



**UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO**  
**DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA**

---

**CARACTERIZACIÓN EN OPERACIÓN DE UN  
SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A  
LA RED ELÉCTRICA Y ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA EN FORMA DE HIDRÓGENO**

---

**TESIS**

Para obtener el grado de  
**Ingeniero en Sistemas de Energía**

Presenta

**Mario Alberto Ramírez Guerrero**

Director de Tesis

**Dr. Gliserio Romeli Barbosa Pool**

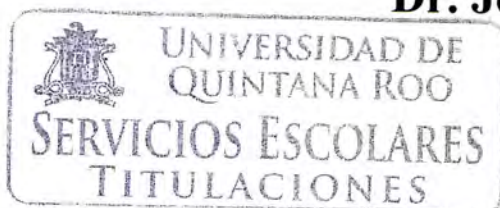
Asesores

**Dr. Víctor Manuel Sánchez Huerta**

**Dr. Fernando Flores Murrieta**

**Dr. José Hernández Rodríguez**

**Dr. Jorge Ovidio Aguilar Aguilar**





**UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO**  
**DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA**

---

**Tesis elaborada bajo la supervisión del Comité de asesoría y  
aprobada como requisito parcial para obtener el grado de:**

**INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA**

---

**COMITÉ DE TESIS**

Director:

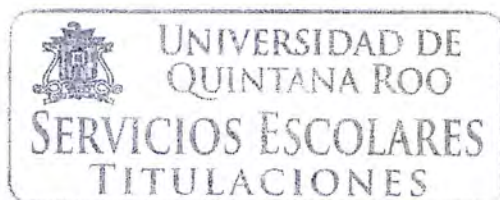
  
\_\_\_\_\_ **Dr. Gliserio Romeli Barbosa Pool**

Asesor:

  
\_\_\_\_\_ **Dr. Víctor Manuel Sánchez Huerta**

Asesor:

  
\_\_\_\_\_ **Dr. Fernando Flores Murrieta**



Chetumal, Quintana Roo, México, Noviembre de 2016

## **DEDICATORIA**

A mis padres, porque gracias a ellos he llegado a realizar uno de los anhelos más grandes de mi vida, fruto del inmenso apoyo, amor, confianza y guía que en mi se depositó y con los cuales he logrado terminar mis estudios profesionales que constituyen el legado más grande que pudiera recibir y por lo cual les viviré eternamente agradecido. Quiero que sientan que el objetivo logrado también es de ustedes. Con cariño y respeto.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis hermanos Ricardo, Blanca y Yadira que me han brindado siempre su apoyo incondicional a lo largo de mi vida y formación profesional.

A mi familia que de igual manera ha contribuido a este logro, en especial agradecimiento a mi tía Margarita que durante muchos años y hasta ahora me ha acogido como a un hijo más. A la familia Osalde que me brindó su cariño y apoyo para lograr este objetivo de vida les estoy enormemente agradecido.

Al Dr. Gliserio Romeli Barbosa Pool que creyó en mí para la realización de este proyecto de tesis, así como a mis demás profesores que me brindaron su amistad y sobre todo conocimientos que son los pilares de mi formación profesional. Gracias a todos.

A mis amigos y compañeros de carrera que de alguna u otra forma han me apoyado para la culminación de este proyecto, en especial a mi amigo Junder Gallegos (†) por el apoyo y brindarme su amistad verdadera.

Un especial agradecimiento al CONACYT (proyecto SEP- CB-2013/221988) y al PRODEP, por el apoyo económico brindado bajo el proyecto UQROO-PTC-119 y UQROO/DGIP/003/16, Desarrollo de prototipos de la Red de energías renovables de la Península de Yucatán, así como a la División de Ciencias e Ingeniería y al programa de Redes Temáticas de Hidrógeno (RTH2).

# Contenido

Justificación.....	i
Resumen.....	ii
Objetivos.....	iii
Capítulo I.....	1
1.1    Introducción a los sistemas de energía renovable solar-hidrógeno.....	1
1.2    Sistemas fotovoltaicos.....	2
1.3    Celdas solares.....	2
1.3.1    Principio básico de operación de la celda solar.....	3
1.4    Componentes de la radiación solar.....	4
1.5    Tipos de celdas fotovoltaicas.....	4
1.6    Categorías de aplicación de sistema fotovoltaico.....	5
1.6.1    Sistemas independientes o aislados de la red.....	5
1.6.2    Sistemas conectados a la red eléctrica.....	5
1.7    Celdas de combustible.....	6
1.7.1    Reseña histórica.....	6
1.7.2    Funcionamiento de una celda de combustible.....	6
1.7.3    Tipos de celdas de combustible.....	7
1.7.4    Ventajas en el uso de las celdas de combustibles.....	11
1.8    Propiedades del hidrógeno.....	11
1.8.1    Métodos de transformación del hidrógeno.....	12
1.9    Almacenamiento.....	14
1.9.1    En forma de hidruros metálicos, procesos de adsorción y desorción.....	14
1.9.2    Hidrógeno líquido.....	14
1.9.3    Almacenamiento químico.....	15
Capítulo II.....	16
2.1    Generalidades de los sistemas con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno.....	16
2.2    Sistemas híbridos de energía renovable con almacenamiento de hidrógeno.....	16
2.3    Configuraciones de sistemas.....	17
2.3.1    Sistema híbrido fotovoltaico – hidrógeno.....	17

2.3.2	Integración de un sistema solar-hidrógeno-celda de combustible. ....	18
2.3.3	Sistema híbrido eólico-hidrógeno.....	18
2.4	Investigaciones y desarrollo.....	19
2.4.1	Modelado y análisis experimental de un electrolizador PEM alimentado por un panel fotovoltaico.....	19
2.4.2	Ecuaciones electroquímicas.....	21
Capítulo III.....		24
3.1	Interconexión del sistema fotovoltaico de 2.5 kW a la red eléctrica de CFE. ....	24
3.2	Sistema fotovoltaico interconectado a la red de 2.5 kW en la Universidad de Quintana Roo. 24	
3.2.1	Módulos fotovoltaicos .....	25
3.2.2	Inversor .....	25
3.3	Esquema de conexiones. ....	28
3.4	Instalación del circuito de interconexión .....	29
3.4.1	Alambrado.....	30
3.4.2	Diagrama unifilar.....	31
3.5	Cálculo de la instalación eléctrica:.....	31
3.6	Materiales:.....	32
3.7	Construcción.....	33
3.8	Cableado del circuito.....	36
3.9	Conexión del inversor Fronius .....	38
3.10	Técnicas de caracterización y obtención de datos.....	40
3.11	Sistema FV interconectado con generación de hidrógeno.....	40
3.11.1	Materiales y equipo .....	41
3.11.2	Conexiones.....	42
3.12	Técnicas de caracterización.....	43
3.12.1	Prueba de vacío.....	43
3.12.2	Carga de hidrógeno.....	44
3.13	Obtención de resultados.....	44
3.14	Gabinete de generación hidrógeno-solar tipo aislado.....	44
3.14.1	Diseño del gabinete .....	45
3.14.2	Materiales de construcción.....	47

3.14.3	Diseño del sistema de conexiones neumáticas del gabinete.....	48
Capítulo IV.....		50
4.1	Resultados experimentales caracterización de tanques-electrolizador.....	50
4.1.1	Punto de control 6.5 bar. ....	50
4.1.2	Punto de control 9 bares con un tanque (tanque 3).....	69
4.1.3	Punto de control 9 bares con dos tanques .....	73
4.2	Resultados experimentales caracterización del sistema FV interconectado a la red.....	86
Conclusiones.....		92
Referencias.....		93

## **Justificación.**

La energía eléctrica es vital para el desarrollo de un país ya que permite el acceso a servicios como salud, educación, tecnología, los cuales elevan el nivel de vida de la población. Por otro lado, el uso de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es un esquema no sustentable, además su disponibilidad a largo plazo no está asegurada [1].

