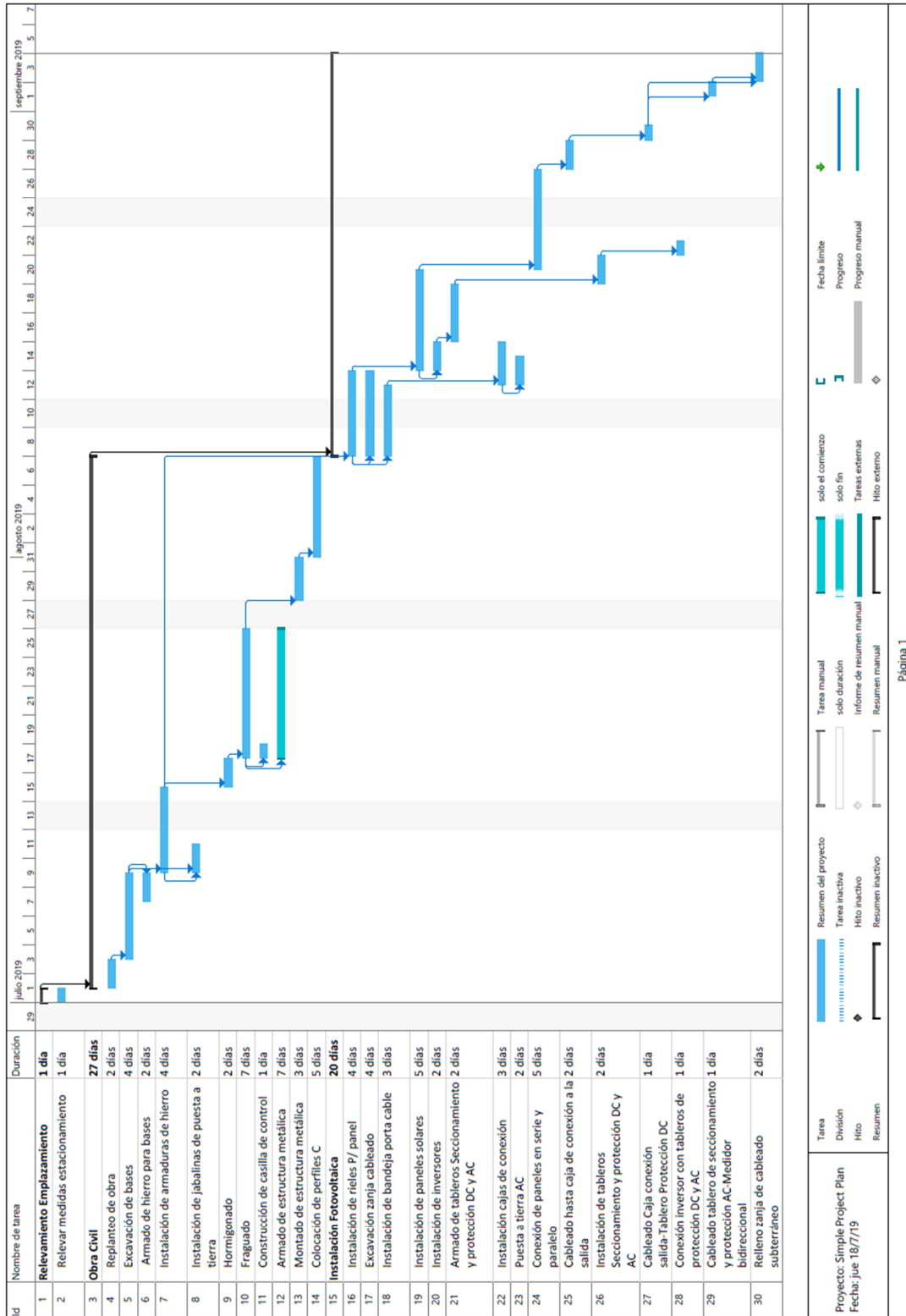
Para concluir, el sistema de puesta a tierra cuenta con una distribución lineal de 4 jabalinas de 5/8 de diámetro x 2m de longitud, vinculadas entre sí con un conductor desnudo de 35mm² Cu; este vínculo es llevado a cabo a través de soldadura cupro-aluminotérmicas.

7- DIAGRAMA DE GANTT

7.1- Organización y programación de trabajos

Para la correcta realización de los diferentes trabajos necesarios para conseguir el montaje y puesta en funcionamiento de la instalación proyectada, el conjunto de los trabajos se ha dividido en distintas tareas, con una duración estimada de tiempo y estableciendo las adecuadas vinculaciones entre las mismas, de manera que se consiga la realización del proyecto en el menor tiempo posible pero que, al mismo tiempo, se pueda realizar de una forma real, es decir, con la lógica secuencial en la realización de las tareas que permita la coincidencia de varias tareas en el mismo periodo de tiempo, sin que la ejecución de unas entorpezca el desarrollo de otras, lo que es lo mismo decir que vinculando las distintas tareas de manera que se consiga una organización, entre todas ellas, que conlleve la ejecución efectiva del proyecto planteado.

7.2- Diagrama de Gantt



ANEXO 7.2

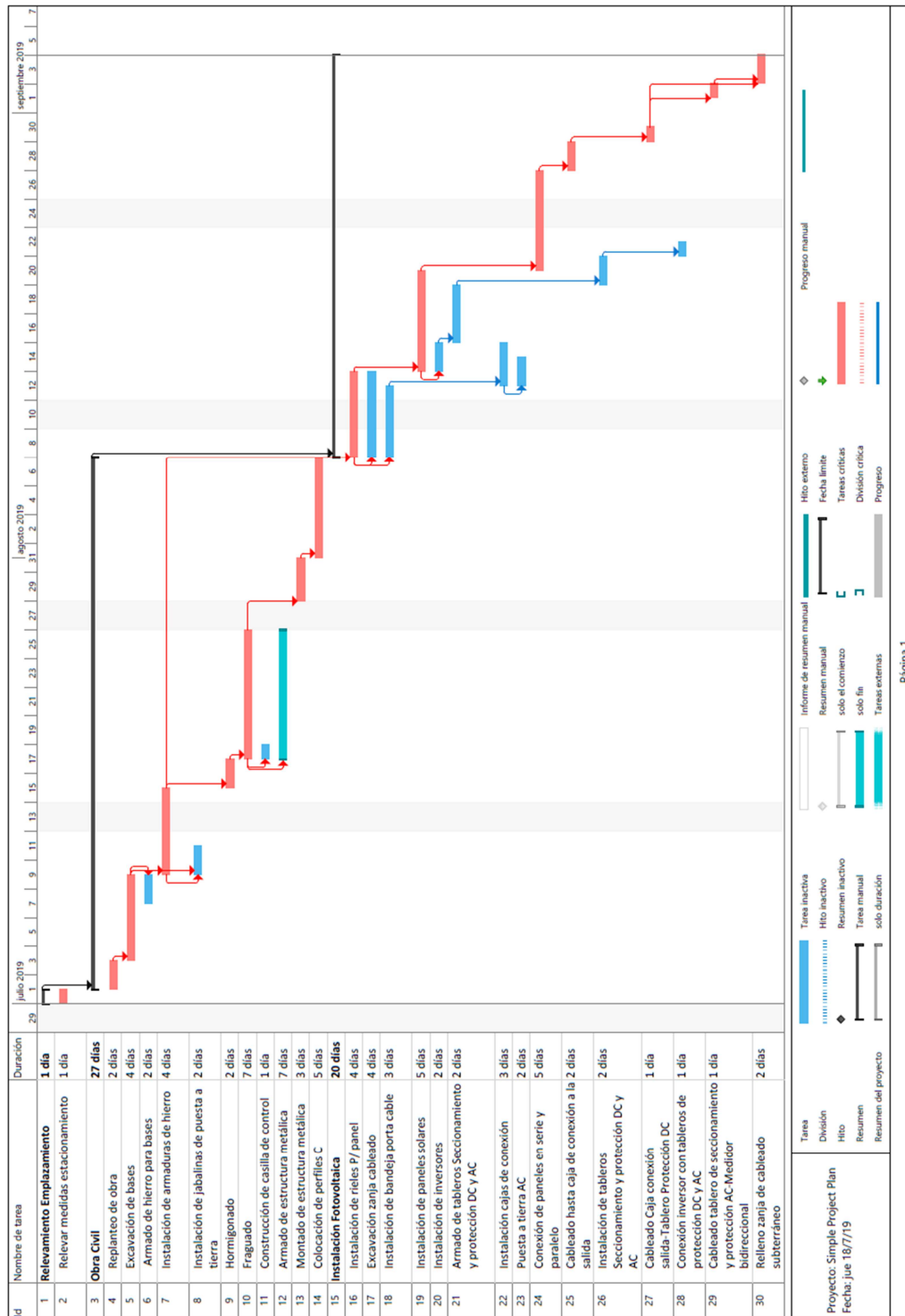
Con esta organización de trabajos se ha obtenido, como duración en la realización del proyecto, un tiempo de **84** días laborales.

Las tareas, que configuran el conjunto de trabajos a realizar, son las que a continuación se indican:

- 1- Relevamiento Emplazamiento: Relevar toda la información necesaria para la ejecución del proyecto.
- 4- Replanteo Obra civil: Precisamente el replanteo de bases para la estructura de la cubierta.
- 5- Excavación de bases.
- 6- Armado de hierro para bases: Armado de la malla.
- 7- Instalación de armaduras de hierro: además la fijación de pernos para el montaje de la estructura.
- 8- Instalación de jabalinas de puesta a tierra: Las jabalinas van vinculadas a la estructura metálica.
- 9- Hormigonado.
- 10- Fraguado.
- 11- Construcción casilla de control: Construir bases, levantar paredes y colocar techo (chapa).
- 12- Armado estructura metálica: Ensamblado de perfil vertical con el perfil inclinado para formar una pieza.
- 13- Montado de estructura metálica: Una vez fraguado el hormigón se procede al montaje de la estructura con ayuda de una grúa para izar la estructura, fijándola a los pernos empotrados en la base.

- 14- Colocación de perfiles C: La fijación se realiza con tornillos auto perforantes de una medida de 3/8”.
- 16- Instalación de rieles P/ panel: Estos rieles van fijados a los perfiles C con tornillos autoperforantes de una medida de 1/4”.
- 17- Excavación zanja cableado: tanto del circuito de corriente continua como el de alterna.
- 18- Instalación de bandeja porta cable: la misma va fijada a la estructura metálica.
- 19- Instalación de paneles solares.
- 20- Instalación de inversores.
- 21- Armado de tableros Seccionamiento y protección DC y AC.
- 22- Instalación cajas de conexión: También fijadas en la estructura metálica.
- 23- Puesta a tierra AC: Excavación e instalación de jabalina interconectadas.
- 24- Conexión de paneles en serie y paralelo, identificándolos con un color y número.
- 25- Cableado hasta caja de conexión a la salida.
- 26- Instalación de tableros Seccionamiento y protección DC y AC.
- 27- Cableado Caja conexión salida-Tablero Protección DC.
- 28- Conexión inversor con tableros de protección DC y AC.
- 29- Cableado tablero de seccionamiento y protección AC-Medidor bidireccional.
- 30- Relleno zanja de cableado subterráneo.

7.3- DIAGRAMA DE GANTT – RUTA CRÍTICA



ANEXO 7.3

8- MANTENIMIENTO

Antes de la puesta en marcha definitiva de la instalación se realizará un programa de mantenimiento. La función de este programa es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones.

Se definen tres escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta.

8.1- Plan de vigilancia

Se refiere a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión, corriente, etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

8.2- Mantenimiento preventivo

Se establece una revisión periódica de la instalación, con una frecuencia de al menos una vez cada seis meses, consistente en una inspección visual de las instalaciones donde se comprobará que todos los componentes funcionan correctamente. En esta inspección se realizarán las siguientes revisiones:

- Comprobación del estado de los módulos fotovoltaicos.
- Limpieza intensiva de los paneles. Mediante el uso de agua y paños especiales.
- Comprobación de la estructura soporte de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas y estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la Universidad).

8.3- Mantenimiento correctivo

El personal técnico, encargado del mantenimiento de la instalación, será el encargado de realizar la sustitución o arreglo de los distintos equipos, si éstos han sido dañados o presentan defectos en su funcionamiento.

Este mantenimiento correctivo, al contrario del mantenimiento preventivo, no se realizará periódicamente, sino que se realizará cuando sea necesario por surgir algún tipo de avería en la instalación.

En caso de ser necesario dicho mantenimiento correctivo, siempre que la instalación se encuentre en periodo de garantía, el suministrador de los equipos atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la avería será reparada en el plazo máximo de dos semanas.

El objetivo del mantenimiento es prolongar la vida útil del sistema, asegurando además el funcionamiento y productividad de la instalación, mejorando la retribución económica de la producción.

8.4- Propuesta referida al mantenimiento

En el análisis económico se tiene en cuenta un porcentaje destinado a mantenimiento, en cual se incluyen las capacitaciones correspondientes por parte de los proveedores e instaladores de los diferentes elementos, a docentes y alumnos de la UTN-FRLR con el objeto de que tanto la medición, reparación, limpieza y todos los ítems antes mencionados referidos al mantenimiento estén a cargo del personal de la casa de altos estudios mencionada. Nunca se descarta el apoyo técnico de los fabricantes e instaladores del sistema relacionado a un posible problema que escape a la capacitación brindada, o algún punto de falla referido a la fabricación.

Cabe destacar que el objetivo de esto es puntualmente generar puestos de trabajo o becas producidas por el buen funcionamiento del proyecto, y que llevaran a un auto abastecimiento del sistema mejorando aún más la calidad de la Universidad en materia de gestión y administración, no dejando librado al azar el mantenimiento del proyecto.

9- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

9.1- INTRODUCCIÓN

El sistema energético mundial actual está basado en el uso intensivo de combustibles fósiles. Un 67% del sistema energético depende del suministro de combustibles fósiles, los cuales son cada vez más difíciles y caros de extraer. Esta situación ha generado mucha preocupación en la mayoría de los países sobre la seguridad energética nacional y otros problemas asociados graves; no es sostenible a largo plazo en términos económicos, sociales y ambientales.

Desde un punto de vista puramente económico, hay dos factores que apuntan hacia la utilización de la energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad:

- Los precios crecientes de la energía convencional, por encima de la tasa de inflación.
- Los precios decrecientes de la tecnología fotovoltaica, donde los módulos solares cuestan actualmente menos de la mitad que hace cuatro años.

Desde el punto de vista ambiental:

- La energía solar fotovoltaica reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y la dependencia de generadores convencionales y exteriores.
- Utiliza una fuente de energía renovable (el sol), evitando el agotamiento de recursos no renovables como los combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón).

9.2- Objetivo

La evaluación de Impacto Ambiental y su documento técnico, intentan identificar los impactos que se van a producir en el medio ambiente debido a una actuación.

El presente estudio tiene como objetivo obtener los datos necesarios para la elección de las medidas pertinentes para que los impactos que se vayan a generar por la construcción y funcionamiento del proyecto sean mínimos.

Para llevar a cabo la valoración de los impactos se han de definir, analizar y valorar desde el punto de vista medioambiental entendiéndolo como espacio físico, biológico y socioeconómico donde se va a localizar la obra proyectada. También se han de identificar los efectos originados y la magnitud de estos al construir la central fotovoltaica y durante su período de funcionamiento. Una vez hecho lo anterior se han de establecer las medidas protectoras y correctoras que permitirán reducir los impactos ambientales negativos que hemos generado.

9.3- MARCO LEGAL APLICABLE

La legislación existente es variada, tanto en términos específicos relativos a sistemas de generación, transmisión y distribución, en cuanto a aspectos eléctricos y ambientales como en términos generales en cuanto a aspectos laborales, higiene y seguridad, conservación de suelos, residuos peligrosos, etc.

Específicamente afectan al presente proyecto la siguiente normativa:

9.3.1- Legislación nacional

- Constitución Nacional.

- El artículo 41 consagra derechos y deberes al establecer que todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano y que las autoridades tienen el deber de adoptar los resguardos pertinentes a fin de garantizar la protección del medio ambiente.

- El artículo 43 establece que toda persona puede interponer acción expedita y rápida de amparos, siempre que no exista otro medio judicial más idóneo, contra todo acto y omisión de autoridades públicas o particulares, que en forma actual o inminente lesione, restrinja, altere o amenace con arbitrariedad o ilegalidad manifiesta, derechos y garantías reconocidos por la Constitución, un tratado o una ley.

- El artículo 124 establece que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

- Pacto Federal Ambiental.

- Leyes 15.336 y 24.065 Régimen de Energía Eléctrica: Generación, Transformación y Transmisión, o Distribución de Electricidad, cuando correspondan a la jurisdicción nacional y su decreto reglamentario, Decreto PEN N° 1398/92.
- Ley N° 19.587 Seguridad, Higiene y Medicina del Trabajo y sus decretos reglamentarios, Decretos PEN N° 351/79 y N° 911/96.
- Ley N° 20.284 Preservación de los Recursos del Aire.
- Ley N° 24.028 Accidentes de Trabajo.
- Ley N° 24.557 Riesgos de Trabajo y sus decretos reglamentarios, Decretos PEN N° 334/96 y 911/96 y la Resolución N° 51/97 de la Superintendencia de Riesgos de Trabajo.
- Ley N° 25.675 Política Ambiental Nacional – Decreto N° 2413/02 – promulgación parcial.
- Ley N° 25.831 Acceso a la Información Pública Ambiental.

Específicamente resultan de aplicación al sector eléctrico las siguientes leyes y decretos:

- LEY N° 24.065.

El artículo 11 establece la obligatoriedad de obtener un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y/o operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, así como la extensión y ampliación de las existentes. Conforme a la calificación asignada, en los casos que corresponda, se deberá dar a publicidad este tipo de solicitudes y realizar una Audiencia Pública.

Establece en su artículo 17 que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deben adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, deben responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y a los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía.

El artículo 56 fija que es obligación y función del Ente Nacional Regulador de la Electricidad el velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

- DECRETO N° 1.398/92 REGLAMENTARIO DE LA LEY N° 24.065.

Establece en su artículo 17 que la Secretaría de Energía deberá determinar las normas de protección de cuencas hídricas y ecosistemas asociados, a los cuales deben sujetarse los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en lo referente a la infraestructura física, las instalaciones y la operación de sus equipos.

- LEY N° 26.190.

Establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

- LEY N° 27.191/16

Modifica parcialmente la Ley 26.190. Establece, entre otros, 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.

LEY N°: 27424 (2017)

Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.

Secretaría de Energía:

- RESOLUCIÓN N° 15/92 MANUAL DE GESTIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO DE EXTRA ALTA TENSIÓN.

Aprueba el Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico.

- RESOLUCIÓN N° 179/98 ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE. AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR CONTRATOS ENTRE PARTES.

Pautas para la evaluación de otorgamiento de la autorización para la construcción de una línea u otra instalación de transporte de energía eléctrica de uso particular.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad:

- RESOLUCIÓN N° 46/94.

Establece la magnitud de las instalaciones cuya operación y/o construcción requiere de un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública emitido por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

- RESOLUCIÓN N° 953/97.

Establece que los peticionantes del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública deben presentar un Estudio de Impacto Ambiental y un Plan de Gestión realizado de conformidad con los lineamientos establecidos en la Resolución N° 15 de la ex-Secretaría de Energía y cumplimentando los requisitos estipulados en esta resolución.

- RESOLUCIÓN N° 1724/98.

Imparte las "instrucciones para la medición de campos eléctrico y magnético en sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica", estipulando la obligatoriedad de las mediciones de radio-interferencia y ruido audible por efecto corona y ruido (nivel sonoro) (arts. 2 y 3).

- RESOLUCIÓN N° 69/01.

Aprueba el Reglamento para el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y/u operación y ampliación de las instalaciones de distribución o transporte de energía eléctrica.

- RESOLUCIÓN Nº 311/01

Guía de contenidos mínimos para el Sistema de Seguridad Pública de las instalaciones de las empresas distribuidoras. La resolución exige a las empresas distribuidoras la formulación y puesta en marcha de un Plan de Seguridad, que tenga como ejes fundamentales la prevención, el análisis de los riesgos y las acciones para evitarlos en forma unificada. Se determinan diez planes cuyo cumplimiento hacen a la seguridad pública, a saber: plan de detección y corrección de anomalías en instalaciones en la vía pública; plan de mantenimiento preventivo de instalaciones en la vía pública; plan de control, registro, análisis y prevención de accidentes; plan de atención de reclamos por seguridad pública; plan de control de obras en la vía pública; plan de relevamiento y normalización de líneas aéreas de media y baja tensión; plan de control de cámaras distribuidora y de sus contratistas, subcontratistas y proveedores que realicen tareas que incidan en la seguridad pública; y plan de análisis y prevención de eventos específicos no habituales.

- RESOLUCIÓN Nº 555/01.

Sistema de Gestión Ambiental y Plan de Gestión Ambiental. Establece la obligatoriedad de implantar Sistemas de Gestión Ambiental en cada uno de los agentes del MEM de jurisdicción ambiental del ENRE – Deroga la Resolución ENRE 32/94.

- RESOLUCIÓN Nº 114/05.

Norma Técnica que establece las condiciones mínimas de seguridad contra incendio que deben tener los centros de transformación dentro de propiedades privadas, incluyendo un plan de normalización a realizar dentro de los sistemas de seguridad Pública de las empresas distribuidoras.

9.3.2- Legislación Provincial

- Constitución Provincial.

Artículo N° 66 - Protección del Medio Ambiente.

“Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano y equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras y tienen el deber de preservarlo.”

“Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, como así también a la información y educación ambiental, a la población en general y en particular a los educandos en sus distintos niveles.”

“Toda actividad económica que altere el ambiente y las obras públicas o privadas que se desarrollen en el territorio provincial deberán realizar previamente un Estudio de Impacto Ambiental. Las personas físicas o jurídicas responsables de estos emprendimientos deberán tomar los recaudos necesarios para evitar el daño ambiental, el que generará prioritariamente la obligación de recomponer el medio ambiente como se establezca en la ley.”

“Las autoridades promoverán el ordenamiento territorial ambiental para la utilización más adecuada de los recursos provinciales como también promoverán la coordinación de todos los organismos que se relacionen con la temática ambiental, concentrando en el máximo nivel posible la fijación de las políticas de recursos naturales y medio ambiente.”

“Las autoridades gubernamentales formarán, dentro del Organismo Competente, un Cuerpo de Protección Ambiental para fiscalización y control de los derechos y obligaciones consagrados en el presente artículo.”

- Ley N° 6215 – Tratamiento y disposición final de residuos sólidos.
- Decreto – Ley N° 4295/83 – Código de Aguas de la Provincia de La Rioja.
- Ley 8355/08 – Modifica Ley 7801 y deroga leyes 8137 y 8138.

Establece la obligatoriedad de efectuar la Evaluación de Impacto Ambiental para aquellos proyectos, actividades o tareas que sean susceptibles de generar impacto ambiental, para lo cual se requiere la obligatoriedad de la aprobación administrativa, a través de la Declaración de Impacto Ambiental – D I A - de modo previo al inicio de la actividad.

9.3.3- Legislación Municipal – Departamento Capital

- Ordenanza N°3162/01 Política Ambiental del Municipio.
- Ordenanza N°4065/06 Código de Medio Ambiente.

9.3.4- Norma Internacional

- IEC 61215/05.

Establece los requisitos IEC para la cuantificación del diseño y la homologación de módulos fotovoltaicos para uso terrestre adecuado para la operación de larga duración en ambientes exteriores, como se define la Norma IEC 60721-2-1. Es aplicable solo a módulos de silicio cristalino.

9.4- DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE

A los fines del presente estudio se realizará una breve descripción de las características ambientales de la ciudad y luego la del entorno inmediato al proyecto y que se corresponde con un radio envolvente de un km, tomando como centro la edificación de la UTN-Facultad Regional La Rioja.

9.4.1- Ubicación y descripción general del área

El predio, donde se desarrollará el proyecto, se encuentra ubicado en el sector noreste de la ciudad capital de La Rioja.

9.4.2. Aspectos ambientales

Desarrollo urbano

La Ciudad de La Rioja, ubicada en la falda oriental de la Sierra del Velasco, a una altitud media de 500 msnm, comenzó a urbanizarse en la parte inferior del cono aluvional que derrama el río de Los Sauces o río de La Rioja.

Originalmente el núcleo urbano se concentró en un radio de 10 cuadras a la redonda de la plaza principal y en el resto se fue desarrollando una actividad hortícola y frutícola en las tradicionales quintas periféricas, ubicadas en el sector sur este de la ciudad. Esta situación experimentó un marcado cambio en los últimos 40 años, pues la población se incrementó de 40.000 a 180.000 habitantes con un fuerte desarrollo urbano.

El fenómeno de la urbanización trajo como consecuencia el cambio en los usos de la tierra, de las quintas y huertas familiares se pasó a barrios con una importante densidad de lotes con superficies medias de 300 m², observando como resultado la impermeabilización de los suelos por apertura de calles y asfaltado de las mismas.

Suelo

El suelo sobre el cual se asienta la ciudad se caracteriza por la variedad en textura, típica de pie de monte, constituida por bloques grandes en su ápice, hasta material más fino en la parte distal. Es posible observar capas de deposición de diferente granulometría, debido a los ciclos de diferente energía del arrastre de agua.

Clima

Respecto del clima se pueden extrapolar las características que describen a la región del Chaco árido, ya que la ciudad se encuentra comprendida dentro de esta región. Se caracteriza por un clima subtropical seco; el régimen de precipitaciones es marcadamente estival concentrándose el 70% de las mismas en los 4 meses más cálidos comprendidos de diciembre-marzo, teniendo una media de 350 mm al año. En lo que respecta a las temperaturas en verano son elevadas con una media mensual de 35 °C en el mes más cálido, y máximas que sobrepasan los 45°C. Los

inviernos son templados, así el mes más frío tiene una media de 12°C, presentando heladas entre 5-10 días durante el año.

La velocidad promedio del viento por hora en Ciudad de La Rioja tiene variaciones estacionales considerables en el transcurso del año.

Los vientos predominantes son los provenientes de la zona este con una velocidad promedio anual de 12 km/hora.

Durante el periodo comprendido de los meses de fines de julio, agosto y parte de septiembre hay presencia de viento zonda (viento fuerte y cálido, con arrastre de partículas pequeñas del suelo) característico de la región.

Calidad del Aire

La calidad del aire es de moderada a buena, teniendo en cuenta que el proyecto está situado en un barrio de la capital de la provincia. Y a unos 2km está situado el parque industrial, el cual hoy en día está a un 30% de su producción normal.

Olores

En la zona se aprecia, eventualmente, olor a gas proveniente de la estación de servicio localizada en la intersección de calles: Av. San Nicolás de Bari y Portezuelo, colindante con el predio en cuestión.

Otra fuente de olores, según la dirección del viento, es la proveniente de la planta de tratamientos cloacales de la ciudad de La Rioja, la misma está situada a 10km en línea recta del emplazamiento a evaluar.

