



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Instalación Fotovoltaica de 30kW Aislada de Red para 6 Viviendas Unifamiliares

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería Eléctrica

Autor: Miguel Ángel Roldán García

Tutor: Miguel García Martínez

Grado de Ingeniería Eléctrica

Junio 2020

*En especial agradecimiento a mis padres,
sin ellos este logro no habría sido posible.*

*Y a Nicole Bilbao,
su cariño y comprensión
me ayudaron en los momentos
más difíciles de la carrera.*

Índice

Memoria	5
1. Objeto	6
2. Justificación del proyecto	7
2.1 Justificación Académica	7
2.2 Justificación Técnico-Económica	7
2.3 Justificación Legal	7
2.4 Justificación de Elección de Normativa y Legislación Española	9
2.4.1 Contexto Ecuatoriano	9
2.4.2 Justificación de elección del REBT frente al CEN	11
3. Emplazamiento y Climatología	13
3.1 Emplazamiento	13
3.2 Climatología del Emplazamiento	14
3.3 Irradiancias	21
3.4 Estudio de Consumos	24
3.4.1 Consumos	25
4. Planteamiento de posibles soluciones	29
4.1 Planteamiento elegido	33
4.2 Descripción detallada de la solución adoptada	34
4.3 Descripción de los equipos seleccionados	35
4.3.1 Módulos solares	35
4.3.3 Reguladores	38
4.3.4 Inversores	39
4.3.5 Grupo Electrónico	41
4.3.6 Cableado	42
4.3.7 Estructura	43
4.3.7.1 Superficie Ocupada	44
4.3.8 Protecciones	45
4.3.9 Puesta a tierra	48
5. Mantenimiento	51
5.1 Aspectos Generales	51
5.2 Mantenimiento de las placas fotovoltaicas	51
5.3 Mantenimiento de la batería de acumulación	51
5.4 Mantenimiento del inversor y regulador	53
5.5 Mantenimiento del cableado	53
5.6 Mantenimiento de las protecciones	53
5.7 Mantenimiento de la puesta a tierra	54
5.8 Mantenimiento estructura de soporte	54
6. Estudio de seguridad y salud	55
6.1 Normativa	55
6.2 Definición de los riesgos	56
6.2.1 Riesgos General	56
6.2.2 Riesgos específicos	57

6.3 Medidas de prevención y protección	57
6.3.1 Medidas preventivas de carácter general	57
6.3.2 Medidas preventivas personales.....	59
7. Garantía	60
7.1 Aspectos Generales	60
7.2 Plazos	60
7.3 Condiciones Económicas	61
7.4 Anulación de la garantía	61
7.5 Tiempo y lugar de la presentación	61
8. Estudio Económico	63
8.1 Coste inicial de la Instalación.....	63
8.2 Rendimiento de la Instalación	64
8.3 Coste Vatio Pico Instalado	67
8.4 Coste del kWh Generado.....	68

Pliego de Condiciones..... 71

1. Definición y alcance del pliego	71
1.1 Componentes y materiales.....	71
1.1.1 Módulos Fotovoltaicos	72
1.1.2 Baterías.....	73
1.1.3 Reguladores	74
1.1.4 Inversor.....	75
1.1.5 Estructuras de Soporte	76
1.1.6 Cableado	76
1.1.7 Puesta a Tierra	77
1.2 Condiciones de ejecución de obra.....	77
1.2.1 Replanteo de obra	77
1.2.2 Ejecución del trabajo	77
1.2.3 Conexiones	78
1.2.4 Protección del Medio Ambiente.....	78
1.3 Recepción y pruebas.....	79
1.4 Mantenimiento.....	79
1.4.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	79
1.4.2 Mantenimiento a realizar por el propietario	82

ANEXO 83

1. Tablas de Consumos	84
2. Cálculos Justificativos	95
2.1 Regulador Maximizador.....	95
2.2 Consumos	97
2.3 Configuración de la Instalación	101
2.4 Baterías.....	102
2.5 Inversor.....	109

2.6 Grupo Electrónico.....	110
2.7 Superficie Ocupada.....	111
2.8 Cableado	115
2.9 Protecciones	123
2.10 Puesta a Tierra	127
3. Precio Medio Energía Facturada Ecuador	129
4. Tablas del CEN	130
PRESUPUESTO	132
Ficha Técnica de Elementos	134
PLANOS.....	163
Bibliografía.....	171

Memoria

1. Objeto

El objeto del Trabajo de Fin de Grado es el diseño de una instalación de energía solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica en 6 viviendas unifamiliares. El emplazamiento de nuestra instalación se sitúa en la urbanización Pallares-Meneses situado en la Vía Intervalles antes del British School en la parroquia suburbana de Tumbaco del distrito municipal de Quito, provincia de Pichincha, Ecuador.

Para diseñar la instalación requerida se ha tenido que hacer previamente un estudio energético en el que se han estimado los consumos anuales para cada vivienda separándolo mes a mes. Se ha calculado el coeficiente del mes más desfavorable y comparándolo con el valor del consumo de dicho mes se realizará el cálculo de todos los elementos necesarios para nuestra instalación.

En los cálculos justificativos, como se observará más adelante, se calculará el número necesario de paneles para la instalación que será un total de 15 módulos fotovoltaicos de 355 Wp para cada vivienda, siendo un total de 90 módulos fotovoltaicos lo que hará que nuestra instalación tenga una potencia total de 31,95 kWp.

Estructurados ya los módulos podemos obtener la intensidad que tendrá cada línea de paneles por lo que podremos calcular el número de reguladores que tendrá la instalación. En nuestro caso serán 3 reguladores con una intensidad máxima de 85 A.

En el apartado de las baterías se han escogido 2 días de autonomía para abastecer a la instalación junto con un grupo electrógeno que se pondría en funcionamiento en caso de agotamiento de las baterías y abastecería a la instalación y cargaría las baterías. Se tendrían 72 vasos de baterías junto con el grupo electrógeno.

Para los inversores se han dispuesto 3 inversores en la instalación para aumentar su fiabilidad en caso de que alguno fallase por lo que tendremos 3 inversores de 12kW cada uno.

Para calcular la amortización que se produce en la instalación se supondrá un descenso del rendimiento de las placas del 17,5% en los 25 primeros años con el que se quedaría un precio por kWh de 0,2002 €/kWh. Como resultado la instalación se amortizará en un total de 23 años.

2. Justificación del proyecto

2.1 Justificación Académica

El objetivo académico de nuestro proyecto es el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica para abastecer el consumo de 6 viviendas durante un año sin la necesidad de estar conectado a red, es decir, únicamente mediante nuestra instalación. Para poder realizar la mencionada instalación es necesario realizar un estudio energético de los consumos previstos de las viviendas para poder de esta forma conocer la demanda energética que deberemos de cubrir. Para ello también requeriremos de un estudio de la radiación de la zona donde se ubican las viviendas.

2.2 Justificación Técnico-Económica

La razón de este proyecto es que nos salga económicamente viable su instalación para que de esa forma cumpla su función de conseguir más barata la energía eléctrica. Por eso es necesario elegir cuidadosamente y en detalle todos los elementos necesarios para que nuestra instalación sea lo más avanzada tecnológicamente hablando, lo que nos otorgara una mejor eficiencia y rendimiento de la instalación a lo largo del tiempo, y además siga siendo económicamente viable.

2.3 Justificación Legal

Para la realización de este proyecto hemos tenido en cuenta la legislación europea y española debido a que sus restricciones y protocolos de seguridad son mayores a las existentes en Ecuador, país donde se sitúa el proyecto. La legislación y normativa que se emplea en el país mencionado es la americana, la cual a grandes rasgos es menos estricta que la española, no obstante, más adelante expondré algunos puntos que justifican la decisión tomada. Este hecho supone una instalación más segura, con un sobredimensionamiento mayor y un mejor rendimiento de la instalación en su conjunto debido a la diferente normativa exigida para ciertos aspectos técnicos de eficiencia energética de los elementos que componen la instalación. De esta forma las leyes que justifican el proyecto son:

- Ley 50/1997, de 27 de Noviembre del sector Eléctrico.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica. B.O.E. 27- 12-00

- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

- SE ACTUALIZA la ITC-BT-02, por Resolución de 9 de enero de 2020 (Ref. BOE-A-2020-612).

- SE DEROGA, y SE MODIFICA lo indicado de la ITC-BT-40 del Reglamento, por Real Decreto 244/2019, de 5 de abril (Ref. BOE-A-2019-5089).

- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

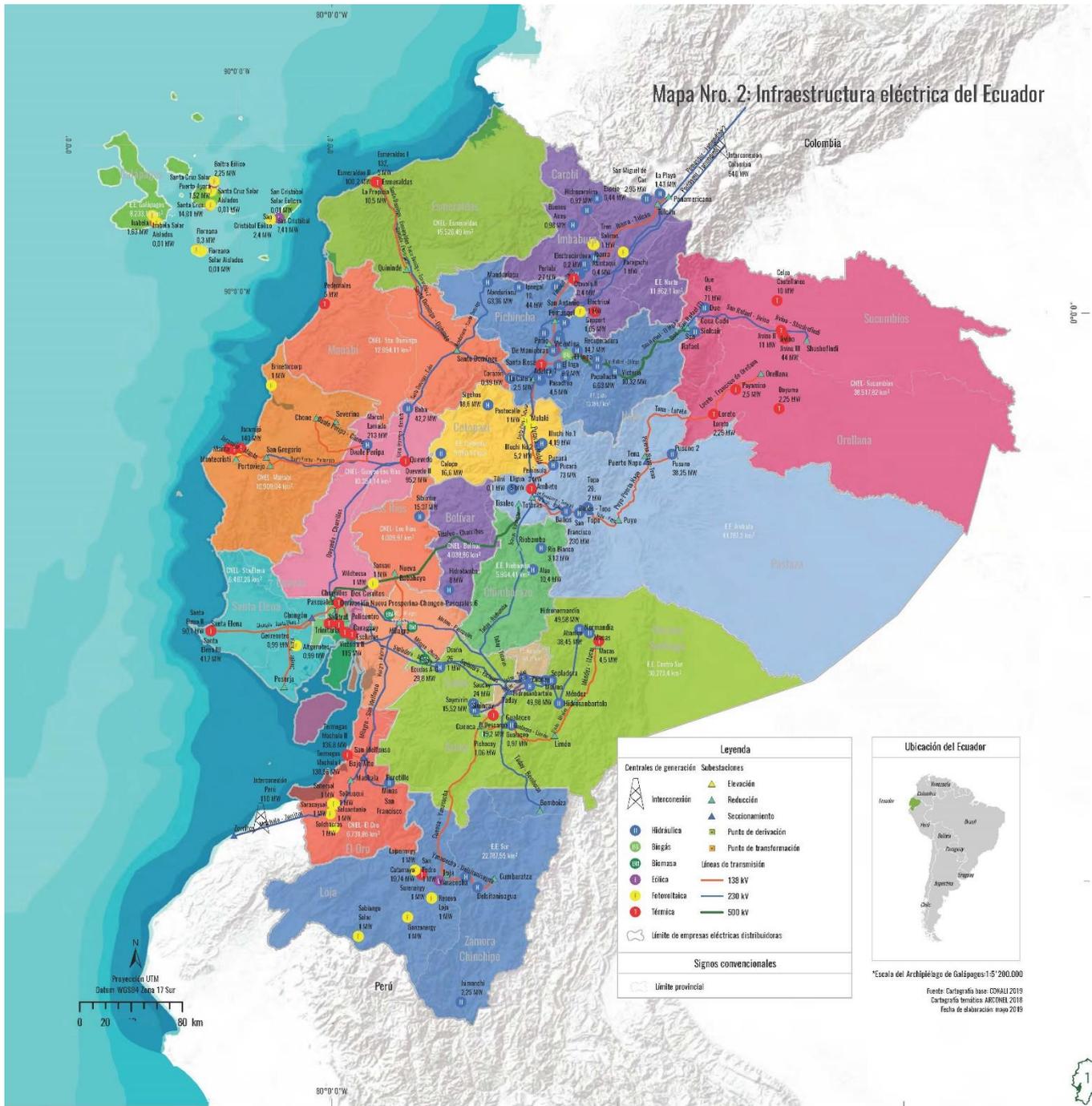
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión. B.O.E 26-05-07.

2.4 Justificación de Elección de Normativa y Legislación Española

2.4.1 Contexto Ecuatoriano

Para poder entender desde una perspectiva más amplia la elección de la legislación española frente a la ecuatoriana, debemos entender en primer lugar y como punto de partida, cual es la distribución de redes de transporte de energía existentes en Ecuador, así como sus principales plantas de generación energética en el país, para de esta forma comprender algunas diferencias existentes entre los dos países.

Mapa: Infraestructura eléctrica del Ecuador



* Archivo en mayor resolución en el Anexo

Como podemos observar en el mapa, encontramos que la gran mayoría de la producción energética existente en este país es hidroeléctrica y térmica, siendo en menor medida la fotovoltaica que se ha consolidado en las islas Galápagos. Esto nos da a entender que se trata de un tipo de generación de energía (la fotovoltaica) que está adquiriendo cada vez más su importancia en el país, sin embargo, los protocolos de seguridad y normativa aún no han sido totalmente actualizados para este tipo de

instalaciones. Este hecho viene en concordancia con el tipo de reglamento empleado en Ecuador para instalaciones eléctricas. El Código Eléctrico Nacional, que es nuestro homologado al reglamento electrotécnico de baja tensión, está basado en el código eléctrico estadounidense, en concreto el NFPA 70 (National Fire Protection Association) que a su vez dentro de este organismo incluye el NEC (National Electrical Code) aprobado por el Instituto Nacional Americano de Normas. Este código lleva dentro de sí la normativa tanto de Alta como de media y baja tensión, lo que ya de entrada supone un claro inconveniente.

2.4.2 Justificación de elección del REBT frente al CEN

Dentro de las principales diferencias que nos hacen declinar por el REBT, debemos de mencionar que existen claras diferencias como son la tensión a la que se trabaja en Ecuador, 110 Vac y 60 Hz, esto tiene una serie de consideraciones en la elección de ciertos elementos de seguridad que no vamos a analizar en esta justificación pero que claramente supone cambios bastante importantes en instalaciones CONECTADAS a RED así como en el transporte y venta de energía debido también a las tensiones empleadas en redes de alta, media y baja tensión.

Las principales razones por la que decidí elegir el REBT como manual para realizar las consideraciones de instalación y seguridad respecto al CEN son:

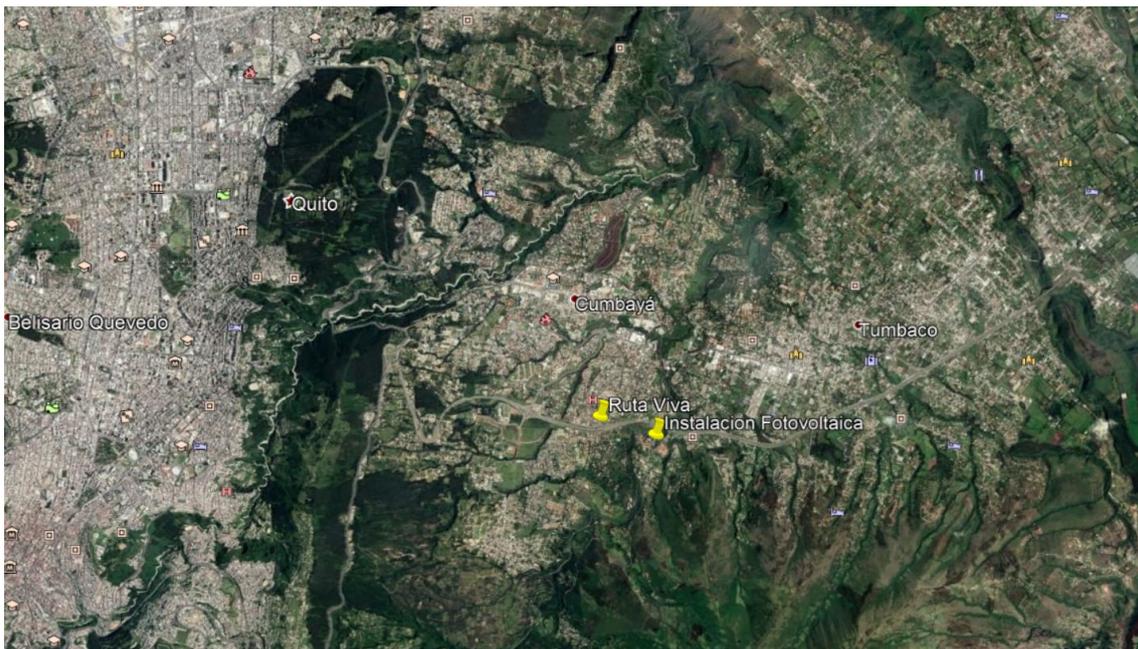
- Para el cálculo de la sección de los conductores, se emplean unidades de medida americanas que difieren de las empleadas en España que son las del sistema Internacional.
- Las temperaturas empleadas para el cálculo de resistividad del material de los conductores, así como para determinar la sección del conductor, difieren de la española siendo valores que en el actual REBT han sido ya actualizados. El REBT emplea 70° para el cálculo de la resistividad y el CEN emplea 60°, 75° y 90°.
- Los métodos para realizar el cálculo de los PAT difieren en gran medida de las empleadas en el REBT, de tal forma que pueden ser susceptibles a derivaciones de corrientes no contempladas en el CEN y si en el Método Iberdrola empleado en el REBT donde se tiene en cuenta a los diferentes CT existentes en un mismo anillo.
- Poca claridad del contenido. Al unir consideraciones de seguridad para diferentes tensiones, no queda del todo claro las medidas de seguridad necesarias para según qué tipo de instalación. La reglamentación española y europea diferencia instalación de baja tensión respecto a las de media y alta tensión lo que facilita mucho al instalador y evita posibles errores.

En el Anexo, incluyo capturas de algunas de las consideraciones que he mencionado anteriormente, de tal forma que de la correspondiente veracidad. Adicionalmente en la bibliografía incluyó un enlace para el acceso al NFPA del 2008.

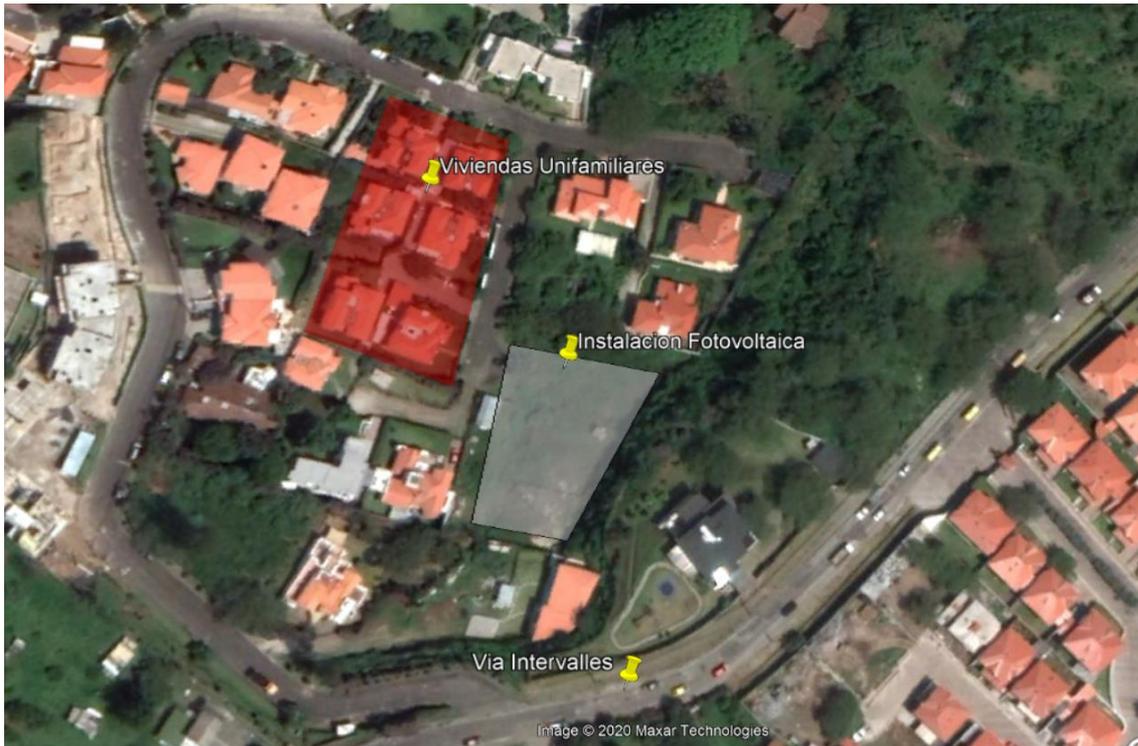
3. Emplazamiento y Climatología

3.1 Emplazamiento

La ubicación de nuestras viviendas se sitúa en una pequeña población que está teniendo un crecimiento exponencial de urbanizaciones a raíz de la creación del nuevo aeropuerto de la capital de Ecuador, Quito, en el año 2013. Su creación impulso a su vez la creación de una vía rápida, llamada Ruta Viva, que conecta de forma más eficaz la ciudad (donde antes se situaba el antiguo aeropuerto, siendo uno de los más peligrosos del mundo debido a su situación geográfica tan cercana a las viviendas colindantes) con el aeropuerto, favoreciendo a su vez Parroquias suburbanas del Distrito Metropolitano de Quito como Cumbayá y Tumbaco, poblaciones que han crecido sustancialmente desde entonces debido a varios factores como el crecimiento de la ciudad y la mejor comunicación de estos con la capital ya que la Ruta Viva pasa de forma paralela a estos poblados y se encuentra muy cerca de la ubicación donde se sitúa la urbanización destinada al proyecto.



La localidad se llama en concreto Tumbaco y el complejo de viviendas se encuentra en la urbanización Pallares-Meneses, en la vía Intervalles antes de llegar al British School. Las coordenadas son las siguientes: 0°13'19.69"S - 78°25'35.85"O



Como podemos observar el polígono de color rojo nos muestra las 6 viviendas unifamiliares a las que deseamos suministrar energía eléctrica con nuestra instalación. De color blanco y en forma de polígono igualmente tenemos el descampado donde podremos situar la instalación.

3.2 Climatología del Emplazamiento

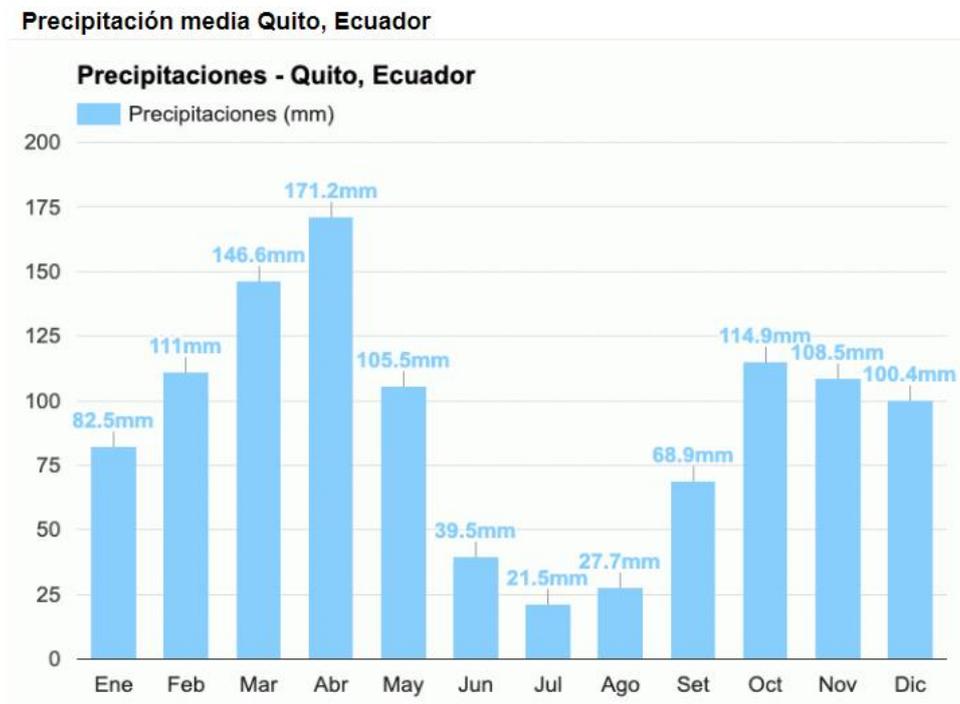
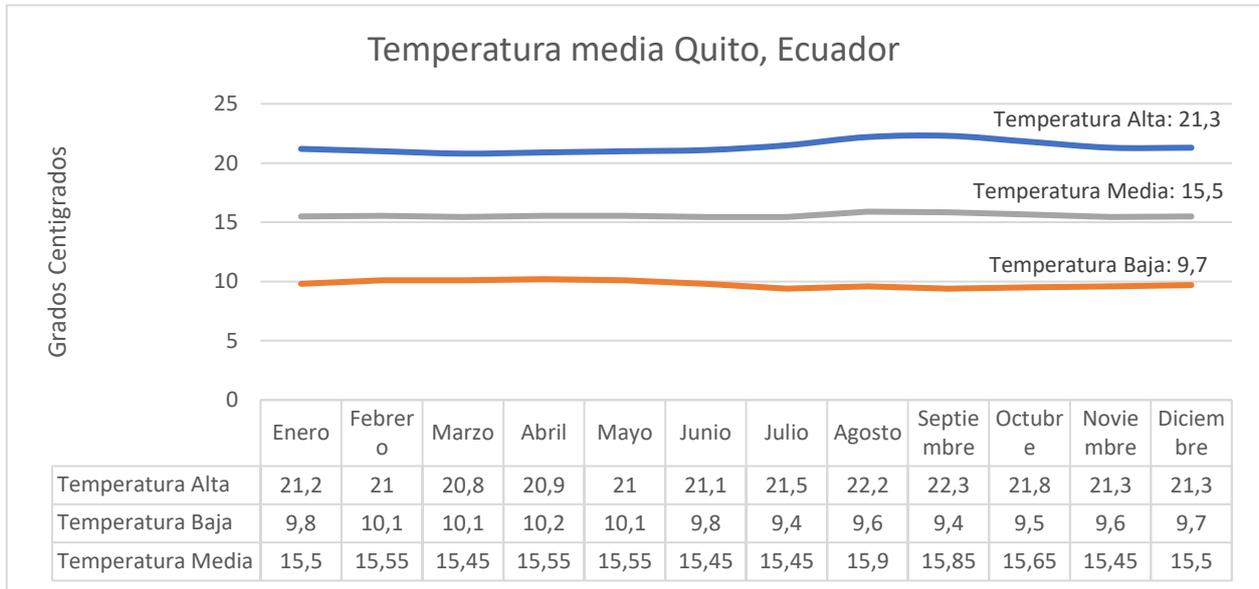
El clima que encontramos en la Provincia de Pichincha, donde se sitúa Cumbayá dentro del distrito metropolitano de Quito, es un clima de Sierra, sin humedad, con relativa cantidad de precipitaciones y una temperatura media de 15,5 grados.

Esta población de Ecuador posee una climatología dura y exigente propia de elevaciones altas propias de la Cordillera de los Andes, emplazamiento donde se encuentra la capital de Ecuador (Quito 2850 msnm), y nuestro emplazamiento, provocando elevada radiación UV durante todo el año, así como unas temperaturas considerablemente frías una vez sobrepasamos los 3000 msnm. Debemos distinguir entre tres zonas muy marcadas en el país, costa, sierra y amazonia. Cada una tiene unas características muy diferentes.

Normalmente en nuestra ubicación, el mes más cálido (con el máximo promedio de temperatura alta) es Septiembre (22.3°C). El mes con el promedio de temperatura alta más bajo es Marzo (20.8°C). Y El mes con el promedio de temperatura baja más alto

es Abril (10.2°C). Los meses más fríos (con el promedio de temperatura baja más bajo) son Julio y Septiembre (9.4°C).

Por otra parte, los meses con el número de días lluviosos más alto son Marzo y Abril (15 días). Los meses con el número de días lluviosos más bajo son Julio y Agosto (5 días).



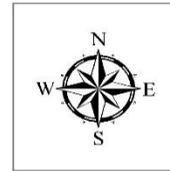
Para entender de mejor forma las diferentes climatologías que encontramos en Ecuador, debemos entender el siguiente mapa:

ISOYETAS MEDIAS ANUALES DE LA SERIE HISTÓRICA 1981 - 2010



LEYENDA

- REGISTRO ISOYETAS SERIE 1981 - 2010
- ▭ CUENCAS HIDROGRÁFICAS
- 237,0 - 551,2
- 551,2 - 727,0
- 727,0 - 825,5
- 825,5 - 880,6
- 880,6 - 979,1
- 979,1 - 1154,9
- 1154,9 - 1468,8
- 1468,8 - 2029,3
- 2029,9 - 3029,9
- 3029,9 - 4816,4

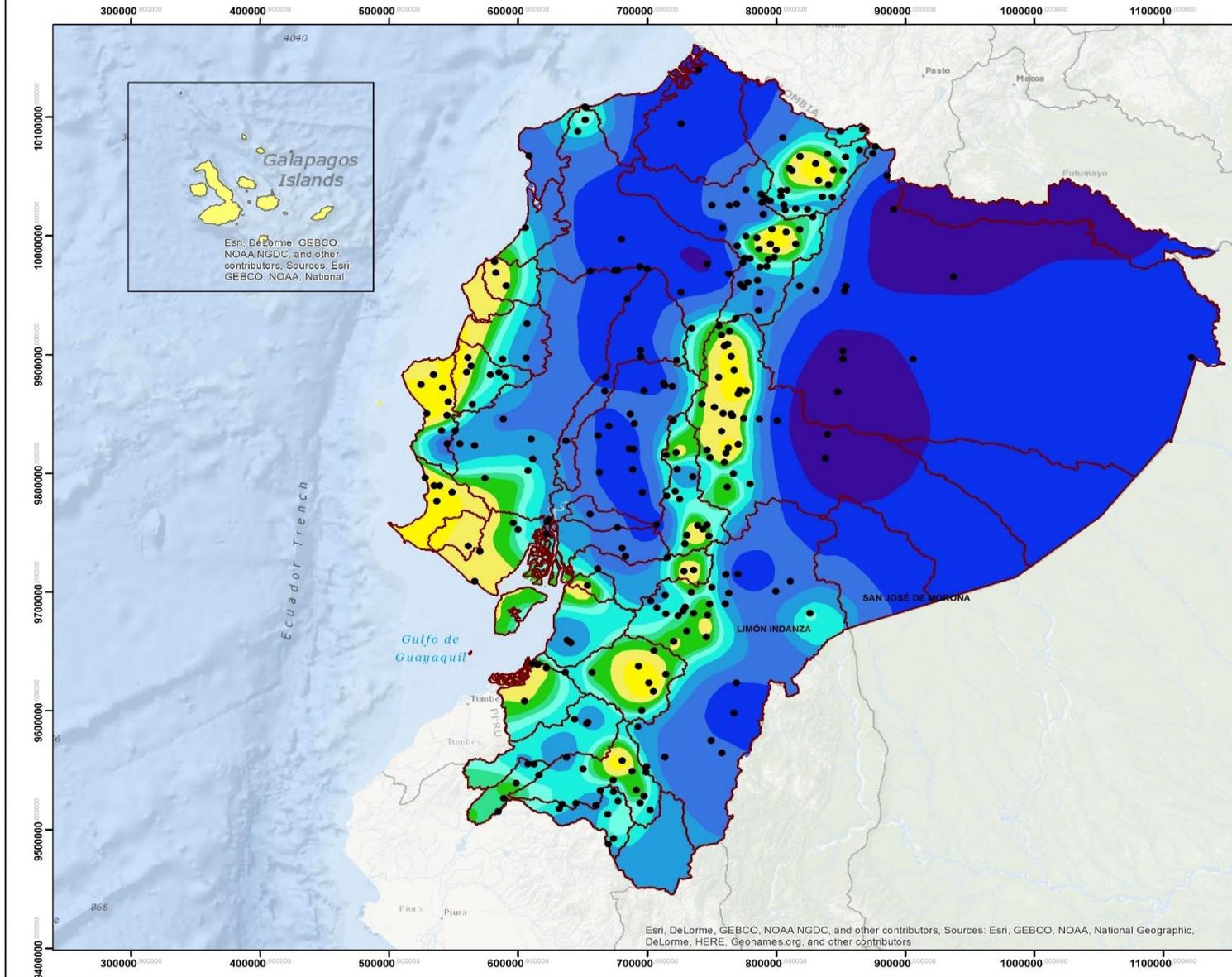


ISOYETAS MEDIAS ANUALES DE LA SERIE HISTÓRICA 1981 - 2010

Fuente:
Información Base: I.G.M. (1:250.000) 2014
Información Temática: INAMHI (1:100.000) 2017;
SENAGUA (1:100.000) 2012