Dentro de las opciones tecnológicas para un desarrollo sustentable, se encuentra el uso del hidrógeno como combustible. En este panorama, la aplicación del hidrógeno para generación de energía eléctrica con alta eficiencia es realizada a través de celdas de combustible [2].

Muchos autores hablan de las ventajas del hidrógeno, tanto para aplicaciones estacionarias como portátiles [2-7]. Sin embargo, actualmente existen muchos retos para tener una aplicación masiva de estas tecnologías.

Bajo este contexto, esta tesis de licenciatura coadyuva a buscar soluciones a algunas problemáticas de la tecnología del hidrógeno relacionadas con su aplicación como almacenamiento de energía renovable. Los dos impactos principales que se plantean en la investigación son: 1) difusión de la tecnología a través de sistemas reales, con lo cual se promueve la apropiación social del conocimiento. 2) Se estudian variables de operación reales, con lo cual se desarrolla nuevo conocimiento científico para hacer más eficientes los sistemas y se genera conocimiento técnico de tecnologías emergentes.



## Resumen

La caracterización en operación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica y almacenamiento de energía en forma de hidrógeno es fundamental para detectar aquellas variables físicas que rigen el comportamiento real del sistema e identificar estrategias que permitan incrementar la eficacia y eficiencia del sistema para poder ser implementadas en casos de emergencias a desastres naturales como los huracanes. Con la adquisición y análisis de datos en diversas condiciones de operación del sistema se pueden generar modelos que puedan predecir y caracterizar el desempeño real para retroalimentar su mejor implementación. Este trabajo de investigación consistió en detectar oportunidades de mejora del sistema interconectado a la red con generación y almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, utilizando como técnicas: la medición y captura de datos de operación, la reducción y simplificación de información con métodos matemáticos, y el análisis e interpretación de resultados. Se evaluó un sistema compuesto por un sistema fotovoltaico interconectado a la red de 2.5 kW, un electrolizador de celdas de membrana de intercambio protónico y cuatro tanques de hidruros metálicos, los cuales, fueron sometidos a diversas condiciones de operación.

Este trabajo de tesis está compuesto de cuatro capítulos que a continuación se describen. En el capítulo 1 se presenta una introducción a los sistemas de energía renovable solar-hidrógeno donde se dan a conocer los aspectos más importantes que componen estos sistemas en conjunto. En el capítulo 2 se hace énfasis en las generalidades de los sistemas con almacenamiento de hidrógeno y su integración con otras fuentes de energías renovables. En el capítulo 3 se hace la descripción de los sistemas implementados y la metodología usada para puesta en marcha del sistema, así como la metodología para la obtención de resultados. El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos con la representación de gráficas e interpretación de resultados.

## **OBJETIVO GENERAL**

Analizar las principales variables físicas en operación del sistema solar–hidrógeno para determinar la energía real producida y cantidad de hidrógeno posible de generar y almacenar.

## **OBJETIVOS PARTICULARES**

Realizar la instalación del sistema de generación de hidrógeno con alimentación eléctrica a través del sistema fotovoltaico de la UQROO y el sistema de almacenamiento de hidrógeno en tanques de hidruros metálicos.

Caracterizar las principales variables físicas de todo el sistema para analizar su operación real.

Caracterizar la carga de hidrógeno en los tanques.

Realizar un análisis teórico para determinar el balance de energía del sistema.

Contribuir a la apropiación social del conocimiento para disminuir los paradigmas del uso del hidrógeno como combustible sustentable.

# **1 Capítulo I**

## **1.1 Introducción a los sistemas de energía renovable solar-hidrógeno.**

La energía eléctrica es vital para el desarrollo de un país ya que permite el acceso a servicios como salud, educación, tecnología, los cuales elevan el nivel de vida de la población. El uso de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es un esquema no sustentable debido en primer lugar, a que su disponibilidad a largo plazo no está asegurada ya que las reservas de petróleo probadas se están agotando y que como consecuencia elevan los costos de los energéticos. En segundo lugar, existe un efecto negativo al ambiente debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático del planeta [8].

Además, gran parte de la energía eléctrica que consumimos actualmente proviene de los combustibles fósiles, ya que también es utilizado en una gran variedad de procesos para generar un tipo de energía, como gasolinas, diésel y otros derivados. Todas estas problemáticas han llevado a replantear la generación de energía a través de proceso más amigables con el medio ambiente, desembocando en los últimos años al estudio y aplicación de nuevas fuentes de energías renovables, las cuales se vislumbran como una opción factible a los problemas energéticos actuales. Dentro de estas energías denominadas “limpias” por el nulo o bajo nivel de contaminación que pudieran generar se encuentra el hidrógeno.

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, sin embargo, en la tierra no se encuentra libre, debido a esto es necesario producirlo a partir de otras materias primas [9]. En nuestro planeta la principal fuente es el agua, y para convertir o extraer el H<sub>2</sub> de la molécula del agua hay que conseguirlo mediante algunos procesos que también demandan energía.

En la actualidad, en nuestro país contamos con algunas zonas donde se están obteniendo superávits de energía que se está produciendo al momento y los cuales no son consumidos debido a que esta energía producida supera la capacidad de transmisión, un ejemplo es en el campo Eólico La Ventosa en el estado de Oaxaca. Este superávit de energía generado en los campos eólicos, considerada energía limpia, puede ser ampliamente factible de aprovechar para la producción del hidrógeno. Para que este mecanismo sea posible, primero la energía sobrante debe ser utilizada en un electrolizador para la producción de hidrógeno, posteriormente este debe ser almacenado en tanques especiales y finalmente se accedería a este recurso mediante hidrogeneras para su venta al público en el sitio. Otra opción es que sea distribuido a los lugares que sea requerido para utilizarlo en procesos térmicos convencionales como pueden ser los motores de combustión interna o turbinas, u otros procesos electroquímicos como pueden ser las celdas de combustible. De esta forma, con energías renovables como la fotovoltaica o eólica por mencionar algunas, y agua, podría obtenerse el hidrógeno necesario para atender una gran cantidad de necesidades energéticas con una emisión prácticamente nula de gases de efecto invernadero.

Otra ventaja del hidrógeno es su combustión o la reacción con el oxígeno, a partir de esta se obtiene como subproducto agua, y de esta manera se estaría devolviendo la misma cantidad de agua al medio ambiente, y en menor medida óxidos de nitrógeno.

## **1.2 Sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos (FV) es la tecnología más desarrollada en el campo de las energías renovables. La principal desventaja de estos sistemas son la intermitencia del recurso solar que se ve limitado específicamente durante la noche así como de la ubicación geográfica donde se instalarán estos sistemas y de las condiciones ambientales o meteorológicas que se puedan presentar durante el día [10].

Los sistemas FV son una fuente importante de energía por muchas razones. Entre ellas están los claros beneficios ambientales, además en la actualidad la oferta y la demanda de los sistemas FV se ha incrementado notablemente, su calidad y confiabilidad se han mejorado de manera constatable. Aunado a que el costo ha bajado significativamente, se empiezan a considerarse viables para aplicaciones industriales, comerciales, urbanas y domésticas. En la Figura 1 se observa un módulo fotovoltaico instalado en el Hotel Villas Ecotucan.



