



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Energías Renovables y Eficiencia Energética

Análisis y optimización de sistemas fotovoltaicos y eólicos
con almacenamiento energético
conectados a la red eléctrica

Autor

Antonio Azabal Domínguez

Director

Dr. Rodolfo Dufo López

Codirector

Dr. José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Noviembre 2012

Análisis y optimización de sistemas fotovoltaicos y eólicos con almacenamiento energético conectados a la red eléctrica

Resumen

La propiedad intrínseca de las energías renovables es que se dispone de ellas únicamente en el momento en el que existe el recurso. Esto parece motivo suficiente para plantear estrategias que permitan un mayor aprovechamiento de este tipo de energías ya que, lógicamente, la demanda no tiene porqué coincidir con la disponibilidad del recurso, es más, por ejemplo en el caso de la energía eólica suele ocurrir lo contrario, cuando se dispone de mayor recurso (normalmente por la noche) la demanda es menor.

Una posible estrategia es plantear el almacenamiento de energía, en primer lugar porque esto permitiría disponer de la energía cuando se necesite adaptando en cada momento la generación a la demanda y, otra razón puramente económica, porque puede interesar la venta de la energía en otro momento en el que el precio de ésta es mayor que durante los períodos en los cuales se dispone del recurso

El objetivo de este trabajo consiste en analizar esta estrategia, determinando en primer lugar las tecnologías de almacenamiento más adecuadas. El estudio mostrará que cada tecnología de almacenamiento tiene una aplicación según lo que se pretenda, gestión de la energía o mejora de la calidad de red.

El trabajo se plantea de la siguiente forma: En primer lugar se realiza una revisión del estado del arte de las diferentes tecnologías de almacenamiento, en segundo lugar se analizan las curvas de la demanda nacional y de generación renovable en España así como los precios del mercado eléctrico y las primas a las renovables y, para finalizar, se procede a realizar simulaciones con el fin de optimizar una instalación de energía eólica y fotovoltaica conectada a red.

Primero se ha planteado el sistema fotovoltaico y eólico sin almacenamiento y a continuación se plantea el mismo sistema implementando un almacenamiento con baterías tipo NaS comparando los resultados obtenidos en los dos casos.

Como conclusión final se verá que es posible gestionar de manera eficaz la energía mediante almacenamiento en los períodos valle y venta en los períodos punta en los que normalmente el precio de la energía es mayor puesto que la demanda es más alta. Pero, actualmente, para que esto sea económicamente rentable, es preciso un desarrollo tecnológico que permita abaratar costes de los sistemas de almacenamiento o introducir subvenciones dado que los precios a los que habría que vender la energía no son económicamente competitivos.

INDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	3
2	TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	5
2.1	ALMACENAMIENTO MEDIANTE TECNOLOGÍAS MECÁNICAS.....	5
2.1.1	BOMBEO HIDRÁULICO.....	5
2.1.2	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE (CAES)).....	6
2.1.3	VOLANTES DE INERCIA (FLYWHEEL).....	6
2.2	ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO.....	7
2.2.1	BATERÍA PLOMO ÁCIDO.....	7
2.2.2	BATERÍA Ni-CADMIO.....	7
2.2.3	BATERÍAS DE SODIO-AZUFRE (NaS).....	8
2.2.4	BATERÍA DE Li-ION.....	8
2.2.5	BATERÍAS DE FLUJO.....	9
2.2.6	HIDRÓGENO.....	10
2.3	ALMACENAMIENTO ELECTROSTÁTICO.....	11
2.3.1	SUPERCONDENSADORES.....	11
2.3.2	SMES - BOBINAS SUPERCONDUCTORAS.....	12
2.4	ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	12
2.5	COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	13
3	ANÁLISIS DE LAS CURVAS HORARIAS DE PRODUCCIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA. COMPARACIÓN CON OTRAS TECNOLOGÍAS. COMPARACIÓN CON LA CURVA DE DEMANDA NACIONAL.	15
4	ANÁLISIS DE LOS PRECIOS HORARIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL Y DE LAS PRIMAS A LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA Y EÓLICA.....	17
5	ESTUDIO DE UN SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA Y EÓLICA CONECTADO A LA RED. OPTIMIZACIÓN CON ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.....	19
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	25
7	CONCLUSIONES.....	27
8	BIBLIOGRAFÍA.....	28
	ANEXO I - INFORMES DE CASOS ESTUDIADOS.....	30
	ANEXO II - RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LOS DIAS 11 DE MARZO Y 26 DE MAYO (REPRESENTACION GRAFICA).....	54
	ANEXO III - DATOS ATMOSFERICOS (PÁGINA WEB NASA).....	60

1 INTRODUCCIÓN

En condiciones de crecimiento económico las necesidades de energía en general son cada vez mayores, tanto los hogares como las industrias requieren mayores cantidades.

Los tratados internacionales tienen por objeto limitar los niveles de contaminación y el calentamiento global por lo que se exigen medidas para reducir la producción de dióxido de carbono. Como parte de los objetivos 20-20-20, la Unión Europea se ha propuesto generar al menos el 20% de la energía eléctrica mediante fuentes renovables en el año 2020.

El aumento sin precedentes de la demanda mundial de energía ha hecho que el precio de las fuentes convencionales de energía haya aumentado de forma espectacular y la dependencia de las economías nacionales de un suministro continuo y sin distorsiones de esas fuentes se ha convertido en crítico [1].

Este desarrollo trae consigo la necesidad de reemplazar los viejos métodos de producción de energía por otros nuevos. Mientras que algunos están en desarrollo, incluida la prometedora energía de fisión nuclear, otros métodos de producción ya están en uso comercial.

La penetración de las fuentes de energía renovables y de otras formas potenciales de fuentes de generación distribuida está aumentando en todo el mundo. Estas nuevas fuentes de energía tienen algunas ventajas indiscutibles sobre la generación convencional pero, al mismo tiempo, presentan nuevos retos.

En la actualidad, la producción de electricidad es altamente centralizada y, a menudo, a una gran distancia de sus usuarios finales. La programación de carga de las grandes centrales se basa inicialmente en la predicción de las necesidades diarias y estacionales, pero también, cuando la producción no es suficiente, en la contribución de centrales más flexibles como las hidráulicas y las térmicas de gas. La inyección de potencia en la red mediante la generación clásica es fácil de ajustar de acuerdo con los requisitos de potencia. Las nuevas fuentes de energía se basan más directamente en el aprovechamiento del poder de la naturaleza y, como tal, sus inyecciones de potencia pico en la red pueden no coincidir con las necesidades de energía. Se pueden presentar grandes fluctuaciones en la generación renovable en ciclos diarios, mensuales o incluso anuales. Del mismo modo, la demanda puede variar mensualmente o anualmente.

Existen soluciones de respaldo muy flexibles para equilibrar la generación y la demanda, como por ejemplo los ciclos combinados. Otra solución a desarrollar es la expansión a gran escala del almacenamiento de energía.

La tecnología de almacenamiento de energía se ha utilizado tradicionalmente para equilibrar el balance diario en las redes eléctricas; es decir, para equilibrar parcialmente las diferencias regulares y razonablemente predecibles de demanda de electricidad entre el día y la noche. Las plantas de producción tradicionales también utilizan la energía almacenada: el agua para las centrales de bombeo y los combustibles fósiles para las plantas térmicas.

Debido a la creciente importancia de las energías renovables, la mayoría de los países europeos se están viendo obligados a crear nuevos sistemas de almacenamiento de grandes cantidades de energía, de forma que actúen como un amortiguador entre el suministro intermitente de las energías renovables y los consumidores de electricidad.

Las energías eólica y solar son ampliamente utilizadas en la generación de energía eléctrica sin embargo, tal como se ha indicado, no son constantes. Sobre todo el viento, es una fuente muy variable, lo que complica adaptar la producción de electricidad a la demanda en cada momento. En los últimos años se han intentado desarrollar varios métodos para poder almacenar este tipo de energía.

Para que estas nuevas fuentes variables y fluctuantes (solar, eólica, etc.) puedan ser completamente fiables como fuentes primarias de energía, el almacenamiento de energía es un factor crucial para estabilizar la red eléctrica, principalmente debido al desequilibrio entre oferta y demanda. El

almacenamiento de energía eléctrica se ha convertido en una necesidad, la energía de estas fuentes debe ser almacenada cuando se produce en exceso en periodos de baja demanda (horas valle) y luego se libera, cuando los niveles de producción son menores que la demanda requerida durante los picos de demanda.

Las tecnologías de almacenamiento de energía por lo tanto forman una parte integral e indispensable de una unidad de generación confiable y eficaz renovable y distribuida.

La capacidad instalada de almacenamiento de energía eléctrica es de aproximadamente 125 GW en todo el mundo, la mayoría de bombeo hidráulico [2]. Esta capacidad es de aproximadamente 3% de la capacidad mundial de generación total de 3900 GW [2]. Según los estudios para el desarrollo e integración de fuentes variables, la capacidad necesaria de almacenamiento tendrá que crecer más allá del 8% [2].

Además hay otras razones por las que es necesario almacenar grandes cantidades de energía. Dependiendo de como se distribuye el almacenamiento, también puede ayudar a la red a soportar los picos de demanda. El almacenamiento de la energía permite la transmisión y distribución para operar a plena capacidad, la disminución de la carga de las líneas y aumentar la eficiencia de las centrales. El almacenamiento de energía durante periodos más cortos puede ser útil para suavizar pequeños picos y valles en la tensión.

El almacenamiento de energía eléctrica en sistemas de gran tamaño no es tan frecuente, los métodos tradicionales de almacenamiento de energía, tales como las baterías electroquímicas, no suelen ser aplicables a sistemas de gran escala, y su eficacia puede ser baja.

Actualmente, se encuentran en desarrollo un gran número de tecnologías de almacenamiento. Algunas de ellas se basan en los viejos conceptos aplicados al almacenamiento de las energías renovables, otros son completamente nuevas ideas. El grado de maduración de las distintas tecnologías de almacenamiento es variable.

Cada método puede ser muy diferente según su entorno de aplicación ideal y escala de almacenamiento de energía. Más específicamente, mientras que un método de almacenamiento puede ser ideal para suavizar las fluctuaciones anuales, otro puede ser adecuado para satisfacer requisitos de potencia en picos muy cortos.

En la primera parte de este trabajo, con el fin de proporcionar un conocimiento de las diferentes tecnologías, se hace una revisión bibliográfica acerca de los métodos más importantes de almacenamiento de energía disponibles o en desarrollo en la actualidad.

En los dos puntos siguientes, por un lado se analizan las curvas de generación de las tecnologías eólica y fotovoltaica comparándolas con otras tecnologías y con la curva de demanda nacional y, por otro lado, se analizan los precios de la energía en el mercado eléctrico español (OMIE) en el año 2011 y las primas para estas tecnologías en España.

Para finalizar el trabajo se realiza el estudio de una instalación de generación con fuentes renovables (eólica y solar fotovoltaica) conectada a red. Se pretende analizar la rentabilidad de la instalación dotada de almacenamiento. El análisis se realizará en dos escenarios diferentes, por un lado se plantea la instalación sin ningún tipo de almacenamiento energético y por otro lado, se estudia la misma instalación pero equipada con sistema de almacenamiento. La tecnología escogida para el almacenamiento es baterías de tipo NaS ya que, como se verá más adelante, por coste y por desarrollo tecnológico este sistema de almacenamiento es adecuado para este tipo de instalaciones a esta escala y para tiempos de almacenamiento relativamente altos (horas) [20].

El estudio se realizará mediante simulación de un sistema con iGHRYSO (improved Grid-connected Renewable HYbrid Systems Optimization) programa desarrollado en C++ para optimización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables conectados a la red eléctrica, con la finalidad de vender energía eléctrica a la red (normalmente M.T.) y/o producir hidrógeno (iGRHYSO, Dufo-López, Rodolfo, www.unizar.es/rdufo).

Los elementos que pueden componer el sistema híbrido son: generador fotovoltaico, aerogeneradores, turbina hidráulica, electrolizador, tanque de H₂, pila de combustible, baterías,

inversor (convertor DC/AC) y rectificador (convertor AC/DC), además del transformador para conexión a la red eléctrica M.T. Aunque es posible la combinación de todos ellos, en este estudio el sistema híbrido sólo constará de algunos de ellos, concretamente se prescindirá del electrolizador, del tanque de H_2 y de la pila de combustible ya que no se va considerar este tipo de almacenamiento puesto que, tal como se verá en el análisis de la diferentes tecnologías de almacenamiento, ésta está todavía poco desarrollada su eficiencia energética global es muy baja y no se puede considerar una opción económicamente rentable. Tampoco se considerará la generación mediante turbina hidráulica.

2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

La energía eólica y solar son recursos abundantes, renovables y limpios. Es necesario conseguir sistemas de almacenamiento eficientes que permitan almacenar esta energía para aumentar su uso. Entre otras razones el desarrollo de este tipo de sistemas es fundamental para permitir adaptar las fluctuaciones de oferta y demanda.

Las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden clasificar en cuatro categorías, dependiendo del tipo de energía almacenada, tal como se muestra en la tabla 1: tecnología mecánica, almacenamiento eléctrico, térmico y químico, cada una ofreciendo diferentes oportunidades, pero también presentan desventajas propias.

Algunos de los más destacables son:

Mecánica	Electroquímica	Electrostática	Térmica
Bombeo hidráulico	Plomo-ácido	Supercondensadores	Calor
Almacenamiento de mediante aire comprimido	Ni-Cd	Bobinas superconductoras	Frío
Volantes de inercia	Litio-ión		
	NaS, Flujo, H_2		

Tabla 1. Tecnologías de almacenamiento en función del tipo de energía almacenada

2.1 ALMACENAMIENTO MEDIANTE TECNOLOGÍAS MECÁNICAS

2.1.1 BOMBEO HIDRÁULICO

Se trata del almacenamiento mecánico de energía en forma de agua embalsada que es bombeada desde un embalse inferior a un embalse superior para luego volverla a turbinar.

Es una tecnología muy madura, siendo la forma más común de almacenamiento de energía, lo que representa aproximadamente el 3% de la capacidad total de potencia instalada en el mundo, y el 97% de la capacidad total de almacenamiento a nivel mundial [3] y [4].

Puede proporcionar una eficiencia relativamente alta (75-85%), capacidad de gran potencia (típicamente 100-50.000 MW), gran capacidad de almacenamiento (de 1 a más de 24h), y una larga vida (40-60 años), a un coste de ciclo bajo (0,1-1,4\$/kWh/ciclo) y respuesta rápida [3], [4] y [8].

Generalmente se limita únicamente a aplicaciones de alta potencia por varias razones, como por ejemplo, su elevado coste de inversión (600-2000 \$/kW), impacto medioambiental elevado como resultado de daños ambientales causados por trabajos para realizar los embalses de agua, y a sus elevados tiempos de ejecución de proyecto (por lo general 10 años) [2]. La modularidad mínima de las instalaciones de almacenamiento mediante bombeo en los sistemas de energía a pequeña escala (rango de kW a MW) puede limitar su capacidad para ser utilizado únicamente para mitigar las fluctuaciones del viento o de la radiación solar. Si una instalación eólica o fotovoltaica no es suficientemente grande, sería necesario usar el sistema de almacenamiento por bombeo para múltiples propósitos (corte de picos, estabilidad de la red) para justificar su instalación puesto que no es rentable tener dos depósitos grandes para atenuar las fluctuaciones de una producción renovable pequeña.

2.1.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO (COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE (CAES))

Los sistemas CAES se basan en la tecnología convencional de turbina de gas. Se emplea energía eléctrica para comprimir y almacenar aire en depósitos naturales (cavernas, minas,...). Para volver a generar energía se extrae el aire y se expande a través de una turbina de combustión de gas natural.

La figura 1 representa un esquema de una instalación CAES.

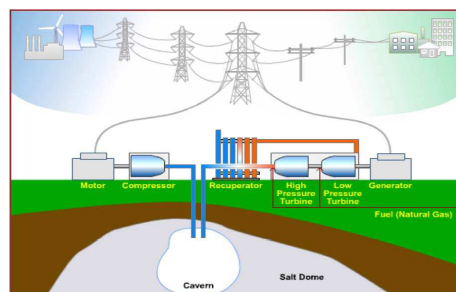


Figura 1. Esquema Instalación CAES [1]

Un almacenamiento típico de energía de aire comprimido (CAES) utiliza un emplazamiento existente subterráneo para almacenamientos de gas a aproximadamente 4-8 MPa [2].

Existen 2 instalaciones en el mundo: La primera es en Huntorf, Alemania, con una capacidad de 290 MW. Esta fue instalada en 1978 por Alstom. Se ha demostrado una disponibilidad del 90% y una confiabilidad del 99% inicial [5]. La segunda fue construida en 1991, en Alabama, EE.UU., con 110 MW de potencia para el suministro durante 26 horas. Esta planta utiliza un recuperador, que reduce el consumo de combustible (gas natural) en aproximadamente un 25% en comparación con la planta Huntorf [5].

La investigación muestra que CAES es un método viable para mitigar la variabilidad del viento para su nivelación con el fin de gestionar la producción de energía eólica. Por ejemplo, la planta de McIntosh en Alabama, EE.UU., que tiene una generación de 134MW y 110 MW de compresión, puede oscilar de generación completa a la compresión completa en menos de 5 min., y de nuevo a generación completa en menos de 15 min. [6].

CAES tiene cualidades similares al almacenamiento hidráulico, tales como la alta capacidad de potencia (5-400MW), gran capacidad de almacenamiento de energía (2 a más de 50 horas), (9), una rápida puesta en marcha (9 min. de arranque de emergencia, 12 min. en funcionamiento normal), un largo período de almacenamiento (más de un año), y una eficiencia relativamente alta (70-89%) [2] y [8]. Pero también adolece de algunos problemas, tales como una dependencia de la geografía favorable (generación próxima a la zona de almacenamiento subterráneo y la disponibilidad de gas natural), así como su baja densidad de energía (12kW h/m³) [3], [4] y [8].

El coste de CAES es significativamente más bajo que para bombeo (400-800\$/kW) [8], como el almacenamiento se encuentra bajo tierra hay muy poco impacto ambiental en la superficie y la vida útil es mayor de 30 años [2] y [8].

Otras desventajas son: el uso de gas natural en el ciclo de expansión lo que provoca que el sistema no sea neutro en emisión de carbono y la limitada capacidad de CAES para cambiar rápidamente de potencia de salida.

2.1.3 VOLANTES DE INERCIA (FLYWHEEL)

Consiste en el almacenamiento mecánico de energía en forma de energía cinética mediante un disco de metal (8.000 rpm) o composite (60.000 rpm) que gira en un cámara de vacío [4].

Se cargan mediante el giro de un motor, mientras que la descarga de energía se consigue a través del mismo motor que actúa como un generador para producir electricidad. El potencial total de

energía es una función del tamaño y la velocidad del rotor, mientras que la potencia es una función del motor-generator. [7]

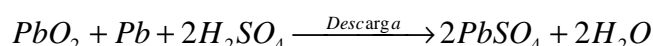
$$E(kWh) = \frac{1}{2} J \cdot \omega^2 \quad J: \text{momento de inercia}, \quad \omega: \text{velocidad angular}$$

Los volantes de inercia de primera generación sólo son adecuados, en general, para sistemas de energía a pequeña escala, no para sistemas a gran escala, ya que hay restricciones en la capacidad de almacenamiento. Los sistemas existentes tienen rendimientos altos, en torno al 93%-95% con una vida útil de alrededor de 15 años (>100.000 ciclos), densidad de alta potencia, recarga rápida y tiempos de respuesta rápidos. Las aplicaciones típicas son de alta potencia y de corta duración. También se ha demostrado que una potencial aplicación de los volantes es lograr efecto suavizante en la salida de las turbinas de viento, mediante la estabilización de la fuente de alimentación. Actualmente se encuentran en desarrollo volantes avanzados capaces de almacenar grandes cantidades de electricidad. Las desventajas de los volantes son: una densidad de energía relativamente baja, las grandes pérdidas en espera, los modos de fallo potencialmente peligrosos y el coste, 350 \$/kW que se considera elevado [8].

2.2 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

2.2.1 BATERÍA PLOMO ÁCIDO

La batería de plomo-ácido es el tipo de batería más maduro. Están compuestas de células apiladas, sumergidas en una solución diluida de ácido sulfúrico (H_2SO_4) como electrolito. El electrodo positivo de cada célula está compuesto de dióxido de plomo (PbO_2), mientras que el electrodo negativo es plomo (Pb). Durante la descarga, en los dos electrodos se obtiene sulfato de plomo ($PbSO_4$) y en el ciclo de carga, ambos electrodos regresan a su estado inicial.



Las reacciones redox reversibles deterioran los electrodos de la batería, dándoles un vida de entre 200-2000 ciclos (dependiendo de la profundidad de descarga, de las aleaciones y formas constructivas de los electrodos), con una eficiencia de ciclo (carga/descarga) entre 63-90% [9]. El tiempo de vida del sistema es muy variable, pero en general está comprendido entre 5-15 años para baterías de 2000 ciclos de vida [8] y [10] y es muy dependiente de la temperatura de funcionamiento. Las características nominales suelen darse a 20 o 25°C. A bajas temperaturas, la capacidad disminuye, mientras que a altas temperaturas de operación (hasta 45°C [11]) aumenta la capacidad de las baterías, pero reduciendo significativamente el tiempo de vida, por lo que no se recomienda superar temperaturas de 20-25°C.

Debido a su baja auto-descarga diaria < 0,1% [7] y [8], estas baterías son adecuadas para el almacenamiento de energía durante largos periodos de tiempo [7].

Las principales desventajas de la batería de plomo-ácido son la necesidad de mantenimiento periódico del agua destilada y su baja densidad de energía y potencia, 30 Wh/kg y 180 W/kg, respectivamente [7] y [8]. Además, en muchas ocasiones las baterías de plomo presentan ciclos de funcionamiento en un estado parcial de carga, que puede conducir a un fallo prematuro debido a la sulfatación [7]. Coste 200-600 \$/kWh [9].

2.2.2 BATERÍA Ni-CADMIO

El desarrollo de este tipo de baterías alcalinas recargables se ha llevado a cabo desde 1950, siendo una tecnología bien establecida en el mercado. Los principales componentes de las baterías de Ni-Cd son especies de níquel y cadmio como materiales de los electrodos positivo y negativo activos respectivamente, y solución acuosa de álcali como electrolito [12]. Durante el ciclo de descarga, $Ni(OH)_2$ es el material activo del electrodo positivo y $Cd(OH)_2$ es el material activo del electrodo negativo. Durante el ciclo de carga, $NiOOH$ es el material activo y Cd metálico el material activo del electrodo negativo. La solución alcalina KOH actúa como electrolito [13].

En general las baterías de Ni-Cd se dimensionan para que puedan inyectar su potencia nominal durante 2 h [13].

La batería de Ni-Cd tiene buenas características con respecto a su largo ciclo de vida (> 3.500 ciclos [13]). Su ciclo de vida depende altamente de la profundidad de descarga, puede alcanzar más de 50.000 ciclos al 10% de la profundidad de descarga [8]. Otras características son el bajo mantenimiento y autodescarga de 0.2-0.6% por día [8].

Aunque la batería de Ni-Cd presenta unas características técnicas buenas, no han tenido un éxito comercial importante, debido principalmente a sus considerables costes de adquisición, varias veces las de plomo: más de 1500 \$/kW [7] y [8] y a la competencia de las pilas NiMH.

Los principales inconvenientes de las pilas de Ni-Cd son su toxicidad y el hecho de que sufren un efecto de memoria muy alto [7].

2.2.3 BATERÍAS DE SODIO-AZUFRE (NaS)

De tecnología relativamente reciente, desarrollada originalmente para automoción, las baterías de NaS son una de las opciones más prometedoras para el almacenamiento de energía en aplicaciones de alta potencia.

El ánodo de este tipo de batería es de sodio (Na) y el cátodo está hecho de azufre (S) separados por un electrolito sólido de beta alúmina que permite el paso de iones de sodio Na^+ [7]. Durante el ciclo de descarga, el material metálico anódico (sodio) se oxida, liberando iones de Na^+ , mientras que el material catódico se reduce, la liberación de S^{2-} aniones de azufre. Durante el ciclo de carga en la reacción ocurre lo contrario; el polisulfuro de sodio se decompone en sodio y azufre.