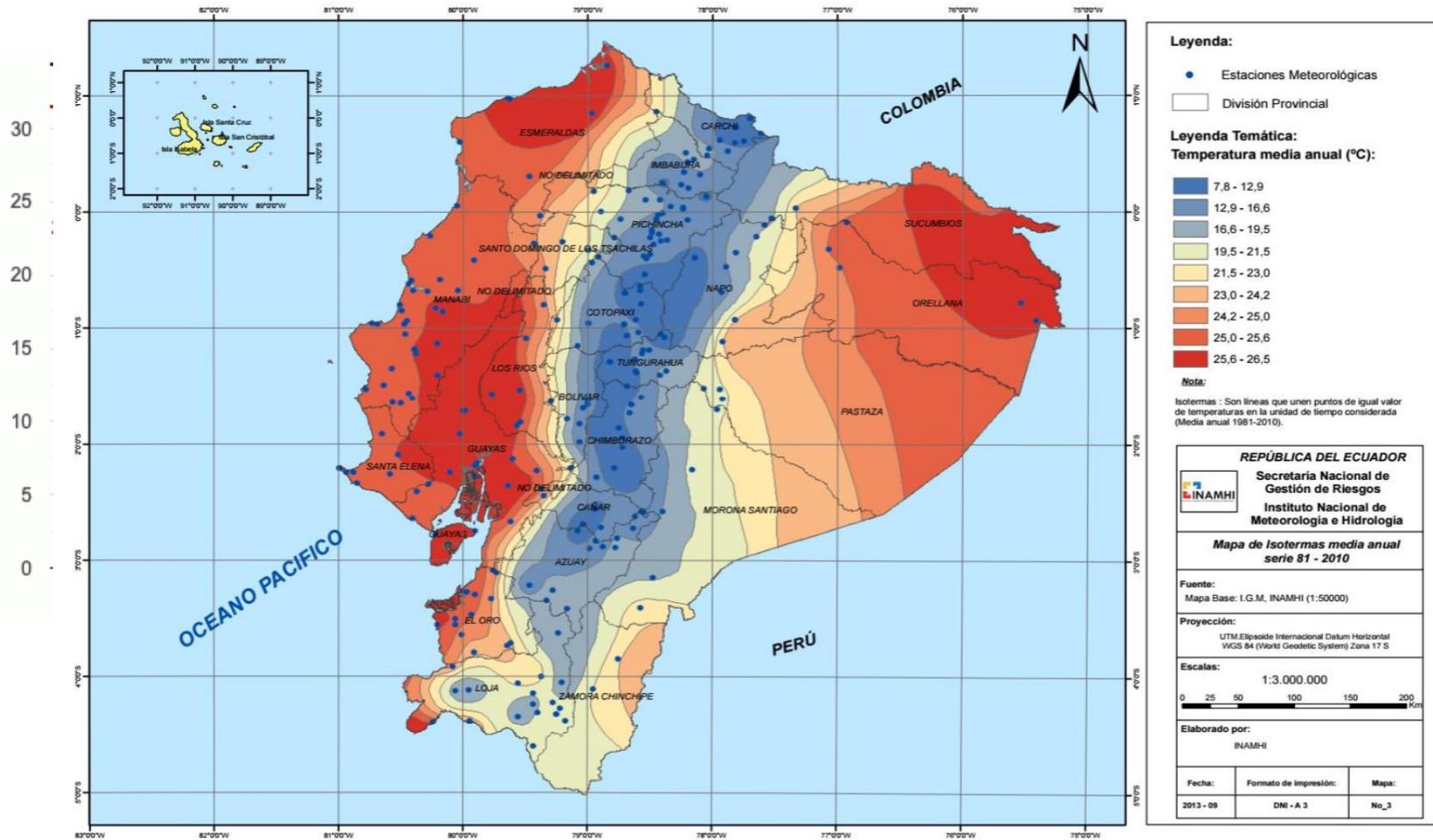
Proyección:
UTM, Elipsoide Internacional Datum Horizontal
wgs 84 (World Geodetic System) Zona 17S

Fecha:
Agosto, 2017

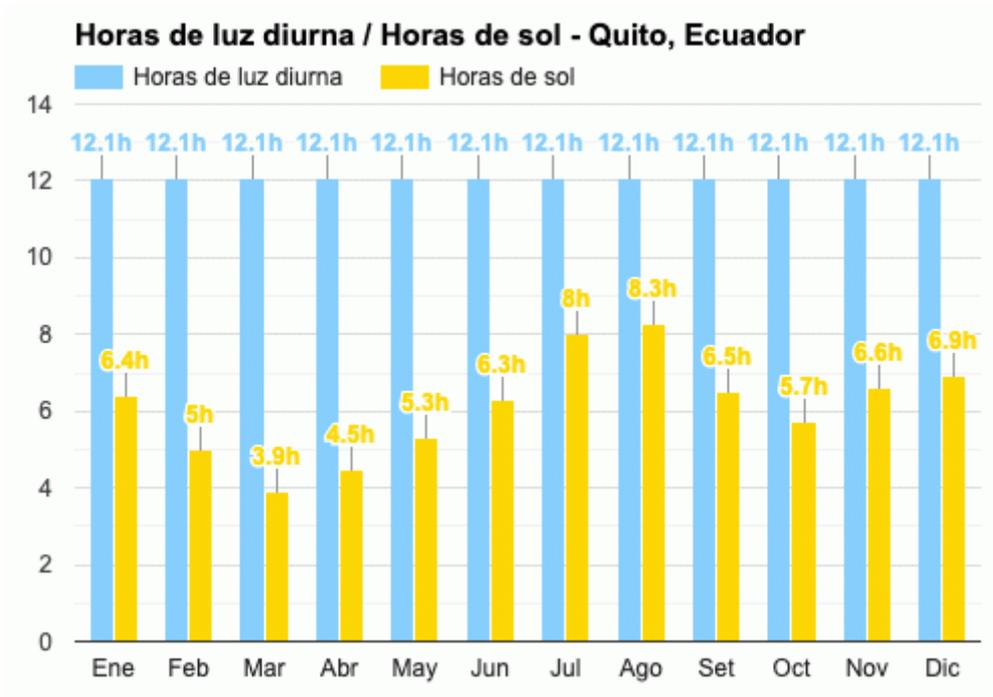


Esri, DeLorme, GEBCO, NOAA NGDC, and other contributors. Sources: Esri, GEBCO, NOAA, National Geographic, DeLorme, HERE, Geonames.org, and other contributors

Las temperaturas medias para todo el año que encontramos según la región del país son las siguientes:



En esta grafica podemos observar las horas del sol durante todo el año:



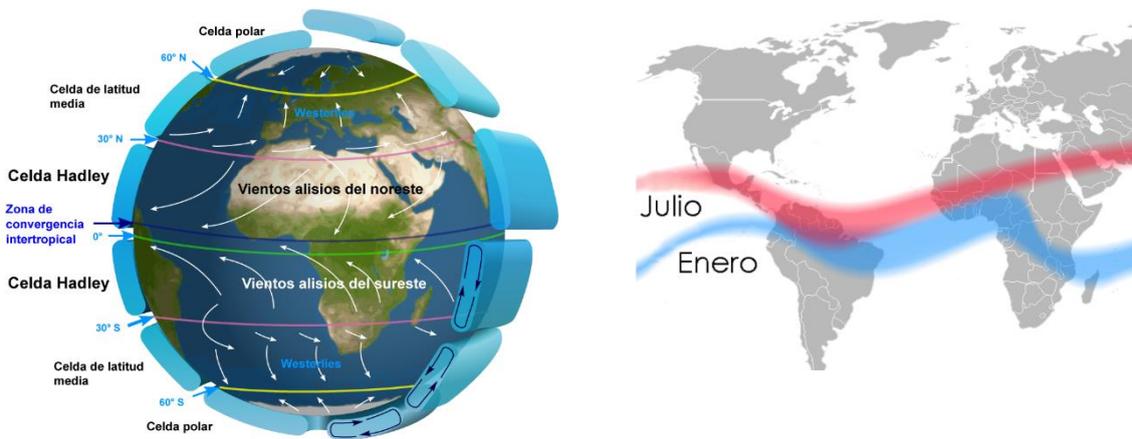
Debido a la localización geográfica de nuestra instalación, tenemos una simetría casi exacta entre las horas que tenemos de día y las que tenemos de oscuridad, esto se debe a que es en mitad del globo terráqueo de modo que no tiene esos cambios de hora tan comunes en España y que afectan al número de horas de oscuridad respecto a las de luz. No obstante, si encontramos pequeñas variaciones en lo que se refiere al número de horas de sol que tenemos en cada mes del año, y que en este caso están intrínsecamente relacionadas con los meses de mayores precipitaciones.

De esta forma observamos que los meses de mayor cantidad de precipitaciones como son los meses de octubre a mayo, se corresponden con el menor número de horas de sol en el año. Esto nos dota de una relativa similitud con las regiones del hemisferio norte, ya que coincide con los meses de primavera e invierno donde más precipitaciones existen y menos luz solar directa tenemos.

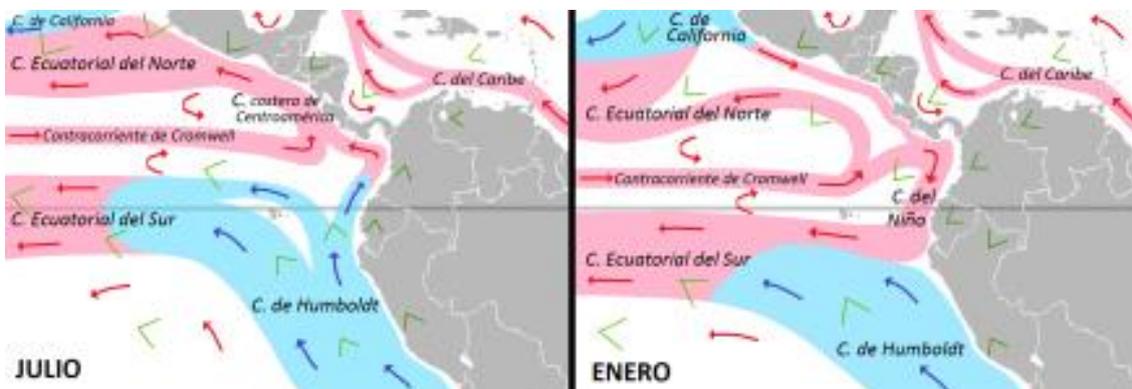
El clima del Ecuador se ve muy influenciado por la topografía. Su rango altitudinal (de 0 a 6300 m) genera un amplio gradiente de temperaturas, de 0 a 26 grados centígrados de temperatura promedio anual. Hay una relación muy estrecha entre la elevación y la temperatura.

La altitud también influye la cantidad de lluvia porque el aire frío tiene poca capacidad de retener humedad. Por lo tanto, las zonas altas tienen baja precipitación, mientras que, las zonas bajas hasta los 2000 m de elevación presentan amplia variación en la cantidad de lluvia que reciben a lo largo del año. Recordemos que la altitud de Cumbayá es de 2200 msnm y la Capital de Ecuador, Quito, 2850 msnm.

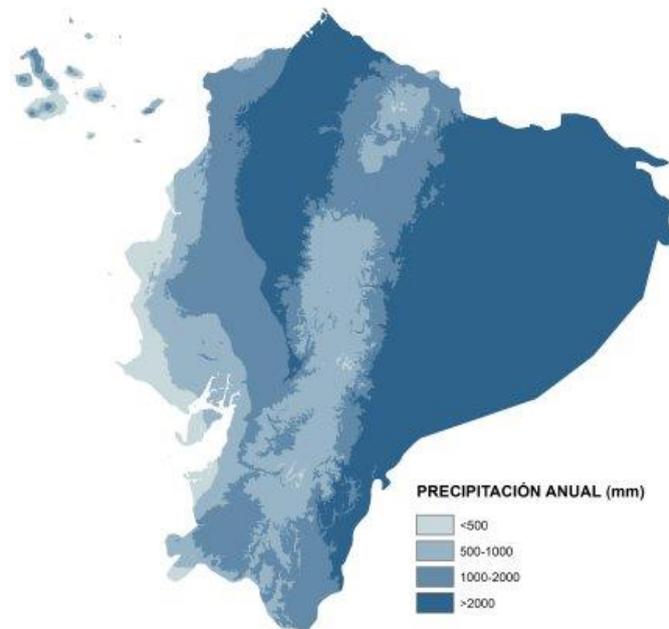
“Otro factor que influncia en el clima es la posición con respecto a las masas de aire y agua. En la zona ecuatorial, debido a la intensa radiación solar, masas de aire húmedo ascienden y generan lluvia al enfriarse. Esto genera alta precipitación y baja presión atmosférica alrededor de todo el mundo. El aire, luego de perder su humedad, se mueve hacia latitudes mayores al norte y sur, para luego descender en zonas subtropicales. Este aire seco genera condiciones desérticas a 30 grados de latitud norte y sur. Finalmente, el aire regresa hacia la zona ecuatorial a baja elevación capturando humedad. Al llegar al Ecuador está cargado de humedad y se reinicia el ciclo. Este patrón de circulación forma la Celda Hadley. Hay una celda en cada hemisferio, desde los 0° hasta los 30°. Cada celda produce baja presión atmosférica y alta precipitación a 0° de latitud y alta presión atmosférica y baja precipitación a 30°.” -Anfibios del Ecuador P.U.C.E-



“Las corrientes marinas también influncian sobre el clima del Ecuador. La corriente fría de Humboldt se origina en el océano Glaciar Antártico y recorre las costas de Sudamérica, pasando por Ecuador, para luego desviarse, frente a las costas de Manabí, hacia las Islas Galápagos. Debido a la baja evaporación del agua fría, genera aridez en la región Costa hasta la provincia de Manabí. La corriente cálida de El Niño proviene del norte (Golfo de Panamá) y baña anualmente las costas ecuatorianas entre diciembre y abril, iniciando la estación cálida y húmeda en la región. Sin embargo, en ciclos de 3 a 7 años, sus efectos se intensifican generando el denominado fenómeno de El Niño (presencia de aguas más cálidas y menos salinas), lo cual incrementa los días de fuertes lluvias en el Ecuador durante los primeros meses del año.” -Anfibios del Ecuador P.U.C.E-



“Por otro lado, el relieve también constituye un elemento importante del clima. Las montañas influyen notablemente sobre el clima porque son barreras al desplazamiento de masas de aire. Uno de los efectos de la topografía es la sombra pluviométrica o sombra de lluvia. La sombra de lluvia hace que los valles interandinos sean más secos que las estribaciones adyacentes, ya que el aire húmedo y cálido, proveniente del océano Pacífico o la región amazónica, se eleva y enfría produciendo alta precipitación y ecosistemas húmedos como los bosques nublados. Luego de perder su humedad, el aire llega a los páramos y luego baja hacia el otro lado de la montaña. Este aire seco se calienta al descender y al llegar a los valles interandinos genera áreas secas que pueden llegar a ser desérticas como en la zona de Pomasqui y la Mitad del Mundo, cerca de Quito. Es por eso por lo que el flanco de una montaña que da hacia el valle interandino tiene mayor temperatura que el flanco opuesto, incluso a la misma elevación. [...] De igual manera, hacia la cordillera Oriental, al bajar hacia el Páramo de la Virgen-Papallacta, donde las condiciones climáticas son húmedas, se pasa por los valles secos de Cumbayá-Tumbaco-Pifo. Esto confirma la influencia del relieve en el clima.” **-Anfibios del Ecuador P.U.C.E-**



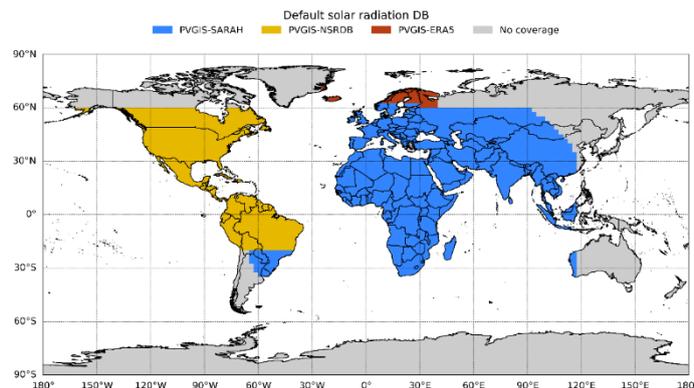
3.3 Irradiancias

La irradiancia es uno de los factores más relevantes de nuestro proyecto ya que dependiendo de la localización de la instalación obtendremos unos valores u otros que tendrán una implicación directa en la producción que nos generara la misma. Para poder obtener los valores de irradiancia utilizamos el programa PVGIS suministrado por la Comisión Europea.

Para poder obtener valores debemos tener en cuenta que en función de la región del planeta donde situemos tendremos una base de datos u otra. En concreto hay 3: PVGIS-SARAH, PVGIS-NSRDB, PVGIS-CMSAF. Y dos de reanálisis para Europa, destinadas a regiones de elevada altitud: PVGIS-ERA5, PVGIS-COSMO.

Database	Type	Start Year	End Year	Spatial res.	Comments
PVGIS-SARAH	Satellite	2005	2016	0.05° x 0.05° (~ 5 km)	Default DB for Europe, Asia, Africa and South America (below 20 S)
PVGIS-NSRDB	Satellite	2005	2015	0.038° x 0.0.38° (~ 4 km)	Default DB for the Americas (above 20 S)
PVGIS-CMSAF	Satellite	2007	2016	0.025° x 0.025° (~ 2.5 km)	This operational database is not produced any more. Please, use PVGIS-SARAH instead.
PVGIS-ERA5	Reanalysis	2005	2016	0.25° x 0.25° (~ 25 km)	Default DB for Europe above 60 N
PVGIS-COSMO	Reanalysis	2005	2015	0.055° x 0.055° (~ 5 km)	Alternative to ERA5 (high-resolution regional reanalysis over Europe)

Como podemos observar en la anterior tabla según la base de datos que empleemos tendremos un mayor rango de años de los que extraer posibles resultados. A continuación, el mapamundi según el cual se distribuyen las distintas bases de datos.



Para realizar la búsqueda de la irradiancia deberemos introducir la ubicación exacta de nuestra instalación y esta nos arrojará los valores mensuales de cada año según el número de año que establezcamos como inicio y fin.

Cursor: Utilizar las sombras del terreno:
 Seleccionado: -0.222, -78.427 Horizonte calculado
 Elevación (m): 2328 Cargar archivo de horizonte Ningún archivo seleccionado

DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN

Base de datos de radiación solar* PVGIS-NSRDB
 Año inicial: 2005 Año final: 2015

Irradiación:

- Irradiación global horizontal
- Irradiación directa normal
- Irradiación global con el ángulo óptimo
- Irradiación global con el ángulo: (0-90)

Ratio:

- Ratio difusa/global

Temperatura:

- Temperatura media

Como podemos observar podemos o bien establecer nosotros el ángulo al que queremos que nos de los valores de irradiancia o por otra parte dejar el mismo programa nos determine el ángulo óptimo de inclinación de acuerdo con nuestra ubicación. Por lo general, debido a que la inclinación de las estructuras que soportan los paneles solares tiene ángulos fijos, lo que haremos es establecer 3 inclinaciones de acuerdo con las especificaciones del fabricante de las estructuras que emplearemos para nuestra instalación y buscaremos aquella que no otorgue una mayor cantidad de irradiancia. Por lo general, estas inclinaciones suelen ser 10°,15°,35°,40° y 60°. No obstante, debido a la ubicación de nuestra instalación, tan cercana al ecuador del planeta, los haces de luz inciden prácticamente perpendicular sobre la superficie terrestre, no en vano si indicamos que nos de la irradiancia de acuerdo con el ángulo óptimo, este se sitúa en 3°. Por este motivo, decidimos probar 3 inclinaciones 0°, 10° y 15° ya que un ángulo nulo tan solo nos exigiría un soporte para las placas, lo cual reduciría el coste de la instalación, y el resto de los ángulos son los más pequeños de acuerdo con el soporte que deseamos emplear si hiciera falta.

Los resultados obtenidos son:

Irradiancia PVGiS			
Mes	0°	10°	15°
Enero	5321	4943	4716
Febrero	4326	4142	4020
Marzo	5001	4937	4869
Abril	4691	4766	4768
Mayo	5047	5274	5346
Junio	4921	5247	5367
Julio	5541	5879	5999
Agosto	5736	5934	5984
Septiembre	5356	5352	5306
Octubre	5423	5242	5112
Noviembre	4964	4654	4463
Diciembre	5219	4814	4574

Los valores de irradiancias que obtenemos de la web son $W/(\text{Mes} \times \text{m}^2)$, como lo que nosotros vamos a hacer es estimar los consumos mensuales necesitaremos pasar estas irradiancias diarias por lo que realizamos el siguiente ajuste:

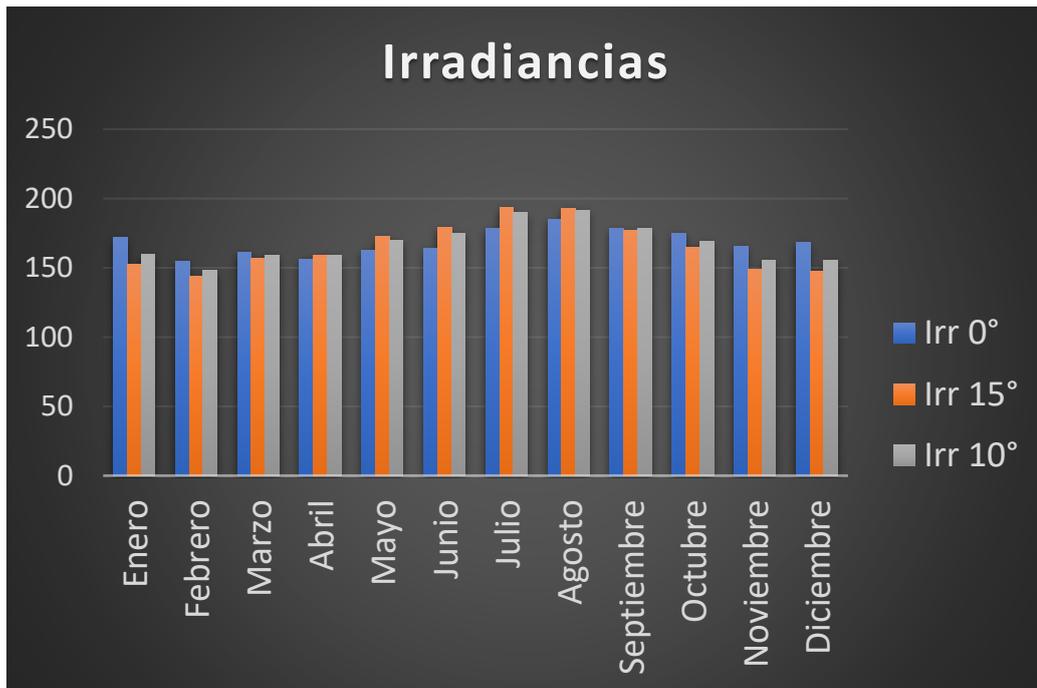
$$\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{\text{Día} \times \text{m}^2} \right) = \text{Irradiancia} \left(\frac{W}{\text{Mes} \times \text{m}^2} \right) / (N^\circ \text{ Días/Mes})$$

Irradiancia PVGiS			
Mes	0°	10°	15°
Enero	171,63	159,46	152,14
Febrero	154,49	147,92	143,55
Marzo	161,33	159,24	157,07
Abril	156,36	158,86	158,94
Mayo	162,81	170,12	172,44
Junio	164,03	174,92	178,91
Julio	178,73	189,65	193,51
Agosto	185,04	191,41	193,02
Septiembre	178,53	178,40	176,88
Octubre	174,93	169,09	164,89
Noviembre	165,48	155,12	148,76
Diciembre	168,37	155,28	147,55

Y de esta forma podemos sacar la irradiancia total para cada inclinación:

	0°	10°	15°
Total	2021,73	2009,48	1987,68

En la siguiente grafica analizaremos todas las irradiancias cada mes según inclinación:



Observando la gráfica podemos ver que la irradiancia es más o menos pareja para las tres inclinaciones estudiadas. No obstante, encontramos que, en verano, en los meses de Junio, Julio y Agosto la irradiancia es ligeramente mayor que para el resto de inclinaciones. Sin embargo, es apreciable que la inclinación de 10° es prácticamente semejante en valores a la de 15°, siendo incluso mayor en las épocas donde nuestras viviendas tendrán más consumo como son los meses de invierno. Esto último hecho nos hace decantarnos por esta inclinación de 0°. Todo esto se encuentra explicado en los cálculos justificativos presentes en el Anexo.

3.4 Estudio de Consumos

En esta parte del proyecto realizaremos un estudio energético para poder estimar de forma aproximada los consumos que tendremos conectados a nuestra instalación fotovoltaica. Para ello vamos a dividir el estudio en dos secciones. En la primera explicaremos como hemos obtenido la irradiancia necesaria para calcular la potencia que generan nuestras placas. En la segunda nos centraremos en el análisis del consumo que hemos estimado que tendrán las viviendas mes a mes. En los consumos estimados, lo que hemos hecho es una aproximación de lo que podría consumir una vivienda unifamiliar y luego hemos supuesto que las 6 viviendas consumirían lo mismo.

3.4.1 Consumos

En este apartado vamos a hacer una estimación de los consumos que tendremos en nuestras viviendas, estos datos serán luego utilizados para realizar los cálculos justificativos descritos en el Anexo y que determinan el diseño de la instalación. Pero primero, expondremos los elementos que de forma aproximada podremos encontrar en cada vivienda, así como la potencia que requieren. Los elementos son los siguientes:

Ubicación	Receptores	Potencia Wh
Cocina	Horno	1200
	Frigorífico	800
	Lavavajillas	1150
	Termo	1200
	Tostadora	120
	Microondas	1400
	Vitrocerámica	1500
	Cafetera	800
	Sandwichera	750
	Iluminación x8	120
	Televisión	100
	Sala	Equipo de música
Iluminación x9		135
Televisión		150
Router		20
Habitaciones	Televisión	250
	Iluminación x12	180
	Ordenador x3	750
	Monitor	150
	Altavoces x2	50
Baños	Secador	1200
	Plancha de pelo	1000
	Iluminación x12	180
Lavandería	Lavadora	1050
	Secadora	1100
	Motobomba	700
	Aspiradora	900

Estos serán los elementos que tendremos conectados en cada una de las 6 viviendas para las que se ha dimensionado la instalación. La potencia de la iluminación es la potencia equivalente a 41 puntos de luz de 15 W que le hemos puesto un factor de utilización del 0.6 para que los consumos estimados sean más cercanos a la realidad de

acuerdo con un estimado de 4 personas por casa. El otro elemento que no es solo un dispositivo son los televisores que tendremos 3 televisores de 250W,150W y 100W respectivamente según su tamaño y la ubicación en la casa.

Ahora pasaremos a exponer los consumos estimados por horas para cada mes. Para ello hemos diferenciado entre el consumo Lunes-Viernes y el consumo Sábado-Domingo, de esta forma obtenemos mayor precisión ya que el consumo mensual será en función del número de días que tengamos entre semana y fin de semana. Ahora lo veremos mejor en las siguientes tablas:

Elementos	Enero			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1	1200
Frigorífico	17	13600	17	13600
Lavavajillas	0,4	460	0,4	460
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,2	160
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	6	720
Television	1	100	1,5	150
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	6	810
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	5	900	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	1	50	2	100
Secador	0,2	240	0	0
Plancha de pelo	0,05	50	0,1	100
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	1	900	0	0
Total,Wh		30.847,75		31.009

Estos consumos totales son los consumos estimados que se producirían en un día entre lunes-viernes o entre sábado-domingo según la tabla. Cuando tengamos los consumos diarios estimados de todos los días obtendremos el consumo mensual para cada mes del año (todo esto es para una sola vivienda, más tarde se multiplicaría por las 6 viviendas que tenemos). En el anexo podremos encontrar el resto de las tablas de consumo de cada mes.

	Enero		Febrero		Marzo	
	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom
N° días	23	8	20	8	21	10
Potencia	709498,25	248072	682580	258872	622707,75	297152,5
Potencia Total (Wh)	574542,15		564871,2		551916,15	

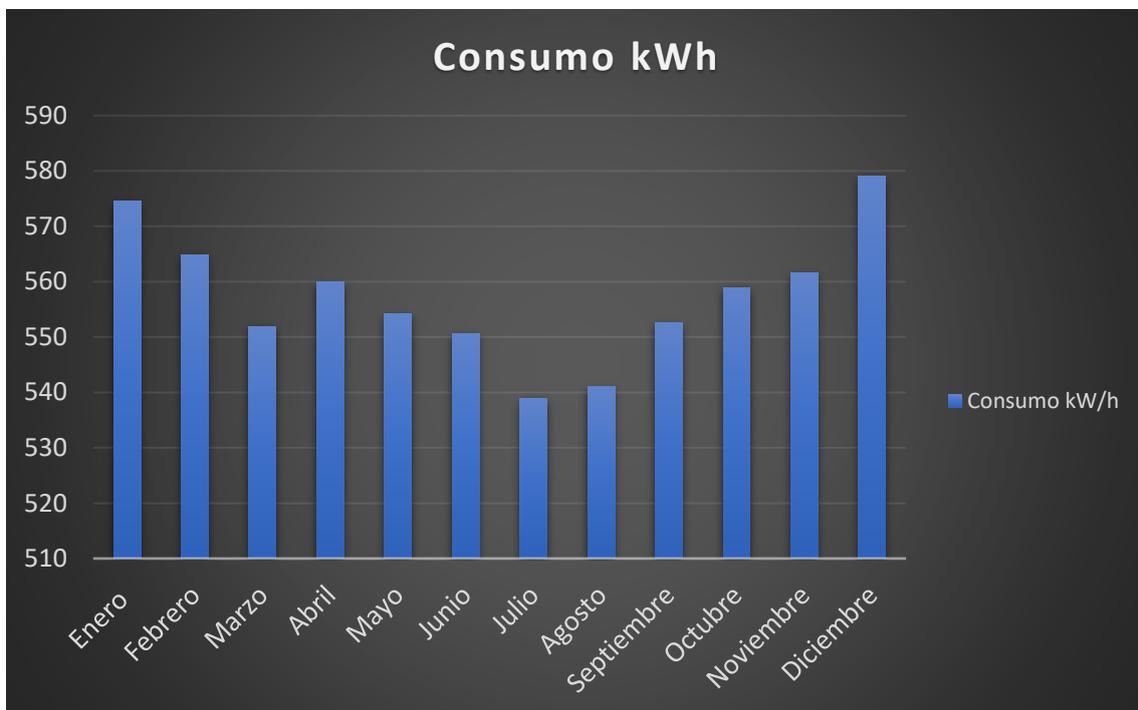
	Abril		Mayo		Junio	
	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom
N° días	22	8	23	8	20	10
Potencia	678760,5	254472	682013,25	241672	593055	324690
Potencia Total (Wh)	559939,5		554211,15		550647	

	Julio		Agosto		Septiembre	
	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom
N° días	23	8	22	9	21	9
Potencia	669478,25	228632	640370,5	261261	626907,75	294021
Potencia Total (Wh)	538866,15		540978,9		552557,25	

	Octubre		Noviembre		Diciembre	
	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom	Lun-Vie	Sab-Dom
N° días	23	8	21	9	23	9
Potencia	691213,25	240422	636462,75	299421	672813,25	292221
Potencia Total (Wh)	558981,15		561530,25		579020,55	

Aquí tenemos el número de días que hay cada mes de las dos secciones que hemos estimado los consumos, cada día esta multiplicado por el consumo correspondiente al mes y al final se suman estas dos potencias obtenidas para tener una potencia consumida cada mes. Ahora expondremos en una tabla más visual el consumo de cada mes.

Consumos kWh	
Enero	574,54215
Febrero	564,8712
Marzo	551,91615
Abril	559,9395
Mayo	554,21115
Junio	550,647
Julio	538,86615
Agosto	540,9789
Septiembre	552,55725
Octubre	558,98115
Noviembre	561,53025
Diciembre	579,02055

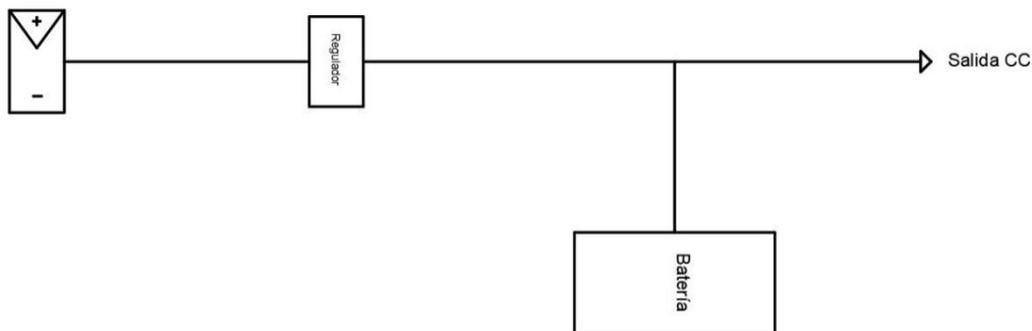


En esta grafica observamos como los meses de verano son los que menos consumo tenemos y los meses de mayor consumo son los meses de invierno. Por ello como se ha explicado en los cálculos justificativos se ha elegido una inclinación de 0° para que los meses de invierno tengamos más producción. La inclinación de 0° se debe como se ha explicado con anterioridad, a la latitud de nuestra instalación y a la irradiancia más optima determinada con el PVGIS.

4. Planteamiento de posibles soluciones

Para la realización de la instalación propuesta para seis viviendas aisladas de red eléctrica, encontramos en concreto 4 posibles soluciones. A continuación, vamos a detallar cada una de ellas, de tal forma que podamos establecer seguidamente la solución más óptima para una instalación como la nuestra, de uso doméstico.

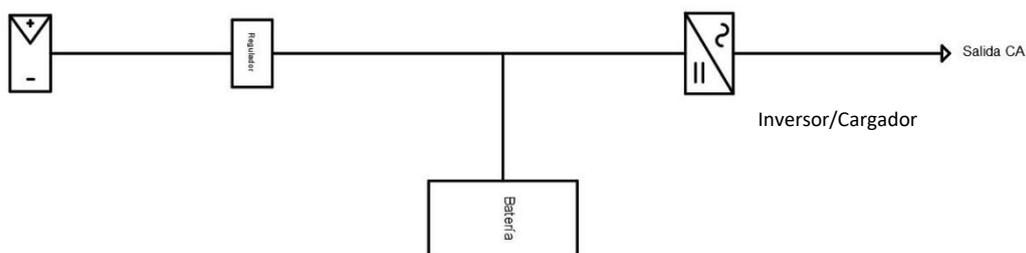
En primer lugar, nos encontramos con un sistema en CC que sigue el siguiente esquema:



Como podemos observar, este sistema solo emplea tres elementos. Placas solares, regulador MPPT y baterías, siendo su principal característica la NO transformación de la corriente continua en alterna.

