

II. ANEXOS

Índice de Anexos

1) Anexo 1: Descripción de los elementos de la instalación de generación.....	100
1. Sistema fotovoltaico	100
2. Sistema de acumulación	102
3. Sistema de regulación de carga	104
4. Sistema de acondicionamiento de potencia	105
5. Grupo electrógeno	106
6. Sistema de control y comunicación remota.....	107
7. Cableado y protecciones	110
8. Estructura soporte	111
2) Anexo 2: Radiación solar	113
1. Definiciones.....	113
2. Masa aérea, espectros y normalización.....	114
3) Anexo 3: Sistemas de agua	116
1. Cálculo del caudal requerido.....	116
2. Tanque de almacenamiento.....	119
3. Potabilización	122
4) Anexo 4: Dimensionado y diseño	123
5) Anexo 5: Pliego de condiciones técnicas	137
6) Anexo 6: Datos complementarios de ejemplo de aplicación.....	151
1. Base de datos de radiación	151
2. Datos técnicos de los equipos	152
7) Anexo 7: Informes de simulación HOMER PRO	164
1. Simulación poblado Lemcid	164
2. Simulación poblado Ten Alloui.....	169
3. Simulación El Mamghar	174

Anexo 1. Descripción de los elementos de la instalación de generación

Como se menciona en secciones anteriores, la ausencia de abastecimiento de energía eléctrica a estas zonas se debe al alto coste de la construcción de infraestructuras para la transmisión de esta energía. Esto obliga a que la solución pase por el diseño de instalaciones Off-Grid.

Estas instalaciones normalmente se dimensionan según el método del mes peor, aunque hay otros métodos. Parte de la energía se utiliza para cargar las baterías mientras que otra se usa directamente. Hay que tener en cuenta que si el sistema falla, habrá un corte de electricidad en cuanto se acabe la reserva de las baterías. Por ello, es crucial un dimensionamiento adecuado del grupo electrógeno de apoyo.

A continuación, se describirán los distintos componentes y las variables de interés para el dimensionamiento de los subsistemas.

1) Sistema fotovoltaico

El suministro energético con un sistema fotovoltaico depende de la irradiación, la ubicación y las especificaciones técnicas del sistema. La radiación solar al incidir sobre la superficie del módulo hace que éste genere una tensión continua (DC) que puede alimentar las baterías de almacenamiento, o bien, mediante un inversor se transforma en alterna para alimentar las cargas de AC. El inversor también se utiliza para convertir la tensión DC procedente de las baterías, cuando se requiere el uso de las mismas para la alimentación de las cargas de AC.

Existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos si atendemos a los materiales de las células. La tecnología más extendida es la del silicio monocristalino, seguida por la del silicio policristalino, silicio amorfo y otras...

Las características principales que permitirían la elección de uno u otro tipo aparecen en la siguiente tabla:

	Monocristalino	Policristalino	Amorfo
Rendimiento	17-20%	15-17%	5-10%
Coste	Alto	Menor coste	Bajo
Otras		Absorbe el calor	Requieren de

características	Larga vida útil Adecuadas para lugares con baja exposición al sol Si están cubiertos de polvo o tierra toda la placa se ve afectada	más rápido Menor rendimiento a alta T ^a Captan mejor la radiación difusa	mayor espacio El rendimiento decae más rápido con el tiempo.
------------------------	---	---	---

Tabla A1-1. Comparación de las distintas tecnologías de paneles fotovoltaicos

Generalmente, en las ubicaciones que se tratan en este proyecto se elegirá el policristalino ya que no hay limitación de espacio y su coste es menor.

Algunas de las variables de interés de los módulos fotovoltaicos que se utilizarán posteriormente en el diseño de la instalación son las siguientes:

- Punto de máxima potencia
- Intensidad de cortocircuito (I_{cc})
- Tensión a circuito abierto (V_{ca})
- Potencia máxima nominal (P_{max})
- Mínima potencia (P_{min})
- Curva V-I
- Coeficientes de T^a

Todas ellas aparecerán en el catálogo del fabricante.

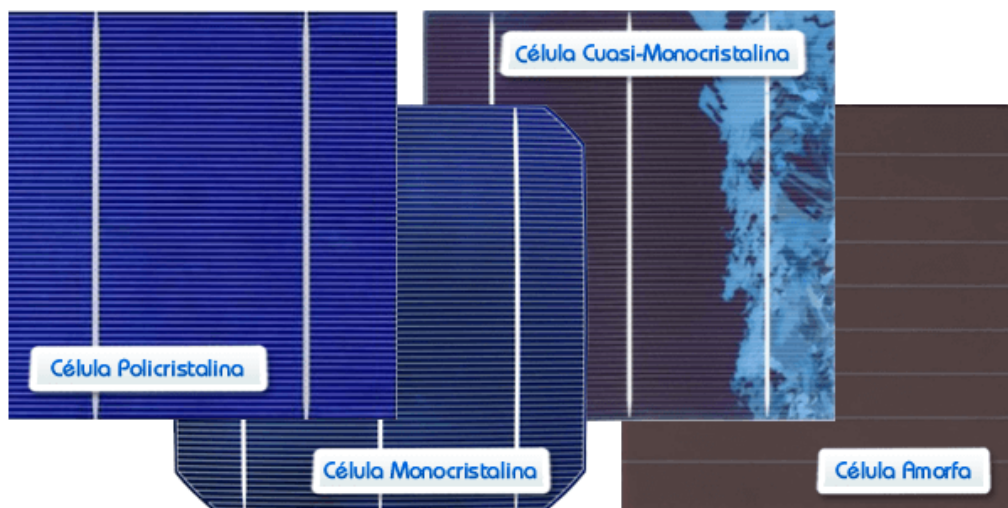


Figura A1-1. Paneles fotovoltaicos de distintos materiales. Fuente [20]

2) Sistema de acumulación

En algunas ocasiones, puede resultar que la energía demandada sea mayor a la producida ya que este tipo de fuente de energía renovable puede presentar fluctuaciones en la producción.

Esto es debido a la variabilidad cíclica de la radiación solar. Además, hay que tener en cuenta que solo se produce energía durante el día mientras que el consumo de energía es diurno y nocturno. Esto hace necesaria la existencia de un sistema de almacenamiento de energía (acumulación).

En los sistemas fotovoltaicos se utilizan acumuladores electroquímicos (baterías recargables) para almacenar la energía suministrada por el campo fotovoltaico que no es consumida directamente.

Las otras funciones principales del sistema de acumulación son las siguientes:

- Suministrar energía en los periodos en los que la demanda es superior a la energía que el campo puede proporcionar.
- Mantener un nivel de tensión estable. La tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante.

Con carácter general, el tipo de baterías a utilizar serán las baterías estacionarias. Este tipo de baterías están destinadas para producir una corriente permanente o esporádica baja, no se usan para grandes corrientes en breves periodos de tiempo como sería por ejemplo el arranque de distintas cargas.

La tipología de las baterías de acuerdo a sus características y elementos constitutivos será usualmente Plomo-Ácido por su menor precio. En algún caso particular, es posible que se opte por las de Níquel-Cadmio o Litio.

En la siguiente tabla, se muestra una comparativa de la autodescarga y del número de ciclos de carga de algunos tipos de batería.

Tecnología	Estado actual/Ventajas	Desafíos/limitaciones
Pb-ácido	<ul style="list-style-type: none">• Bajo costo• Tecnología muy desarrollada• Costo bajo de mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• Profundidad de descarga limitada• Alta tasa de mantenimiento• Autodescarga apreciable
Ni-Cd	<ul style="list-style-type: none">• Gran duración• Baja resistencia interna	<ul style="list-style-type: none">• Efecto memoria• Dependiente de los ciclos carga-descarga

	<ul style="list-style-type: none"> • Baja tasa de mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto Costo
Li-Ion	<ul style="list-style-type: none"> • Menor peso y tamaño • Alta capacidad de carga-descarga • Baja resistencia interna 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioro en ausencia de carga • Intolerante a altas temperaturas • Riesgo de explosión/incendio

Tabla A1-2. Comparación de los distintos tipos de baterías. Fuente: Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías comercialmente disponibles para su integración en el proyecto de una microrred aislada

Los parámetros característicos más importantes de los sistemas de acumulación son los siguientes:

- Capacidad nominal (C_B)
- Tensión
- Autodescarga
- Profundidad de descarga (PD)
- Rendimiento
- Vida útil (n° de ciclos de carga y descarga)
- Resistencia interna

En estos elementos habrá que tener en cuenta que la capacidad de acumulación se va perdiendo con el tiempo, debido a que se va perdiendo material activo. Se llega a la muerte de la batería cuando la capacidad se ha reducido al 80% de la nominal. Además, el factor temperatura influye enormemente en el desempeño de las baterías. A baja temperatura, la caída de tensión es mucho más severa (resistencia interna aumenta bruscamente) y a altas temperaturas, la velocidad de las reacciones químicas aumenta, por lo tanto, la corrosión llega antes y la vida útil se reduce.

T^a electrolito	Reducción vida útil (%)
25	0
30	30
35	50
40	65
45	77
50	87
55	95

Tabla A1-3. Reducción de la vida útil en función de la temperatura del electrolito. Fuente: Sistemas Fotovoltaicos. Bayod Rújula, Ángel Antonio

En zonas cálidas se suelen utilizar densidades de electrolito bajas para compensar este problema.

Otros factores que afectan al comportamiento de la batería y que hay que tener en cuenta son la gasificación y la sulfatación.

El plan de mantenimiento debe contemplar inspecciones periódicas del sistema, así como el registro e historial de algunas de las mediciones realizadas en el mismo. La frecuencia de las inspecciones estará dictada por las condiciones de uso, la antigüedad del sistema y los problemas potenciales que se hayan identificado.

Se deberán seguir los procedimientos que aparecen en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para aplicaciones aisladas.



Figura A1-2. Baterías comerciales para instalaciones fotovoltaicas aisladas. Fuente: Google

3) Sistema de regulación de carga

Como se ha visto en la sección anterior, los procesos de carga y descarga tienen una alta influencia en las prestaciones de las baterías, estas deben ser protegidas frente a sobrecargas y sobredescargas para prolongar su vida útil. El regulador de carga tiene esta función.

Dada la alta variabilidad de la producción de energía fotovoltaica a lo largo del día, la tensión de salida del campo fotovoltaico cambia drásticamente. El regulador de carga funciona habitualmente por control de la tensión en los terminales de la batería.

Las variables para el diseño de estos sistemas son las siguientes:

- Tensión nominal
- Intensidad máxima permitida (I_{max})
- Tensión de corte por alta
- Tensión de corte por baja

Los métodos usados para controlar la tensión en la batería son el regulador serie (corta el suministro en circuito abierto) y el regulador paralelo (disipa la corriente generada mediante un dispositivo electrónico).

El máximo valor de la corriente de carga está determinado por la diferencia entre la tensión de salida de los paneles y la de las baterías. En la mayoría de los casos se va a optar por un inversor-cargador en el que vaya integrado el regulador de carga. De esta manera, no tenemos dos dispositivos que nos limiten el campo fotovoltaico en tensión o corriente máxima.



Figura A1-3. Regulador de carga para instalación fotovoltaica

4) Sistema de acondicionamiento de potencia

La función de este elemento es transformar la corriente procedente del sistema fotovoltaico, de manera que resulte apta para las cargas a las que vaya a alimentar. En general, las cargas serán de corriente alterna.

El dispositivo encargado de convertir la corriente continua en alterna se denomina inversor. En muchas instalaciones aisladas, se suele hacer uso de un inversor cargador, el cual detecta cuando la tensión de la batería baja hasta el mínimo y activa la función de cargador, dando la orden a grupos electrógenos, para recargar las baterías.

Con estos dispositivos nos aseguramos de que no haya interrupciones del suministro eléctrico, ya que, en caso de apagón, el inversor tarda solamente unos milisegundos en proporcionar corriente eléctrica, impidiendo la desconexión de cualquier equipo electrónico.

Según la forma de onda que el convertidor produce, pueden ser de onda cuadrada, senoidal o senoidal modificada. Los más caros son los senoidales, generalmente para muchas aplicaciones suele bastar con uno de onda cuadrada.

Otra clasificación posible es según el tipo de instalación, ya sea monofásica o trifásica. Generalmente se usará trifásica cuando la potencia de la planta sea alta (mayor de 10 kWp).

Las variables principales de estos sistemas son las siguientes:

- Rango de tensión de entrada
- Tensión nominal de salida
- Potencia de salida máxima y nominal



Figura A1-4. Inversor de onda sinusoidal

5) Grupo electrógeno

Los grupos electrógenos pueden ser utilizados como fuente principal o auxiliar, para suplir las posibles necesidades energéticas que no sean capaces de cubrir puntualmente los paneles fotovoltaicos o en periodos de baja irradiación solar.

Se trata de un equipo ideal de apoyo a la planta fotovoltaica aislada ya que asegura el suministro de energía en caso de que el sistema fotovoltaico falle. Se trata de un equipo muy robusto y la fiabilidad es muy alta.

Cuando las cargas se alimenten a través de la captación de energía solar producida por los paneles fotovoltaicos, el grupo electrógeno estará en StandBy.

En el caso de que no existiera irradiación solar suficiente para abastecer el consumo, entraría a suministrar energía el banco de acumuladores, dimensionado para abastecer a la instalación durante uno o dos días, según el caso.

Si las células fotovoltaicas y el banco de acumuladores no fueran capaces de suministrar la energía necesaria, entraría automáticamente el grupo electrógeno diésel que se encargaría de recargar el banco de acumuladores y a su vez, suministrar la energía que demanda la instalación.

Una vez haya irradiación solar suficiente para que las placas solares sean capaces de suministrar energía, el grupo electrógeno se desconecta y las placas vuelven a cargar las baterías y a suministrar energía a las cargas.

En cuanto a su funcionamiento, los grupos electrógenos están compuestos por un generador, que entra en acción por medio de la combustión existente en el motor con ayuda del alternador. El combustible para este tipo de equipo suele ser generalmente diésel.

El grupo está compuesto por los siguientes componentes:

- Alternador
- Motor
- Carcasa
- Marco de transferencia de carga
- Panel de control
- Bancada



Figura A1-5. Grupo electrógeno diésel. Fuente: Catálogo del fabricante HIMOINSA HFW-60 T5

El esquema de la instalación fotovoltaica híbrida con el grupo electrógeno diésel se muestra en la siguiente imagen.

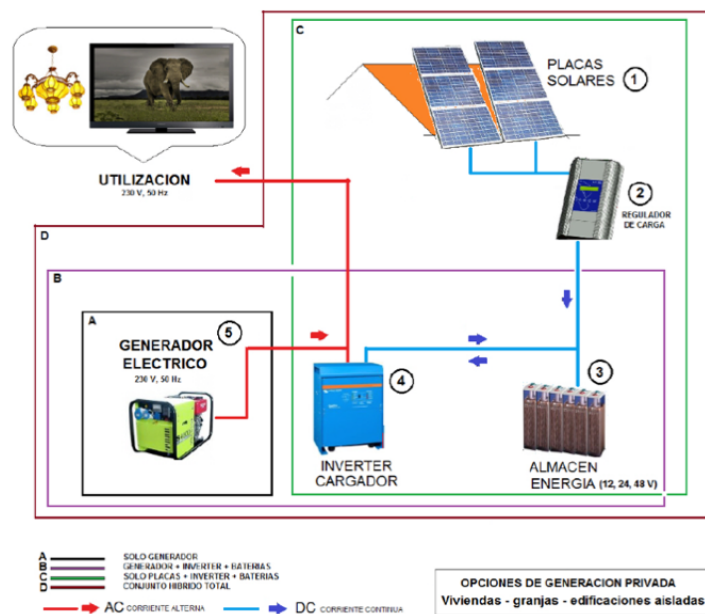


Figura A1-6. Esquema instalación híbrida fotovoltaica-diesel. Fuente: <https://www.gebravo.com>

6) Sistema de control y comunicación remota

Las instalaciones fotovoltaicas híbridas con generador están equipadas normalmente con sistemas especiales de control para lograr en todo momento la estabilidad del suministro eléctrico del sistema.

No entra en el alcance de este proyecto el diseño de los equipos que forman el sistema de control. Se definen las características funcionales que debería tener y se determinan los componentes de una configuración empleando un PLC como principal elemento de control que servirán para dar a nuestra instalación las funcionalidades que requiere nuestro sistema.

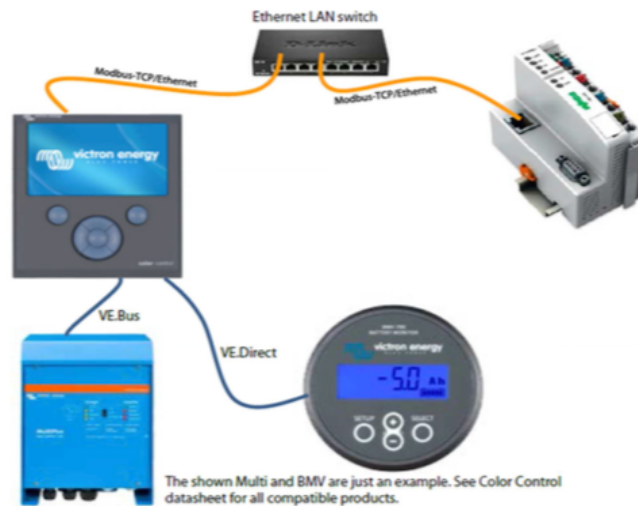


Figura A1-7. Conexión ModBus y PLC

Las funcionalidades que debería tener el sistema de control son las siguientes:

- Sistema de gestión de la energía

Los sistemas de producción de energía considerados son el parque fotovoltaico, el grupo electrógeno (diésel) y el sistema de acumulación (baterías).

De las fluctuaciones presentes en la energía solar se encargará el sistema de acumulación, del mismo modo, cuando haya exceso de producción de energía en el parque fotovoltaico, ese exceso de energía se utilizará para recargar las baterías.

El sistema de control deberá conocer la potencia demandada por las cargas para que, teniendo en cuenta los datos de radiación y del consumo del momento, pueda alimentar receptores para aprovechar la energía generada por los módulos solares. Se podrán fijar intensidades máximas de alimentación por parte de las baterías.

El objetivo es reducir al mínimo la cantidad de energía que produce el generador diésel. Se espera que este último elemento solo actúe en caso de emergencia.

Cada una de estas unidades de producción mencionadas (parque Fv, baterías y generador diésel) tendrán su propio sistema de control, lo que permitirá el control individual de las instalaciones de producción. Estos sistemas de control estarán conectados a un sistema de gestión de la energía (EMS) que permitirá la optimización global de generación de energía de red aislada a través de un algoritmo. La comunicación entre el controlador de

gestión de energía y los controladores individuales debe ser implementada a través de cables de fibra óptica.

