

Pre-Feasibility Study of Hybrid Wind Power-H₂ System Connected to Electrical Grid

A. Vega, *Member, IEEE*, A. Ramos, E. Conde and P. Reina

Abstract— The growth of wind power as an electric energy source is profitable from an environmental point of view and improves the energetic independence of countries with little fossil fuel resources. However, the wind resource randomness poses a great challenge in the management of electric grids. This study raises the possibility of using hydrogen as a mean to damp the variability of the wind resource. Thus, it is proposed the use of all the energy produced by a typical wind farm for hydrogen generation, that will in turn be used after for suitable generation of electric energy according to the operation rules in a liberalized electric market.

Keywords— wind power, hydrogen, electricity market.

I. INTRODUCCIÓN

LA GENERACIÓN eólica ha sido la tecnología renovable que más impulso y desarrollo ha tenido en el ámbito de generación eléctrica. En la referencia [1] se muestra como la potencia instalada en España, en el año 2010 fue de 19.813MW, sobre un total de 97.447MW de potencia total instalada, lo que supone un 20,33%. La cobertura de la demanda con energía eólica para el año 2010 fue del 16,41%, lo que supone un peso muy importante de la generación eólica en el esquema de generación actual del sistema eléctrico español. Sin embargo, la alta variabilidad del viento y las dificultades que entraña predecir la generación eólica hace necesario tener generación convencional de respaldo, lo que supone un coste extra al sistema y una gestión más complicada de la red.

La incertidumbre en la previsión eólica aumenta conforme aumenta el horizonte temporal de dicha previsión. Por este motivo se están realizando notables esfuerzos en el desarrollo de técnicas que permitan obtener previsiones de viento fiables y por tanto, asegurar la producción de energía eléctrica de los parques eólicos, en [2] se hace una revisión exhaustiva de las técnicas de predicción de generación eólica a corto plazo. En [3] se estudia la incidencia de los aerogeneradores en la red y el marco regulatorio para parques eólicos en Europa.

Otro factor a considerar es que en muchos países existe un sistema de liberalizado de compra y venta de energía eléctrica.

En el caso español la mayor parte de la energía se gestiona en el mercado diario, que tiene lugar con un día de antelación (día D-1) al día en el que se debe disponer de dicha energía (día D). El equilibrio definitivo de la energía generada y demandada se lleva a cabo en otros seis mercados de ajustes o intradiarios, y en los servicios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

Los parques eólicos pueden ofertar la venta de su energía en el mercado diario y en los sucesivos intradiarios, lo que les obliga a prever su producción en 24 tramos horarios, con una antelación de 24h. Los desvíos respecto a su programa casado en el mercado les pueden suponer un coste extra, en [4] se muestra como los desvíos originados por la energía eólica en diciembre de 2010 fueron de un 10,7% respecto a su programa con un coste de 7,3 M€. En la referencia [5], se muestra como en 2010, los desvíos a subir de la energía eólica supusieron un 26% sobre el total y en los desvíos a bajar supuso un 29% sobre el total.

Una disminución en los desvíos generados por los parques eólicos redundaría en una gestión del sistema eléctrico más óptima, y en la generación de confianza en la energía eólica, como un sistema de generación fiable.

Dado que las sesiones de los mercados de energía eléctrica suelen estar repartidos en el tiempo, durante el día D y el día anterior (día D-1), podría ser razonable estimar la previsión de energía eólica con un horizonte temporal entre las diferentes sesiones de los mercados, de forma que se fuese ajustando la energía vendida a lo largo del día, disminuyendo de esta forma los desvíos originados. Este procedimiento no asegurará que se pueda cubrir la energía programada, pero sí disminuirá la incertidumbre asociada a la misma.

Otro procedimiento a seguir es utilizar un sistema de almacenamiento de energía intermedio que garantice que se pueden cubrir las variaciones de energía que el viento va a originar a lo largo del tiempo. Para cumplir con este objetivo se pueden usar diferentes sistemas de almacenamiento, como baterías, aire comprimido, volantes de inercia, supercondensadores, bobinas superconductoras o almacenamiento de hidrógeno. Los diferentes métodos de almacenamiento de energía se pueden encontrar en [6], [7], [8].

El almacenamiento de energía dependerá del problema de variabilidad que se pretenda subsanar, en [6] se dan unos

A. Vega, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, avega@dse.upm.es

A. Ramos, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, aramos@dse.upm.es

E. Conde, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, econde@dse.upm.es

P. Reina, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, preina@dse.upm.es

órdenes de magnitud de los tiempos de respuesta de diferentes tecnologías de almacenamiento y su aplicación a diferentes funciones en la gestión de redes eléctricas.

En el presente trabajo se propone una instalación de generación, almacenamiento y uso de hidrógeno para producción eléctrica, tomando como fuente de energía la producción de un parque eólico tipo de 13 MW, con máquinas de 1,3MW. La capacidad de almacenamiento de hidrógeno se ha previsto considerando que la venta de dicha energía se hace en los mercados intradiarios. La generación de energía eléctrica se hace usando tres tecnologías diferentes: turbina de gas, motor térmico y pila de combustible, cuyo combustible sería el hidrógeno generado y que se comparan económicamente.