Figura 1. Módulo fotovoltaico.

## **1.3 Celdas solares.**

La parte básica de un sistema FV, se llama celda solar, estas producen de 1 a 2 watts de potencia a 0.5 volts de corriente directa, por lo que para incrementar esa potencia de salida las celdas se interconectan en configuraciones serie o paralelo para conformar módulos. En el interior de un módulo se hallan conectadas eléctricamente en serie todas las celdas solares, estos módulos se conectan posteriormente en arreglos. El término arreglo o generador se refiere a la planta completa de generación, que está compuesta de cientos de módulos. El número de módulos conectados en un arreglo depende de la cantidad de potencia de salida necesaria.

El desempeño de un arreglo FV depende de la radiación solar recibida y de las condiciones ambientales, la potencia eléctrica de una celda solar, depende directamente de la radiación incidente.

### 1.3.1 Principio básico de operación de la celda solar

La celda solar está fabricada de un material semiconductor, dividido en dos capas de material puestos en contacto uno con otro. Una capa es llamada región  $n$ , esta capa tiene una abundancia de electrones que deriva en una carga eléctrica negativa. La otra capa, llamada región  $p$ , tiene abundancia de huecos y carga eléctrica positiva. Ambas regiones se sitúan muy próximas, con una separación de algunas micras, denominada barrera. Esta separación evita la recombinación de las cargas mayoritarias de los materiales  $n$  y  $p$  a menos que exista la intervención de fuerzas externas, como la fuerza ejercida por los fotones de luz que inciden sobre la superficie [11]. La incidencia de estos fotones provoca la separación de cargas que puede medirse por fuera como una diferencia de potencial.

Estos fotones contienen una cantidad de energía que varía de acuerdo a la longitud de onda del espectro electromagnético de la radiación solar. Cuando los fotones entran en contacto con la celda fotovoltaica, estos pueden ser reflejados, pasar a través de ella o ser absorbidos, y solo los fotones absorbidos proporcionan energía para generar electricidad.

El circuito equivalente de la Figura 2 representa el modelo de una celda solar como una fuente de corriente en paralelo a un diodo y una resistencia en serie y en paralelo.

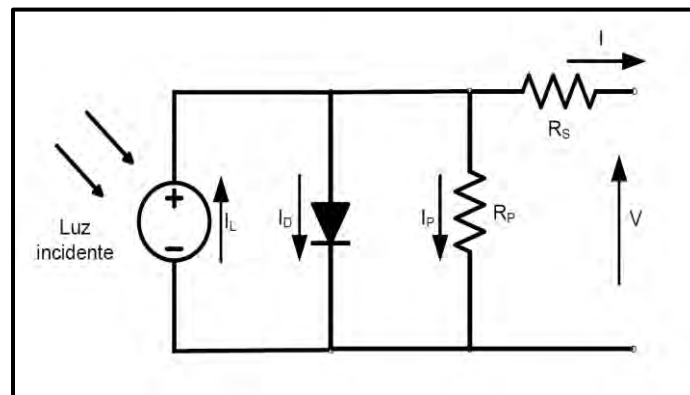


Figura 2. Modelo de una celda fotovoltaica.

En el modelo  $R$  representa la resistencia interna de la célula, debido a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del semiconductor con el que se ha fabricado.

La resistencia  $R_p$  se debe a las fugas de corriente en la celda como consecuencia de las imperfecciones en la calidad de la unión  $p-n$ .

## 1.4 Componentes de la radiación solar

A medida que la radiación solar entra en la atmósfera de la tierra, esta puede ser absorbida o dispersada y alguna porción pasar a través de la atmósfera sin sufrir afectación por parte de las moléculas de la misma.

La radiación de procedencia solar que puede recibir un panel solar dispuesto sobre la superficie terrestre, con la inclinación adecuada, corresponde a la suma de las siguientes componentes:

- Radiación directa o normal: es aquella que alcanza la superficie de la tierra sin dispersión.
- Radiación difusa: su origen es la directa pero atenuada por la atmósfera como consecuencia de la reflexión en las nubes, en las que se modifica su dirección.
- Radiación reflejada: aquella que incide en la superficie y posteriormente es reflejada en el suelo [11].

La radiación total o global que incide sobre la superficie inclinada corresponde a la suma de las componentes indicadas anteriormente y su valor de referencia es 1.0 kW/m<sup>2</sup>.

## 1.5 Tipos de celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas (FV) se dividen en 3 tipos:

- **Monocristalino:** son el tipo más eficiente de celda FV, alrededor del 16% con respecto de la energía incidente en su superficie.
- **Policristalino:** tienen una eficiencia que varía del 12 al 14%, en su obtención intervienen un número menor de fases de cristalización con respecto al monocristalino, lo que reduce su precio en el mercado.
- **Amorfos:** su rendimiento está por debajo del 10% [12].

La tabla 1 muestra un resumen de las celdas solares con base en su eficiencia.

Tabla 1. Clasificación de tipos de celdas solares según su eficiencia.

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA
Silicio monocristalino	11-16%
Silicio policristalino	10-14%
Silicio amorfo	4-7%

Los parámetros eléctricos fundamentales de los paneles solares son:

- Potencia máxima
- Tensión de potencia máxima
- Corriente de potencia máxima
- Corriente de corto circuito

- Tensión de circuito abierto
- Coeficiente de temperatura de I
- Coeficiente de temperatura de V
- Coeficiente de la temperatura de la potencia

## 1.6 Categorías de aplicación de sistema fotovoltaico.

La gama completa de los sistemas FV, incluye varias aplicaciones a niveles de potencia de 1 W hasta cientos de MW. Existen básicamente cuatro categorías principales en las cuales los sistemas eléctricos fotovoltaicos pueden ser clasificados.

### 1.6.1 Sistemas independientes o aislados de la red

Son sistemas FV que funcionan sin una conexión a la red eléctrica y abastecen completamente las necesidades de una carga específica. Ejemplos típicos incluyen los sistemas ubicados en poblados remotos y fuentes de alimentación para equipo eléctrico o electrónico. Estos sistemas pueden incluir fuentes de potencia auxiliar o almacenamiento de energía, o ambas.

### 1.6.2 Sistemas conectados a la red eléctrica.

#### 1. Residencial

Sistemas FV situados en áreas residenciales y sujetos a normas y estándares relacionados con este tipo de inmuebles. Estas aplicaciones llegan hasta los 15 kW [13]. Generalmente son ubicados en azoteas; la potencia generada es bidireccional, del sistema de generación a la red o de la red a la carga conectada, y puede proporcionar el total de la potencia requerida o una fracción de esta.

#### 2. Tamaño intermedio

Estas aplicaciones generalmente son mayores a 10 kW [14]. Tales sistemas emplean arreglos montados en azoteas o en el piso, son sistemas dinámicos ubicados a niveles de distribución y pueden proporcionar toda la energía que una carga requiere o una porción de esa carga. Los usos en esta categoría pueden incluir el uso en la agricultura y redes industriales y comerciales.

#### 3. Plantas generadoras

Sistemas FV grandes, que producen energía eléctrica que fluye en el sistema de transmisión para uso general. Estos sistemas generalmente están en el rango de MW.

Los sistemas conectados a la red eléctrica se diseñan para cumplir con dos objetivos:

- Vender la totalidad de la energía eléctrica generada.
- Vender la energía sobrante con respecto a la necesidad del lugar de generación.