Los distintos escenarios se exponen a continuación

- Producción únicamente debida al parque FV
- Producción a través del parque FV y sistema de baterías
- Producción debida al parque FV y grupo diésel
- Producción debida a las 3 unidades

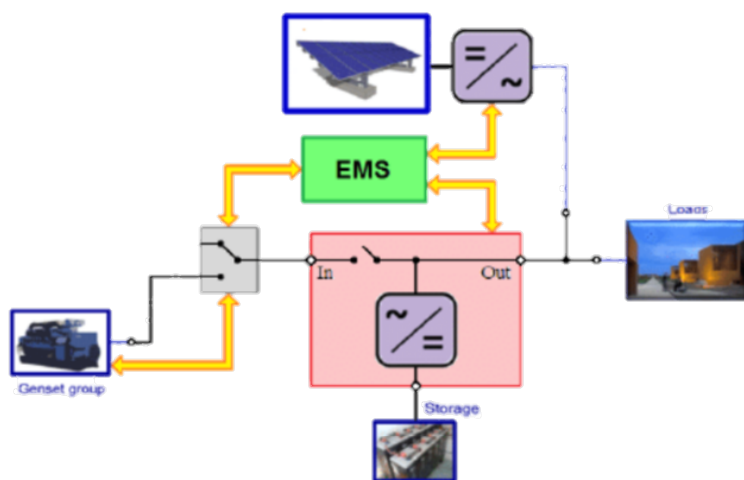
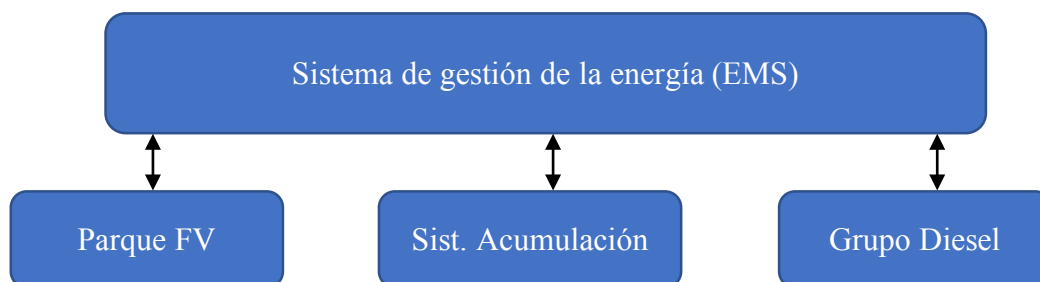


Figura A1-8. Esquema del sistema de gestión de la energía

- Sistema de gestión de la demanda

Los consumidores se pueden dividir en distintos niveles de prioridad. La prioridad más alta se da a las instalaciones encargadas de la producción de agua y a las viviendas locales. El sistema de gestión de la demanda está integrado en el sistema general de gestión de la energía.

El software de programación del sistema de control debería tener bloques de función que permitan de manera sencilla conectar y desconectar los receptores dependiendo de su prioridad de uso.

- Diagnóstico de la instalación

El sistema de control detectará el mal funcionamiento de los equipos y podrá emitir alarmas o notificaciones y tomar decisiones dependiendo del tipo de fallo.

Comunicación remota

Se puede instalar en el sistema un monitor de batería. Este aparato permite visualizar el estado de las baterías, vigilar los ciclos de carga/descarga y proteger las baterías por mínima tensión y mínimo SOC (State Of Charge). Si se decide instalarlo, sería necesario instruir a una persona del poblado para que sepa hacer revisiones básicas en el monitor y, por ejemplo, alertar si algo no funciona conforme a lo previsto para que personal especializado pueda acudir en los siguientes días a inspeccionar la instalación.

Al igual que el monitor de batería, la instalación de un panel de control que monitorice y controle toda la instalación es opcional. Entre las posibilidades que ofrece está el control remoto de la instalación, lo cual sería muy interesante, porque las instalaciones fotovoltaicas de los poblados podrían ser controladas por personal cualificado desde cualquier otra ciudad.

Cada planta estará equipada con una antena de satélite para conectar el sistema SCADA y pueda ser controlada desde otra ciudad.

7) Cableado y protecciones

El dimensionado de los cables es crucial para el correcto funcionamiento de la instalación. En la parte de corriente continua, se suele trabajar con valores de tensión bajos (12, 24 o 48V) pero con altos valores de intensidad. Si el dimensionado no es adecuado, podría conllevar grandes pérdidas $P = R * I^2$ en forma de calor, llegando a ocasionar problemas en la instalación, destrucción del cable o incluso incendios.

La instalación deberá atenerse a la normativa del país según el caso. La sección de los cables se ha de elegir de forma que las caídas de tensión, comparadas con la tensión de trabajo, estén por debajo del valor permitido. En España, los valores son los siguientes:

- $\Delta V_{\text{generador-regulador/inversor}} = 3\%$
- $\Delta V_{\text{regulador/batería}} = 1\%$
- $\Delta V_{\text{inversor-batería}} = 1\%$
- $\Delta V_{\text{regulador-inversor}} = 1\%$
- $\Delta V_{\text{inversor-cargas}} = 3\%$

Es necesario minimizar en lo posible la longitud de los cables, ya sea reduciendo la distancia entre paneles, regulador y batería.

En la parte de continua de la instalación, se protege a las personas de los contactos indirectos mediante la utilización de módulos de aislamiento de clase 2 y de los contactos directos con el aislamiento apropiado de todas las partes activas de la instalación de acuerdo a ITC-BT 24

La estructura y los marcos de los módulos fotovoltaicos estarán conectados a tierra según ITC-BT 40

En la parte de alterna, se utilizará protección diferencial y puesta a tierra según ITC-BT 24. Incluirá una combinación de tres tipos de protecciones:

- Alejamiento de las partes activas de la instalación con interposición de obstáculos y recubrimiento de las partes activas con aislamiento apropiado.
- Conductores poseerán aislamiento superior a 1000V.
- Se utilizarán cajas aislantes e inaccesibles para todas las conexiones.

Además, las partes metálicas utilizadas para impedir cualquier contacto accidental, están también protegidas contra contactos indirectos.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Será necesario prestar atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible o disyuntor magnetotérmico.

8) Estructura soporte

Las funciones principales de este elemento son las siguientes:

- Servir de soporte y fijación segura de los módulos
- Facilitar el montaje
- Dotar a los módulos de la orientación e inclinación adecuadas.
- Evitar sombras

Un fallo de este elemento, conlleva la paralización de la instalación. Una estructura de soporte adecuada, facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado y minimiza problemas de corrosión.

En general, se pueden distinguir dos tipos de estructuras:

- Apoyadas directamente sobre el suelo
- Apoyadas en un mástil

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de acuerdo a la NBE y demás normativas aplicables.



Figura A1-9. Estructura soporte paneles fotovoltaicos. Fuente: <http://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares-el-patito-feo-de-las-instalaciones/>

Anexo 2. Radiación solar

1) Definiciones

Irradiancia solar (I): Energía incidente por unidad de tiempo (potencia) sobre la unidad de superficie (W/m^2)

Irradiación o Radiación solar (H): Energía incidente sobre la unidad de superficie (J/m^2) ó (Wh/m^2) obtenida integrando la irradiancia durante un cierto periodo de tiempo.

Los componentes de la radiación solar son los siguientes [17]:

- RADIACIÓN DIRECTA (H_D): Proviene directamente del sol sin haber sufrido modificaciones. Presenta una sola dirección de incidencia y se puede concentrar.
- RADIACIÓN DIFUSA (H_d): Proviene de la bóveda celeste. Al atravesar la capa atmosférica, la radiación del sol sufre cambios de dirección por las reflexiones y refracciones que se producen. No presenta una dirección principal de incidencia por lo que no se puede concentrar.
- RADIACIÓN REFLEJADA O ALBEDO (H_r): Proviene de la reflexión producida por el suelo u otros elementos que rodean la superficie. No presenta una dirección principal de incidencia por lo que no se puede concentrar. El coeficiente de reflexividad se denomina albedo.

En la siguiente figura se muestran los componentes de la radiación y los porcentajes típicos correspondientes a un día nublado.

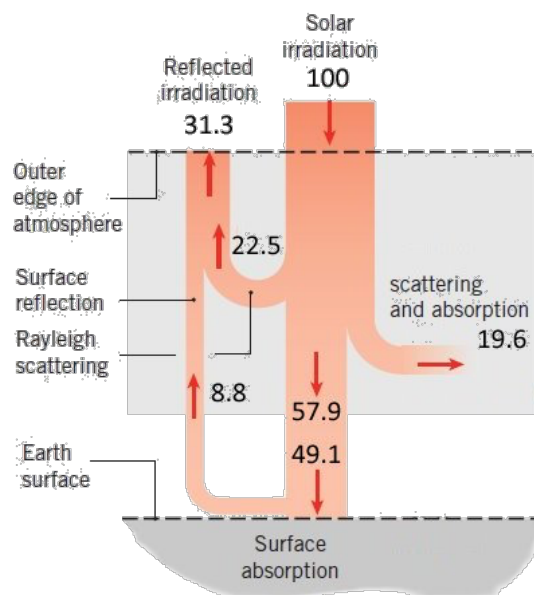


Figura A2-1. Balance de la radiación solar en un día nublado. Fuente: [18]

La radiación global se puede expresar como:

$$H_G = H_D + H_d + H_r$$

Si se desea buscar la máxima irradiancia posible, será necesario un sistema que sea capaz de captar la máxima irradiancia independientemente de la hora y del día. Esta máxima irradiancia es la Irradiancia Directa Normal, que puede definirse como la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar medida en la dirección del rayo incidente.

La variable que se debe conocer para el procedimiento de cálculo son las horas solares pico (HSP) que es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m².

2) Masa aérea, espectros y normalización

La masa aérea es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible). La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo.

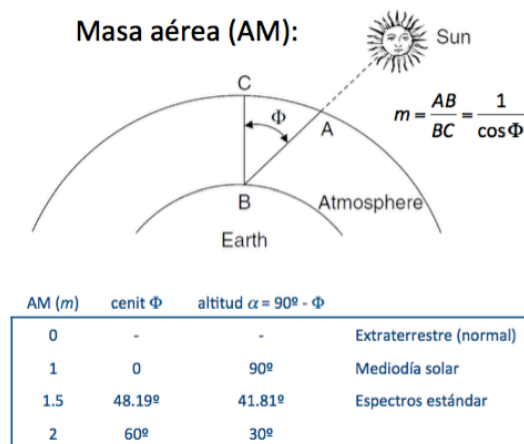


Figura A2-2. Masa aérea. Fuente: Apuntes académicos

El rendimiento de una célula solar es sensible a las variaciones en la potencia y el espectro de la luz incidente. Para facilitar una comparación entre las células solares, se ha definido la densidad del espectro y la potencia estándar.

El espectro estándar en la superficie de la Tierra se llama AM1.5G, (la G significa mundial e incluye la radiación directa y difusa) o AM1.5D (que incluye sólo la radiación directa). La intensidad de la radiación AM1.5D se puede aproximar mediante la reducción del espectro AM0 en un 28% (18% debido a la absorción y el 10% a la dispersión). El espectro global es 10% más alto que el espectro directo. Estos cálculos dan aproximadamente 970 W/m² para AM1.5G. Sin embargo, el espectro AM1.5G estándar ha sido normalizado a 1000 W/m².

En resumen, la intensidad de radiación que llega al panel fotovoltaico depende de dichos factores, pero se considera que en condiciones ideales STC (AM1.5, temperatura ambiente de 25 °C), la irradiancia que incide en la superficie terrestre sería de 1000 W/m². Las condiciones STC permiten referenciar las condiciones del módulo FV a las cuales se define la potencia nominal del mismo. La cantidad de energía obtenida a partir de los módulos fotovoltaicos dependerá de la radiación incidente, así como de su rendimiento. [19]

Anexo 3. Sistema de agua

En este anexo se describen los cálculos y estimaciones que se han realizado para el cálculo del caudal de agua requerido y los sistemas de almacenamiento y potabilización. Los procesos de obtención del agua (desalinizadora y bombeo desde pozo) aparecen descritos en la memoria (Capítulo 2)

1) Cálculo del caudal requerido

En general la finalidad de un sistema de abastecimiento de agua es la de suministrar agua a una comunidad en forma continua y con presión suficiente a fin de satisfacer razones sanitarias, sociales, económicas y de confort, propiciando así su desarrollo.

En general, para fijar el caudal diario a tratar hay que tener en cuenta lo siguiente:

- N° de habitantes y evolución de la población
- Datos de consumo de agua potable
- Censo de industrias y tipo de las mismas
- Futuras urbanizaciones o polígonos industriales proyectados

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la población en el continente africano en los próximos años

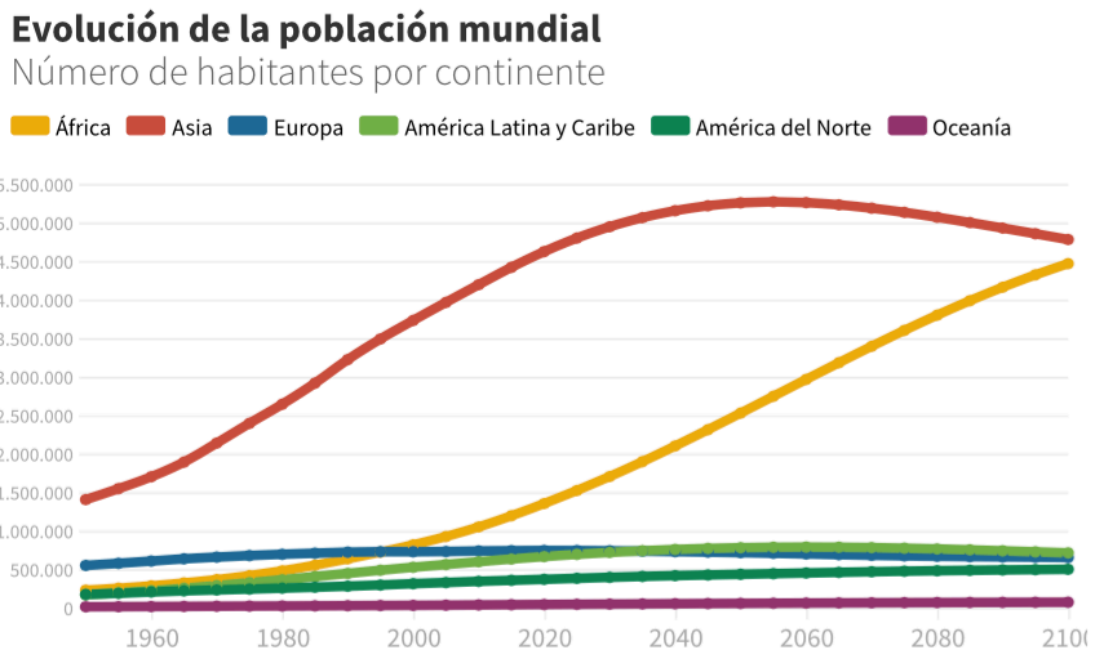


Figura A3-1. Evolución de la población mundial por continente. Fuente: ONU

Para calcular el caudal, se deberá tener en cuenta esta evolución. Para estimar la población en el año horizonte, utilizaremos la siguiente ecuación:

$$P_m = P_n * (1 + a)^{m-n}$$

siendo:

P_m : población estimada para el año m.

P_n : población estimada para el año n.

a : coeficiente de evolución de la población.

Se establece un coeficiente de evolución “global” para el continente africano. Si se desea un caso en particular, habría que analizar cada situación individualmente y obtener este coeficiente con los datos que se posean.

$$a = \left(\frac{P_m}{P_n}\right)^{\frac{1}{m-n}} - 1$$

Según el gráfico, tenemos:

$$a = \left(\frac{P_m}{P_n}\right)^{\frac{1}{m-n}} - 1 = 0.01596$$

Una vez fijado a, pasamos a estimar el número de habitantes para el año horizonte. Para determinar el número de habitantes se supone un horizonte temporal de 25 años. (2020-2045)

$$P_{2045} = P_{2020} * (1 + 0.01596)^{25}$$

En base a esta previsión de la población y a la dotación media adoptada, se calcula el caudal medio. [13]

$$Q_{medio_diario} \left[\frac{l}{s}\right] = \frac{población[n^o \text{ hab}] * dotación \left[\frac{l}{\text{hab} * \text{día}}\right]}{86400 \left[\frac{seg}{día}\right]}$$

Los consumos de agua de una población muestran variaciones (estacionales, mensuales, diarias y horarias). Estas pueden expresarse en función (%) del Consumo Medio (Qm).

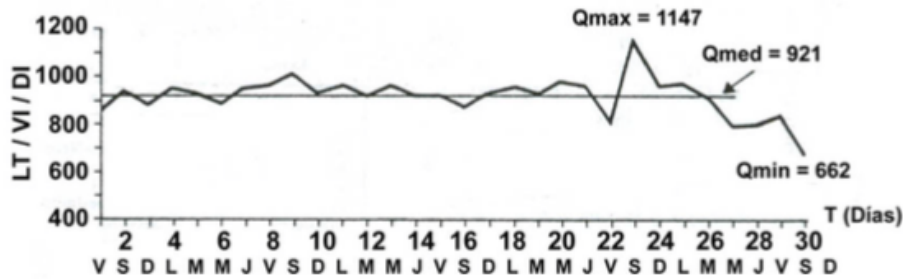


Figura A3-2. Variación del consumo de agua. Fuente: [13]

El caudal máximo diario (Q_{max_d}) debe ser calculado ya que se trata del caudal que será requerido el día más crítico del año y este debe ser satisfecho. Se determina multiplicando el consumo medio diario por un coeficiente k_1 que varía entre 1.2 a 1.5 según las características de la población.

$$Q_{max_diario} = Q_{med_diario} * k_1$$

En la siguiente tabla se muestran algunos ejemplos de los valores de k_1 :

Pais	Autor	K_1
Alemania	Hutler	1.6 - 2.0
Brasil	Azevedo-Neto	1.2 - 1.5
España	Lázaro Urra	1.5
Estados Unidos	Fair & Geyer	1.5 - 2.0
Francia	Devaube-Imbeaux	1.5
Inglaterra	Gourlex	1.2 - 1.4
Italia	Galizio	1.5 - 1.6
Venezuela	Rivas Mijares (13)	1.2 - 1.5

Tabla A3-1. Valores de k_1 para distintos países. Fuente: Abastecimientos de Agua, Simón Arocha R.

A lo largo del día también existe una variación en los consumos de agua dependiendo de los hábitos y actividades de la población.

El consumo máximo horario (Q_{max_h}) se determina multiplicando el consumo máximo diario por un coeficiente k_2 que varía entre 1.5 y 2.2 según el número de habitantes.

$$Q_{max_h} = Q_{max_d} * k_2$$

El objetivo que se persigue buscando el caudal máximo horario es buscar la situación en la que va a ser requerida una mayor cantidad de agua. Este valor es la referencia para el dimensionado de las instalaciones de suministro y almacenamiento de agua.

Como el principal objetivo del proyecto es satisfacer las necesidades básicas de la población y, dado que en los poblados no hay actividad industrial, se ha obviado el cálculo

del caudal requerido para satisfacer ese consumo.

2) Tanque de almacenamiento

Como el consumo por parte de la población varía según la hora del día y, dado que el suministro es un caudal teóricamente constante, es necesaria la construcción de un tanque de almacenamiento que suministre agua a la hora de mayor consumo, para amortiguar los picos de la demanda máxima horaria en la red de distribución. [13]

Los tanques de almacenamiento juegan un papel clave en el diseño del sistema de distribución de agua, tanto desde el punto de vista económico como por su importancia para el funcionamiento hidráulico del sistema y en el mantenimiento de un servicio eficiente. Sus principales funciones son las siguientes:

- Compensar las variaciones de los consumos que se producen durante el día.
- Mantener las presiones adecuadas en la red de distribución.
- Mantener una reserva de agua para atender situaciones de emergencia

Se ha optado por la elección de un tanque distribuidor, es decir, el agua llega desde el pozo de bombeo o la desalinizadora al tanque, y desde el propio tanque se distribuye a través de la red de distribución. En la figura se muestra el esquema:

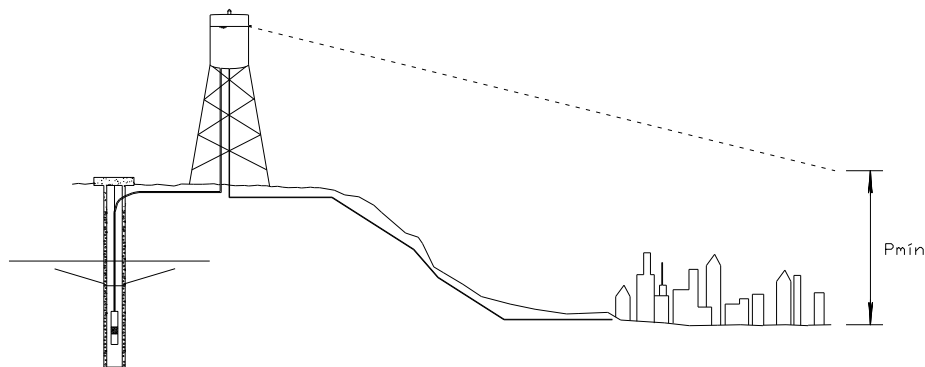


Figura A3-3. Esquema tanque de distribución. Fuente: [13]

Se ha elegido un tanque elevado para el almacenamiento de agua ya que presenta la ventaja de contar con una reserva de agua elevada de forma permanente, evitando el fuera de servicio instantáneo ante fallos en la provisión de energía eléctrica.