Ruidos

Debido a la ubicación geográfica donde se llevará a cabo el proyecto se estima entre 50 y 70 dB, valor tenido en cuenta por el tráfico en la zona y por encontrarse en un lugar con un movimiento de tráfico importante, debido a que la facultad colinda con una avenida muy transitada.

Red de desagüe cloacal

Se deja constancia que la red de desagüe cloacal pasa por la Av. San Nicolás de Bari y que la UTN-FRLR está vinculada a ella.

Sismología

En cuanto a la sismología, la ciudad de La Rioja se encuentra con una peligrosidad sísmica moderada correspondiente al Grado 2.

9.5- Aspectos demográficos y socio- económicos de la ciudad capital

Del total de población del departamento Capital para el 2010, 180.995 habitantes, un 98,83% se corresponden a la ciudad capital, es decir 178.872 habitantes.

La ciudad capital, a su vez, constituye la ciudad más populosa de la provincia. Considerando las proyecciones de Población de Cabeceras Departamentales a esta ciudad le corresponden 205.196 habitantes para el 2017, lo cual supone una tendencia de crecimiento sostenido en el tiempo. La concentración de población urbana incluso a nivel provincial en la ciudad Capital manifiesta la importancia de la misma como polo de atracción de migrantes provenientes del interior de la provincia y en menor medida de provincias vecinas.

En cuanto a las características socioeconómicas, se constata en el Departamento Capital que: del total de locales destinados a actividades económicas, un 91,3% corresponde a actividades relacionadas al comercio y a servicios, según datos provisorios del Censo Nacional Económico 2004/2005.

9.6- Caracterización del entorno

El entorno inmediato al predio de la Facultad Regional, donde se emplazará el proyecto, presenta características netamente urbanas, con una intervención antrópica importante.

La ocupación del suelo del sector es predominantemente residencial pero también es una zona de desarrollo comercial sobre las calles principales. El entorno está

comprendido por una serie de barrios cuyas características constructivas son similares: casas bajas, en su mayoría construidas por planes de gobierno, con una antigüedad de 40 años aproximadamente. Hacia el extremo noroeste colinda con el sector del parque industrial de la ciudad, creado en los años 80, donde comenzaron a crecer exponencialmente los barrios de esta zona de la ciudad.

Según Plan de Ordenamiento Urbano, para la Ciudad de La Rioja (Ord. Municipal N° 2225/92), está inserta en la zona UR II, de “Zonificación del Uso del Suelo”, su uso es predominantemente residencial. Constituye una zona de servicios urbanos apoyando a las actividades residenciales, comerciales y productivas.

Por sus características de uso configura un área de producción de servicios para la ciudad, pero con un perfil eminentemente residencial.

Su ubicación, respecto del centro de la ciudad es muy próxima ya que se encuentra solo a 1 km de este.

El sector de estudio es atravesado de este a oeste por la calle San Nicolás de Bari, sobre la cual se ubica la entrada principal de la Facultad, donde se manifiesta un predominio de las construcciones que incluyen el desarrollo de actividades vinculadas al comercio, con gran movilidad vehicular ya que es una de las arterias principales de acceso al centro de la ciudad por el este.

En la imagen siguiente se puede observar la ubicación geográfica del predio de la UTN y el entorno inmediato de influencia considerado de aproximadamente un kilómetro.



Ubicación del predio de la UTN y su entorno inmediato

Específicamente en el sector de estudio se encuentra un total de 17.627 habitantes, es decir aproximadamente el 10 % del total del área urbana de la ciudad capital para el año 2010.

9.6.1- Localización del proyecto

El proyecto se localiza en el predio perteneciente a la Facultad Regional La Rioja, Universidad Tecnológica Nacional, en la ciudad de La Rioja que comprende una superficie equivalente a 77.148,00 metros cuadrados. El mismo se sitúa entre las siguientes calles, Tama al norte; San Nicolás de Bari (Este) al sur, donde se encuentra el ingreso principal a la Facultad; Aimogasta al este y Portezuelo al oeste. A continuación, se adjunta una ampliación de la imagen de ubicación geográfica.



Ubicación geográfica del predio UTN FRLR

9.6.2- Georreferencia

29°24'31.7"S 66°49'55.2"W

9.6.3- Croquis de ubicación.

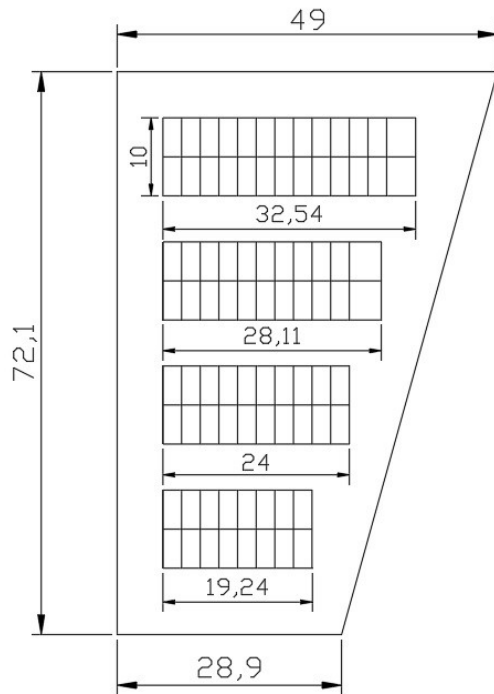


Predio destinado a la ejecución del proyecto.

Específicamente, el proyecto se circunscribe a la playa de Estacionamiento de UTN-FRLR. Como se mencionó anteriormente, la playa se encuentra asfaltada y demarcada con pintura las vías de circulación y los boxes para los vehículos.

La propuesta consiste en techar los boxes utilizando paneles solares de modo que cumplan la doble función:

1. Generar energía proveniente del sol con la finalidad de inyectarla a la red, de esta manera se cubre el monto de facturación proveniente de la demanda de la Facultad y el excedente de la venta se constituye como producido propio.
2. Proveer de sombra y protección contra las inclemencias del tiempo a los vehículos allí estacionados.



Croquis medidas y Proyecto de Estacionamiento con Cobertura

9.6.4- Área total de emplazamiento

El área total por utilizar por el proyecto será de: 1071,7m²

9.7- ACCIONES DEL PROYECTO

9.7.1.- Etapa de construcción

OBRA CIVIL

- 1) Excavación de bases.
- 2) Armado de hierro para bases: Armado de la malla.
- 3) Instalación de armaduras de hierro: además la fijación de pernos para el montaje de la estructura.
- 4) Instalación de jabalinas de puesta a tierra: Las jabalinas van vinculadas a la estructura metálica.
- 5) Hormigonado.
- 6) Fraguado.
- 7) Construcción casilla de control: Construir bases, levantar paredes y colocar techo (chapa).
- 8) Armado estructura metálica: Ensamblado de perfil vertical con el perfil inclinado para formar una pieza.
- 9) Montado de estructura metálica: Una vez fraguado el hormigón se procede al montaje de la estructura con ayuda de una grúa para izar la estructura, fijándola a los pernos empotrados en la base.
- 10) Colocación de perfiles C: La fijación se realiza con tornillos auto perforantes de una medida de 3/8”.

OBRA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

- 11) Instalación de rieles P/ panel: Estos rieles van fijados a los perfiles C con tornillos autoperforantes de una medida de ¼”.
- 12) Excavación zanja cableado: tanto del circuito de corriente continua como el de alterna.
- 13) Instalación de bandeja porta cable: la misma va fijada a la estructura metálica.
- 14) Instalación de paneles solares.
- 15) Instalación de inversores.

- 16) Armado de tableros Seccionamiento y protección DC y AC.
- 17) Instalación cajas de conexión: También fijadas en la estructura metálica.
- 18) Puesta a tierra AC: Excavación e instalación de jabalina interconectadas.
- 19) Conexión de paneles en serie y paralelo, identificándolos con un color y número.
- 20) Cableado hasta caja de conexión a la salida.
- 21) Instalación de tableros Seccionamiento y protección DC y AC.
- 22) Cableado Caja conexión salida-Tablero Protección DC.
- 23) Conexión de inversor con tableros de protección DC y AC.
- 24) Cableado tablero de seccionamiento y protección AC-Medidor bidireccional.
- 25) Relleno zanja de cableado subterráneo.

9.7.2- Etapa de operación y mantenimiento

Etapa de operación

Generación de energía renovable y conexión a red.

Etapa de mantenimiento

En el caso de rotura o sustitución de algún elemento de la instalación fotovoltaica. Por ejemplo: un panel fotovoltaico, inversor, dispositivos de protección eléctrica, se propone utilizarlo como material didáctico en los laboratorios de la universidad, ya que se podrá analizar el funcionamiento y composición interna de estos.

9.8- FACTORES DE IMPACTO

9.8.1- Generación de residuos.

Se considera que los residuos producidos en la etapa de obra serán menores y depositados en los cestos correspondientes para su posterior recolección. Llevado a cabo por el sistema de recolección de residuos municipal.

9.8.2- Generación de emisiones gaseosas.

Las únicas emisiones se dan en el proceso de ejecución de obra debido al movimiento vehicular utilizado para el traslado de personal, también los equipos de trabajos como el camión mixer y grúa.

9.8.3- Generación de material particulado.

En el proceso de ejecución de obra se generará material particulado debido al movimiento de suelo que se realizará en los trabajos de zanjeo realizado para la instalación de los conductores e instalación de bases de soportes.

9.8.4- Producción de ruidos y vibraciones.

Se producirá ruidos y vibraciones menores, en la etapa de obra. Los mismos estarán referidos a funcionamiento de máquinas-herramientas y maquinaria de combustión interna.

9.8.5- Suelo.

Se considera que luego del proceso de obra en la superficie asfáltica se obtendrá una considerable disminución de temperatura gracias a la cubierta instalada.

9.8.6- Superficie del terreno afectada u ocupada por el proyecto.

La superficie a cubrir por los paneles solares será de 1071,7 m²

9.8.7- Superficie cubierta existente.

No existe cubierta hoy en día en el emplazamiento seleccionado, el objetivo del presente proyecto es poder lograrla.

9.8.8- Infraestructuras e instalaciones en el predio.

La playa de estacionamiento está cercada en su totalidad, con un portón de ingreso para los vehículos. Se encuentra totalmente asfaltada, con señalización horizontal para circulación y delimitación de boxes individuales. Cuenta además con iluminación nocturna y personal de vigilancia.

9.8.9- Agua. Fuente. Calidad y cantidad. Consumo.

La limpieza de paneles se realizará cada 6 meses estimando un consumo de 2 litros de agua por panel solar.

Consumo total: 1.000 m³/6 meses

Se utilizará el agua de la perforación que se encuentra en el predio de la facultad (no tratada).

9.8.10- Energía. Origen. Consumo.

El consumo de energía es mínimo y solo se produce en la etapa de construcción, en el funcionamiento de las máquinas herramientas manuales y esta proviene la red de distribución eléctrica local.

9.8.11 Materias primas y materiales utilizados.

Se utilizarán:

- 525 paneles solares (marca y modelo especificado en proyecto)
- 6 inversores (marca y modelo especificado en proyecto)
- 100m CABLE VAINA RED IRAM 2x1.50mm²
- 285m CABLE SUBTERRÁNEO IRAM 2x4mm²
- 12 DESCARGADOR ABB OVR PV 40-1000
- 6 GABINETE CHAPA IP65 300x300x120 GR

- 12 BORNERA BAQUELITA 4x25Amp
- 12 DISYUNTOR ABB S804PV-SP20
- 6 TERMOMAGNÉTICA ABB SH 203 C50
- 1 INTERRUPTOR ABB T4N 320 PR221DS-LS
- 48 TABAQUERA 10X38 ABB
- 50 FUSIBLES 10X38 13A 1000Vdc
- 20m CABLE SUBTERRÁNEO IRAM 3x10mm²
- 1200m CABLE SUBTERRÁNEO IRAM 1x95mm²
- 1 SECCIONADOR ABB TRIPOLAR OS200B03K
- 3 FUSIBLE ABB gF 200A
- 1 DESCARGADOR ABB OVRT1+2 3L
- 200m CABLE DESNUDO DE COBRE IRAM 6mm²
- 1 GABINETE CHAPA IP65 750x750x300 GR
- 1 GABINETE CHAPA IP65 600x600x150 GR
- 9 JABALINA COBREADA IRAM 5/8" x 2.00M
- 5 MORDAZA TOMA CABLE ECO 5/8"-3/4"
- 50m CABLE DESNUDO DE COBRE IRAM 35mm²
- 90 BANDEJA PERF. PORTA CABLE 150mm x 3000mm
- 52 TERMINAL COB EST 4 3/16 IDENT
- 8 TERMINAL COB EST 10 5/16 IDENT
- 6 TERMINAL COB EST 120 5/8 IDENT
- 400 block de hormigón
- 60 varillas de hierro 12mm x 12m
- 70 varillas de hierro 6mm x 12m
- 30 perfiles IPN 240 x 12m
- 23 perfiles IPN 200 x 12m
- 120 perfiles C x 12m
- 6m³ de hormigón

9.8.12- Nivel de personal ocupado. Turnos y horarios de trabajo.

Calificado y no calificado.

Los turnos de trabajo serán de lunes a sábado 8hs diarias.

9.8.13- Ámbito socio cultural.

Se estima un impacto positivo en la sociedad y un incentivo a la generación eléctrica mediante fuentes renovables como así también una concientización sobre el cuidado del ambiente.

9.8.14- Ámbito socio económico local.