El sistema fotovoltaico debe diseñarse para soportar las condiciones ambientales, debe ser seguro y de fácil mantenimiento y debe ser compatible con las características de energía solar disponibles y las cargas conectadas al mismo.

## 1.7 Celdas de combustible

### 1.7.1 Reseña histórica.

El principio de funcionamiento de las celdas de hidrógeno o de combustible (CC) fue desarrollado por el juez galés, caballero y científico Sir Williams Grove, en 1839 [15]. Sin embargo, fue hasta 1960 en que fue aplicada la tecnología de las CC en las misiones espaciales de la NASA, Apolo y Géminis [16], para suministrar energía eléctrica y agua potable. Es a partir de este momento que la industria las reconoció como una opción técnica, pero desde ese momento ya enfrentaban barreras tecnológicas y altos costos de producción. Tradicionalmente, en los sistemas con fuentes renovables se han empleado diferentes tipos de baterías para almacenar la energía y emplearla cuando se requiera, sin embargo, la batería tiene una densidad de energía baja. Una opción en el almacenamiento de energía son las celdas de combustible las cuales tienen una densidad de potencia mayor al de las baterías. La tecnología del hidrógeno en conjunto con las CC permiten almacenar mayor cantidad de energía que en una batería convencional, además que pueden operar por periodos de tiempo más largos con gran durabilidad incluso en ambientes difíciles. Para lograr almacenar hidrógeno se requiere de equipo adicional al sistema de energía como lo son el electrolizador, la celda de combustible y el tanque de almacenamiento. A pesar de que los costos de los paneles fotovoltaicos y generadores eólicos se han reducido a lo largo de los años aún son costosos comparados con la energía convencional, al precio total se le suma el costo del electrolizador y las celdas de combustible y el costo final se incrementa. Debido a esto, un punto importante en el diseño de un sistema de generación de energía híbrido solar-electrolizador-celda de combustible es optimizar cada uno de los equipos que lo integran.

### 1.7.2 Funcionamiento de una celda de combustible.

Son equipos que a través de las reacciones electroquímicas, la reducción del oxígeno y la oxidación de un combustible (regularmente hidrógeno), transforman la energía química de estos elementos en energía. En la Figura 3 se muestra el funcionamiento de una CC como un dispositivo que genera energía a partir de procesos electroquímicos siempre y cuando se le suministre hidrógeno y oxígeno. La CC produce corriente directa como una batería, pero al contrario de una batería, nunca se descarga; la CC sigue produciendo energía mientras tenga combustible.

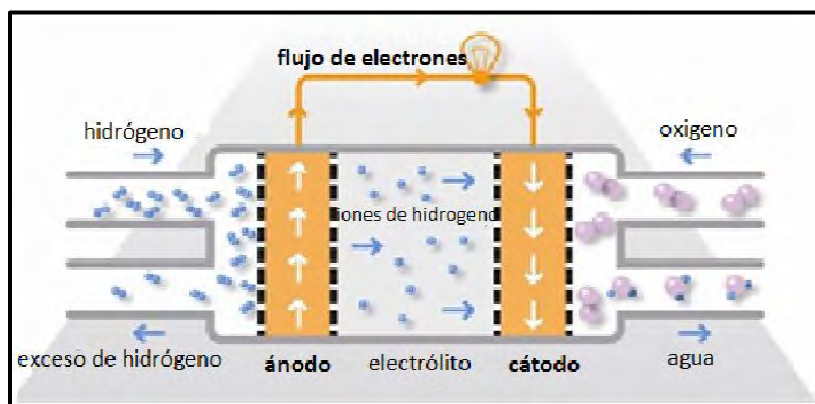


Figura 3. Funcionamiento de una celda de combustible. Modificado de [17].



Las celdas de combustible convierten la energía química directamente a electricidad con mayor eficiencia que ningún otro sistema de energía. Aunque las celdas de combustible todavía no han comprobado la extensión de su vida útil, probablemente tendrán una vida significativamente más larga que las máquinas que reemplacen.

El combustible al fluir en la celda a través del electrodo positivo, y mediante un catalizador (generalmente platino) que propicia la separación del hidrógeno en iones; siendo éstos transportados a través de un electrolito, los que alcanzan el electrodo negativo y al combinarse con el oxígeno generan agua. Los electrones que no cruzan a través del electrolito fluyen por un circuito eléctrico externo con lo que se genera un voltaje, que al conectar una carga produce una corriente eléctrica.

### **1.7.3 Tipos de celdas de combustible.**

Las celdas de combustibles son en realidad una familia de tecnologías que usan diferentes electrólitos y que operan a diferentes temperaturas.

Por ello se puede hablar de celdas de combustible de alta temperatura, las cuales operan a temperaturas mayores a 200 °C y las de baja temperatura, cuya operación puede llegar solo hasta los 200 °C.

Una diferencia derivada de la temperatura de operación es el empleo de diferentes materiales, principalmente electrólitos ya que a temperaturas elevadas deben ser utilizados electrólitos no acuosos. La clasificación de alta y baja temperatura es quizás la adecuada, debido a las aplicaciones que cada una de ellas tiene: A continuación, se da a conocer los tipos de celdas de combustible que podemos encontrar con respecto al material del electrólito que utiliza y también las características de operación a las que están diseñadas.

#### **1.7.3.1 Membrana de Intercambio Protónico**

(Proton Exchange Membrana (PEM), temperatura de operación: 50 - 100 °C)

Debido a su alta eficiencia de conversión y su alta densidad de potencia, las celdas de combustible de membrana de intercambio protónico PEMFC ofrecen grandes ventajas para su uso como respaldo en la implementación de sistemas integrados de energías renovables, en comparación con las baterías convencionales las PEMFC ofrecen una alta densidad de potencia y no necesitan ser recargadas eléctricamente ya que pueden ser puestas a funcionar inyectándoles H<sub>2</sub> como combustible. En la Figura 4 se observa el funcionamiento y estructura de una celda tipo PEM.

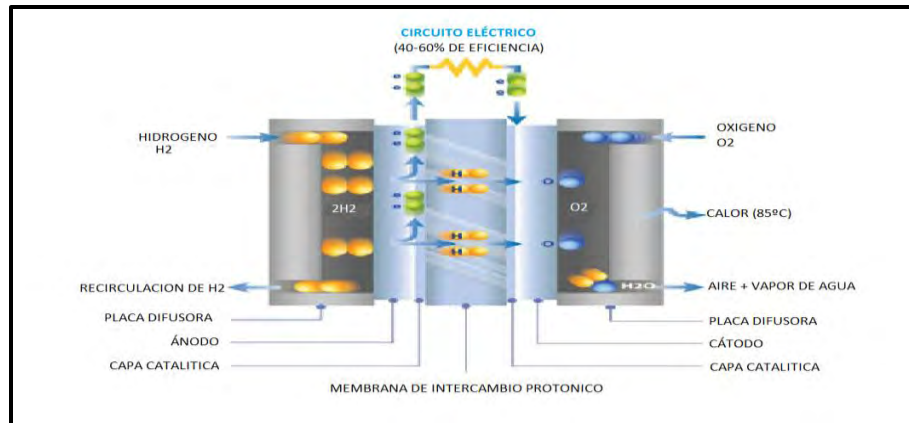


Figura 4. Funcionamiento de una celda PEM. Modificada de [17].

### 1.7.3.2 Celda de combustible de carbonatos fundidos (MCFC).

Molten Carbonate (MC), temperatura de operación:  $\sim 600$  °C.