La ubicación del tanque está determinada por la necesidad y conveniencia de mantener presiones en la red dentro de los límites de servicio, con lo que se logra una distribución con menores pérdidas de carga. La presión mínima depende del número de habitantes al que se pretende dar servicio:

- En poblaciones rurales menores, a 5000 hab.: 5 m.c.a.
- En poblaciones de 5000 a 15000hab: 10 m.c.a.
- En poblaciones de áreas urbanas: 20 m.c.a.
- La presión estática no será en ningún caso mayor a: 70 m.c.a.

Dependiendo de la topografía se hace indispensable considerar distintas zonas (alta, media, baja) para mantener las presiones en cada red, dentro de límites admisibles. Esta separación de redes puede hacerse mediante estanques o mediante válvulas reguladoras de presión. [14]

2.1 Cálculo de la capacidad del sistema de almacenamiento

La capacidad del tanque será igual al volumen que resulte de las siguientes consideraciones:

- Volumen de regulación.
- Volumen de lucha contra incendios
- Volumen de reserva

Volumen de regulación:

El volumen de regulación se considera entre el 15% y el 30% del consumo máximo diario si el sistema es por gravedad. Para una estimación más precisa, se ha calculado a través del método analítico que se muestra a continuación:

Método analítico de cálculo:

Generalmente, el diseño se hace por periodos de 24 horas. El consumo de agua de las poblaciones se puede expresar como porcentajes horarios del caudal máximo diario (Q_{max_d}) a través de hidrogramas, que se determinan estadísticamente.

El hidrograma de consumo de una población quedaría como se muestra en la siguiente figura:

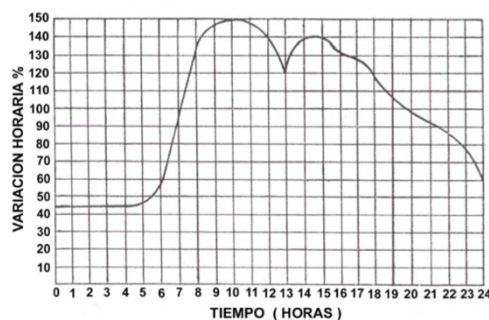


Figura A3-4. Hidrograma de consumo tipo de una población pequeña. Fuente: [13]

Como el sistema fotovoltaico se ha diseñado teniendo en cuenta que los consumos de los

equipos abastecimiento de agua solo funcionarán 8 horas diarias, habrá que tomar esta consideración en el diseño. Se tendrá que aumentar los caudales de entrada para compensar las horas en que no haya alimentación y tener al final del día un total que corresponda al 2400% horario (100 por ciento durante las 24 horas). Esto supone un 300% para un funcionamiento de 8 horas.

El cálculo se hace mediante una tabla como la que se presenta a continuación:

Horas	Suministro (Entrada) Q Bombeo (%)	Demandas (Salidas)		
		Demanda Horaria en % (1)	Diferencias	Diferencia Acumuladas
0 - 1	0	45	- 45	- 45
1 - 2	0	45	- 45	- 90
2 - 3	0	45	- 45	- 135
3 - 4	0	45	- 45	- 180
4 - 5	0	45	- 45	- 225
5 - 6	0	60	- 60	- 285
6 - 7	0	90	- 90	- 375*
7 - 8	300	135	+ 165	- 210
8 - 9	300	150	+ 150	- 60
9 - 10	300	150	+ 150	+ 90
10 - 11	300	150	+ 150	+ 240
11 - 12	300	140	+ 160	+ 400
12 - 13	300	120	+ 180	+ 580
13 - 14	300	140	+ 160	+ 740
14 - 15	300	140	+ 160	+ 900*
15 - 16	0	130	- 130	+ 770
16 - 17	0	130	- 130	+ 640
17 - 18	0	120	- 120	+ 520
18 - 19	0	100	- 120	+ 420
19 - 20	0	100	- 100	+ 320
20 - 21	0	90	- 90	+ 230
21 - 22	0	90	- 90	+ 140
22 - 23	0	80	- 80	+ 60
23 - 24	0	60	- 60	0
TOTAL	2400	2400		

Tabla A3-2. Volumen de regulación para un suministro de 8 horas al tanque. Fuente: [13]

El volumen de regulación del tanque se calcula de la siguiente forma:

$$V_{reg}[m^3] = Q_{max_d} * \frac{1m^3}{1000l} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1}{100\%} * [|\max \% excedente| + |\max \% faltante|]$$

Aplicando esta fórmula a los datos de la tabla:

$$V_{reg}[m^3] = Q_{max_d} * \frac{1m^3}{1000l} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1}{100\%} * [|\max \% excedente| + |\max \% faltante|]$$

Lo que resulta la siguiente fórmula:

$$V_{reg}[m^3] = 45,9 * Q_{max_d}$$

Volumen contra incendios:

Para poblaciones menores a 10000 habitantes resulta antieconómico proyectar sistema contra incendio.

Volumen de reserva:

Ante la posibilidad de que puedan ocurrir daños en la instalación, lo que supondría una situación de déficit en el suministro de agua, es aconsejable un volumen adicional. Se recomienda considerar un volumen equivalente a 4 horas de consumo correspondiente al consumo máximo diario (Q_{\max_d})

En la herramienta, el volumen total se ha calculado como $V_{\text{regulación}} + V_{\text{reserva}}$

2.2 Diseño del tanque

Para un tanque cilíndrico es recomendable que el diámetro sea lo más similar que la altura, por razones económicas. Asumiendo que la altura es igual al diámetro del tanque, se expone a modo de ejemplo el siguiente cálculo:

$$\text{Volumen} = (\pi * d^2 / 4) h$$

Si $H = d$, tenemos:

$$V = (\pi * d^3) / 4 = 73.6 \text{ m}^3$$

Despejando la ecuación, obtenemos:

$$d = 4.54 \text{ m} \approx 4.60 \text{ m}$$

La altura útil de agua es 4.60 m, pero hay que considerar un volumen en la parte inferior del tanque, que permita acumular sedimento. Esta debe de andar entre 20 y 30 cm de altura. De forma similar en la parte superior, se debe dejar un borde libre, entre 30 y 50 cm. Por lo que el tanque propuesto será:

$$V_{\text{total}} = 4,6\text{m}^3 + 0,3\text{m}^3 + 0,4\text{m}^3 = 5,3\text{m}^3$$

3) Potabilización

Para que el agua sea apta para el consumo humano es necesario un tratamiento de potabilización. Se ha optado por el método consistente en filtración (filtros de lecho pulsado) y desinfección con cloro y UV. El consumo energético de este proceso se estima en 0,18 kWh/m³.

Anexo 4. Dimensionado y diseño

Como se ha descrito a lo largo de este proyecto, el objetivo es la creación de una herramienta que permita dimensionar instalaciones off-grid en función de unos parámetros de entrada dados. Como se ha comprobado, esta configuración supone ciertas ventajas:

- Si el diseño es adecuado, se disminuye el número de paneles y baterías.
- Si se utiliza corriente alterna, un solo inversor puede atender a todo el conjunto.
- Se facilitan los trabajos de mantenimiento
- El aumento de la instalación puede beneficiarse de la economía de escala

Ha de considerarse que este tipo de instalaciones requieren de una línea de distribución, lo que puede resultar en un encarecimiento de la instalación. Además, los niveles de consumo deberán mantenerse dentro de los márgenes previstos, sino deberá realizarse una ampliación.

La distribución (cables protecciones, armarios, canalizaciones, acometidas, equipos de instrumentación, ...) desde el sistema de generación hasta los puntos de demanda (cargas) debe ser efectuada con la mayor eficiencia posible, minimizando la pérdida de calidad de la energía y proporcionando la protección adecuada ante cortocircuitos o sobrecargas.

En función del número de usuarios y la potencia prevista, se determinará la opción más adecuada en lo referente a sistema de distribución (radial, en anillo, lineal, mixto...) bajo criterios como seguridad de suministro, minimización de caídas de tensión y optimización global.

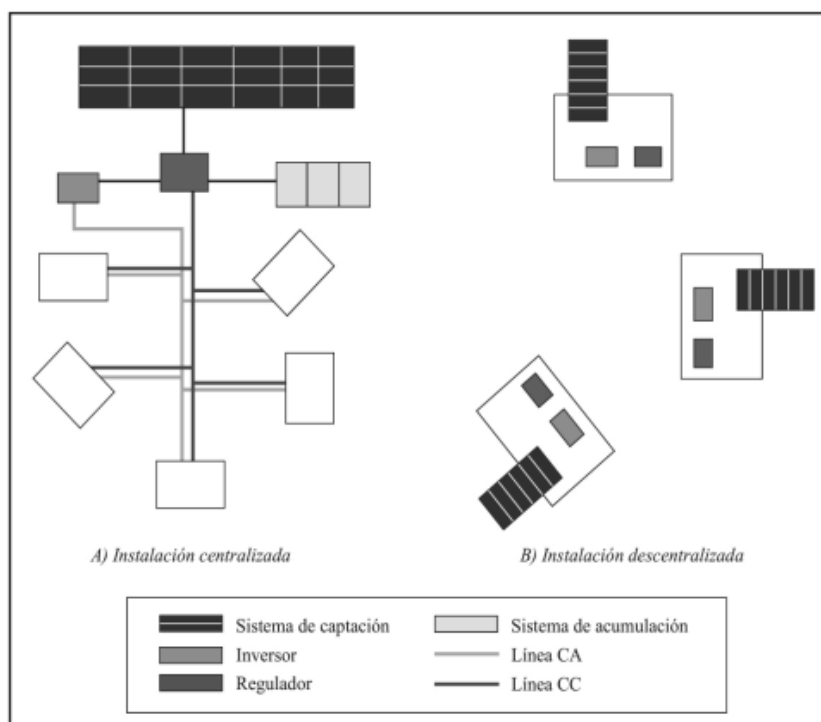


Figura A4-1. Esquema de instalación centralizada y descentralizada. Fuente: Sistemas fotovoltaicos

Los parámetros que principalmente influyen en el dimensionado de la instalación son la demanda energética a cubrir y la radiación solar disponible.

Un adecuado dimensionado permite asegurar la fiabilidad de las instalaciones y su durabilidad a lo largo del tiempo. La situación ideal sería conocer el perfil de carga, habitualmente se realizará una estimación en base a la población y su nivel de desarrollo energético.

Energía requerida

Como se ha comentado a lo largo del proyecto, el método de dimensionado será el *Método del mes peor*.

Para la evaluación de la energía necesaria consumida por cada vivienda, se distinguirán las cargas DC y AC. Para cada uno de los equipos a alimentar será necesario conocer la potencia y el número de horas de funcionamiento diario. Una vez se cuenta con estos datos, para cada tipo de carga se calcula la energía necesaria con la siguiente fórmula:

$$\text{Energía diaria}_i = \text{Potencia}_i * \text{Número de equipos}_i * \text{Horas funcionamiento diarias}_i$$

Con la suma de la energía consumida de todos los equipos que se prevén en cada vivienda y con una estimación del número de viviendas, aplicando un coeficiente de simultaneidad de acuerdo al REBT, se calcula el consumo total proveniente de las cargas de las viviendas. De la misma manera, se estima la energía que será necesaria para el alumbrado público y para los equipos que abastecerán con agua los poblados.

Sumando todos estos consumos, se calcula el consumo total. A este resultado se le aplica un margen de seguridad de captación del 20% que también servirá para suplir los autoconsumos de los distintos equipos. Adicionalmente, también se tiene en cuenta los rendimientos de los distintos elementos (inversores, baterías, cableado...) para el cálculo de la energía real a producir. También se incluye un consumo extra de posibles equipos auxiliares (6,5%) que pueden no haberse tenido en cuenta en la previsión de cargas como podría ser el sistema de comunicación remoto, sistema de monitorización de batería, ...) y para compensar posibles errores en la orientación, falta de limpieza, ...

Radiación disponible

La energía captada por los paneles dependerá de las características climatológicas, las cuales nos proporcionarán unas horas solares pico (HSP) y de la orientación e inclinación de los mismos. Generalmente, los paneles estarán orientados hacia el Sur si nos encontramos en el hemisferio Norte y hacia el Norte si nos encontramos en el hemisferio Sur.

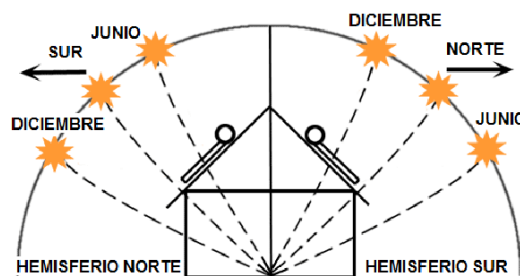


Figura A4-2. Orientación de los paneles según hemisferio. Fuente: <https://academica-e.unavarra.es>

La otra variable que se debe definir es la inclinación, la cual será fija ya que no se prevé que los paneles cuenten con un sistema de seguimiento solar. La fórmula exacta para el cálculo del ángulo de inclinación óptimo es la siguiente:

$$\beta_{opt}(\text{grados}) = 3,7 + 0,69 * |\text{latitud}|$$

Este valor será el definitivo si se pretende un consumo constante anual. Si se desea un consumo preferente en verano al β_{opt} hay que restarle 10° , si es en invierno hay que sumarle 10° . [5]

En las tablas de IDAE aparecen los valores medios de energía [$\text{MJ}/\text{m}^2/\text{día}$] para las distintas provincias y los coeficientes de corrección según la inclinación de los paneles. En este proyecto se trabajará directamente con las bases de datos del PVGIS ya que la localización de los proyectos no se corresponde con los datos de estas tablas.

Por otro lado, también se debe especificar la distancia entre filas de paneles ($d1$ y $d2$) para evitar que se produzcan sombras, lo cual perjudicaría la productividad.

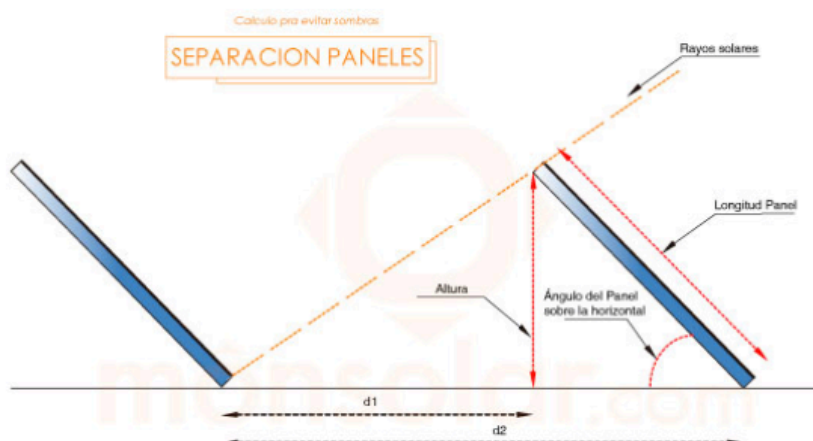


Figura A4-3. Esquema separación paneles

Siendo:

$$d1 = \text{LongitudPanel} * \sin(\beta_{opt}) / \tan(61 - |\text{latitud}|)$$

$$d2 = d1 + \text{LongitudPanel} * \cos(\beta_{opt})$$

Relación consumo-radiación

Una vez conocida la demanda energética (que en este proyecto se considera constante a lo largo de todo el año) y la radiación disponible para cada uno de los meses del año, se procede a calcular cuál de todos ellos es el más desfavorable.

Se calcula la relación Consumo/Radiación para cada mes y, para el dimensionado del campo de captación, se toma el mayor valor de todos, denominado $(C/R)_{\max}$

A modo de ejemplo, se muestra la siguiente tabla:

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Consumo total (Wh/día)	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶	1,3* 10 ⁶
Radiación disponible (kWh/día *m2)	4,29	6,61	6,77	6,50	6,42	6,17	5,90	5,93	6,36	6,58	5,70	5,51
Relación Consumo/Radiación (C/R=Ct/Rd)	3,03 *10 ⁵	1,97 *10 ⁵	1,92 *10 ⁵	2,0* 10 ⁵	2,0* 10 ⁵	2,1* 10 ⁵	2,2* 10 ⁵	2,2* 10 ⁵	2,1* 10 ⁵	1,9* 10 ⁵	2,3* 10 ⁵	2,4* 10 ⁵

Tabla A4-1. Relación Consumo/Radiación mensual

El valor $(C/R)_{max}$ determinará la potencia pico a instalar. Con este valor y, una vez conocida la potencia pico del panel deseado, se calcula el número aproximado de paneles a instalar con la siguiente fórmula (predimensionado).

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \frac{(C/R)_{max}}{\text{potencia pico panel}}$$

El factor para compensar pérdidas debidas a errores (orientación, falta de limpieza, mismatch, etc....) se incluye en el apartado de energía requerida y su valor ronda el 10%.

Campo de captación

Para un correcto funcionamiento de la instalación no solo basta con determinar el número de paneles a utilizar, sino que también se debe definir la distribución de los mismos. Es decir, se debe conocer el número de paneles en serie (string) y de ramas en paralelo.

Se debe tener en cuenta que la conexión de los módulos debe corresponder óptimamente con las características técnicas de los reguladores de carga y de los inversores. En cada string deben conectarse módulos con las mismas características y que capten un nivel de radiación similar. El valor de la tensión del sistema quedará determinado por el número de módulos en serie conectados en un string.

Si el número de paneles en cada string es bajo, se trabajará con valores de tensión bajos, lo que se traduce en valores elevados de intensidad para una misma potencia. Esta distribución cuenta con algunas ventajas además de trabajar con tensiones bajas, por ejemplo, se reducen los efectos por sombreado lo que se traduce en una disminución de pérdidas. Por el contrario, también cuenta con desventajas. La principal es que, al trabajar con intensidades altas, la sección de los cables será mayor.

El número máximo de módulos en un string se determina en invierno, con una temperatura de -10°C ya que la tensión es mayor a bajas temperaturas. En las hojas técnicas de los equipos aparece la variación de la tensión con la temperatura con un coeficiente β que puede estar expresado en $\%/^{\circ}\text{C}$ o en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$, siempre con signo negativo ya que al aumentar la temperatura disminuye la tensión.

$$N_{s \max} = \frac{U_{\max(\text{inversor})}}{U_{oc(-10^{\circ}\text{C})}}$$

Las ecuaciones que determinan la tensión a la temperatura a -10°C , se obtiene a partir de la tensión en condiciones STC mediante las siguientes fórmulas:

- Si β esta expresado en $\%/^{\circ}\text{C}$:

$$U_{oc}(-10^{\circ}) = (1 - 35 * \beta/100) * U_{oc}(\text{STC})$$

- Si β esta expresado en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$:

$$U_{oc}(-10^{\circ}) = U_{oc}(\text{STC}) - 35 * \beta$$

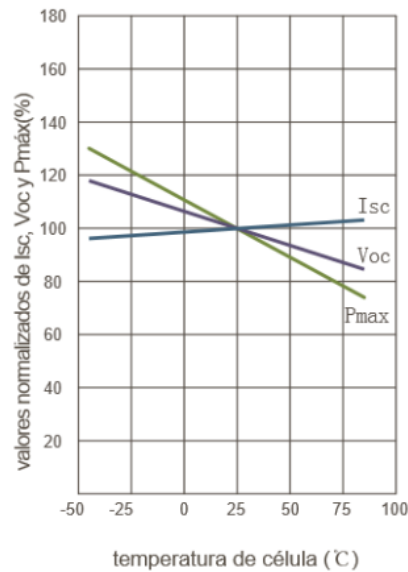


Figura A4-4. Relación Voc, Isc, Pmax con la Temperatura

La máxima tensión de salida del generador debe ser menor que la máxima tensión de entrada DC del inversor.