Se crean nuevos puestos de empleo, tanto temporarios (ejecución de obra), y en funcionamiento (Operarios, mantenimiento)

9.9- MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS

ACCIONES		MATRIZ DE LEOPOLD										FUNCIONAMIENTO		
		CONSTRUCCION												
MEDIOS RECEPTORES	ACCIONES	M O D I F I C A C I O N E S	M V O E I I M S I U E E N L T O	A R M B A A D S O E S D E	A S R T M R A U D C O T U D R E A	E A A C R S O M I N A L T D L R O A O D D L E E	C A C R U T M B O A I V C D E O A O R L T T D A A I	F A R S C M A O A L N D A T O R D O D E L	C E O L N E C X I T R O I N C E A S S	C A T B O T L T E A L D O	T A Z P A N E T N O A S D E	M A N T N E R P A L C A I N O T N A	O D P E E R P A L C A I N O T N A	
		MEDIOS RECEPTORES	AIRE	CALIDAD DE AIRE	TR	TR	PI	TR	TR	TR	TR	PI	TR	TR
MATERIAL PARTICULA	TR			TR	PI	TR	TR	TR	TR	PI	TR	TR	TR	TR
SUELOS	RUIDO		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
	MICROCLIMA		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
RECURSOS	CALIDAD		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
	SUBTERRANEO		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
HIDRICOS	CALIDAD		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
	ANEXO		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
ACTIVIDADES Y USOS DEL SUELO	CANTIDAD		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
	USOS		TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR
FUENTE LABORAL	NO CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	
	CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	
INFRAESTRUCTURA	NO CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	
	CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	
TRANSITO Y TRANSPORTE	NO CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	
	CALIFICADO	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	TR	

REFERENCIAS DE LA MATRIZ: En cada casillero se ha calificado en Permanente o Temporal, y en Reversible o Irreversible. A su vez, el color de las letras implica si el impacto es positivo (verde) o negativo (rojo)

P: permanente
T: temporal
R: reversible
I: irreversible

Se pueden incluir una gran cantidad de estos atributos. En este caso, debido a la baja cantidad de impactos, la pequeña envergadura del proyecto y las buenas condiciones del medio de instalación, se han restringido a sólo cuatro atributos, por otro lado mensurados de forma cualitativa.

Matriz de Leopold

9.10- ATRIBUTOS

Naturaleza del impacto

Se entiende por tal, el carácter del mismo para lo cual se utiliza una clasificación sencilla, en base a si la acción mejora o desmejora al factor ambiental impactado:

- Negativo
- Positivo

Potencialidad

Este término hace referencia a la posibilidad de que el impacto se manifieste. En tal sentido, se adoptó la siguiente clasificación:

- Potencial: El impacto se manifestaría solo ante una contingencia.
- Real: El efecto se manifiesta.

Intensidad

Este atributo hace referencia al grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico en que actúa. En tal sentido, se adoptó la siguiente clasificación:

- Baja: La incidencia podría hacerse perceptible sin afectar la calidad del factor
- Moderada: La incidencia podría hacerse perceptible y afectar la calidad del factor.
- Alta: La incidencia podría llegar a afectar significativamente al factor.

Extensión

Hace referencia al área de incidencia de la acción en relación con el entorno del establecimiento (porcentaje del área respecto del entorno en que se manifiesta el efecto). La clasificación adoptada es la que a continuación se detalla:

- Puntual: El efecto se manifestaría dentro del área de la obra.
- Local: Se considera al impacto manifestado hasta un radio de 1000 m.
- Regional: El efecto se manifestaría más allá del radio establecido.

Periodicidad

Se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, ya sea por la periodicidad de la acción, clasificándose la periodicidad como:

- Temporal: La manifestación del efecto es de manera cíclica o recurrente.
- Permanente: Constante en el tiempo.

9.11- DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS

En base a los atributos señalados en el título anterior, se procede a analizar los impactos en función de las acciones seleccionadas, consideradas de mayor relevancia, que actúan sobre los distintos factores de los medios para las etapas del proyecto.

9.11.1- Etapa de construcción

Delimitación, señalización y aislamiento de frente de trabajo

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad de vida	Negativa	Poco probable	Baja	Local	Temporal
Salud y seguridad del personal	Negativa	Potencial	Alta	Puntual	Temporal
Servicios	Positiva	Real	Baja	Local	Permanente
Nivel de empleo	Positiva	Real	Baja	Local	Temporal

Movimiento vehicular, emisiones gaseosas y ruido

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad del aire	Negativa	Real	Baja	Local	Temporal
Calidad de vida	Negativa	Real	Baja	Local	Temporal
Infraestructura	Negativa	Real	Baja	Local	Temporal

Ruidos por actividad de obra

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad del aire	Negativa	Real	Baja	Puntual	Temporal
Salud y seguridad del personal	Negativa	Poco probable	Baja	Puntual	Temporal
Calidad de vida	Negativa	Real	Baja	Puntual	Temporal

Acondicionamiento y limpieza de la estructura

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad del aire	Negativa	Real	Baja	Puntual	Temporal
Calidad del suelo	Negativa	Potencial	Baja	Puntual	Temporal
Calidad de vida	Negativa	Real	Baja	Local	Temporal
Salud y seguridad del personal	Negativa	Potencial	Media	Puntual	Temporal
Servicios	Positivo	Real	Baja	Local	Temporal
Nivel de empleo	Positivo	Real	Media	Local	Continua

Terminación y limpieza de obra

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad del aire	Negativa	Real	Baja	Local	Temporal
Salud y Seguridad del personal	Negativa	Potencial	Alta	Puntual	Temporal
Servicios	Positiva	Real	Baja	Local	Temporal
Nivel de empleo	Positiva	Real	Medio	Local	Temporal

Generación, manipulación y eliminación de residuos

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad del suelo	Negativa	Real	Baja	Regional	Temporal
Paisaje	Negativa	Real	Baja	Puntual	Temporal
Infraestructura	Negativa	Real	Baja	Regional	Temporal
Servicios	Positiva	Real	Baja	Regional	Temporal
Nivel de empleo	Positiva	Real	Baja	Regional	Temporal

Demanda laboral y de servicios para la ejecución de la obra

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad de vida	Positiva	Real	Media	Regional	Continua
Servicios	Positiva	Real	Media	Regional	Continua
Transporte público de pasajeros	Positiva	Potencial	Baja	Regional	Temporal
Salud	Positiva	Real	Baja	Regional	Temporal
Nivel de empleo	Positiva	Real	Media	Regional	Continua

9.11.2- Etapa de operación y mantenimiento

Aumento de la generación energética

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad de vida	Positiva	Real	Media	Puntual	Continua
Servicios	Positiva	Real	Media	Regional	Continua
Nivel de empleo	Positivo	Real	Baja	Puntual	Temporal
Ingresos públicos	Negativa	Real	Baja	Regional	Continua

Demanda de recursos humanos

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad de vida	Positiva	Real	Baja	Regional	Continua
Servicios	Positiva	Real	Baja	Regional	Continua
Nivel de empleo	Positiva	Real	Baja	Regional	Continua

Uso y valor del espacio

Factor	Naturaleza	Potencialidad	Intensidad	Extensión	Periodicidad
Calidad de vida	Positiva	Real	Alta	Puntual	Continua
Servicios	Positiva	Real	Alta	Puntual	Continua
Nivel de empleo	Positiva	Real	Baja	Regional	Continua
Infraestructura	Positiva	Real	Alta	Regional	Continua

9.12- CARACTERIZACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

9.12.1- Etapa de construcción

Analizando las matrices podemos observar aquellas acciones que pueden generar impactos sobre:

Delimitación, señalización y aislamiento de frente de trabajo

Estas tareas ocasionaran modificaciones y molestias temporales en el normal desarrollo de las actividades académicas, por lo cual el impacto será negativo, real, de baja intensidad, puntual y durante el transcurso de la obra. Por otro lado, habrá demanda en los servicios y empleo real de baja intensidad, regional y temporal.

Movimiento vehicular, emisiones gaseosas y ruido

Durante el desarrollo de los trabajos de construcción habrá un movimiento de camiones y equipos incrementando las emisiones gaseosas, ruido y material particulado a la atmósfera. Por lo tanto, el impacto es negativo, real, de baja intensidad, local y temporal.

Ruidos por actividad de obra

La utilización y funcionamiento de equipos y maquinarias durante la construcción ocasionará ruidos en el entorno afectando la calidad de vida, calidad del aire de forma puntual y temporal.

Acondicionamiento y limpieza de la estructura

Es probable que las tareas de acondicionamiento impacten en la salud y seguridad del personal. Por lo tanto, de ocurrir el impacto, será de intensidad moderada y puntual, pero será aislado ya que los riesgos presentes se encuentran controlados por los procedimientos de obra y el uso de protecciones.

Terminación y limpieza de obra

Para las tareas desarrolladas se utilizarán los servicios a nivel local por lo cual los mismos se verán impactados positivamente. El impacto sería de nivel bajo, real y local. Es poco probable que las tareas realizadas, impacten en la salud y seguridad del personal. Por lo tanto, de ocurrir el impacto, será de alta intensidad y puntual, pero aislado ya que los riesgos presentes se encuentran minimizados por los procedimientos de obra y el uso de protecciones. Es de carácter potencial.

Generación, manipulación y eliminación de residuos

La generación y gestión de los residuos generados en obra producirán impactos en el suelo, infraestructura que serán negativos, reales, de baja intensidad, puntuales y de forma temporal, ya que los mismos afectarán solo durante la etapa de construcción.

Demanda laboral y de servicios para la ejecución de la obra

La actividad de la obra demanda todo tipo de bienes y servicios para su ejecución favoreciendo la demanda laboral. A su vez, incrementa el poder adquisitivo de una parte de la población, lo que favorece en cascada la demanda de bienes y servicios por parte de estos. En este caso se considera de intensidad baja, real, regional y temporal.

9.12.2- Etapa de operación y mantenimiento

Aumento de la generación energética

La obra conlleva la instalación de nuevos equipos que incrementará la generación energética configurando un impacto positivo, real, de intensidad media, regional y continua.

Calidad de vida

Por otro lado, la calidad de vida mejora constituyendo un impacto positivo, real, de intensidad media y puntual.

Demanda de recursos humanos

La puesta en funcionamiento del proyecto requerirá de un mayor número de personas encargadas de mantenimiento, seguridad y servicios, como así también docentes y alumnos que se verán beneficiados tanto intelectualmente (ya que podrán interiorizarse en la temática) como económicamente (porque se propone que sean los encargados de los mantenimientos técnicos). Este impacto es positivo, real, de baja intensidad, regional y continuo.

Uso y valor del espacio

El aprovechamiento de las instalaciones con este proyecto constituye una revalorización en el uso del suelo.

El impacto es positivo, real, alto, regional y continuo.

Económico

Con la venta de energía a la red se compensará el gasto de facturación por consumo de energía eléctrica convencional que demanda el funcionamiento de la Facultad.

Además, se prevé generar un excedente de energía que, con su venta se constituirá en un ingreso genuino para la institución.

Social

El proyecto es innovador en el medio, lo que contribuye a mejorar la imagen de la UTN, convirtiéndola en pionera en este tipo de emprendimientos.

9.13- PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL

Como resultado de la Evaluación de los impactos negativos, se elaboran a continuación los ajustes ambientales necesarios en el diseño del proyecto y la adecuación del mismo a las normativas ambientales vigentes. Se proponen un conjunto de medidas de seguridad y mitigación en la ejecución de las obras, para el desarrollo de una gestión ambiental adecuada.

Uso del agua

Durante la construcción se evitará el derroche de agua en la preparación del hormigonado y limpieza de herramientas y máquinas manuales.

Para el mantenimiento de los paneles se implementará un sistema presurizado de manera de optimizar el uso del agua.

Manejo de materiales, áridos, suelo

- Deberá controlarse la disposición del material extraído durante la excavación de zanjas a fin de no bloquear o alterar la accesibilidad a las instalaciones, así como facilitar el escurrimiento de las aguas de lluvia.
- En los casos que sea necesario retirar cobertura vegetal, se tendrá especial cuidado, tratando de no mezclar los sustratos removidos, de manera tal de restituir luego en forma ordenada el suelo para una pronta recuperación, debiendo preverse eventualmente la siembra de césped.

- Deberán recomponerse las áreas que hayan sufrido degradación por la realización de las obras, o por la intervención de maquinaria pesada.
- Los áridos para ejecutar los diferentes ítems del proyecto, serán adquiridos en las canteras habilitadas por la autoridad de aplicación.

Transporte

- El transporte de áridos deberá realizarse de acuerdo a las normas vigentes (húmedo y tapado) para evitar el derrame de los mismos en los lugares de circulación y la emisión de partículas.

Maquinarias

- Se controlará la circulación de maquinarias y vehículos en la zona de obra con el objeto de disminuir la producción de ruido molesto, la contaminación del aire, y el riesgo de accidentes.
- La maquinaria, como excavadoras, mixer y equivalentes, deberán tener las alarmas de retroceso y luminaria correspondiente.
- Quedan prohibidas las tareas de abastecimiento de lubricantes, la limpieza y lavado de maquinaria en el área de obra, la que deberá realizarse en sitio habilitado fuera de la misma.

Uso de señalizaciones (diurna y nocturna)

Serán obligatorias:

- La señalización y cercado adecuado de zanjas, pozos, desniveles, montículos de material de relleno, obras recientes, pintura reciente, etc., de manera de advertir y proteger a la población educativa.
- Los sectores de intervención deberán señalizarse durante el día y la noche si persisten las alteraciones al tránsito peatonal y/o vehicular; con iluminación conveniente y balizas luminosas, en particular, en zonas críticas de obra.

