



**CONAMA10**  
CONGRESO NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE

COMUNICACIÓN TÉCNICA

## **Plantas de Producción de Hidrógeno Alimentadas con Sistemas Fotovoltaicos Autónomos**

Autor: Rolando Valdes Castro

Institución: Universidad de Burgos

e-mail: [rvaldes@ubu.es](mailto:rvaldes@ubu.es)

Otros Autores: Luis R. Rodríguez Cano (Universidad de Burgos); Jesús H. Lucio García (Universidad de Burgos)

## RESUMEN

Los sistemas de producción de hidrógeno alimentados con generadores fotovoltaicos autónomos han emergido como una de las tecnologías que podrá sustituir el uso de los hidrocarburos como combustibles.

En nuestro trabajo consideramos el alcance y las perspectivas de esas plantas de producción. Tales instalaciones son, desde nuestro punto de vista, una contribución indudable al desarrollo sostenible y tienen particular interés para los países menos industrializados.

Por otra parte nos referimos a los fundamentos del diseño de la planta experimental construida por nosotros en la localidad de Villafría, Burgos. Sobre esta base caracterizamos nuestro software para el dimensionado de la instalación.

**Palabras Clave:** Energías renovables; hidrógeno electrolítico; sistemas fotovoltaicos; desarrollo sostenible.

## 1. Introducción.

Los sistemas de producción de hidrógeno alimentados con generadores fotovoltaicos autónomos, además de favorecer la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero poseen, entre otras, las siguientes ventajas:

- Pueden ser edificados en numerosas regiones que aún no disponen del suministro necesario de electricidad, evitando cuantiosas inversiones en la ampliación de una red eléctrica única.
- Permiten satisfacer las demandas específicas de una zona, sin los costes y pérdidas asociadas al transporte y a la conducción del hidrógeno.
- Pueden contribuir a mejorar el nivel de vida de la población en las zonas rurales, a disminuir el flujo migratorio hacia las ciudades y, con ello, a superar reconocidos problemas ambientales y sociales.

En la localidad de Villafría, Burgos, hemos construido una planta experimental para la producción de hidrógeno electrolítico (Rodríguez et al 2008). Desde hace dos años centramos nuestra atención en optimizar su funcionamiento. Esto es, precisar el flujo medio anual de producción y la capacidad necesaria de almacenamiento correspondientes a la potencia eléctrica nominal ya instalada. Con esta finalidad desarrollamos la metodología de cálculo pertinente y el programa informático adecuado.

Desde nuestro punto de vista se favorecerá la amplia distribución de tales instalaciones si se elabora el software de diseño tal, que su empleo reclame de los usuarios solo una preparación básica específica y un mínimo de mediciones y procesamiento estadístico de la información.

## 2. Fundamentos del diseño.

La Fig. 1 ilustra nuestro concepto de arquitectura de una instalación fotovoltaica autónoma para la producción de hidrógeno electrolítico.