Por otro lado, la cantidad mínima de paneles se determina a altas temperaturas (65°C - 75°C) correspondientes a los meses de verano. A altas temperaturas, el módulo fotovoltaico registrará una tensión menor a la obtenida bajo condiciones estándar (STC). Si la tensión de trabajo del sistema disminuye por debajo de la mínima tensión capaz de

seguir el inversor del punto de máxima potencia MPP, no podrá inyectar la máxima potencia. Por ello, la mínima cantidad de módulos en serie queda determinado por el cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el punto de máxima potencia y la tensión del módulo en el punto de máxima potencia a la temperatura de operación más desfavorable.

$$N_{s\ min} = \frac{U_{\min(MPP\ inversor)}}{U_{MPP\ (70^{\circ}C)}}$$

También debe verificarse que la corriente máxima entregada por el generador fotovoltaico sea menor que la corriente máxima de entrada del inversor.

$$N_{\max\ ramas} = \frac{I_{\max\ (inversor)}}{I_{string}}$$

Esto no supondrá una limitación ya que, en caso de necesitarse más de un inversor se acoplará al sistema, pero debe verificarse que se cumple esto para evitar daños en los equipos.

Se debe tener en cuenta que estas ecuaciones son válidas cuando el inversor se conecta a continuación del campo FV, de haber un regulador independiente entre ambos equipos, habría que adaptarlas a las condiciones de este equipo.

La potencia total del generador fotovoltaico queda definida por la tensión y la intensidad que circula por el sistema. Se debe tener en cuenta lo que supone una conexión serie-paralelo. Si las placas se conectan en serie, se conecta el polo positivo de un panel solar con el polo negativo del siguiente y así sucesivamente. Cabe destacar dos aspectos:

- Se suma el voltaje de todos y cada uno de los paneles solares.
- Los amperios de corriente eléctrica permanecen iguales y constantes.

Cuando se conectan en paralelo, se conecta todos los polos positivos por un lado y por otro todos los polos negativos. Cabe destacar dos aspectos, en contraposición a la conexión serie:

- Se suma la intensidad (Amperios) de todos los paneles.
- La tensión o voltaje permanece igual y constante.

A modo de ilustración se muestra la siguiente figura en la que aparece una conexión serie-paralelo de 15 paneles con una potencia total de 975Wp.

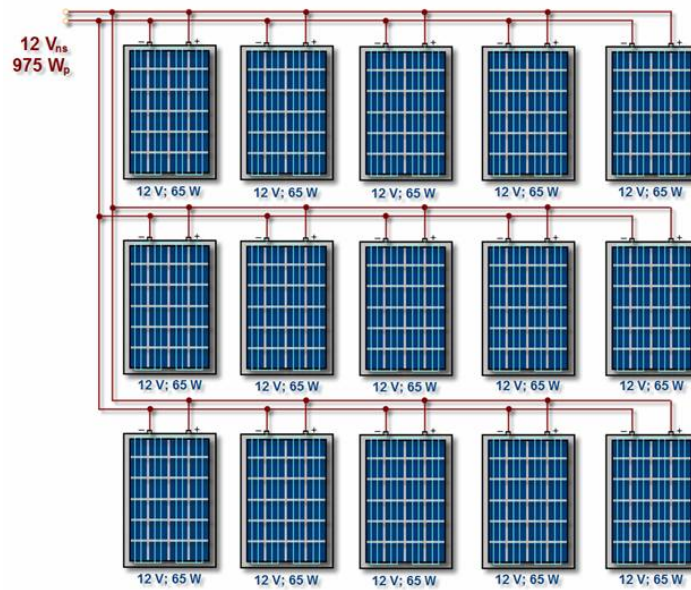


Figura A4-5. Relación V_{oc} , I_{sc} , P_{max} con la Temperatura

Inversores-cargadores

Los valores de potencia del campo fotovoltaico y del inversor deben corresponder óptimamente entre sí. La configuración de la instalación y su conexión determina el número de inversores a utilizar, su potencia y rango de tensiones.

Hay que garantizar que, para cualquier condición climática, el rango de tensiones del campo fotovoltaico debe estar contenido en el rango de tensiones a la entrada del inversor.

Como el rendimiento del inversor a muy bajas potencias respecto a la potencia nominal suele ser muy bajo es aconsejable evitar que el inversor funcione durante mucho tiempo a bajas potencias

La potencia del inversor suele ser 1,2 veces la potencia máxima demandada por las cargas de CA, asegurando el arranque de todos los equipos. Si la potencia del inversor es insuficiente, las sobrecargas reducirán su vida útil. [7]

En grandes sistemas fotovoltaicos, se utiliza la configuración maestro-esclavo. Se usan varios inversores que se reparten la potencia total del sistema. Cuando hay baja radiación funciona uno de ellos (maestro), al aumentar la radiación, el inversor maestro se acerca a su límite de potencia, momento en el cual uno de los inversores esclavo es activado. Cuando la potencia de generación sigue creciendo, se conecta un tercero. Si fuera necesario, se instalarían más inversores. En definitiva, busca la máxima eficiencia del conjunto.

Se deberán escoger inversores que permitan el conexionado en paralelo.

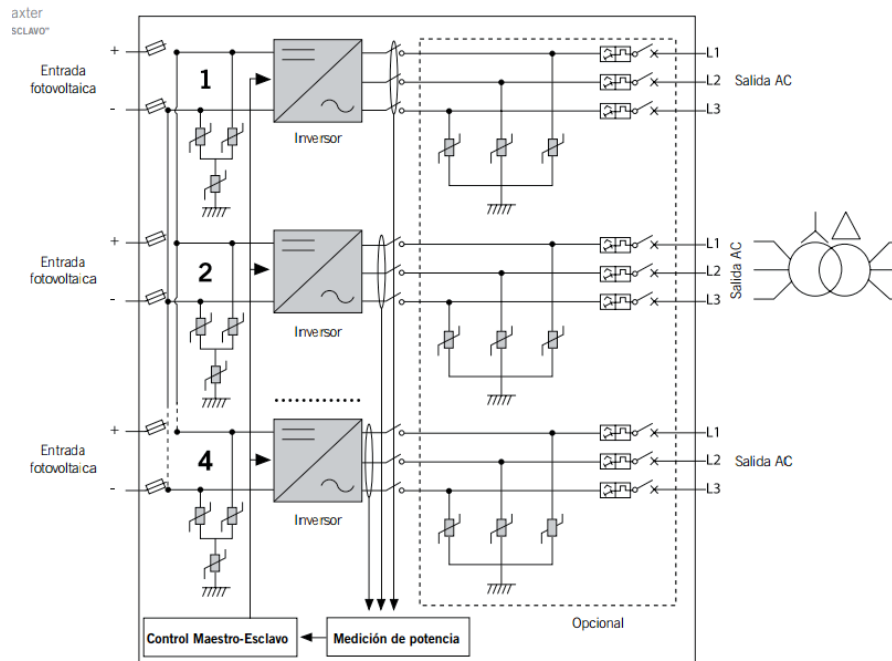


Figura A4-6. Esquema eléctrico configuración maestro-esclavo. Fuente [8]

La ventaja de esta configuración es que con baja radiación sólo trabaja un inversor por lo que se obtiene una eficiencia mayor. Sin embargo, los costes de inversión son mayores.

En el caso del inversor cargador, detecta cuando la tensión de la batería baja hasta el mínimo y activa la función de cargador, dando la orden a grupos electrógenos (como un generador para recargar las baterías. Con estos dispositivos nos aseguramos de que no haya interrupciones del suministro eléctrico. [9]

Para automatizar el arranque y la parada del generador se utiliza generalmente el “arranque a dos hilos”. Los inversores-cargadores actuales incorporan esta función. Cuando se alcanza el nivel mínimo programado en las baterías (60%-70%) cierran un contacto para arrancar el generador. Cuando se alcanza el nivel óptimo de carga, el mismo contacto detiene el generador.

Sistema de acumulación

Para dimensionar el sistema de acumulación, es necesario definir los siguientes parámetros:

- Días de autonomía (D): Tiempo que puede funcionar la instalación sin recibir radiación en las condiciones esperadas. Dependerá de las características climáticas del emplazamiento de la instalación y las exigencias en cuanto a fiabilidad de suministro. Generalmente, al contar con un grupo electrógeno de apoyo, la autonomía exigida será en torno a 2 o 3 días según el proyecto.
- Profundidad máxima de descarga (M_{pd}): Límite de descarga que puede alcanzar la batería sin perjudicar sus prestaciones. Se sitúa entre 65-75% para proyectos en zonas de electrificación rural.
- Tensión de trabajo de la instalación(V): Es elegida en función de las características de la instalación. Para instalaciones pequeñas o individuales será

de 12V, 24V ó 48V mientras que para instalaciones que pretenden alimentar a poblados enteros será superior, pudiendo llegar a valores mayores de 600V.

Una vez definidos estos parámetros, se calcula la capacidad de acumulación (Q) mediante la siguiente fórmula:

$$Q[Ah] = \frac{110 * C_t * D}{V * M_{pd}}$$

Siendo C_t , la energía total requerida diaria.

Según las especificaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE, la capacidad nominal del acumulador [Ah] no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en STC del generador fotovoltaico [A], aunque al contar con el apoyo de un grupo electrógeno, la capacidad puede ser mayor a este valor.

Una vez dispuestas y conectadas en serie nuestras baterías, el siguiente paso es realizar la conexión de las baterías al inversor. Tras ello, se conecta la línea de salida de alterna del inversor a las protecciones instaladas para alimentar nuestros consumos.

Si la instalación tiene un sistema con un regulador externo al inversor, se conecta este regulador a las baterías como se ha hecho con el inversor anteriormente.

Sistema de regulación de carga

Este sistema solamente será aplicable a sistemas con una configuración DC Coupling. La situación deseable es que este equipo vaya integrado en el propio inversor-cargador. En caso de que no sea posible, habrá que realizar la conexión de acuerdo a esta configuración, lo cual afectará a la tensión proveniente del campo fotovoltaico ya que los reguladores suelen admitir menores tensiones de entrada, lo que se traduce en una limitación en el número máximo de paneles en serie.

La tensión de salida los reguladores de carga debe ser compatible con la tensión de la instalación para asegurar su funcionamiento. Además, deberá ser capaz de soportar las corrientes que debe gestionar. Se comprueba que, tanto por parte del campo fotovoltaico como por parte de las cargas, cual es la corriente máxima que debe gestionar y se elige un regulador que pueda gestionar una corriente un 25% superior a la máxima de estas. Se elegirán reguladores MPPT ya que permiten obtener un mayor rendimiento de los paneles fotovoltaicos y ofrecen la posibilidad de añadir paneles en serie con un voltaje total superior al del banco de baterías, reduciendo las pérdidas por ir a bajo voltaje y por la alta intensidad en corriente DC.

El número de reguladores a instalar dependerá de las características eléctricas de este y de la intensidad máxima total a gestionar.

$$N^{\circ} \text{ reguladores} = \frac{1,25 * \text{Corriente máxima a gestionar}}{\text{Corriente máxima entrada (modelo elegido)}}$$

La corriente proveniente del campo fotovoltaico llega a una caja de conexiones de continua. En esta caja de conexiones se debe colocar un magnetotérmico que sirva de protección, de esta manera se evita que se pueda quemar el regulador, además este dispositivo facilita las operaciones de mantenimiento y reparación de averías. Se debe elegir un dispositivo con una intensidad de corte que permita el correcto funcionamiento de la instalación. Este dispositivo será el que limite la sección de los cables que van hasta el regulador.

En la siguiente figura se muestra el esquema entre los distintos sistemas con los dispositivos de protección requeridos.

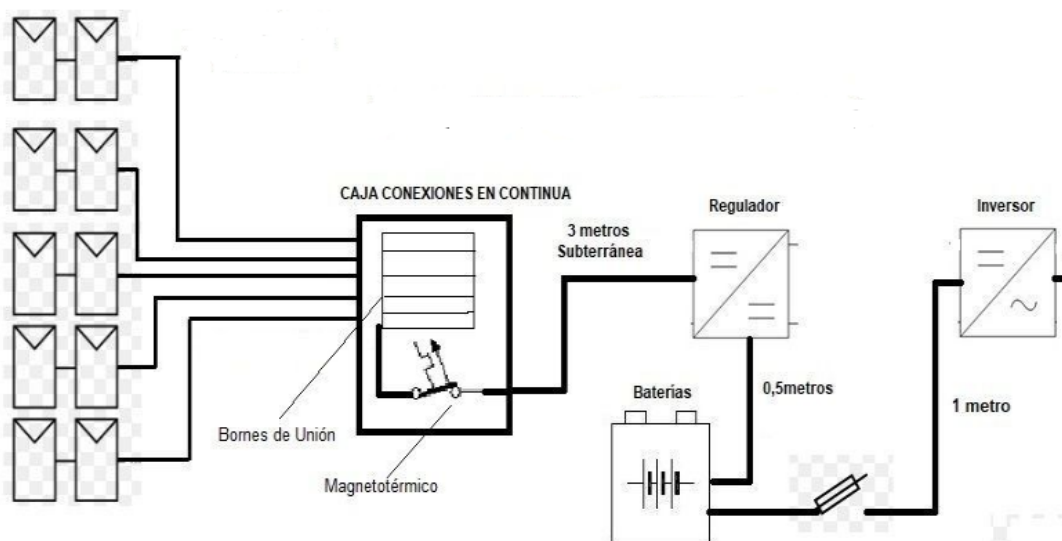


Figura A4-7. Esquema instalación fotovoltaica con dispositivos de protección. Fuente [7]

Cableado

Una vez diseñada nuestra instalación, se calculan las secciones de los conductores de cada tramo.

Para calcular las diferentes secciones de los cables de una instalación solar fotovoltaica se deben tener en cuenta las condiciones que exige el REBT.

- **Criterio de caída de tensión admisible.** No se puede superar la máxima caída de tensión permitida entre 2 puntos de una instalación.

La fórmula para el cálculo de la sección mínima que cumple este criterio es la siguiente:

$$Sección\ mínima = \frac{2 * L * I * 100}{\sigma * V * \Delta V}$$

Siendo σ la conductividad del conductor y ΔV la caída de tensión admisible expresada en %

En el caso de una instalación fotovoltaica según las recomendaciones del IDAE la caída de tensión admisible será diferente para cada tramo de la instalación, siendo las que aparecen en la siguiente figura:

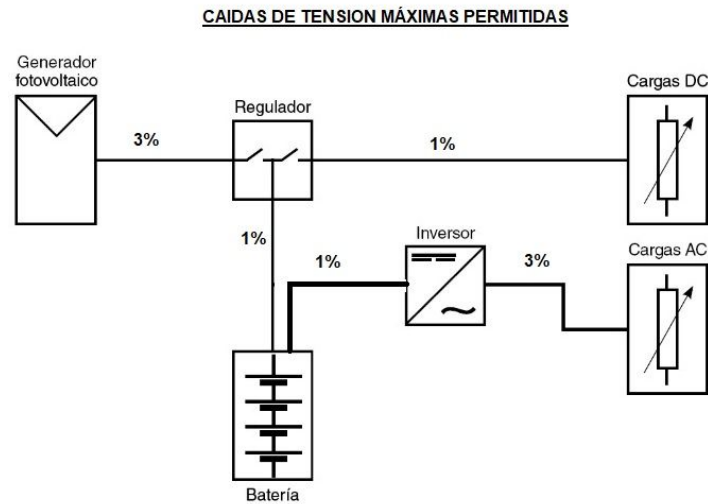


Figura A4-8. Caídas de tensión máximas admisibles. Fuente [7]

La sección obtenida en cada tramo deberá adecuarse a las secciones comerciales existentes.

- **Criterio de intensidad máxima admisible.** En el REBT unas tablas donde especifica la intensidad máxima admisible de un conductor en función del tipo de instalación y del tipo de aislante utilizado para que el conductor no se caliente en exceso durante su uso.

sección[mm ²]	intensidad máxima admisible según tipo de aislamiento [A]		
	xlpe	epr	pvc
6	72	70	63
10	96	94	85
16	125	120	110
25	160	155	140
35	190	185	170
50	230	225	200
70	280	270	245
95	335	325	290
120	380	375	335
150	425	415	370
185	480	470	420

240	550	540	485
300	620	610	550
400	705	690	615
500	790	775	685
630	885	870	770

Tabla A4-2. Secciones e intensidad máxima admisible según aislamiento. Fuente: REBT.

Se comprueba para cada sección si la intensidad máxima que pasa por el conductor es en menor a la admisible.

Los positivos y negativos de la parte de continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente.

Protecciones y puesta a tierra

Las protecciones a instalar serán las que se recogen a continuación:

- En el campo fotovoltaico:
 - **Estructura soporte** diseñada para soportar las cargas mecánicas que pudieran presentarse en cada caso: viento, nieve, contracciones o dilataciones por cambios de temperatura, etc
 - **Diodos de bloqueo** se instalan en serie con cada rama para evitar que las ramas menos iluminadas actúen como cargas de las más iluminadas en situación de cielo parcialmente nublado
- Entre el campo fotovoltaico y el regulador, en el interior de las cajas de conexiones:
 - **Seccionador e interruptor magnetotérmico** para cada string de entrada para protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos.
 - **Varistores:** se instalan en los dos cables (positivo y negativo) que van desde el campo de paneles al regulador, actúan como descargadores de tensión
- Entre los reguladores y las baterías:
 - **Interruptor automático de corriente continua** a la salida de cada inversor.
- Entre las baterías y el inversor:
 - **Interruptor automático de corriente continua.**
- Entre el inversor y el cuadro general de mando y protección:
 - **Interruptor automático de corriente alterna.**
 - **Interruptor diferencial**

- Entre el grupo electrógeno y el inversor:
 - **Interruptor automático de corriente alterna.**
 - **Interruptor diferencial**

Además, habrá que asegurar la protección frente a contactos directos (proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos) y contactos indirectos.

Los medios a utilizar para los contactos directos e indirectos vienen expuestos en la norma UNE 20.460-4-41 y en la ITC-BT-24:

- Contactos directos:
 - Protección por medio de barreras o envolventes
 - Protección por aislamiento de las partes activas
 - Protección por medio de obstáculos
 - Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento

- Contactos indirectos:
 - Protección por corte automático de la alimentación
 - Protección por empleo de equipos de clase II o aislamiento equivalente
 - Protección por separación eléctrica

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.

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. [10]

Grupo electrógeno

En las instalaciones que se pretenden diseñar con este proyecto, el grupo electrógeno servirá de apoyo para la carga del sistema de acumulación en periodos de baja irradiación solar. Si ese periodo de baja irradiación solar es prolongado, suministraría energía a la instalación.

Será necesario conocer si la instalación es monofásica o trifásica y un análisis de las necesidades de potencia para el dimensionado y la elección de este equipo.

Un sobredimensionado de este equipo provocará que no trabaje en sus condiciones óptimas, lo que se traduce en una pérdida de rendimiento.

Con el fin de garantizar un funcionamiento continuo y una alta fiabilidad del sistema, se diseñará para poder satisfacer al 100% de la carga.

En los sistemas híbridos, los generadores diésel tienen bajos tiempos de operación de carga. Por ello, para asegurar el funcionamiento de los generadores en la carga mínima con un bajo impacto en el rendimiento de los equipos y reduciendo el consumo de combustible, cada planta constará preferiblemente de dos generadores diésel instalados en una sala de máquinas. Como se puede observar en la gráfica, el consumo específico se reduce drásticamente para altas cargas.