Gestión de residuos sólidos

La gestión de residuos en obra deberá adoptar precauciones y equipamientos adecuados para la recolección, almacenamiento y disposición rutinaria de los residuos sólidos, líquidos y semisólidos. Se considerarán, entre otros:

- La ubicación en lugares apropiados de contenedores identificados para almacenar material de desecho.
- La implementación de exigencias y conductas que eviten los derrames, pérdidas y la generación innecesaria de residuos.
- La disposición final de escombros y materiales excedentes en general se realizará en sitios habilitados para tal fin, autorizados por el Municipio.
- Estará absolutamente prohibido el enterramiento de residuos.

Operación de maquinaria

- Dado que la maquinaria en operación genera emisiones sonoras importantes, como medida preventiva, los vehículos y equipos motorizados tendrán silenciadores incorporados en su salida de escape.
- Los vehículos, equipos o maquinarias que expelan notoriamente humo por su escape, o mantengan emisiones sonoras importantes deberán ser retirados de circulación o uso, hasta que se hayan adoptado las acciones correctivas correspondientes.

Suspensión de obras

- En caso de producirse una suspensión de la obra, el contratista acondicionará el lugar de forma tal que se garantice la seguridad de las personas y la protección del ambiente.

9.14- RESUMEN Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Del análisis de las acciones a desarrollar en el proyecto de obra, los factores ambientales con los cuales potencialmente interactúan, que se muestra en las matrices correspondientes, se pueden destacar a modo de conclusión los siguientes aspectos:

El primer aspecto importante a destacar es la definición del proyecto en cuanto a su característica y alcance. En este caso se trata de una obra donde se revaloriza la superficie ya destinada como estacionamiento, aprovechando el uso de un recurso renovable para generar energía eléctrica.

En este marco, se pueden definir pautas que condicionan firmemente la evaluación del caso y su interacción ambiental, a saber:

Se mantendrá el mismo uso en el sitio en cuestión

Se mantendrá el mismo ordenamiento urbanístico

Esta situación objetiva, muestra la fuerte condición de asimilación del proyecto a las condiciones preexistentes y su reversibilidad.

Se han identificado, analizado y evaluado impactos ambientales que surgen de la interacción de un conjunto de aspectos ambientales devenidos del estudio de las acciones a llevar a cabo en la obra con los factores ambientales en el ambiente donde se localiza el sitio objeto del estudio para las dos etapas consideradas.

9.14.1- Etapa de construcción

Los impactos negativos son de carácter potencial o real, y el resto se trata de características poco probables en cuanto a la naturaleza de potencialidad de que ocurra la afectación.

En cuanto a la importancia de los impactos negativos evaluados, la mayoría, son de baja intensidad, y tres de intensidad media relacionados con impactos positivos en cuanto a empleo, calidad de vida y mejora de los servicios.

Respecto de la extensión en general se trata de impactos puntuales de naturaleza negativa, lo que es lógico dado la magnitud de la obra. Los impactos positivos, en cambio tienen una extensión local y regional.

Desde el análisis de la periodicidad se trata de impactos negativos de características temporales, en el sentido que los trabajos son eventuales asociados a una obra de una magnitud acotada en el tiempo. Los impactos positivos son en su mayoría de carácter real.

9.14.2- Etapa de operación y mantenimiento

Dentro de los impactos positivos identificados, ellos son reales, en su mayoría de baja intensidad, de extensión regional y de periodicidad continua, excepto uno y el más importante de alta intensidad relacionado con la generación de energía y cabe destacar que se produce mediante la utilización de una energía renovable, lo cual aporta positivamente como se mencionó en lo referido al estudio de impacto ambiental.

Se produce una mejora en la oferta de servicios a los usuarios de la universidad, en la demanda de recursos humanos, en los servicios e infraestructura y en el uso y valor del espacio.

En consecuencia de lo mencionado en los párrafos precedentes se puede concluir que desde el punto de vista ambiental y realizando un examen global, el proyecto de obra se asimila en forma efectiva a la línea de base ambiental en consideración a los impactos negativos identificados.

Además, genera un impacto positivo, continuo en el tiempo, en el sentido que se vinculan con la mejora de las condiciones de vida.

En los casos de los impactos negativos detectados, son originados en situaciones específicas de la obra de duración acotada en el tiempo que permiten un manejo y de características de reversibilidad las cuales se pueden administrar adecuadamente por medio de un plan de gestión ambiental a implementar por parte del responsable de la ejecución de los trabajos.

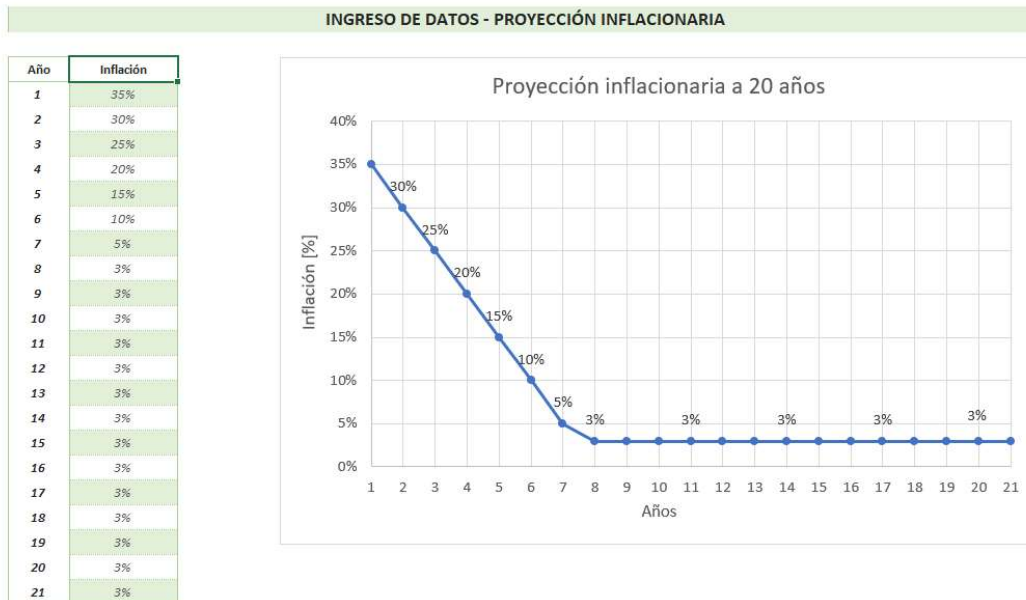
9.15- BIBLIOGRAFÍA

- Apuntes de catedra
- <http://contenidos.inpres.gob.ar/acelerografos/Reglamentos#Zonificaci%C3%B3n%20S%C3%ADsmica>
- <https://www.mendoza-conicet.gob.ar>

10- ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar el análisis económico se necesitará proyectar la inflación del país, debido al tiempo necesario para amortizar la inversión, luego continuar con el balance energético de la UTN-FRLR, seguidamente se calcula costo de esta energía, realizado con los valores de tarifas actuales suministrados por la distribuidora de energía eléctrica (EDELAR), siguiendo con el presupuesto de material, mano de obra, mantenimiento y demás ítems detallados, y así concluir analizando un periodo de 20 años. Este demuestra la rentabilidad del proyecto, teniendo en cuenta los métodos de tarifas que se explicaran a continuación.

10.1- ESTIMACIÓN DE INFLACIÓN



ANEXO 10.1

10.2- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 5046964

NIS - 5046964											ENERGIA TOTAL BIMESTRAL
DATOS	ENERGIA				POTENCIA				REACTIVA	TARIFA	
	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL			
ENERO	826	1173	734	2733	28	23	6	57	215	T2-2B1	7631
FEBRERO	2137	2026	735	4898	41	34	8	83	501		9668
MARZO	1981	2185	828	4994	35	38	10	83	635		6756
ABRIL	1775	2105	794	4674	36	32	9	77	507		5944
MAYO	1282	935	706	2923	22	19	7	48	520		5516
JUNIO	1658	1434	741	3833	26	19	10	55	740		8656
JULIO	1261	1332	759	3352	27	22	7	56	141		
AGOSTO	1233	726	633	2592	20	13	5	38	377		
SEPTIEMBRE	1250	659	613	2522	35	31	6	72	401		
OCTUBRE	1454	899	641	2994	32	30	9	71	272		
NOVIEMBRE	1966	1916	648	4530	37	37	8	82	239		
DICIEMBRE	1842	1556	728	4126	44	34	15	93	221		
COSTO \$/kwh	3,1607	3,0552	2,6237								
HORARIOS h	18 A 23	05 A 18	23 A 05								

ANEXO 10.2

10.3- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 5052981

NIS - 5052981											ENERGIA TOTAL BIMESTRAL
DATOS	ENERGIA				POTENCIA				REACTIVA	TARIFA	
	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL			
ENERO	2	4	2	8	0	0	0	0	215	T2-2B1	108
FEBRERO	52	35	13	100	6	5	2	13	501		384
MARZO	136	49	2	187	6	6	0	12	635		185
ABRIL	117	64	16	197	6	6	1	13	507		129
MAYO	56	44	11	111	4	4	0	8	520		192
JUNIO	34	25	15	74	1	1	1	3	740		550
JULIO	17	33	15	65	1	3	0	4	141		
AGOSTO	27	21	16	64	1	1	0	2	377		
SEPTIEMBRE	24	24	18	66	1	1	0	2	401		
OCTUBRE	95	15	16	126	6	0	2	8	272		
NOVIEMBRE	158	228	111	497	6	5	2	13	239		
DICIEMBRE	28	11	14	53	6	1	0	7	221		
COSTO \$/kwh	3,1607	3,0552	2,6237								
HORARIOS h	18 A 23	05 A 18	23 A 05								

ANEXO 10.2

10.4- ENERGÍA CONSUMIDA N° DE NIS: 1029925

NIS - 1029925											
DATOS	ENERGIA				POTENCIA				REACTIVA	TARIFA	ENERGIA TOTAL BIMESTRAL
	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL			
ENERO	1029	1592	840	3461	25	14	8	47	215	T2-2B1	8860
FEBRERO	2080	2525	794	5399	30	22	13	65	501		16136
MARZO	2837	4181	854	7872	35	25	18	78	635		19868
ABRIL	2980	4333	951	8264	36	30	19	85	507		18117
MAYO	3255	4863	1199	9317	37	28	19	84	520		16941
JUNIO	3471	5650	1430	10551	42	36	18	96	740		14577
JULIO	2524	4713	1310	8547	44	35	17	96	141		
AGOSTO	3064	5190	1316	9570	35	33	17	85	377		
SEPTIEMBRE	2778	4137	1113	8028	34	27	17	78	401		
OCTUBRE	3250	4470	1193	8913	33	27	19	79	272		
NOVIEMBRE	2794	4238	1063	8095	33	27	17	77	239		
DICIEMBRE	2269	3137	1076	6482	30	20	16	66	221		
COSTO \$/kwh	3,1607	3,0552	2,6237								
HORARIOS h	18 A 23	05 A 18	23 A 05								

ANEXO 10.2

10.5- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 5046964

COSTO PARA NIS - 504664						
DATOS	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	COSTO TOTAL BIMESTRE - 1	COSTO TOTAL BIMESTRE - 2
ENERO	2610,738	3583,75	1925,796	8120,284	22992,9542	29234,0386
FEBRERO	6754,416	6189,835	1928,42	14872,67		
MARZO	6261,347	6675,612	2172,424	15109,38	COSTO TOTAL BIMESTRE - 3	COSTO TOTAL BIMESTRE - 4
ABRIL	5610,243	6431,196	2083,218	14124,66	20326,7207	17822,5778
MAYO	4052,017	2856,612	1852,332	8760,962		
JUNIO	5240,441	4381,157	1944,162	11565,76	COSTO TOTAL BIMESTRE - 5	COSTO TOTAL BIMESTRE - 6
JULIO	3985,643	4069,526	1991,388	10046,56	16596,6542	26253,8112
AGOSTO	3897,143	2218,075	1660,802	7776,02		
SEPTIEMBRE	3950,875	2013,377	1608,328	7572,58		
OCTUBRE	4595,658	2746,625	1681,792	9024,074		
NOVIEMBRE	6213,936	5853,763	1700,158	13767,86		
DICIEMBRE	5822,009	4753,891	1910,054	12485,95		

ANEXO 10.2

10.6- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 5052981

COSTO \$/kwh	3,1607	3,0552	2,6237			
HORARIOS h	18 A 23	05 A 18	23 A 05			
COSTO PARA NIS - 5052981						
DATOS	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	COSTO TOTAL BIMESTRE - 1	COSTO TOTAL BIMESTRE - 2
ENERO	6,3214	12,2208	5,2474	23,7896	329,1861	1192,1213
FEBRERO	164,3564	106,932	34,1081	305,3965		
MARZO	429,8552	149,7048	5,2474	584,8074	COSTO TOTAL BIMESTRE - 3	COSTO TOTAL BIMESTRE - 4
ABRIL	369,8019	195,5328	41,9792	607,3139	563,488	385,3863
MAYO	176,9992	134,4288	28,8607	340,2887		
JUNIO	107,4638	76,38	39,3555	223,1993	COSTO TOTAL BIMESTRE - 5	COSTO TOTAL BIMESTRE - 6
JULIO	53,7319	100,8216	39,3555	193,909	584,4819	1646,0455
AGOSTO	85,3389	64,1592	41,9792	191,4773		
SEPTIEMBRE	75,8568	73,3248	47,2266	196,4082		
OCTUBRE	300,2665	45,828	41,9792	388,0737		
NOVIEMBRE	499,3906	696,5856	291,2307	1487,2069		
DICIEMBRE	88,4996	33,6072	36,7318	158,8386		