El artículo se ha organizado de la siguiente forma. En la sección II se propone un parque eólico tipo y los elementos fundamentales de una instalación de generación, almacenamiento y uso de hidrógeno con fines eléctricos. En la sección II.A se hace un análisis del régimen de vientos en el emplazamiento, a partir de datos cada diez minutos y durante un año y la energía generada en el parque eólico tipo. En la sección II.B se aplica el modelo de electrolizador de Ulleberg adaptado a los electrolizadores empleados en la instalación propuesta, así como la metodología para obtención del hidrógeno generado. En la sección II.C se define el tamaño del almacenamiento de hidrógeno comprimido y una estimación la energía necesaria para dicha compresión. En la sección II.D se proponen tres tecnologías diferentes para el uso del hidrógeno, turbina de gas (TG), motor de combustión interna (MCI) y pila de combustible (FC). En la sección II.E se hace un estudio de rentabilidad del sistema propuesto, con las tres alternativas de generación de energía eléctrica definidas en la sección II.D y se analiza los incentivos necesarios para poder promover este tipo de plantas energéticas. Por último, se exponen unas conclusiones en la sección III.

II. MODELIZACIÓN DEL PROCESO

En la bibliografía se pueden encontrar otros procedimientos de integración del hidrógeno con las energías renovables, por ejemplo, en [9] se usa parte de la energía proporcionada por el aerogenerador en la producción de hidrógeno, con lo que se consigue suavizar la curva de potencia generada por los aerogeneradores, en [10] se propone un procedimiento de cálculo óptimo del almacenamiento de hidrógeno en un sistema híbrido fotovoltaico eólico, en [11] y [12] se describen procedimientos de cálculo para la venta de la energía eólica, con almacenamiento intermedio de hidrógeno, en un mercado diario, con una previsión a 24 h.

En la planta propuesta se ha optado por utilizar toda la energía generada por el parque eólico en la producción de hidrógeno. En la Fig. 1 se muestra el esquema de la planta propuesta, con un parque eólico, 1; un rectificador, 2; electrolizadores, 3; almacenamiento de hidrógeno comprimido a 200 bar, 4; y en 5 se pueden ver los tres sistemas de generación de energía, a partir del hidrógeno producido.

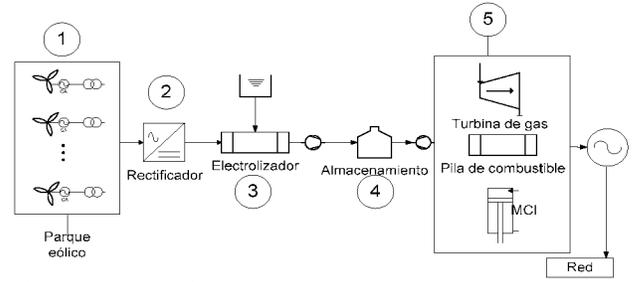


Figura 1. Esquema de la planta.

El hidrógeno se usará para generar nuevamente energía eléctrica, esta vez con unos niveles de calidad y disponibilidad adecuados a las exigencias de la red eléctrica.

A. Análisis de viento, determinación de energía y variables eléctricas.

Como hipótesis de partida se ha diseñado un parque eólico de 13 MW. Para determinar la cantidad de energía que dicho parque produce, se ha realizado un análisis estadístico de datos de viento registrados durante 1 año con velocidades medias tomadas cada 10 min, en una torre de 40 m de altura. Los datos de viento usados se pueden agrupar en i intervalos de velocidades, dando lugar a un histograma de velocidades de viento (1), a una altura determinada (40 m).

$$h_H^i = \frac{\sum_{k=1}^N a_k}{N} \quad (1)$$

Siendo,

N el número total de datos de viento a una altura H

$$a_k = 1 \quad \text{si } v \in [v_i, v_{i+1})$$

$$a_k = 0 \quad \text{si } v \notin [v_i, v_{i+1})$$

Este histograma se puede correlacionar con una función estadística de Weibull (2), donde P es la probabilidad de que la velocidad del viento v sea menor que una velocidad v_x dada.

$$P(v < v_x) = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k} \quad (2)$$

En la que se determinan los parámetros característicos de la distribución de Weibull, C y k , por medio de una aproximación por mínimos cuadrados (3) de la distribución de Weibull y de los valores del histograma generado a partir de los datos de viento.

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{N-1} \left(P(v_i < v < v_{i+1}) - h_H^i \right)^2 \right\}_{C,k} \quad (3)$$

En la Fig. 2 se puede ver el histograma de velocidades a 40 m. Como resultado de aplicar (3) se llega a que el factor de escala $C_{40m} = 8,17$ m/s y el factor de forma $k_{40m} = 1,55$. Estos

resultados son genéricos para todo el periodo de tiempo considerado en las mediciones.