Muchas de las desventajas de las CC de baja temperatura pueden ser resueltas con mayor temperatura de funcionamiento como es el caso de las MC que trabaja con temperaturas aproximadas de  $650$  °C. Consisten en electrodos de níquel y de óxido de níquel que rodean el sustrato poroso, los cuales conservan al electrolito de carbonato fundido, situación que permite no requerir de metales preciosos como catalizadores. Prometen altas eficiencias y la habilidad para consumir combustibles base carbón, como el metanol, gas natural o combustibles que contienen  $CO_2$  tales como los biocombustibles.

Las desventajas de estas CC es que el electrolito es muy corrosivo y móvil, y se requiere una fuente de  $CO_2$  en el cátodo (generalmente reciclado de la descarga del ánodo) para formar el ion carbonato. La tolerancia al sulfuro es baja y es controlada por un catalizador reformador, que es igual para el catalizador reformador en todas las celdas. La operación requiere el uso de acero inoxidable como el material de soporte de la celda. Las altas temperaturas ocasionan problemas en los materiales, particularmente en su estabilidad mecánica que impacta su vida útil. En la Figura 5 se observa el funcionamiento de una celda de carbonatos fundidos.

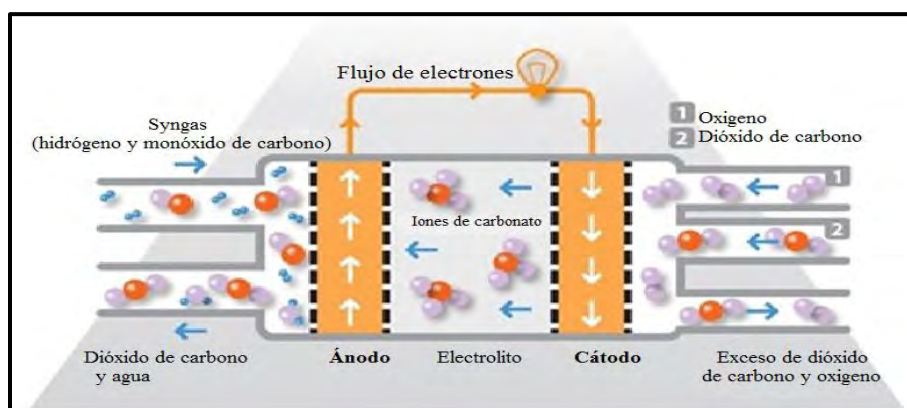


Figura 5. Celda de combustible de carbonatos fundidos. Modificada de [17].

### 1.7.3.3 Celda de combustible de óxido sólido (SOFC).

(Solid Oxide (SO), temperatura de operación: 800 - 1000 °C)

Un sistema de óxido sólido generalmente utiliza un material cerámico de óxido de zirconio sólido y una pequeña cantidad de itria, en lugar de un electrolito líquido, permitiendo que las temperaturas de operación alcancen los 800 a 1000 °C.

Las eficiencias de operación podrían alcanzar el 60% y 85% con cogeneración y la salida de la celda hasta 100 kW. Un tipo de SOFC usa un arreglo de tubos, de varios metros de largo. En la Figura 6 se observa el funcionamiento de una celda de óxido sólido.

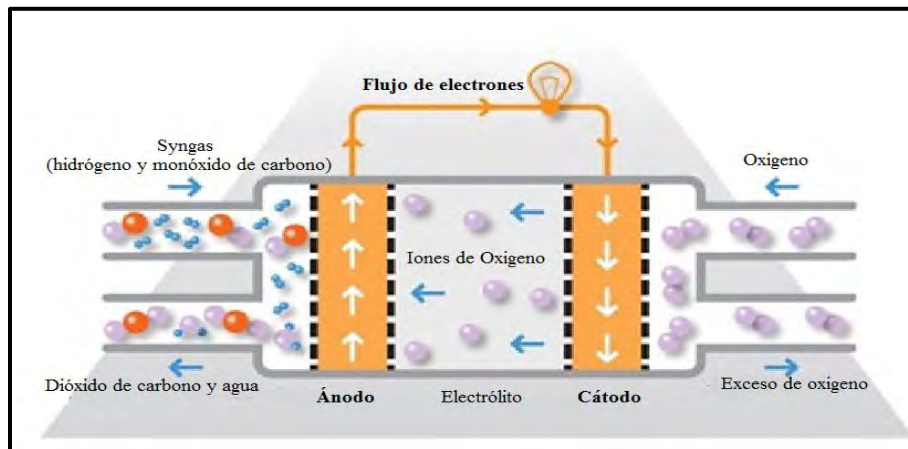
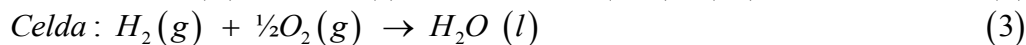
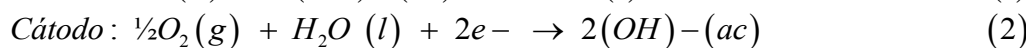
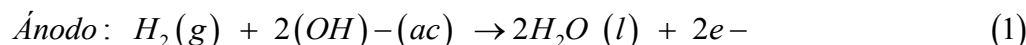


Figura 6. Celda de combustible de óxido sólido. Modificada de [17].

### 1.7.3.4 Celda de combustible alcalina (AFC).

Su temperatura de operación es de 150 a 200 °C. Utilizan una solución acuosa alcalina de hidróxido de potasio embebida en una matriz como electrolito. Esto es ventajoso pues la reacción del cátodo es más rápida en un electrolito alcalino, lo que significa mayor desempeño. Hasta recientemente fueron muy costosas para aplicaciones comerciales, pero muchas compañías están examinando medios para reducir costos y mejorar la flexibilidad en su operación. Típicamente estas CC tienen una potencia de salida de 300 W a 5 kW. La Figura 7 muestra la operación de una Celda de Combustible Alcalina, con electrolito líquido alcalino y alimentada con hidrógeno y oxígeno puros es sólo apta para ambientes aislados, dado que el dióxido de carbono del aire la contamina. Las reacciones electroquímicas que se llevan a cabo se describen en las ecuaciones (1-3).



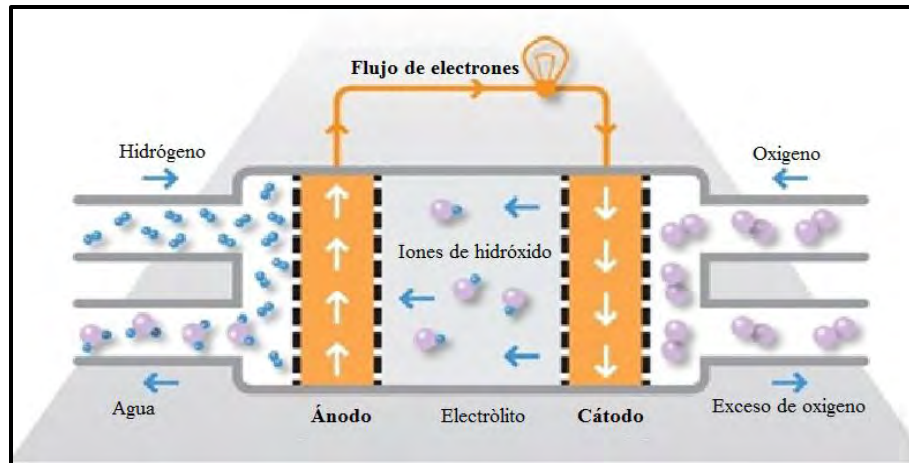


Figura 7. Operación de una celda de combustible alcalina. Modificada de [17].

