



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis de autoconsumo fotovoltaico y
almacenamiento energético conectado a la red en
España

Analysis of self-consumption photovoltaic systems
and grid-connected energy storage in Spain

Autor/es

Antonio Andrés Burillo

Director/es

Rodolfo Dufo López

Análisis de autoconsumo fotovoltaico y almacenamiento energético conectado a la red en España

RESUMEN

El presente trabajo pretende abordar un análisis de cuatro maneras diferentes de satisfacer una demanda de energía eléctrica en una vivienda ubicada en Zaragoza.

En primer lugar, se han visto los antecedentes más recientes de la energía solar fotovoltaica en España, su evolución y situación normativa en la actualidad, así como el almacenamiento de energía en baterías de litio.

Los cuatro casos estudiados han sido simulados con el software iHOGA y son los siguientes:

- Compra de energía de la red
- Compra de energía de la red con baterías
- Sistema fotovoltaico con baterías conectado a red
- Sistema fotovoltaico sin baterías conectado a red

Se ha consultado a empresas especializadas para obtener precios actualizados de los diferentes componentes según el tipo de instalación y según los resultados obtenidos de las simulaciones se comprueba que con la normativa actual, la inclusión de baterías de litio en sistemas fotovoltaicos ya es igual de competitivo que sistemas sin acumulación de energía.

Para concluir con el estudio, se ha realizado un análisis de sensibilidad con el objetivo de ver cuáles son los factores más influyentes y por lo tanto los que tienen la capacidad de variar los resultados obtenidos.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	2
1. INTRODUCCIÓN	4
2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	5
2.1. ANTECEDENTES	5
2.2. EVOLUCIÓN DEL AUTOCONSUMO	6
2.3. NORMATIVA ACTUAL DEL AUTOCONSUMO	7
2.4. TIPOS DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES: NET METERING Y NET BILLING ...	9
2.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. BATERÍAS DE LITIO	10
3. CASOS DE ESTUDIO	12
3.1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED	12
3.2. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED CON BATERÍAS	13
3.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS	14
3.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS	16
4. RESULTADOS OBTENIDOS	16
4.1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED	16
4.2. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED CON BATERÍAS	16
4.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS	19
4.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS	20
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	23
5.1. VARIACIÓN PRECIO DE LA ENERGÍA	23
5.2. COMPARACIÓN SEGÚN EL TIPO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES	23
5.3. VARIACIÓN PRECIO DE LAS BATERÍAS	25
5.4. VARIACIÓN DE PRECIO DE LA ENERGÍA ENTRE PERIODOS VALLE Y PUNTA JUNTO CON DISMINUCIÓN DEL PRECIO DE LAS BATERÍAS	26
6. CONCLUSIONES:	27
7. BIBLIOGRAFIA:	28
8. INDICE DE FIGURAS Y TABLAS	29
9. ANEXOS	31

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un bien esencial para la sociedad. Representa un insumo principal en los procesos productivos de las empresas, industrias y cooperativas, así como en el sector primario, condicionando la productividad y competitividad de estos sectores.

Para los hogares y las familias, la energía es un bien imprescindible para satisfacer las necesidades básicas, como la iluminación, la alimentación o una climatización que permita mantener unas condiciones de confort suficientes para la salud. Además, debido a la creciente electrificación de los hogares, cada vez más tareas cotidianas requieren un suministro energético fiable y asequible.

El sistema energético ha iniciado un proceso de transición hacia un nuevo paradigma caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación, la electrificación de la economía, la participación más activa de los consumidores y un uso más sostenible de los recursos.

El desarrollo del autoconsumo tendrá un efecto positivo sobre la economía general, sobre el sistema eléctrico y energético y sobre los consumidores.

En cuanto al impacto económico general, esta modalidad de generación asociada al consumo fomentará la actividad económica y el empleo local, por su carácter distribuido.

En cuanto a los beneficios sobre el sistema energético, el autoconsumo es una herramienta eficaz para la electrificación de la economía, que representa una condición sine qua non para la transición hacia una economía en carbono de la manera más eficiente posible, tal y como se desprende del escenario objetivo propuesta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. [1]

Desde la perspectiva de los consumidores finales, el autoconsumo puede ser una alternativa económica más ventajosa que el suministro tradicional exclusivo desde la red. Además, la norma fomenta el autoconsumo de proximidad y, en definitiva, un papel más activo de los consumidores finales en su abastecimiento energético, que constituye una demanda de la sociedad actual.

2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

2.1. ANTECEDENTES

El año 2019 supuso un hito histórico en el sector fotovoltaico en España estableciendo nuevos récords en todos los indicadores. Esto se debe a la masiva introducción de nueva potencia con la conexión a la red de los proyectos fotovoltaicos ganadores de las subastas de 2017. La entrada en funcionamiento de estos proyectos ha roto de manera brusca con el estancamiento del sector y marca el punto de partida para lograr los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) para 2030.

En lo que respecta a la generación fotovoltaica, comenzamos a observar en los datos de 2019 el crecimiento de la potencia instalada del sector. La energía solar fotovoltaica tradicionalmente estabilizada en torno a un 3% de contribución al mix eléctrico nacional, ha aumentado hasta 3,5%. De hecho, en la serie histórica de generación fotovoltaica en año 2019 ha establecido un nuevo récord histórico (9.223 GWh) superando por primera vez la barrera de los 9.000 GWh.

Esta tendencia se verá sin duda continuada en el año 2020 puesto que la gran parte de la potencia instalada de energía fotovoltaica en el año 2019 se conectó a la red en la segunda mitad del año. Respecto al conjunto de las energías renovables en España, en términos de generación, en el año 2019 se ha mantenido un desempeño consistente con la serie histórica (38%). Aunque la generación hidráulica fue inferior a la del 2018, se ha compensado parcialmente con el incremento de la eólica y en menor medida, de la fotovoltaica. De hecho, la fotovoltaica continúa 2019 como la tercera fuente con mayor peso en el mix renovable con un 9,4% de la generación renovable total manteniendo una proporción bastante en el mix renovable desde el año 2012. Esta estabilidad contrasta con la alta variabilidad de eólica e hidráulica, que requieren de la disponibilidad del viento y el agua para poder mantener una producción estable en el mix.

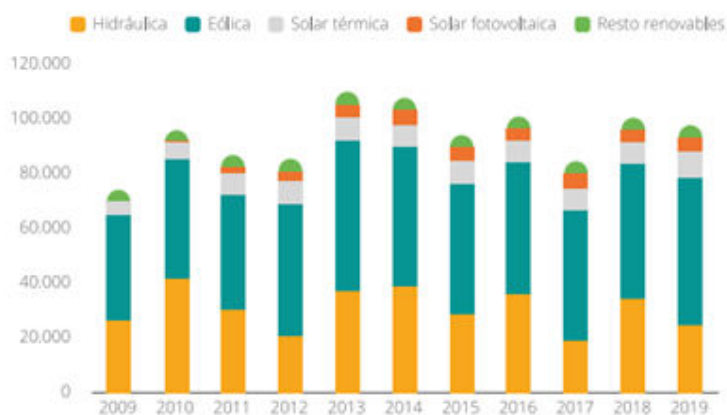


Figura 1 Evolución de generación renovable de España (GWh).Fuente: Red Eléctrica de España [2]

2.2. EVOLUCIÓN DEL AUTOCONSUMO

Al igual que sucedió en 2018, durante 2019 convivieron dos marcos regulatorios del autoconsumo en España. Mediante el RD-Ley 15/2018 [3] se eliminaron los aspectos más restrictivos del anterior marco (impuesto al sol, barreras técnicas y administrativas, etc.) pero existía una especie de vacío legal, al no definirse las nuevas condiciones administrativas del autoconsumo.

Desde abril de 2019, con la aprobación del RD 244/2019 [4], se solventó este vacío legal, pero algunos elementos de este nuevo RD no han estado disponibles de forma general, especialmente la remuneración de excedentes. Como consecuencia, la evolución del autoconsumo en España durante el año 2019 no puede tomarse como referencia.

Primero, existía cierta indefinición regulatoria y después, el más favorable RD 244/2019 no estuvo completamente operativo. Precisamente, uno de los elementos del nuevo RD que no se ha llegado a implantar es clave para determinar la evolución de esta actividad: el registro nacional de autoconsumo. Según el RD se debería haber implantado un registro nacional de autoconsumo con fines estadísticos que permitiera conocer el desarrollo de la actividad en España. Sin embargo, en el momento de escribir estas líneas, no se ha llevado a cabo.

En este sentido, solo se puede contar con los datos de algunas Comunidades Autónomas, como Cataluña, que han implementado registros abiertos que pueden consultarse. Como resultado de la ausencia de datos públicos, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha realizado una estimación de la potencia de autoconsumo instalada en España a través de los datos de sus asociados y de otras empresas. Siguiendo esta metodología propia, han estimado una potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico de 459 MW en 2019, alcanzando de forma acumulada ya 943 MW.

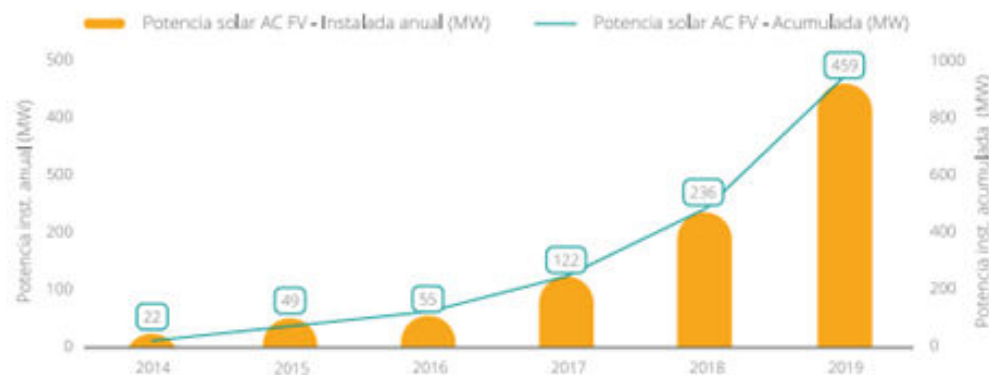


Figura 2 Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España (GWh).

Fuente: UNEF [5]

2.3. NORMATIVA ACTUAL DEL AUTOCONSUMO

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Lo dispuesto en este Real Decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [4]. Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

1. Autoconsumo SIN excedentes: Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema antivertido tal que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Para autoconsumo colectivo SIN excedentes existe la posibilidad de acogerse a compensación de excedentes.