Una característica importante de este tipo de batería es su alta temperatura de operación, alrededor de 350°C [12]. Presentan problemas con aislamiento térmico pero como las reacciones son exotérmicas, la entrada de energía requerida para mantener una temperatura de funcionamiento adecuada es baja y, por tanto, la eficiencia de la batería no se reduce sustancialmente [14]. Cuanto menor es la resistencia electrolítica de la batería, mejor es el rendimiento debido a la minimización de la energía perdida en forma de calor en el electrolito [7].

Uno de los mayores fabricantes de baterías NaS es la empresa Japonesa NGK. Uno de sus modelos puede inyectar 50 kW (potencia nominal) durante 7 h [15]. La densidad de energía y la eficiencia energética de este tipo de baterías son muy altos, 150-240 Wh/kg y el 80-90% respectivamente [8].

Otras características importantes de las baterías NaS es que no se autodescargan, tiene bajo mantenimiento y su reciclado es del 99% [7] y [8], la vida útil está entre 2.500 - 4500 ciclos y el coste 500 \$/kWh [8].

2.2.4 BATERÍA DE Li-ION

Li-ion son una tecnología reciente con origen en los laboratorios Bell en la década de 1960 y comercialización por primera vez por Sony en 1990 [9]. Las características que definen las batería de Li-ion son el ciclo de vida alto, alta densidad de energía, alta eficiencia y alto coste (4000 \$/kW ó 2500 \$/kWh [8]), lo que ha llevado a su uso en dispositivos electrónicos de consumo en formato pequeño [2] y [9].

En este tipo de baterías la transferencia de carga se produce a través de la intercalación de iones en lugar de por reacción química de los electrodos. Dado que la sobrecarga y la reacción secundaria son mínimas la batería Li-ion puede lograr sobre el 90% de eficiencia energética [8] y casi el 100% de eficiencia de carga [9].

El origen de Li-ion son pequeños dispositivos electrónicos portátiles, y como tales, rangos típicos de capacidad de almacenamiento de 100 a 5000 mAh. La aplicación de Li-ión para el almacenamiento a escala de red es un desarrollo reciente. Se han instalado sistemas conectados a la red con batería de litio en distintos lugares para satisfacer distintas necesidades, incluyendo la integración de renovables y la estabilidad de la red [9]. En general las perspectivas para las baterías de litio en aplicaciones de redes son muy positivas ya que el precio sigue bajando y el rendimiento mejora.

Se requiere el uso de circuitos de control complejos para evitar la sobrecarga que inmediatamente se traduce en sobrecalentamiento y posible fallo [9].

Otras características son la larga vida útil, los ciclos de vida dependen del uso, más de 3000 ciclos con el 80% de profundidad de descarga [2]. Gran densidad de energía y potencia (75-200 Wh/kg y 75-300 /kg) [9] y [8] y muy baja autodescarga, 01-0.3 % por día [8] y [9].

2.2.5 BATERÍAS DE FLUJO

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de flujo están siendo desarrollados en la actualidad para el suministro eléctrico en instalaciones aisladas y lugares alejados de núcleos urbanos e industriales.

Una de las características más importantes de este tipo de baterías es que la potencia que suministran y la capacidad de almacenamiento son independientes. La potencia está determinada por el número de celdas y el tamaño de los electrodos mientras que la capacidad de almacenamiento es función de la concentración y el volumen de electrolito.

Otras características interesantes de las baterías de flujo son su capacidad para llegar a estar completamente descargadas sin ningún tipo de daño, y su muy baja auto-descarga, ya que los electrolitos se almacenan por separado en tanques cerrados. Por lo tanto, las baterías de flujo redox son sistemas con una larga vida y de bajo mantenimiento, capaces de almacenar energía durante largos períodos de tiempo.

Algunas de las baterías de flujo que han sido desarrolladas hasta el momento son las siguientes: Vanadio redox (VRB), Vanadio-Bromo redox (VBr), Hierro-Cromo redox, Zinc-Bromo redox y Zinc-Cerio redox

Las baterías que mejores resultados han proporcionado hasta el momento son las basadas en pares redox de Vanadio, alcanzando una eficiencia entre 75 y 80% bajo condiciones favorables [9].

Un esquema simple de la VRB se puede ver en la figura 2.

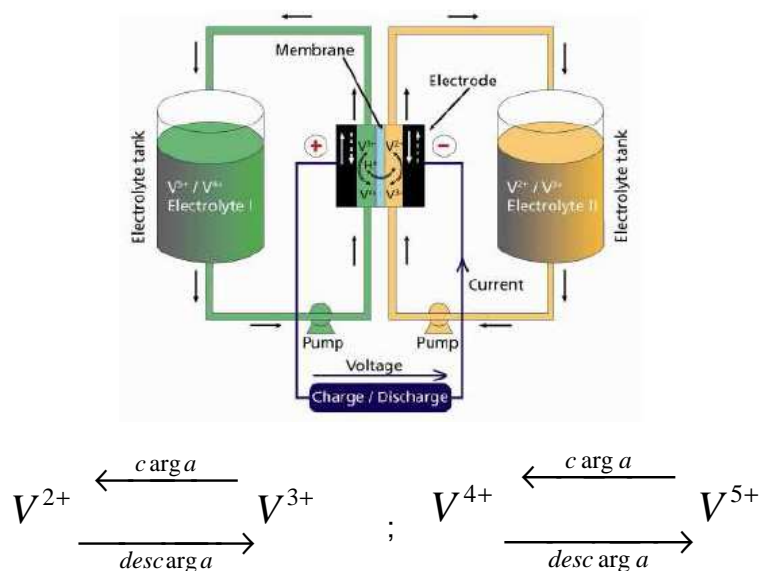


Figura 2. Esquema de una batería VRB [9]

Ambas, potencia y capacidad, pueden modificarse fácilmente por separado, desde unas pocas horas hasta días e incluso semanas, en función de la demanda de las instalaciones que utilicen generación de energía eólica o fotovoltaica.

Las baterías redox de vanadio (VRB) son un tipo de batería de flujo adecuado para aplicaciones de pequeña y mediana escala. Desde el desarrollo de la tecnología de VRB en la década de 1980, en la actualidad hay más de 20 MWh de VRB instalada en el mundo. Las baterías instaladas VBR se utilizan para la nivelación de carga, en sistemas de potencia en zonas remotas, el suministro

ininterrumpido de energía y la estabilización de las energías renovables. Se han utilizado para mitigar las fluctuaciones en el viento y la energía solar y de respaldo de calidad de energía y potencia. Se caracterizan como un sistema de almacenamiento con bajo impacto ambiental. Las plantas pueden actualizarse a un coste incremental relativamente bajo, aumentando el volumen de electrolitos para almacenar más energía o añadiendo nuevas celdas para aumentar la potencia [9].

Estas baterías son modulares hasta 5 kW/10 kWh, tienen una eficiencia del 75% -80%, y con un mantenimiento anual adecuado, tienen un vida máxima de entre 10.000 - 12.000 ciclos al 100% de profundidad de descarga porque los electrolitos no se degradan y no se auto-descarga [9]. Sin embargo, debido a su baja densidad de energía de 16-33 kWh/m³, requieren una gran cantidad de espacio, sistemas complejos, y sólo son adecuadas para aplicaciones estacionarias pequeñas o medianas. Coste moderado (150-1000 \$/kWh) [9]

Un problema importante de VRB es el rango de temperatura de funcionamiento limitado (10°C a 35°C) [9] y [16]. Esta circunstancia justifica la limitación de su uso dentro de un ambiente de clima controlado, aunque mediante adiciones de electrolitos se puede ampliar este rango [9] y [17].

Los aspectos de esta tecnología están actualmente en desarrollo no habiendo llegado a la madurez comercial. El área de investigación más activo es el diseño, fabricación y uso de varios separadores/membrana materiales, ya que esto afecta al rendimiento y la vida (mayor conductividad iónica y una buena resistencia a la degradación) [9].

2.2.6 HIDRÓGENO

El hidrógeno puede obtenerse de varias maneras: por medio de electrólisis de agua (por ejemplo a partir de energías renovables, tales como instalaciones de energía solar o eólica), o mediante la gasificación de la biomasa, carbón o combustibles gaseosos (que es la opción más común) [7].

Cuando el hidrógeno se almacena, la tecnología utilizada se conoce como Pilas de Combustible Regenerativa [18].

El sistema se compone de los siguientes elementos: un electrolizador de agua (elemento clave del sistema), un sistema de pila de combustible, un almacenamiento de hidrógeno y un sistema de conversión de potencia. Esta tecnología es la encargada de llevar a cabo la transformación electroquímica con el fin de almacenar energía en forma de hidrógeno y lo inyecta en forma de electricidad a la red cuando sea necesario.

El almacenamiento de hidrógeno en tanques de metal puede ser adecuado para gran volumen y aplicaciones para almacenamiento a largo plazo (más de 30 h), mientras que el almacenamiento del hidrógeno en hidruros metálicos puede ser adecuado para períodos de almacenamiento de más de 3h [7]. Otras tecnologías de almacenamiento de menor desarrollo son la licuefacción del hidrógeno y el almacenamiento en nanofibras de carbono.

Hay muchos tipos de células de combustible con fines de generación fija y distribuida [19], dependiendo de su material electrolítico. Celdas de Combustible con Membrana de Electrolito de Polímero (PEMFC), pila de combustible alcalina (AFC), Celdas de Combustible de carbonato fundido (MCFC) y la célula de combustible de óxido sólido (SOFC). Las Celdas de Combustible con Membrana de Electrolito de Polímero es la tecnología más utilizada por su baja temperatura de operación (entre 50 y 100° C) y bajos niveles de mantenimiento y corrosión.

El dimensionamiento de la pila depende del tipo de tecnología utilizada, que va de 100 kW pilas PEMFC a 2 MW pilas SOFC. Las pilas de combustible destacan por su buen comportamiento dinámico, lo que permite una rápida puesta en marcha, incluso a carga parcial. Durante su operación no hay emisiones acústicas y sólo descargan agua como subproducto [18].

Como son baterías de flujo, la potencia y la capacidad de carga no son características similares. Además, ya que están diseñados en una forma modular, se puede lograr sistemas de alta energía con más de 100 MWh y con alta potencia de pico, más de 10 MW [7].

Su prácticamente cero auto-descarga (dependiendo del tipo de almacenamiento de hidrógeno) permite a estos sistemas almacenar la energía durante largos períodos de tiempo. Su vida útil se

estima en más de 15 años y 20.000 ciclos de carga y descarga (al 100% de profundidad de descarga) [7]. Uno de los mayores inconvenientes es su baja eficiencia energética, alrededor del 25%-30% [9] y [20], debido a las eficiencias energéticas relativamente bajas de la pila de combustible y el electrolizador, alrededor del 60% y 70% respectivamente [7]. Su baja eficiencia y su elevado coste (10.000 \$/kW [8], ya que se trata de instalaciones grandes y complejas, hacen que no se emplee esta tecnología en instalaciones de generación renovable, continuando en proceso de investigación [20].

2.3 ALMACENAMIENTO ELECTROSTÁTICO

2.3.1 SUPERCONDENSADORES

Los supercondensadores también conocidos como condensadores electroquímicos de doble capa, ultracondensadores o EDLC por sus siglas en inglés, son dispositivos electroquímicos capaces de contener una densidad de energía inusualmente alta en comparación con los condensadores normales, presentando una capacidad miles de veces mayor que la de los condensadores electrolíticos de alta capacidad [1] y [7]. Los EDLC comerciales de mayor tamaño cuentan con capacidades de hasta 5000 F, alcanzando densidades de energía de hasta 30 Wh/kg [7].

Al igual que las baterías, los supercondensadores se basan en células electroquímicas que contienen dos electrodos conductores, un electrolito y una membrana porosa a través de la cual está permitido el tránsito de iones entre los dos electrodos. Esta estructura crea dos condensadores (debido a las dos interfaces, electrolito - electrodo negativo y el electrolito - electrodo positivo), y por esta razón, se les llama de doble capa [7].

La energía almacenada en los condensadores es directamente proporcional a su capacidad y el cuadrado de la tensión entre los terminales de la célula electroquímica, mientras que la capacidad es proporcional a la superficie de los electrodos e inversamente proporcional a la distancia entre los electrodos. Por lo tanto, la principal diferencia entre los condensadores y supercondensadores es el uso de electrodos porosos con elevadas áreas, proporcionando una mayor densidad de energía para el sistema [7].

$$E = \frac{1}{2} C \cdot V^2 \quad C = \epsilon \frac{S}{d}; \quad C: \text{Capacidad}, V: \text{Tensión}$$

Debido a su baja tensión de célula (aproximadamente 3 V), la tensión deseada y la capacidad del supercondensador se consiguen mediante la conexión serie paralelo de un conjunto de células [21].

Hay varios tipos de electrolitos y la elección del material de éstos es muy importante, ya que su tensión de ruptura limita el voltaje de la celda supercapacitora, se pueden clasificar en electrolitos acuosos y electrolitos orgánicos, que son más comunes [22].

Los materiales del electrolito y del electrodo tienen una influencia fundamental en la energía y la potencia del supercondensador, así como su comportamiento dinámico. El producto de la resistencia equivalente del electrolito y la capacidad determinan las constantes de tiempo de carga y descarga. Esta resistencia equivalente es muy pequeña (menos de 1 miliohmio [7]), por lo tanto se puede lograr constantes de tiempo cortas.

Se puede lograr densidades de potencia 10 veces mayores que para las baterías, lo que combinado con la alta auto-descarga del sistema, que puede ser 20% de su capacidad nominal en 12 h, y a la casi despreciable resistencia equivalente de contacto entre el electrolito y los electrodos [7] y [23], definen el sistema como un candidato para aplicaciones en pequeñas escala de tiempo y respuestas en tiempo cortos.

Otras características importantes de supercondensadores son su larga vida, más de 5×10^4 - 10^5 ciclos [7] y [24], prácticamente sin mantenimiento y la eficiencia energética de alrededor de 90-95% [8]. El ciclo de carga y descarga del sistema es muy rápido sin riesgo de sobrecarga, de unos 1-30 s en la potencia nominal, la potencia y la energía específicas del sistema son muy altos, 2000-5000 W/kg y 20.000-30.000 W/m³ respectivamente [7]. Sin embargo, la densidad de energía es baja, 2.5-15 Wh/kg, debido a la dificultad de acceso de los iones por la superficie porosa del electrodo [7] y [8].

El rango temperatura de funcionamiento es de -40 a 70 °C [8]. Se ha demostrado su integración para disminuir las fluctuaciones de tensión y de potencia con los aerogeneradores de velocidad fija conectados a la red [8].

Sin embargo, son caros, con baja densidad de energía y, debido a variaciones en la tensión durante la descarga, requieren de electrónica de potencia, aumentando el nivel de complejidad del sistema. Su coste se estima en 5 veces mayor que el coste de la batería de plomo, 2000 \$/kWh [8].

2.3.2 SMES - BOBINAS SUPERCONDUCTORAS

El sistema de las SMES es una tecnología relativamente reciente [7]. Su funcionamiento se basa en el almacenamiento de energía en un campo magnético, que es creado por una corriente continua a través de una gran bobina superconductora a una temperatura criogénica.

La energía almacenada se calcula como el producto de la autoinductancia de la bobina y el cuadrado de la corriente que fluye a través de ella [25].

$$E = \frac{1}{2} L I^2 ; L = \text{Inductancia, } I = \text{corriente}$$

La caracterización de la bobina tiene un papel central en el diseño del sistema. Dependiendo de las temperaturas de operación, las bobinas superconductoras se pueden clasificar como: bobinas de alta temperatura (HTS), que trabajan a temperaturas de alrededor de 70 K y bobinas de baja temperatura (LTS), una tecnología más madura, con temperaturas de trabajo de alrededor de 5 K. Un equilibrio entre el coste y los requerimientos del sistema determina la tecnología utilizada.

La corriente máxima que puede fluir a través del superconductor depende de la temperatura. De hecho, con la menor de las temperaturas de funcionamiento, se puede alcanzar la mayor de las corrientes de funcionamiento. Se ha experimentado con densidades de flujo alrededor de 10 T a 4,2 K y se han conseguido densidades de energía de 40 MJ/m³ [21]. Por tanto, mayores densidades de energía que para los volantes de inercia y que baterías convencionales.

El sistema de refrigeración es un elemento central del sistema, ya que es fundamental para obtener una bobina superconductora en su estado criogénico. Afortunadamente, la energía requerida para los sistemas de refrigeración es mucho menor que la energía almacenada en el sistema. A pesar de las pérdidas las SMES tienen una eficiencia energética muy alta hasta 98% [8].

Algunas de sus características más importantes son: su capacidad de inyectar o absorber grandes cantidades de energía en un tiempo muy corto (respuesta rápida), su capacidad oscila entre 100 kW y 10 MW y la potencia nominal sólo es posible inyectarla durante unos minutos antes de ser descargada [25]. Además, los sistemas SMES tienen un ciclo de vida muy largo (>100.000 ciclos) [8] y [25]. Estos sistemas son muy apropiados para resolver problemas de calidad de red por su respuesta rápida.

A pesar de sus buenas características tecnológicas, en realidad hay muy pocos sistemas SMES construidos, principalmente debido a su alto coste, entre 1.000 y 10.000 \$/kW [7] y [8].

2.4 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Los sistemas de almacenamiento de energía térmica comprenden las opciones térmicas de bajas y altas temperaturas [8]. De baja temperatura solo tiene utilidad para aplicaciones eléctricas el almacenamiento criogénico. El almacenamiento de energía criogénica es una tecnología en desarrollo, utilizando el suministro de energía de pico o fuentes de energía renovables para generar fluido criogénico, que luego se puede utilizar en un motor de calor criogénico para generar electricidad [8]. Debido al alto consumo de energía solo se retorna alrededor de 40-50% de la energía invertida. Esta tecnología está todavía en desarrollo [8].

Los almacenamientos de energía térmica a alta temperatura (HT-TES) se clasifican como almacenamientos de calor sensible o latente.

El sistema de almacenamiento de calor sensible se aplica mediante calentamiento de medios para almacenar energía sin cambio de fase del medio, tales como vapor y acumuladores de agua caliente,

hormigón, grafito, sales fundidos y rocas calientes, [26]. El calor es recuperado cuando sea necesario, para producir vapor de agua y mover un sistema de turbo-alternador. El método de almacenamiento de calor sensible se está popularizando porque los costes de desarrollo son relativamente bajos y la fabricación es simple, sin embargo, la densidad de energía de este método de almacenamiento térmico es menor que para otras tecnologías térmicas [27].

Los sistemas de calor latente utilizan materiales de alta temperatura con fases cambiantes, incluyendo parafina, sales inorgánicas y metales, para almacenar el calor [27]. Estos sistemas implican la transformación sólido-sólido o líquido-sólido del material que están a temperatura constante. Los materiales de calor latente tienen una alta temperatura y densidad de energía, almacenamiento de entre 5 y 14 veces más calor por unidad de volumen que los materiales de almacenamiento por calor sensible [27]. La mayoría de los materiales de cambio de fase no son tóxicos, con ciclos de vidas largos y sufren pequeños cambios de volumen durante el cambio de fase [27]. Estos sistemas han encontrado un uso particular con la energía solar térmica. La ventaja del almacenamiento térmico de concentración de energía solar térmica es que la energía es recogida y almacenada en forma de calor directamente, sin conversión a la electricidad, lo que aumenta significativamente la eficiencia de retorno del proceso [8]. La mayoría de los materiales de cambio de fase tienen baja conductividad térmica, lo que repercute en una carga lenta y altas tasas de descarga del proceso [26] y [2].

2.5 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Como se ha visto, existe una amplia gama de opciones disponibles para almacenar energía. A medida que el porcentaje de las energías renovables en la red sigue en aumento, los métodos de almacenamiento son más críticos para el suministro de energía segura y sin interrupciones. La elección del sistema de almacenamiento dependerá de las necesidades individuales, sin embargo, en muchos casos será necesario incorporar más de un tipo de almacenamiento de energía en sistemas que proporcionan grandes cantidades de energía. Con la información que nos proporcionan de forma resumida la figura 3 y la tabla 2 se puede tomar una decisión más o menos acertada acerca de qué tecnología es más apropiada en función de lo que interese, calidad de red, gestión de energía o almacenamiento.

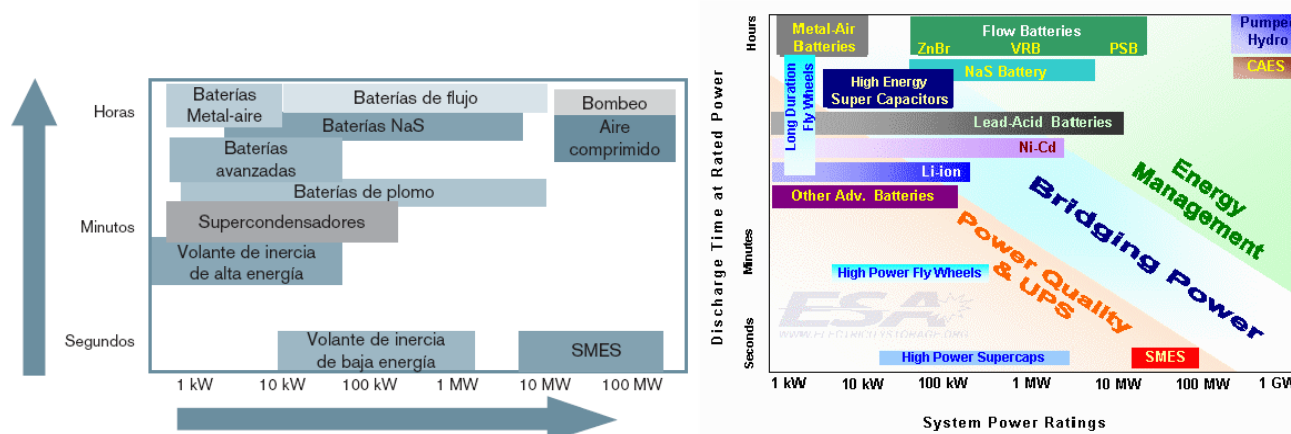


Fig. 3 Tablas comparativas de sistemas de almacenamiento en función de la potencia y el tiempo de descarga a potencia nominal [Fuente ESA]

	Eficiencia (%)	Capacidad (MW)	Densidad Energética (Wh/kg)	Tiempo de almacenamiento (ms/s/m/h)	Coste (\$/kW)	Coste (\$/kWh)	R e s p u e s t a	Vida (años)	V i d a (Ciclos)	Autodescarga Por día	T i e m p o de carga
Bombeo hidráulico	75-80	100-50000	0.5-1.5	1-más 24h	600	100	Rápida	40-60	>13000	Muy pequeña	Horas
CAES	70-89	5-400		1-más 24h	800	50	Rápida	20-40	13.000	Pequeña	Horas
Volante de inercia (Flywheels)	93-95	0.25	10-30	ms-15 m	350	5000	Muy rápida >4 ms	≈15	>100.000	100 %	Minutos
Supercondensador	90-95	0.3	2.5-15	ms-60m	300	2000	Muy rápido	+20	>50.000	20-40 %	Segundos
SMES	95-98	0.1-10	0.5-5	ms-8s	300	1.000-10.000	Muy rápido >3 ms	+20	>100.000	10-15 %	Minutos
Baterías Pb-Acido	63-90	0-40	30-50	s-h	300	20-600	Rápido (ms)	5-15	2000	0.1-0.3 %	Horas
Baterías NaS	80-90	0.05-8	150-240	s-h	3000	500	Rápido (ms)	10-15	4500	Sin autodescarga	Horas
Baterías Ni-Cd	60-65	0-40	50-75	s-h	1500	1500	Rápido (ms)	10-20	3000	0.2-0.6 %	Horas
Baterías Li- Ión	85-90	0.1	75-200	m-h	4000	2500	Rápido (ms)	5-15	4500	0.1-0.3 %	Investigación
Baterías Flujo (VRB)	75-80		10-30	1-más24 h		150-1000			10000-12000	Despreciable	
Almacenamiento térmico CES	40-50	0.1-300	150-250	1-8h	300	30		20-40	>13000	0.5-1 %	Horas
Almacenamiento térmico HT-TES	30-60	0-60	80-200	1-más 24h		60		5-15	>13000	0.05-1 %	Horas
Hidrógeno (pilas de combustible)	20-50	0.-50	800-10000	1-más 24h	10.000		> 1 s	5-15	>1000	Despreciable	Horas

Tabla 2. Resumen características para las diferentes tecnologías de almacenamiento [8] y [9].

3 ANÁLISIS DE LAS CURVAS HORARIAS DE PRODUCCIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA. COMPARACIÓN CON OTRAS TECNOLOGÍAS. COMPARACIÓN CON LA CURVA DE DEMANDA NACIONAL.