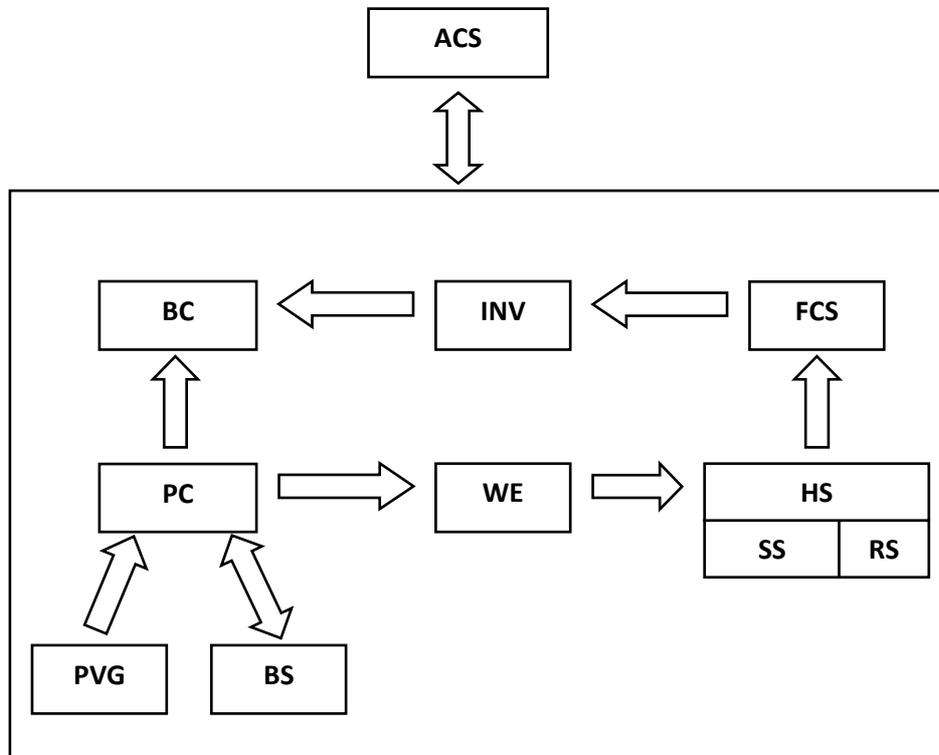


Fig. 1

Consideremos que los generadores fotovoltaicos **PVG** y el sistema de baterías **BS** constituyen el sistema fotovoltaico y están conectados al acondicionador de potencia **PC**. Este último tiene un seguidor del punto de máxima potencia, transforma la corriente continua en alterna, funciona como cargador de baterías e incluye un rectificador a través del cual alimenta al electrolizador **WE**. El electrolizador tiene un compresor con el que acumula el hidrógeno gaseoso producido en el almacén **HS** constituido por bombonas. La porción **SS** de gas acopiado en el depósito constituye la fuente principal de suministro a los consumidores y la otra (**RS**) desempeña el papel de reserva. Una parte de dicha reserva se dirige a los clientes y la otra es usada para abastecer una pila de combustible **FCS** encargada de mantener, a través del inversor **INV**, el consumo eléctrico básico de la instalación en caso de que la generación fotovoltaica fuera insuficiente. El consumo básico **BC** lo referimos a los procesos que tienen lugar en la planta (iluminación, climatización, funcionamiento del ordenador, de dispositivos de comunicación y de cualquier otro equipo de la planta) exceptuando la electrólisis. Todos los componentes de este laboratorio están interrelacionados con el sistema de control automático **ACS**.

La fiabilidad de un sistema fotovoltaico aislado se caracteriza con el concepto de probabilidad de pérdida de carga (loss of load probability, LLP):

$$LLP = \frac{\Delta E}{E}$$

donde **E** y **ΔE** son respectivamente la energía demandada y su déficit durante el período T de servicio de la instalación

Si la producción diaria de electricidad solar fotovoltaica fuese un evento estrictamente determinado, no tendría la mayor dificultad concebir el generador y el acumulador que satisficieran una demanda constante establecida. Pero, en virtud del carácter aleatorio de la irradiancia, lo que tiene sentido es diseñar un sistema fotovoltaico (generador-acumulador) utilizando valores medios de ciertas magnitudes características. En tal caso, se presentarán las situaciones que originan la probabilidad de pérdida de carga o fallo.

El problema que abordamos del diseño optimizado de la planta de producción de hidrógeno supone solucionar las cuestiones siguientes:

- Definir la potencia eléctrica media de consumo, el flujo y el volumen de producción anual de la instalación.
- Hallar la dimensión del sistema fotovoltaico de coste mínimo que, bajo determinadas condiciones de fiabilidad, irradiación y capacidad para almacenar hidrógeno, alimenta una planta cuya potencia media anual es conocida.

Con el fin de solucionar las cuestiones planteadas elaboramos un programa informático cuyas entradas son las siguientes:

- Flujo de servicio  $\Phi_0$  con que se abastece a los clientes según la demanda prevista.
- Características de los módulos fotovoltaicos:
  - Área **S**.
  - Potencia en condiciones normales **P<sub>PV</sub>**.
  - Tensión máxima de circuito abierto **V<sub>PV\_OC</sub>**.
  - Eficiencia media estimada **η<sub>PV</sub>**.