2. Autoconsumo CON excedentes: Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. A este grupo pertenecerán las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto en red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte). Dentro de este grupo las instalaciones CON excedentes podrán ser:

2.a) Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN: Instalaciones de autoconsumo CON excedentes, en los que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes. El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico. Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan TODAS las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.

iii. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.

iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

2.b) Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN: Pertencerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en **individual**, si solo existe un consumidor asociado a la instalación de producción o **colectivo**, si se trata de varios consumidores asociados a las instalaciones de producción próximas.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior	SIN excedentes Existen mecanismos anti-vertido
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable Potencia de producción ≤ 100kW Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación-consumo < 500m. Misma referencia catastral (14dígitos)	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes

Figura 3 Cuadro resumen de las modalidades de autoconsumo. Fuente: IDAE [6]

2.4. TIPOS DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES: NET METERING Y NET BILLING

Balance neto energético. Net metering

Se entiende por balance neto energético o net metering al cálculo del saldo neto en un período de facturación en términos de energía. Se calcula la diferencia de la energía consumida de la red menos la energía excedentaria generada por la instalación fotovoltaica e inyectada a la red en kWh mediante la instalación de un medidor bidireccional.

Para calcular el saldo económico a pagar del período de facturación (normalmente mensual salvo en algunas normativas), se multiplica la diferencia de kWh (que no puede ser negativa) por el precio acordado entre el consumidor y la comercializadora. En el caso de que la diferencia fuese negativa, el pago al final del período de facturación sería cero.

Balance neto económico (facturación neta). Net billing

El balance neto económico o facturación neta consiste en el cálculo de la diferencia entre energía inyectada a la red y la consumida de la red en términos económicos.

Por un lado, la energía consumida se pondera al precio de compra y por otro la energía sobrante inyectada a la red se pondera al precio de venta acordado con la comercializadora inferior al de compra.

El balance neto económico o facturación neta es la modalidad permitida por el nuevo Real Decreto 244/2019 para el autoconsumo en España (realizado en modalidad mensual).[7]

2.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. BATERÍAS DE LITIO.

Las baterías de litio se han consolidado en los últimos años como un elemento indispensable para los aparatos electrónicos de uso común. Los smartphones, los ordenadores portátiles, las motocicletas eléctricas o los patinetes para el uso urbano son solo algunos de los aparatos de nuestro día a día que funcionan gracias a una batería de litio [8].

La alta eficiencia y la durabilidad son factores que explican el éxito de este tipo de baterías, que además ofrecen capacidades cada vez más altas y han logrado rebajar sus precios hasta hacerlos muy económicos.

La batería de litio-ferrofosfato o LFP es una batería recargable de ion-litio que usa un cátodo de fosfato de hierro litio, de ahí que se la denomine también con la nomenclatura LiFePO_4 . Como todas las baterías de iones de litio, emplea una sal de litio como electrolito para generar los iones necesarios para provocar una reacción electroquímica reversible entre el cátodo (fosfato hierro-litio) y el ánodo (grafito).

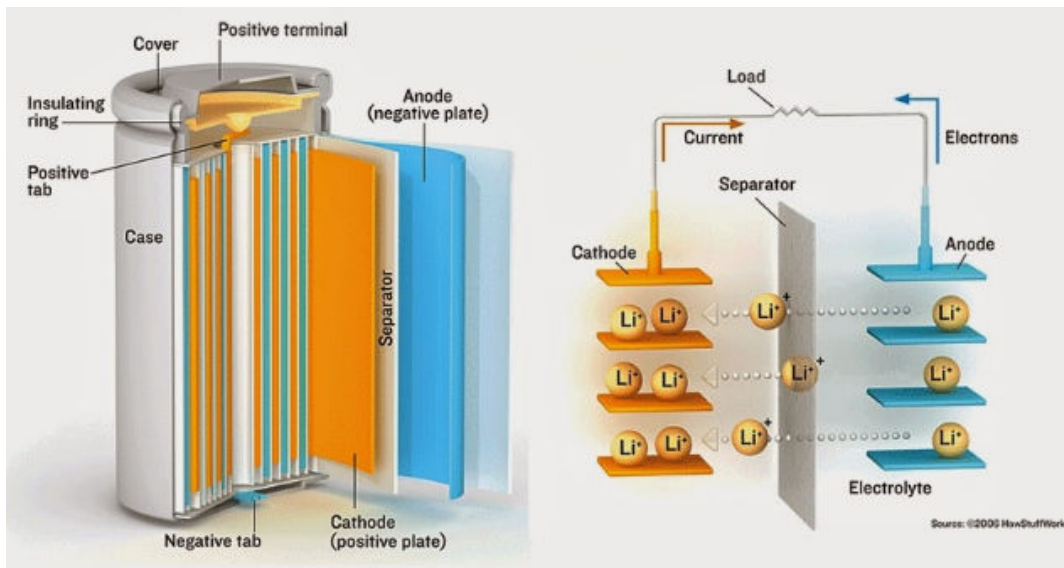


Figura 4 Configuración batería de litio. Fuente: The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives.[9]

Las ventajas de este tipo de baterías frente a las tradicionales de plomo-ácido en aplicaciones residenciales son las siguientes:

- Tienen **mayor densidad energética**, de modo que con el mismo volumen ofrece más energía acumulada.
- No exige **ningún tipo de mantenimiento**.
- Son **más ligeras**, puesto que su peso es apenas una quinta parte del que requeriría una batería equivalente de plomo.

- Los fabricantes ofrecen **hasta diez años de garantía**, frente a los dos que ofrecen los fabricantes de batería de plomo-ácido. Para disfrutar de esta garantía, basta registrar el producto que hemos adquirido en la web de fabricante, lo cual nos concede una garantía extra de tres años respecto a los siete que se tienen de inicio.
- Ofrecen en algunos casos hasta el **doble de profundidad de descarga** que las baterías de plomo, de forma que podemos llegar hasta el 100% sin que se generen problemas para la autonomía y la durabilidad del sistema.
- Tiene una **vida útil mucho más larga**, que puede durar hasta 6.000 ciclos de carga y descarga, frente a los 2.500 que, en el mejor de los casos, ofrecen las baterías de plomo.
- Permiten la **carga rápida**. Las baterías LiFePO_4 para uso residencial se pueden cargar en dos horas, frente a las más del doble que tardan las de plomo con capacidad similar frente a las ocho que tardan las baterías de plomo ácido con capacidad similar.

Todas estas ventajas convierten a las baterías de ion litio LiFePO_4 en las baterías de las casas del futuro.

3. CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio se realizan para una vivienda situada en Zaragoza capital donde el consumo medio de energía es de 7,8 kWh/día según curva de carga extraída de la empresa comercializadora de energía, con una tarifa 2.0 DHA y una potencia contratada de 3.45 KW.

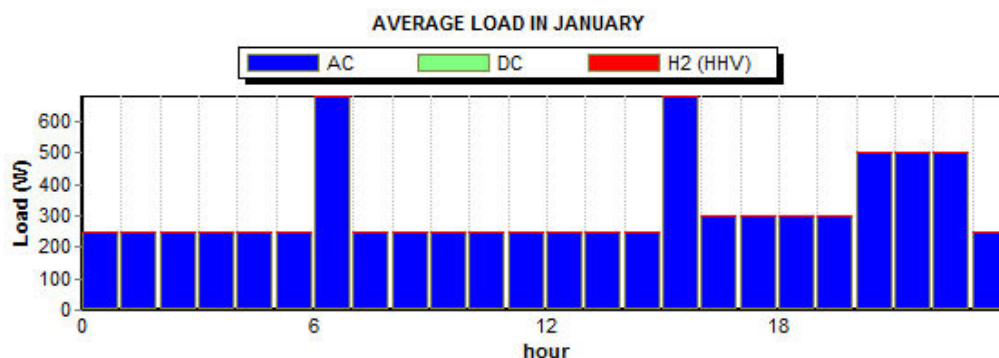


Figura 5 Perfil de consumo. Fuente: Ihoga [10]

El periodo de estudio se establece en 25 años coincidiendo con la vida útil de los paneles fotovoltaicos y se considera una inflación del precio de la electricidad del 3% como aproximación al crecimiento del precio de la energía que en el periodo comprendido entre 2013 y 2018 sufrió una variación que fue del 2,4 %.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Precio [kWh]	0,1787	0,1861	0,1864	0,1796	0,1712	0,1947

Tabla 1 Coste de la energía en España (impuestos excluidos). Fuente: Eurostat [11]

La tasa de descuento para calcular el coste actualizado neto (“net present cost” en inglés), trasladando todos los flujos de caja a lo largo de los 25 años hasta el momento inicial de la instalación es del 1.96 %.

El precio de la electricidad (“levelized cost of energy”) se calculará como el coste actualizado neto dividido por toda la energía que consume nuestra vivienda a lo largo de los 25 años del periodo de estudio.

3.1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

La energía para cubrir la demanda se compra utilizando una modalidad de contratación que tiene dos precios diferentes en función de la hora del día.

Es la tarifa 2.0 DHA (discriminación horaria).

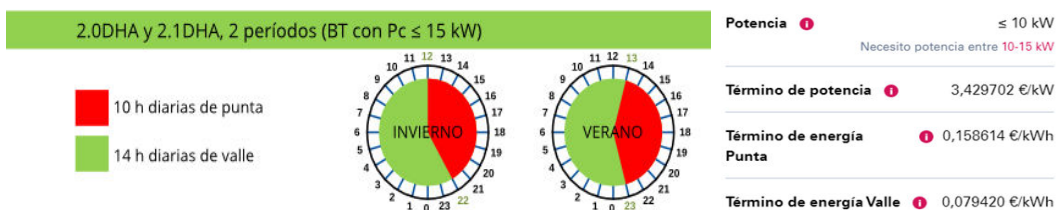


Figura 6 Periodos valle y punta junto con precio de la tarifa con discriminación horaria 2.0 DHA. Fuente: Endesa

3.2. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED CON BATERÍAS

En este caso se pretende añadir una batería al caso anterior para cargarla en periodos valle y utilizar esa energía almacenada en periodos punta donde el precio de la energía es mayor.

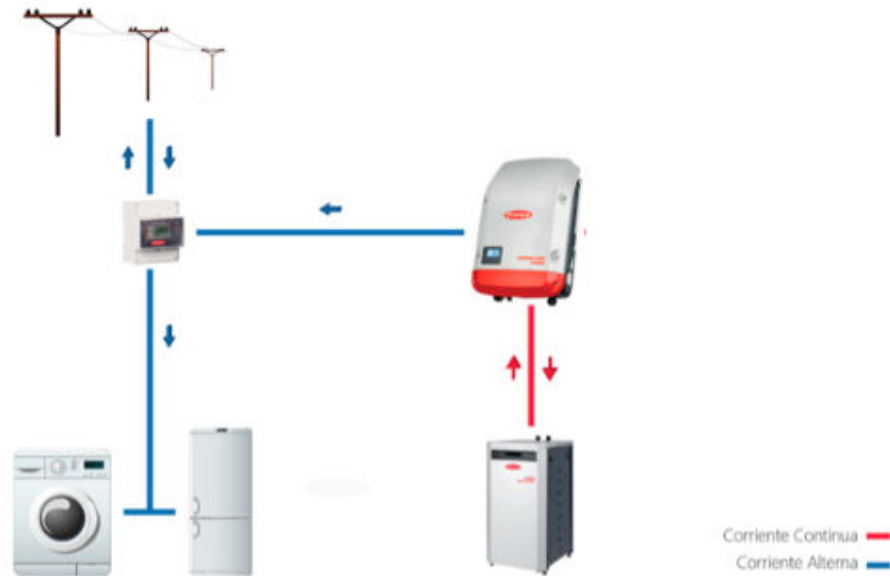


Figura 7 Sistema compra de energía a la red con baterías. Fuente: Fronius.