Con el fin de analizar las curvas horarias de producción eléctrica nacional y la curva de demanda nacional se han escogido dos días de 2011, concretamente el lunes 10 de enero y el domingo 23 de enero para comparar un día laborable y uno festivo ya que los hábitos de consumo son diferentes dependiendo de que el día sea festivo o no.

La curva de carga o de demanda de energía eléctrica en España tiene las siguientes características:

- Horas de menor consumo: noche y primeras horas de la madrugada. Estas horas son las denominadas horas valle.
- Puntos de consumo de mayor demanda a las 12.00 y 20.00 horas. Estas horas son los denominados picos de demanda.

En la figura 4 se han representado las curvas de demanda para los días 10 y 23 de enero de 2011, en estas curvas se puede observar que existen unos picos de demanda muy claros en unas determinadas horas del día y otras franjas horarias en las que la demanda es mínima. Si comparamos las curvas de ambos días vemos que la curva de demanda del domingo, además de ser menos elevada la curva, es más uniforme presentando menor diferencia entre los picos y los valles. De igual modo si comparásemos dos días comprendidos en épocas diferentes del año observaríamos que hay diferencias de invierno a verano puesto que los factores climatológicos producen una modificación en los hábitos de consumo de los usuarios.

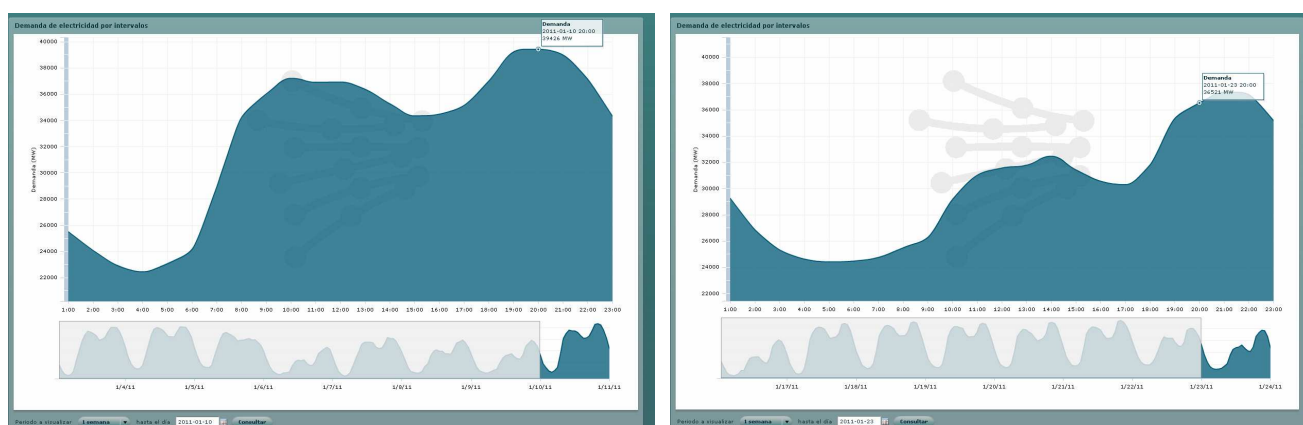


Figura 4. Curvas de demanda 4a) día 10/01/2011(lunes) y 4b) día 23/01/2011 (domingo) - Fuente REE

Las tecnologías de generación eléctrica existente en España para cubrir la demanda son muy variadas. En los últimos años se han producido notables cambios en el mix eléctrico español, en el que el ciclo combinado, la energía eólica y el resto de tecnologías del régimen especial han irrumpido con gran fuerza, colocándose, sobre todo las dos primeras, a la cabeza de las tecnologías con mayor potencia instalada.

La eólica supone ya prácticamente el 20% de toda la potencia instalada en España, siendo la segunda tecnología en potencia instalada a cierre del año 2010, sólo por detrás del ciclo combinado (25,86%), como se puede observar en la figura 5. Tras ellas, encontramos a la hidráulica (16%), el carbón (11,5%), el resto del régimen especial (9,6%), la nuclear (7,4%), el fuel/gas (5,7%) y la solar (4,03%).

Potencia por tecnologías a finales del año 2010					
	Sistema peninsular (MW)	Sistemas extra-peninsulares (MW)	Total nacional (MW)	% 2010/2009 (Total nacional)	% sobre el total
Hidráulica	16.657	1	16.658	0,00%	16,05%
Nuclear	7.716		7.716	0,00%	7,43%
Carbón	11.380	510	11.890	0,18%	11,45%
Fuel/gas (i)	2.860	3.029	5.889	1,27%	5,67%
Ciclo Combinado	25.220	1.624	26.844	9,07%	25,86%
Total Régimen Ordinario	63.833	5.164	68.997	3,49%	66,47%
Eólica	20.533	143	20.676	7,98%	19,92%
Solar	4.018	0	4.187	15,30%	4,03%
Resto Régimen Especial	9.783	160	9.943	1,00%	9,58%
Total Régimen Especial	34.334	472	34.806	6,71%	33,53%
Total General	98.167	5.636	103.803	4,55%	100,00%

Fuente: REE, AEE

Figura 5 Potencia por tecnología a finales de 2010. Datos de la eólica de AEE y resto de REE

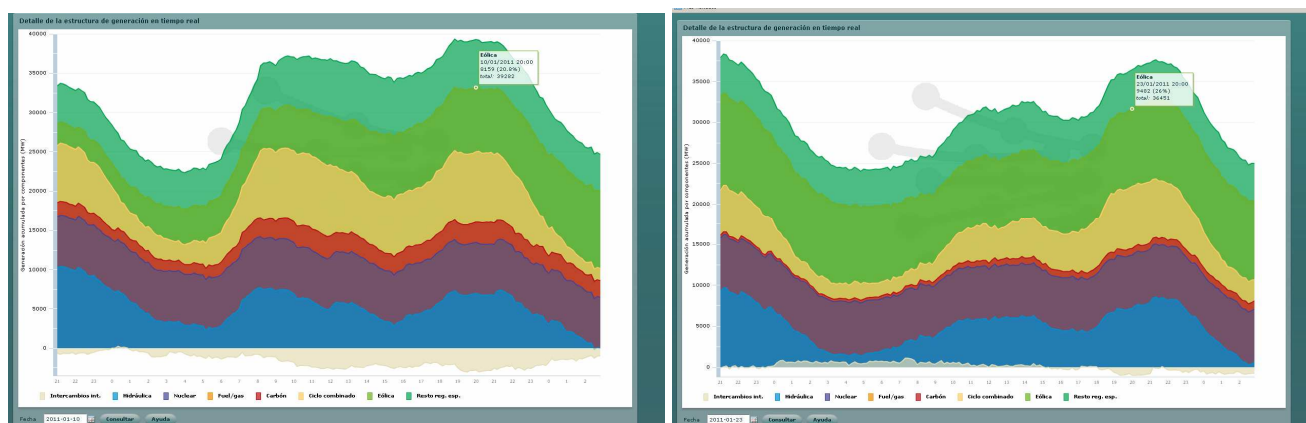


Figura 6. Estructura de la generación en tiempo real

6a) día 10/01/2011 y 6b) día 23/01/2011- Fuente REE

Del análisis de las curvas de las figuras 4 y 6 se puede deducir que la eficiencia de la infraestructura eléctrica española no es la óptima, es decir, cuanto más se aplane la curva más optimizado estará el sistema. Aún en el mejor de los casos en que la potencia instalada estuviese ajustada a la demanda en las horas pico, como la demanda es menor en las horas valle, tendríamos potencia instalada sobrante, pero además, en España la potencia instalada es muy superior a la necesaria para cubrir la demanda pico, lo que hace que el sistema esté aún más infrautilizado.

Una de las soluciones para aumentar la eficacia del sistema sería una correcta gestión de la demanda. La gestión de la demanda es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía para que se modifique el perfil de consumo diario. Estas medidas contribuyen a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto. En la figura 7 se representan cuatro opciones posibles para gestionar la demanda, la segunda trata de intentar desplazar el consumo a las horas valle suavizando la curva de demanda y la tercera, como se ha dicho anteriormente, consiste en disponer de instalaciones de almacenamiento. En la España peninsular se dan dos elementos muy importantes: la limitada capacidad de bombeo, que supone la alternativa óptima de almacenamiento nocturno, y por otro lado las dificultades de colocar excedentes de generación en los sistemas eléctricos de los países vecinos. Luego, la solución pasa como se ha indicado al comienzo de este trabajo por encontrar sistemas óptimos de almacenamiento de manera que nos permita almacenar energía en las horas valle y verterla a la red en las horas punta, consiguiendo además maximizar los beneficios de la instalación ya que los precios de la energía son más altos en las horas punta.



Figura 7. Soluciones de gestión de la demanda. Fuente REE

Se puede comprobar en la figura 6 que la potencia aportada por la energía eólica supone un porcentaje elevado, superando el 20 % para la mayoría de las horas, llegando a aportar, en este caso, hasta el 40% el día 23 de enero de 2011, a las 3:50 horas.

Con la información disponible no podemos determinar si la potencia instalada de eólica y fotovoltaica es utilizada al 100% para generar la energía aportada, según las curvas, por estas tecnologías. Lo más probable es que, sobre todo en el caso de la eólica en las horas valle, la capacidad de ésta sea superior a la demandada ya que normalmente las horas de más viento suelen coincidir con las horas de menor consumo. Si fuera el caso, la energía sobrante se podría almacenar y venderla en las horas pico o suministrar energía en los casos en que los aerogeneradores no pueden aportar energía, entre otras razones porque el recurso eólico sea insuficiente (baja velocidad de viento) para accionar los aerogeneradores o excesivo (velocidad de viento muy elevada) que suponga tener que parar los aerogeneradores.

4 ANÁLISIS DE LOS PRECIOS HORARIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL Y DE LAS PRIMAS A LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA Y EÓLICA

En la figura 8 se han representado las curvas de demanda y precios horarios de la energía según OMIE para los días 10 y 23 de enero de 2011, en estas curvas se puede observar lo indicado en el punto anterior, existen unos picos de demanda muy claros en unas determinadas horas del día y otras franjas horarias en las que la demanda es mínima. Se puede ver también que los precios más altos de la energía coinciden con las horas de mayor demanda y son más reducidos en las horas de menos demanda, horas valle y llano. Si comparamos las curvas, tanto de precios como de demanda, de ambos días, vemos que las curvas del domingo, además de ser menos elevadas, son más uniformes presentando menos diferencia entre los picos y los valles.

Si comparásemos dos días comprendidos en épocas diferentes del año observaríamos que hay diferencias en los precios para invierno o verano puesto que los factores climatológicos producen una modificación en los hábitos de consumo de los usuarios y esto repercute en el precio de la energía en el mercado.

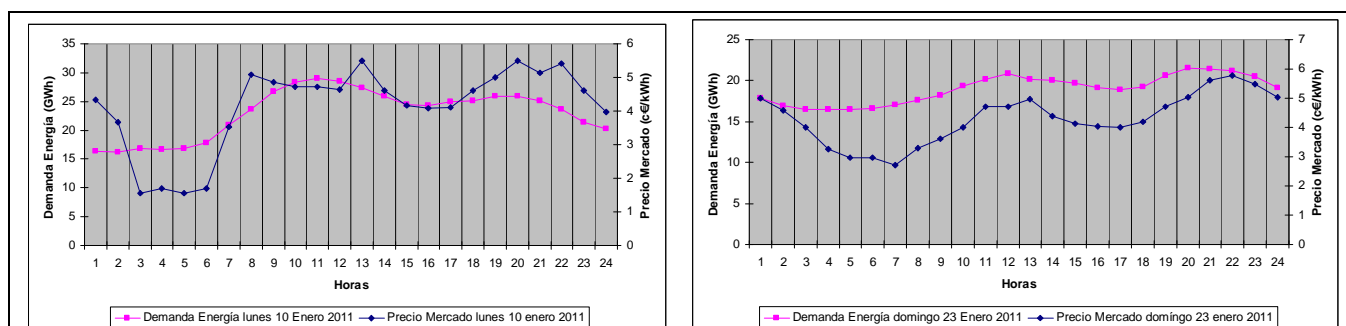


Figura 8. Representación gráfica demanda y precio horario OMIE días 10 y 23 de enero 2011.

En estas gráficas, a pesar de corresponder al mismo día que las analizadas en el punto anterior, se observa que los valores de energía son menores debido a que en este caso sólo representan la energía intercambiada en el mercado OMIE y en las gráficas del punto anterior se representan la demanda horaria en tiempo real incluyendo los contratos bilaterales.

Como se ha indicado en este trabajo, combinando los sistemas de generación con sistemas óptimos de almacenamiento que nos permitan almacenar energía en las horas valle y verterla a la red en las horas punta, se conseguiría mejorar la eficiencia del sistema y a su vez maximizar los beneficios de la instalación ya que los precios de la energía son más altos en las horas punta.

Centrando el análisis en los sistemas de generación fotovoltaica y eólica por tratarse de tecnologías que pueden acogerse al régimen especial, la energía eléctrica se puede vender a la red según la tarifa regulada (precio fijo para cada tecnología, invariable a lo largo del año) o acogerse a la venta en el mercado, en cuyo caso se suma al precio de mercado una prima, distinta para cada tecnología.

Si la prioridad del sistema es vender energía eléctrica a la red, en el sistema fotovoltaico-eólico, la generación fotovoltaica se vende a un precio de tarifa determinado, fijado en el R.D. 661/2007 (los precios de la energía eléctrica los actualiza el gobierno al final de cada año en una orden que se publica en BOE), mientras que la energía generada por los aerogeneradores se venderá a otro precio determinado, fijado en la tarifa regulada de dicho R.D. Es decir, cada tecnología tiene su precio de venta.

La última orden que fija las primas para las instalaciones acogidas al RD 661/2007 es la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Estas primas se indican en la tabla 3 para los subgrupos b.1.1 instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica y subgrupo b.2.1 instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348			
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997			
b.2	b.2.1		primeros 20 años	8,1270	2,0142	9,4273	7,9103
			a partir de entonces	6,7921			

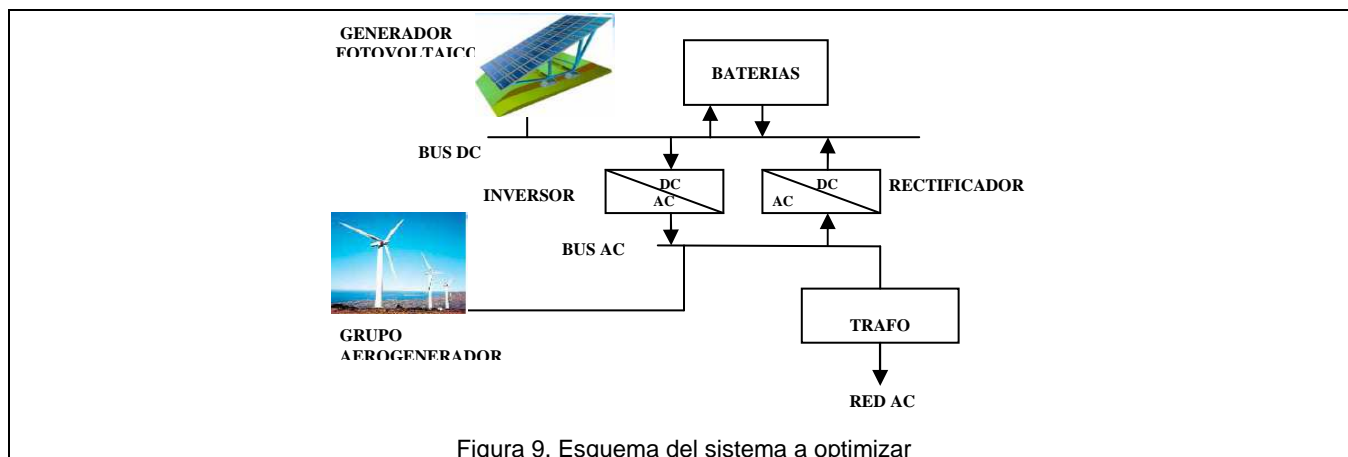
Tabla 3. Tarifas, primas y límites, para las instalaciones de la categoría b.1.1 y b.2.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. (Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre)

Mediante Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del real decreto-ley, entre las que se encuentran la eólica y fotovoltaica. Por consiguiente, actualmente las nuevas instalaciones solo obtendrán por la venta de energía el precio del mercado. Este hecho justifica aún más la necesidad de disponer de almacenamiento con el fin de optimizar más la instalación e intentar vender la mayor cantidad de energía y si es posible en los periodos en los que el precio de mercado es más alto, es decir en los picos de demanda.

5 ESTUDIO DE UN SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA Y EÓLICA CONECTADO A LA RED. OPTIMIZACIÓN CON ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

En este punto del trabajo se estudia un sistema de generación fotovoltaica y eólica conectado a red al cual se le implementará un sistema de almacenamiento energético mediante baterías (Figura 9).

Supondremos que la instalación se encuentra en Zaragoza (Latitud $41,66^\circ$, Longitud $0,86^\circ$).



En primer lugar se realiza la simulación del sistema sin incluir ningún tipo de almacenamiento con el fin de obtener datos y compararlos con los que obtengamos de la simulación con almacenamiento.

Las simulaciones se han realizado con la aplicación informática iGRHYSO.

Para realizar las simulaciones será preciso introducir los siguientes datos, algunos de ellos se han tomado de la revisión bibliográfica y para otros se ha realizado una suposición.

Radiación solar: tomamos valores medios mensuales para Zaragoza, datos obtenidos de la página web de la NASA (anexo III).

Paneles solares sin seguimiento solar (inclinación óptima) y orientación sur (azimut 0°), y reflectividad del suelo 0.2 (figura 10).

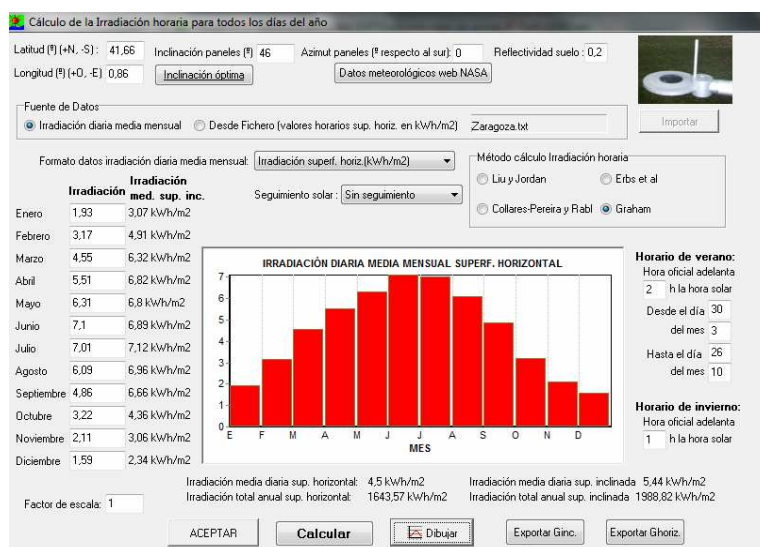


Figura 10 Datos recurso solar

Generador fotovoltaico: potencia pico 1.000 kWp, coste de adquisición 3.000.000 € (3.000 €/kW [28]), incluye la parte proporcional de cableado y transformadores, costes de operación y mantenimiento 30.000 €/año (30€/kW/año, aproximadamente 1% costes de inversión [28]), vida útil estimada 25 años.

Viento: Para los datos de viento utilizaremos datos de viento del aeropuerto de Zaragoza (valores horarios tomados en 2007) (Figura 11)

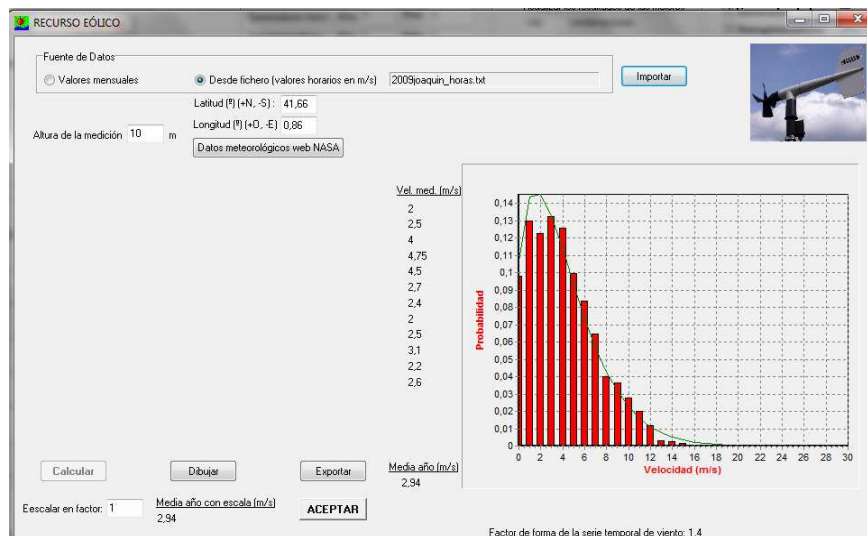


Figura 11. Datos Recurso eólico

Aerogenerador: potencia 2.500 kW para $v_{\text{viento}}=16$ m/s (Figura 12), altura buje 80 m, coste de adquisición 3.750.000 € (1.500 €/kW [28]), incluye la parte proporcional de cableado, transformadores y rectificador, costes de operación y mantenimiento 93.750 €/año (37,5 €/kW/año aproximadamente el 2,5 % del coste de inversión [28]) y vida útil estimada de 25 años.

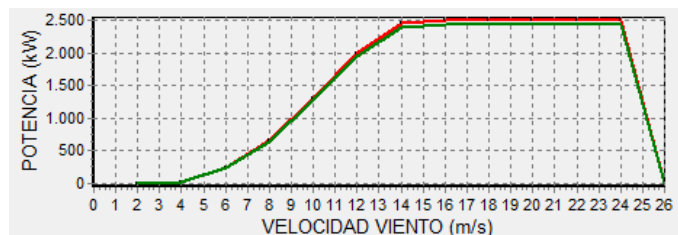


Figura 12 Curva de potencia para un generador eólico de 2.500 kW

Baterías: La tecnología escogida para el almacenamiento es baterías de tipo NaS ya que, como se ha visto, por coste y por desarrollo tecnológico es un sistema de almacenamiento adecuado para este tipo de instalaciones y para tiempos de almacenamiento relativamente altos (horas), son ambientalmente benignas, puesto que las baterías están selladas y no permiten las emisiones durante el funcionamiento, y más del 99% del peso total de los materiales de la batería puede ser reciclado [20]. El estudio se hace para una capacidad de almacenamiento de 3.000 kWh y potencia máxima 600 kW, aunque también se hace una prueba en uno de los casos con baterías de 1.500 kWh y 600 kW.

El aerogenerador produce 2.500 kW para velocidades de viento entre 15 y 26 m/s (Figura 12), sin embargo, la velocidad del viento durante el año a menudo no está entre estos valores, la velocidad del viento en la ubicación de la turbina eólica, a una altura de 10 m, tiene un valor medio de 5,61 m/s, con un factor de forma de la distribución de Weibull de 2. Para la mayor parte de las horas del año, la velocidad del viento es inferior a 8 m/s a la altura del buje, por lo tanto, la turbina eólica produce durante estas horas menos de 600 kW, lo que resulta que por lo menos se necesitan 5 horas para llegar al máximo de carga de la batería (3000 kWh).

Coste de adquisición 1.155.000 € (500 \$/kWh [9])¹, costes operación y mantenimiento 28.875 €/año (2.5 % de la inversión), autodescarga nula [9] y ciclos de vida equivalentes 4.500 ciclos [9].

¹ Conversión dólares 0.77 €

Inversor: Puesto que la instalación incluye un generador fotovoltaico y baterías, es necesario disponer de un inversor con potencia igual a la suma de los dos en caso que tengamos almacenamiento y con potencia suficiente para el generador fotovoltaico en los casos sin almacenamiento. El coste de adquisición será 375.000 € en el caso de inversor de 1.500 kVA para sistema con almacenamiento y 250.000 € en el caso de inversor de 1.000 kVA para sistema sin almacenamiento (250 €/kVA según datos comerciales), el coste de operación y mantenimiento se incluye en los generadores fotovoltaicos.

Rectificador: en los casos con almacenamiento será preciso rectificador cuya potencia será igual a la potencia de entrada de las baterías (600 kW) y el coste según datos comerciales 120 €/kW, costes de operación y mantenimiento incluidos en los aerogeneradores, vida útil 10 años y eficiencia 90%.