- Duración  $t_{PV}$ .
  - Coste de un módulo  $\xi_{PV}$ .
- Características de las baterías utilizadas:
    - Capacidad nominal  $C_{n0}$ .
    - Tensión nominal  $V_{BAT}$ .
    - Profundidad de descarga **DOD**.
    - Eficiencia  $\eta_{BAT}$ .
    - Duración  $t_{BAT}$ .
    - Coste de una batería  $\xi_{BAT}$ .
  - Características del acondicionador de potencia:
    - Tensión de entrada fotovoltaica  $V_{AP\_PV}$ .
    - Tensión de conexión al sistema de baterías  $V_{CH\_BAT}$ .
    - Potencia de consumo básico **P**.
    - Potencia máxima de generación  $P_{AP\_max}$ .
    - Eficiencia media  $\eta_{AP}$ .
  - Características del electrolizador elegido atendiendo al flujo de servicio  $\Phi_0$ .
    - Flujo mínimo de producción  $\Phi_{E\_Min}$ .
    - Flujo máximo de producción  $\Phi_{E\_Max}$ .
    - Potencia mínima de funcionamiento  $P_{E\_Min}$ .
    - Potencia máxima de funcionamiento  $P_{E\_Max}$ .
  - Consumo del sistema de celdas de combustible  $\phi$ .
  - Potencia de consumo básico de la instalación  $P_{Comp}$ .
  - Irradiación media diaria sobre una superficie horizontal en el peor mes del año  $G_{md}(0)$ .

Las salidas del programa informático son las siguientes:

- Potencia media anual generada por el sistema fotovoltaico  $P_T$ .
- Número de módulos conectados en serie que forman una rama del generador fotovoltaico  $N_{PV\_S}$ .
- Número de ramas del sistema fotovoltaico conectadas en paralelo  $N_{PV\_P}$ .
- Cantidad total de módulos fotovoltaicos instalados  $N_{PV}$ .
- Número de baterías conectadas en serie que forman una rama del acumulador  $N_{BAT\_S}$ .

- Número de ramas del acumulador conectadas en paralelo  $N_{BAT\_P}$ .
- Flujo de producción media anual  $\Phi_T$ .
- Volumen de producción anual  $V_T$ .
- Volumen de reserva necesario  $V_{rT}$ .

### 3. Características calculadas para la planta de Villafría.

La irradiación media diaria en Burgos correspondiente a diciembre (peor mes del año) es  $G_{md}(0) = 1,42 \text{ kW/m}^2$ . Para aprovechar la capacidad de generación fotovoltaica instalada, se determinó producir el flujo de servicio  $\Phi_0 = 0,9 \text{ Nm}^3/\text{h}$ . Este flujo es según nuestras estimaciones equivalente al que permite abastecer de hidrógeno una flotilla de 6 coches que recorrieran diariamente la distancia  $L_m = 30 \text{ km}$ .

En efecto, consideremos que el consumo estimado de los automóviles actuales es 4 kg de  $H_2$  por cada 400 km. Expresémoslo mediante el coeficiente  $\phi_a = 10^{-2} \text{ kg/km}$ . Para las condiciones indicadas, un vehículo tiene el gasto diario de combustible

$$Q = \frac{\phi_a L_m}{T_d}$$

donde  $T_d = 24 \text{ h}$  y  $Q$  está expresado en kg/km.

De conformidad con el modelo de gas ideal, para abastecer un coche se necesita el flujo volumétrico de producción

$$\Phi_a = Q \frac{R \theta_0}{M P_0} = \phi_a \frac{L_m R \theta_0}{T_d M P_0}$$

donde  $\Phi_a$  está dado en  $\text{Nm}^3/\text{h}$ ,  $M = 2 \cdot 10^{-3} \text{ kg/mol}$ ,  $\theta_0$  y  $P_0$  representan la temperatura absoluta y la presión de las condiciones normales.

Manteniendo el flujo medio de producción  $\Phi_0$  es posible satisfacer la demanda de  $n = \frac{\Phi_0}{\Phi_a} = 6$  automóviles si el hidrógeno se almacena convenientemente y los intervalos de tiempo entre las reposiciones de combustible son los adecuados.

La Tabla 1 contiene los parámetros que definen la dimensión del sistema fotovoltaico, cuya potencia de generación en condiciones normales es 31 kW. La potencia media anual de generación fotovoltaica  $P_T = 6,7$  kW. El flujo medio de producción anual de hidrógeno  $\Phi_T = 1,12$  Nm<sup>3</sup>/h permite satisfacer el servicio establecido  $\Phi_0$ . De conformidad con ello, a lo largo del año se generan 9776 Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>. La reserva necesaria  $V_{r,T} = 1892$  Nm<sup>3</sup> corresponde a una probabilidad de pérdida de potencia  $LLP = 0,18$ . De este modo se requiere, como mínimo un depósito con 48 bombonas de 0,2 Nm<sup>3</sup> de capacidad cada una, instaladas para almacenar el gas a 200 bar.