### 1.7.3.5 Celda de combustible de metanol directo (DMFC).

Estas celdas son similares a las celdas PEM ya que ambas usan una membrana de polímero como electrolito. Sin embargo, en las celdas DMFC el catalizador del ánodo mismo obtiene el hidrógeno del metanol líquido, eliminando la necesidad de un reformador de combustible. Las eficiencias se espera sean de alrededor del 40% con este tipo de celdas de combustible, las cuales típicamente operan a una temperatura de entre 50-100 °C.

Este es un rango de temperaturas relativamente bajo, haciendo a este tipo de celda atractiva para aplicaciones desde muy pequeñas hasta tamaños medios, por ejemplo energizar teléfonos celulares y laptops. Mayores eficiencias pueden obtenerse a mayores temperaturas. Sin embargo, un problema serio, es el permeado del combustible desde el ánodo hacia el cátodo sin generar electricidad. En la Figura 8 muestra el funcionamiento general de una celda de metanol directo.

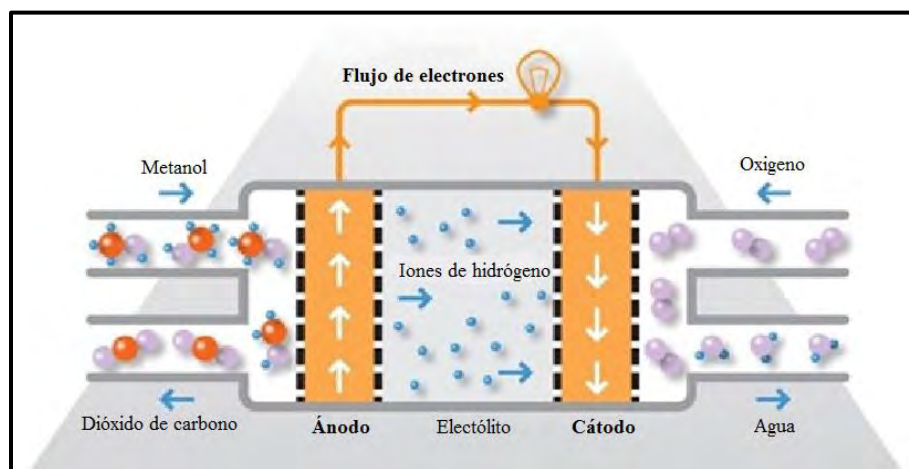


Figura 8. Funcionamiento de una celda de metanol directo. Modificada de [17].

#### 1.7.4 Ventajas en el uso de las celdas de combustibles.

**Beneficios ambientales.** Las celdas de combustibles se consideran una excelente fuente alterna de energía desde el punto de vista del medio ambiente. Una de las mayores ventajas de su uso es el bajo nivel de emisiones y son candidatos ideales para utilizarlas como generadores donde no es posible utilizar generadores que perjudican el medio ambiente, siendo esto uno de los principales motivos por lo que se ha impulsado tanto su investigación y desarrollo.

**Eficiencia.** La celda de combustible no es una máquina térmica, por este motivo, no está limitada por ningún ciclo, lo cual ofrece la posibilidad de lograr eficiencias de conversión mayores de las que se obtendrían de los generadores térmicos.

Dependiendo del tipo y del diseño de la celda se pueden presentar diferentes variaciones de eficiencia que van del 40% al 60%. En lo que respecta a la eficacia de la CC, es aproximadamente constante en el intervalo del 25 al 100% de su potencia energética. Un tipo de celdas, como es el caso de la alcalina (AFC), pueden llegar al 70% y las de óxido sólido (SOFC) pueden alcanzar un 80% cuando el calor sobrante se utiliza para calentar agua y se combina con sistemas de cogeneración [18].

**Disponibilidad de combustible.** En una celda de combustible, la fuente primaria de energía es el hidrógeno, el cual se puede obtener de diferentes fuentes como son: el carbón, el metanol, el etanol, el gas natural, el gas licuado (LPG) y otros carburantes que contengan hidrocarburos. Las celdas de combustibles permiten promover una diversidad de energía y una transición hacia fuentes de energías renovables. La energía también podría ser provista a partir de biomasa, sistemas eólicos o bien de energía solar.

**Bajo nivel de emisiones.** Mediante un proceso electroquímico es como la CC produce energía y no mediante combustión, con lo que las únicas emisiones distintas del aire y agua serían las procedentes del tratamiento del combustible (hidrógeno).

**Silenciosas.** Son muy silenciosas, aun las que necesitan de un equipo procesador de combustible. Esto es muy importante en aplicaciones de potencia portátiles y para generación de potencia residencial e industrial.

#### 1.8 Propiedades del hidrógeno.

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica. En forma gaseosa es incoloro, inodoro e insípido, compuesto de moléculas diatómicas  $H_2$ . El átomo de hidrógeno, cuyo símbolo es H, consta de un núcleo de unidad de carga positiva y un solo electrón. Tiene número atómico 1 y peso atómico de 1.00797. Es uno de los constituyentes principales del agua y de toda la materia orgánica, y está distribuido de manera amplia no sólo en la Tierra sino en todo el universo y es 14.4 veces más ligero que el aire, el contenido energético del hidrógeno es de 120.7 kJ/g. siendo alta comparada con los 45.26 kJ/g de la gasolina y los 50.19 kJ/g del gas natural. El hidrógeno arde con llama casi invisible a la luz del día. Cerca del 10% del cuerpo humano consiste de

hidrógeno. Después del helio es el gas más difícil de licuar. Se encuentra también en la materia orgánica, en el gas natural, el petróleo y el carbón, de forma tal que al hidrógeno se le requiere aplicar una cantidad de energía para producirlo a partir de ciertos procesos químicos o bioquímicos [19,20].

### **1.8.1 Métodos de transformación del hidrógeno.**

La etapa de transformación tiene como propósito convertir la energía disponible en la fuente primaria en energía química contenida en el H<sub>2</sub>, de ahí que el H<sub>2</sub> se incluya en la categoría de vectores energéticos, como la electricidad o gasolina [21]. Los métodos de obtención del H<sub>2</sub> se clasifican, por lo general, según el tipo de fuente primaria que da origen al proceso de transformación; así, se distinguen los métodos basados en fuentes fósiles y los basados en fuentes renovables.

#### **Reformado con vapor de gas natural o naftas ligeras:**

El hidrógeno puede ser producido del metano encontrado en el gas natural usando vapor a altas temperaturas. Este proceso llamado reformado de gas metano ofrece cerca del 95% del hidrógeno usado en estos por los EE. UU. Otro método, llamado oxidación parcial, produce hidrógeno por la quema de metanol en aire. Ambos métodos, producen gas de síntesis, el cual reacciona con agua para producir más hidrógeno.

#### **Oxidación de fracciones petrolíferas pesadas y (gasificación) carbón.**

El gas de síntesis consiste en mezclas de hidrógeno, monóxido de carbono (productos principales), dióxido de carbono, vapor de agua añadido en exceso y otros productos formados en reacciones secundarias. La proporción entre los distintos componentes depende tanto de las materias primas empleadas como del proceso de obtención. Es necesario eliminar los componentes restantes hasta conseguir el hidrógeno de suficiente pureza para las posteriores aplicaciones, que pueden ser tan exigentes como algunas CC que requieren valores muy altos.