Este es un método muy empleado en granjas o en distintos campos de regadío donde la mayoría de las bombas de riego funcionan en CC, de tal forma que no necesitan transformar en alterna la energía producida por los paneles solares, tan solo un regulador que maximice y controle la tensión que le llega al motor conectado a la salida de estos. Además, deberemos de tener en cuenta una autonomía de las baterías de al menos 5 días, lo cual, aunque ahorramos en Inversores y su respectivo cableado y protecciones, las baterías siguen siendo el mayor porcentaje del presupuesto de cualquier instalación fotovoltaica por lo que este tipo de instalaciones solo tiene sentido para establecimiento y localizaciones como las mencionadas anteriormente.

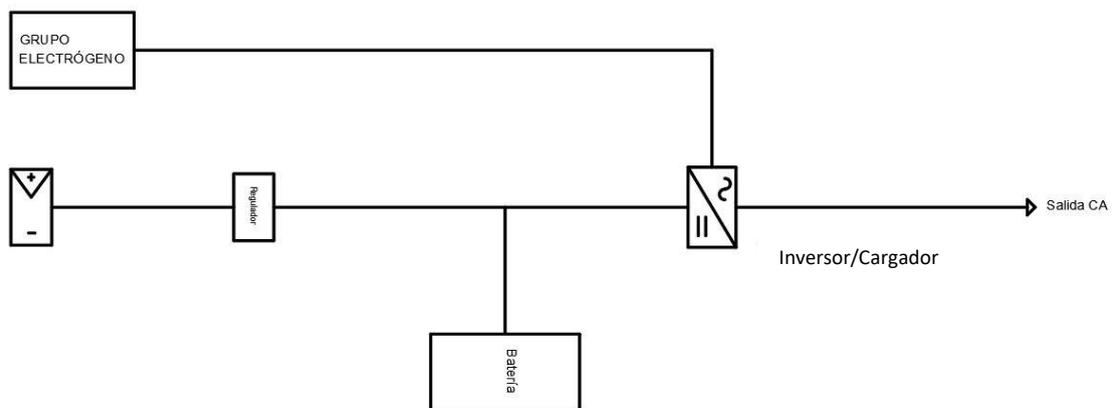
En segundo lugar, nos encontramos con un sistema que tiene salida en CA, su esquema es el siguiente:



En este sistema como podemos observar, su salida es en CA por lo que la única diferencia que apreciamos realmente es la implementación de inversores a la salida de los reguladores, para poder transformar en CA la corriente generada por los reguladores.

Este tipo de instalaciones son las más empleadas en localizaciones donde el combustible es caro, y resulta más rentable tener un mayor número de baterías que tener un grupo electrógeno conectado al inversor. Por lo general, estas instalaciones tienen todo tipo de aplicación, aunque su principal destino suele ser para uso doméstico en viviendas. Su principal inconveniente es que el presupuesto de las baterías es bastante elevado debido a que se requiere al menos de 5 días de autonomía, aunque este valor variara según la región donde se sitúe nuestra instalación.

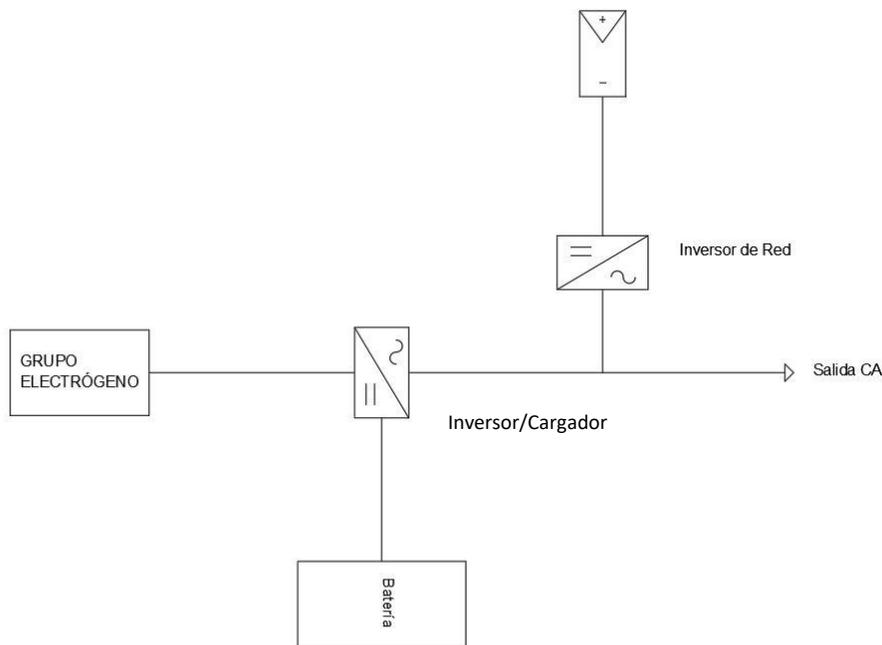
En tercer lugar, tenemos un sistema que tiene salida en CA, y su esquema es el siguiente:



Como podemos observar en este esquema, a diferencia de la anterior solución, esta emplea un grupo electrógeno como suplemento a las baterías y un Inversor/cargador. De esta forma conseguimos una reducción en el número de baterías, ya que teniendo un grupo electrógeno solo necesitaremos baterías que nos suministren dos días de autonomía, lo que reduce notablemente el presupuesto y por lo tanto el retorno de la inversión, resultando como contrapartida de las baterías, el presupuesto del grupo electrógeno es notablemente inferior al de las baterías, y además se ve beneficiado si el país donde se realiza la instalación es un país petrolero. Asimismo, este tipo de sistemas se emplean en gran medida en fábricas industriales, centros comerciales, y en menor medida en viviendas, aunque es un sistema más común de ver en país latinoamericanos.

Como podemos observar, el sistema funcionaría de forma normal al anteriormente mencionado, tan solo tendríamos diferencia en que cuando las baterías lleguen al nivel máximo de descarga (70%), entraría el grupo electrógeno en funcionamiento y suministraría energía a las viviendas y además se encargaría de cargar las baterías a través del Inversor.

En cuarto lugar, encontramos una solución parecida a la anterior, pero con una pequeña diferencia que es empleada principalmente en sistemas solares de mayor envergadura:



Normalmente en instalaciones solares de grandes dimensiones, se suele transformar la corriente continua a corriente alterna directamente, de esta forma obtenemos una mayor eficiencia al convertir más rápidamente la energía de CC a CA. El inversor de red convierte directamente la energía solar en CA. Este inversor requiere una “red”, proporcionada por un Inversor/Cargador. Cualquier exceso de energía solar (la que no está siendo utilizada por los dispositivos CA) se utiliza para cargar las baterías.

En resumen, tan pronto como los paneles solares recogen energía, el inversor de red la convierte en corriente alterna. El generador suministra su corriente alterna directamente al inversor/cargador. El Inversor/Cargador arranca y detiene automáticamente el generador, mientras maximiza el uso de la energía solar.

Esta es la nueva tendencia de las grandes industrias que está implementando paneles fotovoltaicos como suministro energético de su instalación, no obstante, estos inversores de red están más enfocados para instalaciones de gran envergadura.

4.1 Planteamiento elegido

En Ecuador, la marca más empleada para este tipo de instalaciones es Victron Energy, por lo tanto, se solicitó toda la información posible referente a elementos técnicos que esta marca proporciona. Por este motivo, ante el planteamiento elegido, debemos explicar en primer lugar la diferencia entre los dos tipos de Inversores/Cargadores existentes. Por un lado, tenemos el Inversor Multiplus-II de Victron, y por otra parte el Inversor Quattro.

El inversor Multiplus-II regula automáticamente el arranque/parada del generador, mientras maximiza el uso de la energía solar y garantiza una larga vida a la batería. Además, cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el MultiPlus-II compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduzca la carga, la potencia sobrante se utilizará para recargar el banco de baterías.

Esta función se encuentra en el Multiplus-II y en el Quattro y permite no sobredimensionar el generador para los posibles picos de potencia que existan.

El inversor Quattro es un MultiPlus-II con un conmutador de transferencia incorporado al que se conecta tanto la red eléctrica como un generador. De esta manera se automatiza completamente el proceso de conmutación entre la red eléctrica y el generador.

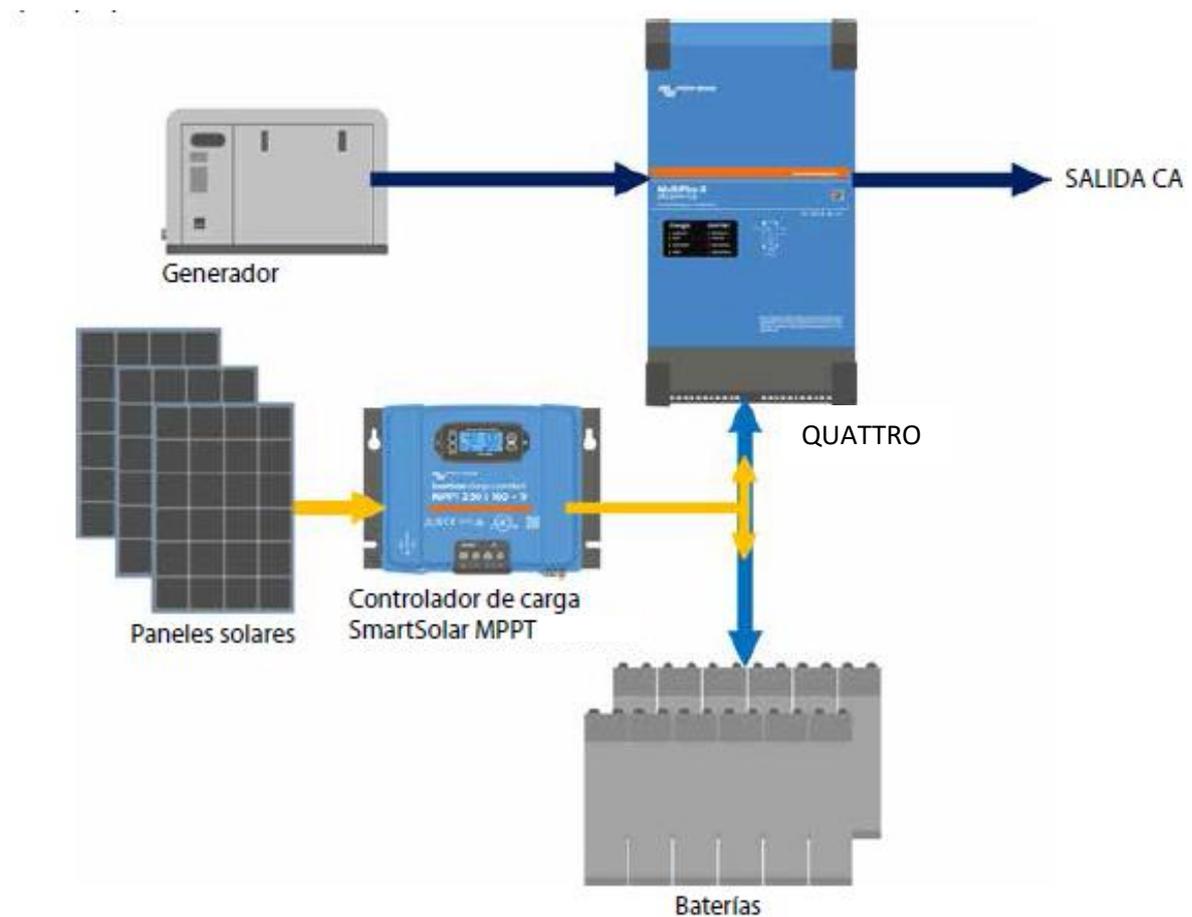
La gran diferencia estriba en que el Quattro admite dos fuentes CA, y alterna una con otra en base a unas reglas inteligentes. Incorpora un conmutador de transferencia. El MultiPlus-II sólo admite una fuente CA.

Una vez aclarada la diferencia existente entre los dos tipos de Inversores/cargadores, establecemos el uso de Inversor/cargador Quattro, ya que al ser de mayor potencia y tener mejor eficiencia, nos permitirá emplear un menor número de inversores, así como tener un mejor aprovechamiento de la energía generada.

Empero, la solución que hemos decidido adoptar también está basada en el emplazamiento de nuestra instalación. Como menciono más adelante, Ecuador es un país petrolero, por lo que el combustible fósil de cualquier tipo es muy económico. Antiguamente, el petróleo estaba incluso subvencionado por el estado, lo que lo hacía más económico si cabe. Además, el emplazamiento al situarse prácticamente en una latitud 0° (en el ecuador del planeta) favorece una mejor irradiancia sobre las placas, siendo esta casi perpendicular a ellas.

Asimismo, haciendo un estudio de las condiciones climáticas de nuestro emplazamiento nos damos cuenta de que no requerimos de un elevado número de horas de batería ya que tenemos una climatología muy favorable. Por todo lo

anteriormente mencionado vamos a emplear la solución número 3 que emplea generador, paneles solares y baterías con una autonomía de 2 días aproximadamente. Para ello haremos uso de varios inversores/cargadores Victron Quattro (haciendo uso tan solo de una de las dos entradas en CA de las que dispone) y del controlador de carga SmartSolar MPPT de Victron, ya que es el más empleado para este tipo de potencias, y al ser del mismo fabricante es más sencilla su configuración. Su esquema es el siguiente:



Configuración elegida (Fuente catálogo de Victron)

4. 2 Descripción detallada de la solución adoptada

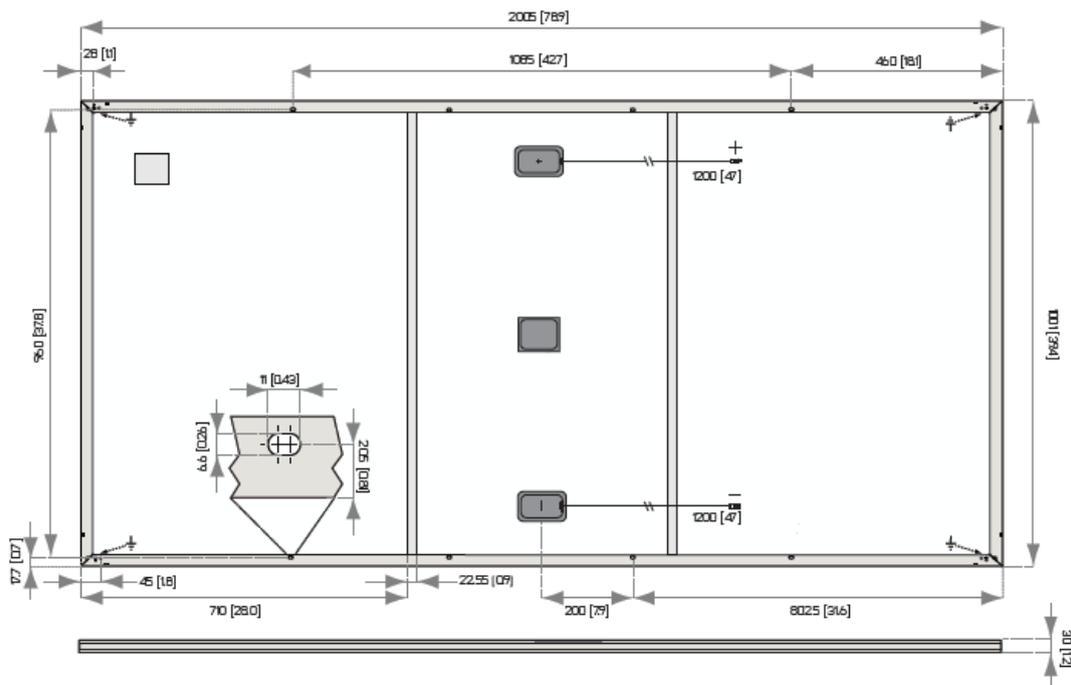
La instalación que vamos a realizar por lo tanto es: una instalación para seis viviendas de uso doméstico, es decir, 6 viviendas unifamiliares donde en cada una de ellas se supone que vive una familia de 4 personas. Por ello la instalación tendrá como finalidad suministrar la energía demandada de 6 viviendas unifamiliares durante todo el año sin necesidad de estar conectado a la red. Para poder abastecer de una manera satisfactoria las seis viviendas hemos dimensionado la instalación de la siguiente manera:

- Dispondremos de un total de 90 paneles solares de REC modelo “PANEL REC POLICRISTALINO 355WP TWINPEAK 2S (144 MEDIAS CÉLULAS)” que en total tendremos una potencia instalada de 31,95 kWp para las cuatro viviendas, 15 paneles para cada vivienda con una potencia de 5,325 kWp.
- 72 Baterías “Elemento transparente 2V 16 RES OPzS 2970 (C48) SUNLIGHT” que serán suministradas por Technosun. De esas 72 baterías, 24 vasos serán para cada dos viviendas.
- 3 Reguladores Maximizadores “SmartSolar – Victron Energy MPPT 250/70”, 1 elementos para cada vivienda
- 3 Inversores Cargadores de 12000W a 48V y 200A modelo “QUATTRO 48/15000/200-100/100 Victron”
- GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL 60Hz

4.3 Descripción de los equipos seleccionados

4.3.1 Módulos solares

Los módulos solares que hemos elegido para esta instalación son los “Módulos REC TWINPEAK 2S 72 SERIE”, panel de silicio policristalino con 144 células PERC multicristalinas cortadas por la mitad, 6 cadenas de 24 células en serie tienen una potencia de 355 Wp, 9,09 Ap a 39,1 Voltios pico. Las dimensiones de la placa son las siguientes: 2005x1001x30 mm con un peso total de 22 kg. La vista genérica de cómo es el panel es la siguiente con todos sus componentes:



Dimensiones en mm [in]

A continuación, les proporcionamos los datos que nos proporciona el fabricante, que como pueden observar tenemos este modelo de placa para diferentes potencias, la que hemos elegido nosotros es la placa de *Potencia Máxima = 355 Wp*.

Características eléctricas A-290P GSE	
Potencia Máxima (Pmax)	355 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	39,1 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9,09 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,8 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	9,78 A
Eficiencia del Módulo (%)	17,7
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	25
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000V(IEC)/DC 1500V(UL)
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	44,6°± 2°

El fabricante nos proporciona una garantía contra defectos de fabricación de 10 años y por lo que respecta a la eficiencia de la placa, es decir, el rendimiento tenemos una garantía de 25 años.

4.3.2 Baterías

Las baterías es elemento de nuestra instalación encargado de almacenar la energía que producimos mediante las placas. Las baterías que elegiremos serán las proporcionadas por el fabricante "Sunlight" y el modelo "RES OPzS 2970".

Son vasos de 2 voltios por lo que para tener la tensión de trabajo adecuada nos harán falta 24 módulos de estos en serie. La instalación esta dimensionada para que las baterías nos proporcionen energía durante 2 días, es decir, en caso de estar nublado y no producir energía mediante las placas, tendremos 2 días de autonomía con el número de baterías que hemos dimensionado.



En estas imágenes observamos como son los vasos de 2V de baterías y su conexión en serie.

4.3.3 Reguladores

Los reguladores que hemos elegido para nuestra instalación son los del fabricante Victron Energy con el modelo “Regulador maximizador SmartSolar – Victron Energy MPPT 250/85”. Este regulador nos permite conectar las baterías a 48V que es lo que hemos elegido en nuestra instalación y además nos proporciona una tensión máxima de campo de 245 V en corriente continua y una intensidad de cortocircuito del campo máximo de 85 A. Las dimensiones de este elemento son 246 x 295 x 103 mm y con un peso de 4,5 kg.



Especificaciones Técnicas	
Tensión nominal de la batería	12,24,36,48 V CC
Tensión máxima del campo FV (en funcionamiento)	245 V CC
Tensión máxima de circuito abierto del campo FV	250 V CC
Intensidad de cortocircuito del campo máximo	85 A CC
Tamaño mínimo y máximo de los cables de los conductos	2,5-10 mm ²
Consumo total durante el funcionamiento	1 W (tara)
Método de regulación cargador	Tres etapas (bulk, absorción, flotación), Dos etapas (bulk, absorción)
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	246 x 295 x 103 mm
Peso (controlador)	4,5 kg
Montaje	Montaje vertical en pared
Garantía estándar	5 años

Especificaciones técnicas regulador

Aquí podemos observar las especificaciones que nos da el fabricante y una imagen de cómo es físicamente el regulador, en nuestro caso nos harán falta 1 reguladores por vivienda que más adelante en los anexos expondremos los cálculos realizados para llegar a este número de inversores.

4.3.4 Inversores

El modelo de inversor que hemos elegido es un “Inversor cargador de 12000W a 48V y 70A modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100 Victron”. Este inversor tiene la función de cargador lo que es requerido en instalaciones de este tamaño. Permite la instalación de diez unidades en paralelo y tiene posibilidad de configurar salidas en trifásica y capacidad para trabajar en aislada o conectado a red. En nuestro caso utilizaremos uno para cada 2 casas, aunque las salidas de todos irán a la misma Caja Principal de esta forma en caso de fallo de un inversor las 6 viviendas podrán tener un abastecimiento mínimo, aunque esto está justificado en el anexo de los cálculos justificativos.



Quattro	48/5000/70-100/100 120 V
Power control /Power Assist	Sí
Comutador de transferencia integrado	Si
2 entradas CA	Rango entrada: 187-265 VAC Frec. Entrada: 45-65 Hz FP: 1
Corriente máxima (A)	2x100
Inversor	
Rango de tensión de entrada (V CC)	38 – 66
Salida	Rango de tensión de entrada 120 VAC ± 2% Frecuencia: 60 Hz ± 0,1%
Potencia cont. Salida a 25 °C (VA)	15000
Potencia cont. Salida a 25 °C (W)	12000
Potencia cont. Salida a 40 °C (W)	10000
Pico de potencia (W)	25000
Eficacia máxima (%)	96
Consumo en vacío (W)	110
Consumo en vacío en modo ahorro (W)	75
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	20

Tabla características Inversor

Aquí podemos ver la información que nos da el fabricante, en el catálogo que adjuntamos en el anexo, corresponderá a la 5ª columna. Además, tener en cuenta que tal y como especifica el fabricante es posible configurar el inversor a 60Hz, dato muy importante ya que en Ecuador se emplea 120 V/ 60 Hz.

4.3.5 Grupo Electrónico

El grupo electrónico será el encargado de abastecer la energía a las viviendas cuando las baterías estn descargadas y, además, también cargar estas. Por ello necesitamos un equipo que sea capaz de abastecer a las 6 viviendas y además cargar las baterías que tenemos. Los cálculos para la elección del grupo electrónico estn en el anexo. El grupo electrónico que elegiremos es el siguiente, GRUPOS ELECTRÓGENOS Inmensa ID-050-GAMA INDUSTRIAL 60 Hz insonorizado.



Grupo Electrónico Diésel	
Modelo	ID-050-GAMA INDUSTRIAL
Revoluciones / frecuencia	1800 rpm / 60Hz
Potencia principal (kW/kVA)	41,0/51,2
Voltaje, fases y cableado	220/120 V, 3 fases y 4 cables
Factor de potencia	1/220 0.8/380
Tipo insonorización	Insonorizado
Dimensiones (L x W x H) (mm)	2000x950x1253
Peso (kg)	962
Nivel Sonoro dB	66

Especificaciones Grupo Electrónico

Es necesario tener en cuenta que la frecuencia empleada en Ecuador es de 120V/60 Hz, por lo que nuestro Grupo Electrónico deberá arrojar al inversor una corriente trifásica en esa frecuencia, ya que el inversor se encontrará configurado a 60 Hz.

4.3.6 Cableado

En nuestra instalación vamos a utilizar cables de cobre, ya que tiene mayor conductividad. La sección de los cables empleados está calculada en el apartado de cálculos donde especificamos las secciones necesarias para cada tramo. Los cables que necesitaremos instalar y por tanto dimensionar serán los siguientes:

- Placas - Stringbox
- Stringbox - Regulador
- Regulador – Batería
- Batería - Inversor
- Inversor - CGMP
- Grupo Electrónico - Inversor
- Grupo Electrónico – CGMP

Los conductores que seleccionemos tienen que cumplir las especificaciones de caída de tensión, calentamiento, cortocircuitos y pérdida de potencia. El tipo de conductor que elegiremos tendrá una tensión asignada de 0.6/1 kV como se indica en la ITC-BT-20 y será del tipo RV-K.

Las secciones que hemos calculado en el anexo, así como el cableado total requerido para cada sección de nuestra instalación son los siguientes:

Sección (mm ²)	Longitud (m)
10	160,212
16	520,432
25	14,4
35	26,079
50	18,3
70	62,872
95	29,318
120	67,8502
240	379,6437

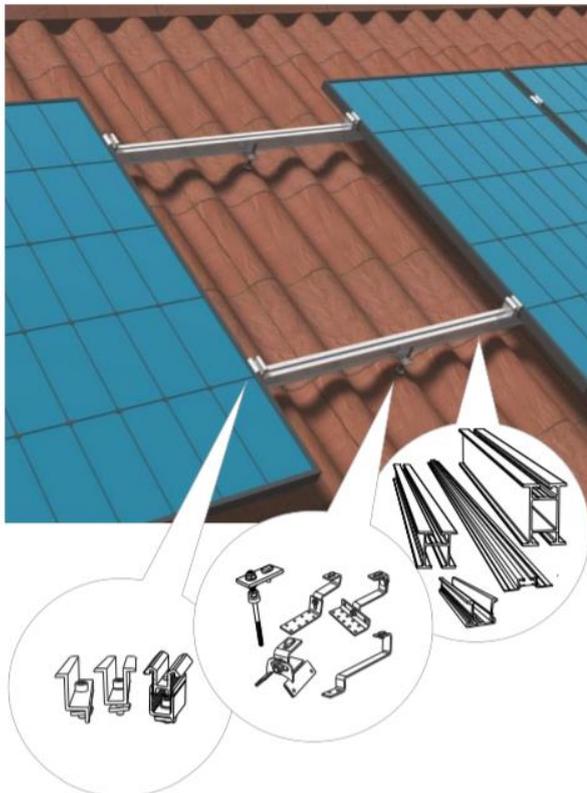
El cableado entre las placas que vamos a utilizar será el proporcionado por el fabricante de las placas con una sección de 4mm², cables que están pensados exclusivamente para las condiciones de una instalación fotovoltaica con garantía de servicio durante 30 años.

4.3.7 Estructura

Las estructuras que elegiremos serán las de la marca SOLARSTEM que está incluido en nuestro proveedor de inversores, baterías, placas y reguladores (Grupo JAB). La finalidad de estas estructuras es permitir el acople de placas en una posición paralela a la superficie donde desea ponerse. Las estructuras de SOLARSTEM están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas. Los materiales empleados son el Aluminio 6082 y templado T6 (normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es galvanizada o de acero inoxidable y cumple la Norma MV-106.

Las estructuras que elegiremos serán las “Rieles en paralelo” en las que para cada estructura soportara 3 placas. Aquí una imagen de como son los soportes elegidos:

ORROW



- Sistema coplanar con dos perfiles portantes por cada fila de módulos.
- El sistema es indicado cuando los perfiles pueden fijarse libremente en cualquier punto de la cubierta.
- En algunos casos se puede compartir los perfiles portantes entre filas de módulos.
- Sujeción con fijaciones a correas, ganchos salva-teja o directamente a cubierta con perfiles **Direct**.
- Posibilidad de configurar la estructura con la aplicación de autoconfiguración.



4.3.7.1 Superficie Ocupada

Por lo que respecta a la superficie ocupada por las placas, las placas irán en el suelo de un descampado en el que se tendrá que hormigonar para poder poner los soportes de las placas. Todas las placas estarán en este terreno por lo que no hará falta un estudio de sobrecargas en estructuras.

Dispondremos las placas sobre la superficie en filas de una placa por quince de largo, y un total de 6 filas. De este modo teniendo en cuenta las dimensiones de las placas el espacio que tendrá que haber entre filas será de 2 metros y cada 5 paneles en serie una separación de 0,5 metros para permitir el paso de los conductores al string box. Todos estos cálculos están reflejados en el anexo, apartado de cálculos más adelante.

En referencia al espacio ocupado por las placas más el perímetro de seguridad más el perímetro de protección contra sombras más el cuarto de elementos, tendremos un total de 1191,745 m² con una superficie por placa de 6,62 m².

4.3.8 Protecciones

También necesitaremos de protección en nuestra instalación fotovoltaica por lo que cada elemento dispondrá de su respectiva protección. Esto se hace para posibles fallos en la red como subidas de tensión o sobreintensidades los equipos no sufran daños y con el simple hecho de cambiar un fusible volver a tener la instalación a pleno rendimiento.

Lo que haremos para cada elemento de la instalación es dotar de fusibles y así conseguiremos más fiabilidad en nuestra instalación. Los fusibles que hemos calculado en el anexo son los siguientes:

	Placas-String Box 1					
	1	2	3	4	5	6
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	65
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xlz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	94,25
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	10

Fusibles placas-string box

	Placas-String Box 2					
	7	8	9	10	11	12
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	65
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xlz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	94,25
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	10

Fusibles placas-string box

	Placas-String Box 3					
	13	14	15	16	17	18
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	87
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xlz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	126,15
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	16

Fusibles placas-string box

String Box 1 – Regulador 1	
I_b	54,5
I_z	110,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	159,5
Sección (mm²)	25

Fusibles stringbox-regulador

String Box 1 – Regulador 2	
I_b	54,5
I_z	214,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

Fusibles stringbox-regulador

String Box 1 – Regulador 3	
I_b	54,5
I_z	301,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	436,45
Sección (mm²)	120

Fusibles stringbox-regulador

Regulador 1 – baterías	
I_b	85,0
I_z	167,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	242,15
Sección (mm²)	50

Fusibles regulador-baterías

Regulador 3 – baterías	
I_b	85,0
I_z	259,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	375,55
Sección (mm²)	95

Fusibles regulador-baterías

Regulador 2 – Baterías	
I_b	85,0
I_z	214,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

Fusibles regulador-baterías

Batería 1 – Inversores 1	
I_b	85,0
I_z	167,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	242,15
Sección (mm²)	50

Fusible batería-Inversor

Batería 2 – Inversores 2	
I_b	85,0
I_z	214,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

Fusible batería-Inversor

Batería 3 – Inversores 3	
I_b	85,0
I_z	259,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	375,55
Sección (mm²)	95

Fusible batería-Inversor

4.3.9 Puesta a tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

Esto quiere decir que aquella parte conductora del circuito no perteneciente al circuito eléctrico está unida, a través de un conductor, a la tierra para que, en caso de una derivación imprevista de la corriente o de una falla de los aislamientos, las personas no se electrocuten al entrar en contacto con los dispositivos conectados a dicha instalación.

En nuestro caso nuestra puesta a tierra estará compuesta por 4 picas de cobre de 2 metros de longitud en la que se encontraran a 45,5 metros conectadas con conductores de cobre desnudo cuya sección será de 16mm² obtenida de la tabla 1 presente en el ITC BT 18, por estar enterrados y protegidos contra corrosión.

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = \frac{50}{2,005} = 24,937 \Omega$$

Como instalaremos 4 picas en nuestro terreno:

$$R_{picas} = \frac{24,937}{4} = 6,23 \Omega$$

Por lo que nuestro sistema de puesta a tierra lo determinaremos de la siguiente manera:

$$R_{conductor} = \frac{2 * \rho}{L} = \frac{2 * 50}{45,5} = 2,19 \Omega$$

Por lo que la resistencia de nuestro sistema de puesta a tierra será de:

$$R_{PT} = 1,62 \Omega$$

Los cálculos justificativos se encuentran en el anexo con los cálculos justificativos de la instalación.

5. Mantenimiento

5.1 Aspectos Generales

El mantenimiento que se requiere para las instalaciones fotovoltaicas es bastante sencillo, aunque si no se le aplica el mantenimiento adecuado podría tener problemas a plazos cortos.

Algunas tareas de mantenimiento deben llevarse a cabo ya que el incumplimiento de estas podría hacer que el rendimiento de nuestra instalación se redujese bastante como también puede provocar que algunos de nuestros elementos se deterioren con más facilidad y se acorte su vida útil.

5.2 Mantenimiento de las placas fotovoltaicas

El mantenimiento básico que se tendrá que realizar para los paneles fotovoltaicos será el siguiente.

- Limpiar sistemáticamente la cubierta frontal de vidrio del panel solar fotovoltaico (se recomienda que el tiempo entre una limpieza y otra se realice teniendo en cuenta el nivel de suciedad ambiental, se aconseja cada dos meses). La limpieza debe efectuarse con agua y un paño suave; de ser necesario, emplee detergente.
- Verificar que no haya terminales flojos ni rotos, que las conexiones estén bien apretadas y que los conductores se hallen en buenas condiciones. En caso de detectar anomalías, contacte al personal especializado.
- Verificar que la estructura de soporte esté en buenas condiciones.
- Tratar de evitar que elementos exteriores produzcan sombra sobre los paneles ya que esto hará que no tengamos un buen rendimiento en nuestra instalación.

5.3 Mantenimiento de la batería de acumulación

La batería de acumulación es el elemento de los sistemas solares fotovoltaicos de pequeña potencia que representa mayor peligro para cualquier persona necesitada de manipularla (aunque sea para un mantenimiento básico), tanto por sus características eléctricas como por las químicas. Por tanto, antes de brindar las reglas de mantenimiento básico se exponen los riesgos fundamentales que pueden ocurrir, así como algunas recomendaciones y consideraciones que deben tenerse en cuenta para evitar accidentes. Los riesgos son los siguientes:

- Riesgo del electrólito:

El electrolito utilizado en las baterías de plomo-ácido es ácido diluido con lo que puede causar irritaciones o quemaduras al contacto con la piel y ojos, por ello el especial cuidado que se debe tener.