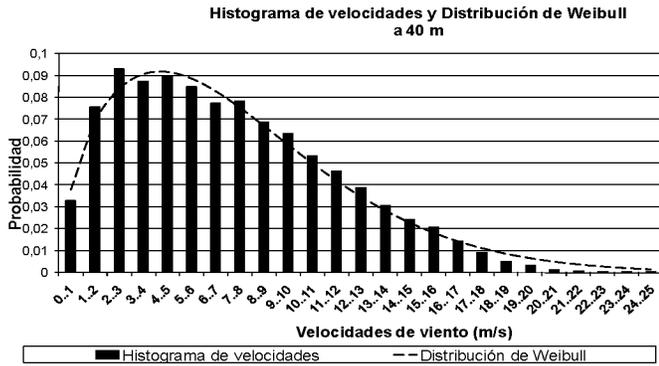


Figura 2. Distribución de Weibull calculada a partir del histograma de velocidades

Tomando como hipótesis que la rugosidad media en el emplazamiento es $z_0=0,002$ m, y considerando que los aerogeneradores del parque tienen una altura de buje de 68 m, resulta que los parámetros que definen la distribución de Weibull a la altura del buje de los aerogeneradores se pueden calcular a partir de (4) y (5). Las alturas del buje del aerogenerador, $h_1=68$ m y la de la torre de medida, $h_2 = 40$ m, permiten calcular el factor de escala a la altura del buje del aerogenerador, tomando como hipótesis que el factor de forma se mantiene aproximadamente constante con la altura.

$$\bar{v} = C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4)$$

$$\frac{v(h_1)}{v(h_2)} = \frac{\ln \frac{h_1}{z_0}}{\ln \frac{h_2}{z_0}} = \frac{C_{h_1}}{C_{h_2}} \quad (5)$$

De esta manera, se recalculan fácilmente los parámetros de la distribución de Weibull a 68 m, tomando los valores $C_{68m}=8,61$ m/s y $k_{68m}=1,55$.

Teniendo en cuenta la distribución estadística del viento y la generación de energía de un aerogenerador, Fig. 3, se llega a evaluar la cantidad de energía que el aerogenerador está aportando a lo largo de un periodo de tiempo.

La energía aportada en función del rango de velocidades de viento se puede calcular a partir de la probabilidad de que la velocidad del viento esté entre dos valores determinados, ver (6) y la potencia generada por el aerogenerador para una velocidad representativa de ese intervalo (7).

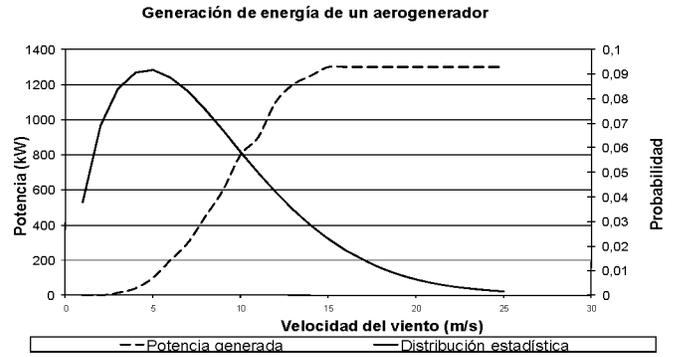


Figura 3. Características del viento y del aerogenerador.

$$F(v_x, v_y) = \int_{v_x}^{v_y} \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = e^{-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_y}{C}\right)^k} \quad (6)$$

$$Pot(v_x < v < v_y) = \int_{v_x}^{v_y} Pot(v) \cdot \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv \quad (7)$$

$$Pot(v_x < v < v_y) \cong Pot\left(\frac{v_x + v_y}{2}\right) \cdot F(v_x, v_y)$$

Siendo la potencia media del aerogenerador la suma de las potencias obtenidas según (7), a lo largo de todo el rango de velocidades. Para tener en cuenta las pérdidas por efecto estela, pérdidas eléctricas y otras, se ha minorado la energía del parque en un 12 %.

De esta forma se obtiene la energía que aportará el parque, en función de la probabilidad de que se de una determinada velocidad del viento.

B. Generación de hidrógeno

En la simulación se ha empleado los modelos aportados por Ulleberg [13], [14], para caracterizar a los electrolizadores. Se han dispuesto un conjunto de tres electrolizadores de 3,7 MW, que funcionaran de forma modular dependiendo de las condiciones de viento. La modelización se ha realizado tomando como hipótesis que los electrolizadores trabajan a presión atmosférica.