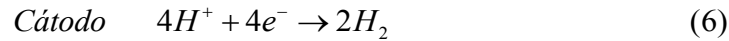
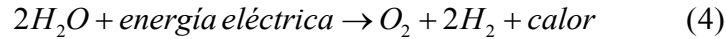
#### **Electrólisis del agua.**

Este proceso usa una corriente eléctrica dentro del agua para separarla en hidrógeno y oxígeno. La electricidad requiere que se pueda generar a partir de tecnología de energías renovables, como viento, energía solar, geotermia, y plantas hidroeléctricas. Se prevé un aumento importante de esta vía, ya que actualmente se pretende que el hidrógeno sustituya a los combustibles fósiles como fuente de energía. Por tanto, es lógico intentar desligar completamente el hidrógeno de dicho tipo de materias primas. Un factor a considerar son los recientes desarrollos de aplicar energías baratas a la electrólisis del agua, como la fotovoltaica. Los equipos utilizados más habituales son los electrolizadores alcalinos que emplean como electrolito una disolución alcalina, típicamente disoluciones de hidróxido potásico y los electrolizadores tipo PEM.

La electrólisis del agua es el proceso de descomposición de la molécula H<sub>2</sub>O en gases de oxígeno (O<sub>2</sub>) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) aplicándoles un potencial de corriente directa.

Los protones fluyen a través de la membrana PEM del ánodo al cátodo mientras que los electrones se mueven al cátodo a través del circuito exterior. En el cátodo, el hidrógeno es formado por las combinaciones de protones y electrones.

Las reacciones que tienen lugar en los electrolizadores tipo PEM son descritas en las ecuaciones (4-6):



### Electrólisis nuclear a altas temperaturas.

El calor de un reactor nuclear puede ser usado para aumentar la eficiencia de la electrólisis del agua para producir hidrógeno. Incrementando la temperatura del agua, se usa menos electricidad que es requerida para hacer la separación del hidrógeno y el oxígeno, el cual reduce los costos del total de la energía requerida para este proceso.

### Gasificación de biomasa para producción de hidrógeno.

En la misma línea de independizar la obtención del hidrógeno de las materias primas fósiles, la biomasa, al ser renovable, es una de las fuentes más prometedoras. Los estudios más avanzados se basan en su gasificación combinada con conversión basada en la reacción de desplazamiento de monóxido de carbono. En la Figura 9 se muestra un esquema donde se ejemplifican los diferentes métodos de producción de hidrógeno.

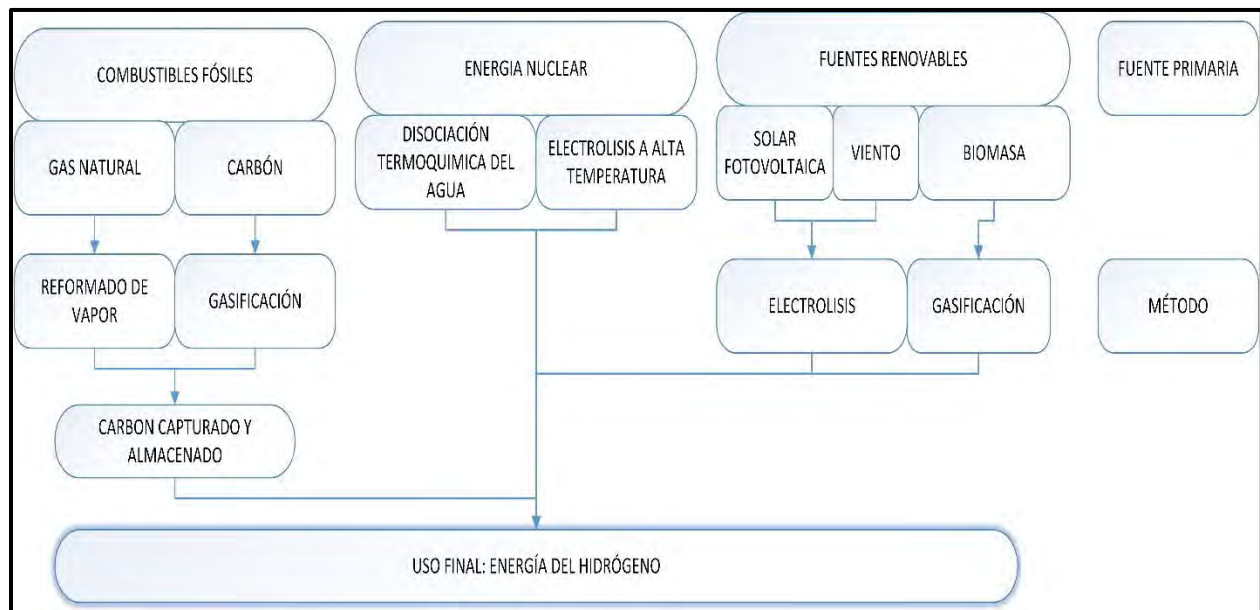


Figura 9. Métodos de producción de hidrógeno. Modificado de [22].

## **1.9 Almacenamiento.**

Para ser usado como  $H_2$ , el hidrógeno requiere ser almacenado y transportado de alguna manera. Actualmente, el hidrógeno puede almacenarse como un gas o un líquido, o una combinación con algún material sólido [23].

### **1.9.1 En forma de hidruros metálicos, procesos de adsorción y desorción.**

Los hidruros metálicos son combinaciones específicas de aleaciones metálicas que actúan de una forma similar a una esponja que empapa agua. Los hidruros metálicos tienen la capacidad de absorber el hidrógeno y de liberarlo más tarde, a temperatura ambiente o calentando el tanque. La cantidad total de hidrógeno absorbido es generalmente del 1% al 2% del peso total del tanque. Algunos hidruros metálicos son capaces de almacenar entre el 5% y el 7% de su propio peso, pero únicamente cuando son calentados a temperaturas de 250 °C o superiores. El porcentaje del gas absorbido respecto al volumen del metal sigue siendo relativamente bajo, pero los hidruros metálicos ofrecen una solución valiosa al almacenamiento del hidrógeno: poseen la ventaja de seguridad en la liberación del hidrógeno a presión constante. Los hidruros más conocidos como medios de almacenamiento de hidrógeno son aquellos que forman con elementos metálicos, particularmente Mg, La-Ni y Fe-Ti, aunque existe una gran variedad de hidruros con otros metales (V, Zr, tierras raras, etc.) [24].

La vida de un tanque de almacenamiento de hidruro metálico está relacionada directamente con la pureza del hidrógeno que se almacena. Las aleaciones de hidruros que se comportan como esponjas, no solo absorben hidrógeno sino también cualquier impureza introducida en el tanque por el hidrógeno. La presencia de tales impurezas no influye en la calidad del hidrógeno que se libera del tanque, pero sí en la vida media del tanque, que se reduce, así como en su capacidad de almacenar hidrógeno (las impurezas ocupan los espacios previamente ocupados por el hidrógeno).

### **1.9.2 Hidrógeno líquido.**

El hidrógeno existe en un estado líquido, pero solamente a temperaturas extremadamente frías. Se precisan recipientes criogénicos y de licuefacción del gas. El hidrógeno líquido ha de ser almacenado a 20 K ó -253 °C.

El hidrógeno líquido tiene la ventaja de que puede acumular energía con alta densidad y que el peso del contenedor es más bajo para igual cantidad de energía almacenada. Sin embargo las bajas temperaturas requeridas traen aparejados problemas de seguridad y, por otra parte, el costo de una unidad de licuefacción es comparativamente elevado ya que se consume una alta fracción de energía almacenada como hidrógeno líquido.