Además de la batería tenemos que añadir el coste de un inversor-cargador que tiene la misión de convertir la CA en CC para almacenar la energía en la batería en periodos valle y cuando haya consumo convertir la CC a CA para alimentar las cargas en periodos punta.

Para este caso y los sucesivos se ha elegido un inversor-cargador híbrido, que es capaz de controlar la energía de entrada de los paneles solares, las baterías y el apoyo de la red.

La diferencia con los inversores de aislada es que son capaces de sumar la energía de red con la energía de las baterías y de los paneles, gestionando perfectamente la prioridad de cada una.

El inversor-cargador híbrido es el GOODWE 3048 – EM de 3 KW de potencia de salida compatible con baterías de 48 V, que tiene un coste de 1.576 euros y 10 años de garantía.

Las baterías de litio seleccionadas son las Pylontech US2000B Plus de 48 V y 2.4 kWh de capacidad que tiene un coste de 939 euros y más de 6.000 ciclos al 80% de profundidad de descarga. iHOGA buscara el tamaño de batería óptimo para el sistema colocando las baterías en paralelo que sean necesarias.



Figura 8 Inversor y batería de litio. Fuente: Goodwe y Pylontech

Los costes de cableado, instalación y costes variables iniciales se han dejado en 300 euros + el 10% de la inversión inicial por ser valores típicos de este tipo de instalaciones.

3.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS

Para este caso partiremos del anterior y añadiremos paneles fotovoltaicos para aprovechar la energía del sol.

Los datos de irradiación utilizados han sido obtenidos de la base de datos de la NASA, con las coordenadas geográficas de latitud 41,65° y longitud -0,87°.

La inclinación de los paneles seleccionada será de 30° por ser el óptimo para maximizar la producción anual.

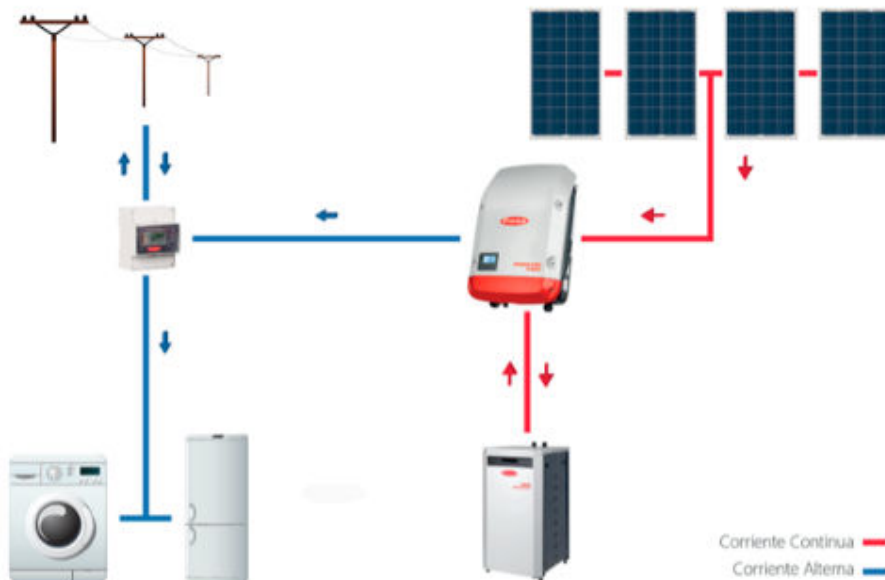


Figura 9 Sistema fotovoltaico con baterías. Fuente: Fronius.

Utilizaremos los siguientes paneles solares para realizar simulaciones del tamaño de generador fotovoltaico óptimo:

- ATERSA A-200M GS de 200W de potencia máxima, un modulo de alta eficiencia (15,67 %) de 72 células monocristalinas, tensión nominal de 24 V con un precio de 119,55 euros.

- ATERSA A-335P GS de 335 W de potencia máxima, un modulo de alta eficiencia (17,26 %) de 72 células policristalinas, tensión nominal de 24 V con un precio de 117 euros.
- ATERSA A-390M GS de 390 W de potencia máxima, un modulo de alta eficiencia (19,67 %) de 72 células monocristalinas, tensión nominal de 24 V con un precio de 166,66 euros.

Se considera el precio de los soportes empleados para fijar los paneles como el 50% del coste del panel.

El número de paneles utilizados en serie será de 10 para trabajar según las características del inversor en las mejores condiciones de trabajo.

A si pues:

$$Numerodepanelesenserie = \frac{VoltajebusDC}{Voltajemax.potenciapanel} = \frac{360}{37.4} = 9.62 \approx 10 \text{ paneles}$$

El inversor-cargador hibrido y la batería serán los mismos que en el caso anterior.

Los excedentes que no puedan ser acumulados en la batería serán inyectados a la red.

El sistema de compensación utilizado será el que actualmente existe en España, Net Billing mes a mes, es decir balance neto de energía en términos económicos mes a mes.

Los excedentes serán valorados a un precio de 0,04 euros/ kWh que podemos considerar como precio medio de la energía en España según la figura 10. [12].



Figura 10 Precio del mercado diario. Fuente: OMIE [12].

3.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS

Este caso será idéntico al anterior pero ahora eliminaremos las baterías para trabajar solo con la energía generada de los paneles.

La energía que no se pueda consumir será inyecta a la red teniendo de esta manera más dependencia de la red para alimentar las cargas.

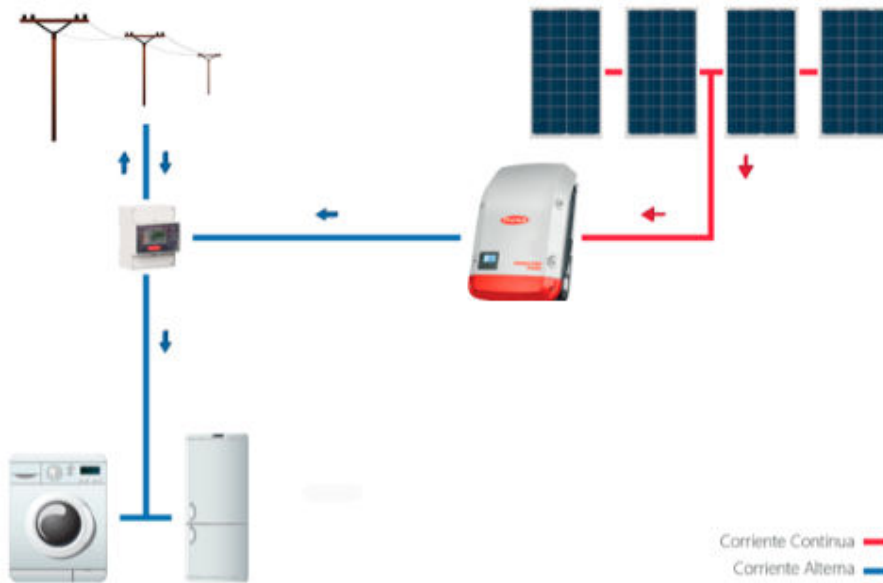


Figura 11 Sistema fotovoltaico sin baterías. Fuente: Fronius.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

El resultado del primer caso se recoge en la tabla 2.

No.	COSTE ACTUALIZADO NETO (€)	EMISIONES CO ₂ (kg/yr)	PORCENTAJE RENOVABLE (%)	COSTE ENERGÍA (€/kWh)
0	17756.06	1140.26	0.00	0.25

Tabla 2 Resultados compra de energía a la red.

Se tiene un valor actual neto de 17.756,1 euros y un coste de 0,25 euros/kWh utilizando solamente la energía que proviene de la red.

4.2. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED CON BATERÍAS

Los resultados de las simulaciones del segundo caso se recogen en la tabla 3.

No.	COSTE ACTUALIZADO NETO (€)	EMISIONES CO ₂ (kg/yr)	PORCENTAJE RENOVABLE (%)	COSTE ENERGÍA (€/kWh)	CAPACIDAD TOTAL BATERÍAS (Wh)
0	22836.94	1208.57	0.00	0.32	2.400
1	23760.30	1267.71	0.00	0.33	4.800
2	25741.38	1280.96	0.00	0.36	7.200

Tabla 3 Resultados compra energía a la red con baterías.

Se tiene un valor actual neto de 22.836,9 euros y un coste de 0,32 euros/kWh para la simulación que utiliza una sola batería.

La figura 12 muestra la estrategia utilizada para cargar la batería. Se carga en periodo valle y se descarga en periodo punta donde el precio de la energía es mayor.

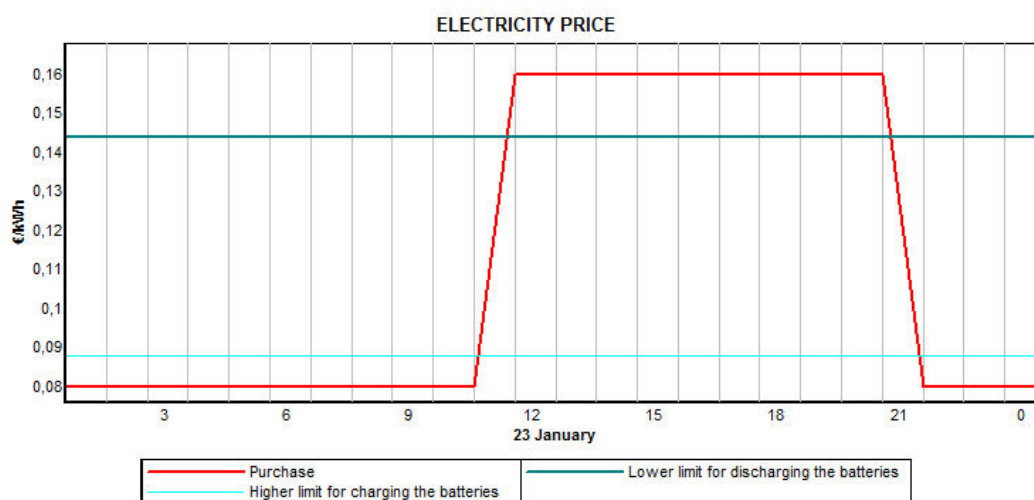


Figura 12 Estrategia de carga de baterías.