La característica de funcionamiento del electrolizador se puede asimilar según [14] a una ecuación que relaciona la tensión en la cada celda del electrolizador, la corriente que circula por ella y la temperatura a la que se encuentra (8).

$$U = U_{rev} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T}{A} \cdot I + \dots$$

$$\dots + \left(s_1 + s_2 \cdot T + s_3 \cdot T^2 \right) \cdot \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}}{A} \cdot I + 1 \right) \quad (8)$$

donde,

r_i , parámetros para la resistencia óhmica del electrolito,

($i=1 \dots 2$)

s_i , t_i , parámetros del sobrevoltaje en los electrodos ($i=1 \dots 3$)

A , área del electrodo, m^2

T , temperatura del electrolito, $^{\circ}C$

La generación de hidrógeno dependerá del rendimiento de Faraday (9) y de la corriente que circule por cada electrolizador (10)

$$\eta_F = a_1 \cdot e^{\left(\frac{a_2 + a_3 T + a_4 T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6 T + a_7 T^2}{(I/A)^2} \right)} \quad (9)$$

$$\dot{n}_{H_2} = n_{elec} \cdot \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{n \cdot F} \quad (10)$$

Para poder generar el hidrógeno es necesario adecuar la potencia generada por el parque eólico, para ello se usará un rectificador en puente y convertidor DC-DC (o un rectificador controlado), que pasarán de corriente alterna a corriente continua. En este punto se ha tomado como hipótesis que la temperatura de los electrolizadores se mantiene constante a $80^{\circ}C$ en los distintos modos de funcionamiento, y que el rectificador regula la potencia inyectada, de forma que para cada condición de viento se tendrá unas condiciones de tensión y corriente en el electrolizador que cumplan con (11).

$$P_{eolica} \times \eta_{rectificador} = n_{elec} (U_{rev} + f_1(T, A) \cdot I) \cdot I + \dots$$

$$\dots + n_{elec} f_2(T, A) \cdot \log(f_3(T, A) \cdot I + 1) \cdot I \quad (11)$$

Siendo P_{eolica} la potencia inyectada por el parque; $\eta_{rectificador} = 97\%$, el rendimiento del rectificador; n_{elec} el número de electrolizadores en funcionamiento. Resolviendo (11) para cada condición de viento se obtiene la cantidad de hidrógeno generado aplicando (9), (10) y (12).

$$H_2(v_x < v < v_y) = H_2 \left(\frac{v_x + v_y}{2} \right) \times F(v_x, v_y) \quad (12)$$

La cantidad de energía en forma de H_2 , dependerá de la potencia inyectada por el parque y de la probabilidad de que se tenga esa potencia, de forma que, tal y como se muestra en la Fig. 4, la energía media generada dependerá del número de horas que el viento tenga una determinada velocidad.

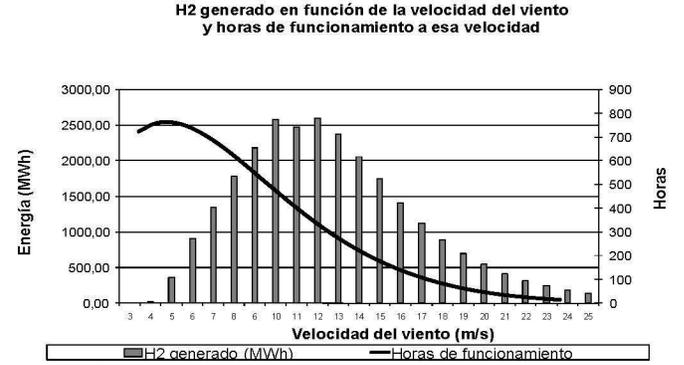


Figura 4. H_2 generado en función de la velocidad del viento

La energía convertida en H_2 anualmente sería del orden de 26,4 GWh. Esta energía deberá ser almacenada y gestionada para su venta en un mercado eléctrico liberalizado.

C. Almacenamiento y uso del H_2 .

El tamaño del almacenamiento de hidrógeno va a depender del uso posterior que se vaya a hacer del mismo. Se va a tener en cuenta que la energía generada se venderá dentro de un sistema eléctrico liberalizado. La gestión de la energía eléctrica en un sistema liberalizado pasa por la realización de una serie de mercados, en los que se compra y se vende, siguiendo una serie de reglas que cambian dependiendo del país en el que lleven a cabo. Durante el día puede haber distintos mercados que tratan de adecuar lo más fielmente posible la generación al consumo. En este marco, los generadores ofertan comprar/vender determinadas cantidades de energía por unidad de tiempo, que abarca el horizonte temporal que se cubre con cada sesión de mercado. Los desvíos que el generador tenga respecto a las ofertas que se le aceptaron en los distintos mercados dan lugar a un sobrecoste en el sistema eléctrico y normalmente a una penalización al causante de los mismos. En el ejemplo que se está exponiendo se va a seguir la estructura del mercado eléctrico español, en el que existe una sesión de mercado diario, que se realiza el día anterior al día en el que se debe disponer de la energía, y que tiene un horizonte temporal de 24 h, así como, 6 sesiones de mercados intradiarios, que se llevan a cabo durante los días anterior y durante el día en el que se pone en juego la energía (Tabla I).