Parámetros económicos:

Para los cálculos económicos se incluyen todos los gastos e ingresos durante la vida útil del sistema.

El estudio se realiza para un período de 25 años (coincidiendo con la vida útil estimada de los aerogeneradores y los generadores fotovoltaicos). Se supondrá una tasa de interés nominal del 4% anual ($i=0,04$) y una tasa de inflación general prevista del 2% ($g=0,02$).

Los costes previstos son los valores actuales descontados de todos los costes futuros durante la vida total de la instalación, además de los costes de inversión.

Como costes de adquisición tenemos los de los diferentes componentes del sistema (aerogeneradores, generador fotovoltaico, inversores, rectificadores, baterías, cableado transformadores, terrenos, etc). Supondremos que no es preciso adquirir terrenos y los costes de generador eólico y fotovoltaico, inversor, rectificador y baterías son los indicados anteriormente.

Consideramos que los costes de adquisición de los componentes se modificaran anualmente, dependiendo de la inflación específica llegando a un límite (madurez tecnológica), esto es importante sobre todo para el caso de las baterías, ya que el precio de éstas puede variar a medida que su desarrollo tecnológico avanza y, puesto que su vida útil es inferior al período de estudio, será preciso sustituirlas. Supondremos que los costes de adquisición se reducen 4% por año (inflación -4%) llegando a un límite de disminución del 25 %, una vez llegado al límite, el coste de compra aumentará de acuerdo con la inflación general.

Precios de venta de la energía:

En cuanto a los ingresos, tal como se ha indicado en el punto anterior estas tecnologías pueden estar acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, es por ello que se realizará la simulación para el supuesto en que la instalación planteada esté acogida al régimen económico establecido en el citado Real Decreto y tomaremos como base las tarifas publicadas en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial (Tabla 3). Y, puesto que actualmente, mediante Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, se encuentran suspendidos los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, también se realizará la simulación en el caso de que la energía se venda exclusivamente al precio de mercado. Como precios de mercado se han tomado los precios resultantes de la casación horaria en el Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) durante el año 2011.

Se ha supuesto una inflación anual en el precio de la electricidad del 3%.

Para determinar la rentabilidad de la instalación y poder determinar que casos son los más rentables, se calculará el valor actual neto (VAN), cuanto más alto sea este valor más rentable será la instalación.

Se contemplan distintos casos de potencia máxima de evacuación a red con el fin de analizar la posibilidad de que la capacidad de evacuación de energía pueda verse limitada.

Resultados y casos analizados**1) Sistema fotovoltaico y eólico sin almacenamiento**

Opciones de venta de la energía:

- 1- Venta de toda la energía a tarifas reguladas de acuerdo al RD 661/2007 según tecnología (tarifas según la Orden IET/3586/2011)
- 2- Venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) a tarifa regulada y venta de energía eólica ($E_{Eólica}$) a precio mercado más prima según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 (tarifas y primas según la Orden IET/3586/2011)
- 3- Venta de toda la energía exclusivamente a precio de mercado (OMIE 2011)

La rentabilidad (VAN) y balance de energía para este caso se pueden ver en la tabla 4, los informes completos se pueden consultar en el anexo I.

Límite potencia evacuada $\rightarrow P_{Trafo}$ (kW)	4.000	2.500	1.000
VAN (M€) Opción 1 (E_{FV} y $E_{Eólica}$ según tarifas reguladas)	10,09	10,06	7,95
VAN (M€) Opción 2 (E_{FV} a tarifa y $E_{Eólica}$ mercado más prima)	9,99	9,96	7,88
VAN (M€) Opción 3 (Toda la energía a precio de mercado)	-4,37	-4,39	-5,74
Energía generada por los paneles FV (kWh/año)	1.620.406	1.620.406	1.620.406
Energía generada por los aerogeneradores (kWh/año)	3.853.552	3.853.552	3.853.552
Energía descargada por baterías (kWh/año)	-	-	-
Energía total vendida a la red (kWh/año)	5.031.434	5.014.910	3.801.945
Energía producida en exceso (kWh/año)	0	16.197	1.150.102

Tabla 4 Rentabilidad (VAN) y balance de energía sistema sin almacenamiento

2) Sistema fotovoltaico y eólico con almacenamiento

En este caso, para optimizar el sistema, el programa permite la opción de indicarle en qué períodos horarios las baterías se cargan y en qué períodos se descargan, y otra opción es dejar que el programa optimice las horas en que se cargan y las horas en las que se vende energía a la red de manera que se obtenga el mayor VAN. Para realizar el trabajo se ha dejado que el programa optimice las horas de carga y descarga de las baterías.

Se analizan dos opciones de venta de energía, las más rentable y la menos rentable de las planteadas en el sistema sin almacenamiento.

Opciones de venta de la energía:

- 1- Venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) y energía eólica ($E_{eólica}$) a tarifa regulada según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 (tarifas según la Orden IET/3586/2011) y venta de energía de baterías ($E_{Baterías}$) a precio de mercado.
- 2- Venta de toda la energía exclusivamente a precio de mercado (OMIE 2011)

La rentabilidad (VAN) y el balance de energía para este caso se pueden ver en la tabla 5, y los informes completos se pueden consultar en el anexo I.

Límite potencia evacuada $\rightarrow P_{\text{Trafo}}$ (kW)	4.000	2.500	1.000
VAN (M€) Opción 1 (E_{FV} y $E_{\text{Eólica}}$ según tarifas y $E_{\text{Baterías}}$ a precio de mercado)	8,37	7,39	5,46
VAN (M€) Opción 2 (Toda la energía a precio de mercado)	-6,09	-7,06	-8,23
Energía generada por los paneles FV (kWh/año)	1.620.406	1.620.406	1.620.406
Energía generada por los aerogeneradores (kWh/año)	3.853.552	3.853.552	3.853.552
Energía descargada por baterías (kWh/año)	2.211	13.846	247.273
Energía total vendida a la red (kWh/año)	5.033.029	5.025.613	3.988.173
Energía producida en exceso (kWh/año)	0	40	805.529

Tabla 5 Rentabilidad (VAN) y balance de energía sistema con almacenamiento

A continuación, en la tabla 6, se indica en primer lugar el precio al que se debería vender toda la energía para que el sistema con almacenamiento implique un VAN = 0, en segundo lugar el precio mínimo de venta de la energía de las baterías para que el VAN sea aproximadamente igual al obtenido para el sistema sin almacenamiento en la opción 1 de venta de energía (E_{FV} y $E_{\text{Eólica}}$ según tarifas reguladas) y para finalizar el precio mínimo de venta de toda la energía para obtener este mismo VAN.

Límite potencia evacuada $\rightarrow P_{\text{Trafo}}$ (kW)	4.000	2.500	1.000
Precio venta de toda la energía para VAN= 0 (c€/kWh)	10,5	11,4	14,4
Precio de venta de energía de baterías para obtener la misma rentabilidad que para la mejor opción sin almacenamiento. (c€/kWh)	40,5 (VAN=10,09 M€)	41 (VAN 10,07 M€)	44,3 (VAN =7,95 M€)
Precio venta de toda la energía para obtener la misma rentabilidad que para la mejor opción sin almacenamiento. (c€/kWh)	19,7 (VAN =10,19 M€)	20,5 (VAN =10,09 M€)	23,5 (VAN =8,03 M€)

Tabla 6. Precios de venta de energía procedente de baterías en un caso y toda la energía en los otros dos

También se ha analizado la opción para trafa de 4.000 kW pero con la mitad de capacidad de almacenamiento (1.500 kWh) para ver el comportamiento con menor capacidad. En este caso para obtener la misma rentabilidad el precio mínimo de venta de toda la energía debe ser de 18,8 c€/kWh.

3) Análisis de sensibilidad

Para finalizar el estudio se realiza un análisis de sensibilidad planteado en el caso de límite de potencia 2.500 kW y opción de venta de energía exclusivamente a precios de mercado considerando la situación actual en España ya que mediante Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, se encuentran en supresión los incentivos económicos para estas tecnologías de generación en instalaciones nuevas. Se analizan varios casos (tablas 7) suponiendo que los precios de las baterías disminuirán y/o que los precios horarios del mercado de la electricidad aumentarán.

También se plantea el estudio de un caso hipotético (Tabla 8) en el que, intencionadamente, se establece una diferencia destacable entre los precios horarios de la energía en los períodos punta y los períodos valle (Precios valle igual a 1.25 x (precios horarios OMIE 2011) y precios períodos punta 3.5 x (precios OMIE 2011)) y además se fija el coste de las baterías en un 25% del coste actual. La finalidad de este último caso es ver de una forma más clara el comportamiento del sistema con almacenamiento frente a la curva de demanda, curva que como se ha visto más atrás sigue un comportamiento similar a la curva de precios de energía en el mercado. Los informes completos correspondientes a este caso se pueden ver en el anexo I.

Límite potencia evacuada → P_{Trafo} (kW)	4.000	2.500	1.000
VAN (M€) para venta de toda la energía a (precio OMIE 2011)x1.25 y coste actual de baterías.	-4,68	-5,65	-7,11
VAN (M€) para venta de toda la energía a (precio OMIE 2011)x1.5 y coste actual de baterías.	-3,28	-4,25	-5,99
VAN (M€) para venta de toda la energía a (precio OMIE 2011)x1.75 y coste actual de baterías.	-1,87	-2,84	-4,88
VAN (M€) para venta de toda la energía a (precio OMIE 2011)x2 y coste actual de baterías.	-0,46	-1,44	-3,76
VAN (M€) para venta de toda la energía a precio OMIE 2011 y coste de baterías el 75% del coste actual	-5,66	-6,45	-7,62
VAN (M€) para venta de toda la energía a precio OMIE 2011 y coste de baterías el 50% del coste actual	-5,23	-5,84	-7,01
VAN (M€) para venta de toda la energía a precio OMIE 2011 y coste de baterías 25% del coste actual	-4,78	-5,23	-6,40
VAN (M€) para venta de toda la energía a (precio OMIE 2011)x2 y coste de baterías el 25% del coste actual	0,830	0,388	-1,94

Tabla 7. Rentabilidad (VAN) para sistema fotovoltaico y eólico con almacenamiento incrementando el precio horario de energía respecto a 2011 y/o disminuyendo el coste de las baterías

Sistema con límite de potencia evacuada → P_{Trafo} (2.500 kW)		
	Sin almacenamiento	Con almacenamiento (Coste Baterías 25% coste actual)
VAN (M€) para venta de energía a (precio OMIE 2011)x3,5 y coste de baterías el 25% del coste actual	2,097	2,205
Energía generada por los paneles FV (kWh/año)	1.620.406	1.620.406
Energía generada por los aerogeneradores (kWh/año)	3.853.552	3.853.552
Energía descargada por baterías (kWh/año)	-	768.956
Energía total vendida a la red (kWh/año)	4.963.836	4.538.866
Energía producida en exceso (kWh/año)	15.183	6.709

Tabla 8. Rentabilidad (VAN) y balance de energía para sistema con almacenamiento, venta de energía horas punta a (precios OMIE 2011)x3,5 y valle (precios OMIE 2011)x1,25 y coste baterías el 25% actual

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Si analizamos el sistema sin almacenamiento eléctrico, se observa que, para este caso en concreto, la mayor rentabilidad se obtiene para el caso en que la energía se venda a tarifa regulada y a continuación el caso en que la energía fotovoltaica se venda a tarifa regulada y la eólica a precio de mercado más una prima. Se comprueba que la opción de venta de toda la energía exclusivamente a precio de mercado no sería rentable ya que el VAN obtenido es negativo.

La situación empeora aún más si existen restricciones en la evacuación, ya que los costes de inversión y mantenimiento siguen siendo los mismos y, como no se podría vender toda la energía generada (energía generada en exceso), disminuirían los ingresos. Hay que señalar que en una situación real las restricciones no serían permanentes y la rentabilidad sería mayor que la obtenida, pero aún así sería menor que en el caso de que no existan restricciones, aunque también podría darse el caso en que la restricción fuese total y no se pudiese evacuar nada de energía.

Para el sistema con almacenamiento, si lo analizamos de forma aislada, sacamos las mismas conclusiones que para el caso sin almacenamiento: la opción más rentable es la opción 1 (Venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) y energía eólica ($E_{eólica}$) a tarifa regulada según tecnología de acuerdo al RD 661/2007, venta de energía de baterías ($E_{Baterías}$) a precio de mercado y del mismo modo, no resulta económicamente rentable la opción de venta de energía exclusivamente a precio de mercado.

Si comparamos los resultados obtenidos en el sistema con almacenamiento y los obtenidos en el sistema sin almacenamiento, vemos que la rentabilidad es menor para el sistema con almacenamiento, ya que los costes de inversión y de operación y mantenimiento son mayores y no son compensados por la venta de energía almacenada y luego suministrada a la red por las baterías.

Pero si comparamos los dos sistemas analizando el balance de energía vemos que, en el caso sin restricción (trafo 4.000 kW), no hay exceso de energía, es decir, se vende toda y además se almacena muy poca porque, al no tener restricción, se vende al precio más alto y, en este caso, es mayor la tarifa regulada a la cual se vende directamente que el precio de mercado al que se vende la energía de las baterías, por lo que no compensa el almacenamiento. No es así, en el caso en que tenemos restricciones para evacuar toda la energía, en estos casos vemos que la energía producida en exceso es mucho menor que la producida en el sistema sin almacenamiento, es decir, se gestiona mejor la energía.

Pero, como es lógico, para que se invierta en una instalación, es preciso obtener una rentabilidad, es por ello que se ha realizado la simulación optimizando el sistema con almacenamiento, variando los precios de venta de la energía de manera que se obtenga la misma rentabilidad que para el sistema sin almacenamiento. La energía suministrada por las baterías, en la opción de venta de energía fotovoltaica y eólica a tarifa regulada, debería venderse como mínimo a 40,5 c€/kWh, 41 c€/kWh y 44,3 c€/kWh con potencias de salida de la instalación de 4.000 kW, 2.500 kW y 1.000 kW respectivamente. Si toda la energía se vende a un único precio, este debería ser de 19,7 c€/kWh, 20,5 c€/kWh y 23,5 c€/kWh con potencias de salida de la instalación de 4.000 kW, 2.500 kW y 1.000 kW respectivamente.

Para el caso estudiado con capacidad de almacenamiento de 1.500 kWh, la rentabilidad es mayor que para 3.000 kWh porque la inversión es menor, lo que hace que el precio necesario de venta de la energía sea menor, 18,8 c€/kWh.

Para comprobar que el sistema con almacenamiento se adapta mejor a la demanda que el sistema sin almacenamiento se analizan las curvas del día 11 de marzo (Figura 13), donde vemos que las baterías se cargan en las horas valle y se descargan en las horas punta para las cuales el precio de mercado es más alto. También se comprueba en estas gráficas que el almacenamiento permite una mejor gestión de la energía en caso de que existan restricciones para evacuar toda la energía generada. Para este día en concreto se ve que la generación eólica entre la hora 0 y la 7 no puede ser evacuada porque el límite de 1000 kW es menor que la potencia de generación. Como las baterías están descargadas, pasan a cargarse en ese período y se descargan entre la hora 7 y 11, cuando la generación es menor que el límite.

Lo visto en el párrafo anterior se ve de forma más clara si analizamos los resultados obtenidos para el caso hipotético planteado en el que la diferencia entre los precios horarios de la energía entre los periodos valle y punta es destacable. De los resultados de la tabla 8 y de la figura 14 se concluye que en este caso se gestiona mejor la energía, se almacena en los periodos valle comprendidos entre las 0 y 7 h y entre las 14 y 20 h para venderla en los periodos punta, comprendidos entre las 8 y 14 h y entre las 20 y 23 h, para los que los precios horarios de la energía son más altos. Tal como se ha indicado más atrás la curva de precios horarios de la energía en el mercado tiene un comportamiento similar a la curva de demanda luego, los periodos de precios más altos son a su vez los periodos de máxima demanda lo que prueba que mediante un adecuado sistema de almacenamiento podemos trasladar la energía y adaptarla a las necesidades de la demanda. En este caso como los precios propuestos para la venta de energía son muy altos en los periodos pico y los costes de las baterías bastante más bajos que los actuales (25% del coste actual) el sistema es más rentable que el sistema sin almacenamiento.

Del análisis de sensibilidad se observa que la rentabilidad mejora de manera más significativa con el aumento de los precios horarios de venta de la energía que al variar los costes de las baterías, pero esto no es suficiente para que el sistema sea rentable. Tal como se puede ver en la tabla 7 para que el sistema comience a ser rentable los precios horarios de la energía deben ser el doble respecto a los precios de OMIE 2011 y el coste de las baterías debería reducirse a la cuarta parte del coste actual, es decir, debe combinarse un aumento de precios de la energía con una reducción de costes en las baterías para que este tipo de sistemas sea competitivo a precios de mercado, sin ningún tipo de primas, situación actual en España con la nueva legislación para nuevas instalaciones.

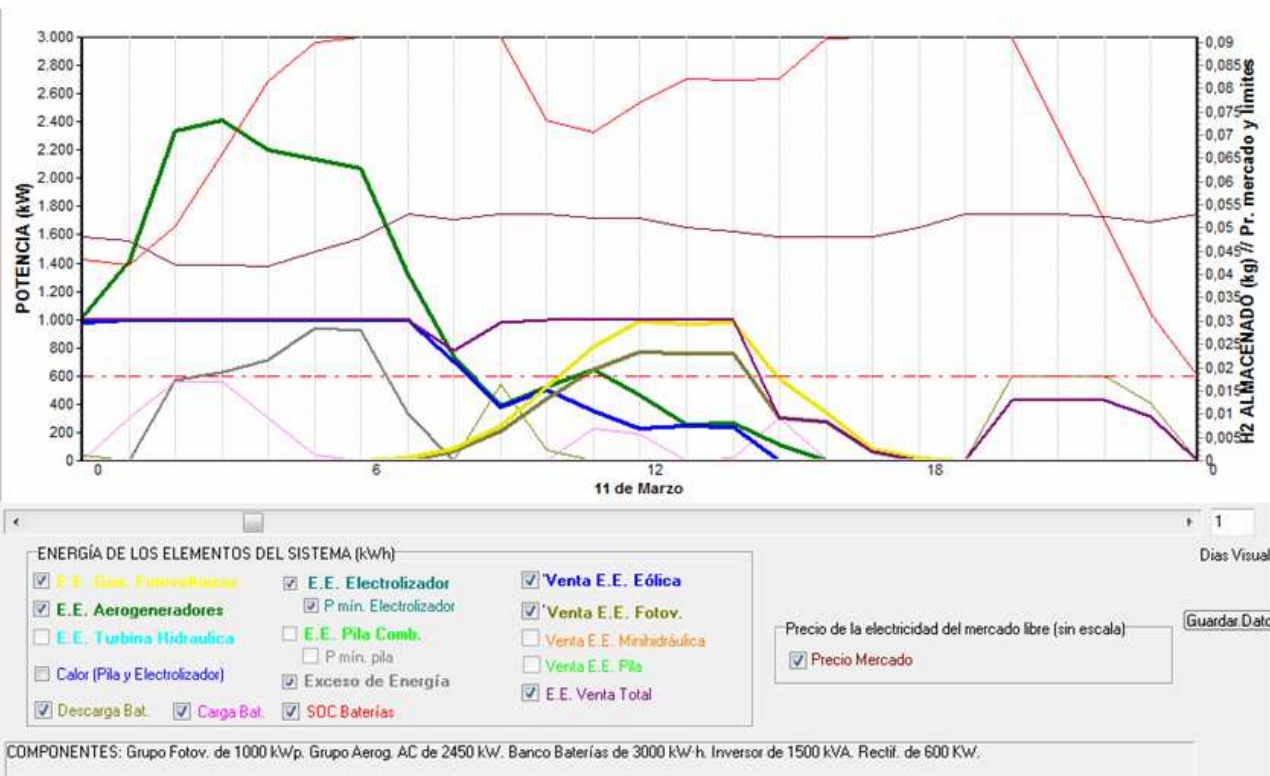


Fig. 13 Representación gráfica de los resultados de la simulación para el día 11 de marzo en el caso de sistema con almacenamiento, opción 2 de venta de energía y transformador de 1.000 kW. Precios de mercado OMIE 2011.

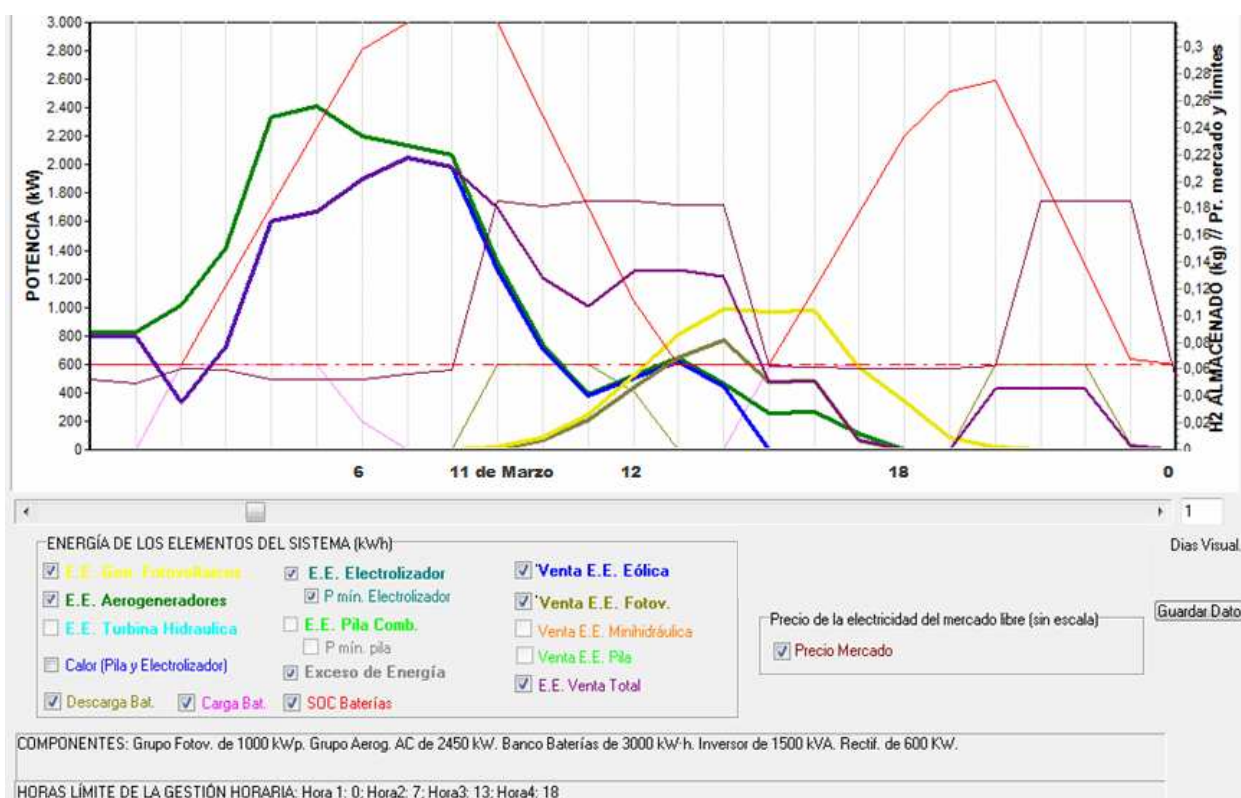


Fig. 14 Representación gráfica de los resultados de la simulación para el día 11 de marzo para sistema FV y eólico, límite de potencia Trafo salida 2500 kW y con almacenamiento, venta de toda la energía a precio de mercado, precio horario de la energía valle 1,25 x (OMIE 2011) y punta 3,5 x (OMIE2011). Coste baterías 25% del coste actual.

En el anexo II se presentan y analizan las gráficas resultantes de la simulación para los días 11 de marzo y 26 de mayo.

7 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en este trabajo se pueden sacar las siguientes conclusiones:

Los sistemas de almacenamiento podrían tener un papel fundamental en las redes eléctricas del futuro facilitando la integración de la generación distribuida en el sistema eléctrico. Pueden y deben tener múltiples aplicaciones en generación, transporte, distribución y consumo.

Dependiendo del tipo de almacenamiento que se elija, permitirá una mejor gestión de producción, aproximando la generación a la demanda al almacenar energía en períodos valle y suministrarla en períodos pico, así mismo, permitirá resolver problemas de restricciones y de calidad de red.