En la figura 13 vemos la simulación de los consumos de 3 días consecutivos en los que se puede apreciar los patrones de carga y descarga de la batería siguiendo la estrategia mencionada anteriormente.

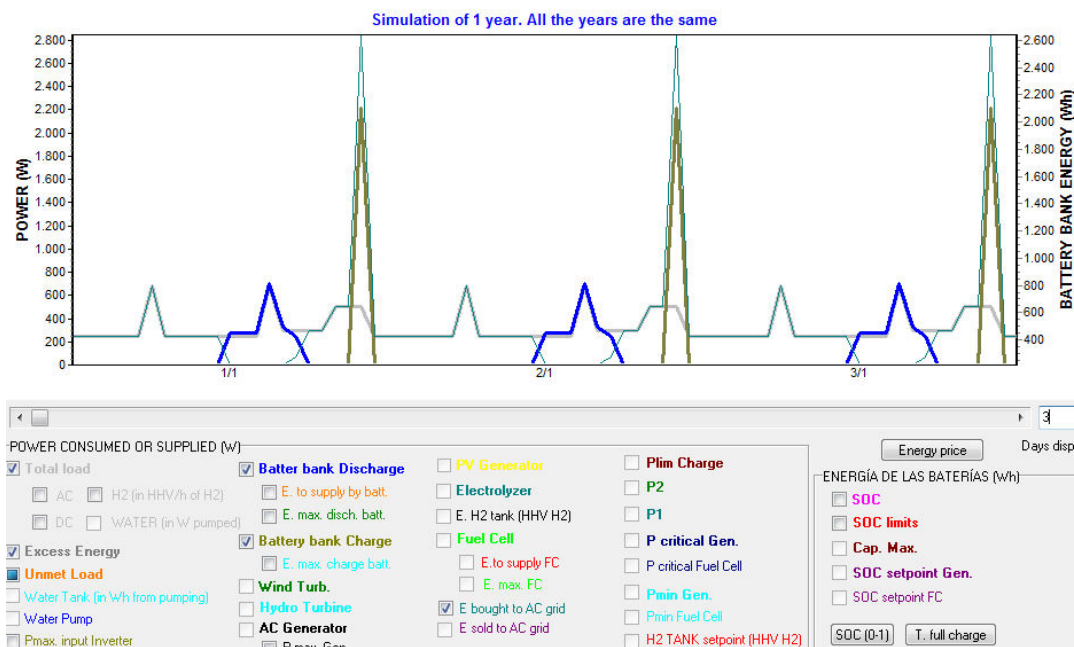


Figura 13 Simulación de 3 días del sistema de compra de energía a red con baterías.

La figura 14 muestra como están distribuidos los costes del sistema. Podemos observar que solo una cuarta parte de la energía consumida es proporcionada por la batería.

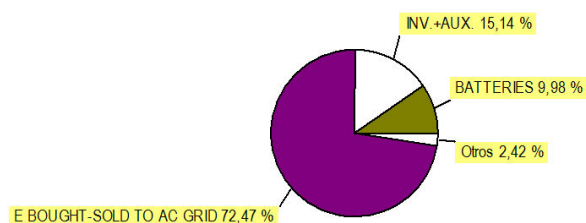
Initial Investment: 5208 €. Loan: 0 %, annual quota: 0 €. Cost AC gen. fuel, 1st. year: 0 €
NPC OF THE SYSTEM (25 years lifetime): (comparing to only AC grid, 2851kWh/yr, NPC=7497 €)

Total System Costs (NPC): 22836,9 €. Levelized cost of energy: 0,32 €/kWh

Battery bank Costs (NPC): 2279 €

Inverter Costs (NPC): 3457 €

Buy/Sell. Bought Energy (NPC): 16549 €. Sold Energy: Electrical E. (NPC): 0 €. H2 (NPC): 0 €.



ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR:

Overall Load Energy: 2850 kWh/yr. From Renewable: 0%

Unmet load: 0 kWh/yr (0 % load)

Excess Energy: 0 kWh/yr

Energy delivered by PV generator: 0 kWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 0 kWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 kWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 kWh/yr

Hours eq. of AC Generator operation: 0 h/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 kWh/yr

Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr

Energy at Electrolyzer: 0 kWh/yr

Hours of Electrolyzer operation: 0 h/yr

Energy charged by Batteries: 809 kWh/yr

Energy discharged by Batteries: 768 kWh/yr

Batteries Lifetime: 10 years

E sold to AC grid: 0 kWh/yr

E Purchased from AC grid: 2988 kWh/yr

Total CO2 emissions: 1208 kg CO2/yr; Emissions of AC generator (due to consumption of 0 litre/yr): 0 kg CO2/yr

H2 sold in one year: 0 kg H2/yr /// HDI: 0,6588. Jobs created during system lifetime: 0,0003

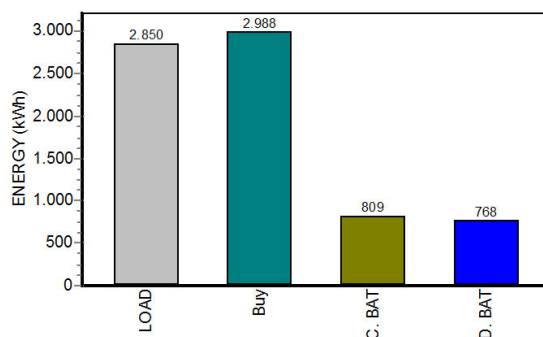


Figura 14 Componentes del sistema y balance anual

4.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS

Los resultados de las simulaciones del tercer caso se recogen en la tabla 4.

No.	COSTE ACTUALIZADO NETO (€)	EMISIONES CO ₂ (kg/yr)	PORCENTAJE RENOVABLE (%)	COSTE ENERGÍA (€/kWh)	CAPACIDAD TOTAL BATERÍAS (Wh)	POTENCIA PANELES FOTOVOLTAICOS (Wp)
0	14341.16	495.91	67.07	0.20	2.400	3350
1	14963.32	508.84	67.48	0.21	2.400	3900
2	15039.51	235.31	91.08	0.21	4.800	3350
3	15673.23	240.30	92.19	0.22	4.800	3900
4	15910.89	496.40	63.24	0.22	2.400	2000
5	16741.89	325.95	79.34	0.23	4.800	2000

Tabla 4 Resultados sistema fotovoltaico con baterías

Se tiene un valor actual neto de 14.341,2 euros y un coste de 0,20 euros/kWh para la simulación que utiliza una batería y una potencia fotovoltaica de 3350 W.

En la figura 15 vemos la simulación de los consumos de 3 días consecutivos en los que se puede apreciar los patrones de carga y descarga de la batería, la generación de energía y la venta de excedentes.

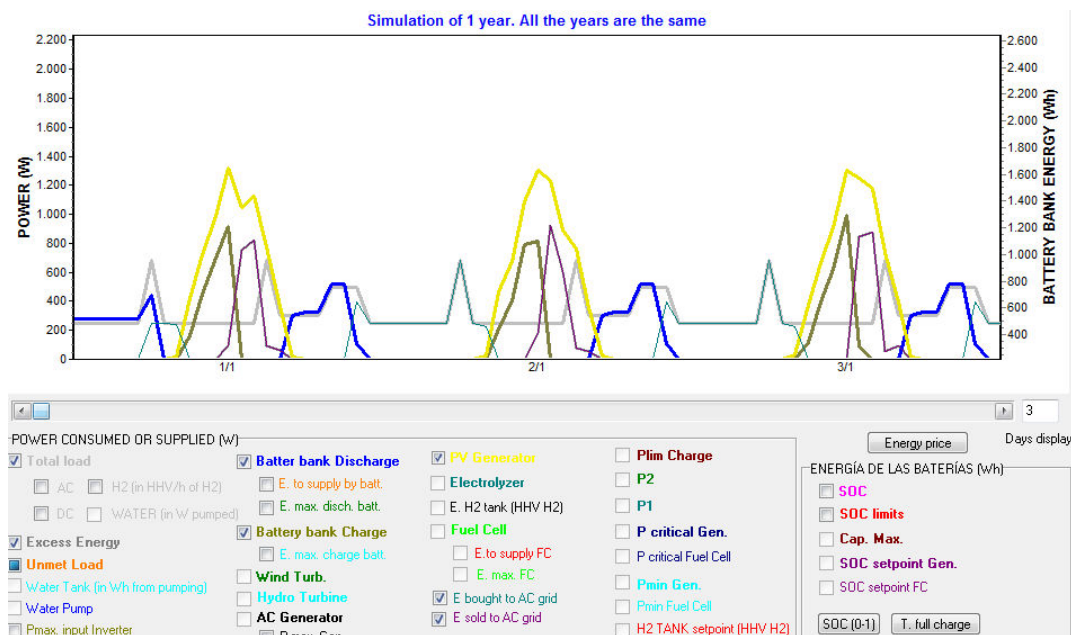


Figura 15 Simulación de 3 días del sistema fotovoltaico con baterías.

La figura 16 muestra como están distribuidos los costes del sistema. Podemos observar que llegamos a cubrir un 67 % de la demanda con energía renovable. Aproximadamente un tercio de la energía generada por los paneles es vendida a la red.

Initial Investment: 4994 €. Loan: 0 %, annual quota: 0 €. Cost AC gen. fuel, 1st. year: 0 €
NPC OF THE SYSTEM (25 years lifetime): (comparing to only AC grid, 2851kWh/yr, NPC=7565 €)

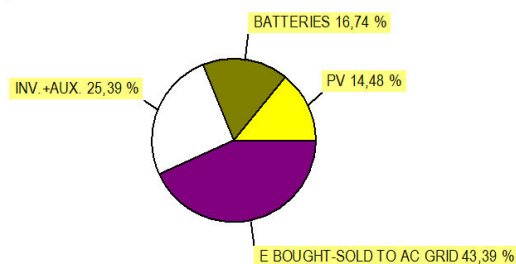
Total System Costs (NPC): 14341,2 €. Levelized cost of energy: 0,2 €/kWh

PV Generator Costs (NPC): 1971 €

Battery bank Costs (NPC): 2279 €

Inverter Costs (NPC): 3457 €

Buy/Sell. Bought Energy (NPC): 7548 €. Sold Energy: Electrical E. (NPC): -1640 €. H2 (NPC): 0 €.



ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR:

Overall Load Energy: 2850 kWh/yr. From Renewable: 67,1%

Unmet load: 938,8 kWh/yr (32,94 % load)

Excess Energy: 2136 kWh/yr

Energy delivered by PV generator: 4311 kWh/yr

Energy delivered by Wind Turbines: 0 kWh/yr

Energy delivered by Hydro Turbine: 0 kWh/yr

Energy delivered by AC Generator: 0 kWh/yr

Hours eq. of AC Generator operation: 0 h/yr

Energy delivered by Fuel Cell: 0 kWh/yr

Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr

Energy at Electrolyzer: 0 kWh/yr

Hours of Electrolyzer operation: 0 h/yr

Energy charged by Batteries: 809 kWh/yr

Energy discharged by Batteries: 771 kWh/yr

Batteries Lifetime: 10 years

E sold to AC grid: 1454 kWh/yr

E Purchased from AC grid: 939 kWh/yr

Total CO2 emissions: 495 kg CO2/yr; Emissions of AC generator (due to consumption of 0 litre/yr): 0 kg CO2/yr

H2 sold in one year: 0 kg H2/yr //// HDI: 0,5887. Jobs created during system lifetime: 0,0102

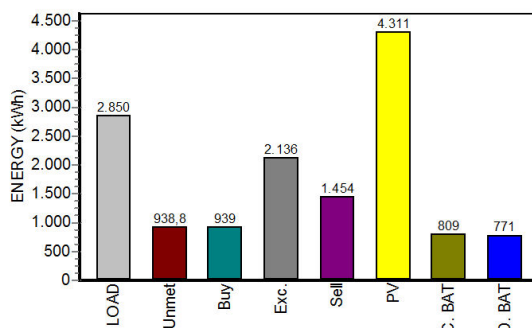


Figura 16 Componentes del sistema y balance anual

4.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS

Los resultados de las simulaciones del cuarto caso se recogen en la tabla 5.

No.	COSTE ACTUALIZADO NETO (€)	EMISIONES CO ₂ (kg/yr)	PORCENTAJE RENOVABLE (%)	COSTE ENERGÍA (€/kWh)	POTENCIA PANELES FOTOVOLTAICOS (Wp)
0	14367.46	769.22	41.94	0.20	3350
1	14634.74	783.10	42.27	0.21	3900
2	16539.12	752.28	39.64	0.23	2000

Tabla 5 Resultados sistema fotovoltaico sin baterías

Se tiene un valor actual neto de 14.367,5 euros y un coste de 0,20 euros/kWh para el sistema que utiliza una potencia fotovoltaica de 3350 W.

En la figura 17 vemos la simulación de los consumos de 3 días consecutivos en los que se puede apreciar la generación de energía y la venta de excedentes.

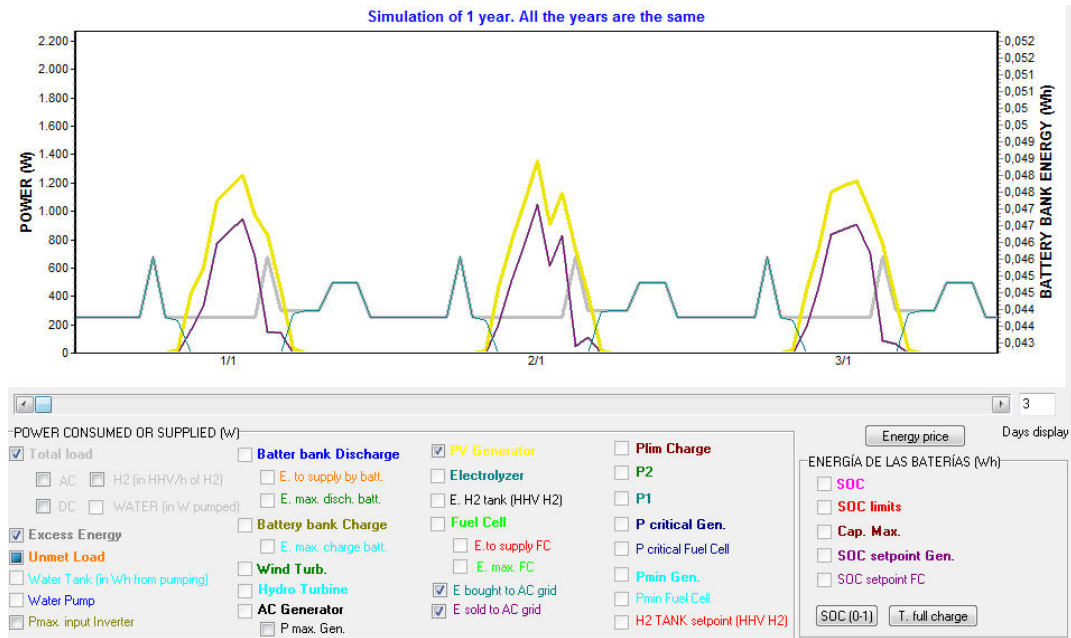
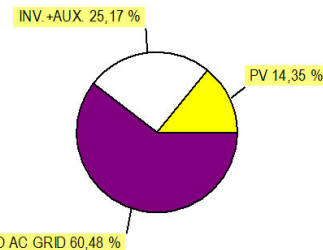


Figura 17 Simulación de 3 días del sistema fotovoltaico sin baterías.

La figura 18 muestra como están distribuidos los costes del sistema. Podemos observar que llegamos a cubrir un 41.9 % de la demanda con energía renovable. En este caso la energía generada por los paneles es la misma que en el caso anterior pero esta vez al no tener baterías se inyectan a la red muchos más excedentes, casi 2/3 de la energía generada.

Initial Investment: 3964 €. Loan: 0 %, annual quota: 0 €. Cost AC gen. fuel, 1st. year: 0 €
NPC OF THE SYSTEM (25 years lifetime): (comparing to only AC grid, 2851kWh/yr, NPC=13994 €)
 Total System Costs (NPC): 14367,5 €. Levelized cost of energy: 0,2 €/kWh
 PV Generator Costs (NPC): 1971 €

 Inverter Costs (NPC): 3457 €



Buy/Sell. Bought Energy (NPC): 11625 €. Sold Energy: Electrical E. (NPC): -3319 €. H2 (NPC): 0 €.

ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR:

Overall Load Energy: 2850 kWh/yr. From Renewable: 41,9%
 Unmet load: 1655,1 kWh/yr (58,07 % load)
 Excess Energy: 2952 kWh/yr
 Energy delivered by PV generator: 4319 kWh/yr
 Energy delivered by Wind Turbines: 0 kWh/yr
 Energy delivered by Hydro Turbine: 0 kWh/yr
 Energy delivered by AC Generator: 0 kWh/yr
 Hours eq. of AC Generator operation: 0 h/yr
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 kWh/yr
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr
 Energy at Electrolyzer: 0 kWh/yr
 Hours of Electrolyzer operation: 0 h/yr
 Energy charged by Batteries: 0 kWh/yr
 Energy discharged by Batteries: 0 kWh/yr
 Batteries Lifetime: 12 years
 E. sold to AC grid: 2952 kWh/yr
 E. Purchased from AC grid: 1655 kWh/yr
 Total CO2 emissions: 769 kg CO2/yr; Emissions of AC generator (due to consumption of 0 litre/yr): 0 kg CO2/yr
 H2 sold in one year: 0 kg H2/yr /// HDI: 0,5887. Jobs created during system lifetime: 0,0102

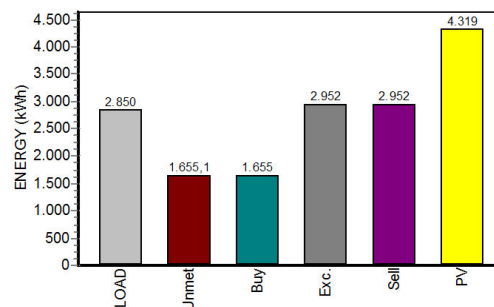


Figura 18 Componentes del sistema y balance anual

COMPARACIONES

Una vez obtenidos los resultados de los cuatro casos se realiza la comparación resumida en la tabla 6.

CASO	COSTE TOTAL[€]	COSTE ENERGÍA [€/kwh]
RED	17.756,1	0,25
RED+BATERÍAS	22.836,9	0,32
FOTOVOLTAICA CON BATERÍAS	14.341,2	0,20
FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS	14.367,5	0,20

Tabla 6 Comparación de resultados.

En la figura 19 observamos el precio por kWh de cada uno de los casos, siendo prácticamente igual de rentables los casos que utiliza energía solar fotovoltaica con y sin baterías.

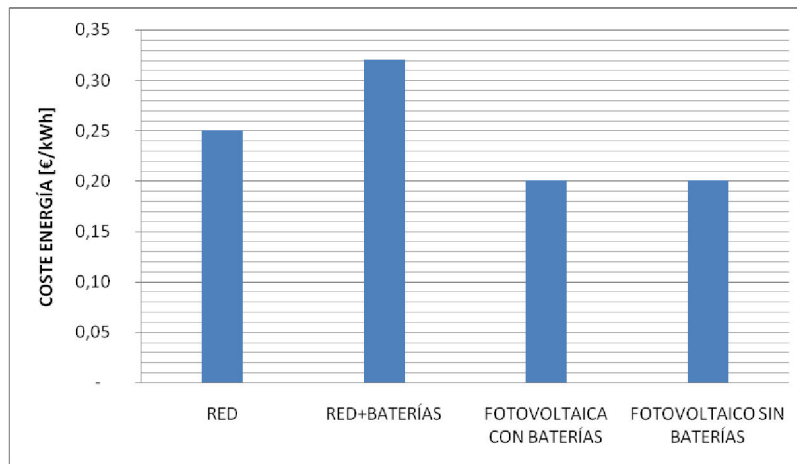


Figura 19 Comparación coste €/kWh según sistema

En la figura 20 observamos que debido al mayor aprovechamiento de energía renovable en el sistema fotovoltaico con baterías tenemos menor nivel de emisiones generadas [13].

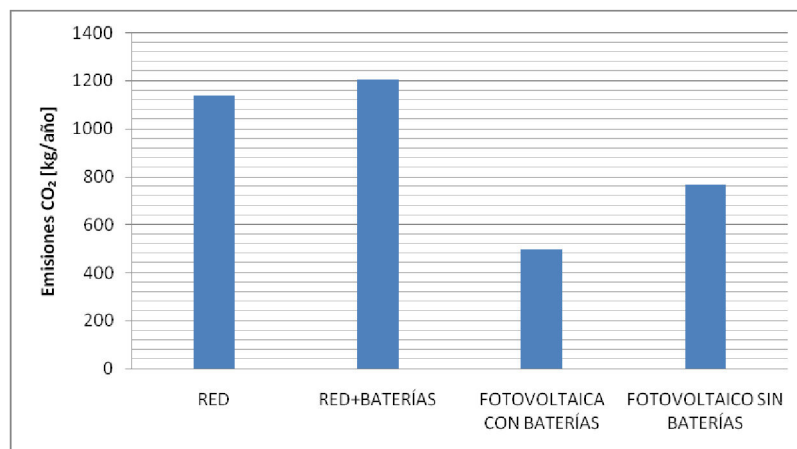


Figura 20 Comparación emisiones CO₂ por sistema

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

5.1. VARIACIÓN PRECIO DE LA ENERGÍA

En este primer análisis de sensibilidad cambiamos la inflación del precio de la energía para ver las consecuencias en cada uno de los casos.