TABLA I
SESIONES DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA Y HORIZONTES TEMPORALES

Mercados	Sesión		Horizonte temporal	
	Día D-1	Día D	Día D-1	Día D
Diario	10AM -11AM			0AM-12 PM
Intradiario 1	5 PM- 7 PM		9 PM-12 PM	0AM-12 PM
Intradiario 2	10 PM- 11 PM			0AM-12 PM
Intradiario 3		2 AM-3 AM		5 AM-12 PM
Intradiario 4		5 AM-7 AM		8 AM-12 PM
Intradiario 5		9 AM-10 AM		12 AM-12 PM
Intradiario 6		1 PM-2 PM		16 AM-12 PM

La estrategia que se sigue consiste en vender la energía eléctrica producida en los mercados intradiarios, por lo que el

intervalo de tiempo en el que se propone almacenar hidrógeno será el que hay entre cada sesión de mercado, que en el caso de seis sesiones es de unas 5 horas. El parque tiene una probabilidad de funcionar en régimen nominal del 10,1 %, en cuyo caso se estarían produciendo 0,072 kg/s de hidrógeno. Por tanto, se ha previsto que el almacenamiento de hidrógeno sea el equivalente a 5 horas funcionando el parque eólico en régimen nominal. Teniendo en cuenta que el PCI del hidrógeno es de 120 MJ/kg, la cantidad de energía a almacenar será de 43,11 MWh, aproximadamente unos 1293 kg de H₂. Se ha optado por realizar un almacenamiento comprimido a 200 bar, lo que da un volumen de almacenamiento de 76 m³. En la estimación del almacenamiento se ha tenido en cuenta los factores de conversión aportados en [15] y [16]

Para el almacenamiento de hidrógeno a presión se ha realizado una evaluación en ASPEN (Fig. 5). Se ha supuesto que la compresión se realiza en dos etapas con enfriamiento intermedio a la temperatura de salida del hidrógeno del electrolizador, que es de 353 K. A la salida del compresor se enfría desde unos 903 K hasta unos 298 K, que se va a considerar como la temperatura a la que se mantendrá el tanque de almacenamiento, entre los dos procesos de enfriamiento es necesario evacuar 1689 kW, en condiciones nominales de compresión, con un caudal de hidrógeno de 0,072 kg/s.

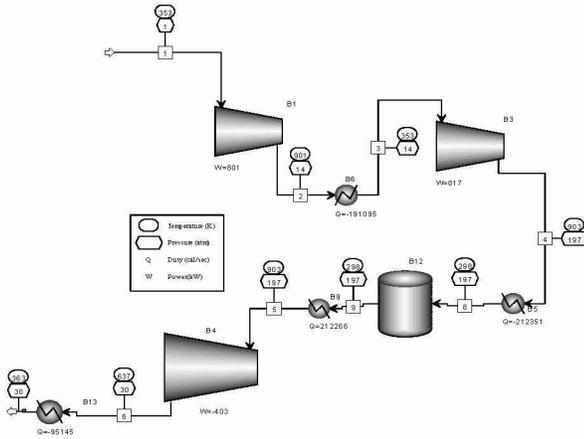


Figura 5. Simulación de los procesos de compresión y expansión en el almacenamiento.

La potencia necesaria para comprimir hasta 200 bar es de 1618 kW, para el flujo nominal de hidrógeno, lo que supone un consumo muy importante de energía, del orden de 3562 MWh/año, si se consideran los distintos regímenes de funcionamiento del parque eólico, y por tanto del electrolizador (13), donde la potencia necesaria para la compresión depende del caudal de hidrógeno (\dot{n}_{H_2}) para la velocidad media de cada uno de los n intervalos de velocidades considerado.

$$E_{compresión}^{Total} = 8760 \cdot \sum_{i=1}^n P_{compresión} \left(\dot{n}_{H_2} \left(\frac{v_i + v_{i+1}}{2} \right) \right) \times F(v_i, v_{i+1}) \quad (13)$$

Con objeto de compensar parte de la energía necesaria para la compresión, se ha dispuesto una turbina de expansión a la salida del tanque de almacenamiento que generará energía eléctrica en los momentos en los que se esté alimentando a los equipos consumidores de hidrógeno. Para evaluar la cantidad de energía que la turbina de expansión va a aportar se ha considerado que el consumo de hidrógeno por parte de los generadores es el máximo posible para ellos. Con objeto de aumentar la potencia aportada por la turbina se ha instalado un intercambiador de calor, con el fin de aprovechar el calor residual de los enfriadores. La cantidad de energía anual que proporcionará la turbina dependerá de los convertidores de energía que se tengan aguas abajo de la instalación.

D. Almacenamiento y uso del H₂.

En este caso, el hidrógeno volverá a ser transformado en energía eléctrica por medio de pilas de combustible, Tabla II, motores de gas, o bien, turbinas de gas. Cada tecnología requerirá una determinada cantidad de hidrógeno para producir la misma cantidad de energía eléctrica, en las tablas 2, 3, 4, se muestran las características fundamentales de las tres tecnologías consideradas.

TABLA II
PARQUE DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Potencia de cada pila:	1	MW
número de pilas:	12	
Total potencia pilas:	6	MW
Eficiencia:	50	%
Potencia mínima sobre nominal:	20	%
Potencia mínima:	1	MW
H ₂ necesario cubrir potencia mínima:	2	MW
H ₂ necesario cubrir potencia máxima:	12	MW

Desde el punto de vista tecnológico a día de hoy no hay motores de alta potencia que funcionen con hidrógeno y son pocos los tecnólogos que fabrican turbinas de gas capaces de funcionar con combustibles con alto contenido en hidrógeno, por ello, los datos necesarios para realizar los cálculos se han tomado a partir de hojas de características de equipos basados en tecnologías existentes. En este caso se ha escogido una turbina de gas, Tabla III, y un motor de gas, Tabla IV, que consumen gas natural.