Los precios necesarios de venta de energía para que una instalación sea rentable son altos, por encima del precio medio del mercado eléctrico, lo que hace que actualmente no sean económicamente competitivos. Por tanto, es necesario un aumento en los precios de la energía y un mayor desarrollo de las tecnologías de almacenamiento para aumentar su eficiencia, su fiabilidad y vida útil que se traducirá en una reducción de los costes.

Además, se requiere un desarrollo normativo que impulse y permita el concurso del almacenamiento de energía en la operación de la red.

8 BIBLIOGRAFÍA

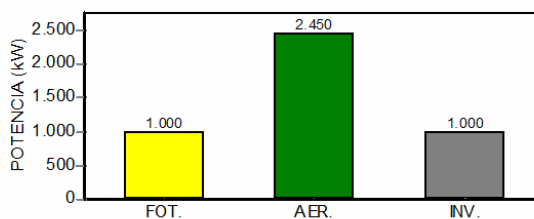
- [1] Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009.
- [2] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour, Anthony chellenberglabé, William Rosehart. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*. 2010
- [3] Chen H, Cong Y, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog. Nat. Sci*. 2009.
- [4] Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. Energy storage systems characteristics and comparisons. *Renewable Sustainable Energy Rev*. 2008.
- [5] Schainker R. Executive overview: energy storage options for a sustainable energy future. *Proceedings of Power Engineering Society General Meeting*, 2004, vol. 2. IEEE; 2004.
- [6] Cavallo A. Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (caes). *Energy*. 2007
- [7] Francisco Díaz-González, Andreas Sumpera^b, Oriol Gomis-Bellmunt^{a,c}, Roberto Villafafila-Robles. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012
- [8] Annette Evans, Vladimir Strezov, Tim J. Evans. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy Penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012.
- [9] Jason Leadbetter, Lukas G. Swan. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. *Science Direct, Journal of Power Sources* 216 (2012)
- [10] Greenblatt JB, Succar S, Denkenberger DC, Williams RH, Socolow RH. Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and Compressed air energy storage for supplemental generation. *Energy Policy*. 2007
- [11] Hadjipaschalis I, Poullikkas A, Efthimiou V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009.
- [12] Moriokaa Y, Narukawab S, Itou T. State-of-the-art of alkaline rechargeable batteries. *Journal of Power Sources*. 2001.
- [13] Broussely M, Pistoia G. Industrial applications of batteries. From cars to aerospace and energy storage. Elsevier B.V; 2007
- [14] Okuyama R, Nomura E. Relationship between the total energy efficiency of a sodium–sulfur battery system and the heat dissipation of the battery case. *Journal of Power Sources*. 1999
- [15] Bito A. Overview of the sodium–sulfur battery for the IEEE Stationary Battery Committee. In: *IEEE power engineering society general meeting*. 2005.
- [16] Prudent Energy, VRB Battery System Specifications (2011)
- [17] Li L, S Kim, W Wang, M Vijayakumar, Z Nie, B Chen, J Zhang, G Xia, JZ Hu, GL Graff, J Liu, and Z Yang. "A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density for Large-scale Energy Storage.". *Advanced Energy Materials*. 2011.
- [18] Carton JG, Olabi AG. Wind/hydrogen hybrid systems: opportunity for Ireland's wind resource to provide consistent sustainable energy supply. *Energy*. 2010
- [19] Neef H-J. International overview of hydrogen and fuel cell research. *Energy*. 2009
- [20] Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín, José A. Domínguez-Navarro. Generation Management using batteries in wind farms: Economical and technical análisis for Spain. *Energy Policy*. 2009.

-
- [21] Pickard WF, Shen QA, Hansing NJ. Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply-demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources. *Renewable and sustainable Energy Reviews*. 2009.
- [22] Sharma P, Bhatti TS. A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Conversion and Management* 2010.
- [23] Onar OC, Uzunoglu M, Alam MS. Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system. *Journal of Power Sources* 2008
- [24] Helwig A, Ahfock T. Ultra-capacitor assisted battery storage for remote area power supplies: A case study. In: 19th Australasian universities power engineering conference: sustainable energy technologies and systems. 2009
- [25] Nielsen KE, Molinas M. Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in power systems with renewable energy sources. In: IEEE international symposium on industrial electronics. 2010.
- [26] Gil A, Medrano M, Martorell I, Lázaro A, Dolado P, Zalba B, et al. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. part 1 – concepts, materials and modellization. *Renew Sustain Energy Rev* 2010.
- [27] Hou Y, Vidu R, Stroeve P. Solar energy storage methods. *Ind Eng Chem Res* 2011
- [28] Pablo del Río. Costes y diseño de los instrumentos de promoción de la electricidad renovable. Cuadernos económicos. Número 83, primer semestre del año 2012. Junio 2012. <http://www.revistasice.com/es-ES/CICE>.

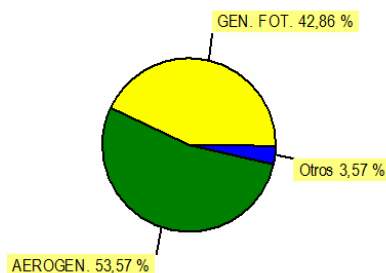
ANEXO I - INFORMES DE CASOS ESTUDIADOS

1.- Sistema sin almacenamiento, venta de energías fotovoltaica y eólica a tarifa regulada de acuerdo al RD 661/2007 según tecnología (opción 1) y potencia de salida 4.000 kW**COMPONENTES**

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW

**COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€**

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

**PARÁMETROS ECONÓMICOS**

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 11,1 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

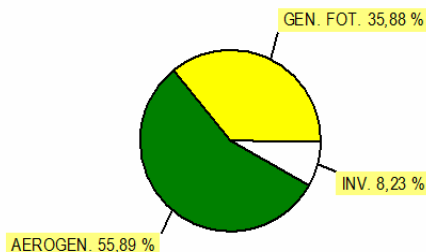
COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):**VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10089,53 k€**

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 20089,5 k€ // 1º año total 917,9 k€; PV: 617,2 k€; Wind: 300,6 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€

**BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:**

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5031434 kWh/año

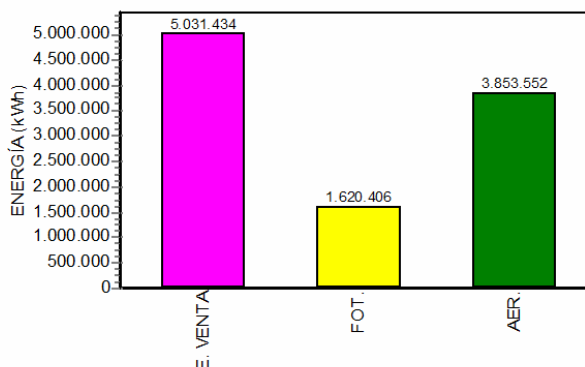
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

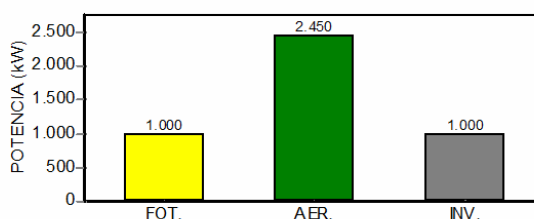
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



2.- Sistema sin almacenamiento, venta de energías fotovoltaica y eólica a tarifa regulada de acuerdo al RD 661/2007 según tecnología (opción 1) y restricción de potencia de salida a 2.500 kW

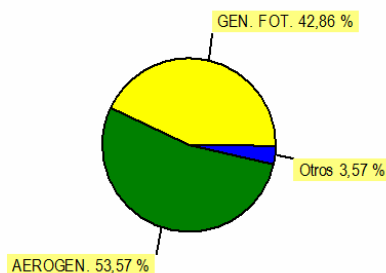
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 11,1 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

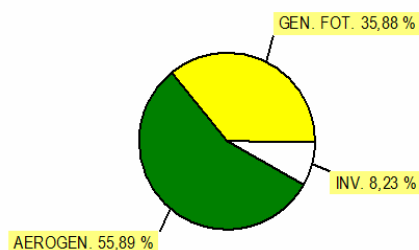
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10060,74 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 20060,7 k€ // 1º año total 916,5 k€; PV: 617,2 k€; Wind: 299,3 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 16197 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5014910 kWh/año

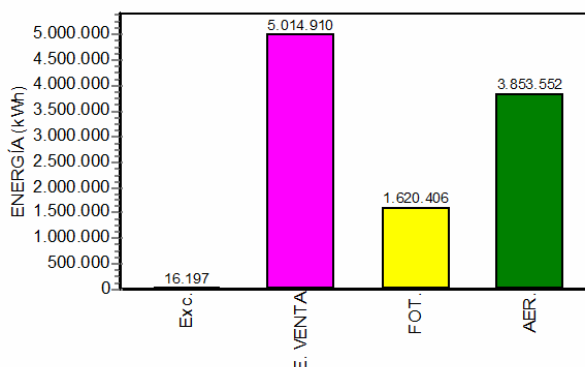
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

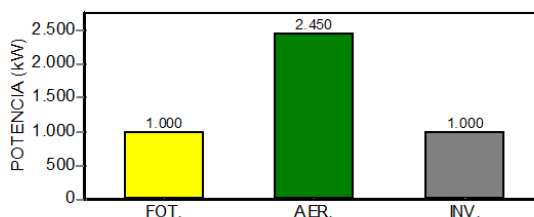
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



3.- Sistema sin almacenamiento, venta de energías fotovoltaica y eólica a tarifa regulada de acuerdo al RD 661/2007 según tecnología (opción 1) y restricción de potencia de salida a 1.000 kW

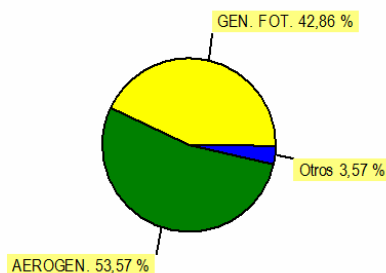
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,7 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 22,8 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

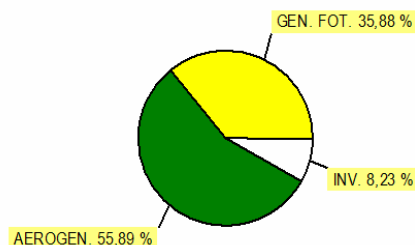
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 7946,6 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ -----
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

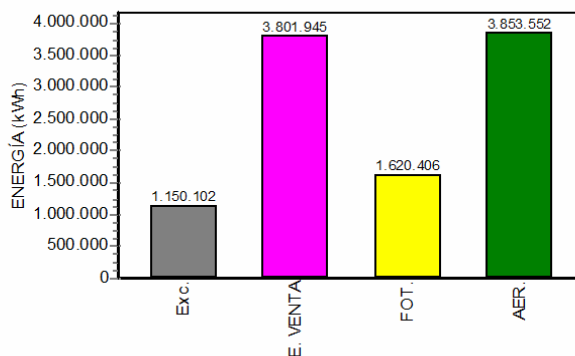
INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 17946,5 k€ // 1º año total 817,9 k€, PV: 617,2 k€, Wind: 200,7 k€, Hid: 0 k€, Pila: 0 k€, Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

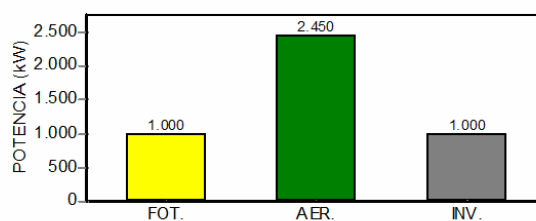
Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año
 Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año
 Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año
 Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año
 Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año
 E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años
 Energía producida en Exceso: 1150102 kWh/año
 E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3801945 kWh/año
 E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año
 E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año
 E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año
 E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año
 Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



4.- Sistema sin almacenamiento, Venta de energía fotovoltaica (EFV) a tarifa regulada y venta de energía eólica (Eeólica) a precio mercado más prima según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 (opción 2) y potencia de salida a 4.000 kW

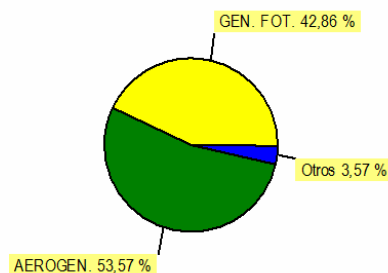
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 11 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 9992,46 k€

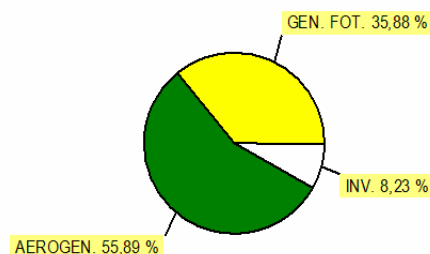
Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ -----

Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 19992,4 k€ // 1º año total 912,5 k€: PV: 617,2 k€; Wind: 295,3 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5031434 kWh/año

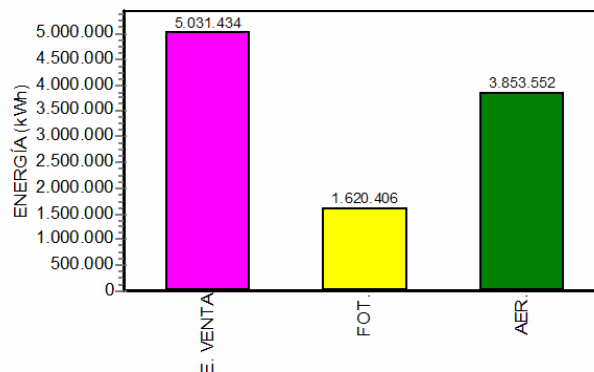
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

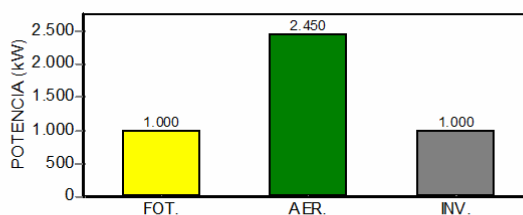
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



5.- Sistema sin almacenamiento, Venta de energía fotovoltaica (EFV) a tarifa regulada y venta de energía eólica (Eeólica) a precio mercado más prima según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 (opción 2) y restricción en la potencia de salida a 2.500 kW

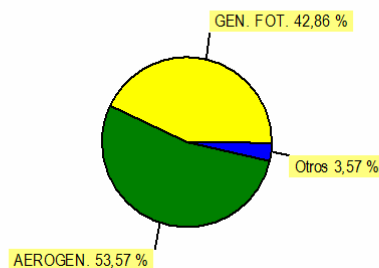
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. Ptotal = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 11 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

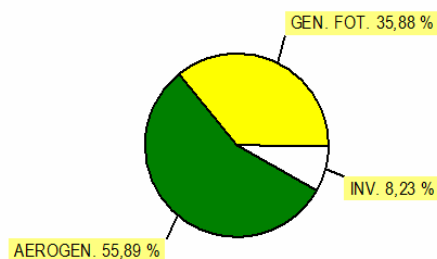
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 9963,9 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 19963,8 k€ // 1º año total 911,2 k€; PV: 617,2 k€; Wind: 294 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 16197 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5014910 kWh/año

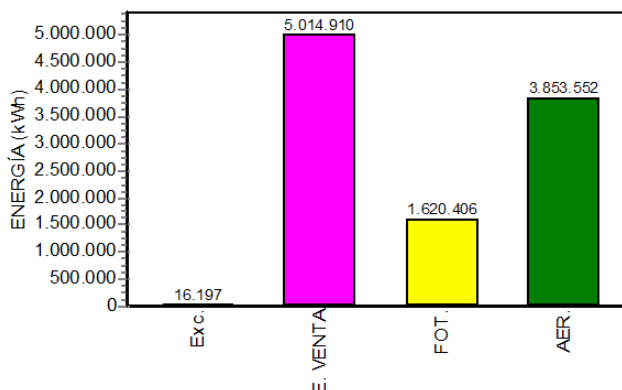
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

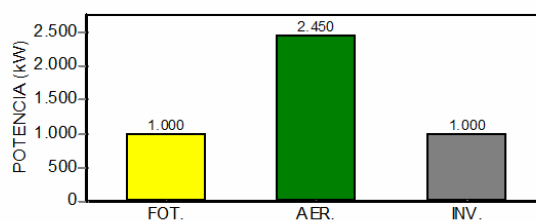
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



6.- Sistema sin almacenamiento, Venta de energía fotovoltaica (EFV) a tarifa regulada y venta de energía eólica (Eeólica) a precio mercado más prima según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 (opción 2) y potencia de salida a 1.000 kW

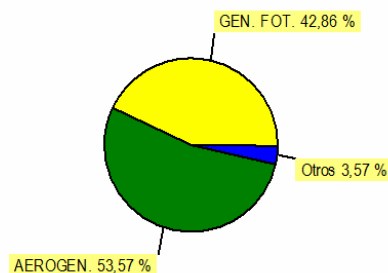
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. Ptotal = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,6 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 22,8 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

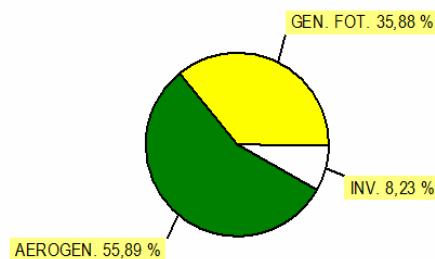
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 7880,93 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ -----
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

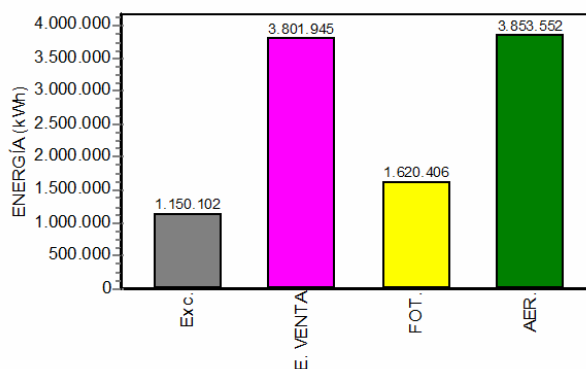
INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 17880,9 k€ // 1º año total 814,3 k€, PV: 617,2 k€, Wind: 197,1 k€, Hid: 0 k€, Pila: 0 k€, Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

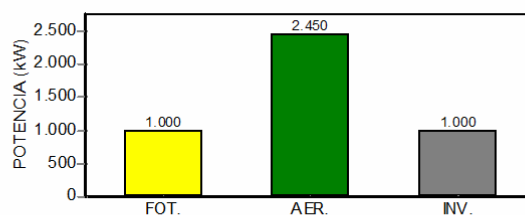
Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año
 Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año
 Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año
 Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año
 Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año
 E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años
 Energía producida en Exceso: 1150102 kWh/año
 E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3801945 kWh/año
 E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año
 E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año
 E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año
 E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año
 Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



7.- Sistema sin almacenamiento, venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) y energía eólica ($E_{eólica}$) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 3) y potencia de salida a 4.000 kW

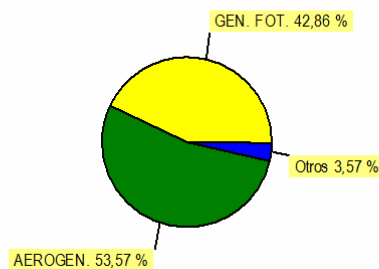
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. $P_{total} = 1000$ kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 1,8 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

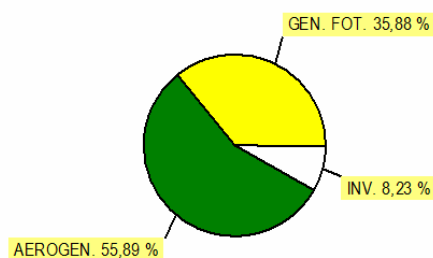
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -4371,51 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Eect. (VAN): 5628,4 k€ // 1º año total 254,7 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 184,6 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5031434 kWh/año

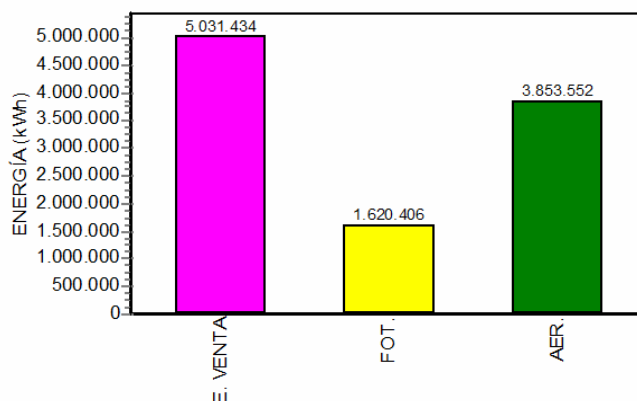
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

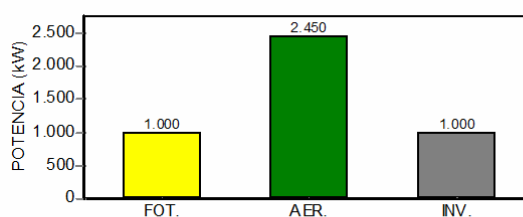
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



8.- Sistema sin almacenamiento, venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) y energía eólica ($E_{eólica}$) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 3) y restricción en potencia de salida a 2.500 kW

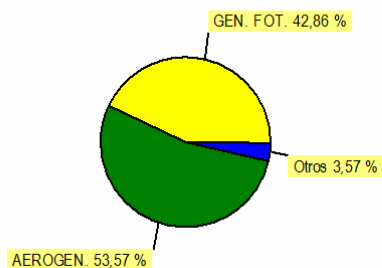
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. $P_{total} = 1000$ kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 1,8 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,3 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -4391,28 k€

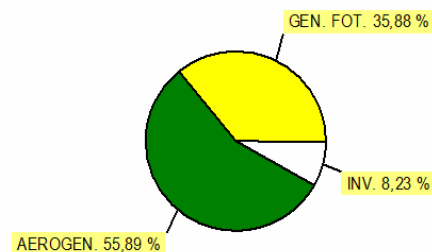
Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ -----

Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Ect. (VAN): 5608,6 k€ // 1º año total 253,8 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 183,7 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 16197 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5014910 kWh/año

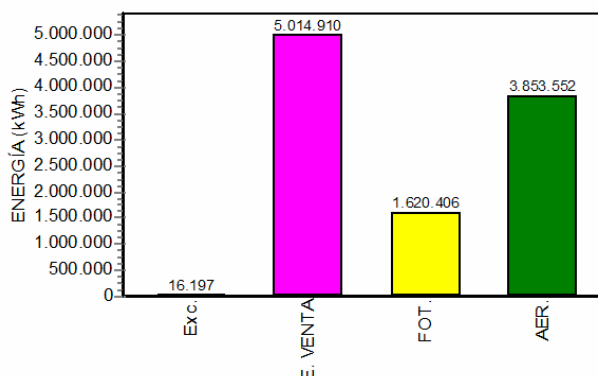
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año

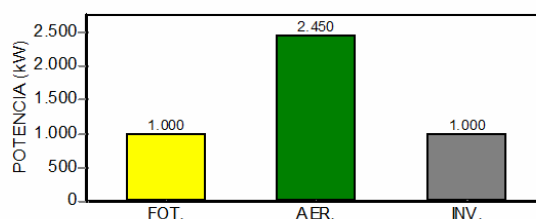


7.-

9.- Sistema sin almacenamiento, venta de energía fotovoltaica (E_{FV}) y energía eólica ($E_{eólica}$) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 3) y restricción de la potencia de salida a 1.000 kW

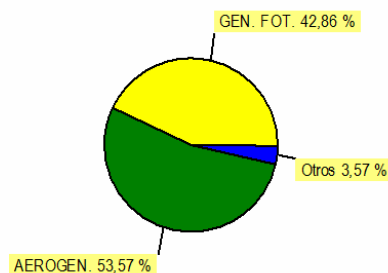
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 0,9 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 22,8 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -5737,23 k€

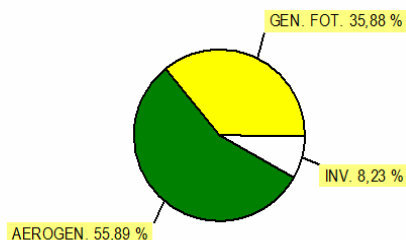
Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€

Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 4262,7 k€ // 1º año total 192,9 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 122,8 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 1150102 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3801945 kWh/año