ANEXO 10.2

10.7- COSTO BIMESTRAL N° DE NIS: 1029925

COSTO PARA NIS - 1029925						
DATOS	PUNTA	RESTO	VALLE	TOTAL	COSTO TOTAL BIMESTRE - 1	COSTO TOTAL BIMESTRE - 2
ENERO	3252,3603	4863,8784	2203,908	10320,1467	26692,0005	49133,5432
FEBRERO	6574,256	7714,38	2083,2178	16371,8538		
MARZO	8966,9059	12773,7912	2240,6398	23981,3369	COSTO TOTAL BIMESTRE - 3	COSTO TOTAL BIMESTRE - 4
ABRIL	9418,886	13238,1816	2495,1387	25152,2063	60275,8931	54807,4734
MAYO	10288,0785	14857,4376	3145,8163	28291,3324		
JUNIO	10970,7897	17261,88	3751,891	31984,5607	COSTO TOTAL BIMESTRE - 5	COSTO TOTAL BIMESTRE - 6
JULIO	7977,6068	14399,1576	3437,047	25813,8114	51399,0582	44146,8184
AGOSTO	9684,3848	15856,488	3452,7892	28993,662		
SEPTIEMBRE	8780,4246	12639,3624	2920,1781	24339,9651		
OCTUBRE	10272,275	13656,744	3130,0741	27059,0931		
NOVIEMBRE	8830,9958	12947,9376	2788,9931	24567,9265		
DICIEMBRE	7171,6283	9584,1624	2823,1012	19578,8919		

ANEXO 10.2

10.8- COSTO (\$) Y ENERGÍA (Kwh) TOTAL DE LOS 3 SUMINISTROS

COSTO DE LOS 3 SUMINISTROS UTNFRLR					
BIMESTRE - 1	BIMESTRE - 2	BIMESTRE - 3	BIMESTRE - 4	BIMESTRE - 5	BIMESTRE - 6
50014,1408	79559,7031	81166,1018	73015,4375	68580,1943	72046,6751

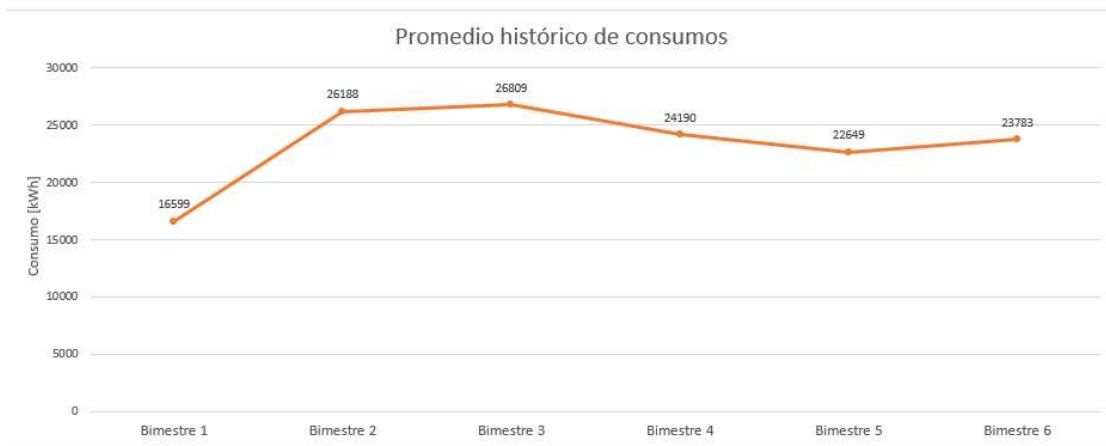
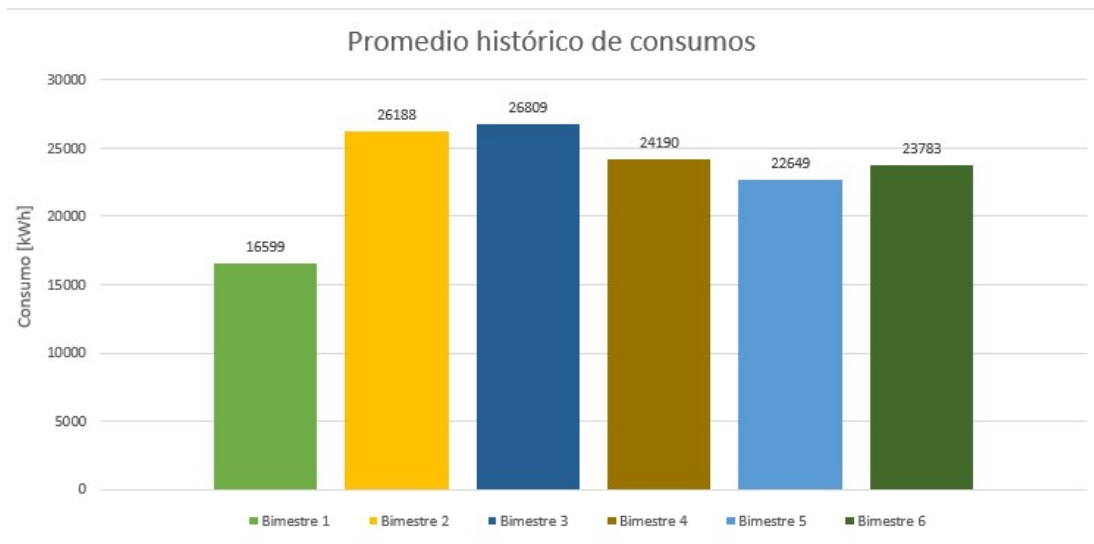
E N B E I R M U G E T I S N A T F R R T A L O L R T A - L	BIMESTRE - 1	16599
	BIMESTRE - 2	26188
	BIMESTRE - 3	26809
	BIMESTRE - 4	24190
	BIMESTRE - 5	22649
	BIMESTRE - 6	23783

ANEXO 10.2

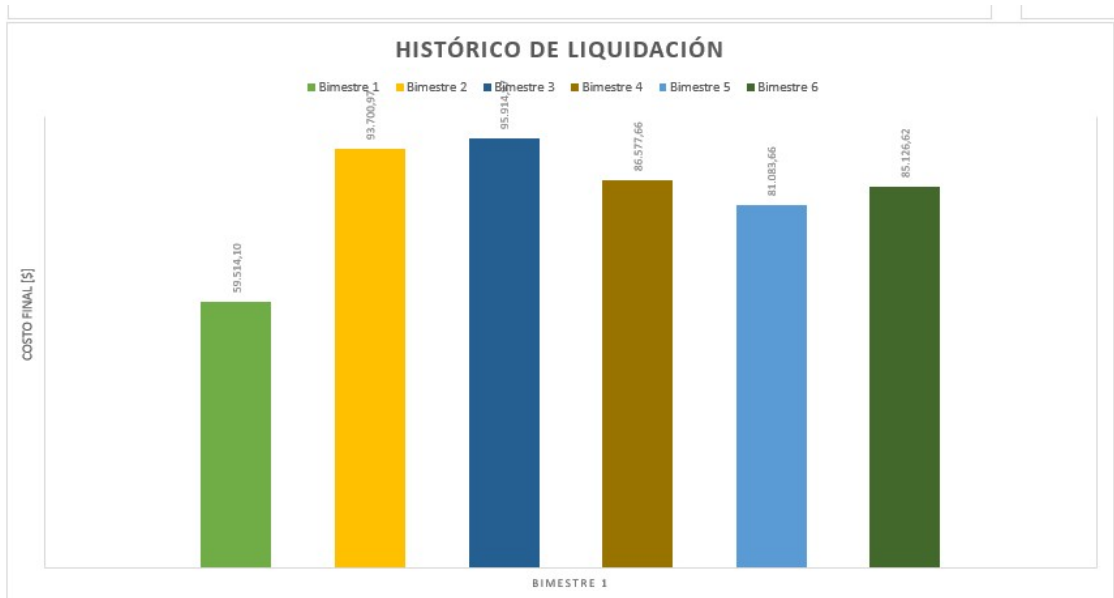
Seguidamente se ingresan los datos antes calculados y los datos obtenidos de la factura generada por la distribuidora de energía, EDELAR.

INGRESO DE DATOS - VALORES INICIALES DE CONSUMO (AÑO 1)								
	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6	Anual sin impuestos	Anual con impuestos
Consumo [kWh]	16599	26188	26809	24190	22649	23783	140218,00	140218,00
Cargo variable [\$/kWh]	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	3,57
Cargo fijo [\$/mes]	138,46	138,46	138,46	138,46	138,46	138,46	1661,52	2010,44
Contribución municipal	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
IVA	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Total [\$/]	59.514,10	93.700,97	95.914,97	86.577,66	81.083,66	85.126,62	416.469,77	501.917,98

ANEXO 10.1



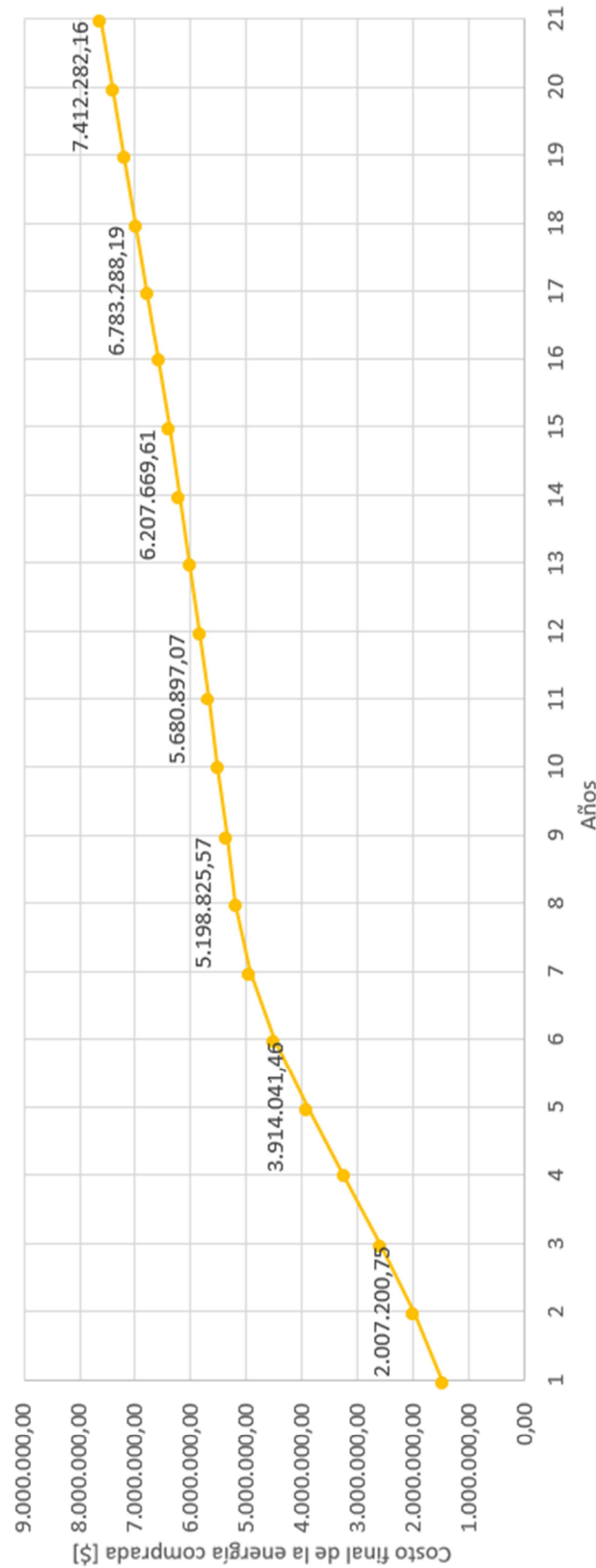
ANEXO 10.1



ANEXO 10.1

Proyecciones a 20 años																					
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Inflación [%]	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Consumo anual [kWh]	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77	416469,77
Cargo variable anualizado [\$/kWh]	2,95	3,98	5,17	6,46	7,76	8,92	9,81	10,30	10,61	10,93	11,26	11,60	11,94	12,30	12,67	13,05	13,44	13,85	14,26	14,69	15,13
Cargo fijo anualizado [\$/mes]	1661,52	2243,05	2915,97	3644,96	4373,95	5030,04	5533,05	5809,70	5983,99	6163,51	6348,42	6538,87	6735,04	6937,09	7145,20	7359,56	7580,34	7807,75	8041,98	8283,24	8531,74
Contribución mínima	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
IVA	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Total [\$/]	1.486.815,37	2.007.200,75	2.609.360,98	3.261.701,22	3.914.041,46	4.501.147,68	5.026.883,70	5.494.225,57	5.904.225,57	6.257.990,70	6.564.405,05	6.833.899,61	7.076.669,61	7.293.899,70	7.485.716,69	7.652.390,45	7.798.786,84	7.925.990,45	8.034.045,21	8.124.045,21	8.197.045,21

Proyección del costo anual de la energía comprada



ANEXO 10.1

10.9- ENERGÍA GENERADA POR BIMESTRE

Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
15°	6,51	5,82	5,38	4,9	4,12	3,86	4,14	5,07	5,94	6,42	6,79	6,82
CANTIDAD DE DIAS DEL MES	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
ENERGIA GENERADA POR BIMESTRE												
POTENCIA TOTAL DIARIA	BIMESTRE 1		BIMESTRE 2		BIMESTRE 3		BIMESTRE 4		BIMESTRE 5		BIMESTRE 6	
	48792,86784		42059,50976		32649,30816		38299,45344		50569,60512		55683,84512	
167,68	167,68		167,68		167,68		167,68		167,68		167,68	
RATIO DE PERFORMANCE												
0,8	0,8		0,8		0,8		0,8		0,8		0,8	

ANEXO 10.9

10.10- BALANCE ENERGÉTICO

Para poder llevarlo a cabo es necesario explicar algunos conceptos previos sobre los 3 tipos de facturación existentes.