La evaluación de la energía eléctrica generada por las distintas tecnologías implicadas se calcula según la ecuación (14)

$$E_{generada}^{Total} = 8760 \sum_{i=1}^n \dot{n}_{H_2} \left(\frac{v_i + v_{i+1}}{2} \right) \cdot PCI_{H_2} \cdot \eta_{generación} \cdot F(v_i, v_{i+1}) \quad (14)$$

TABLA III
PARQUE CON TURBINA DE GAS

Potencia eléctrica:	4600	kWe
Heat rate:	12270	kJ/kWhe
Eficiencia eléctrica:	29,3	%
Combustible usual:	Gas natural	
nº de turbinas:	1	
Consumo de H2 para 1MWe:	3,4	MW
Potencia total:	4,6	MW
Consumo máximo de hidrógeno	15,7	MW

TABLA IV
PARQUE CON MOTORES DE GAS

Potencia eléctrica:	4550	kWe
Heat rate:	8675	kJ/kWhe
Eficiencia eléctrica:	41,5	%
Combustible usual:	Gas natural	
nº de motores:	1	
Consumo de H2 para 1MWe:	2,4	MW
Potencia total:	4,6	MW
Consumo máximo de hidrógeno	10,9	MW

La energía eléctrica que podría ser vendida en los mercados intradiarios se obtendrá de (15)

$$E_{vendida}^{Anual} = E_{generada}^{Total} + E_{Expander}^{Total} - E_{compresor}^{Total} \quad (15)$$

, donde la energía aportada por turbina de expansión se obtendrá de (16).

$$E_{Expander}^{Total} = P_{expander} \cdot \frac{E_{vendida}^{Anual}}{P_{generación}} \quad (16)$$

En la Tabla V se puede ver las energías anuales puestas en juego según las distintas tecnologías de generación.

TABLA V
COMPARATIVA DE ENERGÍA GENERADA CON DISTINTAS
TECNOLOGÍAS

Energía (MWh)	Parque eólico	Pilas de combustible	Motor de gas	Turbina de gas
Total Generada		13205,83	10960,5	7749,14
Consumida Compresor		3562,59	3562,59	3562,59
expansión		887	886,47	886,1
Total vendida	48673,6	10530,23	8284,34	5072,65
	100%	21,63%	17,02%	10,42%

Como se puede observar en la Tabla V, la transformación de la energía eólica en hidrógeno y posteriormente nuevamente en energía eléctrica conlleva unos rendimientos muy bajos, siendo el menor el correspondiente a la turbina de gas dado su bajo rendimiento, que se ha supuesto de un 29,3 %, y que no se ha planteado la posibilidad de implementar un ciclo combinado, en cuyo caso el rendimiento podría ascender hasta un 50 %.

E. Análisis económico

Para terminar se ha llevado a cabo un análisis económico de las distintas alternativas puestas en juego con la finalidad de estudiar en qué condiciones el uso del hidrógeno podría resultar rentable y que grado de ayudas económicas deberían tener este tipo de proyectos para el lanzamiento del hidrógeno como vector energético, desde el punto de vista de la generación eléctrica.

El análisis económico se realiza de forma tradicional, determinando el valor añadido neto (VAN).

1) Costes de generación y reintegros de la energía

Los costes de generación eólica que han estimado a partir de datos tomados de proyectos tipo de parques eólicos, Fig. 6. Estos costes engloban los de obra civil, sistema eléctrico, aerogeneradores, líneas eléctricas y centros de transformación, ingeniería, licencias y permisos y otros.

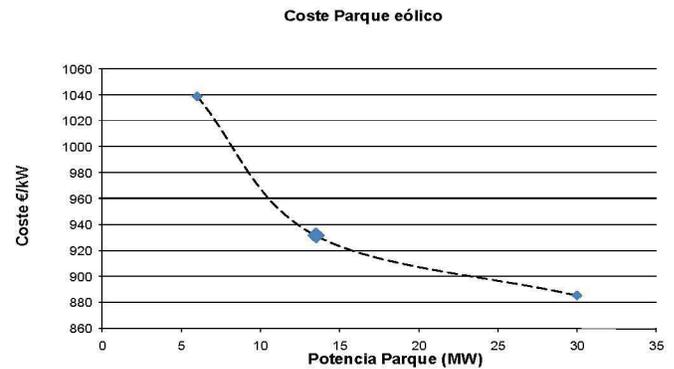


Figura 6. Evolución de costes de instalación de parques eólicos.

El parque eólico propuesto, de 13 MW, tendría unos costes aproximados de instalación de 931,59 €/kW, ascendiendo el total del parque de 13 MW a 12.110,7k€.