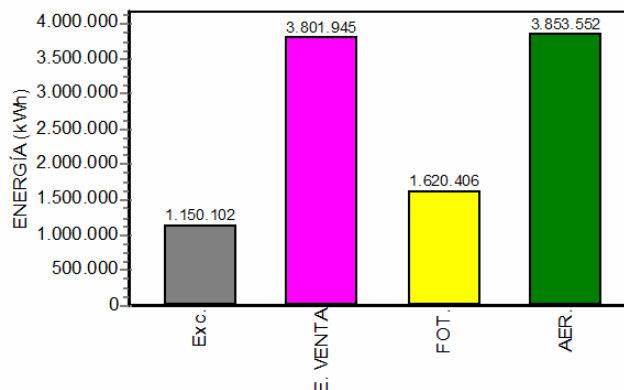
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

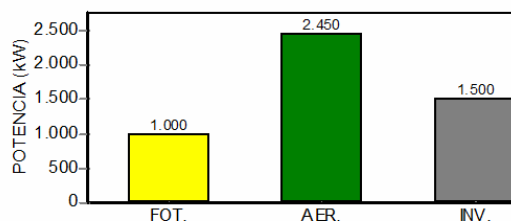
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



10.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) a tarifa regulada según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 venta de energía de baterías (EBaterías) a precio de mercado (opción 1), y potencia de salida 4.000 kW

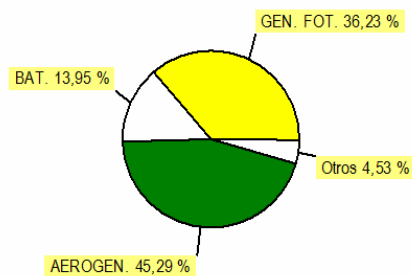
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8280 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



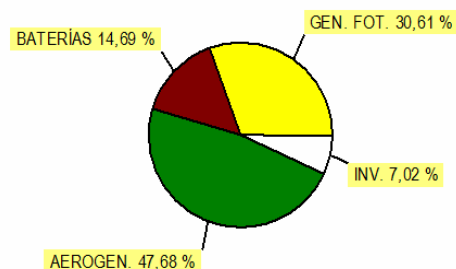
PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,5 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 10,5 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,7 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 8369,97 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€



Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 1721,3 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 20091,2 k€ // 1º año total 917,9 k€; PV: 617,2 k€; Wind: 300,6 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0,1 k€

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 2211 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5033029 kWh/año

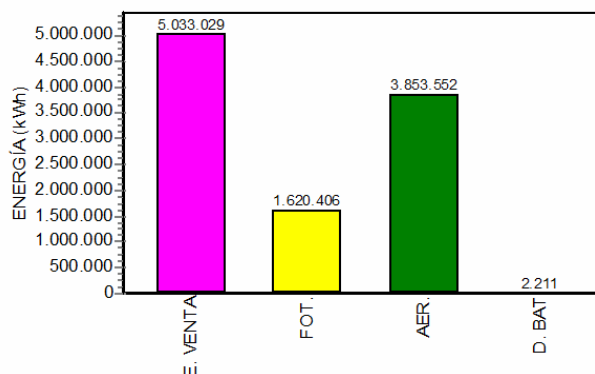
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 1595 kWh/año

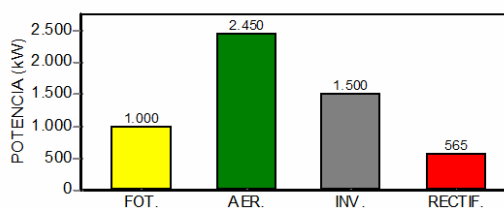
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



11.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) a tarifa regulada según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 venta de energía de baterías (EBaterías) a precio de mercado (opción 1), y potencia de salida 2.500 kW

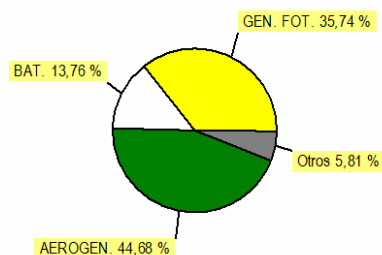
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 KVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 565 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8392,9 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 113 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,4 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,9 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

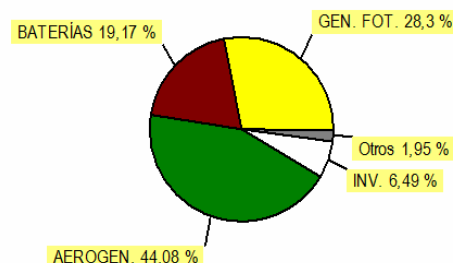
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 7395 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 247,8 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 20073,4 k€ // 1º año total 917,1 k€, PV: 617,2 k€, Wind: 299,3 k€, Hid: 0 k€, Pila: 0 k€, Bat: 0,6 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 13846 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 40 kWh/año

E. Béctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5025613 kWh/año

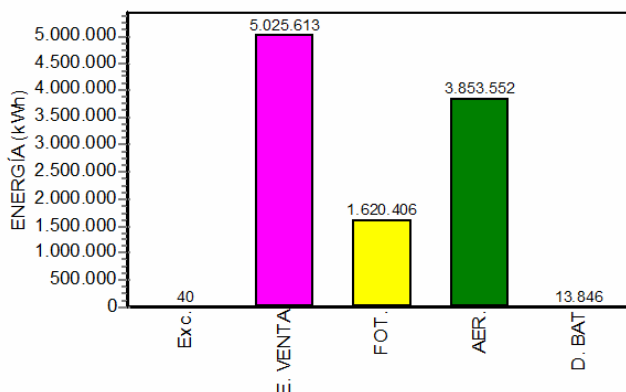
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 10704 kWh/año

Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año // CALOR vendido al año: 0 kWh/año

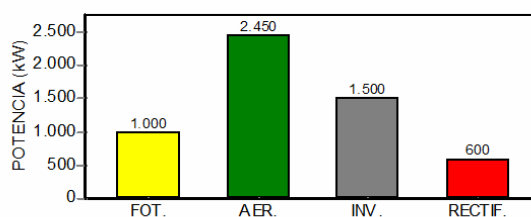


12.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) a tarifa regulada según tecnología de acuerdo al RD 661/2007 venta de energía de baterías (EBaterías) a precio de mercado (opción 1), y potencia de salida 1.000 kW

PROYECTO: FV Tarifa Eol Tarifa Bat merc (trafo1000).ren. CONFIGURACIÓN N° 0

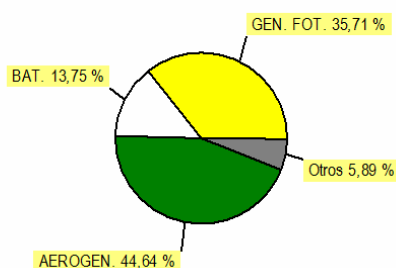
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 8,3 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 14,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 25,1 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

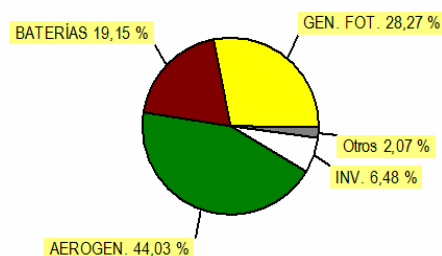
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 5455,71 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

 Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 18149,6 k€ // 1º año total 827,1 k€, PV: 617,2 k€, Wind: 200,7 k€, Hid: 0 k€, Pila: 0 k€, Bat: 9,2 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 247273 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 805529 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3988173 kWh/año

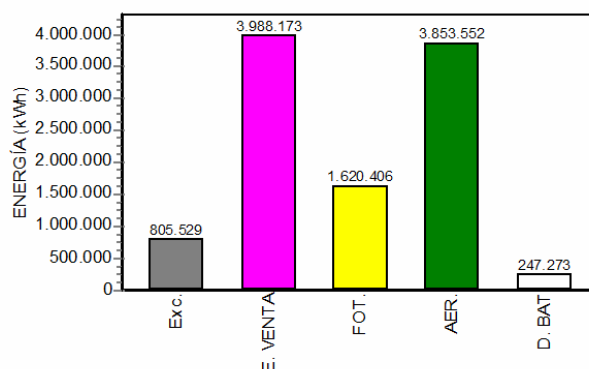
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 186227 kWh/año

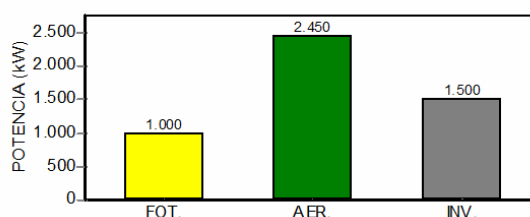
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



13.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) y energía de baterías (EBaterías) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 2), y potencia de salida 4.000 kW

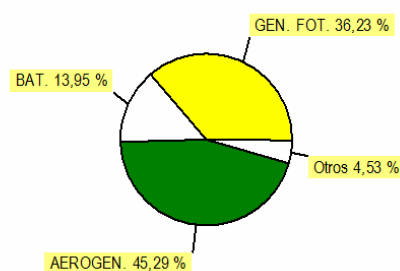
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8280 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 1,5 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 10,5 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,7 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

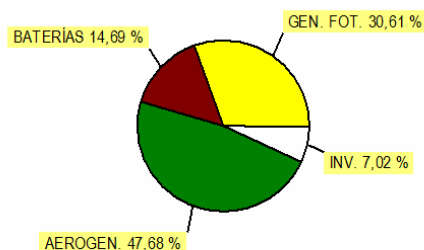
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -6091,07 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 1721,3 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 5630,2 k€ // 1º año total 254,7 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 184,6 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0,1 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 2211 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5033029 kWh/año

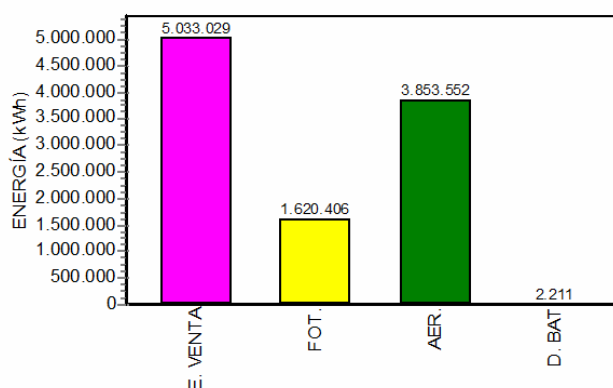
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 1595 kWh/año

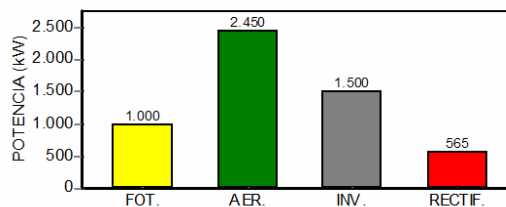
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



14.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) y energía de baterías (EBaterías) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 2), y potencia de salida 2.500 kW

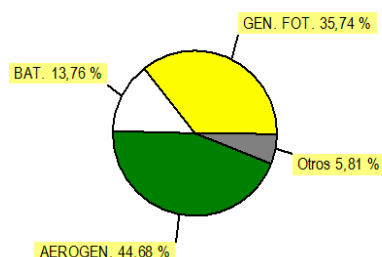
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 565 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8392,9 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 113 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 1,5 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,9 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

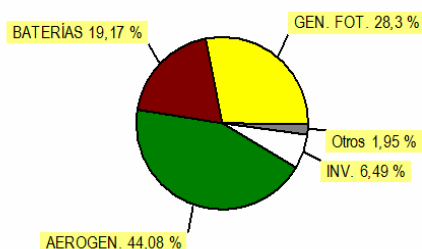
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -7057,02 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 247,8 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 5621,4 k€ // 1º año total 254,3 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 183,7 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0,6 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 13846 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 40 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5025613 kWh/año

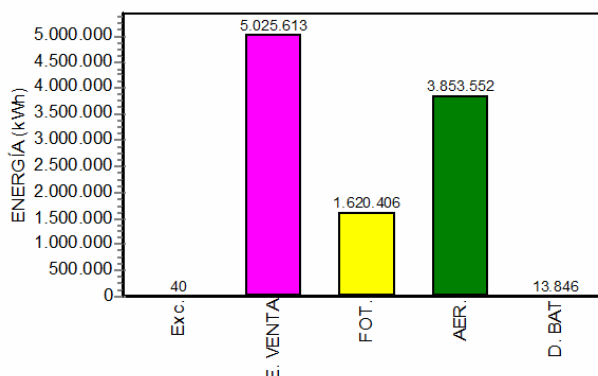
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 10704 kWh/año

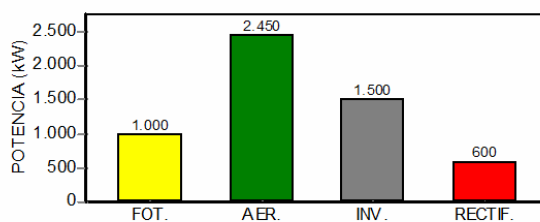
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



15.- Sistema CON almacenamiento , venta de energía fotovoltaica (EFV) y energía eólica (Eeólica) y energía de baterías (EBaterías) exclusivamente a precio de mercado sin prima (opción 2), y potencia de salida 1.000 kW

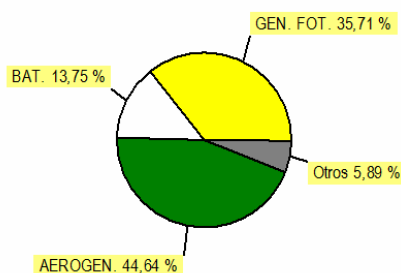
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. Ptotal = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

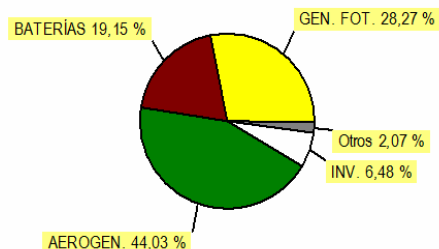
Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 0,9 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 14,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 25,1 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): -8228,12 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

 Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 4465,8 k€ // 1º año total 202 k€; PV: 70,1 k€; Wind: 122,8 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 9,2 k€

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 247273 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 805529 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3988173 kWh/año

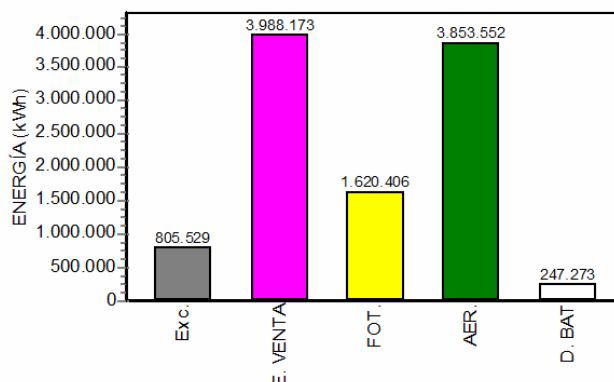
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 186227 kWh/año

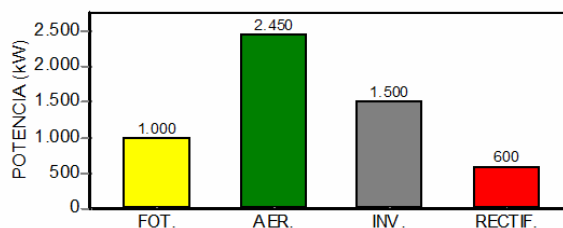
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



16.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de energía eólica y fotovoltaica a tarifa regulada y para E_{Baterías} 40,5 c€/kWh. Limite de potencia de salida 4.000 kW

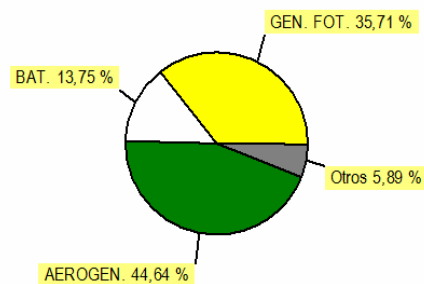
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P_{total} = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

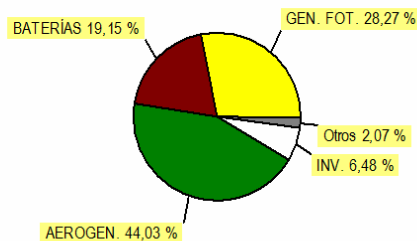
Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 10,8 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 12,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 21,6 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10093,7 k€

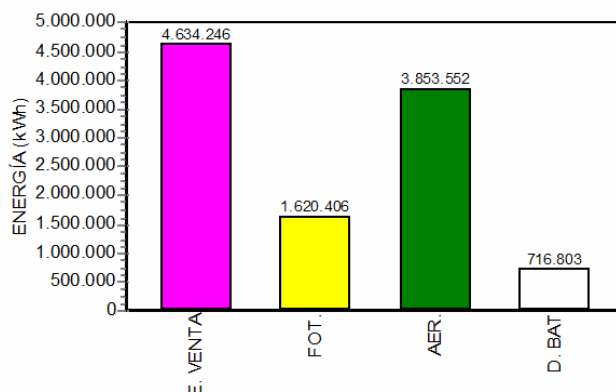
Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

 Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.
 INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.
 INGRESOS: Venta E. Bect. (VAN): 22787,6 k€ // 1º año total 1037,8 k€; PV: 596,5 k€; Wind: 229,5 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 211,8 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

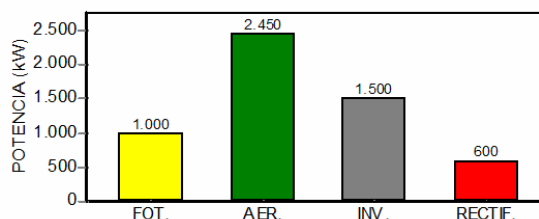
Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año
 Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año
 Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año
 Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año
 Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año
 E. descarga baterías: 716803 kWh/año. Vida bat.: 12 años
 Energía producida en Exceso: 0 kWh/año
 E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 4634246 kWh/año
 E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1287343 kWh/año
 E. Eólica Vendida a Red AC: 2823863 kWh/año
 E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año
 E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 523055 kWh/año
 Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



17.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de energía eólica y fotovoltaica a tarifa regulada y para E_{Baterías} 41 c€/kWh. Limite de potencia de salida 2.500 kW

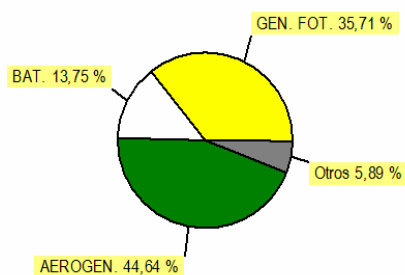
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P_{total} = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H₂
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 10,8 %
 Precio venta mínimo H₂ para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H₂ para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 12,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 21,6 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

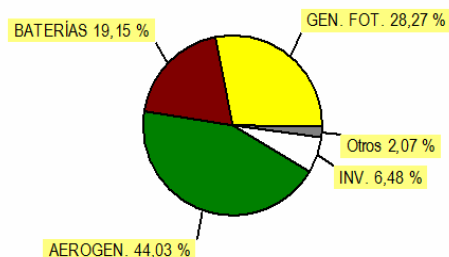
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10065,92 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H₂ (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Ect. (VAN): 22759,8 k€ // 1º año total 1036,6 k€; PV: 596,6 k€; Wind: 231,1 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 209 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 694130 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 8025 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 4640407 kWh/año

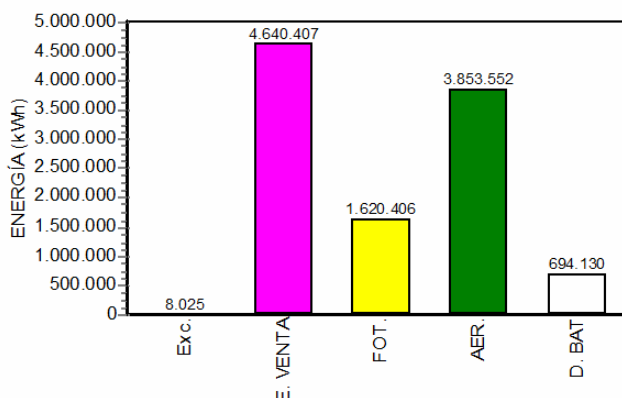
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1287492 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2843199 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 509727 kWh/año

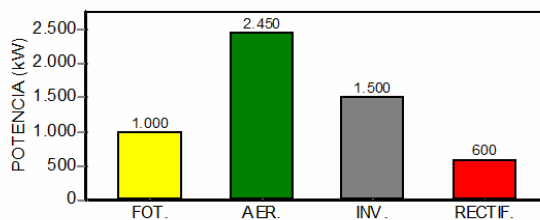
Hidrógeno vendido al año (generado v no consumido por pila): 0 kg H₂/año // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



18.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de energía eólica y fotovoltaica a tarifa regulada y para E_{Baterías} **44,3 c€/kWh. Limite de potencia de salida 1.000 kW**

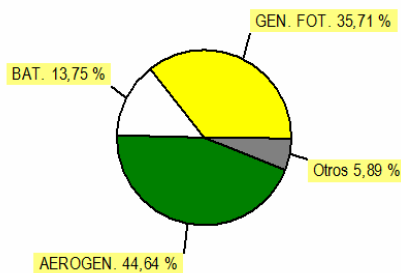
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P_{total} = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,7 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 15,3 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 26,7 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

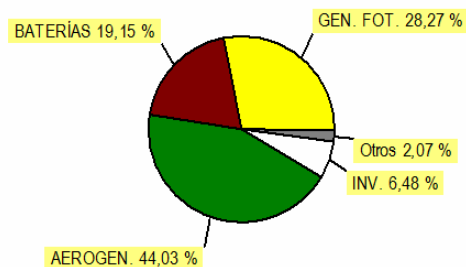
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 7952,85 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

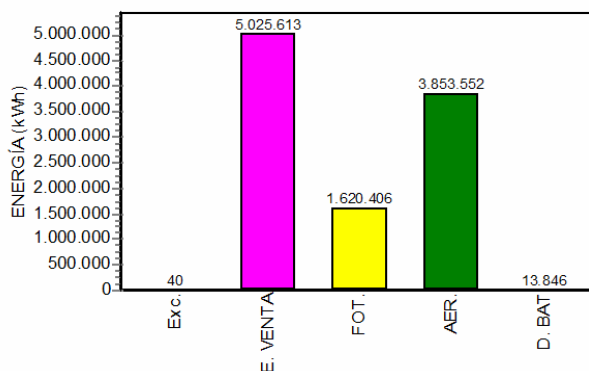
INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 20646,8 k€ // 1º año total 939,1 k€; PV: 615 k€; Wind: 168,3 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 155,9 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

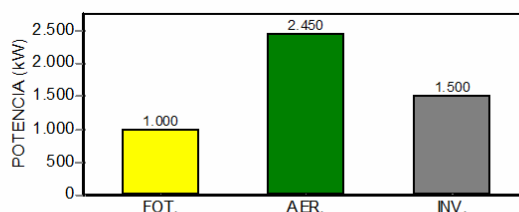
Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año
 Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año
 Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año
 Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año
 Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año
 Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año
 E. descarga baterías: 13846 kWh/año. Vida bat.: 12 años
 Energía producida en Exceso: 40 kWh/año
 E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5025613 kWh/año
 E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año
 E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año
 E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año
 E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 10704 kWh/año
 Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



19.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de toda la energía (eólica y fotovoltaica y E_{Baterías}) a 19,7 c€/kWh. Limite de potencia de salida 4.000 kW

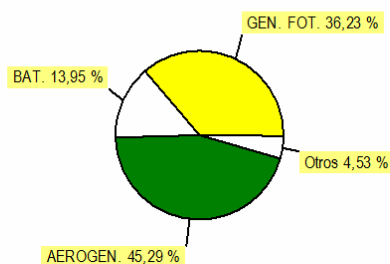
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8280 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 10,4 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 10,5 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,7 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

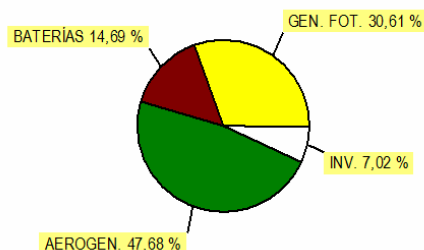
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10193,68 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 1721,3 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Ect. (VAN): 21915 k€ // 1º año total 991,5 k€; PV: 262,4 k€; Wind: 728,8 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0,3 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 2211 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5033029 kWh/año