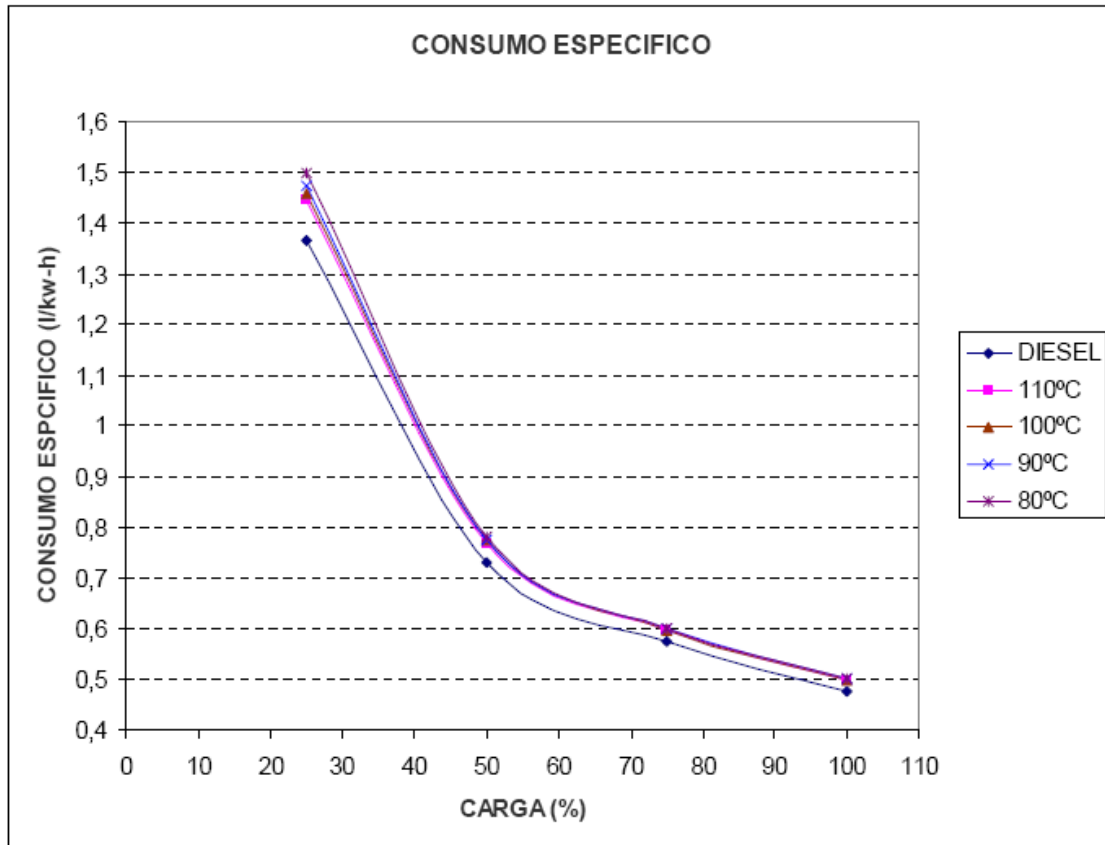


Figura A4-9. Consumo específico vs carga. Fuente. Google Imágenes

Este diseño representa un enfoque técnico consistente con costes razonables de inversión de capital y variables.

Anexo 5. Pliego de condiciones técnicas

En este capítulo se describen las condiciones y especificaciones técnicas que se tendrán que cumplir en los proyectos derivados de este documento.

Los pliegos de condiciones referidos a componentes de la planta fotovoltaica y mantenimiento han sido extraídos del documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red” del IDAE (Capt 5 y 7). No se incluyen los ensayos y pruebas de puesta en marcha de la instalación ni de la obra civil, al quedar fuera del alcance del proyecto. El constructor, los fabricantes e instaladores deberán realizar las pruebas FAT y SAT, los ensayos, y los estudios oportunos requeridos para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y para el cumplimiento de la normativa.

Generalidades

- Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el REBT o legislación posterior vigente.
- Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.
- Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado anterior, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.
- *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*: Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Incidencia normal
 - Temperatura de célula: 25 °C

Generadores fotovoltaicos

- Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.
- El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.
 - Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
 - Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

- Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento
- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- 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, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estructura de soporte

- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
- La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
- La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
- La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

- Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV 102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Baterías y sistema de acumulación

- Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en Condiciones Estándar de Medida del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.
- La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.
- El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
 - El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.

- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
 - Tensión nominal (V)
 - Polaridad de los terminales
 - Capacidad nominal (Ah)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

Reguladores de carga

- 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.
- Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:
 - La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida.
 - La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
 - La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
 - La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1 \%$ del valor especificado.
 - Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- 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.
- Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- 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. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.
- 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.
- Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.
- 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

Inversores

- Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otro tipo de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

- Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).
- El inversor soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.
- Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:
 - Potencia nominal (VA)
 - Tensión nominal de entrada (V)
 - Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
 - Polaridad y terminales

Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- 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.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Protecciones y puesta a tierra

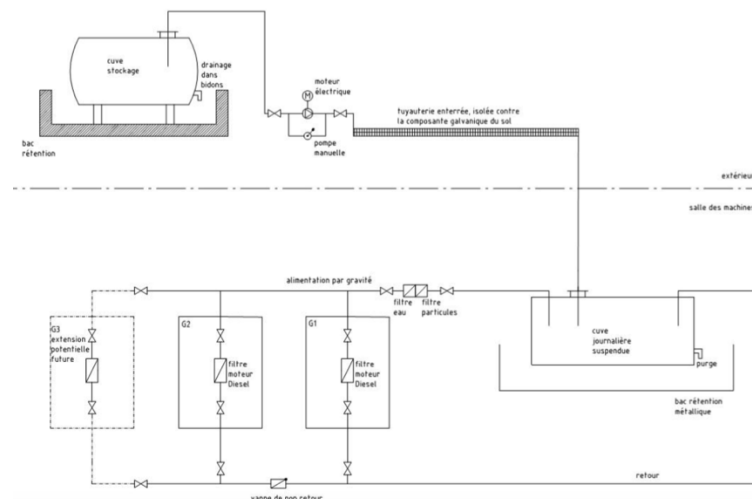
- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase:

- Interruptor general manual: Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
 - Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
 - Interruptor automático de la interconexión, para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- 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 la misma.
 - 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.

Grupos electrógenos

- Los grupos electrógenos planeados para el proyecto son unidades diesel que operan a 1500 rpm. Los grupos deberán estar diseñados para garantizar una operación fiable y continua del día a día para satisfacer las demandas actuales y futuras de electricidad de la comunidad.
- Los dos generadores para cada localidad serán del mismo tipo, tamaño y fabricante, a fin de simplificar la operación y el mantenimiento de los grupos, para estandarizar el servicio y el kit de piezas de repuesto para permitir la intercambiabilidad de piezas.
- Los generadores consistirán en un motor diésel (con filtros de aire de combustión, filtros de aceite y filtros de combustible) acoplado a un alternador, un radiador de aire / agua para enfriar el motor (ventilador de motor eléctrico o accionamiento directo), fijado en una base simple / marco de metal por medio de elementos elásticos. El chasis también puede incluir un tanque de combustible, un armario de control local y un disyuntor de BT.
- La caja de control debe incluir todos los dispositivos para arrancar, operar, cargar y apagar la unidad (local o remotamente), así como los dispositivos de seguridad para la protección del motor diesel y para protección del alternador.

- La casilla debe incluir el sistema de control para la sincronización de varios grupos que operan en paralelo (o en una red interconectada) y para definir el modo de carga compartida. Los grupos se ensamblarán y probarán en la fábrica (pruebas FAT) y en el sitio (pruebas SAT).
- Para evitar los problemas técnicos de los motores diesel asociados con el funcionamiento continuo a baja carga, la carga mínima de las unidades debe limitarse al 35% de su carga nominal. Después de 2 a 3 horas de operación con carga mínima, la carga del grupo electrógeno debe aumentar al menos al 80% de su carga nominal durante al menos 30 minutos, o según lo recomendado por el fabricante. Después de cada arranque, la unidad diesel debe permanecer en funcionamiento durante al menos 30 minutos para alcanzar la temperatura adecuada de aceite y el agua. Después del comando de detención, el grupo se ejecutará vacío para enfriarse, luego se detendrá.
- Para lograr un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad de los generadores en el sistema híbrido, es esencial proporcionar un sistema de combustible cerrado y sellado para evitar la contaminación y garantizar que el diesel esté bien filtrado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. Por lo tanto, se recomienda proporcionar a cada planta de energía térmica un tanque de almacenamiento instalado externamente y conectado por medio de una bomba eléctrica y manual a un módulo de filtro (partículas y agua) y a un tanque diario instalado en la habitación. En el caso de que la bomba eléctrica esté fuera de servicio, el combustible se puede bombear manualmente desde el tanque de almacenamiento al tanque diario sin afectar el funcionamiento de las unidades diesel. También es esencial asegurarse de que los tanques de almacenamiento de las plantas híbridas se llenen con camiones cisterna y evitar medios que no constituyan un medio fiable de llenado. Los tanques de combustible de hasta 5-10 m³ se especificarán de acuerdo a los estándares europeos apropiados, asegurando así una alta calidad de los equipos.
- Los tanques de almacenamiento deben instalarse sobre una losa de hormigón en tanques de retención sellados dimensionados de acuerdo con el volumen de los tanques. A continuación, se proporciona el diagrama de circuito de combustible típico que implementará el constructor y se adaptará a este proyecto:



Mantenimiento

- El plan de mantenimiento debe contemplar inspecciones periódicas del sistema, así como un registro e historial de las mediciones realizadas en el mismo. Este plan debe dar prioridad a los componentes más susceptibles de sufrir deterioro. La frecuencia de las inspecciones estará dictada por las condiciones de uso, edad del sistema, problemas potenciales que se hayan identificado, o por situaciones fortuitas.
- Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
 - Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo
- Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
 - El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:
 - Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
 - Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
 - Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
 - Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
 - Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
 - Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.

- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
 - Caídas de tensión en el cableado de continua.
 - Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.
- En instalaciones con monitorización, la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Equipo eléctrico y distribución

- Todos los armarios eléctricos deben estar sellados herméticamente a IP64 de acuerdo con DIN EN 60529.
- No se permite el enfriamiento por ventilación. Cualquier enfriamiento debe ser mecánico por circuito refrigerante o equivalente.
- Cualquier estructura de hormigón debe estar protegida por una capa bituminosa o epoxi.
- Los transformadores de MT / BT son transformadores trifásicos con aislamiento y enfriamiento natural con aceite mineral. Se prohíbe cualquier aislamiento sintético que contenga bifenilos policlorados, incluido askarel. Están sellados herméticamente y tienen un tanque de volumen variable que absorbe las variaciones de volumen de aceite en función de la temperatura. Esta técnica evita cualquier entrada de humedad en el tanque y cualquier riesgo de oxidación del dieléctrico líquido. El tanque estará diseñado para evitar el estancamiento del agua. La tapa estará atornillada.
- El transformador debe protegerse contra la corrosión con tres capas de pintura. Esta protección debe ser capaz de resistir el clima tropical. Todos los pernos deben estar protegidos por un recubrimiento electrolítico. El revestimiento será de color gris.
- Los cables de zanja deben estar protegidos por canales o conductos.
- El equipo de alumbrado se ajustará a las normas IEC 598 u otras normas equivalentes de carácter internacional.
- La línea MT desde la subestación de la planta de energía híbrida hasta el pueblo es de 33 kV.
- Las redes de distribución consisten en:
 - Estaciones de transformación de MT / BT en pueblos electrificados.
 - Redes de distribución de BT.

Unidades de desalación y distribución de agua

- Las unidades de desalinización se entregarán preinstaladas en un contenedor listo para conectar.
- La calidad del agua producida es <500 mg / l TDS.
- La presión de entrada de las bombas de pozo es de 4 bar.
- Los componentes principales son:
 - Dosificación "Anti Scaling" incl. Bomba
 - Prefiltración en cascada hasta 5 my con manómetros
 - Bomba de alta presión 55-65 bar, eficiencia de la bomba de pistón a plena carga 90%
 - Unidad para purgar membranas con bomba y depósito
 - Dosificación posterior al tratamiento con bomba y depósito
 - Armario eléctrico y comando de control con escala de alarma al sistema SCADA, arrancador para el instalador de la bomba de alta presión.
- La presión de funcionamiento de la unidad de ósmosis inversa es 55 bar (2 membranas)
- Una vez que se desala el agua, se asegurará su almacenamiento mediante un depósito semienterrado en hormigón armado de capacidad correspondiente a las necesidades respectivas de cada una de las aldeas.
- Una vez que se produce el agua potable, se bombeará nuevamente a una torre de agua desde la cual se alimentará la red de distribución.

Tanques elevados.

- Deben tomarse las siguientes consideraciones en el diseño de tanques elevados:
- El nivel mínimo de agua en el tanque debe ser capaz de lograr presiones adecuadas en la red de distribución.
- Se debe emplear la misma tubería de entrada y salida del agua, en el caso que el sistema fuese del tipo fuente-red-tanque.
- La tubería de rebose descargara libremente sobre una plancha de hormigón para evitar la erosión del suelo.
- Se instalarán válvulas de compuertas en todas las tuberías, exceptuando la de rebose y se recomienda que todas las válvulas y accesorios sean tipo brida.

- Debe considerarse los demás accesorios como: escaleras, dispositivos de ventilación, acceso con su tapadera, indicador de niveles y en casos especiales una luz roja para prevenir accidentes aéreos en vuelos nocturnos.
- Las escaleras exteriores deben tener protección adecuada y se diseñan dispositivos que permitan controlar el nivel máximo y mínimo del agua en el tanque.

Anexo 6. Datos complementarios del ejemplo de aplicación

1) Base de datos de radiación

RADIATION DATABASE					
Latitude (decimal degrees):	18.381				
Longitude (decimal degrees):	-3.000				
Radiation database:	PVGIS-CMSAF				
Optimal slope angle (deg.):	18				
Year	Month	Hopt	H(16)	D/G	T24h
2016	Jan	133	132	0.47	22.4
2016	Feb	185	184	0.34	22.3
2016	Mar	210	209	0.33	25.1
2016	Apr	195	196	0.37	33.0
2016	May	199	200	0.35	35.5
2016	Jun	185	187	0.35	36.0
2016	Jul	183	185	0.37	34.2
2016	Aug	184	185	0.39	33.5
2016	Sep	191	191	0.36	33.6
2016	Oct	204	203	0.31	31.9
2016	Nov	171	170	0.36	27.0
2016	Dec	171	168	0.35	21.3
Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (kWh/m2)					
H(16): Irradiation on plane at angle: 16deg. (kWh/m2)					
D/G: Ratio of diffuse to global irradiation (-)					
T24h: 24 hour average of temperature (°C)					
PVGIS (c) European Communities, 2001-2016					

2) Datos técnicos de los equipos

a. Paneles fotovoltaicos

PV Module AREi-230W-M6-G Details

[Return to product list...](#)

Manufacturer: Advanced Renewable Energy

Model Number: AREi-230W-M6-G

Production Status: unknown

CSI Approved: Yes

CSI Model Number: AREi-230W-M6-G

Description: 230W Polycrystalline Module

▼ Electrical	
Power at STC (W)	230
Power at PTC (W)	205.7
Bifacial	No
Bifaciality (%)	-
Lower Power Tolerance (%)	-
Upper Power Tolerance (%)	-
Power Density at STC (W / m2)	141.975
Power Density at PTC (W / m2)	126.975
Module Efficiency (%)	-
Cell Efficiency (%)	-
Vmp: Voltage at Max Power (V)	30.72
Imp: Current at Max Power (A)	7.5
Voc: Open Circuit Voltage (V)	37.14
Isc: Short Circuit Current (A)	8.0
Max System Voltage (V)	-
Series Fuse Rating (A)	-
Bypass Diode	-
Nominal Operating Cell Temp (°C)	44.5
Open Circuit Voltage Temp Coefficient (% / °C)	-0.353
Short Circuit Current Temp Coefficient (% / °C)	0.055
Max Power Temp Coefficient (% / °C)	-0.507

PV Module API-P235 Details

[Return to product list...](#)

Manufacturer: Advance Solar Hydro Wind Power

Model Number: API-P235

Production Status: unknown

CSI Approved: Yes

CSI Model Number: API-P235

Description: 235W Polycrystalline Module

▼ Electrical	
Power at STC (W)	235
Power at PTC (W)	209.6
Bifacial	No
Bifaciality (%)	-
Lower Power Tolerance (%)	-
Upper Power Tolerance (%)	-
Power Density at STC (W / m2)	143.293
Power Density at PTC (W / m2)	127.805
Module Efficiency (%)	-
Cell Efficiency (%)	-
Vmp: Voltage at Max Power (V)	30.6
Imp: Current at Max Power (A)	7.68
Voc: Open Circuit Voltage (V)	36.72
Isc: Short Circuit Current (A)	8.23
Max System Voltage (V)	-
Series Fuse Rating (A)	-
Bypass Diode	-
Nominal Operating Cell Temp (°C)	47.6
Open Circuit Voltage Temp Coefficient (% / °C)	-0.334
Short Circuit Current Temp Coefficient (% / °C)	0.058
Max Power Temp Coefficient (% / °C)	-0.45

b. Bomba



SKI 4"Ø MIN.

BOMBA TIPO: RADIAL
TEMP. MAX. LIQUIDO: 30°
MAX. ARENA: 200 gr/m³
SENTIDO ROT.: ANTIHORARIO
VALV. RET.: INCORPORADA

PUMP TYPE: RADIAL
MAXI. TEMP. LIQUID: 30°
SAND MAX.: 200 gr/m³
ROTATION: C.C.W.
CHECK VAL.: BUILT-IN

POMPE TYPE: RADIALE
TEMP. MAX. LIQUIDE: 30°
MAX. SABLE: 200 gr/m³
SENS. ROT.: ANTIHORAIRE
CLAPET RET.: INCORPORÉ

Tablas de selección / Selection charts / Tables de selection

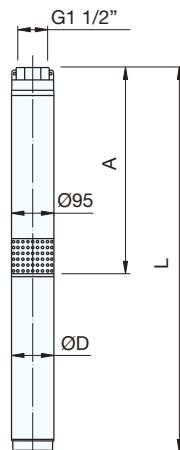
Tipo Type	Motor - Moteur		l/min. m ³ /h	Caudal - Capacity - Debit							
	KW	HP		0	33	50	58	67	75	83	92
SKI 6	0,55	0,75	m.c.a.	46	42	38	36	32	30	25	20
SKI 9	0,75	1		63	58	55	50	48	40	36	29
SKI 12	1,1	1,5		86	80	76	68	64	56	48	38
SKI 16	1,5	2		115	105	101	90	85	75	64	51
SKI 20	2,2	3		150	142	130	120	107	98	85	75
SKI 24	3	4		175	170	152	148	138	120	100	88
SKI 30	3	4		210	195	178	168	150	138	120	100
SKI 40	4	5,5		268	255	230	210	190	168	138	105
SKI 55	5,5	7,5		370	350	330	305	280	250	215	165
SKI 75	7,5	10		438	420	378	348	330	288	240	180

Dimensiones / Dimensions / Dimensions

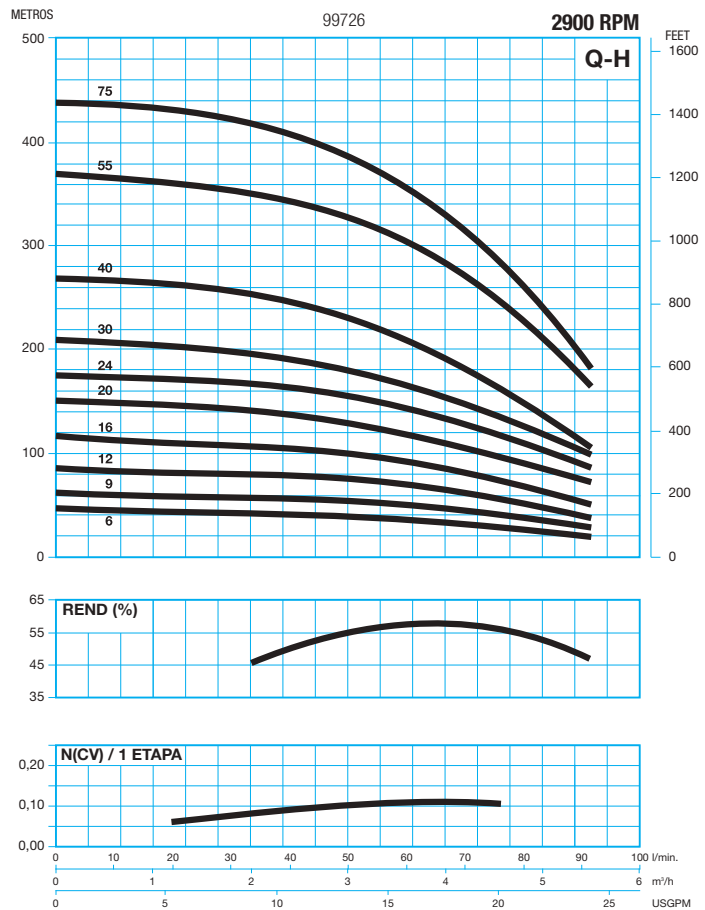
Materiales tipo A
Impulsor: Noryl
Difusor: Noryl
Eje: Acero inox.
Camisa: Acero inox.