- Riesgo eléctrico:

Las baterías pueden presentar riesgos de cortocircuitos por lo que para manipularlas se deberán tener algunas precauciones como evitar relojes, anillos y todo objeto metálico de adorno para evitar cualquier contacto accidental con los bornes de las baterías, también utilizar herramientas con mangos aislados eléctricamente.

- Riesgo de incendio:

Las baterías también presentan riesgos de explosión por lo que se recomienda:

- Que se proporcione una buena ventilación al lugar donde están ubicadas las baterías para que se evite la acumulación de gases explosivos
- No fume en el área donde está ubicada la batería ni prenda chispas para observar el nivel del electrólito
- Mantener el área de la batería fuera del alcance de llamas, chispas o cualquier otra fuente que pueda provocar incendio
- No provocar chispas poniendo en cortocircuito la batería para comprobar su estado de carga

Explicados los riesgos que pueden tener las baterías vamos a indicar el mantenimiento básico que se debería aplicar a las baterías:

- Que el lugar donde estén las baterías este bien ventilado y que no reciban rayos solares.
- Que se mantenga el nivel del electrólito en los límites adecuado
- Limpiar la cubierta superior de la batería y que se protejan los bornes de conexión con gras antioxidante para evitar la sulfatación

- Verificar que los bornes de conexión estén bien apretados
- Verificar que el uso de las baterías es el adecuado

5.4 Mantenimiento del inversor y regulador

El mantenimiento del inversor y regulador es bastante sencillo por lo que deberemos tener en cuenta que el área donde estén ubicados este limpia, seca y bien ventilada, además de estar protegida de los rayos solares. Como es lógico también tendremos que comprobar que el funcionamiento del inversor y del regulador es el normal, es decir, que no se producen ruidos extraños ni cualquier cosa que no sea usual en su funcionamiento.

5.5 Mantenimiento del cableado

Las tareas que se realizarán a cabo para el mantenimiento del cableado serán las siguientes:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión

5.6 Mantenimiento de las protecciones

Las protecciones son otro de los puntos clave de la instalación, debido a que un fallo en estos elementos puede provocar un daño material o poner en peligro la integridad de los usuarios de la instalación. Por tanto, algunas de las actividades que se deben llevar a cabo para que esto no ocurra son las siguientes:

- Control del buen funcionamiento de los interruptores.
- Inspección visual del buen estado del conexionado.
- Control del funcionamiento y de actuación de los elementos de seguridad y protecciones como fusibles, puestas de tierra e interruptores de seguridad.

- Realización de pruebas en cada uno de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, debido a que cada uno de ellos lleva incorporado una serie de protecciones.

5.7 Mantenimiento de la puesta a tierra

Para asegurar una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra, debemos de realizar el mantenimiento de esta parte de la instalación. Las actividades para tal fin que se deben realizar son las siguientes:

- Revisión anual en la época en el que el terreno se encuentre más seco.
- Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Medición de la resistividad del terreno.
- Comprobación de la continuidad de la instalación a tierra.
- Comprobación de todas las masas metálicas a tierra.
- Revisión cada 5 años de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

5.8 Mantenimiento estructura de soporte

- Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
- Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.
- Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.
- Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.

6. Estudio de seguridad y salud

6.1 Normativa

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA ha aprobado el REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de Octubre de 1997.

En este Real Decreto se define el nuevo ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD, así como el ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD y el PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.

Según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de seguridad y salud o del Estudio Básico de seguridad y salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatoria en el caso de:

- a) presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 Euros.
- b) duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- c) suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500.
- d) obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En el resto de los proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

6.2 Definición de los riesgos

Analizamos a continuación los riesgos previsible inherentes a las actividades de ejecución previstas, así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Con el fin de no hacer innecesariamente repetitiva la relación de riesgos generales, analizaremos primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra.

De esta forma se pretende, por un lado, hacer operativo este Plan ya que permite una visión general de los riesgos sobre los que habrá que insistir sistemáticamente añadiéndole la actuación sobre otros factores con base a actividades concretas.

6.2.1 Riesgos General

Entendemos como riesgos generales aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este Plan, independientemente de la actividad concreta que realicen. Se prevé que puedan darse los siguientes:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas a distinto nivel (por un hueco, desde plataformas).
- Caída de personas al mismo nivel
- Conjuntivitis por arco de soldadura u otros
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales
- Sobreesfuerzos - Golpes y cortes por el manejo de herramientas
- Proyecciones de partículas a los ojos-
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes
- Golpes contra objetos
- Atrapamiento entre objetos
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atrapamiento por vuelco de máquinas
- Polvo, ruido, etc.

6.2.2 Riesgos específicos

En este apartado hacemos referencia a los riesgos propios de actividades concretas que afectan solo al personal que realiza trabajos en la misma. Este personal estará expuesto a los riesgos generales antes relacionados, más los específicos de su actividad.

Transporte de materiales y equipos

- Desprendimiento y caída de la carga
- Golpes contra partes salientes de la carga
- Vuelcos
- Atropellos de personas
- Golpes de la carga contra elementos de la instalación
- Choques contra otros vehículos o máquinas

Maquinas fijas, herramientas y cuadros eléctricos

- Los característicos de trabajos en elementos con tensión eléctrica en los que pueden producirse accidentes por contactos tanto directos como indirectos.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
- Proyecciones de partículas
- Cortes en manos por manipulación de material residual.

6.3 Medidas de prevención y protección

6.3.1 Medidas preventivas de carácter general

Se adoptarán las medidas preventivas propias de la obra, como son:

- Andamios metálicos.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de toda la nave, encima de la cubierta existente, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.

- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida para cada diente de la nave industrial. Todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento a dichas líneas de vida mientras trabajen sobre la cubierta.
- Escaleras de mano.
- Plataformas de trabajo

El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado.

La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 220 V.

No se podrán establecer conexiones de conductores en los cuadros provisionales de obra sin enchufes macho-hembra.

Las escaleras de mano serán del tipo tijera, con zapatillas antideslizantes y cadena limitadora de la abertura.

Se prohíbe expresamente la formación de andamios utilizando escaleras de mano.

No se podrán utilizar escaleras de mano o andamios de capitel en lugares con riesgo de caídas desde una altura, si antes no se han instalado las redes o protecciones de seguridad correspondientes.

Las herramientas a emplear estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos con energía eléctrica.

Se retirarán inmediatamente las herramientas con el aislamiento defectuoso, cambiándolas con otras en buen estado.

Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica se anunciarán por escrito antes de que empiecen a todo el personal de la obra, para así poder evitar posibles accidentes.

Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos.

Antes de la operación anterior se comprobará la existencia real en las salas del centro de transformación, del taburete y de las perchas de maniobra, extintores de polvo seco, carteles avisadores y botiquín. Los operarios tendrán que llevar los equipos de protección personal.

6.3.2 Medidas preventivas personales

Indicamos la indumentaria para la protección personal, siendo su utilización más frecuente en esta fase de la obra:

- Casco de polietileno homologado para utilizarlo dentro de la obra de forma permanente
- Botas aislantes (CONEXIONES)
- Botas de seguridad
- Guantes aislantes
- Ropa de trabajo
- Faja elástica para la sujeción de la cintura
- Banqueta de maniobra aislante
- Comprobadores de tensión
- Herramientas aislantes

7. Garantía

7.1 Aspectos Generales

Así pues, sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquier de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.2 Plazos

Se garantizará el buen funcionamiento de la instalación durante 3 años para todos los materiales utilizados y para el montaje.

Con respecto de la garantía de los módulos solares, REC ofrece una garantía de estos de 10 años.

Con respecto a garantizar la potencia de los módulos fotovoltaicos, se asegura un funcionamiento de 10 años al 90% y 25 años al 80%, teniendo unas pérdidas de rendimiento anual del 0,7% aproximadamente.

Si hubiera que interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.3 Condiciones Económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.4 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

7.5 Tiempo y lugar de la presentación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador.

Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

8. Estudio Económico

8.1 Coste inicial de la Instalación

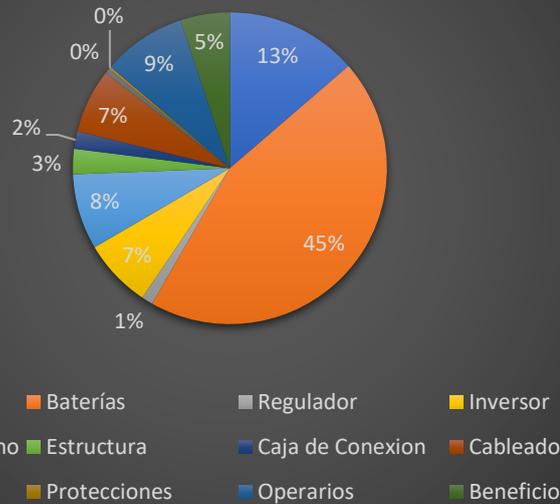
Cabe aclarar que toda la instalación se ha presupuestado en base a precios de catálogos españoles, por lo que la moneda que usaremos será el Euro, pese a que en Ecuador se emplea el Dólar Americano. No obstante, en determinados casos como el coste del kWh se pondrá el valor de referencia de Ecuador en USD, y para el cálculo se hará la conversión en EUR para tener todo el cálculo económico bajo el mismo criterio monetario.

El coste inicial de la instalación es de 124.367,56 € sin IVA por lo que ahora comentaremos este coste y analizaremos el peso de cada elemento al coste final.

Elementos	Precio
Paneles	16.931,28 €
Baterías	55.507,61 €
Regulador	1.463,48 €
Inversor	8.844,41 €
Grupo electrógeno	9.756,78 €
Estructura	3.251,21 €
Caja de Conexión	2.266,31 €
Cableado	8.260,86 €
Puesta a tierra	675,70 €
Protecciones	342,18 €
Operarios	10.729,98 €
Beneficio	6.337,74 €

Este es el resumen de todos los elementos que vamos a utilizar en nuestra instalación, seguidamente analizaremos los costes obtenidos para un mayor entendimiento. Para entender un poco mejor vamos a verlo mejor explicado en un gráfico con porcentajes de cada apartado de nuestro presupuesto.

Porcentaje de Costes



Mirando este grafico observamos que un 58% de la instalación lo cubren ya los paneles y las baterías por lo que es casi el coste de 2/3 de la instalación. Los paneles, aunque han bajado de precio son una parte importante en la instalación, pero lo que más hace que estas instalaciones sean caras es el precio de las baterías que al ser aislada necesitamos alguna manera de almacenar la energía que producimos. Debemos tener en cuenta que solo hemos puesto dos días de autonomía para las baterías, es decir, en otro caso, si hubiéramos elegido 4 días o 5 que es lo más normal (sin comprar un grupo electrógeno) el precio habría sido mucho mayor ya que como vemos el grupo electrógeno solo es un 8% del coste de la instalación.

Si miramos el cableado, puesta a tierra y las protecciones observamos que tienen un peso casi insignificante en la instalación por lo que es de lo que menos nos tiene que preocupar a la hora de intentar ahorrar en este aspecto.

El inversor observamos que tiene un poco menos de peso que el grupo electrógeno, un 7% respecto al coste total por lo que sí que tiene un coste considerable.

Por último, por lo que respecta a los operarios su peso respecto al total de la instalación equivale a un 10% pese a que el coste del montaje es un 9% respecto al coste de todos los materiales. En cuanto a las ganancias de la empresa e instalador serán de un 7% sobre el total del coste de la instalación, aunque el peso real sobre el total de los materiales será de un 5%.

8.2 Rendimiento de la Instalación

En este apartado vamos a ver en cuantos años recuperamos la inversión inicial y que rentable nos saldría nuestra instalación.

Esto lo vamos a realizar calculando los costes que tendrían cada mes las 6 viviendas, es decir, una especie de cálculo de factura de la luz que les costaría en caso de estar conectados a red. Los consumos que tendrá cada vivienda serán los estimados, que están justificados en el estudio energético, y se tendrá en cuenta el precio a la que está la factura de la luz actualmente en el mercado ecuatoriano tal y como se justifica en el Anexo Precio Medio de Energía Facturada de Ecuador, siendo para la provincia de Pichincha donde se sitúa la instalación de 0,09 \$/kWh + Impuestos. En nuestro caso cogeremos un valor de 0,15 €/kWh (incluyendo Impuestos) ya que, aunque el precio de la energía es un poco menor, tendremos en cuenta que en los próximos 15-20 años el precio variara por lo que escogemos un precio un poco mayor. Aquí podemos observar cómo se han realizado los cálculos:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
kWh/mes	3447,253	3389,227	3311,497	3359,637	3325,267	3303,882
precio €/kWh	0,15					
Dinero ahorrado mes	517,088 €	508,384 €	496,725 €	503,946 €	498,790 €	495,582 €
Dinero ahorrado	6019,255 €					

Dinero ahorrado instalación

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
kWh/mes	3233,197	3245,873	3315,344	3353,887	3369,182	3474,123
precio €/kWh	0,15					
Dinero ahorrado mes	484,980 €	486,881 €	497,302 €	503,083 €	505,377 €	521,118 €
Dinero ahorrado	6019,255 €					

Dinero ahorrado instalación

Como observamos el dinero ahorrado cada año son 6019,255€, el que se ve en las tablas es la suma de todo el dinero ahorrado mes a mes por lo que este sería el dinero que dejaríamos de pagar cada año si tuviéramos nuestra instalación funcionando.

Ahora lo que pasaremos a observar es en cuantos años nos saldría rentable nuestra instalación, es decir, en cuantos años con el dinero que nos ahorramos cada año habríamos pagado nuestra instalación y estaríamos aprovechando su uso con coste cero.

Año	Dinero ahorrado por año	Total ahorrado	Inversión	Rentable
1	6019,26	6019,26	124.367,56 €	No Rentable
2	5977,12	11996,38		No Rentable
3	5935,28	17931,66		No Rentable
4	5893,73	23825,39		No Rentable
5	5852,48	29677,87		No Rentable
6	5811,51	35489,38		No Rentable
7	5770,83	41260,21		No Rentable
8	5730,43	46990,64		No Rentable
9	5690,32	52680,96		No Rentable
10	5650,49	58331,45		No Rentable
11	5610,94	63942,39		No Rentable
12	5571,66	69514,04		No Rentable
13	5532,66	75046,70		No Rentable
14	5493,93	80540,63		No Rentable
15	5455,47	85996,10		No Rentable
16	5417,28	91413,38		No Rentable
17	5379,36	96792,74		No Rentable
18	5341,71	102134,45		No Rentable
19	5304,31	107438,76		No Rentable
20	5267,18	112705,95		No Rentable
21	5230,31	117936,26		No Rentable
22	5193,70	123129,96		No Rentable
23	5157,35	128287,31		Si Rentable
24	5121,24	133408,55		Si Rentable

Rentabilidad instalación

Observamos que a partir del 23 año, empezaría a ser rentable nuestra instalación. Si observamos bien el porcentaje de costes, el mayor coste sobre la instalación es el de las baterías, por lo que si quitáramos este coste que es aproximadamente 55.508€ observamos que la inversión sería alrededor de 68.859€ por lo que en 12 años habríamos recuperado la inversión, es casi la mitad de tiempo. Este coste de las baterías es el que hace que estas instalaciones aún no se estén haciendo más en Ecuador, ya que como podemos observar en lo comentado anteriormente, y en la tabla de Retorno de la Inversión, existen dos factores muy importantes en Ecuador, la primera sería las inexistentes ayudas a este tipo de instalaciones, lo cual hace que la instalación tenga un retorno de muchos años. La segunda va ligada a la primera y es el bajo precio de la electricidad en el país. Pese a que, en Ecuador, aún no está regulado de forma precisa la venta de energía, la mayor parte de este tipo de instalaciones son para pequeñas y medianas industrias donde el consumo de sus naves industriales justificaría la inversión, ya que el retorno requiere de un menor número de años. No obstante, en estos lugares se emplean grupos electrógenos en mayor cantidad que baterías, ya que, al ser un país petrolero, les sale más rentable. Por todo esto, este tipo de instalaciones a nivel doméstico solo tiene sentido en algunas zonas del país donde no llega energía eléctrica.

8.3 Coste Vatio Pico Instalado

En este apartado calcularemos el precio del Wp instalado en nuestra instalación. Este dato nos va a servir para ver si nuestra instalación está en unos costes razonables respecto a cómo se mueve el mercado. Lo calcularemos de la siguiente manera:

1. Obtendremos el coste total de la instalación (ya obtenido anteriormente).
2. Wp total de la instalación (Wp de cada placa por todas las placas en la instalación).

$$\begin{aligned} \text{Coste } W_{pico} &= \text{Coste Total} / W_{pico \text{ de la instalación}} = \\ 124.367,56 \text{ €} / 31.950 \text{ kWp} &= 3,89 \text{ €/kWp} \end{aligned}$$

Observando el resultado se puede vislumbrar que el coste de la instalación es algo elevado, ya que lo ideal sería que se situara en torno a 3 €/kWp.

8.4 Coste del kWh Generado

En este apartado vamos a calcular el precio que nos cuesta producir nuestra electricidad, es decir, el coste del kWh generado. Para obtener este valor se necesita aplicarlos a un espacio de tiempo determinado. En este espacio de tiempo se tendrán en cuenta el coste inicial de la instalación, el coste de reposición de los elementos que deban ser sustituidos en su tiempo considerado, la energía generada y la energía aprovechada.

En este caso nos situaremos en dos escenarios posibles primero en un escenario de 25 años y seguidamente se contrastará con un escenario de 40 años.

Coste del kWh Generado en 25 años

En este escenario poniéndonos en el caso más desfavorable deberemos tener en cuenta, como se ha expuesto anteriormente, los siguientes costes:

- Coste inicial de la instalación
- Coste reposición de los elementos que deban ser sustituidos en el tiempo considerado
- Energía generada y energía aprovechada

En este escenario los fabricantes de las placas nos dicen que en 25 años la placa perderá el 17,5% del rendimiento (en torno a un 0.7% cada año) y aproximadamente las baterías, inversores y reguladores se tendrán que cambiar a los 15 años, por lo que nos quedaría un coste total de:

$$\begin{aligned} \text{Coste total sin Iva} &= \text{Coste inicial} + \text{Inversores} + \text{Reguladores} + \text{Baterías} + \text{Montaje} \\ &= 124.367,56\text{€} + 8.844,41\text{€} + 1.463,48\text{€} + 55.507,61\text{€} + 10.729,98\text{€} \\ &= 200.913,05\text{€} \end{aligned}$$

Seguidamente, para obtener la energía producida en la zona se obtiene a partir de las horas solares pico por año, que en nuestro caso serán de 2160 horas/año ya que cuanto más próximos estemos al Ecuador más número de horas solares pico tendremos. Por lo tanto, la producción acumulada en los 25 años será de:

$$kWh \text{ totales} = 31,950 \text{ kWp} * 2160 \text{ horas/año} * 0,85 * 25 \text{ años} = 1.466.505 \text{ kWh}$$

El coste por cada kWh generado será:

$$\begin{aligned} \text{Coste/kWh sin IVA} &= \text{Coste total sin IVA} / \text{kWh total} = \\ &= 200.913,05 \text{ €} / 1.466.505 \text{ kWh} = 0,137 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste / kWh} &= \text{Coste total con IVA} / \text{kWh total} = \\ &= 243.104,7905 \text{ €} / 1.466.505 \text{ kWh} = 0,1657 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

Este sería el coste, pero como no consumimos toda la energía que producimos deberemos tener este factor en cuenta ya que la instalación se ha sobredimensionado y la mayor cantidad de meses se producirán excedentes respecto a las necesidades a cubrir. Vamos a proceder al cálculo de esta energía teniendo en cuenta la energía consumida que, en nuestro caso, como está reflejado en las tablas de consumos tenemos un consumo de 6.688,0614 kWh/año para una vivienda por lo que para 25 años serán 1.003.209,21 kWh.

El coste por cada kWh generado será de:

$$\begin{aligned} \text{Coste / kWh sin IVA} &= \text{Coste total sin IVA} / \text{kWh consumidos} \\ &= 200.913,05 \text{ €} / 1.003.209,21 \text{ kWh} = 0,2002 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste / kWh con IVA} &= \text{Coste total con IVA} / \text{kWh consumidos} \\ &= 243.104,7905 \text{ €} / 1.003.209,21 \text{ kWh} = 0,2423 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

Se observa que la diferencia entre un cálculo y el otro no es muy significativa, esto indica que tenemos equilibrado la relación entre la energía consumida y la producida.

Coste del kWh Generado en 40 años

El coste para los 45 años sería el siguiente:

Coste total sin Iva

$$\begin{aligned} &= \text{Coste 25 años} + \text{Inversores} + \text{Reguladores} + \text{Baterías} \\ &\quad + \text{Costes Seguro y Mantenimiento Adicionales} \\ &= 200.913,05 \text{ €} + 8.844,41 \text{ €} + 1.463,48 \text{ €} + 55.507,61 \text{ €} + 25.000 \text{ €} \\ &= 291.728,55 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste / kWh sin IVA} &= \text{Coste total sin IVA} / \text{kWh consumidos} \\ &= 291.728,55 \text{ €} / 1.605.134,736 \text{ kWh} = 0,1817 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste / kWh con IVA} &= \text{Coste total con IVA} / \text{kWh consumidos} \\ &= 333.920,2905 \text{ €} / 1.605.134,736 \text{ kWh} = 0,2080 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

Pliego de Condiciones

1. Definición y alcance del pliego

El objetivo del pliego de condiciones es la ordenación de las condiciones técnicas que deben ser aplicadas en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relacionadas a la construcción de nuestra instalación fotovoltaica autónoma. Este pliego de condiciones debe referirse a todos los sistemas mecánicos, eléctricos, y electrónicos que hacen parte de la instalación, así como la obra civil necesaria para la ejecución.

1.1 Componentes y materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo un grado de aislamiento de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos, como a materiales.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no podrá dar origen a condiciones de peligro para el personal de trabajo o habitantes del emplazamiento que tengan contacto con los equipos o cargas alimentadas por el sistema fotovoltaico.

Todo material que se encuentre a la intemperie deberá estar protegido contra los agentes ambientales, con especial cuidado contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se deberá incluir todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones para personal y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contacto directo e indirecto, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Los materiales seleccionados cumplirán todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de no poderse elegir algún componente que no cumpla con los requisitos de este proyecto, deberá de ponerse en conocimiento del proyectista o técnico cualificado para que dé su visto bueno y evalúe su idoneidad y efecto en el resto de los componentes. La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se deberá resaltar los cambios realizados a la Memoria de Solicitud, y el motivo de estos. Además, se deberá incluir las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes de los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. De los mismos deberán estar en castellano.

1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Todos los módulos deberán estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Cada módulo deberá estar debidamente rotulado con la identificación de la polaridad de los cables o terminales, y la corriente nominal máxima del dispositivo de protección del módulo contra sobre corriente y los siguientes valores nominales:

1. Tensión en circuito abierto
2. Tensión de operación
3. Tensión máxima
4. Corriente de operación
5. Corriente de cortocircuito
6. Potencia máxima.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación (by-pass) para evitar posibles averías o puntos calientes en las células debidas a sombreados parciales y deberán tener un grado de protección IP65. En caso de que los paneles posean marcos laterales, estos deben ser de aluminio o acero inoxidable. Todos los módulos que integren la instalación deben ser del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluyendo las físicas como color o dimensiones.

Para que un módulo sea aceptable, se debe garantizar que su potencia máxima y corrientes de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ del valor nominal correspondiente al catálogo del módulo. No se instalarán módulos que presenten defectos de fabricación como roturas, manchas o cualquier indicio de mal funcionamiento en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

1.1.2 Baterías

Las partes energizadas de los sistemas de baterías deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u otros objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías de un sistema solar fotovoltaico sea mayor que la capacidad nominal de interrupción o la de soporte de los sistemas instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos y cerca de las baterías se debe instalar un dispositivo limitador de corriente o dispositivo de protección contra sobre corrientes que estén certificados.

Es necesario que se instalen equipos que indiquen el estado de carga de las baterías, pero todos los medios de control del estado de la carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas. No se aceptarán baterías con muestras de desgaste o sin certificados que demuestren que son nuevas. Como tampoco se aceptarán baterías con imperfecciones de fábrica o daños en su estructura física.

Las baterías seleccionadas deberán llevar visible:

- Tensión nominal
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante
- Número de serie

La profundidad de descarga máxima de las baterías no podrá exceder del 70% en instalaciones donde no se prevea que habrá descargas profundas frecuentes. La vida de la batería será superior a los 1000 ciclos, cuando se descargue a 20°C a una profundidad del 50%.

Las baterías deberán ir instaladas en un lugar ventilado y de acceso restringido y se deberán adoptar las medidas necesarias para evitar cortocircuitos.

1.1.3 Reguladores

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como, por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

1.1.4 Inversor

Será del tipo adecuado para una instalación aislada, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Sobretensiones
- Perturbaciones presentes en las cargas

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporará, al menos, los controles.

Las características eléctricas del inversor deberán ser:

- El autoconsumo ha de ser inferior al 1% de su potencia nominal.
- El factor de potencia generada deberá ser superior a 0.9, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- Tendrá un grado de protección mínima IP 20 para instalaciones en el interior de edificios e IP 65 para instalaciones en exterior.
- Estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Los conductores serán de cobre y tendrán las secciones adecuadas (especificadas en la Memoria) para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los positivos y negativos de cada módulo se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura. Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto aislamiento.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos en cada uno de los paneles y aquellos que también se encuentra a la intemperie estarán protegidos contra la degradación por efecto de las condiciones ambientales: radiación solar, radiación UV, alta temperatura ambiente como se indica en el artículo 690-60 de la norma NTC2050, de Colombia.

1.1.5 Estructuras de Soporte

La estructura de soporte de los módulos, con los módulos instalados, deberá soportar las sobrecargas de viento. El diseño y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el Angulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustitución de los elementos.

El taladrado en la estructura se llevará a cabo antes de proceder al galvanizado o protección de la estructura. La superficie de la estructura deberá estar superficialmente protegida contra los agentes ambientales. Toda la tornillería deberá estar hecha de acero inoxidable. Se debe asegurar que los topes de sujeción de los módulos y la propia estructura no hagan sombra sobre los módulos.

1.1.6 Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo con la normativa vigente.

1.1.7 Puesta a Tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de esta.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

1.2 Condiciones de ejecución de obra

1.2.1 Replanteo de obra

Antes de inicio de las obras, se deberá replantear las mismas, con especial interés en los puntos singulares, se debe detallar la situación de las cimentaciones y arquetas, situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte del tejado, distribución del módulo, etc. de tal forma que se defina completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

1.2.2 Ejecución del trabajo

Durante el desarrollo de las obras se deberán realizar las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos a utilizar, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.

- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en que se ubican.
- Comprobación de la instalación en general. Al contratista le corresponde la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

1.2.3 Conexiones

Las conexiones de los conductores entre sí y con otros aparatos o dispositivos se efectuarán mediante conectores que dispongan de la protección IP adecuada de acuerdo con el ambiente en que se desean instalar.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión deberán limpiarse, para evitar que en ellos existan materiales que impida un buen contacto, estos conductores tampoco deberán presentar daños o estar debilitados a causa de una mala manipulación a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

1.2.4 Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se tendrán en cuenta, todas las normas ambientales aplicables y las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista.

Se adoptarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al emplazamiento en donde se desarrollará el proyecto. En caso de observarse daños en la fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

1.3 Recepción y pruebas

El instalador deberá entregar al usuario un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la

instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción provisional de la Instalación.

El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario

1.4 Mantenimiento

1.4.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento, tanto preventivo como para corregir posibles fallos, este contrato tendrá una duración de por lo menos tres años y deberá ser realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Todas las actividades de mantenimiento realizadas se deberán registrar en un libro de mantenimiento.

Se realizará como mínimo una revisión anual de carácter preventivo que incluirá las labores de mantenimiento de todos los equipos de la instalación con los procedimientos aconsejados por los diferentes fabricantes.

Para cumplir con los requisitos del plan de mantenimiento se debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión de cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y corrección de posibles daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Comprobación del estado de las baterías: situación respecto al proyecto inicial, comprobación de niveles de líquidos en caso de ser necesario, revisión y corrección de posibles daños que puedan afectar la integridad de los equipos y seguridad.
- Estructura de soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Reguladores: revisión de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de elementos de seguridad y protecciones: tomas a tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En el caso mantenimiento de carácter correctivo se debe incluir todas las actividades de sustitución de elementos cuando sea necesario para asegurar que el sistema funcione correctamente durante el resto de su vida útil, incluyendo:

- Un plazo máximo de 24 horas, como tiempo máximo para realizar la visita en caso de averías graves reportadas por el propietario.
- Plazo máximo de una semana, en caso de averías o fallos que no comprometan funcionamiento del sistema o la seguridad de los usuarios.
- Análisis y presupuestos de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

1.4.2 Mantenimiento a realizar por el propietario

Sin afectar las condiciones de garantía indicadas por el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo el propietario realice las siguientes maniobras de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: comprobación general de que todos los equipos y elementos funcionan correctamente.
- Limpieza: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de que no existan problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, manchas de oxidación.
- Verificación de las medias: La verificación periódica de las cifras de energía generada permitirá detectar bajas anormales de producción, lo cual podría indicar fallas de funcionamiento.

ANEXO

1. Tablas de Consumos

Elementos	Febrero			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	2	2400	1	1200
Frigorífico	18	14400	18	14400
Lavavajillas	0,4	460	0,1	115
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,2	160	0,2	160
Sandwichera	0,1	75	0,1	75
Iluminación x8	5	600	6	720
Televisión	1	100	2	200
Equipo de música	3	450	3	450
Iluminación x9	6	810	7	945
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	6	1080	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	3	150	4	200
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,1	100	0,1	100
Iluminación x12	2	360	2	360
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,1	110	0	0
Aspiradora	2	1400	0	0
Motobomba	2	1800	2	1800
Total Wh		34.129		32.359

	Marzo			
Elementos	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1	1200
Frigorífico	16,5	13200	17	13600
Lavavajillas	0,4	460	0,1	115
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,075	56,25
Iluminación x8	4	480	5	600
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	6	810
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	1	50
Secador	0,2	240	0,05	60
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	1	700
Aspiradora	0,4	360	0	0
Total Wh		29.652,75		29.715,25

Elementos	Abril			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1	1200
Frigorífico	18	14400	18	14400
Lavavajillas	0,4	460	0,4	460
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,2	160
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	6	720
Televisión	0,5	50	1,5	150
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	6	810
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	2	100
Secador	0,2	240	0	0
Plancha de pelo	0,05	50	0,1	100
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	0	0
Total Wh		30.852,75		31.809

	Mayo			
Elementos	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1	1200
Frigorífico	16,5	13200	16	12800
Lavavajillas	0,4	460	0,4	460
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,2	160
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	6	720
Televisión	0,5	50	1,5	150
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	6	810
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	2	100
Secador	0,2	240	0	0
Plancha de pelo	0,05	50	0,1	100
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	0	0
Total Wh		29.652,75		30.209

Elementos	Junio			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1,5	1800
Frigorífico	16,5	13200	16	12800
Lavavajillas	0,4	460	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	4	480
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	7	945
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	0,5	25
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		29.652,75		32.469

Elementos	Julio			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	0,7	840	0,5	600
Frigorífico	18	14400	18	14400
Lavavajillas	1	1150	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1	1500	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	3	360	2	240
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	3	405	4	540
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	2	360	3	540
Ordenador x3	2	1500	1	750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	2	100	2	100
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	3	2100	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		29.107,75		28.579

Elementos	Agosto			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	0,7	840	0	0
Frigorífico	18	14400	18	14400
Lavavajillas	1	1150	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1	1500	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	3	360	4	480
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	3	405	5	675
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	2	360	3	540
Ordenador x3	2	1500	2	1500
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	2	100	0,5	25
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	3	2100	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		29.107,75		29.029

	Septiembre			
Elementos	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	2	2400	1	1200
Frigorífico	16	12800	17	13600
Lavavajillas	0,4	460	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	4	480
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	7	945
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	0,5	25
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		29.852,75		32.669

Elementos	Octubre			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1	1200
Frigorífico	17	13600	17	13600
Lavavajillas	0,4	460	0,4	460
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,2	160
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	6	720
Televisión	0,5	50	1,5	150
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	6	810
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	5	1250
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	2	100
Secador	0,2	240	0	0
Plancha de pelo	0,05	50	0,1	100
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	0	0
Total Wh		30.052,75		31.009

Elementos	Noviembre			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1,5	1800
Frigorífico	17	13600	17	13600
Lavavajillas	0,4	460	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	4	480
Televisión	1	100	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	7	945
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	5	900	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	1	50	0,5	25
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		30.307,75		33.269

Elementos	Diciembre			
	Lunes-Viernes		Sábado-Domingo	
	Horas	Potencia Wh	Horas	Potencia Wh
Horno	1,5	1800	1,5	1800
Frigorífico	16	12800	16	12800
Lavavajillas	0,4	460	1	1150
Termo	1	1200	1	1200
Tostadora	0,2	24	0,2	24
Microondas	0,8	1120	0,5	700
Vitrocerámica	1,5	2250	1	1500
Cafetera	0,05	40	0,05	40
Sandwichera	0,005	3,75	0,1	75
Iluminación x8	4	480	4	480
Televisión	0,5	50	2	200
Equipo de música	2	300	3	450
Iluminación x9	5	675	7	945
Televisión	3	450	5	750
Router	24	480	24	480
Televisión	4	1000	6	1500
Iluminación x12	4	720	7	1260
Ordenador x3	3	2250	5	3750
Monitor	3	450	4	600
Altavoces x2	0,5	25	0,5	25
Secador	0,2	240	0,1	120
Plancha de pelo	0,05	50	0,05	50
Iluminación x12	2	360	1,5	270
Lavadora	0,2	210	0	0
Secadora	0,05	55	0	0
Motobomba	2	1400	2	1400
Aspiradora	0,4	360	1	900
Total Wh		29.252,75		32.469

2. Cálculos Justificativos

En este apartado se va a justificar todas las decisiones tomadas para establecer el diseño de nuestra instalación, así como su sobredimensionamiento. Para ello realizaremos los métodos de cálculo aprendidos y emplearemos nuestro criterio a la hora de elegir diferentes tipos de soluciones. Para realizar algunos de los siguientes cálculos hemos tenido en cuenta los datos de consumos, visto anteriormente y que hemos ampliado para realizar un estudio energético más amplio y completo.