En la tabla 7 se resumen los resultados del precio de la energía según las variaciones de la inflación del precio de la electricidad simuladas.

<i>SENSIBILIDAD PRECIO ELECTRICIDAD</i>	1%	3%	5%
RED	0,2	0,25	0,32
RED+BATERÍAS	0,27	0,32	0,39
FOTOVOLTAICA CON BATERÍAS	0,19	0,21	0,23
FOTOVOLTAICO SIN BATERÍAS	0,18	0,2	0,23

Tabla 7 Resultados de variaciones de inflación del precio de electricidad (€/kWh).

Se observan también esos resultados gráficamente en la figura 21, donde se tiene que el caso más afectado por esa inflación es el de BATERÍAS+RED debido a que es el que más porcentaje de energía adquiere de la red.

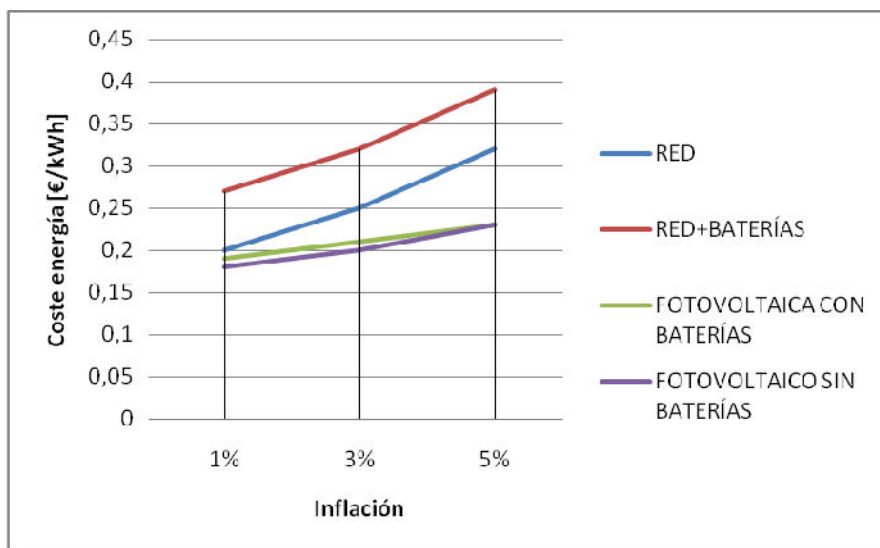


Figura 21 Resultados de variaciones de inflación del precio de electricidad.

5.2. COMPARACIÓN SEGÚN EL TIPO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

Ahora nos centraremos en cómo afecta cada uno de los tipos de compensación existentes para los casos en los que inyectamos a la red la energía sobrante.

En la tabla 8 se resumen los resultados del precio de la energía según las variaciones del sistema de compensación de excedentes utilizado en las simulaciones.

SENSIBILIDAD TIPO DE COMPENSACIÓN	NET METERING MENSUAL (Pc=Pv)	NET METERING ANUAL (Pc=Pv)	NET BILLING MENSUAL (Pv=0,04 €/kWh)	NET BILLING ANUAL (Pv=0,04 €/kWh)
FOTOVOLTAICA CON BATERÍAS	0,18	0,17	0,2	0,19
FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS	0,17	0,17	0,2	0,2

Tabla 8 Resultados de la comparación según el tipo de compensación.

En la figura 22, se observa como para la FOTOVOLTAICA CON BATERIAS en todos los casos, salvo en NET BILLING ANUAL (precio de venta de la electricidad inyectada a la red $P_v=0,04$ €/kWh), se llega a la situación en la que no nos compensan el 100% de energía que inyectamos a la red.

En NET METERING ANUAL ($P_c=P_v$) a partir de Mayo por toda la energía inyectada a la red no recibiríamos ningún tipo de compensación (la energía inyectada entre enero y mayo ya iguala a la consumida todo el año).

En NET METERING MENSUAL ($P_c=P_v$) todos los meses salvo Noviembre y Diciembre hay algún día en que inyectamos a la red energía que no nos sería compensada.

En NET BILLING ANUAL ($P_v=0,04$ €/kWh), todo la energía que inyectamos nos es compensada.

En NET BILLING MENSUAL ($P_v=0,04$ €/kWh), los meses de Marzo, Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre no llegamos a compensar el 100% de la energía que inyectamos a la red.

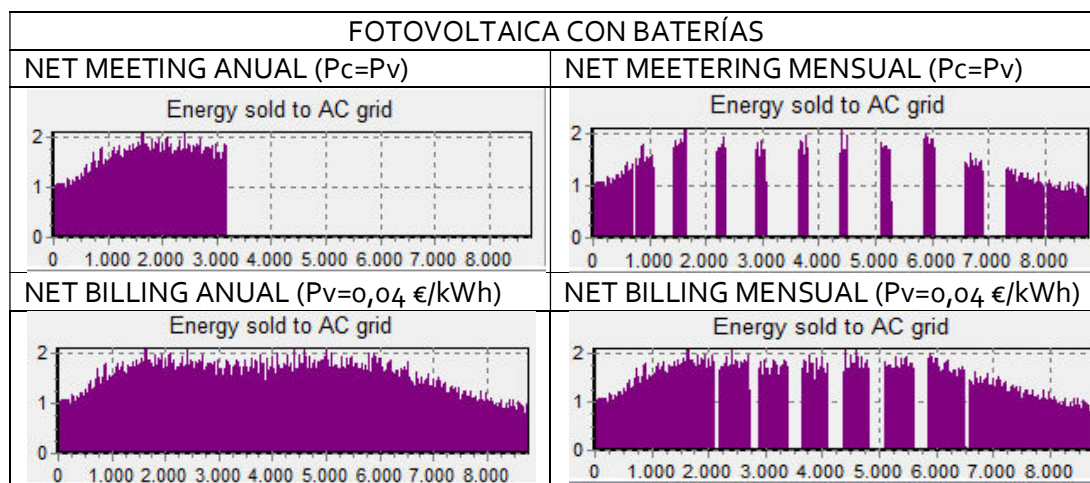


Figura 22 Resultados de la comparación según el tipo de compensación en fotovoltaica con baterías

En la figura 23, se observa como para la FOTOVOLTAICA SIN BATERIAS también en todos los casos, salvo en NET BILLING ANUAL ($P_v=0,04$ €/kWh), se llega a la situación en la que no nos compensan el 100% de energía que inyectamos a la red.

En NET MEETING ANUAL ($P_c=P_v$) a partir de Junio por toda la energía inyectada a la red no recibiríamos ningún tipo de compensación.

En NET MEETERING MENSUAL ($P_c=P_v$) todos los meses salvo Diciembre hay algún día en que inyectamos a la red energía que no nos sería compensada.

En NET BILLING ANUAL ($P_v=0,04$ €/kWh), todo la energía que inyectamos es compensada.

En NET BILLING MENSUAL ($P_v=0,04$ €/kWh), los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto no llegamos a compensar el 100% de la energía que inyectamos a la red.

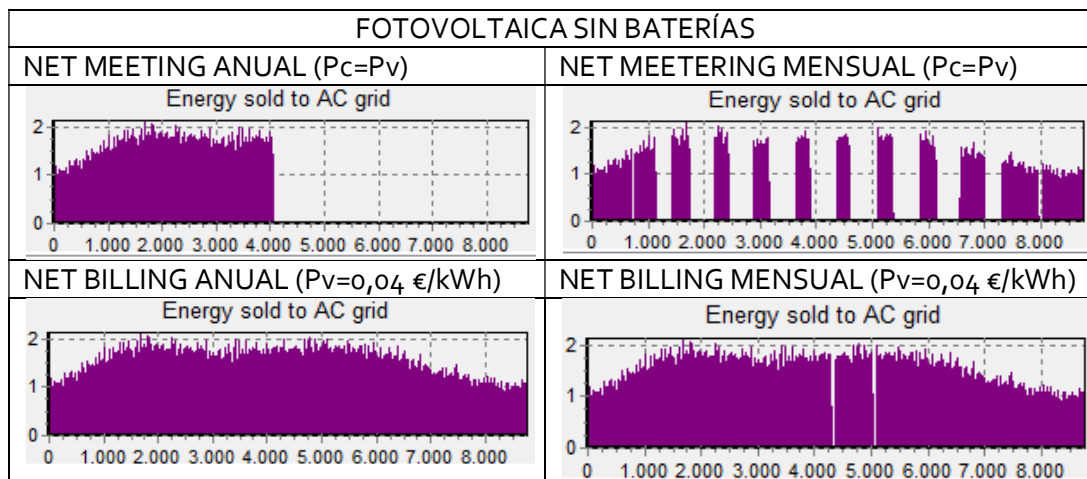


Figura 23 Resultados de la comparación según el tipo de compensación en fotovoltaica sin baterías

5.3. VARIACIÓN PRECIO DE LAS BATERÍAS

En la tabla 9 se resumen los resultados del coste de la energía según las variaciones de la disminución del precio de las baterías.

<i>SENSIBILIDAD DISMINUCIÓN PRECIO BATERÍAS</i>			
	10%	30%	50%
RED+BATERÍAS	0,32	0,32	0,31
FOTOVOLTAICA CON BATERÍAS	0,2	0,19	0,19

Tabla 9 Resultados de la variación del precio de las baterías.

En la figura 24 observamos que tanto para el caso RED+BATERIAS como para el de FOTOVOLTAICA CON BATERIAS la disminución del precio de las baterías de litio solo conlleva una leve disminución del coste de la energía.

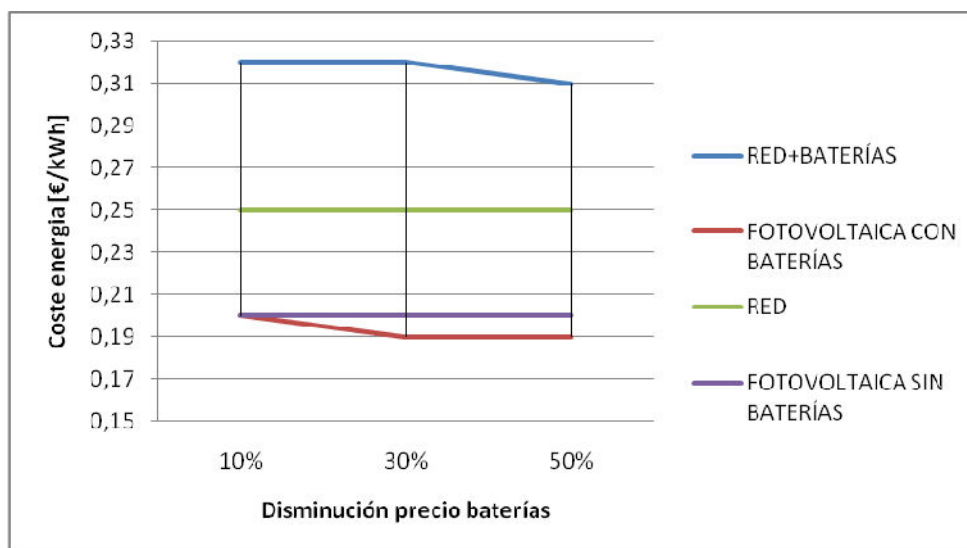


Figura 24 Resultados de la variación del precio de las baterías.