$N_{PV\_S}$	$N_{PV\_P}$	$N_{PV}$
8	23	184
$N_{BAT\_S}$	$N_{BAT\_P}$	$N_{BAT}$
75	1	75

#### 4. Conclusiones.

Como señalamos en la introducción, la motivación de nuestro enfoque es proporcionar una tecnología de diseño que reclame del usuario sólo cierta preparación básica y un mínimo de medidas. Nuestro programa de cálculo requiere introducir solamente el flujo de servicio, los parámetros característicos de los posibles equipos a utilizar, datos de tipo económico sobre la instalación (costes de componentes, montaje y del mantenimiento) y la irradiación media diaria del peor mes del año. En general, son valores que aportan los fabricantes y se obtienen con facilidad.

Hemos atendido solamente a un aspecto del dimensionado de plantas para la producción de H<sub>2</sub>, el relativo a su sistema fotovoltaico y a la capacidad del almacén de reserva. Indudablemente nuestro enfoque puede ser completado de diversas maneras: a) elaborando el plan de generación eléctrica y de producción de hidrógeno por meses, b) desarrollando el algoritmo de control automático que permite obtener el volumen de hidrógeno previsto según el plan de producción estimado, c) precisando la capacidad del almacén de H<sub>2</sub>, teniendo en cuenta el carácter aleatorio de la demanda de los consumidores.

El coste actual de instalaciones del tipo analizado no permite su distribución comercial. Sin embargo, es de esperar que futuros trabajos de investigación e innovación contribuyan a que puedan convertirse en una realidad del mercado.

## 5. Bibliografía.

P. Millet, F. Adolfo and R. Durand. Design and performance of a solid polymer electrolyte water electrolyser. *Int. J. Hydrogen Energy*. Vol. 21. No 2. pp 87-93, 1996.

M. Santerelli, P. Medina, M. Cali. Fitting regression model and experimental validation for a high-pressure PEM electrolyser. *Int. J. Hydrogen Energy*. Vol. 34 (2009) 2519 – 2530.

Oystein Ulberg. Modelling of advanced alkaline electrolysers: a system simulation approach. *Int. J. Hydrogen Energy*. Vol. 28 (2003) 21 – 33.

W. Hug, J. Divisek, J. Mergel, W. Seeger and H. Syteeb. Highly efficient advanced alkaline electrolyser for solar operation. *Int. J. Hydrogen Energy*. Vol. 27. No 9. pp 699-705, 1992.

E. Lorenzo et al. *Electricidad Solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. PROGENSA, 1994.

P. Arun, R. Banerjee, S. Bandyopadhyay. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy* 83 (2009) 1013 – 1025.

G. Ambrosone, et al. Comparison between power and energy methods of analyses of photovoltaic plants. *Solar energy* Vol 34 no. 1 pp 1 – 8, 1985.

J. M. Gordon. Optimal Sizing of Stand-Alone photovoltaic solar power systems. *Solar Cells*, 20 (1987) 295 – 313.

L. Barra and D. Coiante. Hydrogen-Photovoltaic stand-alone power stations: a sizing method. *Int. J. Hydrogen Energy*. Vol. 18. No 4. pp 337-344, 1993

R. García-Valverde, C. Miguel, R. Martínez-Béjar, A. Urbina. Optimized photovoltaic generator-water electrolyser coupling through a controlled DC-DC converter. *Int. J. Hydrogen Energy* 33 (2008) 5352 – 5362.

Keliang Zhou, J.A. Ferreira, S.W.H. de Haan. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. *Int. J. Hydrogen Energy* 33 (2008) 477 – 489.

G. Gómez, G. Martínez, J. Gálvez, R. Gila, R. Cuevas, J. Maellas, E. Bueno. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. *Hydrogen Energy* 34 (2009) 5304 – 5310.

L.R. Rodríguez et al. Proyecto LIFE Hydrosolar'21. Desarrollo de minicentrales de frío solar y de hidrógeno con fuentes eólica y fotovoltaica. En Energías renovables retos y futuro: Refrigeración e hidrógeno solar, pp. 103 – 112. Universidad de Burgos, 2008.