Otro factor a tener en cuenta de gran importancia es la tensión de trabajo que tendremos en nuestra instalación. Es un factor importante ya que al tener que suministrar energía a 4 viviendas tendremos que generar una cantidad de energía muy alta por lo que nos interesa que trabaje a mayor tensión para minimizar las pérdidas en el cableado. Por ello utilizaremos unos reguladores especiales (maximizadores) que optimizan el funcionamiento del campo fotovoltaico mediante:

1. Aumentar la tensión de trabajo de las placas permitiendo utilizar placas de tensión pico y potencia más elevadas.
2. Hacer que los conjuntos de placas serie trabajen lo más cerca posible del punto de máxima potencia durante la mayor cantidad de tiempo posible.

Por lo que respecta a la tensión de trabajo de las baterías escogeremos la más alta, es decir, 48 V ya que nos interesa que sea lo más alta posible.

2.1 Regulador Maximizador

En primer lugar, para poder realizar un estudio sobre la radiación, los consumos y escoger nuestro tipo de placas, necesitamos saber la tensión de trabajo que tendremos en nuestra instalación. Para poder saberla lo que hacemos es escoger un regulador maximizador y comprobar las características de este que serán las siguientes:

Especificaciones Técnicas	
Tensión nominal de la batería	12,24,36,48 V CC
Tensión máxima del campo FV (en funcionamiento)	245 V CC
Tensión máxima de circuito abierto del campo FV	250 V CC
Intensidad de cortocircuito del campo máximo	70 A CC
Tamaño mínimo y máximo de los cables de los conductos	2,5-10 mm ²
Consumo total durante el funcionamiento	1 W (tara)
Método de regulación cargador	Tres etapas (bulk, absorción, flotación), Dos etapas (bulk, absorción)
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	246 x 295 x 103 mm
Peso (controlador)	4,5 kg
Dimensiones del embalaje (altura x anchura x profundidad)	483 x 229 x 350 mm
Montaje	Montaje vertical en pared
Garantía estándar	5 años

Características Regulador

Las placas empleadas por nosotros, y que más adelante justificaremos sus características técnicas, emplean una tensión de vacío de $V_0 = 46,8 \text{ V}$ por lo que el número máximo de placas en serie que podremos poner será de:

$$N_{ps} = 250 \text{ V} / 46,8 \text{ V} = 5,34 \text{ placas serie máximo}$$

Esto hace que solo podamos disponer de 5 placas en serie por lo que la tensión de trabajo que tendremos será de:

$$V_{trabajo} = 39,1 * 5 = 195,5 \text{ V}$$

La tensión de trabajo de la placa es de 39,1 V, eso está especificado en las fichas técnicas de los dispositivos de nuestra instalación. Como hemos hecho bien el procedimiento la tensión de trabajo es menor a la tensión máxima del regulador por lo que esta será nuestra tensión de trabajo en la instalación de las placas.

Hay que destacar que en la ficha técnica tenemos dos tensiones máximas, una es la tensión máxima de trabajo (en funcionamiento) y la otra es en el circuito abierto. Para calcular el número máximo de placas utilizamos el dato de tensión máxima con el circuito abierto ya que es más restrictivo así nos aseguramos de que trabaja con más margen.

2.2 Consumos

A continuación, observaremos nuestros consumos mensuales y diarios que hemos recogido del estudio energético realizado en el otro anexo que lo veremos en kWh/mes que posteriormente transformaremos a Ah/mes para el cálculo de las placas y Ah/día para el cálculo de las baterías. La transformación de unidades se realizará de la siguiente forma:

$$Ah/mes (placas) = \frac{kWh/mes * 1000}{V_{pico\ placas}}$$

$$Ah/día (placas) = \frac{kWh/mes * 1000}{V_{baterías} * Días\ del\ mes}$$

Dónde:

$$V_{pico\ placas} = 195,5\ V$$

$$V_{baterías} = 48\ V$$

Aplicando estas fórmulas obtendremos los valores de la siguiente tabla:

Consumos				
Mes	Wh/mes	kWh/mes	Ah/mes	Ah/día
Enero	574542,15	574,54215	2938,83453	386,117036
Febrero	564871,2	564,8712	2889,36675	420,291071
Marzo	551916,15	551,91615	2823,10051	370,911391
Abril	559939,5	559,9395	2864,14066	388,846875
Mayo	554211,15	554,21115	2834,83964	372,45373
Junio	550647	550,647	2816,6087	382,39375
Julio	538866,15	538,86615	2756,34859	362,14123
Agosto	540978,9	540,9789	2767,1555	363,561089
Septiembre	552557,25	552,55725	2826,3798	383,720313
Octubre	558981,15	558,98115	2859,23862	375,659375
Noviembre	561530,25	561,53025	2872,27749	389,951563
Diciembre	579020,55	579,02055	2961,74194	389,126714
Año	6688061,4	6688,0614	34210,0327	4585,17414

Consumos para nuestra instalación

Seguidamente para escoger una inclinación óptima para nuestra instalación compararemos los coeficientes más desfavorables que tendremos para elegir una inclinación lo más óptima posible.

Inclinación 15°				
Meses	Radiación	Radiación/mes	Consumo	CMD
Enero	4716,34	152,14	2938,83453	19,316646
Febrero	4019,52727	143,5545455	2889,36675	20,1273094
Marzo	4869,17	157,07	2823,10051	17,9735182
Abril	4768,14545	158,9381818	2864,14066	18,0204695
Mayo	5345,78091	172,4445455	2834,83964	16,4391378
Junio	5367,32727	178,9109091	2816,6087	15,7430797
Julio	5998,92273	193,5136364	2756,34859	14,2436918
Agosto	5983,56364	193,0181818	2767,1555	14,3362427
Septiembre	5306,48182	176,8827273	2826,3798	15,9788343
Octubre	5111,53364	164,8881818	2859,23862	17,3404703
Noviembre	4462,90909	148,7636364	2872,27749	19,3076585
Diciembre	4574,19091	147,5545455	2961,74194	20,0721837

Radiación-CMD

Inclinación 10°				
Meses	Radiación	Radiación/mes	Consumo	CMD
Enero	4943,23182	159,4590909	2938,83453	18,4300218
Febrero	4141,86182	147,9236364	2889,36675	19,5328267
Marzo	4936,55273	159,2436364	2823,10051	17,7281842
Abril	4765,90909	158,8636364	2864,14066	18,0289255
Mayo	5273,60727	170,1163636	2834,83964	16,6641208
Junio	5247,49091	174,9163636	2816,6087	16,1026026
Julio	5879,12182	189,6490909	2756,34859	14,5339404
Agosto	5933,73818	191,4109091	2767,1555	14,4566238
Septiembre	5351,86364	178,3954545	2826,3798	15,8433397
Octubre	5241,90273	169,0936364	2859,23862	16,909203
Noviembre	4653,73636	155,1245455	2872,27749	18,5159446
Diciembre	4813,82091	155,2845455	2961,74194	19,0729988

Radiación-CMD

Inclinación 0°				
Meses	Radiación	Radiación/mes	Consumo	CMD
Enero	5320,64273	171,6336364	2938,83453	17,122719
Febrero	4325,59273	154,4854545	2889,36675	18,7031637
Marzo	5001,25818	161,3309091	2823,10051	17,4988198
Abril	4690,88182	156,3627273	2864,14066	18,3172852
Mayo	5047,13818	162,8109091	2834,83964	17,4118532
Junio	4920,95455	164,0318182	2816,6087	17,1711118
Julio	5540,54545	178,7272727	2756,34859	15,4220928
Agosto	5736,09909	185,0354545	2767,1555	14,9547313
Septiembre	5356,03636	178,5345455	2826,3798	15,8309967
Octubre	5422,94273	174,9336364	2859,23862	16,3447046
Noviembre	4964,31818	165,4772727	2872,27749	17,3575346
Diciembre	5219,35727	168,3663636	2961,74194	17,5910549

Radiación-CMD

Si comparamos los coeficientes más desfavorables para cada inclinación observamos como siempre es en el mismo mes, el mes de febrero, por lo que la opción de doble inclinación no la contemplamos ya que por el gran número de placas que necesitaremos sería un coste considerable todos los años y esta opción se suele realizar cuando son los meses de verano los más desfavorables. Aquí vemos una tabla con la comparación de todos los CMD.

Coeficiente más desfavorable		
Inclinación	Mes	CMD
0°	Febrero	18,7031637
10°	Febrero	19,5328267
15°	Febrero	20,1273094

Para obtener este coeficiente lo que hemos hecho es lo siguiente:

$$CMD = \frac{\text{Consumo mensual (Ah/mes)}}{\text{Radiación}}$$

Ahora ya podemos elegir la inclinación que creemos que es mejor para nuestra instalación y en nuestro caso será la inclinación de 0° ya que necesitaremos menos placas porque como el mes más desfavorable es en febrero y en invierno el sol no es tan favorable aprovecharemos para que en invierno produzcan más de esta forma en verano que tenemos más horas de sol, aunque no las aprovechemos al 100%, nos bastará para abastecer nuestra instalación.

Finalmente quedará que, para los 0° elegidos, en el mes de Febrero tendremos un coeficiente cuyo valor será de 18,703 Am²/kW, valor que sobredimensionaremos para compensar las pérdidas por suciedad, rendimiento del inversor, etc. Por lo que:

$$CMD = CMD * 1,25 = 23,38$$

2.3 Configuración de la Instalación

Seguidamente procederemos a calcular la configuración de nuestra instalación, es decir, calcular el número de placas serie y paralelo que necesitaremos para nuestras necesidades. El número de placas en serie ya lo hemos calculado en el apartado del regulador, donde hemos obtenido que tendremos 5 placas serie en nuestra instalación. Hay que destacar que los consumos y la configuración de la instalación que haremos ahora son sobre una vivienda, más adelante cuando calculemos los inversores y número de reguladores obtendremos la configuración final.

El número de placas en paralelo que necesitaremos para nuestra instalación será en relación con el coeficiente más desfavorable calculado en la anterior sección por lo que quedaría de la siguiente forma:

$$N_{\text{líneas paralelo}} = 23,38/9,09 = 2,57 \text{ líneas en paralelo}$$

Este valor se nos quedara finalmente en 3 líneas en paralelo por lo que tendremos un total de:

$$N_{\text{Total Placas}} = N_{ps} * N_{lp} = 5 * 3 = 15 \text{ placas}$$

Este es el número de placas que necesitaremos para poder abastecer una sola vivienda unifamiliar. Por lo tanto, como nuestra instalación es para 6 viviendas unifamiliares tendremos:

$$N_{\text{Total Instalación}} = N_{\text{Total Placas}} * 6 = 90 \text{ placas}$$

Con una potencia total instalada de:

$$P_{\text{Total}} = 90 \text{ placas} * 355 \text{ Wp} = 31,95 \text{ kWp}$$

Seguidamente tendremos que determinar el número de líneas que irán conectados a los reguladores y cuantos reguladores nos harán falta. Para realizar estos cálculos es necesario conocer la intensidad máxima en c.c. del regulador que mirando en sus características podemos leer que es de 70 A en cortocircuito. Por lo que el número de líneas paralelo que admitirá es:

$$N_{lp \text{ por regulador}} = I_{max \text{ cc}} / I_{cc \text{ placa}} = 70 / 9,78 = 7,15 \text{ líneas en paralelo}$$

Como en nuestra instalación tenemos 3 líneas en paralelo de 5 placas en serie cada línea, lo que haremos será utilizar un regulador por cada 6 líneas en paralelo, de esta forma utilizaremos en total 3 reguladores para toda la instalación.

2.4 Baterías

Para el cálculo de las baterías debemos tener en cuenta que estamos trabajando a 48 V como hemos dicho en el apartado del regulador por lo que el número de vasos en serie a colocar serán:

$$N_{baterías \text{ serie}} = 48 \text{ V} / 2 \text{ V} = 24 \text{ vasos serie de } 2 \text{ V}$$

Ahora se tienen dos posibilidades para la necesidad de baterías, una de ellas es tomar 5 días de autonomía solamente con las baterías y la otra es tomar 2 días de autonomía junto con un grupo electrógeno (teniendo en cuenta el bajo coste del combustible en Ecuador, país productor de petróleo). Se procederá al cálculo de las dos opciones y se elegirá la más conveniente.

Para el cálculo de número de líneas en paralelo tenemos que mirar la necesidad que tenemos en el mes más desfavorable que en este caso, y como se ha demostrado anteriormente es el mes de diciembre en el que necesitaremos 420,29 Ah/día.

Cálculo baterías 5 días de autonomía

$$Ah \text{ batería} = 420,29 \text{ Ah/día} * 5 \text{ días} / 0,7 = 3002,08 \text{ Ah necesarios}$$

5 días de autonomía corresponde a un número de horas de descarga de:

$$n = 24h * 5 \text{ días} = 120 \text{ horas}$$

Lo que significa que tendremos que utilizar para el cálculo la capacidad de C120 ya que serán las horas que se tendrá que descargar la batería. Coincide con lo que tenemos en la tabla del catálogo de baterías que vamos a elegir por lo que no será difícil la elección.

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. Capacity (Ah at 20°C)				
			C240	C120	C48	C24	C12
2V 16 RES OPzS 2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279

Elegiremos el vaso de OPzS 2970 que tiene una capacidad C120 de 2972 Ah. Elegimos esta porque así no tendremos que poner vasos en paralelo por lo que el número total de baterías que nos hará falta por vivienda serán de 24, con un total para toda nuestra instalación de 144 vasos de 2V OPzS 2972.

$$N_{lp} = Ah \text{ Elegidos} / Ah \text{ necesarios} = 2972 / 3002,08 = 0,98 = 1 \text{ línea paralelo}$$

Ahora comprobaremos los días de autonomía finales para cada mes para así asegurarnos que cumplimos con los 5 días de autonomía que nos hemos fijado. Para calcular los días de autonomía lo haremos de la siguiente manera:

Mes	Ah/Dia	Días Autonomía
Enero	386,1170363	5,384377804
Febrero	420,2910714	4,946571891
Marzo	370,9113911	5,605112298
Abril	388,846875	5,346577621
Mayo	372,4537298	5,581901411
Junio	382,39375	5,436804341
Julio	362,1412298	5,740854199
Agosto	363,5610887	5,71843375
Septiembre	383,7203125	5,418008722
Octubre	375,659375	5,53426891
Noviembre	389,9515625	5,331431388
Diciembre	389,1267137	5,342732654

Días autonomía cada mes

Cálculo baterías 2 días de autonomía

El cálculo de baterías que vamos a realizar será para abastecer nuestra instalación durante dos días, es decir que nuestra instalación tendrá 2 días de autonomía. La profundidad de descarga de las baterías será del 70% y comprobaremos después en verano cuantos días de autonomía tenemos y si consideramos suficiente los días de autonomía que nos quedaran.

$$Ah \text{ batería} = 420,29 \text{ Ah/día} * 2 \text{ días} / 0,7 = 1200,83 \text{ Ah necesarios}$$

2 días de autonomía corresponde a un número de horas de descarga de:

$$n = 24h * 5 \text{ días} = 120 \text{ horas}$$

Lo que significa que tendremos que utilizar para el cálculo la capacidad de C48 ya que será en las horas que se tendrá que descargar la batería. Coincide en que lo tenemos en la tabla de las baterías que vamos a elegir por lo que no será difícil la elección.

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. Capacity (Ah at 20°C)				
			C240	C120	C48	C24	C12
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076

Elegiremos el vaso de OPzS 1480 que tiene una capacidad C48 de 1319 Ah. Elegimos esta porque así no tendremos que poner vasos en paralelo por lo que el número total de baterías que nos hará falta por vivienda serán de 24, con un total para toda nuestra instalación de 144 vasos de 2V OPzS 1480.

Ahora comprobaremos los días de autonomía finales para cada mes para así asegurarnos que cumplimos con los 2 días de autonomía que nos hemos fijado. Para calcular los días de autonomía lo haremos de la siguiente manera:

$$N_p = Ah \text{ Elegidos} / Ah \text{ necesarios} = 1319 / 1200,83 = 1,098 = 1 \text{ línea paralelo}$$

Mes	Ah/Dia	Días Autonomía
Enero	386,1170363	2,39124388
Febrero	420,2910714	2,196810884
Marzo	370,9113911	2,489273778
Abril	388,846875	2,374456526
Mayo	372,4537298	2,478965643
Junio	382,39375	2,414526911
Julio	362,1412298	2,549557808
Agosto	363,5610887	2,539600713
Septiembre	383,7203125	2,406179631
Octubre	375,659375	2,457811681
Noviembre	389,9515625	2,367729966
Diciembre	389,1267137	2,372748946

Días autonomía cada mes

Como observamos estamos cumpliendo los dos días de autonomía que nos habíamos comprometido a dotar a nuestra instalación. Estos días de autonomía también serán un poco superiores a los vistos en la tabla ya que al no ser dos días exactos de autonomía el coeficiente de descarga Cn tampoco será 48, será un poco mayor por lo que los días de autonomía serán ligeramente superiores a los vistos en la tabla.

Sin embargo, la elección final tomada difiere en la elección teórica calculada. Esto tiene dos motivos. Por un lado, un inconveniente técnico y por otro, un reajuste económico en la instalación.

El inconveniente técnico parte de la utilización de tres reguladores en vez de un regulador por vivienda. El cálculo realizado anteriormente nos demuestra tanto la capacidad en Ah necesaria que requeriríamos por vivienda, como ese amperaje en función del número de días que deseamos que nuestra vivienda pueda abastecerse energéticamente únicamente mediante el uso de estas. No obstante, debemos tener en cuenta que, al solo tener tres reguladores, el número de baterías en serie que deberíamos meter por cada uno de ellos sería de 48, cuando nuestro regulador solo está preparado para soportar 24 ya que son vasos de 2V cada batería y el regulador soporta una tensión de 48V. La solución sería establecer dos filas en paralelo de 24 baterías cada fila, para un mismo regulador, sin embargo, esto tiene el siguiente inconveniente técnico descrito a continuación:

“En primer lugar hay que tener en cuenta que no hay dos baterías idénticas, incluso entre baterías nuevas del mismo modelo y fabricante existen pequeñas diferencias en capacidades y resistencias internas. Estas diferencias hacen que la eficiencia en la carga,

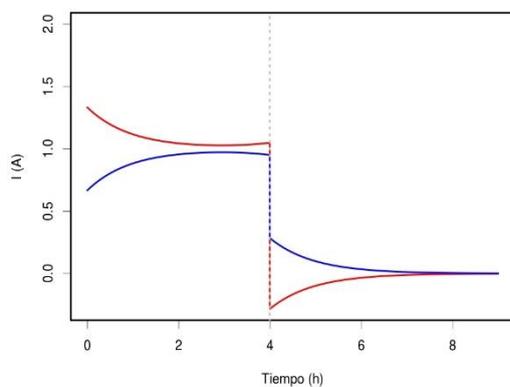
es decir, la fracción de la energía que efectivamente se almacena en la batería entre la que realmente se ha consumido, no sean exactamente iguales.

Debido a lo anterior, en baterías conectadas en serie, es común que durante el ciclo de carga una batería se cargue más que otra y, por consiguiente, se genere una diferencia de tensión entre ellas. Con todo, una vez que acaba la carga el circuito se abre y la intensidad se reduce a cero; por lo que a pesar de que existirá diferencia de potencial entre las baterías la intensidad entre ellas es nula.

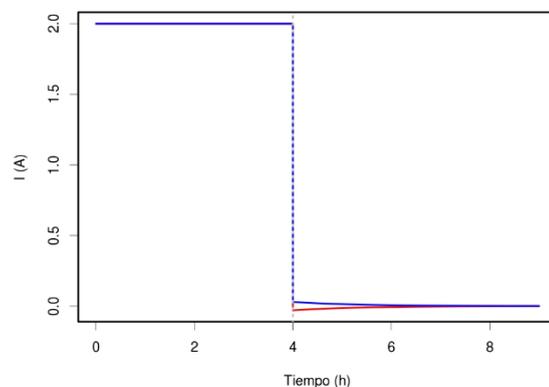
Después de varios ciclos de carga y descarga es posible que la diferencia de voltajes entre las baterías sea tan grande que afecte, por causas diversas, significativamente al funcionamiento del sistema. Para evitar esto es una práctica común realizar sobrecargas periódicas controladas de forma que los estados de carga (y por consiguiente los voltajes) alcancen su máximo, es decir, que se igualan por arriba. El perjuicio que supone esta práctica a la vida de la batería es menor que el que causaría un desbalanceo continuado.

En baterías conectadas en paralelo también se produce este efecto de desbalanceo debido las diferentes eficiencias de carga. Pero en este caso, además, en cada batería entrará una intensidad de corriente diferente, debido a las diferentes resistencias internas de cada una de ellas, lo que también provoca que cada batería se cargue a un ritmo diferente. Es razonable pensar, por consiguiente, que el desbalanceo será mayor en baterías en paralelo que en serie.

En la figura izquierda se ha representado las intensidades de corrientes resultantes de simular, dos baterías en paralelo con pequeñas diferencias en sus resistencias internas. Como se puede observar existe una diferencia significativa entre las intensidades durante la carga, que se invierte una vez esta se termina. Es fácil apreciar que las intensidades de balanceo en el caso de las baterías en paralelo son sensiblemente mayores que cuando las baterías están dispuestas en serie y equipadas con un balanceador. Por todo ello, no es atrevido decir que en general baterías conectadas en paralelo tendrán un mayor ciclado que aquellas conectadas en serie y, por lo tanto, una vida útil menor.” -Censolar.org-



Intensidades de corriente en dos baterías conectadas en paralelo



Intensidades de corriente en dos baterías conectadas en serie

Como acabamos de ver, cuando conectamos baterías en paralelo generamos un mayor número de ciclos de forma más rápida, así como un deterioro por cada carga mayor que si estuvieran en serie ya que se produce un mayor desbalanceo final. Debido a esto hemos determinado junto con la imposibilidad de establecer 48 baterías en serie por regulador, que lo adecuado es duplicar el valor de las baterías seleccionadas para una previsión de dos días de autonomía por vivienda de forma que nuestras baterías seleccionadas serian:

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. Capacity (Ah at 20°C)				
			C240	C120	C48	C24	C12
2V 16 RES OPzS 2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279

Con esta capacidad de batería reducimos a 24 baterías en serie de 2V por cada regulador con un total de 72 baterías para toda la instalación, de forma que evitamos el inconveniente de poner baterías en paralelo para un mismo regulador.

Mes	Ah/Dia	Días Autonomía por vivienda
Enero	386,1170363	2,456509066
Febrero	420,2910714	2,256769331
Marzo	370,9113911	2,557214533
Abril	388,846875	2,439263528
Mayo	372,4537298	2,546625054
Junio	382,39375	2,48042757
Julio	362,1412298	2,619143919
Agosto	363,5610887	2,608915061
Septiembre	383,7203125	2,471852464
Octubre	375,659375	2,524893729
Noviembre	389,9515625	2,432353377
Diciembre	389,1267137	2,437509342

Como podemos observar seguimos teniendo una ligera sobredimensión de horas por día, de tal forma que siempre garantizaremos, para un 70% máximo de descarga, que nuestras viviendas podrán tener al menos dos días de energía eléctrica mediante estas reservas energéticas.

En cuanto al aspecto económico, por un lado, al reducir el número de reguladores estamos favoreciendo el retorno de la inversión. Sin embargo, aunque

poniendo baterías más grandes y evitando su disposición en paralelo favorecemos la durabilidad y la eficiencia del conjunto de las baterías, si incrementamos la capacidad de la batería pasamos de un precio de 62.963,76 euros para el total de baterías de 1310 Ah a un total de 66.129,696 euros para las baterías de 2710 Ah. Por lo tanto, estaríamos incrementando el presupuesto en 3165,963 euros. Este valor se compensará en menos cableado, menos reguladores y protecciones de forma que en conjunto si supondrá un ahorro y a la larga mejoraremos la eficiencia de la instalación.

2.5 Inversor

El inversor que tendremos que elegir será en función a la potencia instantánea máxima que consume la instalación o decidir cuál es la potencia máxima instantánea que estamos dispuestos a dejarle consumir.

En este caso el dimensionado de los inversores va a diferir un poco de lo que hemos visto en la elección de placas, reguladores y baterías, donde se seleccionaba el numero necesario de cada uno de esos elementos y posteriormente de forma aritmética se obtiene el de las seis viviendas. En este caso, vamos a emplear 3 inversores de 12 kW cada uno, de tal forma que en total tendremos 3 inversores para todas las viviendas. El hecho de que los tres inversores en conjunto tengan una potencia máxima instantánea mayor a la prevista para el total de las viviendas, nos permitirá en un futuro poder hacer ampliaciones o en caso de fallo de uno de ellos es más probable que dos puedan aguantar la falla por un periodo más largo, permitiendo un tiempo de reparación más desahogado.

Esto quiere decir que tendremos 3 inversores por lo que luego conectaremos estos 3 inversores a la Caja General de las viviendas todas juntas por lo que si algún día algún inversor fallara, las 6 viviendas podrían tener suministro, en cambio si cada inversor fuera para una vivienda, en el hipotético caso que un inversor fallara una casa se quedaría totalmente sin suministro alguno por lo que poniendo 3 inversores y que todos ellos se conecten a las 6 casas nos asegura que nuestra instalación será más fiable.

En nuestro caso elegiremos 3 inversores de 12000 W ya que en viviendas unifamiliares es poco probable un consumo instantáneo mayor que 5 kW. Las características del inversor tendrán que coincidir con las de nuestra instalación por lo que deberá tener una entrada de 48 V en c.c. y una salida de 127 V ca.

El sobredimensionamiento que tenemos en nuestro inversor es de:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \left(\frac{36000 \text{ w}}{31950 \text{ w}} - 1 \right) * 100 = 12,67 \%$$

Esto quiere decir que sobre lo ya instalado tenemos un margen de ampliación de potencia de un 12,67% en caso de requerir un aumento de potencia.

2.6 Grupo Electrónico

Ahora vamos a proceder al cálculo de la potencia que necesitaremos del grupo electrónico para poder abastecer nuestra instalación y satisfacer el suministro de las seis viviendas. Para calcular la potencia para cada vivienda tendremos en cuenta el mismo procedimiento que para elegir el inversor adecuado, buscaremos abastecer a cada vivienda con una potencia instantánea de 5 kW por lo que nos quedaría una potencia total de:

$$Potencia\ simultánea = 6\ viviendas * 5\ kW = 30\ kW$$

Se supondrá una potencia aparente con un factor de potencia de 0,8:

$$S\ máquinas = 30\ kW / 0,8 = 37,5\ kVA$$

También debemos tener en cuenta que el grupo electrónico, además de abastecer a las seis viviendas de manera fiable, tiene que cargar nuestras baterías, por lo que tendremos que calcular la potencia necesaria que deberá tener para realizar este trabajo. La potencia de estas se obtiene de la siguiente manera:

$$P_{baterías} = S_{baterías} = V_{bat} * I_{carga} = 48 * 200 = 9600\ VA$$

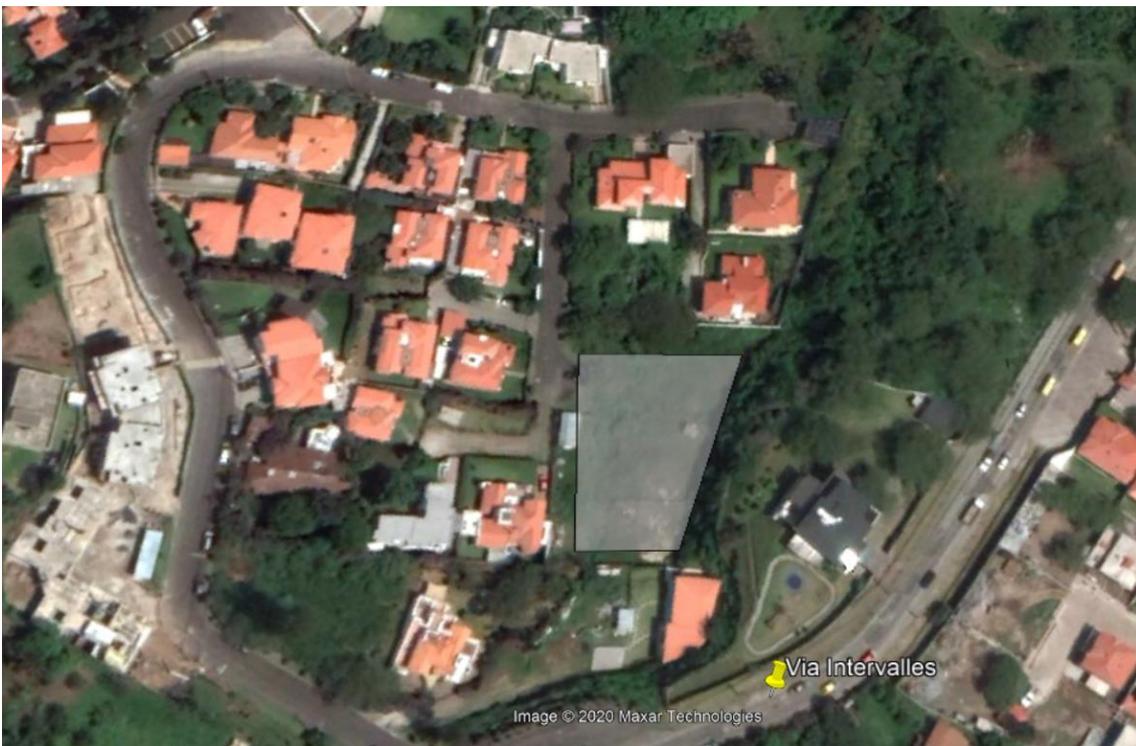
La potencia activa y la aparente de la carga son iguales ya que el inversor trabaja con un factor de potencia de la unidad por lo que podremos sumar aritméticamente estos valores con lo que nos quedaría una potencia total de:

$$S_{grupo} = 9600 + 37500 = 47100\ VA$$

Por lo que necesitaremos un grupo electrónico que tenga como mínimo 47,1 kVA.

2.7 Superficie Ocupada

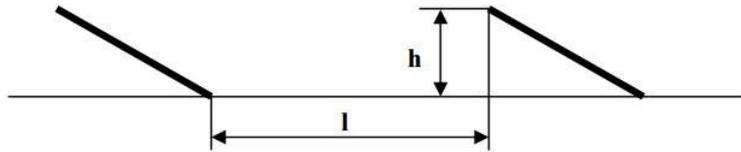
Ahora procederemos a distribuir las placas sobre una superficie y calcular la superficie que ocupan estas. Las placas irán ubicadas en un descampado de 1437 m² en diagonal a las 6 viviendas. Lo que deberemos tener en cuenta a la hora de distribuirlas es hacerlo de la manera más eficiente para así que no se produzcan sombra en ninguna hora del día, por lo que si encontrásemos algún tipo de vegetación que pueda generar sombra deberemos eliminarlo. Este es el lugar donde dispondremos las placas:



Ubicación placas

Debido a la excepcional ubicación de nuestra instalación, decidimos como justificamos anteriormente, que el ángulo de inclinación de nuestras placas serie de 0° ya que es el anulo que mejor CMD nos otorgaba de acuerdo con los valores obtenidos en el PVGIS. Este hecho cambia sustancialmente el cálculo de la superficie ocupada puesto que no tendremos realmente sombras entre placas y por lo tanto la separación entre las mismas tan solo nos servirá para poder transitar entre ellas para servicios de mantenimiento o posibles reparaciones.

No obstante, si quisiera dejar claro cuál es el esquema y proceso de cálculo de superficies, aunque en nuestro caso el factor K sea de valor unitario en todo momento.



$$l = k \cdot h$$

El factor k que aparece para obtener la “l” es en función de la latitud del lugar, este valor lo sacaremos de la siguiente tabla:

TABLAS: Factor de corrección de K para superficies inclinadas.

Representa el cociente entre la energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

Latitud = 0°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.98	.97	.96	.97	.98	1	1.01	1.02	1.02
10	1.03	1.01	.99	.96	.93	.92	.93	.95	.99	1.02	1.04	1.04
15	1.04	1.01	.97	.92	.88	.87	.88	.92	.97	1.02	1.05	1.05
20	1.04	1	.95	.88	.83	.81	.83	.88	.95	1.01	1.05	1.06
25	1.03	.99	.92	.84	.77	.75	.77	.83	.92	.99	1.04	1.06
30	1.02	.97	.88	.79	.71	.68	.7	.78	.88	.97	1.03	1.05
35	1	.94	.84	.74	.64	.61	.64	.72	.84	.94	1.02	1.03
40	.98	.9	.8	.68	.57	.53	.56	.66	.79	.91	.99	1.01
45	.95	.87	.75	.61	.5	.45	.49	.59	.73	.87	.96	.98
50	.91	.82	.69	.54	.42	.37	.41	.52	.68	.82	.92	.95
55	.87	.77	.63	.47	.34	.28	.33	.45	.61	.77	.88	.91
60	.82	.72	.57	.4	.26	.2	.24	.37	.55	.71	.83	.86
65	.77	.66	.5	.32	.18	.13	.16	.3	.48	.65	.77	.81
70	.71	.6	.43	.25	.13	.12	.11	.22	.4	.59	.72	.75
75	.65	.53	.36	.17	.12	.11	.11	.13	.33	.52	.65	.69
80	.58	.47	.29	.13	.12	.1	.1	.1	.25	.45	.58	.63
85	.52	.4	.21	.12	.11	.1	.09	.09	.17	.37	.51	.56
90	.45	.32	.14	.11	.1	.09	.08	.08	.09	.29	.44	.49

Como podemos ver, dado que nuestra ubicación está en una latitud 0° y además el ángulo de inclinación también es 0° , nuestro factor K será 1.