5.4. VARIACIÓN DE PRECIO DE LA ENERGÍA ENTRE PERIODOS VALLE Y PUNTA JUNTO CON DISMINUCIÓN DEL PRECIO DE LAS BATERÍAS

Según la tarifa con discriminación horaria utilizada el término de energía en periodos valle es de 0,08 €/kWh y en periodos punta es de 0,16 €/kWh.

En la tabla 10 se resumen los resultados del coste de la energía según las variaciones de la disminución del precio del periodo valle y del precio de las baterías.

<i>SENSIBILIDAD DISMINUCIÓN PRECIO PERIODO VALLE</i>	25%	50%	75%
RED+BATERÍAS	0,3	0,28	0,26
RED+BATERÍAS CON DISMINUCIÓN DE PRECIO DE 10 %	0,3	0,28	0,26
RED+BATERÍAS CON DISMINUCIÓN DE PRECIO DE 30 %	0,29	0,27	0,25
RED+BATERÍAS CON DISMINUCIÓN DE PRECIO DE 50 %	0,28	0,26	0,24

Tabla 10 Resultados de la variación del precio valle junto con el de las baterías.

En la figura 25 observamos cómo solo en el caso de una reducción del precio del periodo valle fuera del 75% y se redujera el precio de las baterías un 50% podría ser rentable utilizar las baterías para cargarlas en periodos valle y descargarlas en periodos punta cuando el precio de la electricidad es mayor.

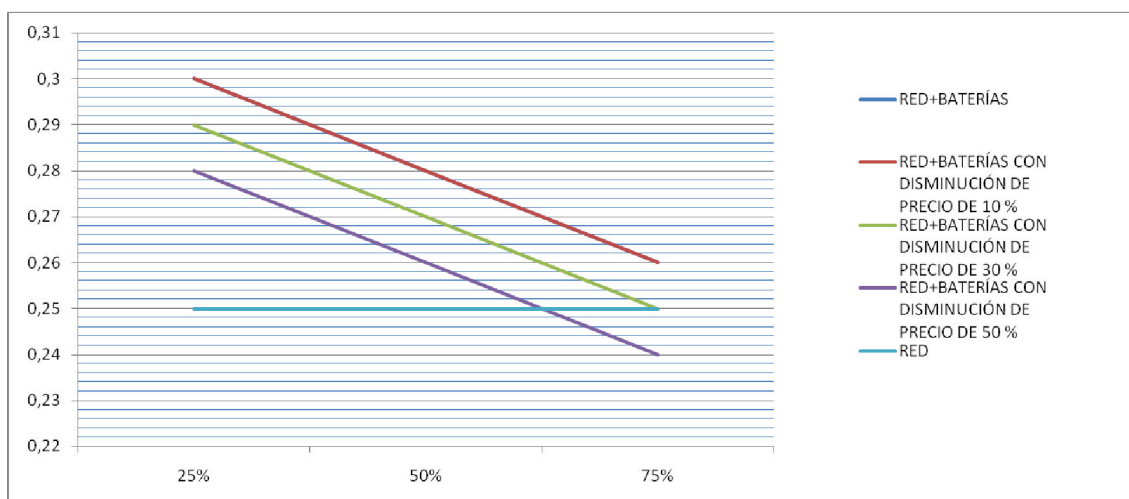


Figura 25 Resultados de la variación del precio valle junto con el de las baterías.

6. CONCLUSIONES:

Este trabajo presenta el análisis de diferentes casos en los que se estudia la mejor forma de dar respuesta a la necesidad de satisfacer el consumo eléctrico de una vivienda ubicada en Zaragoza utilizando el software iHOGA.

Para ello se han evaluado diferentes tipologías de sistemas con y sin almacenamiento de energía eléctrica utilizando baterías de litio.

Como fuente de generación renovable se han utilizado paneles fotovoltaicos para evitar el mayor consumo procedente de la red.

Se puede afirmar que los sistemas con almacenamiento de energía ya son competitivos frente a los sistemas que no lo tienen.

El uso de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en baterías permite consumir un porcentaje mayor de energía renovable, reduciendo así las emisiones de CO₂.

El sistema de compensación de excedentes óptimo se produce con el balance neto en términos de energía (net metering). El aprobado según el Real Decreto 244/2019, balance neto económico (net billing) no resulta tan beneficioso, y aunque supone un incentivo para consumidores que inyectan actualmente energía a la red, el cambio de sistema de compensación en un futuro ayudaría a hacer las instalaciones más rentables.

De los análisis de sensibilidad observamos que cuanto más inflación en el precio de la energía se produce, más interesante resulta la instalación de energía fotovoltaica. Además adaptando el perfil de consumo a las horas predominantes de sol lograremos incrementar la rentabilidad económica de la instalación.

Las baterías de litio ya son comparables frente a las tradicionales de plomo, la reducción de precio de las de litio va a suponer que sean las baterías más utilizadas en un futuro próximo.

Para el caso de red con baterías solo resultaría rentable en tarifas con discriminación horaria cuando el precio del periodo valle estuviera por debajo del 75% del precio actual, es decir exista una gran diferencia entre el periodo valle y pico, solo así es rentable sin la instalación de un recurso renovable.

7. BIBLIOGRAFIA:

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. <http://www.mineco.gob.es/>
- [2] Red Eléctrica de España (REE). Demanda y producción <https://www.ree.es/es>
- [3] Boletín Oficial del Estado (BOE). Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. 2018
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [5] Unión Española Fotovoltaica <https://unef.es/>
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía <https://www.idae.es/>
- [7] Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín. A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain.
- [8] Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage.
- [9] Ghassan Zubi, Rodolfo Dufo-López, Monica Carvalho, Guzay Pasaoglu. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives.
- [10] R. Dufo. iHOGA PRO+ <https://ihoga.unizar.es/>
- [11] Eurostat <https://ec.europa.eu/eurostat>
- [12] OMIE <https://www.omie.es/>
- [13] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, J.M. Yusta-Loyo, J. A. Domínguez-Navarro, I.J. Ramírez-Rosado, J. Lujano, I. Aso. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage.

8. INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figuras

<i>Figura 1 Evolución de generación renovable de España (GWh). Fuente: Red Eléctrica de España [2]</i>	5
<i>Figura 2 Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico en España (GWh). Fuente: UNEF [5]</i>	6
<i>Figura 3 Cuadro resumen de las modalidades de autoconsumo. Fuente: IDAE [6]</i>	8
<i>Figura 4 Configuración batería de litio. Fuente: The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. [9]</i>	10
<i>Figura 5 Perfil de consumo. Fuente: Ihoga [10]</i>	12
<i>Figura 6 Periodos valle y punta junto con precio de la tarifa con discriminación horaria 2.0 DHA. Fuente: Endesa</i>	12
<i>Figura 7 Sistema compra de energía a la red con baterías</i>	13
<i>Figura 8 Inversor y batería de litio. Fuente Goodwe y Pylontech</i>	14
<i>Figura 9 Sistema fotovoltaico con baterías</i>	14
<i>Figura 10 Precio del mercado diario. Fuente: OMIE [12]</i>	15
<i>Figura 11 Sistema fotovoltaico sin baterías</i>	16
<i>Figura 12 Estrategia de carga de baterías</i>	17
<i>Figura 13 Simulación de 3 días del sistema de compra de energía a red con baterías</i>	18
<i>Figura 14 Componentes del sistema y balance anual</i>	18
<i>Figura 15 Simulación de 3 días del sistema fotovoltaico con baterías</i>	19
<i>Figura 16 Componentes del sistema y balance anual</i>	20
<i>Figura 17 Simulación de 3 días del sistema fotovoltaico sin baterías</i>	21
<i>Figura 18 Componentes del sistema y balance anual</i>	21
<i>Figura 19 Comparación coste €/kWh según sistema</i>	22
<i>Figura 20 Comparación emisiones CO2 por sistema</i>	22
<i>Figura 21 Resultados de variaciones de inflación del precio de electricidad</i>	23
<i>Figura 22 Resultados de la comparación según el tipo de compensación en fotovoltaica con baterías</i>	24
<i>Figura 23 Resultados de la comparación según el tipo de compensación en fotovoltaica sin baterías</i>	25
<i>Figura 24 Resultados de la variación del precio de las baterías</i>	25
<i>Figura 25 Resultados de la variación del precio valle junto con el de las baterías</i>	26

Tablas

<i>Tabla 1 Coste de la energía en España (impuestos excluidos). Fuente: Eurostat [11].</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 2 Resultados compra de energía a la red.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 3 Resultados compra energía a la red con baterías.</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 4 Resultados sistema fotovoltaico con baterías.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 5 Resultados sistema fotovoltaico sin baterías.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 6 Comparación de resultados.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 7 Resultados de variaciones de inflación del precio de electricidad (€/kWh).</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 8 Resultados de la comparación según el tipo de compensación.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 9 Resultados de la la variación del precio de las baterías.</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 10 Resultados de la variación del precio valle junto con el de las baterías.....</i>	<i>26</i>

9. ANEXOS





Módulo solar fotovoltaico (72 células 6")
A-xxxP GS (325/330/335 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



Para una información más detallada de los términos de la garantía, consulte
→ www.atersa.com

Módulos fotovoltaicos para el futuro 

A-xxxP GS (WW) (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-325P GS	A-330P GS	A-335P GS
Potencia Máxima (P _{max})	325 W	330 W	335 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	37.3 V	37.5 V	37.7 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	8.72 A	8.81 A	8.89 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.9 V	46.2 V	46.5 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	9.26 A	9.38 A	9.51 A
Eficiencia del Módulo (%)	16.75	17.01	17.26
Tolerancia de Potencia (W)		0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)		20	
Máxima Tensión del Sistema		DC 1000 V (IEC)	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)		45.0±2	

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Especificaciones mecánicas

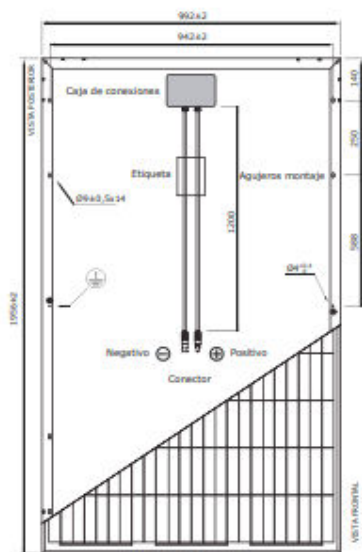
Dimensiones (± 2.0 mm.)	1956x992x40 mm.
Peso (± 0.5 kg.)	21.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Polisilicona/156.75 x 156.75 mm.
Marcos (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Conector	1200 mm./4 mm ² / Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

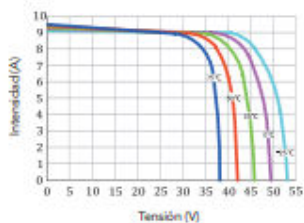
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.067% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.33% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

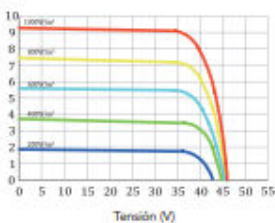
Embalaje

Módulos/paísé	26 paíes
Paíes/contenedor 40' HQ	24 paíes
Módulos/contenedor 40' HQ	624 paíes
Paíes/contenedor 20'	9 paíes
Módulos/contenedor 20'	234 paíes

Temperatura Varia (A-32SP GS)



Irradiación Varia (A-32SP GS)



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



 **ptimum**
nueva gama



Módulo solar (72 células 6") Mono PERC
A-xxxM GS (380/385/390/395/400 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- **Facilidad de instalación** gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento (80% potencia de salida).