Se ha supuesto que el coste de las pilas de combustible es del orden de 6.468 €/kW instalado, acorde con los costes en [17], para los electrolizadores se les ha supuesto un coste de 1.900€/kW, que está por encima de los encontrados en [18]; el coste de la turbina y del motor de gas, se han supuesto del orden de 756.5 €/kW.

En el cálculo económico se han considerado unos costes de operación y mantenimiento del orden del 641 k€/anuales, para toda la instalación.

Es evidente que la cantidad de energía vendida en el mercado no es suficiente para cubrir los gastos y por tanto, este tipo de instalaciones no son económicamente rentables. Las formas en las que se podrían desarrollar estas tecnologías consiste en abaratar costes de los equipos que se instalan (electrolizador, tanques de almacenamiento, pilas de combustible) y recibir un apoyo de las instituciones.

2) Análisis de sensibilidad

Se puede realizar un análisis de los valores que deberían tener las primas y subvenciones de las distintas configuraciones

para hacer VAN = 0, para ello se recurre a métodos iterativos, con la finalidad de determinar el valor del VAN más pequeño, para una tasa de descuento del 10% y un precio medio estimado de la energía eléctrica, en el mercado, de 36,94 €/MWh. En la Tabla VI se muestra un resumen de las distintas opciones contempladas, la prima necesaria en €/MWh y su comparación con la tarifa regulada de los generadores eólicos en el sistema español.

Se puede observar en la tabla que la opción más adecuada, con los precios medios de la electricidad y con la aproximación de costes de las instalaciones, es la de los motores de gas. En cualquier caso, para disminuir la prima a este tipo de generadores es necesario apoyar no solo la energía que se venda, sino también apoyar a través de subvenciones la inversión en las instalaciones.

TABLA VI
Valores de VAN = 0

Tecnología	Subvención	Prima (€/MWh)	% Prima respecto a la tarifa regulada de la energía eólica (73,228 €/MWh)
Pila combustible	0%	549,43	694,74%
	20%	444,34	561,86%
	50%	286,71	362,54%
Turbina de gas	0%	547,02	691,69%
	20%	382,33	483,45%
	50%	203,92	257,85%
Motor de gas	0%	320,66	405,47%
	20%	219,8	277,93%
	50%	110,55	139,79%

Si se comparan las diferentes alternativas con el precio a tarifa regulada de la energía fotovoltaica, que es del orden de 450,886 €/MWh, se puede observar como con subvenciones en torno al 20%, se necesitarían primas, sobre el precio del mercado eléctrico, del orden de la tarifa de los generadores fotovoltaicos. En la Fig. 8, se observa que la instalación más viable es la de los motores de gas, en cuyo caso, no sería necesaria una subvención para estar por debajo de la energía fotovoltaica.

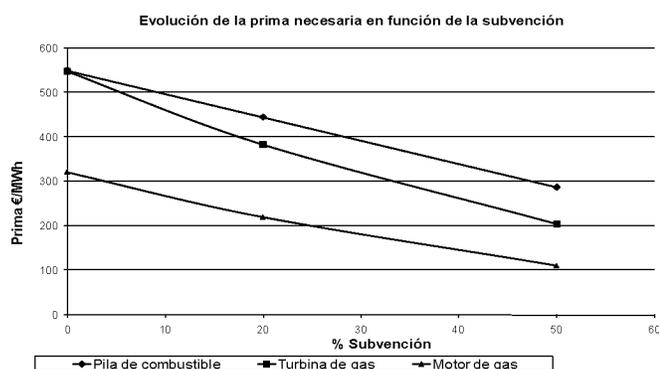


Figura 8. Variación de la prima respecto a la subvención

En el caso de aplicar turbina de gas o pilas de combustible, la subvención mínima necesaria sería del orden del 20%.

III. CONCLUSIONES

Hay ciertos tipos de energías renovables que son difíciles de predecir, lo que hace que su introducción en un sistema

eléctrico liberalizado sea difícil. El uso del vector hidrógeno como elemento acumulador de energía, que posteriormente puede ser usado para generar energía eléctrica “vendible” en el mercado es posible, si bien, se hace imprescindible el apoyo institucional para incentivar a los tecnólogos a desarrollar el uso del hidrógeno. En el caso tratado se ha preferido usar toda la energía eólica para producir hidrógeno, aunque existen otras configuraciones, en las que sólo una parte de la energía eólica sería empleada en su conversión y almacenamiento. Este procedimiento conseguiría disminuir las fluctuaciones de energía inyectada a la red por parte del parque eólico, con lo que disminuirían los desvíos. Sin embargo, no se dejaría de usar un sistema de previsión de viento para poder realizar ofertas al mercado.

A pesar de los altos costes puestos en juego en las distintas configuraciones, los resultados muestran que las primas necesarias para el fomento de la tecnología no se alejan en exceso de las primas de las que disfrutaban los parques fotovoltaicos.