Las placas que hemos utilizado son de unas dimensiones de 2,005 m de ancho y 1,001 m de alto pero estas medidas las tomaremos como 2,005 x 1,001 m, por lo que cada placa tiene una superficie de $2,01 \text{ m}^2$.

Ahora nos toca decidir la colocación de las placas. Dado que el ángulo de inclinación de nuestras placas es de 0° , no tendremos en cuenta una distancia que contemple las posibles sombras que se puedan generar entre placas en paralelo. De esta forma estableceremos una distancia de 1,5 m entre las diferentes filas que dispongamos. Para establecer el número de Filas buscamos que sea un espacio homogéneo por lo que vamos a hacer filar de 1x15 placas.

Como hemos mostrado anteriormente, nuestra $K=1$, por lo que la distancia entre bloques solo será la distancia mínima necesaria que determinamos anteriormente para poder realizar maniobras de mantenimiento o reparaciones. Esa distancia era de 1,5 m.

Esta distancia entre filas también la emplearemos para la distancia con la valla de seguridad que rodeará la instalación puesto que, aunque se produzcan pequeños momentos de sombra en las filas más exteriores de la instalación, estas serán en zonas horarias de baja producción y consumo por lo que no se verá afectado en gran medida.

Calculada esta distancia ya podemos calcular el espacio mínimo que necesitamos para cada bloque de 15 placas:

$$\text{Ancho} = l + m = 2 + 1,001 = 3,001 \text{ metros}$$

$$\text{Largo} = (15 \text{ placas} * 2,005 \text{ metros (ancho placa)}) + l = 33,076 \text{ metros}$$

Es decir, un bloque de 15 placas ocupara una superficie de:

$$\text{Superficie 15 placas} = 3,001 * 33,076 = 99,26 \text{ m}^2$$

Como necesitaremos disponer de 90 placas en toda la superficie, el número de filas que nos hará falta disponer será de:

$$N \text{ filas} = 90/15 = 6 \text{ filas}$$

Por lo que el espacio total que necesitaremos será de:

$$\textit{Superficie Total} = \textit{Superficie Fila} * 6 \textit{ filas} = 99,26 \textit{ m}^2 * 6 = 595,57 \textit{ m}^2$$

El espacio por placa necesitado será de:

$$\textit{Espacio por placa} = 595,57 \textit{ m}^2 / 90 \textit{ placas} = 6,62 \textit{ m}^2$$

Como hemos dicho antes la disposición sería de 6 filas de 15 placas cada una por lo que para cada inversor serán 2 filas que son unas 30 placas.

No obstante, hemos establecido separaciones de 0,5 metros cada cinco placas de cada fila para permitir que el cableado llegue correctamente a las cajas de conexión o String Box y además añadimos las dimensiones del cuarto de elementos donde irán inversores, baterías, reguladores y grupo electrógeno, con espacio extra para una posible ampliación tal y como contemplamos en la sobredimensión realizada en los inversores elegidos. Las dimensiones de este cuarto son: 6,3 m x 3,4 m. Además, como podemos ver en los planos más abajo existe una separación de 2 metros con respecto al límite de sombra que hemos dejado adicional como perímetro de toda la instalación de forma que la superficie total acaba siendo de:

$$\textit{Superficie Total} = 49,45 * 24,1 = 1191,745 \textit{ m}^2$$

Por lo tanto, sabemos que nuestra instalación entra perfectamente en el terreno disponible ya que nuestro terreno disponible tiene una superficie de 1437 m² en total, por lo que en un futuro podríamos hacer una ampliación, ya que tanto el terreno como el cuarto de elementos han sido diseñados de esa forma.

2.8 Cableado

En este apartado vamos a calcular la sección del cableado que necesitaremos para cada tramo de nuestra instalación. Como las viviendas no son de nueva construcción solo nos dedicaremos a calcular las secciones hasta la salida de los inversores. Los cables que utilizaremos serán de cobre con aislamiento en PVC.

Los tramos que vamos a calcular la sección son: Placas-reguladores, reguladores-baterías, reguladores inversores, y de estos al cuadro general ya instalado. También calcularemos la sección del cable que conecta el grupo electrógeno a los inversores.

Obtendremos las secciones mediante:

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

Donde la "L" es la longitud que tendrá la línea en metros, "I" la corriente que circulara por el cable en amperios, " ρ " es constante para el cobre con un valor de 45,024, y la U, la caída de tensión admitida en voltios, que tomaremos un 1,5% de la tensión a la que estén para dotar de máxima eficiencia a la instalación.

La resistividad del cobre la calculamos de la siguiente manera, la calcularemos a 70° que es la temperatura máxima admisible para los cables con aislamiento PVC:

$$\rho_{70^\circ} = \rho_{20^\circ} (1 + 0,004 * (70 - 20))$$

Como la resistividad del cobre a 20° es de 18,512 mΩmm² / m:

$$\rho_{70^\circ} = 18,512 * (1 + 0,004 * (70 - 20)) = 22,21 \text{ m}\Omega\text{mm}^2 / \text{m}$$

Este número lo pasamos abajo en la ecuación quedándonos:

$$1/\rho_{70^\circ} = 45,024$$

Para calcular las secciones de las placas hasta los string box y posteriormente hasta los reguladores dividiremos cada grupo de 30 placas en las que tenemos 6 líneas en paralelo, en dos cables hasta los reguladores 6 líneas de 5 placas cada línea. La intensidad que pasará por cada cable será dependiendo de las líneas en paralelo que le conectemos, cada línea tiene una intensidad de 9,09 A y la conexión en paralelo se hará en el stringbox de donde posteriormente saldrán dos conductores hasta cada regulador.

Tenemos ya todos los datos para el cálculo de sección que se ha explicado en el apartado anterior. Tomamos como instalación, cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo correspondiente a la fila B1 columna 10.

Finalmente tendremos un total de 36 cables que tendrán las siguientes características:

Placas – String Box 1			
Datos	Placas 1	Placas 2	Placas 3
Intensidad (A)	9,09	9,09	9,09
Longitud (m)	21,479	18,78	16,0765
Sección (mm²)	12,04568119	10,5320496	9,0158943
Sección Final (mm²)	16	16	10
Iz (A)	87	87	65
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Placas – String Box 1			
Datos	Placas 4	Placas 5	Placas 6
Intensidad (A)	9,1	9,1	9,1
Longitud (m)	21,3	18,5	15,1
Sección (mm²)	11,9	10,4	8,5
Sección Final (mm²)	16,0	16,0	10,0
Iz (A)	87	87	65
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Placas – String Box 2			
Datos	Placas 7	Placas 8	Placas 9
Intensidad (A)	9,1	9,1	9,1
Longitud (m)	20,5	18,3	15,7
Sección (mm²)	11,5	10,3	8,8
Sección Final (mm²)	16,0	16,0	10,0
Iz (A)	87	87	65
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Placas – String Box 2			
Datos	Placas 10	Placas 11	Placas 12
Intensidad (A)	9,1	9,1	9,1
Longitud (m)	21,5	18,8	16,1
Sección (mm²)	12,0	10,5	9,0
Sección Final (mm²)	16,0	16,0	10,0
Iz (A)	87	87	65
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Placas – String Box 3			
Datos	Placas 13	Placas 14	Placas 15
Intensidad (A)	9,1	9,1	9,1
Longitud (m)	22,4	19,8	17,2
Sección (mm²)	12,5	11,1	9,6
Sección Final (mm²)	16,0	16,0	10,0
Iz (A)	87	87	65
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Placas – String Box 3			
Datos	Placas 16	Placas 17	Placas 18
Intensidad (A)	9,1	9,1	9,1
Longitud (m)	21,9	18,9	18,2
Sección (mm²)	12,3	10,6	10,2
Sección Final (mm²)	16,0	16,0	16,0
Iz (A)	87	87	87
Cdt final (%)	1,5	1,5	1,5
Cdt final (V)	0,72	0,72	0,72

Como podemos observar hemos calculado la sección necesaria y la que tendríamos que elegir de la tabla de secciones con su Iz. También hemos visto que al elegir una sección superior a la que hemos calculado estamos cubriéndonos las espaldas con la caída de tensión que nos cumplirá con más seguridad.

Ahora vamos a calcular las secciones del cable del string box al regulador y posteriormente del regulador a las baterías y a los inversores. La intensidad en este caso será de 54,5 A del string box al regulador, y como trabajan con una tensión de 48 V. Esto nos indicará que la caída de tensión de 1,5% será de 0,72 V.

String Box 1 – Regulador 1	
Intensidad (A)	54,5
Longitud (m)	7,2
Sección (mm²)	24,2
Sección Final (mm²)	25,0
Iz (A)	110
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

String Box 2 – Regulador 2	
Intensidad (A)	54,5
Longitud (m)	20,2
Sección (mm ²)	67,9
Sección Final (mm ²)	70,0
Iz (A)	214
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

String Box 3 – Regulador 3	
Intensidad (A)	54,5
Longitud (m)	33,9
Sección (mm ²)	114,2
Sección Final (mm ²)	120,0
Iz (A)	301
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

En este apartado se calcula, de forma idéntica a la del apartado anterior, la sección de cable que va desde los reguladores, tanto a las baterías como a los inversores. La intensidad en este caso será de 85 A que es la intensidad máxima del regulador a máxima potencia, y trabajan con una tensión de 48 V como se ha explicado anteriormente. Por lo tanto, el valor de la caída de tensión será de nuevo 0,72V. La tabla que resume el cálculo de sección es la siguiente:

Regulador 1 – Baterías/Inversores	
Intensidad (A)	85,0
Longitud (m)	9,2
Sección (mm ²)	48,0
Sección Final (mm ²)	50,0
Iz (A)	167
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Regulador 2 – Baterías/Inversores	
Intensidad (A)	85
Longitud (m)	11,256
Sección (mm²)	59,023
Sección Final (mm²)	70
Iz (A)	214
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Regulador 3 – Baterías/Inversores	
Intensidad (A)	85
Longitud (m)	14,659
Sección (mm²)	76,873
Sección Final (mm²)	95
Iz (A)	259
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Seguidamente calcularemos el cable principal que transportara la energía desde la salida de los inversores hasta el cuadro principal ya instalado. La distancia desde la salida de los inversores hasta el cuadro será de unos 60 metros transportando una corriente máxima de 50 A ya que es la corriente máxima de salida de cada inversor, por lo que tendremos cuatro cables que irán desde la salida de los inversores hasta el cuadro principal donde allí se juntarán para abastecer a las 6 viviendas.

Inversor 1 – Cuadro Principal	
Intensidad (A)	50,0
Longitud (m)	66,0
Sección (mm²)	203,5
Sección Final (mm²)	240,0
Iz (A)	468
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Inversor 2 – Cuadro Principal	
Intensidad (A)	50
Longitud (m)	68,59
Sección (mm²)	211,612
Sección Final (mm²)	240,0
Iz (A)	468
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Inversor 3 – Cuadro Principal	
Intensidad (A)	50,0
Longitud (m)	73,8
Sección (mm²)	227,6
Sección Final (mm²)	240,0
Iz (A)	468
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Ahora finalmente calcularemos las secciones necesarias para los tramos del grupo electrógeno al inversor y del grupo electrógeno al cuadro principal. Lo conectaremos al inversor para que pueda cargar las baterías y al cuadro principal para que nos pueda abastecer en caso de que las baterías lleguen a su profundidad de descarga. Quedarían así:

Grupo Electrógeno – Inversor 1	
Intensidad (A)	61,6
Longitud (m)	9,2
Sección (mm²)	34,8
Sección Final (mm²)	35,0
Iz (A)	137
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Grupo Electrónico – Inversor 2	
Intensidad (A)	61,6
Longitud (m)	8,7
Sección (mm ²)	33,1
Sección Final (mm ²)	35,0
Iz (A)	137
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Grupo Electrónico – Inversor 3	
Intensidad (A)	61,6
Longitud (m)	8,2
Sección (mm ²)	31,3
Sección Final (mm ²)	35,0
Iz (A)	137
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Grupo Electrónico – Cuadro Principal	
Intensidad (A)	61,6
Longitud (m)	61,3
Sección (mm ²)	233,0
Sección Final (mm ²)	240,0
Iz (A)	468
Cdt final (%)	1,5
Cdt final (V)	0,72

Como resumen podemos observar en esta tabla como quedarán las secciones de los cables en nuestra instalación:

Secciones normalizadas del cableado de la Instalación

Sección (mm ²)	Longitud
10	160,212
16	520,432
25	14,4
35	26,079
50	18,3
70	62,872
95	29,318
120	67,8502
240	379,6437

2.9 Protecciones

En este apartado procederemos a calcular las protecciones que tendremos que elegir para que nuestra instalación sea segura. Tendremos que elegir entre dos tipos de protecciones según la corriente, para toda la instalación en corriente continua (c.c.) elegiremos los fusibles como método de protección y para la parte de corriente alterna (c.a.) utilizaremos los Interruptores Diferenciales (I.D.).

En el caso de los fusibles, los cálculos que vamos a realizar tendrán que cumplir estas dos condiciones:

$$1. I_b \leq I_N \leq I_Z$$

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

$I_2 = 1,6 * I_N$, ya que es un fusible tipo Gg (uso general protección de sobrecargas)

Siguiendo estas normas los fusibles que tendremos que utilizar serán:

	Placas-String Box 1					
	1	2	3	4	5	6
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	65
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xIz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	94,25
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	10

	Placas-String Box 2					
	7	8	9	10	11	12
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	65
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xIz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	94,25
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	10

	Placas-String Box 3					
	13	14	15	16	17	18
Ib	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Iz	87	87	65	87	87	87
In fusible	50	50	50	50	50	50
I2	80	80	80	80	80	80
1,45xIz	126,15	126,15	94,25	126,15	126,15	126,15
Sección (mm²)	16	16	10	16	16	16

String Box 1 – Regulador 1	
I_b	54,5
I_z	110,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	159,5
Sección (mm²)	25

String Box 1 – Regulador 2	
I_b	54,5
I_z	214,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

String Box 1 – Regulador 3	
I_b	54,5
I_z	301,0
In fusible	63,0
I₂	100,8
1,45xI_z	436,45
Sección (mm²)	120

Regulador 1 – Batería 1	
I_b	85,0
I_z	167,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	242,15
Sección (mm²)	50

Regulador 3 – Batería 3	
I_b	85,0
I_z	259,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	375,55
Sección (mm²)	95

Regulador 2 – Batería 2	
I_b	85,0
I_z	214,0
In fusible	100,0
I₂	160
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

Batería 1 – Inversor 1	
I_b	85,0
I_z	167,0
I_{n fusible}	100,0
I₂	160
1,45xI_z	242,15
Sección (mm²)	50

Batería 2 – Inversor 2	
I_b	85,0
I_z	214,0
I_{n fusible}	100,0
I₂	160
1,45xI_z	310,3
Sección (mm²)	70

Batería 3 – Inversor 3	
I_b	85,0
I_z	259,0
I_{n fusible}	100,0
I₂	160
1,45xI_z	375,55
Sección (mm²)	95

2.10 Puesta a Tierra

Finalmente vamos a calcular la puesta a tierra para nuestra instalación. En primer lugar, tendremos que determinar la resistividad de nuestro terreno, esto lo haremos según la TABLA 1 del MIE-RAT 13. Mirando en la tabla encontramos que la naturaleza del terreno es Turba húmeda por lo que tendremos una resistividad de 5-100 Ohm*m. Dimensionaremos nuestra instalación para 50 Ωm. Para ello pondremos 4 picas, una en cada esquina en la superficie donde dispondremos las placas de 2,005 metros de longitud y a una distancia aproximada de 45,5 metros, por lo que la resistencia de las picas será de:

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = \frac{50}{2,005} = 24,937 \Omega$$

Como instalaremos 4 picas en nuestro terreno:

$$R_{picas} = \frac{24,937}{4} = 6,23 \Omega$$

Por lo que nuestro sistema de puesta a tierra lo determinaremos de la siguiente manera:

$$R_{conductor} = \frac{2 * \rho}{L} = \frac{2 * 50}{45,5} = 2,19 \Omega$$

Por lo que la resistencia de nuestro sistema de puesta a tierra será de:

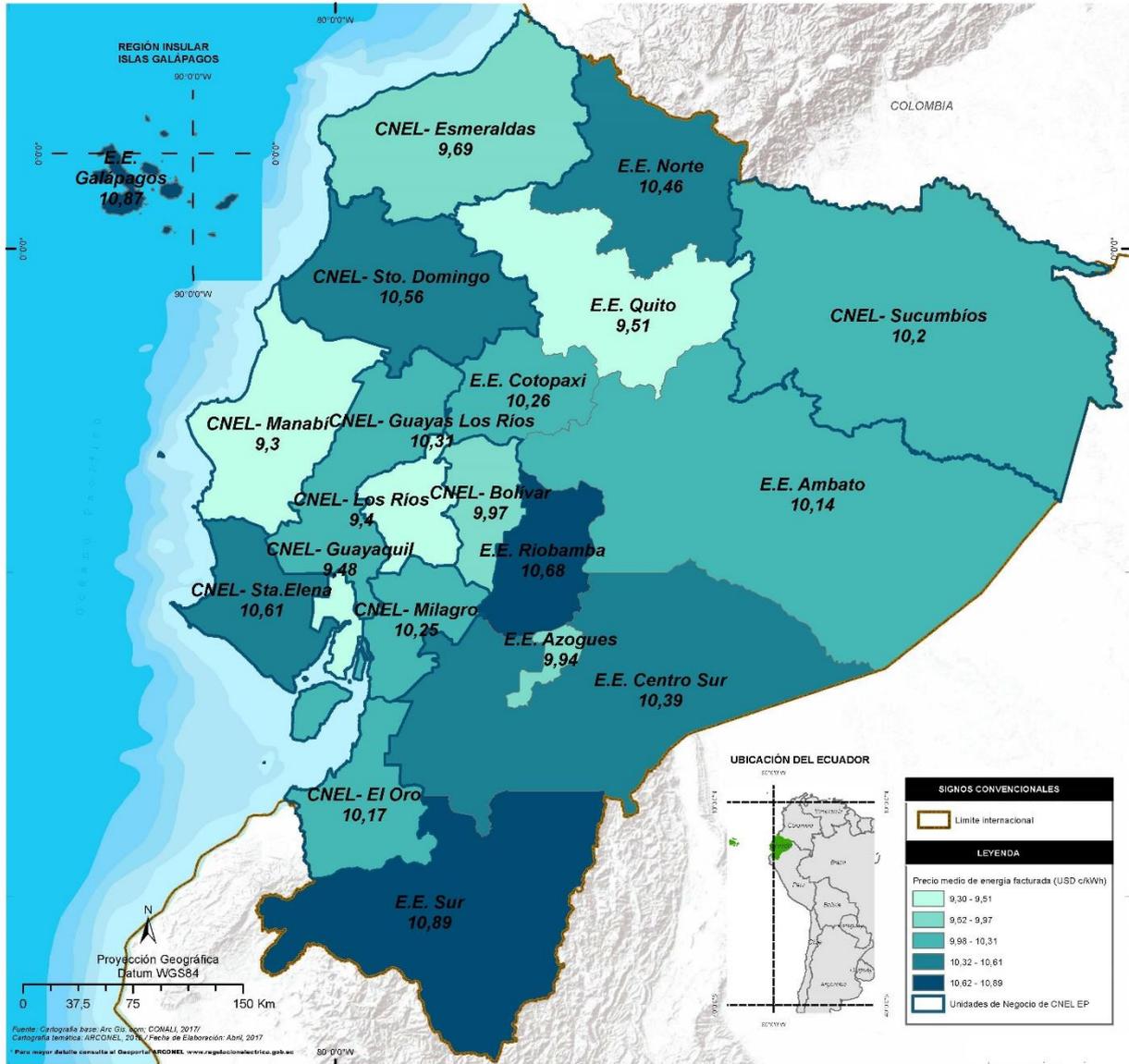
$$R_{PT} = \frac{R_{picas} * R_{conductor}}{R_{picas} + R_{conductor}} = \frac{6,23 * 2,19}{6,23 + 2,19} = 1,62 \Omega$$

Por último, solo nos queda comprobar que con la corriente de defecto del Interruptor Diferencial (30 mA) que protege la parte de alterna no supere los 24 V de tensión de contacto:

$$U_c = 0,03 * 1,62 = 0,0487 V < 24 V$$

3. Precio Medio Energía Facturada Ecuador

PRECIO MEDIO DE ENERGÍA FACTURADA (USD ¢/kWh)



4. Tablas del CEN

310.15

ARTÍCULO 310 — CONDUCTORES PARA INSTALACIONES EN GENERAL

que están asociadas a la unidad de vivienda. No se exigirá que los conductores del alimentador para una unidad de vivienda tengan una ampacidad nominal permisible mayor que sus conductores de entrada de la acometida. Se permitirá que el conductor puesto a tierra sea de menor calibre que los conductores no puestos a tierra, siempre y cuando se cumplan los requisitos de las secciones 215.2, 220.61 y 230.42.

(C) Supervisión de ingeniería. Bajo la supervisión de ingeniería, se permitirá calcular la ampacidad de los conductores mediante la siguiente fórmula general:

$$I = \sqrt{\frac{TC - (TA + \Delta TD)}{RDC (1 + YC) RCA}}$$

Donde:

- TC = temperatura del conductor en grados Celsius ($^{\circ}C$)
- TA = temperatura ambiente en grados Celsius ($^{\circ}C$)
- ΔTD = pérdidas del dieléctrico por aumento de la temperatura
- RDC = resistencia de c.c. del conductor a la temperatura TC
- YC = componente de resistencia de c.a. del conductor, resultante de los efectos Kelvin y de proximidad.
- RCA = resistencia térmica efectiva entre el conductor y el ambiente circundante.

NLM. Véase el apéndice B para ejemplos de aplicación de la fórmula.

Tabla 310.16 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts y $60^{\circ}C$ a $90^{\circ}C$ ($140^{\circ}F$ a $194^{\circ}F$). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de $30^{\circ}C$ ($86^{\circ}F$).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

Continúa

(4) Tomar otra acción compensatoria adecuada y aprobada.

(C) Corrientes temporales no clasificadas como corrientes indeseables. Las corrientes temporales resultantes de condiciones accidentales, tales como corrientes de falla a tierra, no se deben clasificar como corrientes indeseables para los propósitos que se especifican en las secciones 250.6(A) y (B).

(D) Limitaciones a las alteraciones permisibles. No se debe considerar que las disposiciones de esta sección permiten que el equipo electrónico sea operado en sistemas de c.a. o circuitos ramales que no están conectados a un conductor de puesta a tierra del equipo según se exige en este artículo. Las corrientes que introducen ruidos o errores en los datos en el equipo electrónico no se deben considerar como las corrientes indeseables consideradas en esta sección.

(E) Separación de corrientes a tierra indeseables de corriente directa. Cuando se requiera la separación de corrientes a tierra de c.c. indeseables de los sistemas de protección catódica, se permitirá un dispositivo certificado de acople de c.a./separación de c.c. en el conductor de puesta a tierra del equipo, para brindar una trayectoria efectiva de retorno para corrientes de falla a tierra de c.a., mientras se bloquea la corriente de c.c.

250.8 Conexión del equipo de puesta a tierra y de unión.

(A) Métodos permitidos. Los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión se deben conectar mediante uno de los siguientes medios:

- (1) Conectores a presión listados
- (2) Barras terminales
- (3) Conectores a presión listados como equipo de puesta a tierra y unión
- (4) Procesos de soldadura exotérmica
- (5) Abrazaderas tipo tornillo que enrosque por lo menos de dos hilos o que se aseguran con una tuerca
- (6) Tornillos para máquinas tipo autoroscantes que enrosquen no menos de dos hilos en el envoltente
- (7) Conexiones que son parte de un ensamble listado
- (8) Otros medios listados

(B) Métodos no permitidos. No se deben usar dispositivos de conexión o accesorios que dependen únicamente de soldadura blanda.

250.10 Protección de abrazaderas y accesorios de puesta a tierra. Las abrazaderas de puesta a tierra u otros accesorios deben ser aprobados para uso general sin protección, o se deben proteger del daño físico como se indica en (1) o (2):

- (1) En instalaciones en las que no es probable que sufran daño.
- (2) Cuando están encerradas en metal, madera o una cubierta protectora equivalente.

250.12 Superficies limpias. Los recubrimientos no conductores (tales como pintura, laca o esmalte) en el equipo que se va a poner a tierra, se deben remover de las roscas y de las otras superficies de contacto para asegurar una buena continuidad eléctrica, o se deben conectar por medios o herrajes diseñados para hacer innecesaria esta remoción.

II. Puesta a tierra de sistemas

250.20 Sistemas de corriente alterna que se deben poner a tierra. Los sistemas de corriente alterna se deben poner a tierra como se prevé en las secciones 250.20(A), (B), (C), (D) o (E). Se permitirá poner a tierra otros sistemas. Si dichos sistemas están puestos a tierra, deben cumplir con las disposiciones aplicables de este artículo.

NLM: Un ejemplo de un sistema que se permite poner a tierra es una conexión de transformador en delta con una esquina puesta a tierra. Véase la sección 250.26(4), relativa al conductor que se debe poner a tierra.

(A) Sistemas de corriente alterna de menos de 50 volts. Los sistemas de corriente alterna de menos de 50 volts se deben poner a tierra si se presenta bajo alguna de las siguientes condiciones:

- (1) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación del transformador supera los 150 volts a tierra.
- (2) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación del transformador no está puesto a tierra.
- (3) Cuando están instalados en exteriores como conductores aéreos.

(B) Sistemas de corriente alterna de 50 volts a 1000 volts. Los sistemas de corriente alterna de 50 volts a 1000 volts que alimentan el alambrado de los inmuebles y los sistemas de alambrado de éstos, se deben poner a tierra si se presenta alguna de las siguientes condiciones:

- (1) Cuando el sistema se puede poner a tierra, de manera que la tensión máxima a tierra en los conductores no puestos a tierra no supere los 150 volts.
- (2) Cuando el sistema es trifásico, tetrafilar y conectado en estrella, y cuyo conductor neutro se utiliza como un conductor de circuito.
- (3) Cuando el sistema es trifásico, tetrafilar y conectado en delta, en el cual el punto medio del devanado de una fase se usa como un conductor de circuito.

(C) Sistemas de corriente alterna de 1 kV y superior. Los sistemas de corriente alterna que alimentan equipo portátil o móvil se deben poner a tierra como se especifica en la sección 250.188. Cuando se alimentan otros sistemas diferentes de los portátiles y móviles, se permitirá ponerlos a tierra.

PRESUPUESTO

Costes Instalación				
Elementos	Modelo	Unidades	Precio/Ud	Precio sin IVA
Paneles	REC TWINPEAK 2S 72 Serie	156	136,00 €	16.760,64 €
	Conector MC4 hembra 1000 V para cable 4 y 6 mm.2	90	1,20 €	85,32 €
	Conector MC4 macho 1000 V para cable 4 y 6 mm.2	90	1,20 €	85,32 €
Baterías	SUNLIGHT Elemento transparente 2v OPzS 2970 RES 16	3	23.420,93 €	55.507,61 €
Regulador	Regulador VICTRON SMARTSOLAR MPPT 250/85 MC4 (12/24/48V-85A)	3	617,50 €	1.463,48 €
Inversor	Inversor cargador de 12000W a 48V y 200A modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100 Victron	3	3.731,82 €	8.844,41 €
Grupo electrógeno	Grupo Inmesol Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL TRIFÁSICO - 220/120 V 1.800 R.P.M. 60 Hz	1	12.350,36 €	9.756,78 €
Estructura	SOLARSTEM estructura acoplar OR-ROW horizontales 3 paneles	30	102,58 €	2.431,15 €
	SOLARSTEM perfil 2 m	60	8,38 €	397,02 €
	SOLARSTEM fijación universal salva-tejas regulable	60	8,93 €	423,05 €
Caja de conexión	AMB Green Power String Box STC8 100A	3	956,25 €	2.266,31 €
Cableado	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 4 mm ²	216	0,74 €	126,19 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 10 mm ²	161	1,12 €	142,01 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 16 mm ²	520	1,66 €	682,08 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 25 mm ²	14	2,37 €	26,95 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 35 mm ²	26	3,21 €	66,13 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 50 mm ²	18	4,40 €	63,61 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 70 mm ²	63	6,15 €	305,46 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 95 mm ²	29	8,24 €	190,85 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 120 mm ²	68	10,06 €	539,23 €
	Cable Cu Solar ZZ-F 0,6 / 1kV de 240 mm ²	380	20,40 €	6.118,34 €
	Puesta a tierra	Picas Cu 2m	4	9,08 €
Cable Cu PAT 16mm ²		182	4,50 €	647,01 €
Protecciones	CARTUCHO FUSIBLE DE TALLA NH-000 50 AMPERIOS	18	5,06 €	71,95 €
	CARTUCHO FUSIBLE DE TALLA NH-000 63 AMPERIOS	3	5,28 €	12,51 €
	CARTUCHO FUSIBLE DE TALLA NH-000 100 AMPERIOS	6	5,52 €	26,16 €
	BASE DE FUSIBLE PARA ATORNILLAR DE 50 AMP.	18	4,96 €	70,53 €
	BASE DE FUSIBLE PARA ATORNILLAR DE 63 AMP.	3	5,38 €	12,75 €
	BASE DE FUSIBLE PARA ATORNILLAR DE 100 AMP.	6	6,23 €	29,53 €
	I.A. Diferencial (30mA)	3	50,10 €	118,74 €
Operarios			10%	10.729,98 €
Beneficio			7%	6.337,74 €
Total sin IVA				124.367,56 €
Total con IVA				150.484,75 €

Ficha Técnica de Elementos

REC TWINPEAK 25 72 SERIE

PANELES SOLARES PREMIUM CON UN RENDIMIENTO SUPERIOR

Los paneles solares de la serie REC Twin Peak 25 72 cuentan con un diseño innovador con alta eficiencia y elevada potencia, permitiendo a los clientes obtener el máximo aprovechamiento de la superficie utilizada para la instalación.

En combinación con la calidad y la fiabilidad de un producto de una marca europea establecida y líder en la industria, los paneles REC TwinPeak son ideales para uso en las cubiertas del sector utilitario y comercial de todo el mundo.



**REDUCE LOS COSTES DEL
RESTO DEL SISTEMA**



**MEJOR RENDIMIENTO EN
CONDICIONES DE SOMBREADOS**

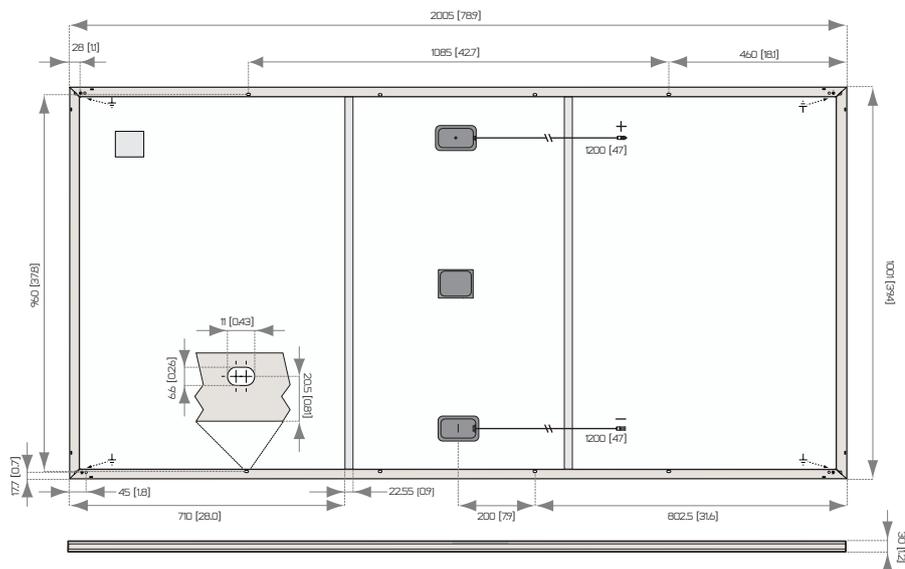


**MÓDULO DE 72 CELÚLAS MÁS
LIGERO DEL MERCADO**



**100%
LIBRE DE PID**

REC TWINPEAK 25 72 SERIE



Dimensiones en mm [in]

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC

Código de producto*: RECxxxTP25 72

Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	330	335	340	345	350	355
Clasificación de potencia - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Tensión nominal - U_{MPP} (U)	38,1	38,3	38,5	38,7	38,9	39,1
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	8,67	8,75	8,84	8,92	9,00	9,09
Tensión a circuito abierto - U_{OC} (U)	46,0	46,2	46,3	46,5	46,7	46,8
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	9,44	9,52	9,58	9,64	9,72	9,78
Eficiencia del módulo (%)	16,5	16,7	16,9	17,2	17,4	17,7

Valores en condiciones estándares de medida (STC: masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000 W/m², temperatura 25°C), basados en una distribución de producción con un ±3% de tolerancia de P_{MPP} , U_{OC} e I_{SC} en un tipo de potencia. En bajas radiaciones de 200 W/m² y condiciones STC es posible obtener, al menos el 95% de la eficiencia del P_{MPP} @ STC.
*Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P_{MPP}) en STC indicada anteriormente, y puede estar seguida del sufijo XV para paneles de voltaje máximo 1500V.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NMOT

Código de producto*: RECxxxTP25 72

Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	244	252	257	260	264	268
Tensión nominal - U_{MPP} (U)	34,9	35,5	35,7	35,8	36,0	36,2
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	6,99	7,10	7,19	7,25	7,32	7,39
Tensión a circuito abierto - U_{OC} (U)	42,3	42,8	42,9	43,1	43,2	43,3
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	7,44	7,74	7,79	7,84	7,90	7,95

Valores en condiciones nominal del módulo (NMOT: masa de aire AM 1,5, irradiancia 800 W/m², temperatura 20°C, velocidad del viento 1 m/s).
*Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P_{MPP}) en STC indicada anteriormente, y puede estar seguida del sufijo XV para paneles de voltaje máximo 1500V.