A-xxxM GS (ES) (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-380M GS	A-385M GS	A-390M GS	A-395M GS	A-400M GS
Potencia Máxima (P _{max})	380 W	385 W	390 W	395 W	400 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mpp})	40.50 V	40.80 V	41.10 V	41.40 V	41.70 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mpp})	9.39 A	9.44 A	9.49 A	9.55 A	9.60 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	48.90 V	49.10 V	49.30 V	49.50 V	49.80 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	9.75 A	9.92 A	10.12 A	10.23 A	10.36 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.16	19.42	19.67	19.92	20.17
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	15				
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1000 V				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medidas STC: ±0.4% (P_{max}); ±0.2% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mpp}, V_{mpp}).
 Test in Class AAA solar simulator (200 module 90 cells), power measurement uncertainty is within +/- 1%.

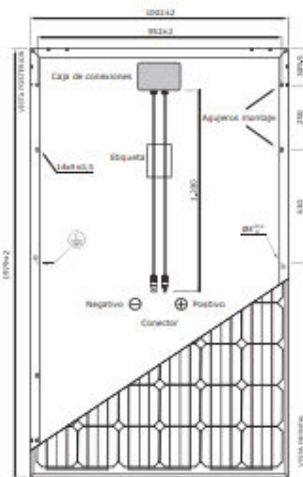
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2 mm.)	1675x1032x40 mm.
Peso (± 5 %)	22.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	2400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12) Mono PERC/156.75 x 156.75 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1.200 mm./4 mm²/MC4 compatible/IP67

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

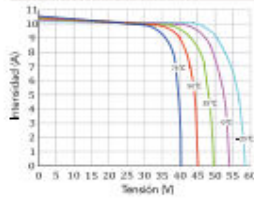
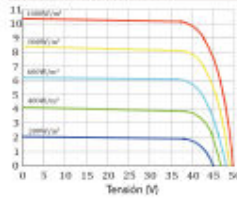
NOTA: El dibujo no está a escala.

Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.048% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.28% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.37% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/paleta	27 pzas
Paleta/contenedor 40' HQ	22 palets
Módulos/contenedor 40' HQ	594 pzas
Paleta/contenedor 20'	8 palets
Módulos/contenedor 20'	216 pzas

Temperatura Varía (A-400M GS)**Irradiación Varía (A-380M GS)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificaciones sin previo aviso.





 **ptimum**
nueva gama



Módulo solar (72 células 5")
A-xxxM GS (180/190/200/210 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento (80% potencia de salida).

A-xxxM GS (ES) (xxx = potencia)

Características eléctricas	A-180M GS	A-190M GS	A-200M GS	A-210M GS
Potencia Máxima (P _{max})	180 W	190 W	200 W	210 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	35.60 V	36.20 V	36.70 V	37.20 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	5.05 A	5.25 A	5.45 A	5.65 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	44.10 V	44.80 V	45.40 V	45.90 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	5.40 A	5.60 A	5.80 A	6.00 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.10	14.88	15.67	16.45
Tolerancia de Potencia (%)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	15			
Máxima Tensión del Sistema (V _{DC})	DC 1000 V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Cálula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en condiciones de Test Standard (STC), definidas como: irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.

Tolerancias medidas V_{OC}: ± 0.5% (V_{mp}), ± 0.2% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).
 Test en clima IMA solar simulator (SRC 600W-V) used, power measurement uncertainty is within +/- 1%.

Especificaciones mecánicas

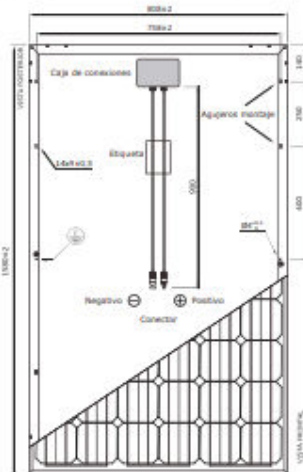
Dimensiones (± 2 mm.)	1580x808x35 mm.
Peso (± 5 %)	21.6 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	2400 Pa (**)
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

(**) 2400 Pa con máx. de 50 mm.

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/Monocristalina /125 x 125 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /platea
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	900 mm, /4 mm ² /MC4 compatible/ERG7

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

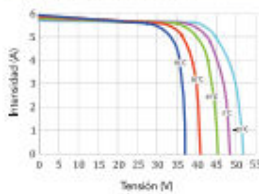
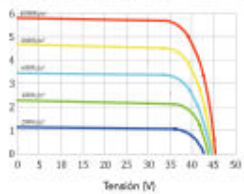
NOTA: El dibujo no está a escala.

Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.05558%/°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.29506%/°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.38001%/°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/país	31 pzas
Países/contenedor 40' HQ	32 pzas
Módulos/contenedor 40' HQ	992 pzas
Países/contenedor 20'	14 pzas
Módulos/contenedor 20'	434 pzas

Temperatura Varía (A-200M GS)**Irradiación Varía (A-200M GS)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

Power Whenever You Need



IP65



Uninterruptible
Power Supply



Remote Upgrade



50A



Export Control



20% More Compact



EM Series

Single-phase Energy Storage Inverter

3.0kW

3.7kW

5.0kW

The GoodWe EM series bi-directional energy storage inverter can be used for both on-grid and off-grid PV systems. During the day, the PV array generates electricity which can be provided either to the loads, fed into the grid or charge the battery, depending on the economics and set-up. The electricity stored can be released when the loads require it during the night. Additionally, the power grid can also charge the storage devices via the inverter.

Technical Data	GW3048-EM	GW3648-EM	GW5048-EM
Battery Input Data			
Battery Type	Li-Ion or Lead-acid**	Li-Ion or Lead-acid**	Li-Ion or Lead-acid**
Nominal Battery Voltage (V)	48	48	48
Max. Charging Voltage (V)	≤60 (Configurable)	≤60 (Configurable)	≤60 (Configurable)
Max. Charging Current (A)**	50	50	50
Max. Discharging Current (A)**	50	50	50
Battery Capacity (Ah)**	50~2000	50~2000	50~2000
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS	Self-adaption to BMS	Self-adaption to BMS
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (W)	3900	4600	6500
Max. DC Input Voltage (V)**	550	550	550
MPPT Range (V)	100~500	100~500	100~500
Start-up Voltage (V)**	150	150	150
MPPT Range for Full Load (V)	280~500	170~500	230~500
Nominal DC Input Voltage (V)	360	360	360
Max. Input Current (A)	11	11/11	11/11
Max. Short Current (A)	13.8	13.8/13.8	13.8/13.8
No. of MPPT Trackers	1	2	2
No. of Strings per MPPT Tracker	1	1	1
AC Output Data (On-grid)			
Nominal Power Output to Utility Grid (W)	3000	3680	5000**
Max. Apparent Power Output to Utility Grid (VA)**	3000	3680	5000
Max. Apparent Power from Utility Grid (VA)	5300	5300	5300
Nominal Output Voltage (V)	230	230	230
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60	50/60	50/60
Max. AC Current Output to Utility Grid (A)	13.6	16	22.8**
Max. AC Current From Utility Grid (A)	23.6	23.6	23.6
Output Power Factor		~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)	
Output THDI (at Nominal Output)	<3%	<3%	<3%
AC Output Data (Back-up)			
Max. Output Apparent Power (VA)	2300	2300	2300
Peak Output Apparent Power (VA)**	3500, 10sec	3500, 10sec	3500, 10sec
Automatic Switch Time (ms)	10	10	10
Nominal Output Voltage (V)	230 (±2%)	230 (±2%)	230 (±2%)
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)
Max. Output Current (A)	10	10	10
Output THDV (at Linear Load)	<3%	<3%	<3%
Efficiency			
Max. Efficiency	97.6%	97.6%	97.6%
Max. Battery to Load Efficiency	94.5%	94.5%	94.5%
Euro Efficiency	97.0%	97.0%	97.0%
Protection			
Anti-islanding Protection	Integrated	Integrated	Integrated
PV String Input Reverse Polarity Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Insulation Resistor Detection	Integrated	Integrated	Integrated
Residual Current Monitoring Unit	Integrated	Integrated	Integrated
Output Over Current Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Output Short Protection	Integrated	Integrated	Integrated
Output Over Voltage Protection	Integrated	Integrated	Integrated
General Data			
Operating Temperature Range (°C)	-25~60	-25~60	-25~60
Relative Humidity	0~95%	0~95%	0~95%
Operating Altitude (m)	≤4000	≤4000	≤4000
Cooling	Natural Convection	Natural Convection	Natural Convection
Noise (dB)	<25	<25	<25
User Interface	LED & APP	LED & APP	LED & APP
Communication with BMS**	RS485; CAN	RS485; CAN	RS485; CAN
Communication with Meter	RS485	RS485	RS485
Communication with Portal	Wi-Fi	Wi-Fi	Wi-Fi
Weight (kg)	16	17	17
Size (Width*Height*Depth mm)	347*432*175	347*432*175	347*432*175
Mounting	Wall Bracket	Wall Bracket	Wall Bracket
Protection Degree	IP65	IP65	IP65
Standby Self Consumption (W)	<13	<13	<13
Topology	High Frequency Isolation	High Frequency Isolation	High Frequency Isolation

Specification



Basic Parameters	US2000
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	2400
Usable Capacity (Wh)	2200
Dimension (mm)	442*410*89
Weight (Kg)	24
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25 (Recommended)
	50 (Max)
	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	8
Working Temperature/℃	0~50
Shelf Temperature/℃	-20~60
Humidity	5%~85%
Altitude (m)	<2000
Design life	10+ Years (25℃/77°F)
Cycle Life	>6000, 25℃
Authentication Level	UL/TÜV/CE /UN38.3