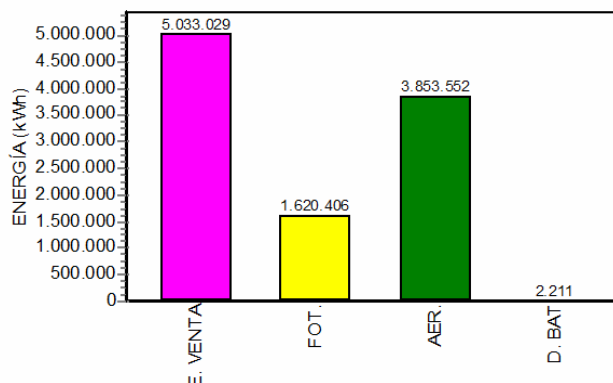
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 1595 kWh/año

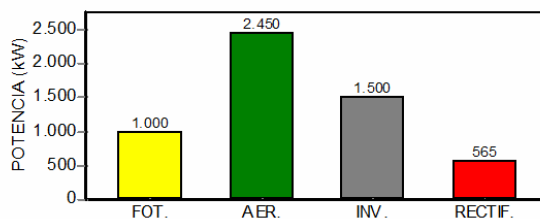
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



20.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de toda la energía (eólica y fotovoltaica y E_{Baterías}) a 20,5 c€/kWh. Limite de potencia de salida 2.500 kW

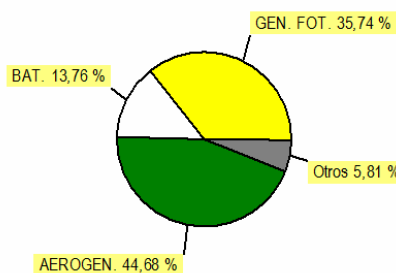
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P_{total} = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 564,7 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8392,9 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 113 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 10,8 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 11,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 19,9 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

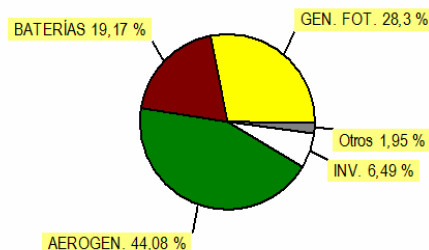
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10093,18 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 247,8 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 22771,6 k€ // 1º año total 1030,2 k€, PV: 273,1 k€, Wind: 755 k€, Hid: 0 k€, Pila: 0 k€, Bat: 2,2 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 13846 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 40 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5025613 kWh/año

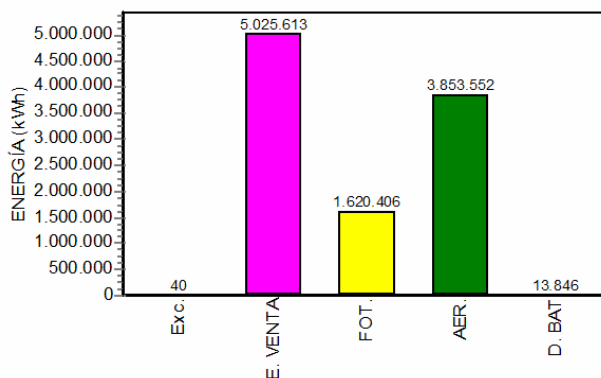
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3682870 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 10704 kWh/año

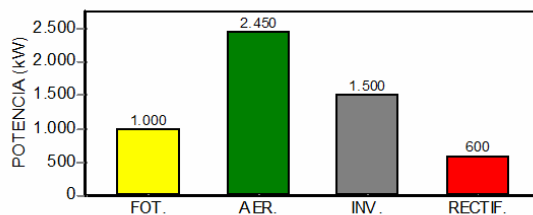
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



21.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de toda la energía (eólica y fotovoltaica y E_{Baterías}) a 23,5 c€/kWh. Límite de potencia de salida 1.000 kW

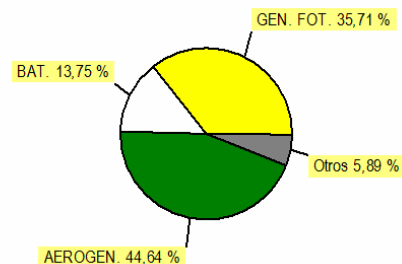
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 8400 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 1155 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 9,6 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 14,4 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 25,1 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

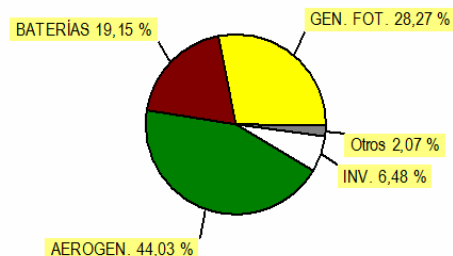
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 8030,91 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 2430,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Ect. (VAN): 20724,8 k€ // 1º año total 937,2 k€; PV: 313 k€; Wind: 580,4 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 43,8 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 247273 kWh/año. Vida bat.: 12 años

Energía producida en Exceso: 805529 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 3988173 kWh/año

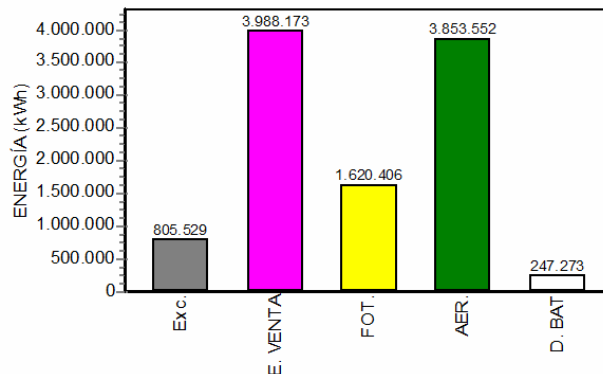
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1332063 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2469905 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 186227 kWh/año

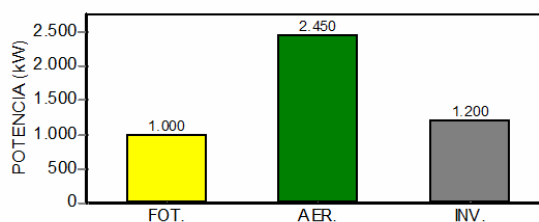
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



22.- Sistema CON almacenamiento, precio de venta de toda la energía (eólica y fotovoltaica y E_{Baterías}) a 18,8 c€/kWh. Capacidad baterías 1.500kWh. Límite potencia de salida 4.000 kW

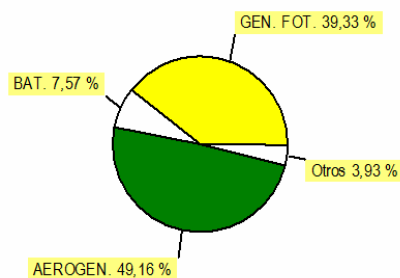
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P_{total} = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1200 kVA 1 x Baterías de 1500 kWh. Total = 1500 kWh
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7627,5 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H₂
 Inversor: 300 k€ Baterías: 577,5 k€
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 10,7 %
 Precio venta mínimo H₂ para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H₂ para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 9,7 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 18,4 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

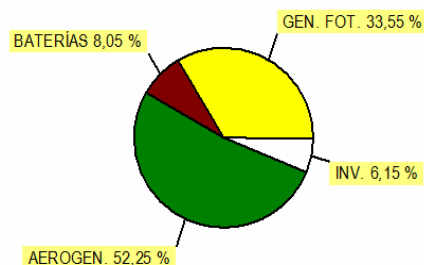
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 10107,59 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 658,2 k€ Coste Bat. (VAN): 860,7 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H₂ (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Ect. (VAN): 20803,6 k€ // 1º año total 941,2 k€; PV: 245,6 k€; Wind: 695,5 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0,1 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 1105 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 5006536 kWh/año

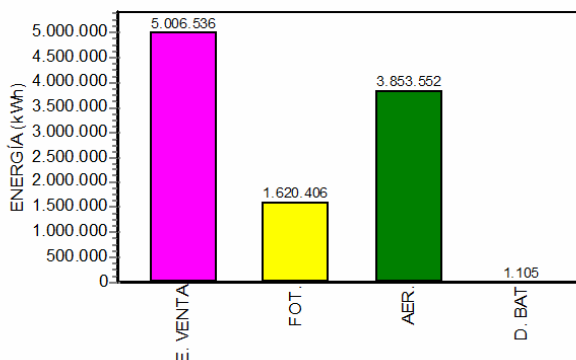
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1306362 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3699392 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 798 kWh/año

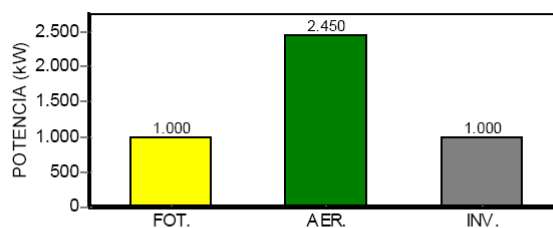
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H₂/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



23.- Informe Sistema SIN almacenamiento (límite de potencia Trafo 2500 kW), venta de toda la energía a precio de mercado, con precio horario de la energía valle 1,25 x (OMIE 2011) y punta 3,5 x (OMIE2011). Coste baterías 25% del coste actual

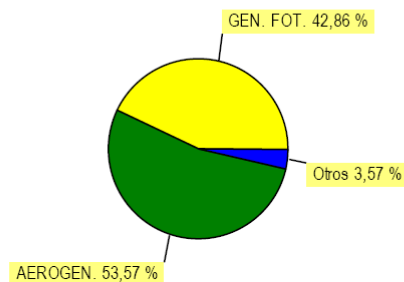
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1000 kVA Sin Baterías
 Rectificador de 0 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7000 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 250 k€ Sin Baterías
 Rectificador: 0 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 5,7%. Rentabilidad inicial de la inversión: 5,8 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 8,9 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 17,2 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

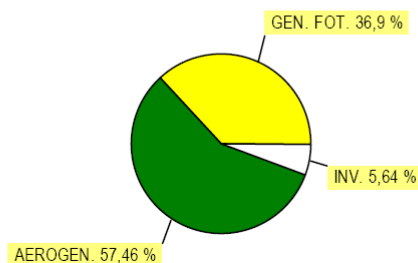
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 2097 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Inversor (VAN): 548,5 k€ -----
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 11822,7 k€ // 1º año total 534,9 k€; PV: 147,2 k€; Wind: 387,7 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 0 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 0 kWh/año. Vida bat.: 0 años

Energía producida en Exceso: 15183 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 4963836 kWh/año

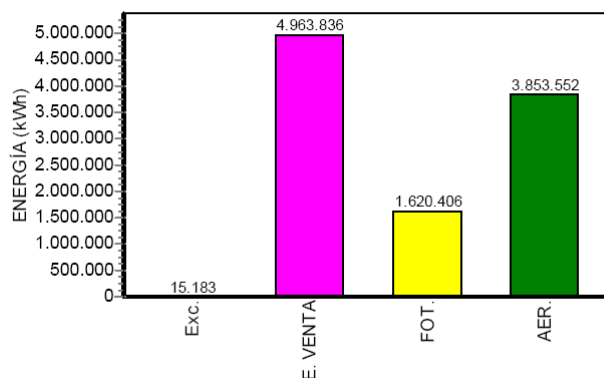
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 1279199 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 3684653 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 0 kWh/año

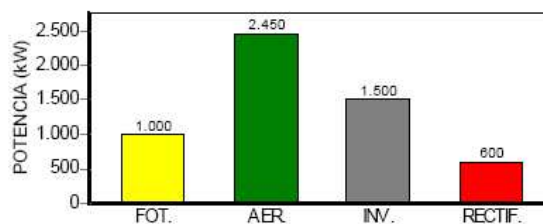
Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



23.- Informe Sistema CON almacenamiento (límite de potencia Trafo 2500 kW), venta de toda la energía a precio de mercado, con precio horario de la energía valle 1,25 x (OMIE 2011) y punta 3,5 x (OMIE2011). Coste baterías 25% del coste actual

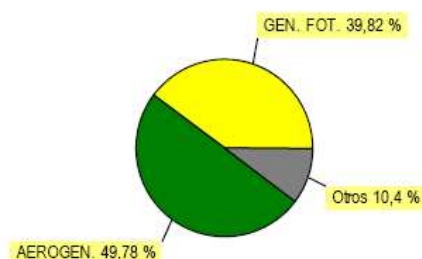
COMPONENTES

1 generadores fotov. de 1000 kWp. P total = 1000 kWp
 1 Aerogeneradores de potencia 2450 kW para 14m/s. Total 2450 kW
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Inversor de 1500 kVA 1 x Baterías de 3000 kWh. Total = 3000 kWh
 Rectificador de 600 kW



COSTE INICIAL DE LA INVERSIÓN: 7533,5 k€

Generador fotovoltaico: 3000 k€
 Aerogeneradores: 3750 k€
 Sin Turbina Hid.
 Sin Pila Comb.
 Sin Electrolizador
 Sin Tanque de H2
 Inversor: 375 k€ Baterías: 288,5 k€
 Rectificador: 120 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.



PARÁMETROS ECONÓMICOS

Tasa Interna de Retorno (TIR): 0%. Rentabilidad inicial de la inversión: 6,2 %
 Precio venta mínimo H2 para VAN=0: INF €/kg
 Precio venta mínimo H2 para amortiz. en 10 años: INF €/kg
 Precio venta mínimo E.E. para VAN=0: 10,8 c€/kWh
 Precio venta mínimo E.E. para amortiz. en 10 años: 20,1 c€/kWh

COSTES E INGRESOS A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

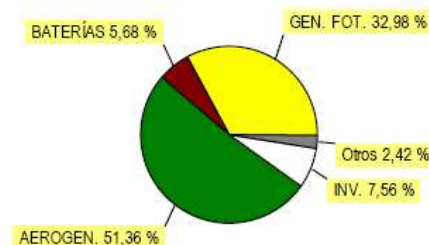
VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA (VAN): 2205,51 k€

Coste Gen. Fotovoltaico (VAN): 3588,4 k€
 Coste Aerogeneradores (VAN): 5588,8 k€

Coste Rectificador (VAN): 263,3 k€
 Coste Inversor (VAN): 822,7 k€ Coste Bat. (VAN): 618,5 k€
 Coste del terreno: 0 k€. // Coste de instalación: 0 k€.

INGRESOS por Venta H2 (VAN): 0 k€. // INGRESOS por Venta CALOR (VAN): 0 k€.

INGRESOS: Venta E. Elect. (VAN): 13087,2 k€ // 1º año total 592,1 k€; PV: 128,4 k€; Wind: 334,4 k€; Hid: 0 k€; Pila: 0 k€; Bat: 129,4 k€



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía generada por los Paneles Fotov.: 1620406 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 3853552 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

E. descarga baterías: 1059036 kWh/año. Vida bat.: 11,8 años

Energía producida en Exceso: 6709 kWh/año

E. Eléctrica TOTAL Vendida a Red AC: 4538866 kWh/año

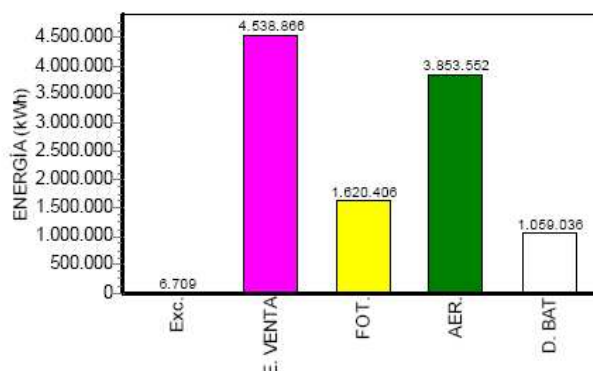
E. Fotovolt. Vendida a Red AC: 949754 kWh/año

E. Eólica Vendida a Red AC: 2820179 kWh/año

E. Hidráulica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

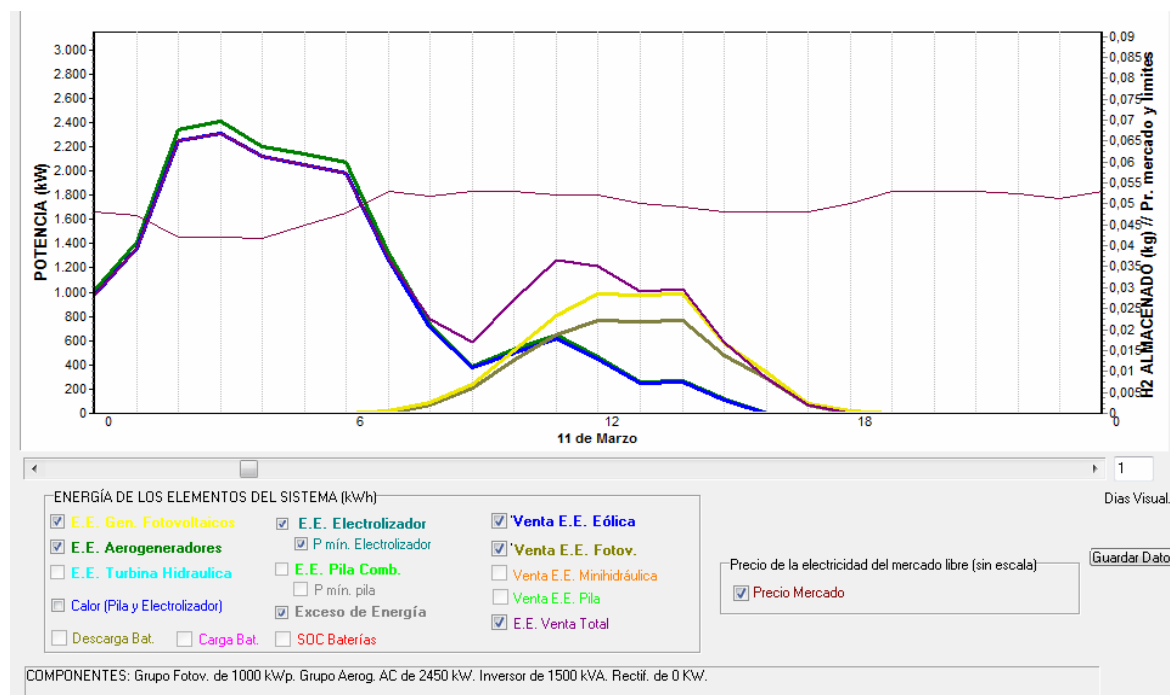
E. Pila Comb. Vendida a Red AC: 0 kWh/año; E. Bat. Vendida a Red: 768956 kWh/año

Hidrógeno vendido al año (generado y no consumido por pila): 0 kg H2/año. // CALOR vendido al año: 0 kWh/año



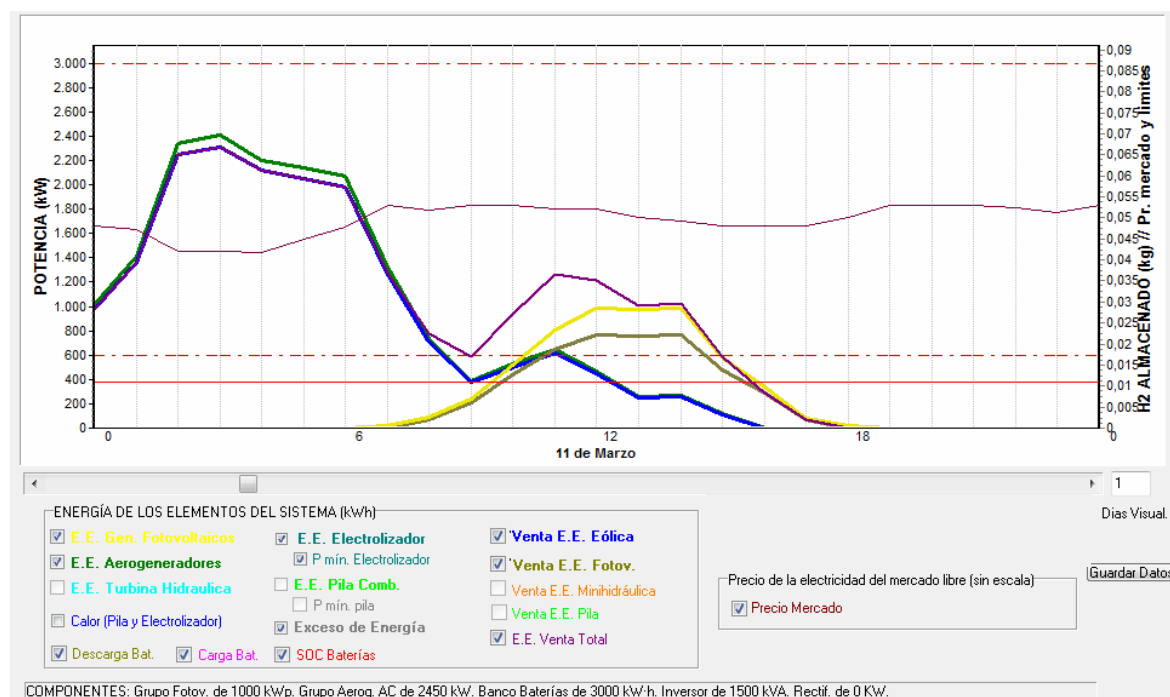
ANEXO II - RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LOS DIAS 11 DE MARZO Y 26 DE MAYO (REPRESENTACION GRAFICA)

1.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo, sistema sin almacenamiento y límite de potencia del transformador 4.000 kW.

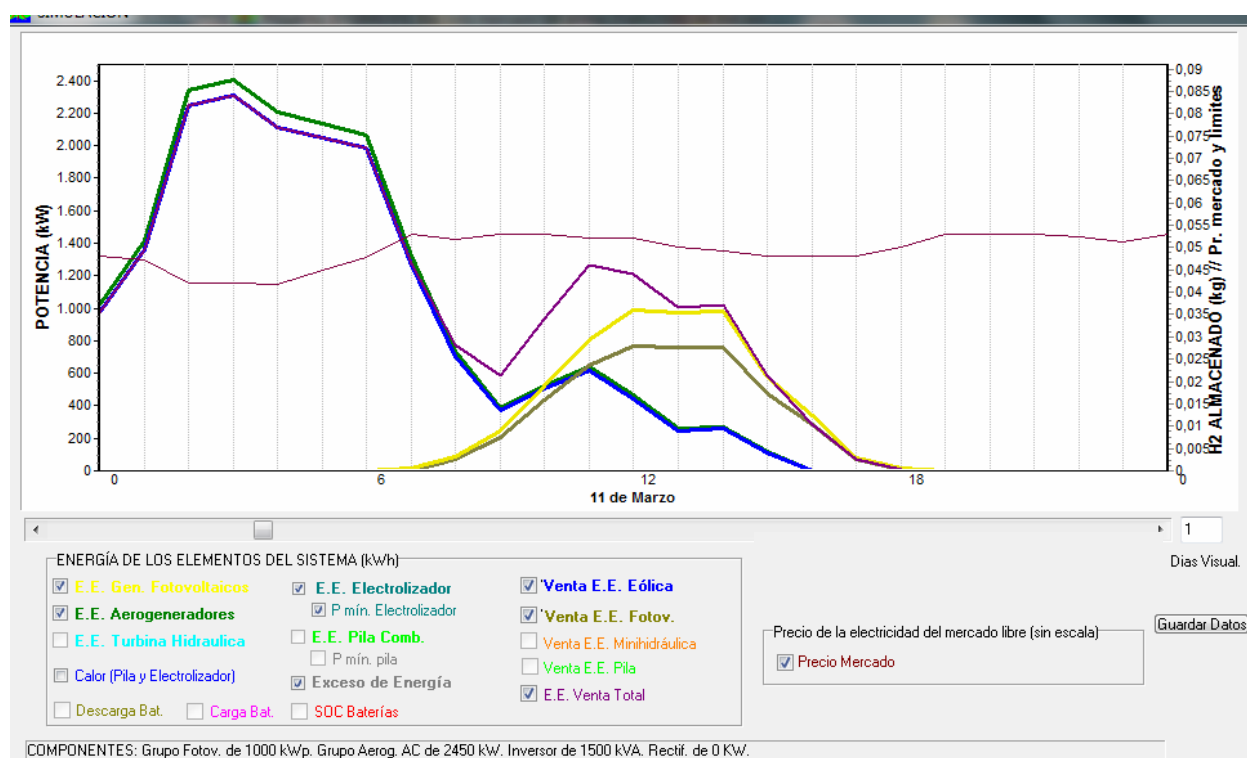


2.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo, sistema con almacenamiento y límite de potencia del transformador 4.000 kW.