CERTIFICADOS



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703; MCS 005, IEC 62804 (PID)
IEC 62716 (resistencia al amoníaco), IEC 60068-2-68 (Blowing Sand)
IEC 61701 (corrosión de niebla salina - nivel 6), UNI 8457/9174 (Class A),
ISO 11925-2(Class E), ISO 9001:2015, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007

takeaway Esquema take-e-way de reciclaje compatible WEEE
for an easy way

GARANTÍA

10 años de garantía de producto
25 años de garantía lineal de la potencia nominal
(máxima degradación de rendimiento del 0.7% p.a.)
(Ver detalles en las Condiciones de Garantía)

17,7% EFICIENCIA

10 AÑOS DE GARANTÍA DE PRODUCTO

25 AÑOS DE GARANTÍA LINEAL DE LA POTENCIA NOMINAL

DATOS GENERALES

Tipo de célula: 144 células PERC multicristalinas cortadas por la mitad, 6 cadenas de 24 células en serie
Cristal: Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflectante
Lámina posterior: Poliéster de alta resistencia
Marco: Aluminio anodizado
Barras de apoyo: Aluminio anodizado
Caja de conexiones: en 3 partes, 3 diodos de derivación, IP67 de conformidad con IEC 62790
Cable: 4 mm² cable solar, 1,2 m + 1,2 m de conformidad con EN 50618
Conectores: Tonglin TL-Cable01S-F (4 mm²) (1500V) Tonglin TL-Cable01S-FR (4 mm²) (1000V) de conformidad con IEC 62852, IP68 solo cuando se conecta
Origen: Fabricado en Singapore

LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo: -40 ... +85°C
Voltaje máximo del sistema: 1000 V / 1500 V
Carga de diseño (+): nieve 367 kg/m² (3600 Pa)*
Máxima carga de prueba (+): 550 kg/m² (5400 Pa)
Carga de diseño (-): viento 163 kg/m² (1600 Pa)*
Máxima carga de prueba (-): 244 kg/m² (2400 Pa)
Capacidad máxima del fusible: 25 A
Máxima Corriente Inversa: 25 A
*Factor de seguridad 1.5

PARÁMETROS TÉRMICOS*

Temp. de operación nominal del módulo: 44,6°C (±2°C)
Coeficiente de temperatura para P_{MPP} : -0,36 %/°C
Coeficiente de temperatura para U_{OC} : -0,30 %/°C
Coeficiente de temperatura para I_{SC} : 0,066 %/°C
*Los coeficientes de temperatura mencionados son valores lineales

DATOS MECÁNICOS

Dimensiones: 2005 x 1001 x 30 mm
Área: 2,01 m²
Peso: 22 kg

Fundada en Noruega en el año 1996, REC es una empresa líder en energía solar e integrada verticalmente. A través de la fabricación integrada desde el silicio a las obleas, células, paneles de alta calidad y extendiéndose a soluciones solares, REC ofrece al mundo una fuente fiable de energía limpia. La reconocida calidad del producto de REC es corroborada por el índice más bajo de reclamaciones de garantía en la industria. REC es una compañía del grupo Bluestar Elkem con sede central en Noruega y sede de operaciones en Singapur. REC con más de 2.000 empleados a nivel mundial, produce al año 1,4 GW de paneles fotovoltaicos.



www.recgroup.com

Controladores de carga SmartSolar con conexión de tornillo o FV MC4 MPPT 250/60 hasta MPPT 250/100



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.**



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla**



**Detección de Bluetooth:
Smart Battery Sense**



**Detección de Bluetooth:
BMV-712 Smart Battery Monitor**



Pantalla enchufable SmartSolar

Bluetooth Smart integrado

La solución inalámbrica para configurar, controlar, actualizar y sincronizar los controladores de carga SmartSolar.

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Sensor opcional de la tensión y de la temperatura externas de la batería vía Bluetooth

Se puede usar un sensor Smart Battery Sense o un monitor de baterías BMV-712 Smart para comunicar la tensión y la temperatura de la batería a uno o más controladores de carga SmartSolar.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar	250/60	250/70	250/85	250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36 V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A por conector MC4)		70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250 V máximo absoluto en las condiciones más frías 245 V en arranque y funcionando al máximo			
Eficacia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)			
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)			
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados			
Grado de contaminación	PD3			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC	
Funcionamiento en paralelo	Sí			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)		35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMAS				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
<p>1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.</p> <p>1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.</p> <p>2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.</p> <p>3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)</p>				

Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad “no-break” (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, Color Control GX y otros dispositivos, smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

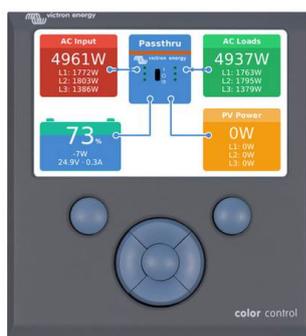
Seguimiento y control a distancia

Color Control GX y otros dispositivos.

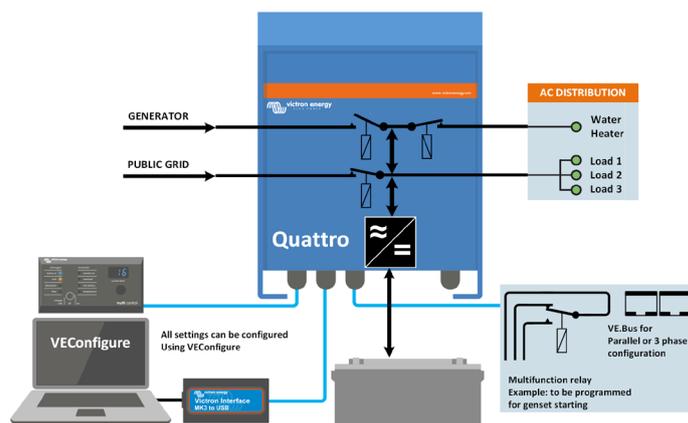
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Color Control GX con una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65° C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 4) A 25 ° C de temperatura ambiente 5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible 6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador Capacidad nominal CA 230 V/4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC				
2) Claves de protección:					
a) cortocircuito de salida					
b) sobrecarga					
c) tensión de la batería demasiado alta					
d) tensión de la batería demasiado baja					
e) temperatura demasiado alta					
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



Color Control GX y otros dispositivos

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).

Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure™](#))



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marina NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-712 Smart

Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

Grupo electrógeno con CUADRO MANUAL.



Imágenes orientativas.

PRP

POTENCIA CONTINUA: 45 kVA

PRP "Prime Power" norma ISO 8528-1

LTP

POTENCIA EMERGENCIA: 50 kVA

LTP "Limited Time Power" norma ISO 8528-1

MOTOR

MARCA	MODELO
DEUTZ	BF4M 2011

ALTERNADOR

MARCA	MODELO
MECC-ALTE	ECP 32-3S

VOLTAJE	HZ	FASE	COS Ø	PRP kVA/kW	LTP kVA/kW	AMP. (LTP)
480/277	60	3	0,8	48,6/38,9	51,2/41,0	61,64

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR

MARCA	MODELO
DEUTZ	BF4M 2011

Datos generales

Potencia PRP (kWm)	43.20
Potencia LTP (kWm)	45.50
Nº cilindros	4
Cilindrada (L)	
Diámetro por carrera (mm)	94 x 112
Ratio de compresión	17.50
Sistema de refrigeración	ACEITE
Inyección	DIRECTO
Aspiración	TURBO
Regulador de serie	MECÁNICO
Acoplamiento volante	3 - 11,5

Sistema de lubricación

Capacidad Aceite (L)	10.00
Consumo del aceite (%)	0.50
Min. alarma presión aceite (bar)	1.50

Sistema de ventilación

Caudal de refrigeración de aire (m ³ /h)	2850
Caudal aire en combustión (m ³ /h)	191.00
Máx. contrap. para el ventilador (mbar)	-

Sistema de escape

Caudal gases de escape (m ³ /h)	560
Contrapresión de escape (mbar)	30
Temp. gases de escape (°C)	600

Sistema eléctrico

VDC (V)	12
Batería (Ah)	70
Motor arranque (kW)	3

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

CARACTERÍSTICAS DEL ALTERNADOR

MARCA	MODELO
MECC-ALTE	ECP 32-3S

Datos generales

Potencia PRP (kWA)	51.00
Potencia LTP (kWA)	56.10
Eficiencia Alt. 3/4 %	90.60
Eficiencia Alt. 4/4 %	90.00
Nº Polos	4
Regulador de tensión	DSR
Nº hilos	12
Aislamiento	H
Xd (%)	190.00
X'd (%)	14.30
X	10.00
Grado de protección	IP23

CONSUMO DEL GRUPO ELECTRÓGENO

% POTENCIA UTILIZADA	LITROS/HORA
50%	6.50
75%	9.30
100%	12.50

DIMENSIONES, CAPACIDADES, PESO APROXIMADO Y NIVEL SONORO

Dimensiones (mm)		
LARGO	ANCHO	ALTO
2000	950	1253

DEPÓSITO DE COMBUSTIBLE (L)	PESO (kg)
85	962

NIVEL SONORO (dB (A))
66 dB (A) @ 7 m

GRUPO ELECTRÓGENO INMESOL

DESCRIPCIÓN GENERAL

El grupo electrógeno "INMESOL" es una máquina de generación de energía eléctrica que se utiliza en aquellos lugares **donde no hay suministro de red** o bien cuando se produzca un fallo de la RED ELÉCTRICA.

Los elementos móviles, correa de distribución, ventilador, etc, y aquellas partes que durante el funcionamiento adquieren altas temperaturas, colector de escape, etc, incluyen sus correspondientes protecciones, cumpliendo los requisitos de la Directiva de Seguridad en Máquinas **2006/42**.



INMESOL, S.L. empresa con sistema de certificación de calidad ISO 9001 en: Diseño, fabricación, comercialización y asistencia técnica de grupos electrógenos, torres de iluminación, moto-soldadoras, generadores con toma de fuerza tractor y sistemas de generación híbridos.

Normativa europea:

Los grupos electrógenos INMESOL cumplen la legislación Europea y disponen del mercado CE, que incluye las siguientes Directivas:

- 2006/42/CE relativa a la Seguridad de Máquinas.
- 2005/88/CE relativa a las Emisiones Sonoras en el entorno debidas a las máquinas de uso al aire libre (modifica a la 2000/14/CE).
- 2014/30/UE relativa a Compatibilidad Electromagnética.
- 2014/35/UE relativa a Seguridad Eléctrica, material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión

Normativa internacional:

Bajo demanda, INMESOL puede suministrar equipos que cumplen con la Legislación y Normativa Internacional:

- "Reglamento Técnico sobre Seguridad de Maquinaria y Equipos" N° 753, que deroga las normas GOST R, para las exportaciones a Rusia.
- Resolución n° 90708 del 30 de Agosto 2013 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE expedido por el Ministerio de Minas y Energía Sección 20.21 Motores y generadores Eléctricos, para las exportaciones a Colombia.

Información:

Las potencias son para unas condiciones ambientales de referencia: 100 kPa de presión barométrica, 25° C y 30% de humedad relativa. Se definen según ISO 8528 y ISO 3046.

PrimePower (PRP) "Servicio Principal": Es aplicable para grupos electrógenos que funcionan como fuente principal de energía eléctrica. Es sobrecargable un 10% en puntas de tiempo limitado, máximo 1 cada 12 horas..

StandbyPower (LTP) "Servicio de Emergencia" es aplicable para grupos electrógenos que funcionan al fallar la Red Eléctrica. Esta potencia NO es SOBRECARGABLE.

No obstante, para lograr una larga vida del motor, se recomienda que la carga media de potencia activa (kW) conectada al grupo electrógeno en cualquier periodo de 24 horas de funcionamiento, no sea superior a los siguientes valores:

- En Servicio Principal, al 70% de la potencia PRP.
- En Servicio de Emergencia por fallo de red, al 80% de la potencia LTP.

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

IN GAMA
INDUSTRIAL

Alcance de suministro



Conjunto motor / alternador acoplado e instalado mediante soportes antivibratorios en chasis de perfil de acero de alta resistencia electro-soldado y posteriormente tratado con productos decapantes para aplicación de capa de fosfato de zinc y pintura poliéster (QUALICOAT).

Cabina de acero insonorizada con lana de roca ignífuga, con tratamiento decapantes para aplicación de capa de fosfato de zinc y pintura poliéster (QUALICOAT).

Chasis estanco

Depósito de combustible integrado en chasis provisto de aforador de medición e instalación de combustible al motor.

Motor auto refrigerado con ventilador mecánico soplante.

Silencioso residencial de atenuación -35 db(A) con salida de gases al exterior con tapa de protección.

Cuadro eléctrico de control y potencia con central de protección y control e instrumentos de medida y configuración para lectura de magnitudes eléctricas, tensión, combustible, horas de funcionamiento, etc. con arranque por señal

Protección magnetotérmica y protección diferencial

Alternador de carga batería con toma de tierra.

Batería de arranque con cableado e instalación al motor y protección de bornas.

Instalación de toma tierra prevista para pica (pica no incluida).

Protección de seguridad en partes calientes y móviles y de voltaje.

Parada de emergencia con pulsador en el exterior.

Bomba manual de extracción de aceite del cárter del motor.

Alternador auto excitado y auto regulado.

Gancho de izado para elevación con grúa hasta 450 kVA (Excepto versión carrocería basculante).

Chasis predispuesto para instalación de kit de transporte.

Regulación electrónica del motor a partir de 220 kVA (LTP).

Salida horizontal para aire caliente (hasta carrocería 4200x1600x2245)

OPCIONALES

Cargador de batería

Resistencia de precaldeo

Cuadro de conmutación para convertir el grupo manual en automático (ATS).

Kit de bases de fuerza (desde 20 kVA hasta 400 kVA PRP)

Silencioso residencial de atenuación

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

CUADRO DE CONTROL MANUAL **DSE 3110**

Cuadro de CONTROL MANUAL, PROTECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN, montado sobre el grupo electrógeno en carpintería metálica con una central de protección del motor DSE 3110.



Imágenes orientativas.

Dispone de:

1. LLAVE DE CONTACTO

2. PULSADOR DE PARO DE EMERGENCIA

3. INSTRUMENTOS DE MEDIDA:

Amperímetro(s) analógico(s).

Reloj de Combustible

Voltímetro analógico.

Lectura digital de Hz y cuenta horas (DSE 3110)

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

CUADRO DE CONTROL MANUAL **DSE 3110**

4. CONTROL DEL GRUPO Y PROTECCIÓN DEL MOTOR: DSE 3110, permite:

ARRANCAR y PARAR el grupo de forma MANUAL

Posibilidad de hacerlo de forma AUTOMÁTICA mediante ARRANQUE POR SEÑAL.

Lecturas digitales de las horas de funcionamiento y de la Frecuencia

Controla las características principales del motor, originando una alarma o provocando la parada de la máquina:

- Bajo y Alto Voltaje (PARADA)
- Baja y Alta Frecuencia y Velocidad (PARADA)
- Baja Presión Aceite y Alta Temperatura del refrigerante (PARADA)
- Fallo del Alternador Carga-batería (ALARMA)
- Bajo Nivel de Combustible (ALARMA)

5. PROTECCIONES

PROT. MAGNETOT. (A)	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	DISTRIBUCIÓN
63A, 4P	Modular 63A, 30mA	CEE5P63A+CEE5P16A+Sc huko

OPCIONALES

OPCIÓN 1:

CUADRO AUTOMÁTICO PARA GRUPO MANUAL: ATS DSE 334

Este cuadro permite al grupo de control manual, un funcionamiento en reserva de la Red, ya que el ATS manda arrancar y parar el grupo, cuando detecta fallo en el suministro y restablecimiento de la Red Eléctrica.



Imágenes orientativas.

Dispone de:

Comutación compuesta por 2 contactores con enclavamiento mecánico y eléctrico.

Cargador de batería

Fusibles

Bornero de conexión de entrada de red y grupo y salida de la carga.

Módulo de Control Automático de Transferencia DSE 334 que provee las siguientes funciones y características:

- Salidas a relé libres de tensión.
- Comutación automática de las fuentes.
- Reloj de tiempo real
- 10 entradas y 5 salidas configurables
- Registro de eventos
- Temporizadores configurables
- Configuración mediante PC y/o desde el propio panel.
- Indicadores de LED.
- Pantalla de 4 líneas
- Entradas para fallo de grupo electrógeno.
- Monitorización de la intensidad eléctrica (opcional)
- Nivel de voltaje ajustable para fallo de la red
- Indicación de disponibilidad del generador.
- Señal de arranque al motor

Modelo: ID-050 - GAMA INDUSTRIAL

TRIFÁSICO - 480/277 V | 1.800 R.P.M. | 60 Hz

OPCIONALES

OPCIÓN 2:

CAMBIO A CENTRAL MANUAL DIGITAL DSE 6110 MKII

PANTALLA DIGITAL DE LCD:

Dispone de una pantalla digital de LCD, que permite una fácil lectura de la información referente al MOTOR, ALTERNADOR y CARGA. Lecturas que pueden realizarse:

MOTOR

Temperatura refrigerante

Presión aceite

Velocidad de giro (r.p.m)

Nivel de combustible

Voltaje de batería

Voltaje del alternador de batería.

Horas de funcionamiento

Número de arranques

ALTERNADOR Y CARGA

Voltajes entre fases y entre fases y neutro.

Intensidades

Frecuencia

CONTROL DEL GRUPO:

ARRANCA y PARA el grupo de forma MANUAL.

Posibilidad de hacerlo de forma AUTOMÁTICA mediante ARRANQUE POR SEÑAL.

PROTECCIÓN DEL MOTOR Y ALTERNADOR, CON LAS ALARMAS ACTIVADAS:

MOTOR

Baja Presión de aceite.

Alta Temperatura del refrigerante.

Baja y Alta Tensión de las baterías.

Fallo del alternador de carga baterías

Bajo nivel de combustible.

ALTERNADOR

Bajo y Alto Voltaje

Baja y alta Frecuencia

Sobrecarga por Intensidad (A)

OTRAS CARACTERÍSTICAS:

El reloj en tiempo real permite un registro de los 50 últimos eventos.

Entradas y salidas configurables.

Alarmas y temporizadores configurables.

Conectividad USB

Completamente configurable mediante software y PC.

Comunicación por cable USB para control remoto

Reloj programador con múltiples eventos de mantenimiento que pueden configurarse para un óptimo funcionamiento del motor. Programación semanal y/o mensual hasta 8 arranques y paradas por semana.

CONFIGURACIONES ALTERNATIVAS, que amplían las posibilidades del régimen de trabajo.

RES OPzS Batteries

Technical Data



BATTERIES



SOLAR PV



WIND



GENSET



SUNLIGHT

creating energy

Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Height ₂ (mm)	Poles Distance	Filled Weight (approx. kg)	Dry Weight (approx. kg)	Internal Resistance (mOhm)	Short Circuit Current (A)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc									
2V 2 RES OPzS 185	2	2	197	187	168	148	132	103	206	355	369	-	14	8	1.620	1240
2V 3 RES OPzS 260	3	2	274	263	235	209	188	103	206	355	369	-	16	11	1.083	1860
2V 4 RES OPzS 300	4	2	310	300	272	243	224	103	206	355	369	-	18	13	0.847	2380
2V 5 RES OPzS 375	5	2	391	378	343	307	281	124	206	355	369	-	21	15	0.671	3000
2V 6 RES OPzS 450	6	2	470	454	411	368	338	145	206	355	369	-	26	19	0.575	3500
2V 5 RES OPzS 550	5	2	574	553	498	444	413	124	206	471	485	-	28	21	0.608	3300
2V 6 RES OPzS 660	6	2	686	661	596	530	494	145	206	471	485	-	34	24	0.518	3900
2V 7 RES OPzS 750	7	2	780	750	676	602	564	166	206	471	485	-	39	28	0.453	4450
2V 5 RES OPzS 900	5	2	948	904	797	695	639	145	206	646	660	-	42	29	0.537	3750
2V 6 RES OPzS 965	6	2	1006	966	859	754	703	145	206	646	660	-	46	33	0.447	4500
2V 7 RES OPzS 1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191	210	646	660	80	60	43	0.378	5350
2V 8 RES OPzS 1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191	210	646	660	80	64	47	0.327	6200
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233	210	646	660	110	73	53	0.292	6950
2V 10 RES OPzS 1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233	210	646	660	110	78	57	0.261	7750
2V 12 RES OPzS 1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391	275	210	646	660	140	91	66	0.228	8850
2V 11 RES OPzS 2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698	275	210	797	811	140	111	76	0.238	8500
2V 12 RES OPzS 2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701	275	210	797	811	140	115	81	0.225	9000
2V 14 RES OPzS 2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069	397	212	772	786	110	143	96	0.195	10350
2V 15 RES OPzS 2920	15	6	3019	2921	2650	2361	2208	397	212	772	786	110	149	103	0.176	11500
2V 16 RES OPzS 2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279	397	212	772	786	110	155	109	0.160	12600
2V 18 RES OPzS 3780	18	8	3917	3780	3419	3038	2811	487	212	772	786	110	184	125	0.140	14450
2V 20 RES OPzS 4075	20	8	4217	4076	3696	3291	3057	487	212	772	786	110	201	135	0.125	16200
2V 24 RES OPzS 4620	24	8	4769	4620	4199	3747	3508	576	212	772	786	140	230	158	0.108	18800
6V 3 RES OPzS 240	3	2	252	242	221	199	184	233	203 +	345	377	-	41	30	1.138	1780
6V 4 RES OPzS 280	4	2	293	283	261	237	223	272	205	332	361	-	47	35	0.900	2240
6V 5 RES OPzS 385	5	2	403	389	355	320	298	380	205	332	361	-	61	44	0.760	2660
6V 6 RES OPzS 405	6	2	422	408	376	341	323	380	205	332	361	-	67	51	0.667	3040
12V 1 RES OPzS 85	1	2	91	86	78	71	65	272	205	332	361	-	38	24	3.226	620
12V 2 RES OPzS 130	2	2	137	132	121	111	106	272	205	332	361	-	49	38	1.613	1260
12V 3 RES OPzS 190	3	2	199	191	176	161	155	380	205	332	361	-	70	53	1.138	1780

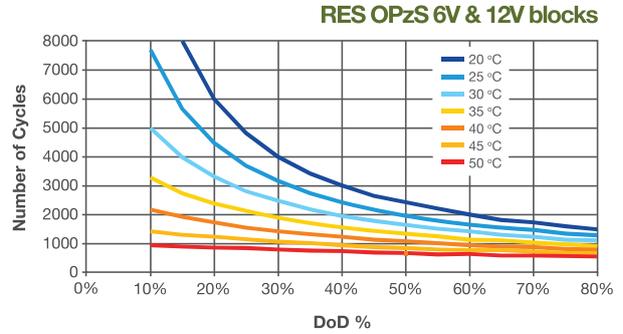
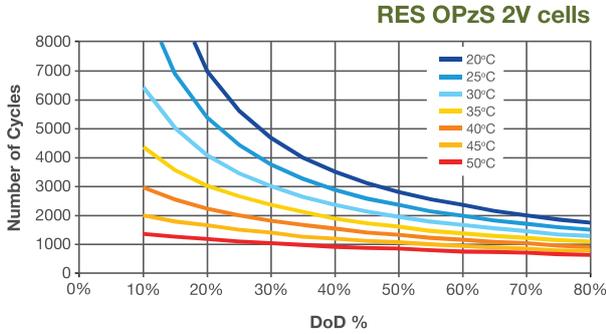
* Includes installed connectors and shrouds

Drawings

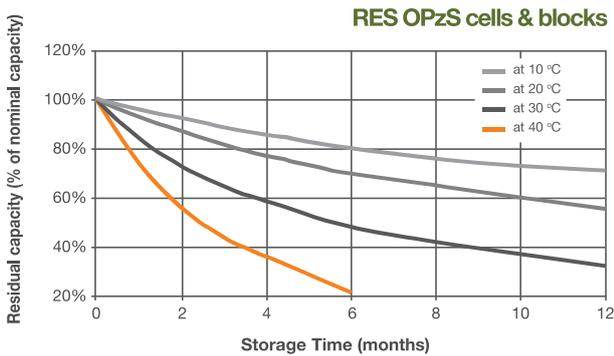


Performance Curves

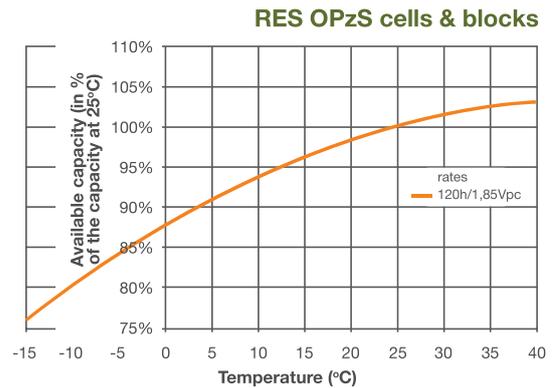
Expected Number of Cycles vs. DoD



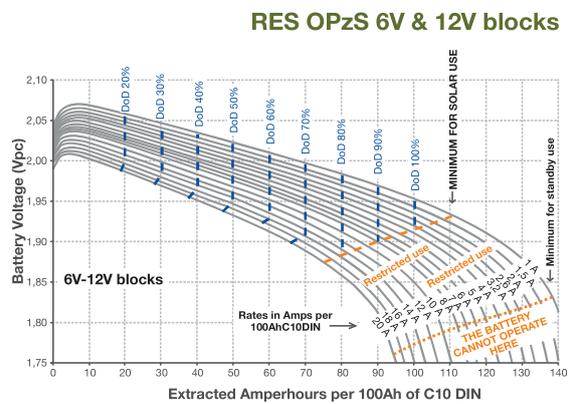
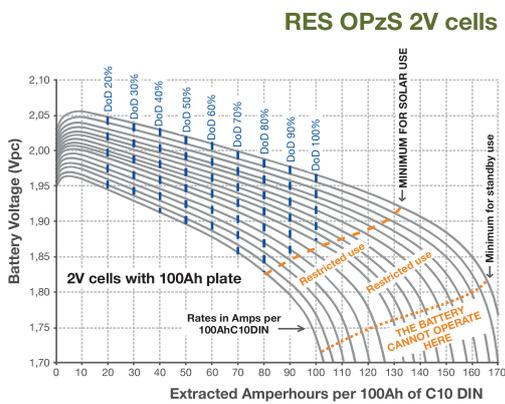
Self-discharge characteristics



Capacity vs temperature



Guidance for the Initial Low-voltage Disconnect Settings (25°C Reference Temperature)



Technical Features

Design

Positive plates	Tubular plates with special low-antimony lead alloy ($\leq 1.65\%$ Sb)
Negative plates	Pasted negative plates of grid design with optimized low-antimony lead alloy
Separators	Low resistance, microporous PVC
Electrolyte	Diluted sulphuric acid
Container, lid material	High impact, transparent SAN (Styrene Acrylonitrile) for container. Robust ABS (Acrylonitrile Butadien Styrene) Material for lid.
Poles	Premium design with insert and rubber seal in the lid for hardness and acid resistance. M10 brass inlay. Impedance measurements possible.
Connectors	Voltage measurements possible due to bolt-on type design. Steel bolts with plastic encapsulated heads. Insulated flexible connectors, optional solid connectors available.
Ceramic Plugs	Flame arresting design. Ceramic funnel plugs also available.

Operation

Number of cycles	2300 cycles for 2V cells, 2000 cycles for 6V & 12V blocks (60% DoD, 20°C).
Design life	20 years for 2V cells, 18 years for 6V&12V blocks (stand-by float, 20°C).
Maintenance	Low topping up requirements.
Operating temperature	Recommended 10°C to 30°C. Max: 55°C.
Storage Time	Maximum shelf life up to 3 months at 20°C, 2 months at 30°C or 1 month at 40°C.
Self discharge rate	Approx. 2.5% per month at 20°C.

Certified Quality

- Compliant with IEC 61427 requirements for photovoltaic energy systems
- Fully compliant with IEC 60896-11 requirements for vented lead-acid batteries
- Full conformity to DIN 40736-1 specifications for OPzS cells and DIN 40737-3 for OPzS blocks
- Compliant with the safety requirements of EN 50272-2 for stationary batteries
- Manufactured at SUNLIGHT's European production facilities, certified with ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001



Planificación del
proyecto a
medida

Declaración de
prestaciones y
marcado CE

Para montaje en
terreno o sobre
cualquier tipo de
cubierta

Optimización de
costes

SISTEMAS DE MONTAJE PARA ESTRUCTURAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



DESCRIPCIÓN DE LOS SIMBOLOS



Aluminio

Perfiles fabricados con la aleación 6082 y templado T6, esta es la aleación superior de la serie 6 de aluminios y permite trabajar con secciones más ligeras.



Acero inoxidable

Tornillería y/o componentes fabricados en acero inoxidable austenítico AISI304 o A2-70.



Impermeabilización

Juntas fabricadas con caucho EPDM que ofrece una muy buena resistencia a los agentes atmosféricos y a los rayos U.V.



Sección optimizada

Perfiles diseñados para facilitar el trabajo del instalador, incluyen caras asimétricas para que el ensamblaje sea intuitivo y además disponen de guías para fijar los tornillos con una sola herramienta.



Tuercas de inserción rápida

Perfiles con guías para insertar tuercas T-SLOT. Estas tuercas pueden colocarse en cualquier punto del perfil y disponen de un sistema de bloqueo que evita que se muevan durante el montaje.



Galvanizado por inmersión en caliente

Protección contra la corrosión del acero. Se bañan los perfiles de acero una vez mecanizados con una capa de 70µ en todas sus caras y cortes. Esta protección garantiza una larga duración incluso en ambientes salinos.



Marcado CE

Sistema con marcado CE, según la directiva Europea (EU) 305/2011



Garantía de los módulos fotovoltaicos

El componente ha sido especialmente diseñado para poder montar los módulos fotovoltaicos según las prescripciones de los principales fabricantes.



Garantía

Los sistemas y componentes tienen una garantía limitada entre 10 y 15 años. Puede descargarse las condiciones de garantía de www.solarstem.com



Magnelis

recubrimiento de zinc-aluminio-magnesio desarrollado por ArcelorMittal – un producto de referencia por su excepcional resistencia a la corrosión, incluso en los entornos más agresivos – ya está reconocido como producto conforme a la nueva norma europea EN 10346:2015.

SISTEMAS DE MONTAJE GARANTIZADOS

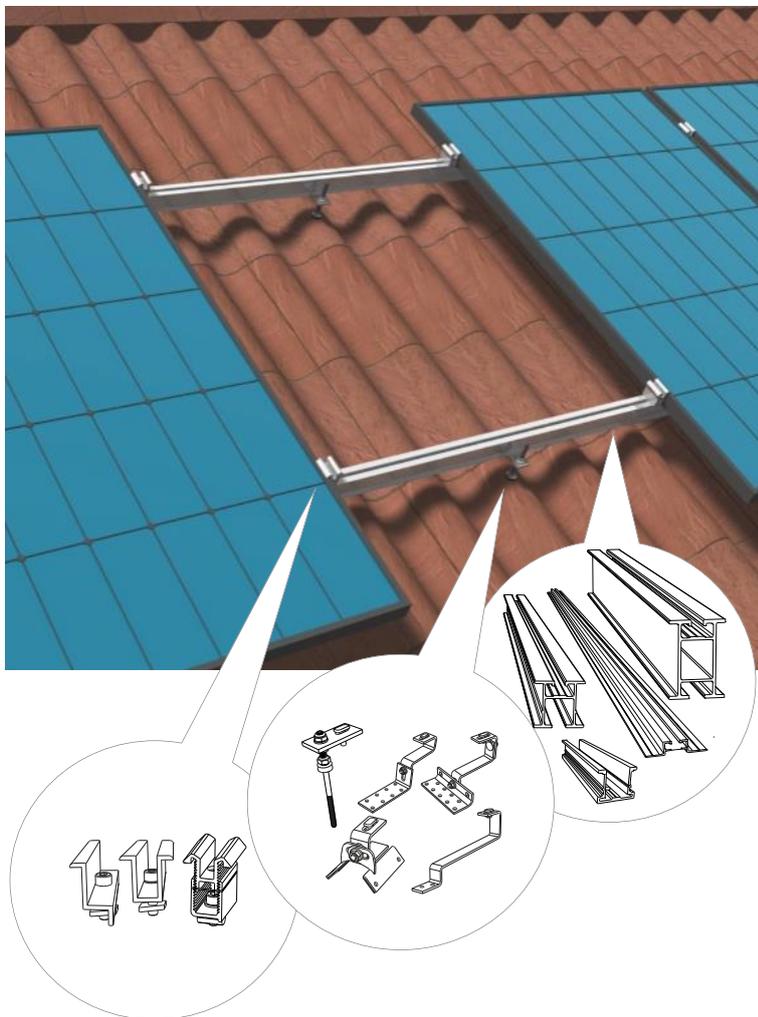
Según la directiva Europea (EU) 305/2011, para vender un producto de construcción en la Unión Europea, el fabricante tiene la obligación de emitir una Declaración de Prestaciones y colocar el marcado CE. A su vez, el distribuidor debe asegurarse que el producto, de ser necesario, lleve el marcado CE acompañado de la debida justificación.