Material type A
Impeller: Noryl
Diffuser: Noryl
Shaft: St. steel
Shell: St. steel

Matériaux type A
Roue: Noryl
Diffuseur: Noryl
Arbre: Acier inox.
Chemise: Acier inox.



Tipo Type	Motor - Moteur		D mm	A mm	L mm	Peso Weight Poids (kg)
	KW	HP				
SKI 6	0,55	0,75	95	418	784	12,3
SKI 9	0,75	1	95	478	864	14,5
SKI 12	1,1	1,5	95	568	974	16,1
SKI 16	1,5	2	95	691	1132	18,4
SKI 20	2,2	3	95	843	1344	20,7
SKI 24	3	4	95	1010	1571	27,2
SKI 30	3	4	95	1128	1689	28,4
SKI 40	4	5,5	95	1405	2006	36
SKI 55	5,5	7,5	95	1845	2566	44,5
SKI 75	7,5	10	95	2171	3012	66,3



50Hz

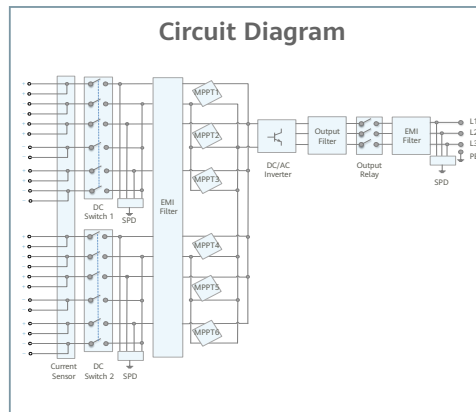
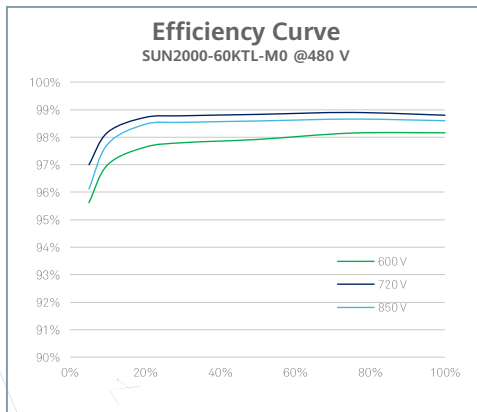


c. Inversores

SUN2000-60KTL-M0
Smart String Inverter



- 
6
MPP Trackers
- 
98.9% (@480V)
Max. Efficiency
- 
String-level
Management
- 
Smart I-V Curve
Diagnosis Supported
- 
Residual Current
Monitoring Integrated
- 
Fuse Free
Design
- 
Surge Arresters
for DC & AC
- 
IP65
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-60KTL-M0
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	720 V@ 480 Vac; 600V @380 Vac / 400 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
RS485	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
General	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Connector + OT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699,P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11



SOLAR.HUAWEI.COM

OMEGA PMS Off-Grid



- Pure sine wave inverter
- Built-in MPPT solar charge controller
- Selectable input voltage range for home appliances and personal computers
- Selectable charging current based on applications
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Compatible to mains voltage or generator power
- Auto restart while AC is recovering
- Overload and short circuit protection
- Smart battery charger design for optimized battery performance
- Cold start function
- Parallel operation with up to 6 units only available for 4KVA/5KVA
- Optional remote panel available

MODEL	OMEGA PMS 1K-24	OMEGA PMS 1K-48	OMEGA PMS 2K-24	OMEGA PMS 3K-24	OMEGA PMS 3K-48	OMEGA PMS 4K	OMEGA PMS 5K
Rated Power	1000VA/800W	1000VA/1000W	2000VA/1600W	3000VA/2400W	3000VA/2400W	4000VA/3200W	5000VA/4000W
INPUT							
Voltage	230 VAC						
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)						
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)						
OUTPUT							
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230VAC ± 5%						
Surge Power	2000VA	4000VA	6000VA	8000VA	10000VA		
Efficiency (Peak)	90% - 93%			93%			
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) ; 20 ms (For Home Appliances)						
Waveform	Pure sine wave						
BATTERY							
Battery Voltage	24 VDC	48 VDC	24 VDC	24 VDC	48 VDC	48 VDC	
Floating Charge Voltage	27 VDC	54 VDC	27 VDC	27 VDC	54 VDC	54 VDC	
Overcharge Protection	31 VDC	62 VDC	31 VDC	31 VDC	62 VDC	60 VDC	
SOLAR CHARGER & AC CHARGER							
Maximum PV Array Power	600W	900W	600W	600W	900W	4000W	
MPPT Range @ Operating Voltage	30VDC ~ 66VDC	60VDC ~ 88VDC	30VDC ~ 66VDC	30VDC ~ 66VDC	60VDC ~ 88VDC	60VDC ~ 115VDC	
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	75VDC	102VDC	75VDC	75VDC	102VDC	145 VDC	
Maximum Solar Charge Current	25A	18A	25A	25A	18A	80A	
Maximum AC Charge Current	20A	15A	30A	30A	15A	60 A	
Maximum Charge Current	25A	18A	30A	30A	18A	140A	
	AC charger and solar charger can't work at the same time.						
Maximum Efficiency	98%						
Standby Power Consumption	2 W						
PHYSICAL							
Dimension, D x W x H (mm)	100 x 272 x 355					120 x 295 x 468	
Net Weight (kgs)	6.8	7.0	7.4				11
OPERATING ENVIRONMENT							
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)						
Operating Temperature	0°C - 55°C						
Storage Temperature	-15°C - 60°C						

Product specifications are subject to change without further notice

d. Inversores-cargadores

Conext XW series (230 V)

Device short name	XW+ 7048 E	XW+ 8548 E
Inverter AC output		
Output power (continuous) at 25°C	5500 W	6800 W
Overload 30 min / 60 sec at 25°C	7000 W / 9500 W	8500 W / 12000 W
Output power (continuous) at 40°C	4500 W	6000 W
Maximum output current 60 seconds (rms)	40 A	53 A
Output frequency (selectable)	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Output voltage	230 Vac	230 Vac
Total harmonic distortion (THD) at rated power	< 5%	< 5%
Idle consumption search mode	< 7 W	< 7 W
Input DC voltage range	40 to 64 V (48 V Nominal)	40 to 64 V (48 V Nominal)
Maximum input DC current	150 A	180 A
Charger DC output		
Maximum output charge current	110 A	140 A
Output charge voltage range	40 - 64 V (48 V Nominal)	40 - 64 V (48 V Nominal)
Charge control	Three stage, two stage, boost, custom	Three stage, two stage, boost, custom
Charge temperature compensation	Battery temperature sensor included	Battery temperature sensor included
Power factor corrected charging	0.98	0.98
Compatible battery types	Flooded (default), Gel, AGM, LiON, custom*	Flooded (default), Gel, AGM, LiON, custom*
Battery bank range (scaled to PV array size)	440 to 10000 Ah	440 to 10000 Ah
AC input		
AC 1 (grid) input current (selectable limit)	3 - 60 A (56 A default)	3 - 60 A (56 A default)
AC 2 (generator) input current (selectable limit)	3 - 60 A (56 A default)	3 - 60 A (56 A default)
Automatic transfer relay rating / typical transfer time	60 A / 8 ms	60 A / 8 ms
AC input voltage nominal	230 V +/- 3%	230 V +/- 3%
AC input frequency range (bypass/charge mode)	45-55 Hz (default) 40-68 Hz (allowable)	45-55 Hz (default) 40-68 Hz (allowable)
AC grid-tie output		
Grid sell on AC1 (max)	4.5 kVA	6.0 kVA
Grid sell current range on AC1 (selectable range)	0 to 20 A	0 to 27 A
Grid sell voltage range on AC1	205 to 262 Vrms (auto adjust entering sell mode)	205 to 262 Vrms (auto adjust entering sell mode)
Grid sell frequency range on AC1	48 to 51 Hz (auto adjust entering sell mode)	48 to 51 Hz (auto adjust entering sell mode)
Grid sell power factor range (lead/lag)	0.5	0.5
Efficiency		
Peak	95.8%	95.8%
General specifications		
Part number	865-7048-61	865-8548-61
Product / shipping weight	53.5 kg (118.0 lb) / 75.0 kg (165.0 lb)	55.2 kg (121.7 lb) / 76.7 kg (169.0 lb)
Product dimensions (H x W x D)	58 x 41 x 23 cm (23 x 16 x 9 in)	58 x 41 x 23 cm (23 x 16 x 9 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	71.1 x 57.2 x 39.4 cm (28.0 x 22.5 x 15.5 in)	71.1 x 57.2 x 39.4 cm (28.0 x 22.5 x 15.5 in)
IP degree of protection	IP20	
Operating air temperature range	-25°C to 70°C (-13°F to 158°F) (power derated above 25°C (77°F))	
Warranty (Depending on the country of installation)	2 or 5 years	2 or 5 years
Features		
System monitoring and network communications	Available	
Intelligent features	Grid sell, peak load shave, generator support, prioritized consumption of battery or external DC energy	
Auxiliary port	0 to 12 V, maximum 250 mA DC output, selectable triggers	
Off-grid AC coupling	Frequency control	
Regulatory approval		
CE marked according to the following EU directives and standards:		
EMC directive	EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-2	
Low voltage directive	EN50178	
Safety	IEC 62109-1, IEC 62109-2	
RCM marked and compliant	AS 4777.2, AS 4777.3	
Compatible products		
Conext XW+ Power Distribution Panel	865-1014-01	
Conext System Control Panel	865-1050	
Conext Automatic Generator Start	865-1060	
Conext MPPT 60 150	865-1030-1	
Conext MPPT 60 600	865-1032	
Conext ComBox	865-1058	
Conext Battery Monitor	865-1080-01	
Conext Battery Fuse Combiner Box	865-1031-01	
Conext Portable Installation and Configuration Tool	Product no. 865-1155-01	

Specifications are subject to change without notice.

© 2015 Schneider Electric. All Rights Reserved. All trademarks are owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies.

DS20150904_Conext_XW+

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 On/Off remoto	2x	2x	2x	2x	2x
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				
Emisiones, 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 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) 230 VCA en la salida del inversor g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta	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				

e. Regulador de carga

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 75/10	MPPT 75/15	MPPT 100/15	MPPT 100/20	MPPT 100/20 48V
Tensión de la batería	Selección automática 12/24V				48V
Corriente de carga nominal	10A	15A	15A	20A	20A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	145W	220W	220W	290W	n.a.
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	290W	440W	440W	580W	n.a.
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1160W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	13A	15A	15A	20A	20A
Desconexión automática de la carga	Sí				
Tensión máxima del circuito abierto FV	75V		100V		
Eficiencia máxima	98%				
Autoconsumo	12V: 25 mA 24V: 15 mA				15mA
Tensión de carga de "absorción"	14,4V / 28,8V (ajustable)				57,6V (ajust.)
Tensión de carga de "flotación"	13,8V / 27,6V (ajustable)				55,2V (ajust.)
Algoritmo de carga	adaptativo multifase				
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.				
Corriente de carga continua	15A		20A		1A
Desconexión de carga por baja tensión	11,1V/22,2V/44,4V u 11,8V/23,6V/47,2V o algoritmo BatteryLife				
Reconexión de carga por baja tensión	13,1V/26,2V/52,4V o 14V/28V/56V o algoritmo BatteryLife				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible)/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales de conexión	6 mm ² / AWG10				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	0,5 kg	0,6 kg		0,65 kg	
Dimensiones (al x an x p)	100 x 113 x 40 mm	100 x 113 x 50 mm		100 x 113 x 60 mm	
NORMATIVAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.					
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.					
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.					

f. Baterías

BAE SECURA PVV solar



Technical Specification for Valve Regulated Lead-Acid Batteries (VRLA-GEL)



1. Application

BAE SECURA PVV solar batteries are maintenance-free and used to store electric energy in medium and large solar photovoltaic installations. Due to the robust tubular plate design BAE PVV Batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long lifetime.

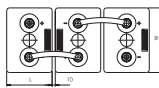
2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C _{1 h} Ah	C _{10 h} Ah	C _{20 h} Ah	C _{72 h} Ah	C _{100 h} Ah	C _{120 h} Ah	C _{240 h} Ah	R _i 1) mΩ	I _k 2) kA	Length mm	Width mm	Height mm	Weight kg
U _e [V per cell]	1.65	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80						
2 PVV 140	74	132	143	170	180	182	189	2.400	0.84	105	208	420	15.5
3 PVV 210	100	193	210	252	264	268	277	1.600	1.27	105	208	420	17.7
4 PVV 280	136	239	262	315	329	334	348	1.200	1.70	105	208	420	20.0
5 PVV 350	165	286	314	378	394	400	415	0.960	2.15	126	208	420	23.0
6 PVV 420	198	344	378	453	473	481	499	0.800	2.57	147	208	420	28.8
5 PVV 550	252	444	496	573	587	594	609	0.710	2.88	126	208	535	32.0
6 PVV 660	303	532	596	688	705	712	732	0.600	3.46	147	208	535	36.7
7 PVV 770	341	597	666	763	785	793	813	0.510	4.04	168	208	535	41.0
6 PVV 900	391	700	794	907	932	942	979	0.450	4.58	147	208	710	52.0
8 PVV 1200	506	903	1,022	1,166	1,190	1,200	1,255	0.340	6.10	215	193	710	68.9
10 PVV 1500	647	1,150	1,312	1,504	1,530	1,548	1,620	0.270	7.63	215	235	710	84.6
12 PVV 1800	762	1,360	1,540	1,764	1,800	1,812	1,896	0.230	9.15	215	277	710	99.6
12 PVV 2280	954	1,640	1,854	2,160	2,200	2,220	2,294	0.240	8.58	215	277	855	115.0
16 PVV 3040	1,291	2,240	2,520	2,944	3,010	3,036	3,120	0.180	11.40	215	400	815	156.2
20 PVV 3800	1,618	2,820	3,160	3,700	3,780	3,816	3,936	0.144	14.30	215	490	815	195.0
22 PVV 4180	1,749	3,020	3,400	3,960	4,040	4,080	4,200	0.131	15.67	215	580	815	216.0
24 PVV 4560	1,960	3,430	3,860	4,521	4,610	4,656	4,800	0.120	17.10	215	580	815	236.0
26 PVV 4940	2,067	3,570	4,000	4,680	4,770	4,824	4,968	0.111	18.52	215	580	815	250.0

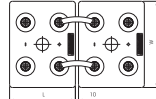
1) R_i and 2) I_k values according to IEC 60896-21

All values given in the table correspond to 100 % DOD. Please consider item 7.

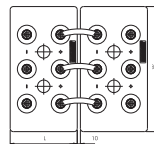
3. Terminal position



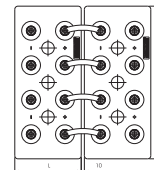
2 PVV 140 - 6 PVV 900



8 PVV 1200 to 12 PVV 2280



16 PVV 3040



20 PVV 3800 to 26 PVV 4940

ENERGY FROM BATTERIES



g. Grupo electrógeno

ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO PARA C1.5 (50 HZ)

ESPECIFICACIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Valor nominal mínimo	10,0 kVA
Valor nominal máximo	13,5 kVA
Estrategia de emisiones/combustible	Equivalente a R96/IIIa de la UE
Voltaje	110 a 415 V
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1500 rev/min
Ciclo de trabajo	Emergencia, principal

ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

Modelo de motor	Cat® C1.5
Calibre	3.3 pulg
Carrera	3.5 pulg
Cilindrada	91.3 pulg 3
Relación de compresión	22.5:1
De aspiración	Aspirado naturalmente
Sistema de combustible	Inyección indirecta
Tipo de regulador	Mecánico

DIMENSIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Longitud - Máxima	55.1 pulg
Anchura - Máxima	24.4 pulg
Altura - Máxima	41.5 pulg

C1.5 (50 HZ) EQUIPOS ESTÁNDAR

SISTEMA DE ADMISIÓN DE AIRE

- Filtro de aire, servicio ligero con elemento desechable
- Filtro de aire, servicio ligero con elemento desechable

ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO PARA C2.2 (50 HZ)

ESPECIFICACIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Valor nominal mínimo	13,0 kVA
Valor nominal máximo	22,0 kVA
Estrategia de emisiones/combustible	Equivalente a R96/IIIa de la UE
Voltaje	110 a 415 V
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1500 rev/min
Ciclo de trabajo	Emergencia, principal

ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

Modelo de motor	Cat® C2.2, 4 en línea, diésel, 4 tiempos
Calibre	3.3 pulg
Carrera	3.9 pulg
Cilindrada	135.2 pulg 3
Relación de compresión	22.5:1
De aspiración	Aspirado naturalmente
Sistema de combustible	Inyección indirecta
Tipo de regulador	Mecánico

DIMENSIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Longitud - Máxima	59.1 pulg
Anchura - Máxima	24.4 pulg
Altura - Máxima	43.9 pulg

C2.2 (50 HZ) EQUIPOS ESTÁNDAR

SISTEMA DE ADMISIÓN DE AIRE

- Filtro de aire, servicio ligero con elemento desechable
- Filtro de aire, servicio ligero con elemento desechable

Anexo 7. Informes de simulación HOMER PRO

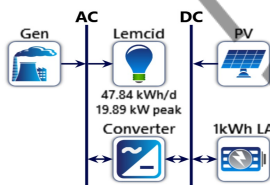
1) Simulación poblado Lemcid



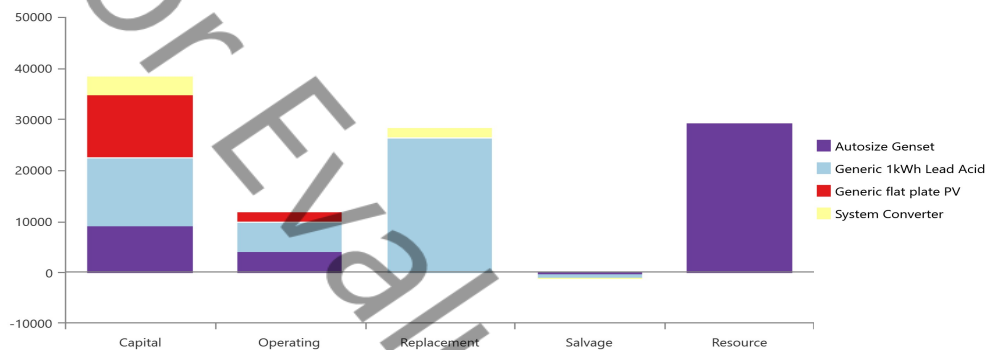
System Architecture

Component	Name	Size	Unit
Generator	Autosize Genset	22.0	kW
	Generic flat plate PV	15.2	kW
Storage	Generic 1kWh Lead Acid	11	strings
System converter	System Converter	5.44	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic



Cost Summary



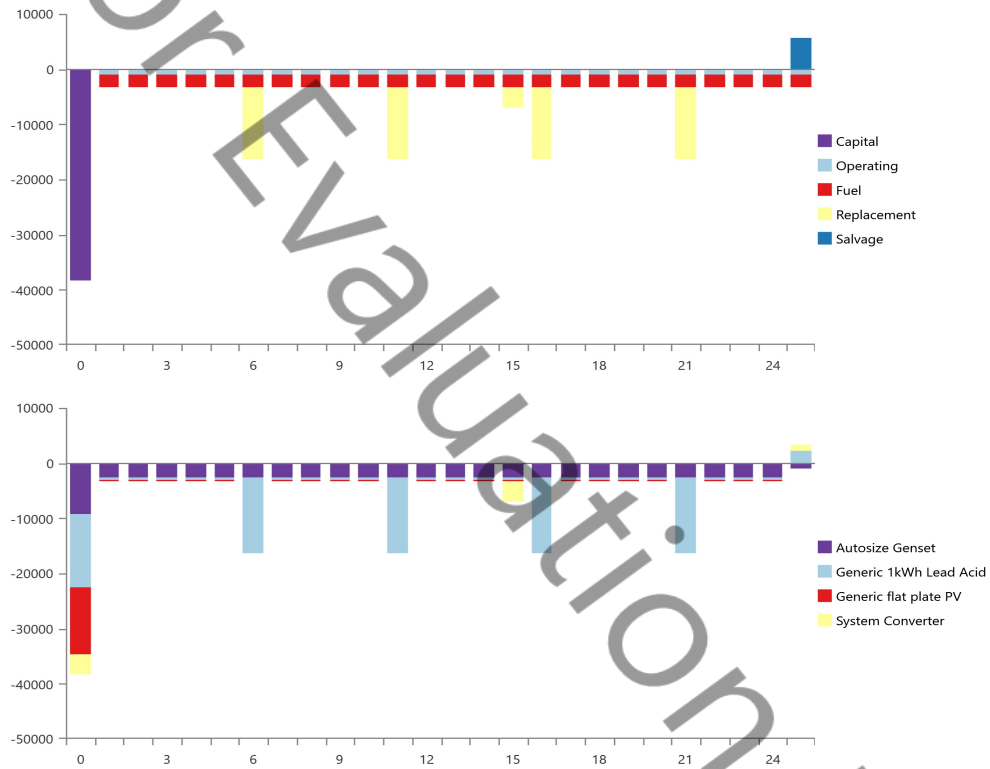
Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$9,240	\$4,172	\$0.00	-\$409.50	\$29,380	\$42,383
Generic 1kWh Lead Acid	\$13,200	\$5,688	\$26,517	-\$613.08	\$0.00	\$44,792
Generic flat plate PV	\$12,143	\$1,962	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$14,105
System Converter	\$3,805	\$0.00	\$1,614	-\$303.84	\$0.00	\$5,116
System	\$38,388	\$11,823	\$28,131	-\$1,326	\$29,380	\$106,395

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$714.75	\$322.74	\$0.00	-\$31.68	\$2,273	\$3,279
Generic 1kWh Lead Acid	\$1,021	\$440.00	\$2,051	-\$47.42	\$0.00	\$3,465
Generic flat plate PV	\$939.28	\$151.78	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$1,091
System Converter	\$294.33	\$0.00	\$124.88	-\$23.50	\$0.00	\$395.71
System	\$2,969	\$914.52	\$2,176	-\$102.60	\$2,273	\$8,230

Cash Flow



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	11,433	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	26,220	84.4
Autosize Genset	4,860	15.6
Total	31,080	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	17,462	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	17,462	100

Generator: Autosize Genset (Diesel)

Autosize Genset Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	4,860	kWh/yr
Mean Electrical Output	9.94	kW
Minimum Electrical Output	3.30	kW
Maximum Electrical Output	19.9	kW

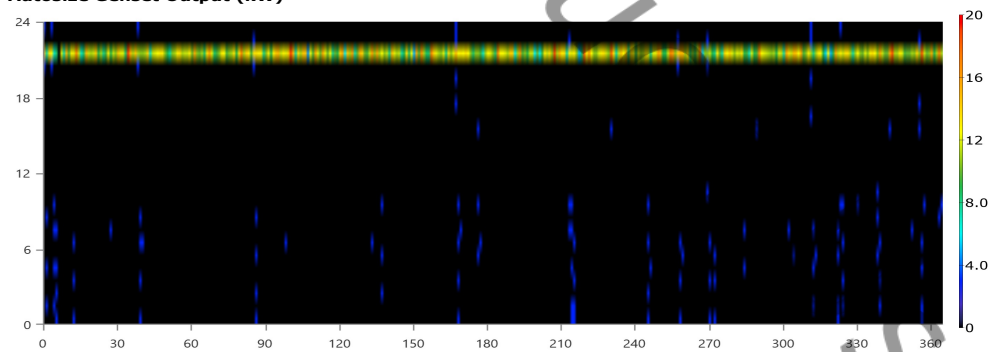
Autosize Genset Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	1,748	L
Specific Fuel Consumption	0.360	L/kWh
Fuel Energy Input	17,203	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	28.3	%

Autosize Genset Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	489	hrs/yr
Number of Starts	468	starts/yr
Operational Life	30.7	yr
Capacity Factor	2.52	%
Fixed Generation Cost	2.87	\$/hr
Marginal Generation Cost	0.307	\$/kWh

Autosize Genset Output (kW)



PV: Generic flat plate PV

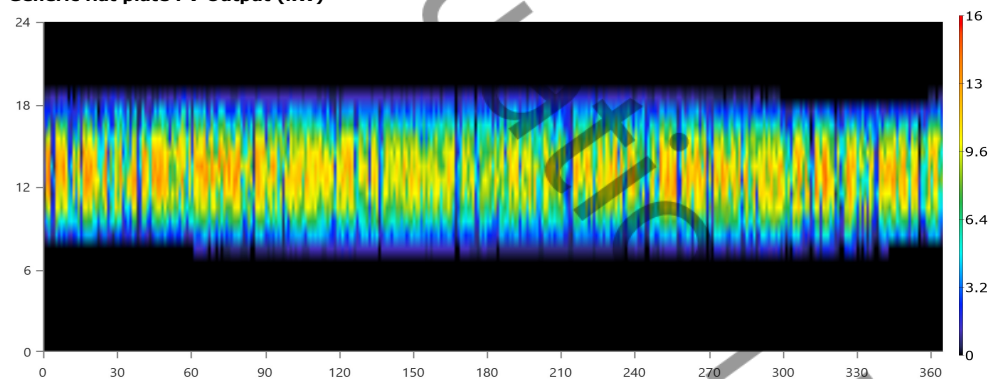
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	15.0	kW
PV Penetration	15.0	%
Hours of Operation	4,323	hrs/yr
Levelized Cost	0.0416	\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	15.2	kW
Mean Output	2.99	kW
Mean Output	71.8	kWh/d
Capacity Factor	19.7	%
Total Production	26,220	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)



Storage: Generic 1kWh Lead Acid

Generic 1kWh Lead Acid Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	44.0	qty.
String Size	4.00	batteries
Strings in Parallel	11.0	strings
Bus Voltage	48.0	V

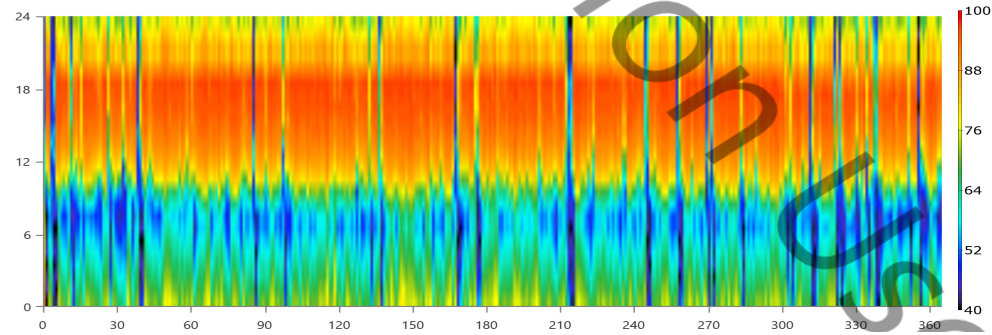
Generic 1kWh Lead Acid Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	7,553	kWh/yr
Energy Out	6,053	kWh/yr
Storage Depletion	11.1	kWh/yr
Losses	1,512	kWh/yr
Annual Throughput	6,767	kWh/yr

Generic 1kWh Lead Acid Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	13.3	hr
Storage Wear Cost	0.419	\$/kWh
Nominal Capacity	44.0	kWh
Usable Nominal Capacity	26.4	kWh
Lifetime Throughput	35,200	kWh
Expected Life	5.20	yr

Generic 1kWh Lead Acid State of Charge (%)



Converter: System Converter

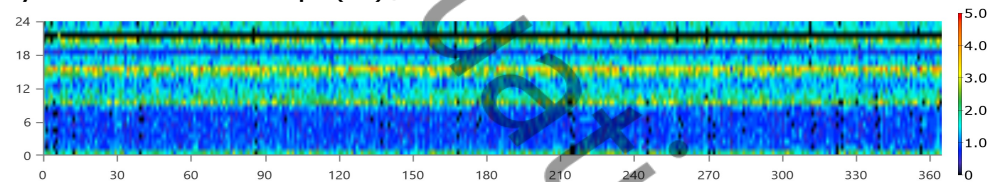
System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,278	hrs/yr
Energy Out	12,816	kWh/yr
Energy In	13,491	kWh/yr
Losses	675	kWh/yr

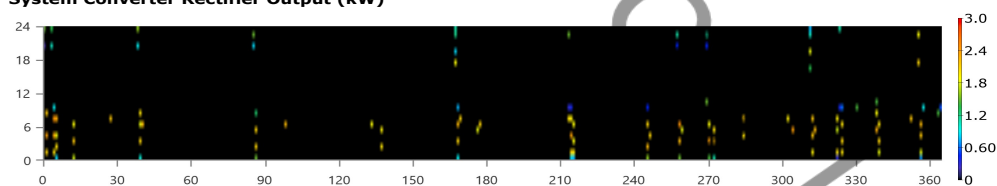
System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	5.44	kW
Mean Output	1.46	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4.94	kW
Capacity Factor	26.9	%

System Converter Inverter Output (kW)



System Converter Rectifier Output (kW)



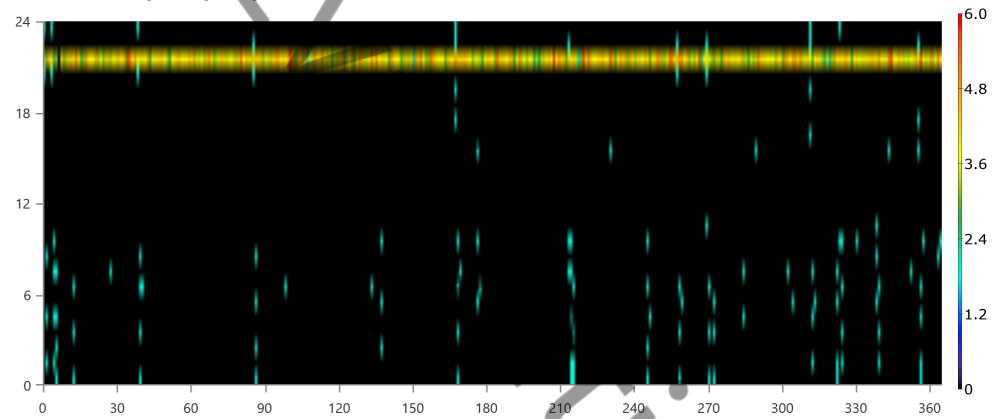


Fuel Summary

Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	1,748	L
Avg fuel per day	4.79	L/day
Avg fuel per hour	0.200	L/hour

Diesel Consumption (L/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	4,576	kg/yr
Carbon Monoxide	28.8	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	1.26	kg/yr
Particulate Matter	0.175	kg/yr
Sulfur Dioxide	11.2	kg/yr
Nitrogen Oxides	27.1	kg/yr

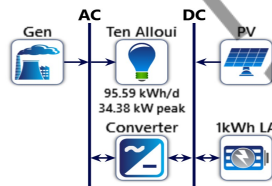
2) Simulación poblado Ten Alloui



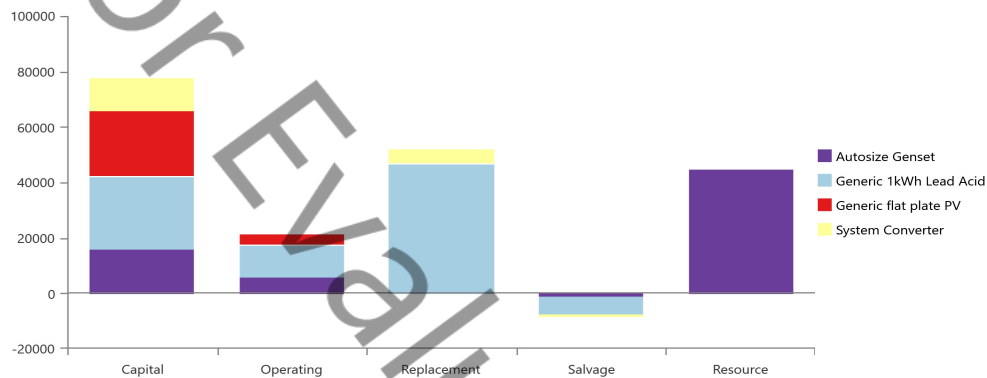
System Architecture

Component	Name	Size	Unit
Generator	Autosize Genset	38.0	kW
PV	Generic flat plate PV	29.1	kW
Storage	Generic 1kWh Lead Acid	22	strings
System converter	System Converter	17.3	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic



Cost Summary



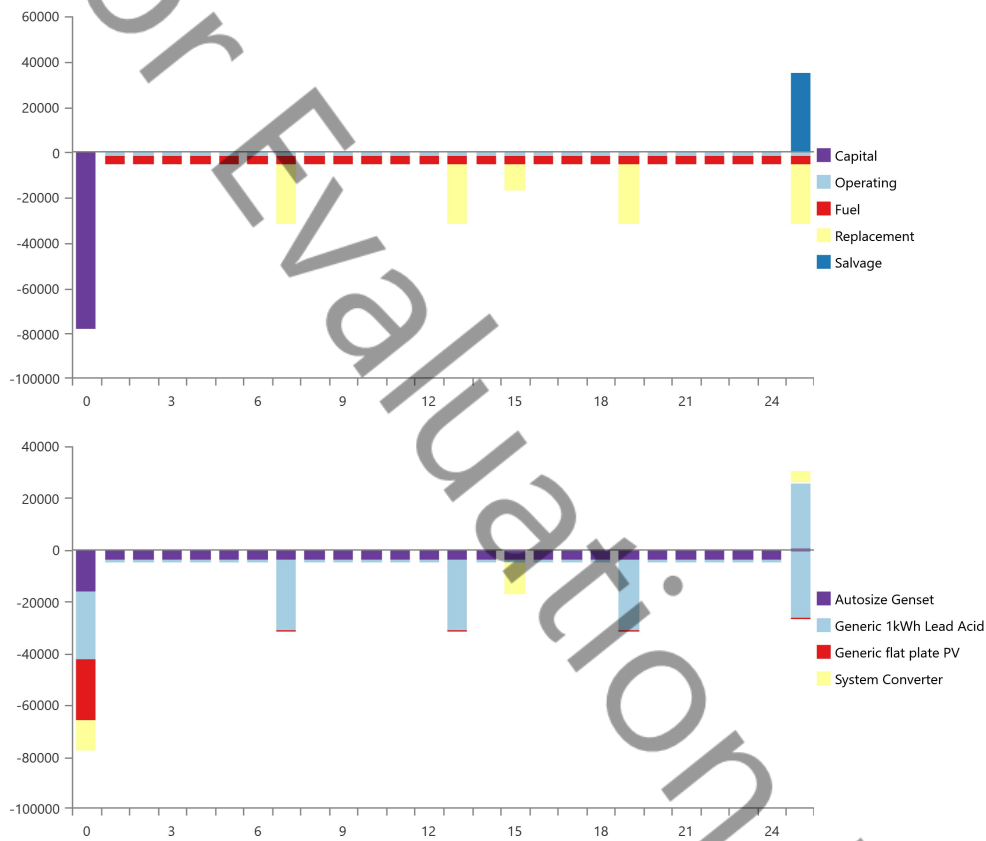
Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$15,960	\$6,072	\$0.00	-\$1,198	\$45,197	\$66,031
Generic 1kWh Lead Acid	\$26,400	\$11,376	\$46,874	-\$6,237	\$0.00	\$78,413
Generic flat plate PV	\$23,258	\$3,758	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$27,017
System Converter	\$12,096	\$0.00	\$5,132	-\$965.91	\$0.00	\$16,262
System	\$77,714	\$21,206	\$52,006	-\$8,401	\$45,197	\$187,723

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$1,235	\$469.68	\$0.00	-\$92.67	\$3,496	\$5,108
Generic 1kWh Lead Acid	\$2,042	\$880.00	\$3,626	-\$482.46	\$0.00	\$6,066
Generic flat plate PV	\$1,799	\$290.73	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$2,090
System Converter	\$935.69	\$0.00	\$396.99	-\$74.72	\$0.00	\$1,258
System	\$6,012	\$1,640	\$4,023	-\$649.84	\$3,496	\$14,521

Cash Flow



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	24,799	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	55,935	87.9
Autosize Genset	7,688	12.1
Total	63,623	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	34,890	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	34,890	100

Generator: Autosize Genset (Diesel)

Autosize Genset Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	7,688	kWh/yr
Mean Electrical Output	18.7	kW
Minimum Electrical Output	5.70	kW
Maximum Electrical Output	34.4	kW

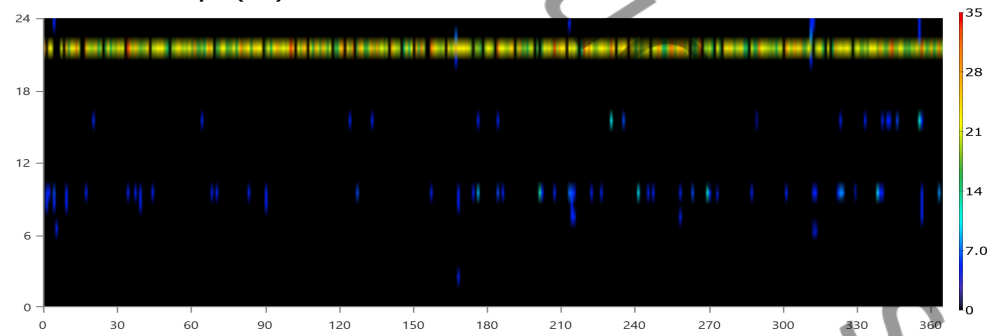
Autosize Genset Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	2,689	L
Specific Fuel Consumption	0.350	L/kWh
Fuel Energy Input	26,463	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	29.1	%

Autosize Genset Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	412	hrs/yr
Number of Starts	395	starts/yr
Operational Life	36.4	yr
Capacity Factor	2.31	%
Fixed Generation Cost	4.97	\$/hr
Marginal Generation Cost	0.307	\$/kWh

Autosize Genset Output (kW)



PV: Generic flat plate PV

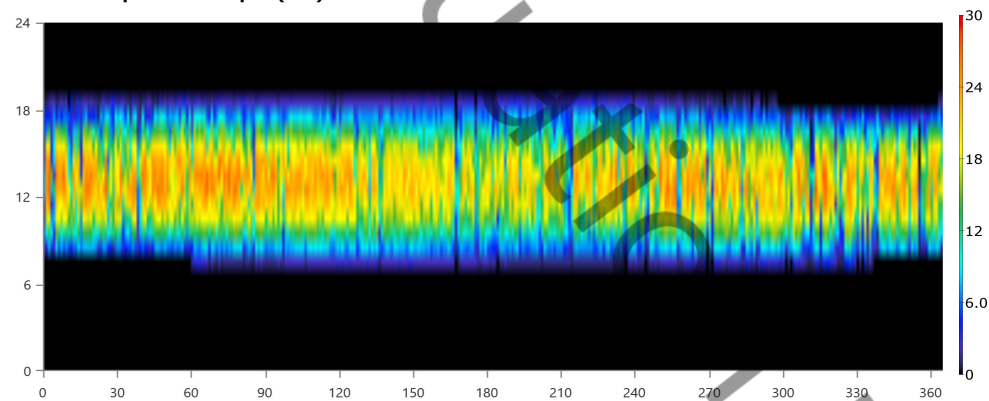
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	28.5	kW
PV Penetration	160	%
Hours of Operation	4,350	hrs/yr
Levelized Cost	0.0374	\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	29.1	kW
Mean Output	6.39	kW
Mean Output	153	kWh/d
Capacity Factor	22.0	%
Total Production	55,935	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)