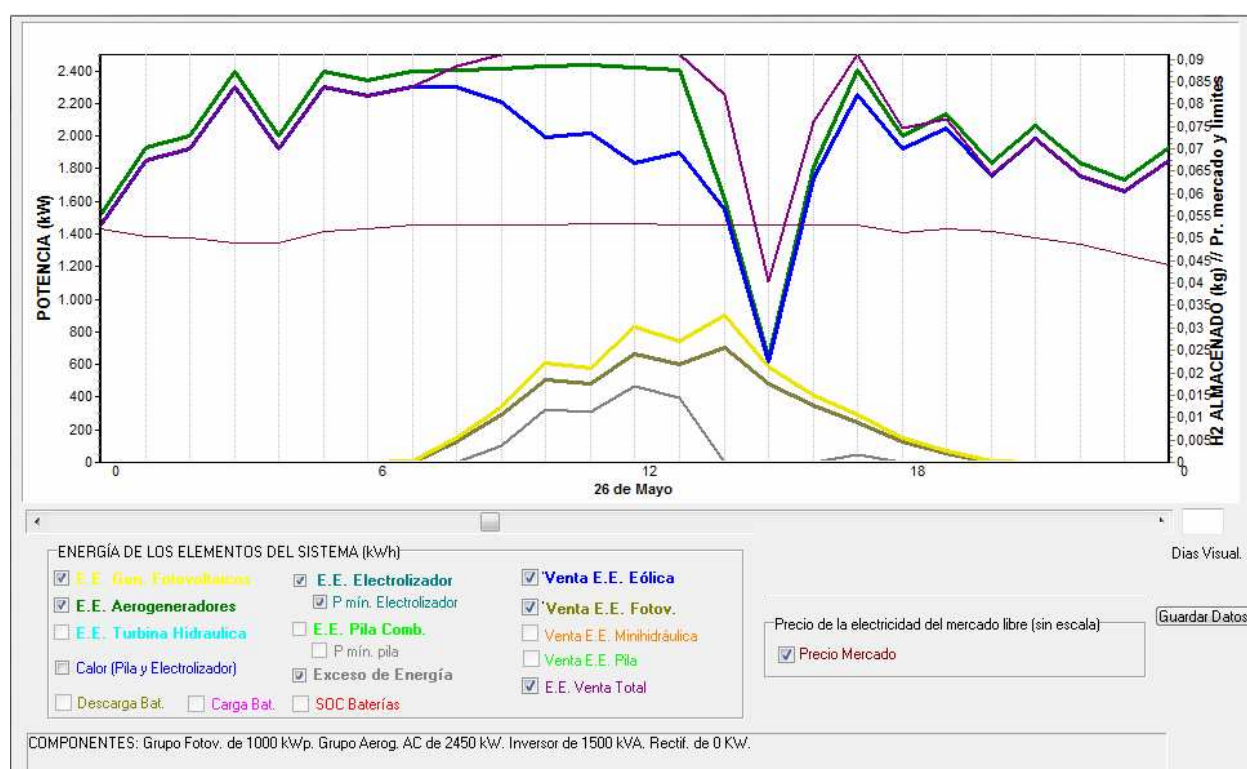
En este caso coincide con el anterior porque al no haber restricciones es más rentable vender que almacenar.



3.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo y el día 26 de mayo, sistema sin almacenamiento y límite de potencia del transformador 2.500 kW

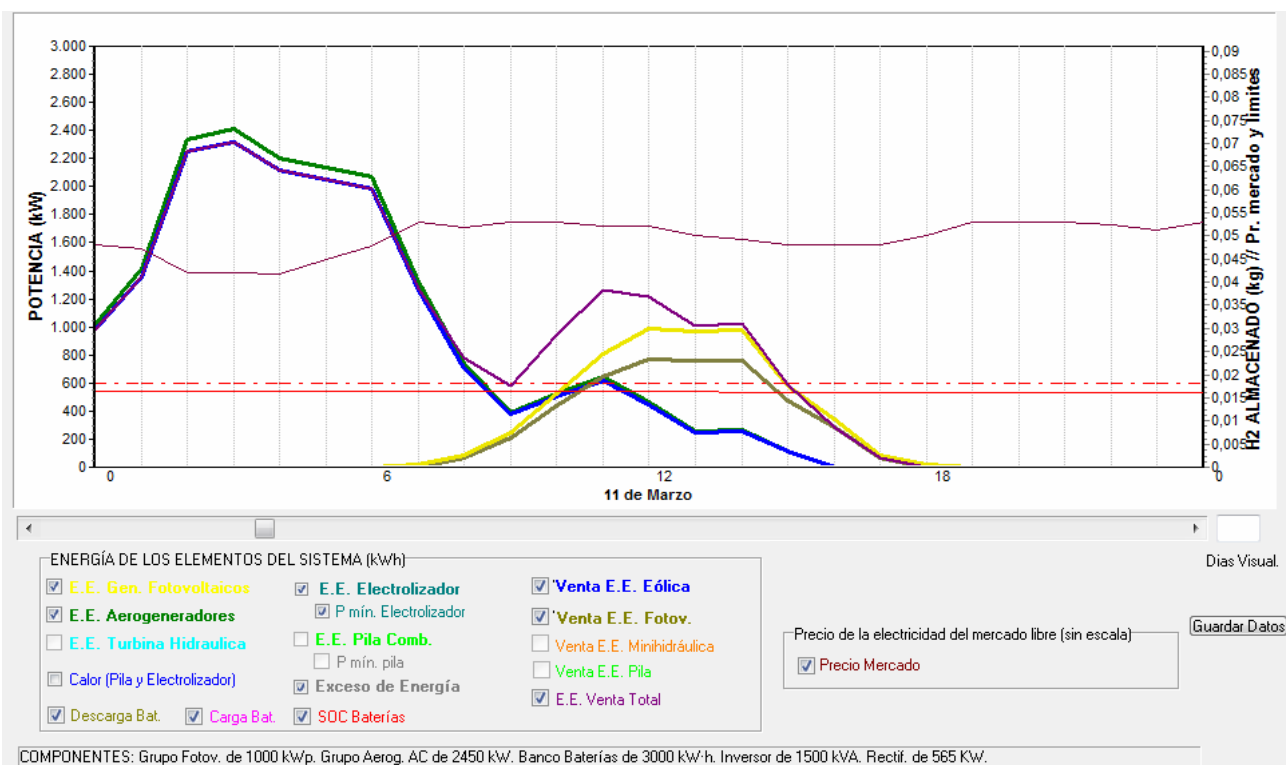


Para el día 11 de marzo no hay diferencia con los dos casos anteriores porque el límite de 2.500 kW coincide con la potencia de los aerogeneradores y además, para este día en concreto la generación de los paneles fotovoltaicos no coincide con los aerogeneradores, la restricción de 2.500 kW en este caso no influye y no tenemos energía generada en exceso. Pero puede darse el caso en que la generación de eólica y fotovoltaica coincida y entonces si se puede superar el límite de 2.500 kW y eso supondría una mala gestión de la generación como se demuestra en el gráfico siguiente para el día 26 de mayo.

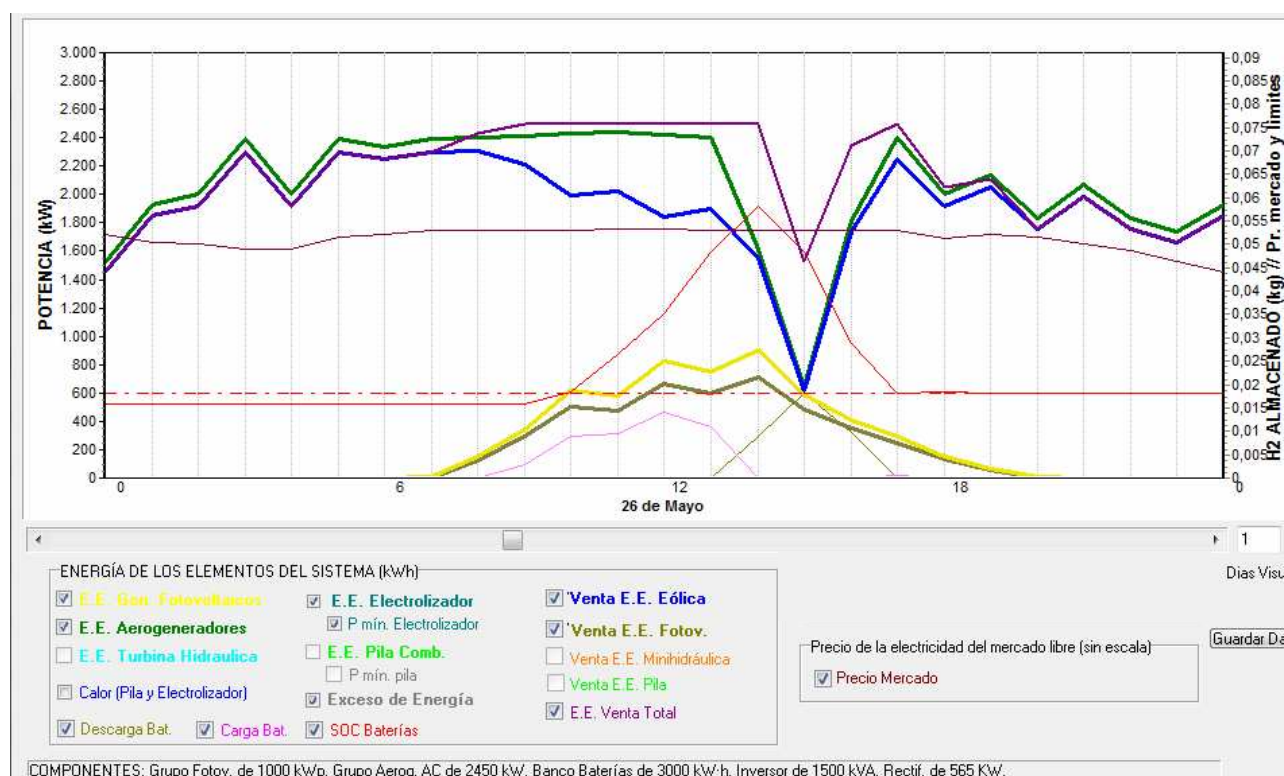


4.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo y el día 26 de mayo, sistema con almacenamiento y límite de potencia del transformador 2.500 kW.

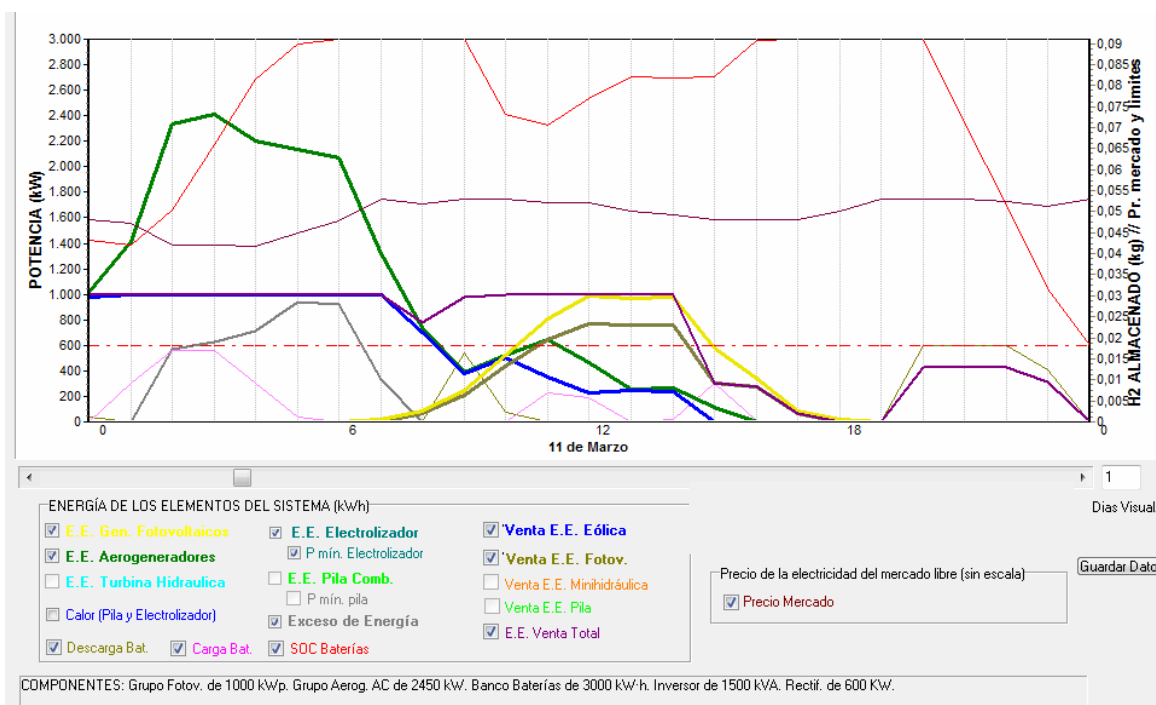
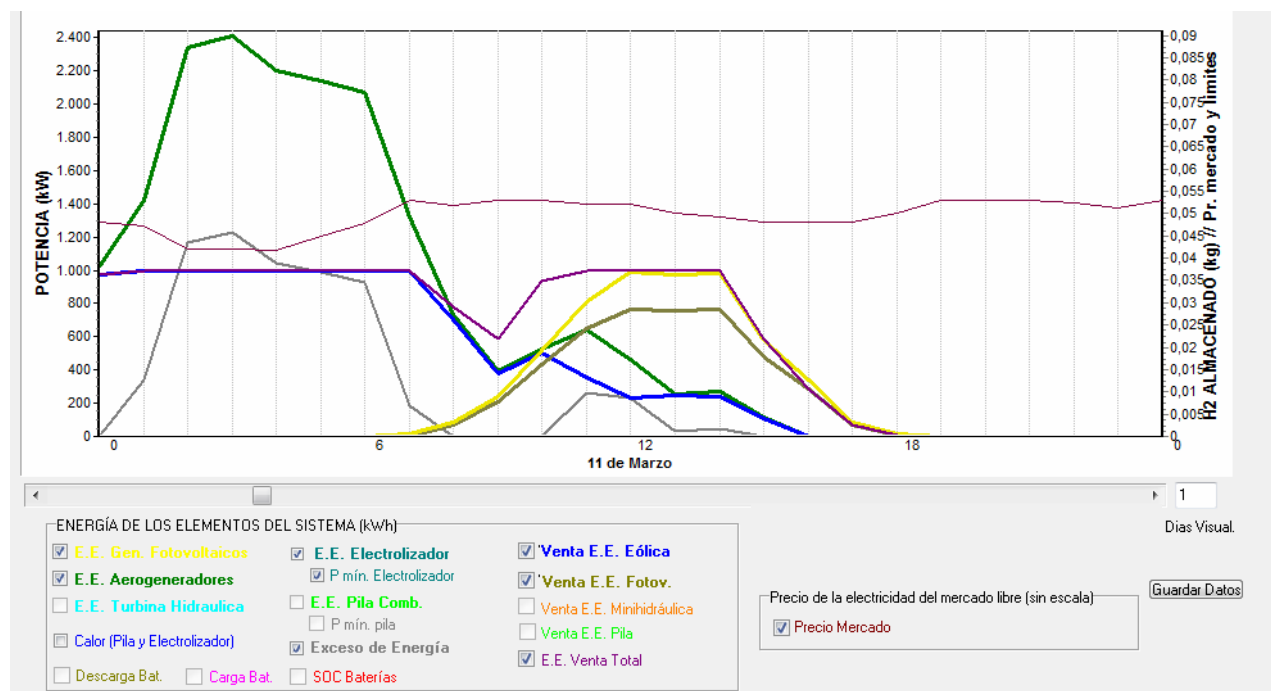
Para el día 11 de marzo como no afecta la restricción no hay energía generada en exceso y por tanto lo más óptimo es vender en lugar de almacenar.



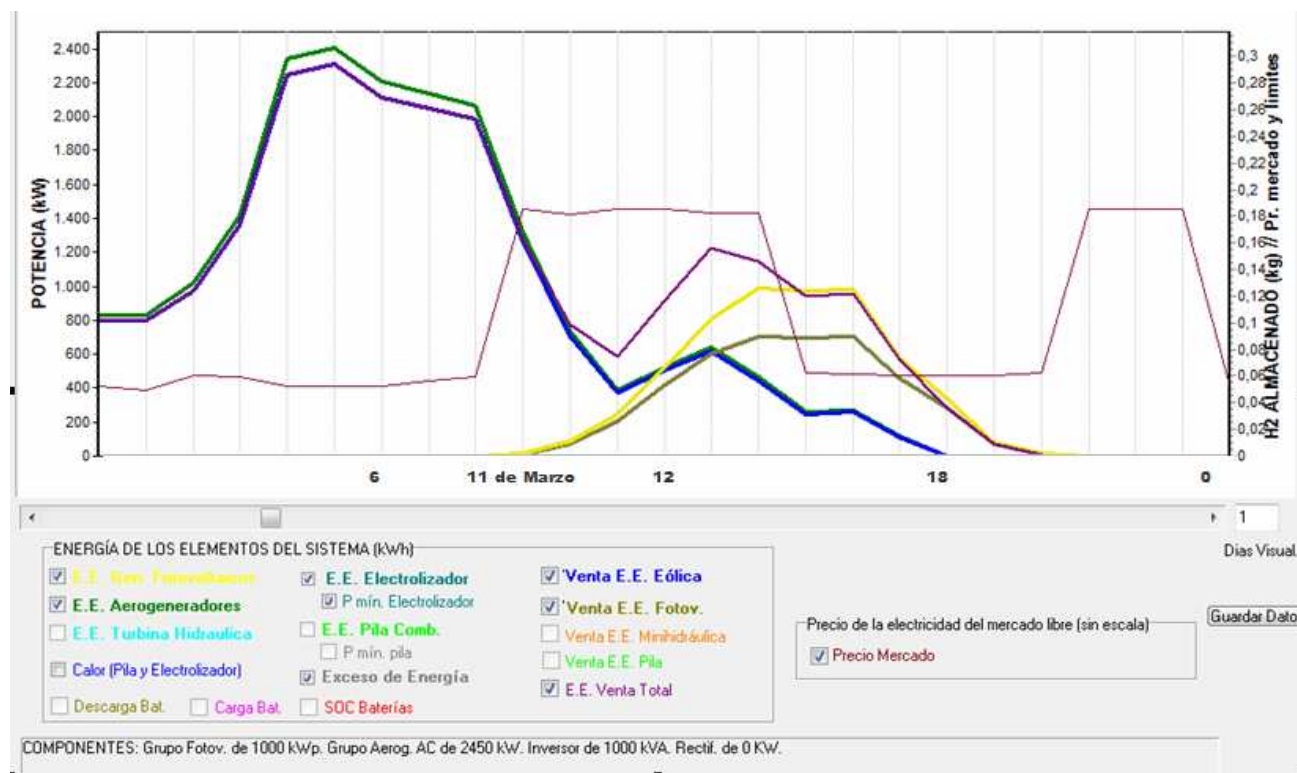
No ocurre lo mismo para el día 26 de mayo que si hay exceso de energía porque la restricción impide evacuar toda la generación. El hecho de disponer de baterías permite una mejor gestión que en el sistema sin almacenamiento pasando a no tener exceso de energía porque se emplea en cargar las baterías para entregarla a red más tarde cuando no existen restricciones.



Al existir restricciones tenemos energía en exceso que no podemos evacuar.



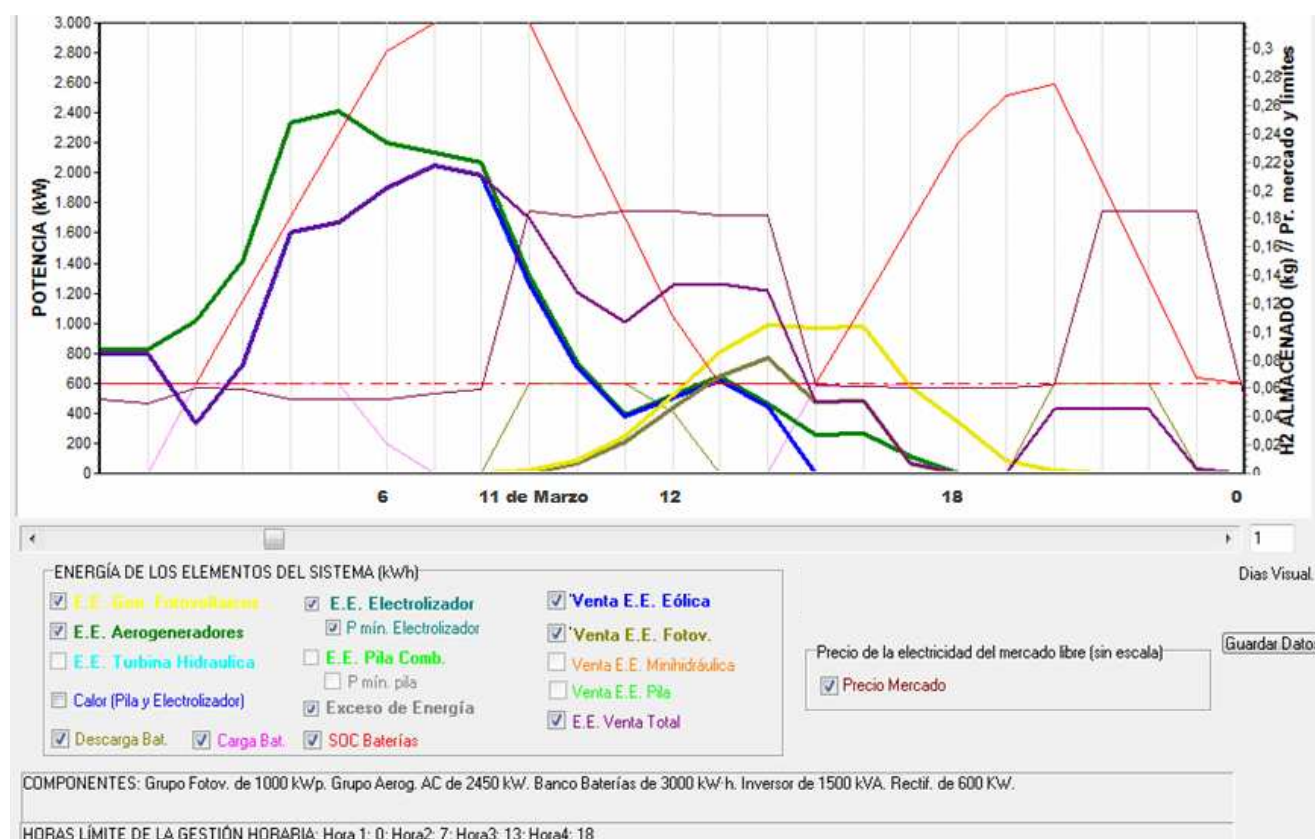
7.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo, sistema sin almacenamiento y límite de potencia del transformador 2.500 kW, en el caso hipotético que tuviésemos una diferencia considerable, para precios horarios de la energía, entre los períodos punta y valle. (Sistema SIN almacenamiento venta de toda la energía a precio de mercado, con precio horario de la energía períodos valle a 1,25 x (OMIE 2011) y punta a 3,5 x (OMIE2011). Coste baterías 25% del coste actual).




Salvo por la gráfica del precio del mercado todo lo demás se corresponde con lo visto en la figura del punto 3 de este anexo, sistema sin almacenamiento y límite de potencia del transformador 2.500 kW.

8.-Representación gráfica de los resultados de simulación para el día 11 de marzo, sistema con almacenamiento y límite de potencia del transformador 2.500 kW, en el caso hipotético que tuviésemos una diferencia considerable, para precios horarios de la energía, entre los períodos punta y valle. (Sistema CON almacenamiento venta de toda la energía a precio de mercado, con precio horario de la energía períodos valle a 1,25 x (OMIE 2011) y punta a 3,5 x (OMIE2011). Coste baterías 25% del coste actual).

Comparando estos resultados con los vistos en la 1ª figura del punto 4 de este anexo, se observa que para este caso se gestiona mejor la energía almacenándola en los períodos valle comprendidos entre las 0 y 7 h y entre las 14 y 20 h para venderla en los períodos punta, comprendidos entre las 8 y 14 h y entre 20 y las 23 h, para los que el precios horarios de la energía son claramente más altos.



ANEXO III - DATOS ATMOSFERICOS (Página Web NASA)



ATMOSPHERIC
SCIENCE
DATA CENTER

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

NASA

</