A_ Feed-In Tarif (FIT)

El Feed-In Tarif es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las Energías Renovables mediante el establecimiento de una tarifa diferencial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red. Es decir, se interviene en el precio que es recibido por el generador, obteniendo este actor, claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad, permitiendo recuperar la inversión en sus sistemas.

Los elementos esenciales para que podamos entender la existencia del FIT son:

La autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada. Esta tarifa se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación del generador.

Se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a los generadores de energías renovables.

Debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema. Esta última obligación tiene variantes a nivel mundial.

Muchas veces, estos incentivos son variables en función de la diferencia entre la tarifa del distribuidor y el costo equivalente de la energía generada con los sistemas distribuidos.

Los FIT se ofrecen cuando no existe paridad de red en el nodo de generación o, en otras palabras, cuando no cuesta lo mismo consumir que generar.

También se utilizan como herramienta de promoción de este tipo de generadores, habiendo, como en Alemania, un premio por la energía inyectada y auto consumida.

Sin esta clase de incentivos, la inversión sólo podría recuperarse en los casos donde el costo de generación estuviese por debajo del costo de consumo, como ocurre en algunos lugares del mundo.

Para generadores pequeños, la inversión en el sistema se recupera en un plazo de 5 a 8 años.

Actualmente, más de 50 países ha adoptado este modelo (España, Suiza, Francia, Alemania, etc.).

Es importante entender que esta clase de incentivos deberían ser temporales (el tiempo se fija por contrato), quitándose al alcanzarse la paridad de red o al recuperar la inversión.

En Alemania, el incentivo decae todos los años, forzando a que se instalen sistemas antes de que decaiga este incentivo y obligando a una reducción del costo de los equipos.

El caso del presente proyecto establece un incentivo del doble de la tarifa que el usuario abona a la distribuidora por el Kwh de energía eléctrica. (Dato obtenido de los incentivos llevados a cabo en la provincia de Santa Fe). Actualmente la tarifa de la distribuidora es alrededor de \$2 - \$3 el Kwh.

B_ Balance Neto de Energía (Net Metering)

En el Net Metering o Balance Neto de Energía, primero se calcula el balance de energía generada menos la consumida, y luego se multiplica este balance por el precio que corresponde al signo del saldo.

El cálculo presenta diferentes resultados si las mediciones del saldo se realizan de manera horaria, a si se realizan de modo mensual.

La lectura horaria es una forma más precisa y justa de calcular el balance neto, porque tiene en cuenta toda la energía que entra y que sale para el cómputo de la tarifa.

De este modo, a pesar de que el balance mensual dé cero, el balance horario bien podría dar saldo a favor o en contra en el caso en que no haya paridad de red.

Este método fue adoptado en países como España, Alemania, Holanda, Portugal, Grecia, Italia, Dinamarca, Japón, Australia, Estados Unidos, Canadá, México, etc.

En el proyecto estudiado, realizando el análisis de la tabla de balance energético es posible observar que se utiliza “balance neto de energía”.

C_ Balance Neto de Facturación (Net Billing)

En el Net Billing o Balance Neto de Facturación, primero se calcula el valor monetario de manera independiente sobre lo generado y sobre lo consumido, y luego se balancean estos saldos monetarios.

Como los cálculos de valor se realizan sobre el total generado menos el total consumido, no existe diferencia si las lecturas se realizan de manera horaria o mensual.

Este método es igual de preciso que Balance Neto horario, de modo que es más justo que el Balance Neto mensual.

Este método fue adoptado en países como Chile, Jamaica, etc.

A continuación, se muestran las planillas realizadas:

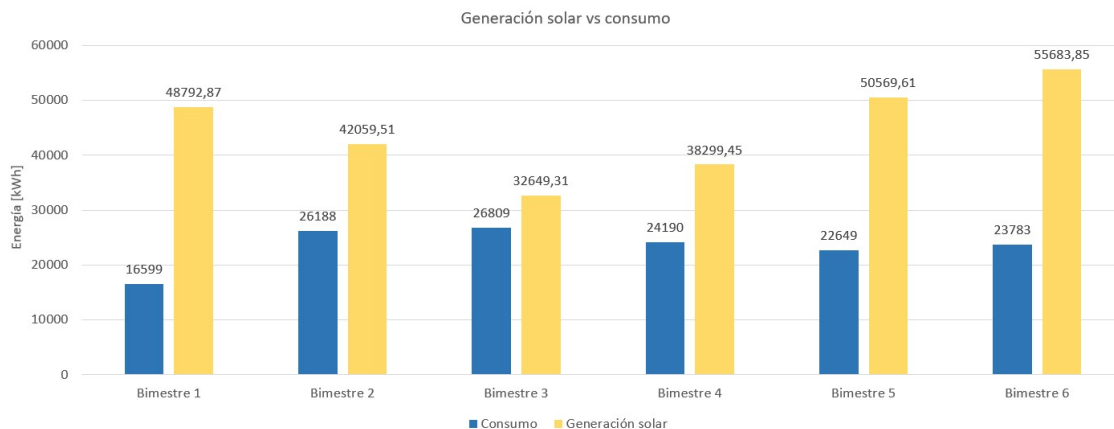
Donde aparte de los datos antes cargados, se ingresan dos datos muy importantes:

- El monto del “FEED IN TARIFF” (visto en el punto 10.10), este valor se tomó de provincias con experiencia en la temática del proyecto, como Santa Fe y Mendoza, porque La Rioja aún no cuenta con la reglamentación correspondiente para la generación distribuida de energía eléctrica.
- Cantidad generada bimestralmente.

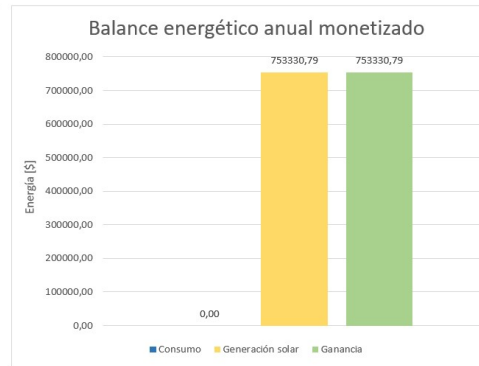
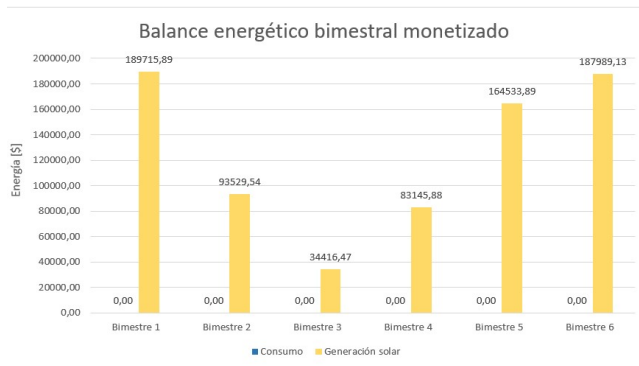
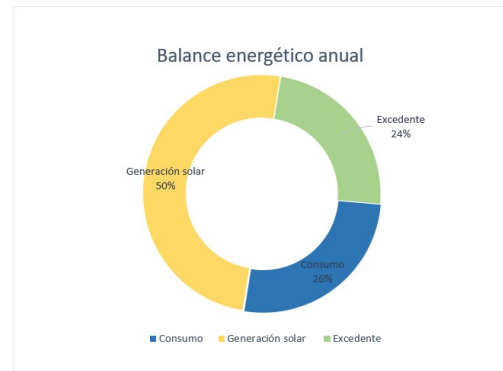
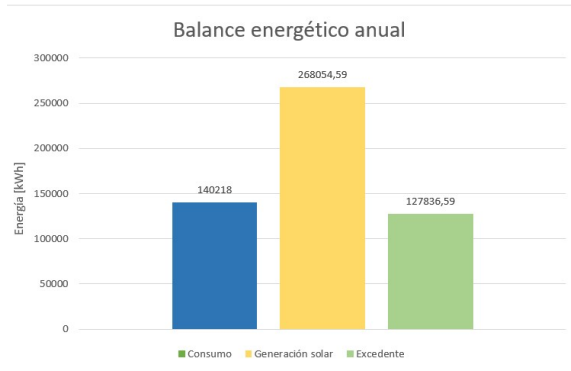
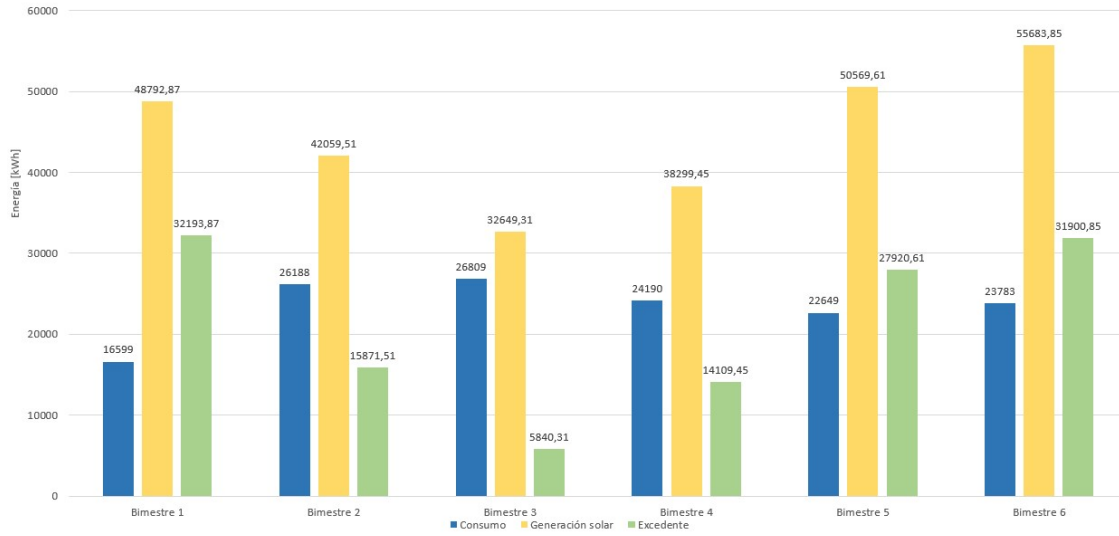
Con estos datos se obtiene una ganancia neta anual.

INGRESO DE DATOS - VALORES INICIALES DE GENERACIÓN SOLAR Y FIT (AÑO 1)							
	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6	Anual
Consumo [kWh]	16599	26188	26809	24190	22649	23783	140218
Generación solar [kWh]	48792,87	42059,51	32649,31	38299,45	50569,61	55683,85	268054,59
Excedente [kWh]	32193,87	15871,51	5840,31	14109,45	27920,61	31900,85	127836,59
Energía inyectada [kWh]	32193,87	15871,51	5840,31	14109,45	27920,61	31900,85	127836,59
Energía comprada [kWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargo variable sin impuestos [\$/kWh]	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646	2,94646
Cargo variable con impuestos [\$/kWh]	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Feed in tariff (FIT) [C. inyectada/C. consumida]	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Energía inyectada [\$]	189715,89	93529,54	34416,47	83145,88	164533,89	187989,13	753330,79
Energía consumida con impuestos [\$]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Ganancia anual [\$]	753330,79
----------------------------	------------------



Balance energético bimestral



ANEXO 10.1

10.11- COSTO DE CAPITAL

INGRESO DE DATOS - COSTO INICIAL DE EQUIPOS				
<i>Tasa de cambio</i>	Valor	Comentario		
	42,7	Tasa de cambio AR/USD		
N_P	525	Cantidad total de paneles fotovoltaicos		
N_{INV}	6	Cantidad total de inversores		
	Valor [AR\$]	IVA	Valor Final [AR\$]	Comentario
C_P	8.706,15	10,5%	9.620,30	Costo unitario paneles fotovoltaicos
C_{EST}	2.339.027,20	21%	2.830.222,91	Costo total de estructuras soporte
C_{INV}	104.172,05	10,5%	115.110,12	Costo unitario inversores
C_{MAT}	1.265.263,28	21%	1.530.968,57	Costo total materiales eléctricos y accesorios
C_{INST}	943.967,60	21%	1.142.200,80	Costo total mano de obra de instalación
C_{CNX}	5.000,00	21%	6.050,00	Costo de conexión a la red de la distribuidora
	Valor [AR\$]	Valor Final [AR\$]		
CC_{FV}	9.749.019,13	11.250.758,24		

ANEXO 10.1

10.12- COSTO DE REPOSICIÓN

INGRESO DE DATOS - VALORES Y TIEMPO DE REPOSICIÓN						
<i>Vida útil del proyecto [años]</i>	20					
Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)						
	Vida útil [años]	Reposiciones	Valor de reposición total [AR\$]	IVA	Valor Final [AR\$]	Comentario
<i>Paneles Fotovoltaicos</i>	25	0	4570728,75	10,5%	0,00	Ciclo de vida del proyecto fotovoltaico
<i>Estructuras de soporte</i>	25	0	27.104,00	21%	0,00	Costo total de las estructuras de soporte
<i>Inversores</i>	10	1	625.032,30	21%	756289,08	Costo total de los inversores
	Valor [AR\$]	Valor Final [AR\$]				
CR_{FV}	5.222.865	756.289,08				

Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)		
	π [%/año]	Valor Final [AR\$]
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el primer año	35%	756.289,08
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el segundo año	30%	1.020.990,26
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el tercer año	25%	1.327.287,34
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el cuarto año	20%	1.659.109,18
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el quinto año	15%	1.990.931,01
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el sexto año	10%	2.289.570,66
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el séptimo año	5%	2.518.527,73
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el octavo año	3%	2.644.454,12
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el noveno año	3%	2.723.787,74
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo año	3%	2.805.501,37
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo primer año	3%	2.889.666,41
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo segundo año	3%	2.976.356,40
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo tercer año	3%	3.065.647,10
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo cuarto año	3%	3.157.616,51
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo quinto año	3%	3.252.345,00
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo sexto año	3%	3.349.915,35
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo séptimo año	3%	3.450.412,82
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo octavo año	3%	3.553.925,20
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el décimo noveno año	3%	3.660.542,96
$CR_{FV(n)}$ al comenzar el vigésimo año	3%	3.770.359,24
$CR_{FV(n)}$ al comenzar vigésimo primer año	3%	3.883.470,02



ANEXO 10.1

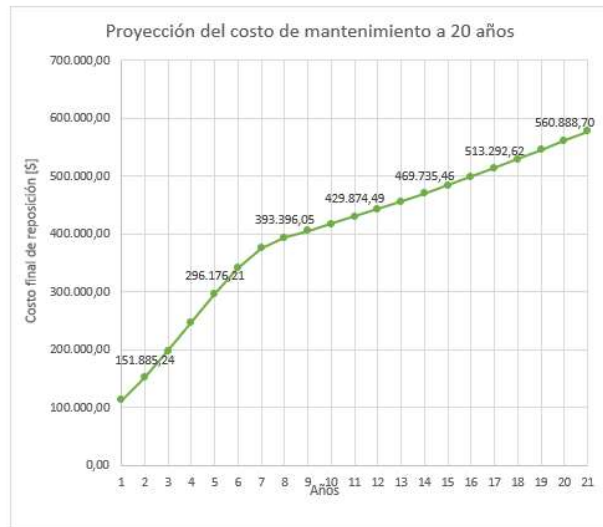
10.13- COSTO DE MANTENIMIENTO

Se estima un costo del uno 1% anual de la obra como costo de mantenimiento

INGRESO DE DATOS - COSTO PORCENTUAL DE MANTENIMIENTO

Vida útil del proyecto [años]	20
Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)	
	Valor Final
CC_{FV} [\\$]	11.250.758,24
i_M [%/año]	1%
CV_{FV} [años]	20
CM_{FV} inicial [\$/año]	112507,58
	Valor Final [AR\$]
CM_{FV} [\\$]	2.250.151,65

Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (26 años)		
	n [%año]	Valor Final [AR\$]
CM _{FV(n)} al comenzar el primer año	36%	112.507,58
CM _{FV(n)} al comenzar el	30%	151.885,24
CM _{FV(n)} al comenzar el tercer año	25%	197.450,81
CM _{FV(n)} al comenzar el cuarto año	20%	246.813,51
CM _{FV(n)} al comenzar el quinto año	15%	296.176,21
CM _{FV(n)} al comenzar el sexto año	10%	340.602,64
CM _{FV(n)} al comenzar el	5%	374.662,91
CM _{FV(n)} al comenzar el octavo año	3%	393.396,05
CM _{FV(n)} al comenzar el noveno año	3%	405.197,33
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo año	3%	417.353,87
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	429.874,49
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	442.770,72
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	456.053,84
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	469.735,46
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	483.827,52
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	498.342,35
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	513.292,62
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	528.691,40
CM _{FV(n)} al comenzar el décimo	3%	544.552,14
CM _{FV(n)} al comenzar el	3%	560.888,70
CM _{FV(n)} al comenzar el	3%	577.716,36



ANEXO 10.1

10.14- FLUJO DE FONDOS

INGRESO DE DATOS - PROYECCIÓN FIT																							
Año	Proyecciones a 20 años																						
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
Inflación (%)	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Consumo (kWh)	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	140218.00	
Costo de mantenimiento (\$)	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	268314.80	
Costo fijo distribuidora con impuestos (\$)	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	128295.80	
Costo fijo distribución sin impuestos (\$/kWh)	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	
Costo fijo distribución con impuestos (\$/kWh)	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	
Costo variable distribuidora con impuestos (\$)	499907.54	674875.18	877337.73	1096672.17	1316006.60	1513407.59	1664748.35	1747985.77	1800453.34	1854438.10	1910071.25	1967373.38	2026394.58	2087186.42	2149802.01	2214296.08	2280724.96	2349146.71	2419621.11	2492209.74	2566976.03	2643976.03	
Feed in tariff (FIT) (C. inyectada/C. consumida)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

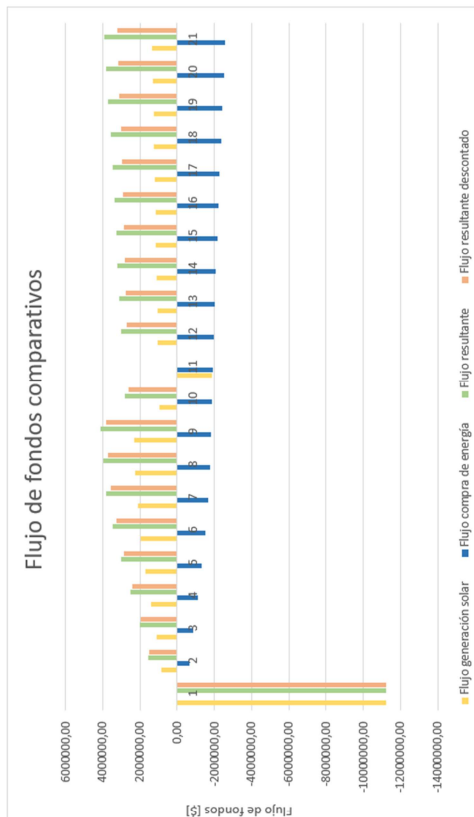
Proyecto generación solar - Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)																							
Año	Proyecciones a 20 años																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
Inversión (\$)	-11250758.24																						
Costo de mantenimiento (\$)		-151885.24	-197450.81	-246813.51	-296176.21	-340602.64	-374602.91	-393396.05	-405197.93	-417353.87	-429874.69	-442770.72	-456053.84	-469735.46	-483827.52	-498342.35	-513292.62	-528693.40	-544552.14	-560888.70	-577715.96	-595000.00	
Costo fijo distribuidora con impuestos (\$)		-2714.09	-3528.32	-4410.40	-5292.48	-6086.35	-6894.99	-7039.74	-7440.63	-7457.85	-7811.58	-7912.03	-8149.39	-8393.87	-8645.69	-8905.06	-9172.21	-9447.38	-9730.80	-10022.73	-10324.41	-10636.00	
Energía comprada (\$)		1016996.57	1322095.54	1652619.43	1983143.31	2280676.29	2634110.11	2713133.41	1397263.71	1439181.62	1482357.07	1526827.78	1572632.61	1619811.59	1668405.94	1718458.11	1770011.86	1823112.21	187805.58	1934139.75	1991399.75	2050000.00	
Flujo de fondos (\$)		-11250758.24	1121116.41	1401395.52	1681674.62	1933925.81	2127318.40	2233884.32	2300694.85	972451.99	-1888040.87	1031674.31	1062624.54	1094503.28	1127338.37	1161158.53	1195993.28	1231873.08	1268829.27	1306894.15	1346100.98	1386000.00	

Proyecto compra de energía a la distribuidora - Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)																							
Año	Proyecciones a 20 años																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
Costo fijo distribuidora con impuestos (\$)		-2714.09	-3528.32	-4410.40	-5292.48	-6086.35	-6894.99	-7039.74	-7440.63	-7457.85	-7811.58	-7912.03	-8149.39	-8393.87	-8645.69	-8905.06	-9172.21	-9447.38	-9730.80	-10022.73	-10324.41	-10636.00	
Costo variable distribuida con impuestos (\$)		674875.18	877337.73	1096672.17	1316006.60	1513407.59	1664748.35	1747985.77	1800453.34	1854438.10	1910071.25	1967373.38	2026394.58	2087186.42	2149802.01	2214296.08	2280724.96	2349146.71	2419621.11	2492209.74	2566976.03	2643976.03	
Flujo de fondos (\$)		-677589.27	-880866.06	-1101082.57	-1321299.08	-1519493.95	-1671443.34	-1755015.51	-1867665.97	-1867665.97	-1917752.83	-1975285.42	-2034543.98	-2095580.30	-2158447.71	-2223201.14	-2288987.17	-2358594.09	-2429351.91	-2502232.47	-2577299.44	-2654000.00	

Cálculos en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)																							
Año	Proyecciones a 20 años																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
Flujo de fondos resultante (\$)	-11250758.24	153986.52	2001982.47	2502478.09	3002973.70	3453419.76	3798761.74	3988699.82	4108360.82	2834347.94	2971196	3006597.73	3097168.52	3190083.57	3285786.08	3384359.66	3485890.45	3590467.17	3698181.18	3809126.62	3923400.42	4051000.00	
Flujo de fondos resultante descontado (\$)	-11250758.24	1524739.12	1962355.51	2428806.58	2885798.71	3285810.41	3578605.39	3720332.34	3794002.29	291557.19	26897.85	265209.32	2748579.80	2803007.12	2858512.22	2915116.42	2972841.50	3031709.64	3091743.50	3152986.14	3215400.12	3279000.00	
TIR		1.0%																					
VAN (\$)		44033487.93																					
TIR		23.1%																					

Cálculos en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)

Flujo de fondos resultante acumulado [€]	-11250758.24	-9726019.11	-7724036.64	-521558.56	-2218584.85	1234834.91	5033396.65	9022564.47	13130857.29	15965005.23	15994977.19	19001076.91	22098845.43	25388929.01	28574715.09	31959074.75	35444965.20	39035432.37	42733813.55	46542740.17	50466140.59
Flujo de fondos resultante descontado acumulado [€]	-11250758.24	-9726019.11	-7763483.61	-5334603.03	-2448804.32	837006.08	4415611.48	8135943.82	11929946.10	14521503.30	14548401.15	17243610.47	19992190.27	22795197.40	25653709.62	28568826.03	31541667.53	34573377.18	37665120.67	40818086.82	44033487.93
Reembolsos [años]	5																				
Reembolsos [años]		5																			



ANEXO 10.1

11- CONCLUSIÓN

El presente proyecto sirvió como aplicación de los conocimientos adquiridos, a lo largo de las diferentes asignaturas que componen la carrera, este se expone de la manera más didáctica posible, con la intención de que pueda ser de utilidad a personas que tengan la inquietud de iniciarse y/o ampliar sus conocimientos en tecnología de los sistemas de energía solar fotovoltaica conectada a red.

Una vez obtenidos los datos de producción del proyecto, se observan las ventajas que conlleva la utilización de este tipo de instalaciones, debido a los beneficios económicos y medioambientales que trae consigo, lo que lleva a pensar en el enorme potencial que tiene este tipo de tecnologías, y en concreto su aplicación al ámbito urbano. La gran producción de energía que se puede llegar a alcanzar adaptando este tipo de proyectos a las edificaciones existentes, implicaría una importante reducción de contaminación y de costes en relación con la mayoría de los modos de producción de energía actuales.

También destacamos la posibilidad de que los alumnos de la institución tengan una intervención en la temática del proyecto, acompañados por los docentes de las correspondientes cátedras relacionadas, donde se podrá dar un seguimiento a la ejecución del proyecto tanto de los alumnos de ingeniería electromecánica, civil y electrónica, ya que este engloba las tres carreras mencionadas, sirviendo esto de gran experiencia para ellos.

Una vez puesto en servicio, el mantenimiento tendrá la mano de obra del personal de mantenimiento de la facultad asesorado por los distintos departamentos, recibiendo las capacitaciones correspondientes.

12- BIBLIOGRAFÍA

12.1- Documentación y libros utilizados

- Hugo Grossi Gallegos, Raúl Richini (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina
- José García Trasancos (2002). Instalaciones eléctricas en media y baja tensión,
- Eduardo Lorenzo. Pretensa S.A., Sevilla (2006). Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Volumen II.
- Ma Ángeles Medina Quesada (2007). Generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- Energía solar en la ciudad de Bs. As.
- AEA 90364-5 Elección e instalación de los materiales eléctricos.
- AEA 90364-7-770 Viviendas unifamiliares (hasta 63A – clasificaciones BA2 y BD1). Edición 2017
- Norma ET 1011 EPEC
- Protección y seccionamiento de instalaciones fotovoltaicas- Eaton y moeller

12.2- Software utilizado

- Microsoft Word
- Microsoft Excel
- AutoCAD Electrical 2017
- Prezi
- SketchUp

12.3- Páginas Web consultadas

<https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida>

<http://www.abb.com/> -Grupo ABB

<http://www.gersol.unlu.edu.ar/>

<https://enertik.com.ar/>

<https://power.larc.nasa.gov/>

<https://www.generalcable.com/>

<http://www.atersa.com/> -Atersa, Grupo elector

<http://www.claved.es/> -Soluciones técnicas Claved

<http://www.famatel.org> –Material eléctrico Famatel

<http://www.idae.es/>–Instituto para la diversificación y el ahorro energético

<https://maps.google.es/> –Google Maps Geographical

<http://www.schneider-electric.com> –Schneider electric

12.4- Capacitaciones

- Curso Energizar: Energía Solar Fotovoltaica-Sistemas conectados a red.
- Curso Colectando sol: Proyectos Solares.

13- PLANOS

Cuadro de referencia.

13.1- Relevamiento del emplazamiento estado actual

13.2- Áreas propuestas a cubrir y distancia mínima de sombra

13.3- Distribución de paneles solares

13.4- Distribución de grupos

13.5- Distribución de bandejas y cajas de conexión

13.6- Diagrama unifilar

13.7- Tablero de conexión DC

13.8- Tablero de protección DC

13.9- Tablero de protección AC

13.10- Detalle casilla de control