Storage: Generic 1kWh Lead Acid

Generic 1kWh Lead Acid Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	88.0	qty.
String Size	4.00	batteries
Strings in Parallel	22.0	strings
Bus Voltage	48.0	V

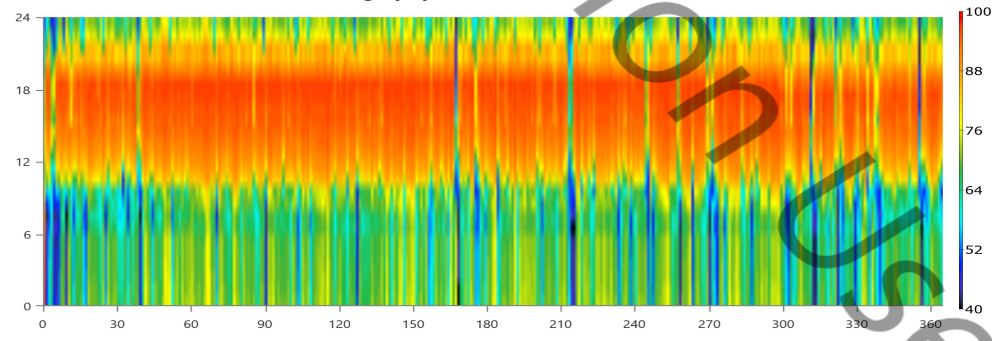
Generic 1kWh Lead Acid Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	12,607	kWh/yr
Energy Out	10,110	kWh/yr
Storage Depletion	27.2	kWh/yr
Losses	2,524	kWh/yr
Annual Throughput	11,303	kWh/yr

Generic 1kWh Lead Acid Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	13.3	hr
Storage Wear Cost	0.419	\$/kWh
Nominal Capacity	88.1	kWh
Usable Nominal Capacity	52.8	kWh
Lifetime Throughput	70,400	kWh
Expected Life	6.23	yr

Generic 1kWh Lead Acid State of Charge (%)



Converter: System Converter

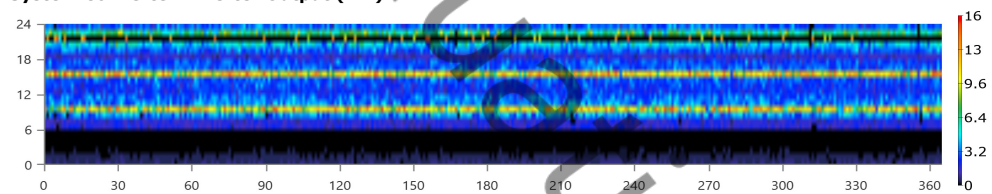
System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,414	hrs/yr
Energy Out	27,259	kWh/yr
Energy In	28,693	kWh/yr
Losses	1,435	kWh/yr

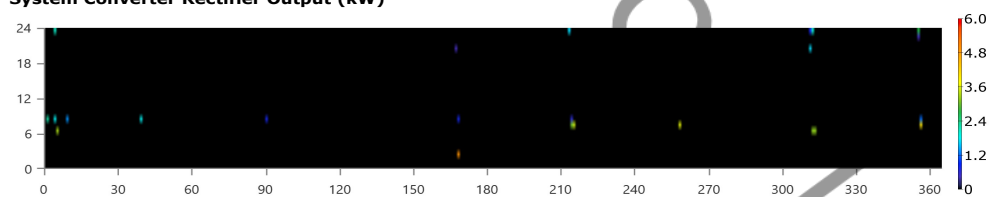
System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	17.3	kW
Mean Output	3.11	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	15.7	kW
Capacity Factor	18.0	%

System Converter Inverter Output (kW)



System Converter Rectifier Output (kW)



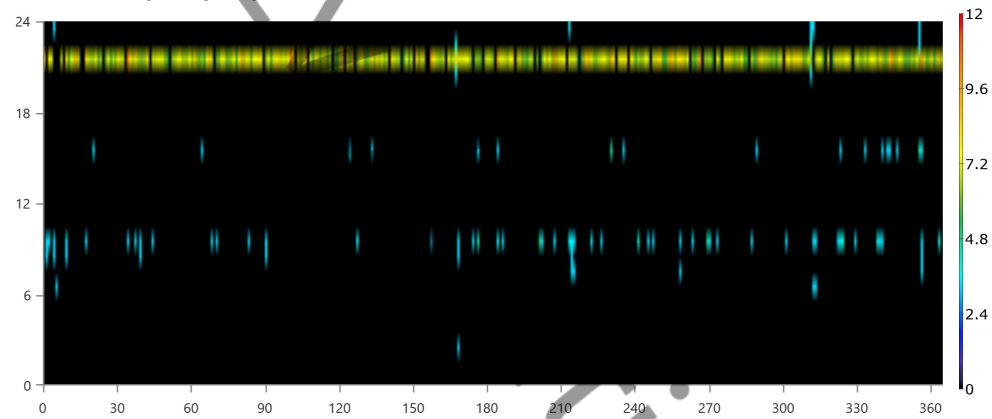


Fuel Summary

Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	2,689	L
Avg fuel per day	7.37	L/day
Avg fuel per hour	0.307	L/hour

Diesel Consumption (L/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	7,040	kg/yr
Carbon Monoxide	44.4	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	1.94	kg/yr
Particulate Matter	0.269	kg/yr
Sulfur Dioxide	17.2	kg/yr
Nitrogen Oxides	41.7	kg/yr

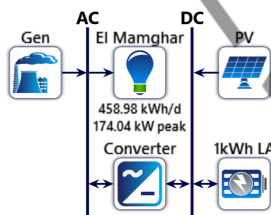
3) Simulación poblado El Mamghar



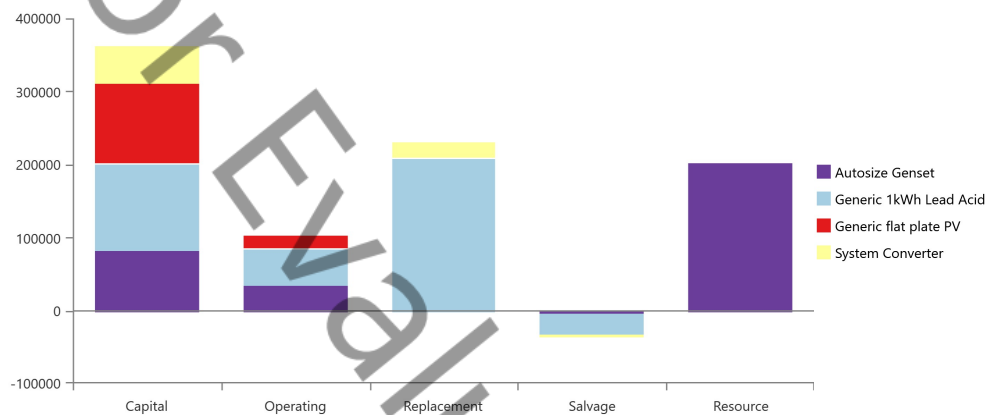
System Architecture

Component	Name	Size	Unit
Generator	Autosize Genset	200	kW
PV	Generic flat plate PV	137	kW
Storage	Generic 1kWh Lead Acid	98	strings
System converter	System Converter	73.6	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic



Cost Summary



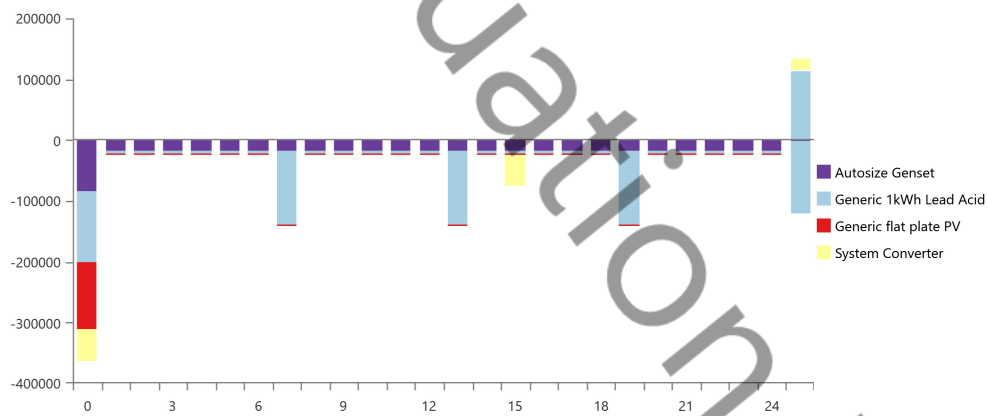
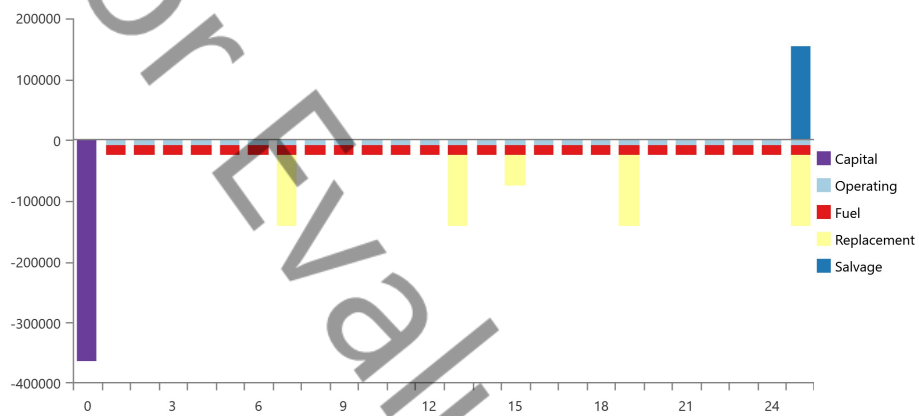
Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$84,000	\$34,672	\$0.00	-\$5,131	\$202,764	\$316,305
Generic 1kWh Lead Acid	\$117,600	\$50,676	\$208,653	-\$27,894	\$0.00	\$349,035
Generic flat plate PV	\$109,501	\$17,695	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$127,196
System Converter	\$51,500	\$0.00	\$21,850	-\$4,112	\$0.00	\$69,237
System	\$362,601	\$103,042	\$230,503	-\$37,137	\$202,764	\$861,773

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	\$6,498	\$2,682	\$0.00	-\$396.93	\$15,685	\$24,468
Generic 1kWh Lead Acid	\$9,097	\$3,920	\$16,140	-\$2,158	\$0.00	\$26,999
Generic flat plate PV	\$8,470	\$1,369	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$9,839
System Converter	\$3,984	\$0.00	\$1,690	-\$318.11	\$0.00	\$5,356
System	\$28,049	\$7,971	\$17,830	-\$2,873	\$15,685	\$66,662

Cash Flow



Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	118,041	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	262,159	86.4
Autosize Genset	41,216	13.6
Total	303,375	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	167,528	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	167,528	100

Generator: Autosize Genset (Diesel)

Autosize Genset Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	41,216	kWh/yr
Mean Electrical Output	92.2	kW
Minimum Electrical Output	30.0	kW
Maximum Electrical Output	174	kW

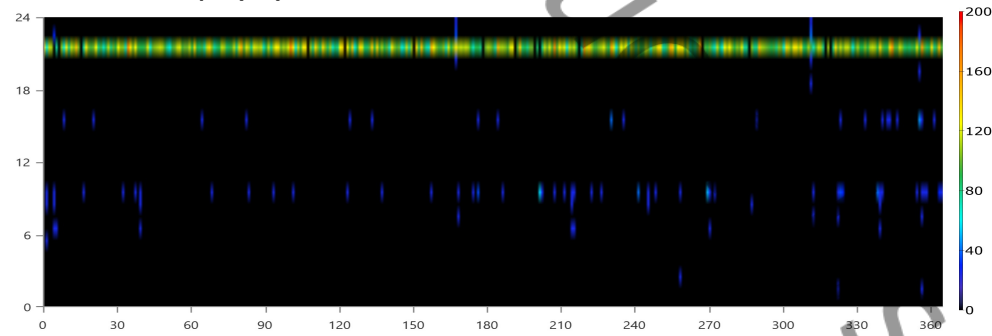
Autosize Genset Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	12,065	L
Specific Fuel Consumption	0.293	L/kWh
Fuel Energy Input	118,721	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	34.7	%

Autosize Genset Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	447	hrs/yr
Number of Starts	434	starts/yr
Operational Life	33.6	yr
Capacity Factor	2.35	%
Fixed Generation Cost	18.4	\$/hr
Marginal Generation Cost	0.307	\$/kWh

Autosize Genset Output (kW)



PV: Generic flat plate PV

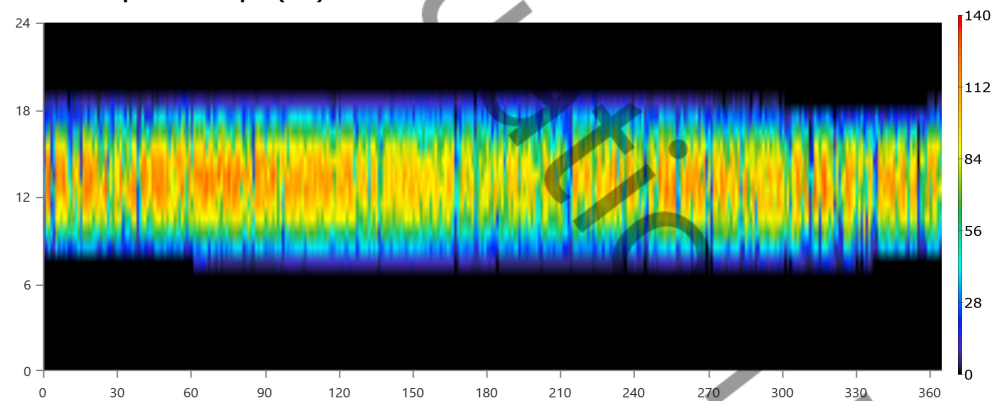
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	134	kW
PV Penetration	156	%
Hours of Operation	4,327	hrs/yr
Levelized Cost	0.0375	\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	137	kW
Mean Output	29.9	kW
Mean Output	718	kWh/d
Capacity Factor	21.9	%
Total Production	262,159	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)



Storage: Generic 1kWh Lead Acid

Generic 1kWh Lead Acid Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	392	qty.
String Size	4.00	batteries
Strings in Parallel	98.0	strings
Bus Voltage	48.0	V

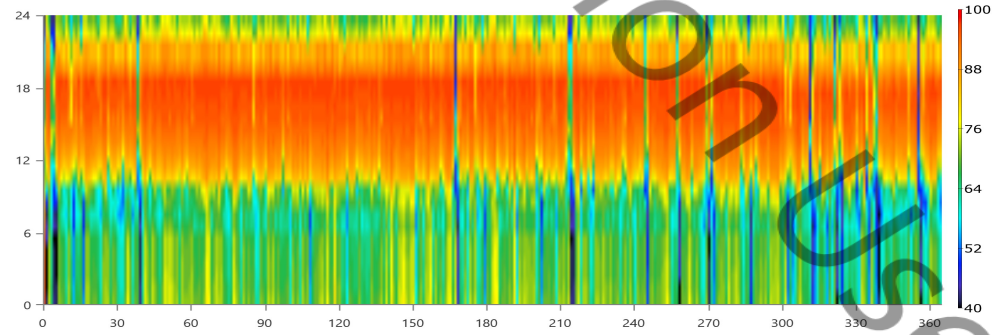
Generic 1kWh Lead Acid Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	\$/kWh
Energy In	56,100	kWh/yr
Energy Out	44,990	kWh/yr
Storage Depletion	123	kWh/yr
Losses	11,233	kWh/yr
Annual Throughput	50,300	kWh/yr

Generic 1kWh Lead Acid Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	12.3	hr
Storage Wear Cost	0.419	\$/kWh
Nominal Capacity	392	kWh
Usable Nominal Capacity	235	kWh
Lifetime Throughput	313,600	kWh
Expected Life	6.23	yr

Generic 1kWh Lead Acid State of Charge (%)



Converter: System Converter

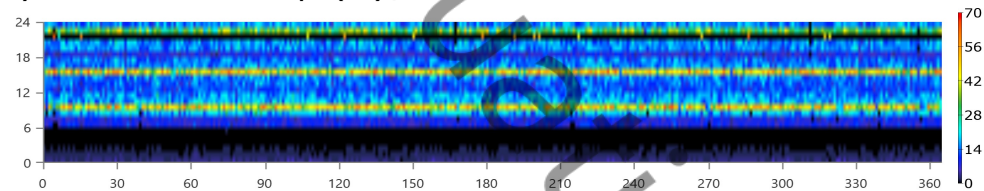
System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,378	hrs/yr
Energy Out	126,780	kWh/yr
Energy In	133,452	kWh/yr
Losses	6,673	kWh/yr

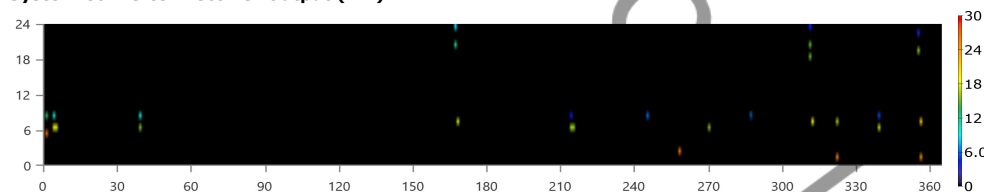
System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	73.6	kW
Mean Output	14.5	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	66.9	kW
Capacity Factor	19.7	%

System Converter Inverter Output (kW)



System Converter Rectifier Output (kW)



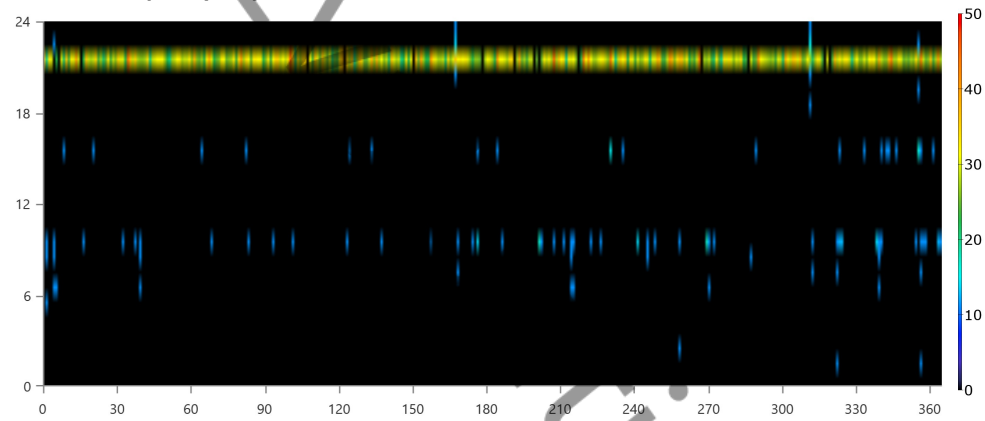


Fuel Summary

Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	12,065	L
Avg fuel per day	33.1	L/day
Avg fuel per hour	1.38	L/hour

Diesel Consumption (L/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	31,582	kg/yr
Carbon Monoxide	199	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	8.69	kg/yr
Particulate Matter	1.21	kg/yr
Sulfur Dioxide	77.3	kg/yr
Nitrogen Oxides	187	kg/yr