Solarstem esta homologado por la entidad TÜV Rheinland para colocar el marcado a nuestras estructuras.

Igualmente dispone del sistema de calidad homologado para el diseño y fabricación de estructuras según la norma ISO 9001:2000



OR·ROW



- Sistema coplanar con dos perfiles portantes por cada fila de módulos.
- El sistema es indicado cuando los perfiles pueden fijarse libremente en cualquier punto de la cubierta.
- En algunos casos se puede compartir los perfiles portantes entre filas de módulos.
- Sujeción con fijaciones a correas, ganchos salva-teja o directamente a cubierta con perfiles **Direct**.
- Posibilidad de configurar la estructura con la aplicación de autoconfiguración.



Descripción:	Información técnica y manual del cuadro STC8 100A
Revisión:	1ª versión

En este documento se explicarán las características técnicas y el manual de uso del cuadro de series pequeño (hasta 8 strings). A lo largo de este informe veremos todo lo necesario para manejar el cuadro con seguridad y conocer sus ventajas.

FICHA TÉCNICA CUADRO STC8 100A

Descripción del cuadro:

Cuadro protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 8 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A y 8 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 1000Vdc y 100A, sin contacto auxiliar de estado. Montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente, 380x760x225mm (máximo), IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado y cableado. Según normas IEC.

Elementos del cuadro:

El cuadro está compuesto fundamentalmente por los siguientes elementos:

- Módulo poliéster 380x760x225mm, IP 55 con placa de montaje aislante
- Protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc
- Fusible.10x38 16A 900Vdc
- Base portafusible UTE 10x38 carril 32A 1000Vdc
- Seccionador hasta 1000Vdc y 100A
- Prensaestopas M16
- Prensaestopas M20

Tabla de características:

CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL MONTAJE	
Tensión máxima de uso	1000Vdc
Corriente máxima de uso	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Capacidad de seccionamiento	Si, por interruptor de corte en carga
Protección por fusible	Si
Protección contra sobretensiones	Si
IP	55
Prensaestopas	Si
CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	
Marca	Telergon / Socomec
Tensión máxima de corte	1000Vdc
Corriente máxima de corte	100A
Tensión de aislamiento	1000Vdc
Accionamiento	Por mando directo
Categoría de empleo	DC21
Tipo de conexión	Disponible en pletina ó brida
CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE	
Marca	DF
Tensión máxima de uso	900Vdc
Corriente de fusión de fusible	16A
Tensión de aislamiento (base)	1000Vdc
Corriente máxima de la base	32 A
Tipo de base	UTE
Calibre	10x38
Montaje	Carril
Conexión	Brida
CARACTERÍSTICAS DEL PROTECTOR	
Marca	Weidmüller
Tipo	Tipo II
Tensión de uso	1000Vdc
I de descarga	40kA
CARACTERÍSTICAS DE LA ENVOLVENTE	
Marca	Claved
Dimensiones máximas	380x760x225mm
IP	55
IK	10
Tapa	Transparente
Prensaestopas	Si (M16 y 20)
IP Prensas	66
Placa de montaje	Aislante

MANUAL DE USO

Instalación:

- El cuadro de strings STC8 100A requiere la instalación por personal capacitado.
- El armario puede ir ubicado en interior o a la intemperie.
- El cableado consiste en conectarle las entradas de string a los fusibles, la tierra al protector y la salida de agrupación que llegar al inversor o siguiente cuadro de protecciones de un nivel más alto.
- Prestar especial atención en cablear los polos positivos y negativos en los fusibles y terminales indicados. Nunca mezclarlos.
- Tras esto cerrar las bases portafusibles y el interruptor.

Precauciones:

- El mantenimiento debe realizarse por personal capacitado.
- Se recomienda cerrar firmemente los prensaestopas para garantizar la estanqueidad adecuada al entorno.
- Nunca hay que abrir los fusibles en carga, cortar primero la generación abriendo con el interruptor.
- Vigilar que el protector contra sobretensiones esté Ok, si no es así cambiarlo, previo corte del interruptor.

Funcionamiento:

- Si un string queda en cortocircuito antes de los fusibles, el cuadro protege los cables provenientes del string, mediante los fusibles, de la Icc de las strings que están paralelo con la string en corto.
- La caja permite realizar funciones de mantenimiento con el interruptor de corte en carga que aislará el resto de la instalación del conjunto de strings conectadas al cuadro.
- Ante una sobretensión el cuadro protege la instalación disipando la misma con su protector contra sobretensiones.

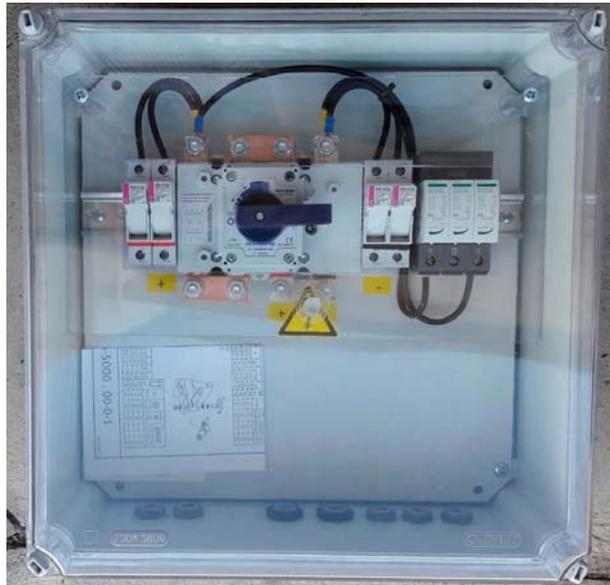
Con un fusible fundido o en mal estado:

- Es muy importante cortar el interruptor antes de abrir cualquier fusible. Después abrir el fusible con tranquilidad y sustituirlo, luego volver a cerrar el interruptor

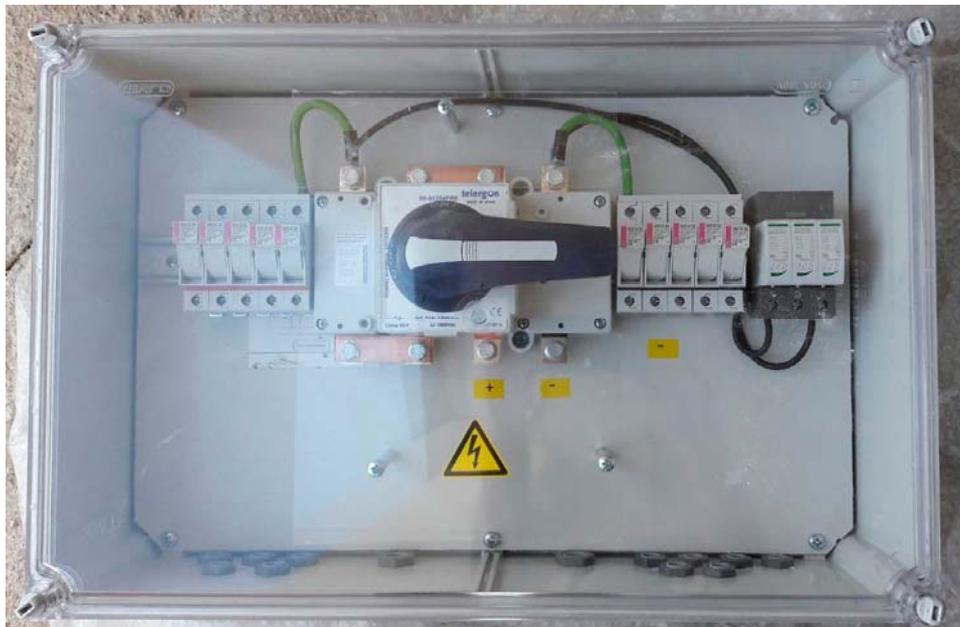
* Nota: Documento sin validez contractual las marcas de los componentes pueden variar según la disponibilidad

FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS

CUADRO STC2 25A



CUADRO STC5 100A



* Nota: Fotografías Orientativas, las marcas de los componentes pueden variar según la disponibilidad

TOPSOLAR PV

ZZ-F

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos tipo EI6.

Cubierta

Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Color negro y rojo.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables especialmente diseñado para su uso a la intemperie en plenas garantías.

Embalaje

Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



❖ CARACTERÍSTICAS



Conductor:
Flexible clase 5/6



Radio de curvatura:
3 x diámetro exterior



Resistencia a los impactos: AG2 Medio



Resistencia a los rayos ultravioletas



Instalaciones solares fotovoltaicas



Temperatura mínima de servicio: -40°C



Marcaje: metro a metro



Resistencia al agua: AD7 Inmersión



Vida útil 30 años según UNE 60216-2



Intemperie



Temperatura máxima del conductor: 120°C



No propagación de la llama



Resistencia a los ataques químicos: excelente



Resistencia a grasas y aceites



Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)



Instalación al aire libre: permanente

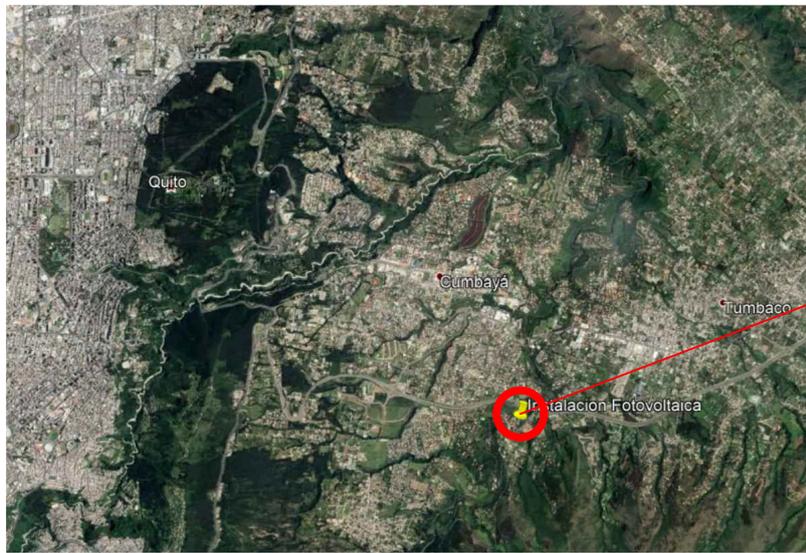


Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente

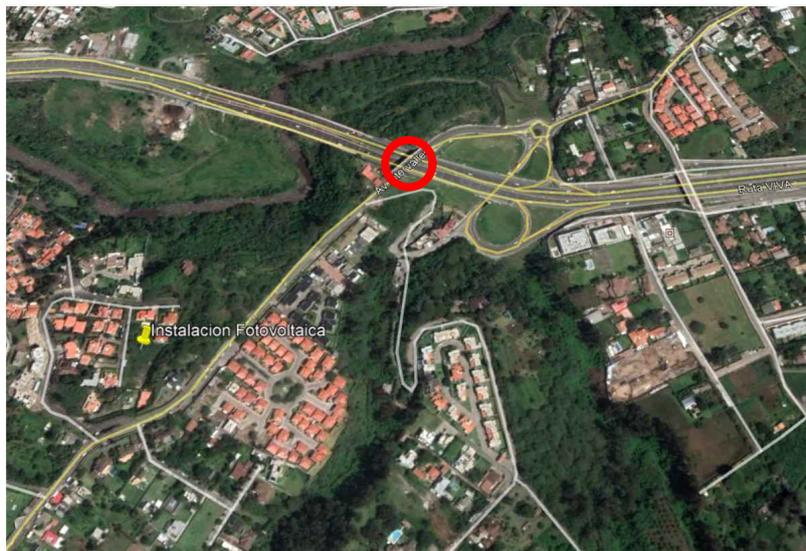


Resistencia a abrasión

Planos



Urbanización Pallares Meneses



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Autor: Miguel Àngel Roldán García	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 01
	Emplazamiento: Pichincha, Ecuador		Escala:
	Tipo De Trabajo: TFG	Escala Gráfica:	

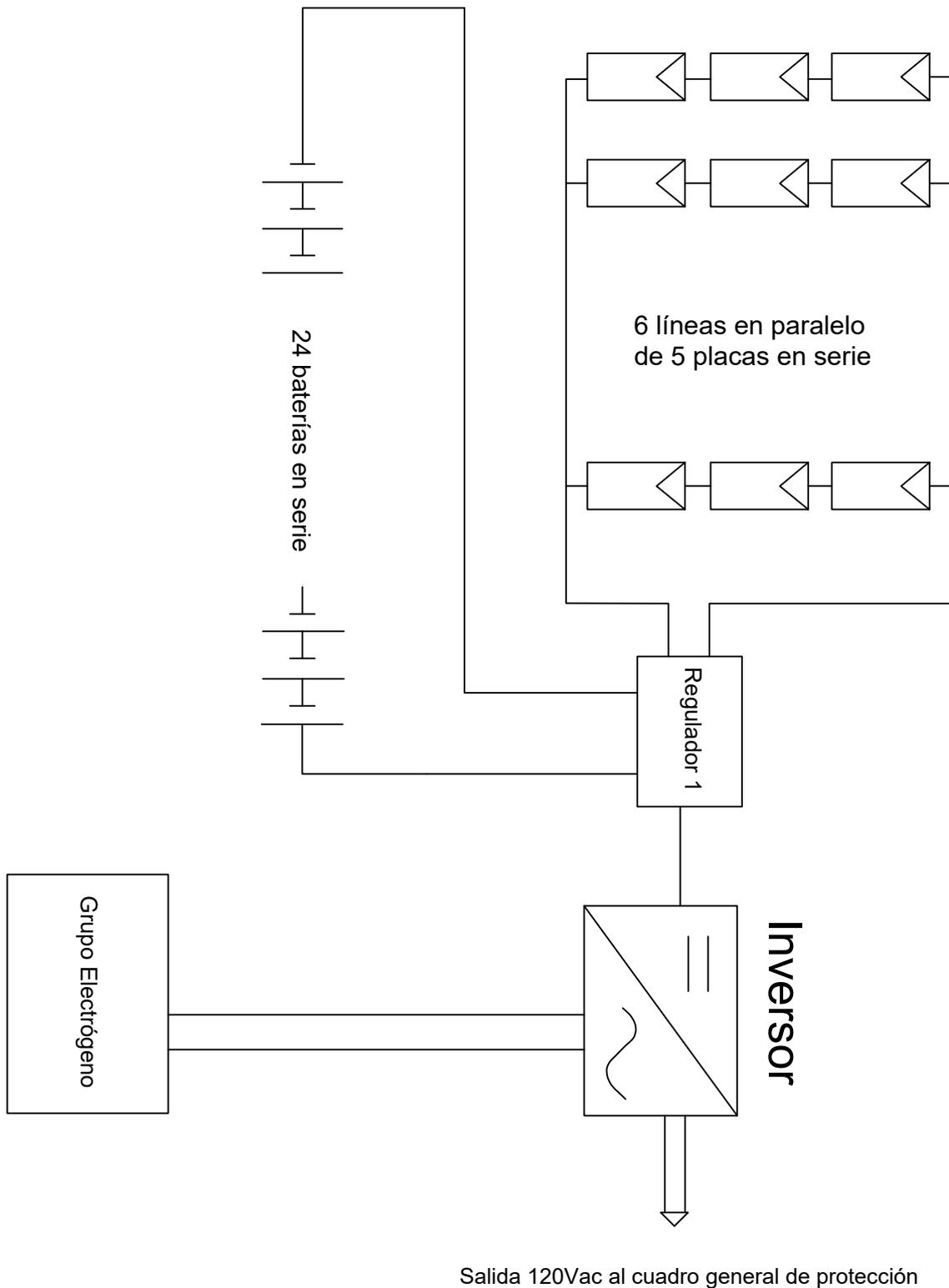


Denominación:

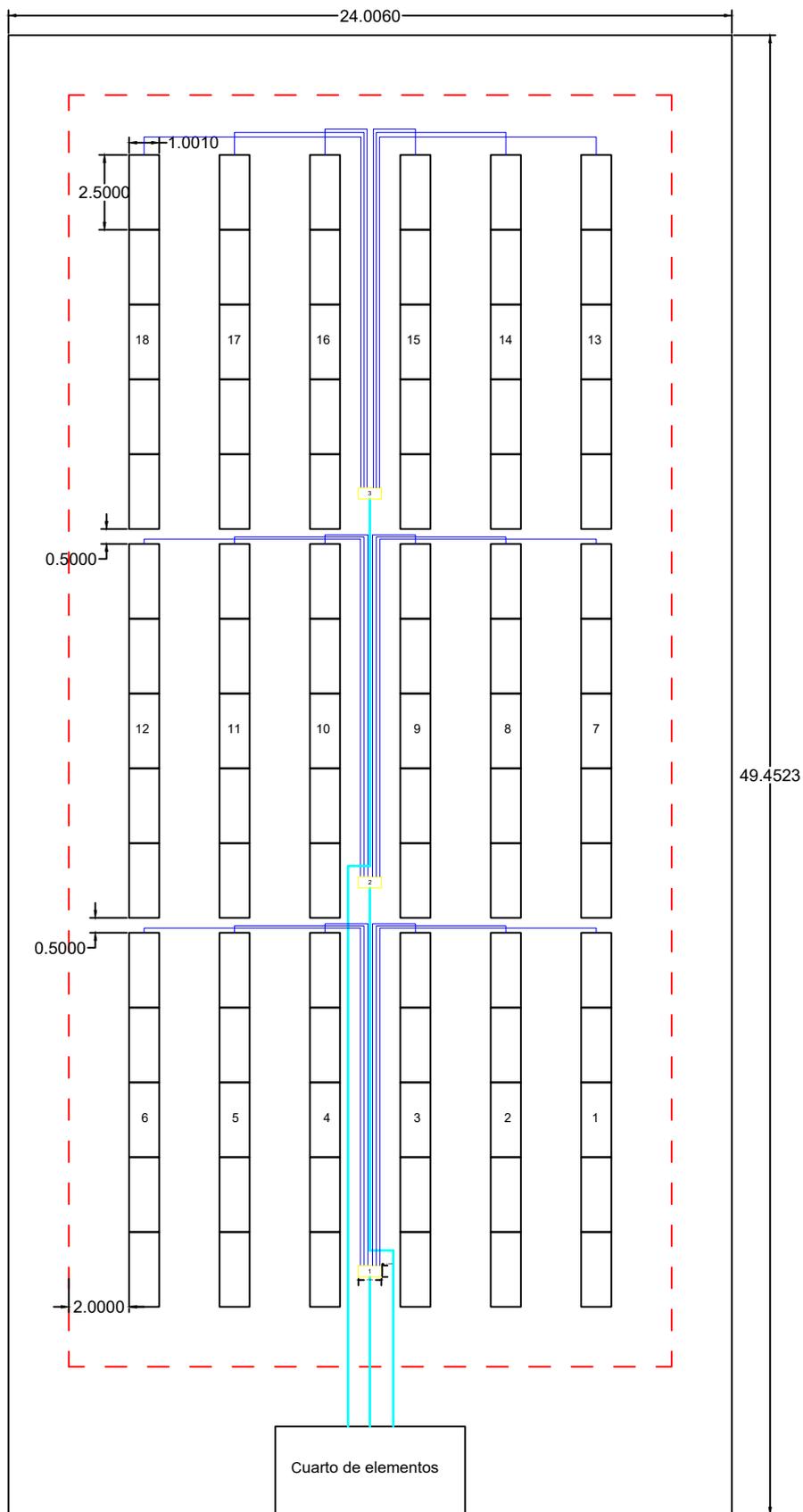
SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

Proyecto:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Autor: Miguel Ángel Roldán García	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 02	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
	Emplazamiento: Pichincha, Ecuador		Escala:	
	Tipo De Trabajo: TFG	Escala Gráfica:		
Denominación: Esquema de Conexiones				
Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES				



Leyenda

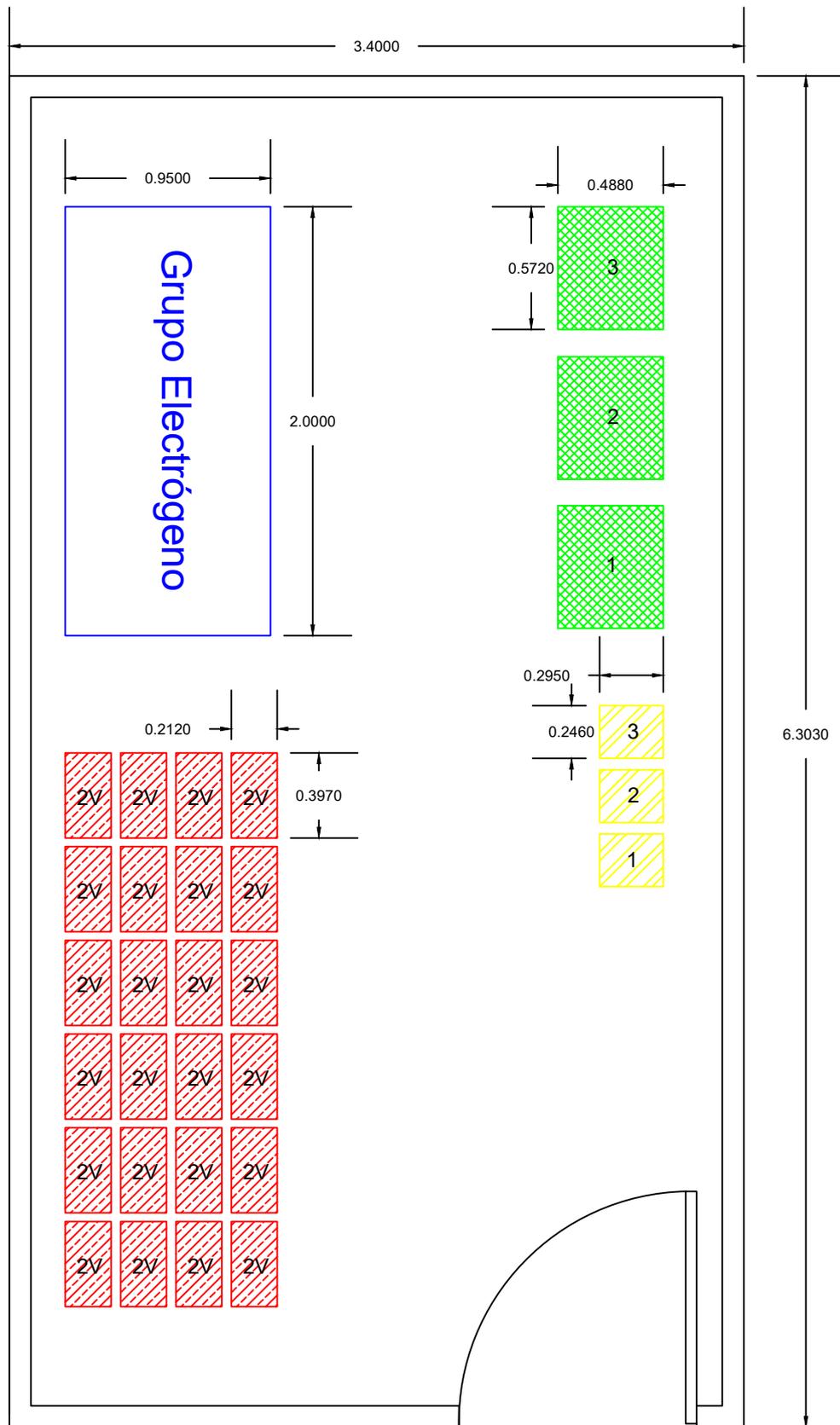
- Cable placas
- Cable String
- String Box
- Distancia mín. entre placas
- Paneles Fotovoltaicos

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Autor:	Miguel Àngel Roldán García	Fecha:	Junio 2020	Nº Plano:	03
	Emplazamiento:	Pichincha, Ecuador			Escala:	1:225
	Tipo De Trabajo:	TFG		Escala Gráfica:		



Denominación: **Distribución de las Placas**

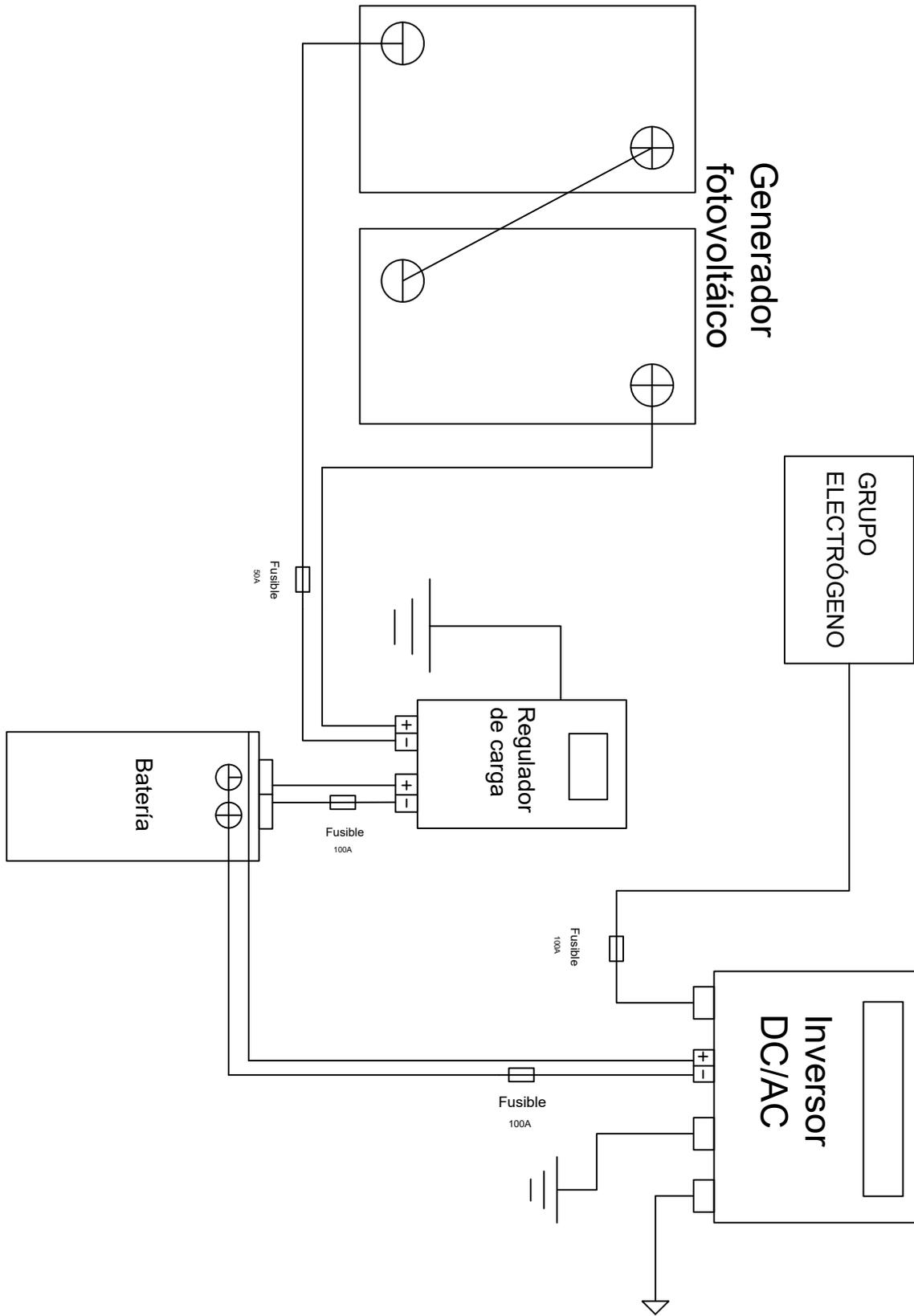
Proyecto: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES**



Leyenda

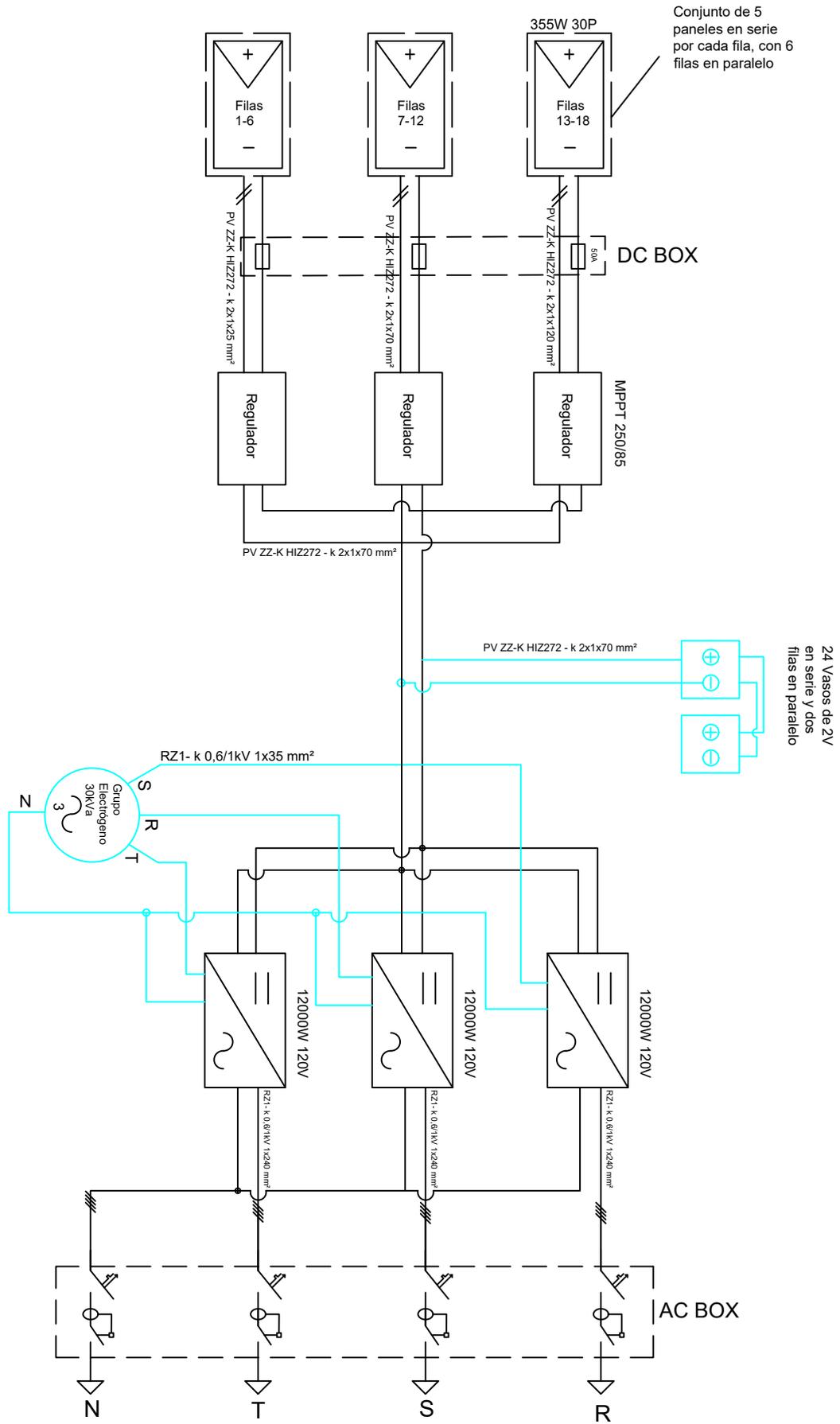
-  Baterías
-  Reguladores
-  Inversores

	Autor: Miguel Ángel Roldán García	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 04
	Emplazamiento: Pichincha, Ecuador		Escala: 1:30
	Tipo De Trabajo: TFG	Escala Gráfica:	
Denominación: Ubicación de Elementos Eléctricos			
Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES			



Salida 120Vac al cuadro general de protección

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Autor: Miguel Ángel Roldán García	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 05	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
	Emplazamiento: Pichincha, Ecuador		Escala:	
	Tipo De Trabajo: TFG	Escala Gráfica:		
Denominación: Esquema de Protecciones				
Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES				



Conjunto de 5 paneles en serie por cada fila, con 6 filas en paralelo

DC BOX

MPPPT 250/85

24 Vasos de 2V en serie y dos filas en paralelo

AC BOX

Salida 120Vac al cuadro general de protección

	Autor: Miguel Ángel Roldán García	Fecha: Junio 2020	Nº Plano: 06
	Emplazamiento: Pichincha, Ecuador	Escala:	
	Tipo De Trabajo: TFG	Escala Gráfica:	
Denominación: ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN			
Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED PARA 6 VIVIENDAS UNIFAMILIARES			



Bibliografía

- <https://www.weather-atlas.com/es/ecuador/quito-clima#temperature>
- <https://twitter.com/inamhi/status/668619245480230912>
- http://www.serviciometeorologico.gob.ec/gisweb/ISOYETAS_SERIE_1981_2010/JPEG/ISOYETAS%20SERIE%201981%20-%202010.jpg
- <https://bioweb.bio/faunaweb/amphibiaweb/GeografiaClima/>
- <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/CODIGOELECTRICOECUATORIANO1973.pdf>
- <https://www.censolar.org/baterias-paralelo2/>
- <https://autosolar.es/baterias-estacionarias-opzs-48v>
- <https://www.merkasol.com/Cable-Solar-16mm-Topsolar-Negro>
- <https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/tablas-factor-correccion-k.pdf>