REFERENCIAS

- [1] “El sistema eléctrico español. Avance del informe 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2010.pdf
- [2] A. Costa, A. Crespo, J. Navarro, G. Lizcano, H. Madsen, E. Feitosa, “a review on the Young history of the wind power short-term prediction”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 1725-1744, 2008
- [3] F. Luiz Marcelo Antunes, K. Rodrigues Andrade, R. Pastôra Saraiva Leão, T. Greison M. Lourenço, “A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid”, *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, Vol. 7, No. 6, pp. 620-629, Dec. 2009.
- [4] “Liquidaciones mensuales del OS correspondientes al año 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [5] “Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance del informe 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/servicios_ajuste_avance_2010.pdf
- [6] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenbergglabe, W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An update review”, *Energy for Sustainable Development*, vol.14, pp. 302-314, 2010
- [7] A. Kusko, J. Dedad, “Stored energy”, *IEEE Industrial Applications Magazine*, July-Aug. 2007
- [8] T.C. Yang, “Initial study of using rechargeable batteries in wind power generation with variable speed induction generators”, *IET Renew. Power Gener.*, Vol.2, No. 2, pp. 89-101, 2007
- [9] R. Takahashi, Y. Otsuki, J. Tamura, M. Sugimasa, A. Komura, M. Futami, M. Ichinose, K. Ide, “A new wind generation system cooperatively controlled with hydrogen electrolyzer”, *XIX International Conference on Electrical Machines – ICEM 2010*, Rome, 2010
- [10] G. Giannakoudis, A. I. Papadopoulos, P. Seferlis, S. Voutetakis, “Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 35, pp. 872-891, 2010
- [11] M. Korpaas, A.T. Holen, R. Hildrum, “Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system”, *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, pp. 599-606, 2003
- [12] C. Bruneto, and G. Tina, “Optimal hydrogen storage sizing for wind power plants in day ahead electricity market”, *IET Renew. Power Gener.*, vol 1, n° 4, pp.220-226, 2007
- [13] O.Ulleberg, Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International journal of hydrogen energy*, 28, pp. 21-23, 2003
- [14] Oystein Ulleberg, Stand-alone power systems for the future: optimal desing, operation & control of solar-hydrogen energy systems. Ph. D.

dissertation, Department of thermal energy and hydropower, Norwegian university of science and technology, Trondheim, 1998.

- [15] D. Simbeck, E. Chang, Hydrogen Supply: Cost estimate for hydrogen pathways – Scoping analysis. NREL, 2002.
- [16] W.A. Amos, “Cost of storing and transporting hydrogen”, NREL, 1998
- [17] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang, “Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems”, Renewable Energy, Vol. 31,no. 10, pp. 1641-1656, August 2006
- [18] J.Linnemann, R.Steinberger-Wilckens, “Realistic cost of wind-hydrogen vehicle fuel production”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, pp. 1492-1499, 2007



Ángel Vega Remesal (M^o2000) nació en Zamora (España) en 1956. Se graduó en Ingeniería de Minas en 1979 y se doctoró en 1983 en la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Es catedrático de ingeniería eléctrica e imparte clases de ingeniería eléctrica y electrónica en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid. Desde 1980 ha colaborado en la certificación y

ensayo de equipos que trabajan en atmósferas explosivas. Es presidente del grupo de normalización de AENOR AN/CTN 202/TC31 y delegado español en el grupo de organismos notificados europeo ExNBG. Responsable del área ATEX del Laboratorio Oficial J.M. Madariaga. Ha sido Director del Departamento de Sistemas Energéticos entre 1998 y 2006.



Alberto Ramos Millán. Se graduó como Ingeniero de Minas en la Universidad Politécnica de Madrid en 2000 y obtuvo su doctorado en 2007. Máster de generación de energía eléctrica. Actualmente es profesor titular interino en el área de ingeniería eléctrica del departamento de sistemas energético de la ETSIM-UPM donde ha estado desarrollando su labor docente e investigadora desde el año 2003. Ha participado en

la docencia de diversas asignaturas y laboratorios desde entonces. Es autor de dos artículos internacionales en revistas indexadas en JCR y diez artículos en revistas nacionales pertenecientes al CINDOC, así mismo es autor de varias comunicaciones a congresos tanto nacionales como internacionales. Ha participado en el desarrollo de un libro docente y dos capítulos en libros técnicos. Ha participado como investigador colaborador en 6 proyectos de convocatoria oficial. Actualmente participa como co-responsable de un proyecto AECID para el desarrollo en Argentina. Ocupa el cargo de subdirector de estudiantes e imagen institucional.



Eduardo Conde Lázaro Se graduó en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, en 1993. Actualmente, imparte docencia en ingeniería eléctrica, energías renovables y eficiencia y ahorro energético, como profesor colaborador, en el Departamento de Sistemas Energéticos, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Las áreas de investigación son optimización de redes eléctricas, restricciones medioambientales.



Pablo Reina Peral Se graduó en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, en 1996. Actualmente, imparte docencia en ingeniería eléctrica, energías renovables y eficiencia y ahorro energético, como profesor colaborador, en el Departamento de Sistemas Energéticos, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Las áreas de investigación son las energías renovables y su integración en los sistemas eléctricos.