### 1.9.3 Almacenamiento químico.

El almacenamiento químico se basa en el almacenamiento del hidrógeno en forma de compuestos químicos. El hidrógeno se combina en una reacción química para originar un compuesto estable que contiene hidrógeno.

Después, ese hidrógeno debe ser liberado y utilizado por una CC. La reacción exacta del proceso varía dependiendo del compuesto utilizado como liberador y del compuesto utilizado para almacenamiento. Algunas técnicas incluyen el craqueo del amoníaco, oxidación parcial, el craqueo del metanol. Estos métodos eliminan la necesidad de una unidad de almacenamiento para el hidrógeno producido. En la Tabla 2 se resumen los métodos de almacenamiento del hidrógeno así como el proceso y sus aplicaciones.

Tabla 2. Métodos de almacenamiento de hidrógeno.

Proceso	Estado físico	Modo de almacenamiento	Aplicaciones
Compresión	Gas	Cilindros, tanques	Estacionarias, móviles
Licuefacción	Líquido	Depósitos criogénicos	Estacionarias, móviles
Absorción	Gas	Hidruros metálicos, químicos	Móviles, portátiles
Adsorción	Gas	Carbón activado, nano estructuras de carbono	Móviles, portátiles
compresión	Gas	Microesferas de vidrio	Portátiles

## 2 Capítulo II

### 2.1 Generalidades de los sistemas con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno

#### El hidrógeno como vector energético

El termino vector energético se refiere a un material rico en energía que permite el intercambio y o almacenamiento que pueda ser usado a distancia en un tiempo y o espacio por otra fuente primaria de energía [25]. Muchos de los vectores de energía actualmente en uso son capaces de transferir directamente la energía en una forma adecuada para su uso final. El hidrógeno es la excepción porque no es una fuente de energía primaria, ya que no se encuentra libre en la naturaleza, y debe ser producido a partir de una fuente de energía primaria, por ejemplo, la energía solar para la disociación del agua, por lo tanto, el hidrógeno es un vector de energía, pero no una fuente de energía.

El hidrógeno es considerado una atractiva solución como un vector energético en los sistemas de energía sustentables, basados en fuentes primarias de energía renovables. Las ventajas del hidrógeno como un vector son:

- Libre de emisiones contaminantes, excepto por una mínima producción de NO<sub>x</sub> cuando se combustiona con el oxígeno.
- Puede ser producido a partir de muchas fuentes de energía, incluidas las renovables.
- Puede ser usado ampliamente para distintos fines, como en vehículos, generación de electricidad, y a futuro en transporte aéreo, entre otros.

Por consiguiente, el hidrógeno puede contribuir a la diversificación de combustible para el transporte y ser producido únicamente por energías renovables, de esta manera el hidrógeno como vector energético ofrece una efectiva solución para revertir el daño al medioambiente.

### 2.2 Sistemas híbridos de energía renovable con almacenamiento de hidrógeno.

La integración de sistemas energéticos con acoplamiento de fuentes renovables para producir energía eléctrica, es la solución a problemas relacionados con la contaminación ambiental, daños a la salud y el abastecimiento de la energía. Una integración de sistemas lo representa, por ejemplo, el uso de la tecnología solar-hidrógeno-celda de combustible o eólica-hidrógeno- celda de combustible o la combinación de estas. Si se desea establecer un sistema de energía a base de hidrógeno, es necesario que este sea producido a gran escala utilizando como fuente energía primaria a las energías renovables.

En la Figura 10 se observa de forma esquemática la producción de hidrógeno a partir de las principales fuentes renovables más comunes y disponibles en forma global, la solar, eólica y biomasa. Un sistema integrado de energía puede usarse simultáneamente dependiendo de la disponibilidad del recurso de cada una de ellas [26].

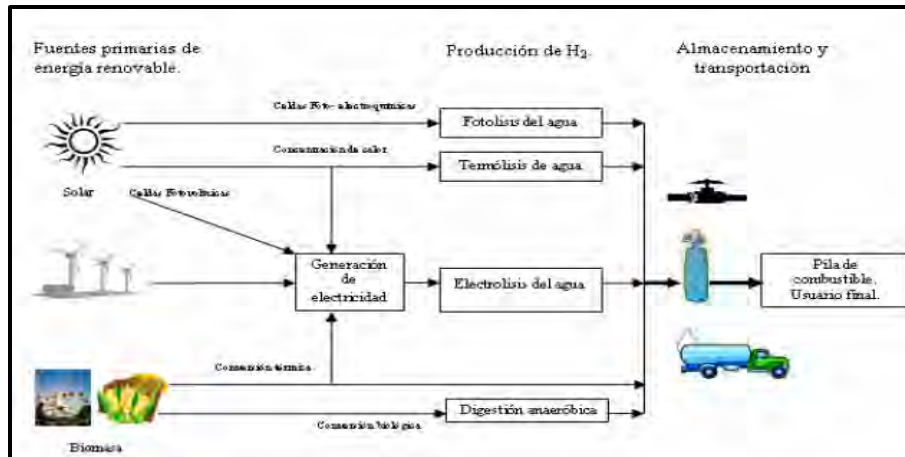


Figura 10. Producción de hidrógeno a partir de energías renovables [27].

Cada una de las fuentes primarias de energía utiliza diferentes tecnologías para su aprovechamiento. Es importante señalar que a la fecha la electrólisis del agua es el método de producir hidrógeno limpio y de alta pureza, por lo que la mayoría de las tecnologías de la energía renovable se enfocan a la producción directa de electricidad [28].

## 2.3 Configuraciones de sistemas

### 2.3.1 Sistema híbrido fotovoltaico – hidrógeno

El sistema híbrido solar-hidrógeno constituye un sistema energético cuya fuente primaria es la energía solar, directa o indirecta, y la secundaria el hidrógeno. Actualmente, se considera como la mejor opción para complementar en el mediano y sustituir parcialmente a largo plazo, al actual sistema energético basado en fuentes fósiles.

La integración del módulo fotovoltaico con el electrolizador proporcionará hidrógeno y oxígeno de alta pureza, a partir de la fuente de corriente directa y voltaje proporcionado por el módulo. El hidrógeno producido podría ser almacenado en forma gaseosa en recipientes adecuados o ser utilizado de manera directa en una celda de combustible. En la Figura 11 muestra un diagrama a bloques del proceso de obtención y utilización del hidrógeno de un sistema FV-hidrógeno.

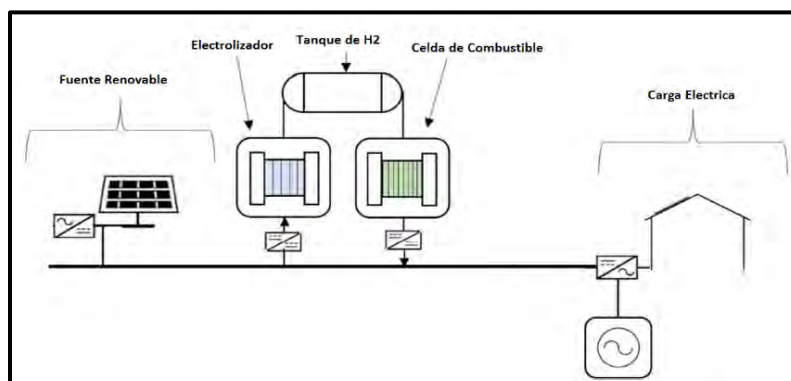


Figura 11. Sistema híbrido solar-hidrógeno-CC. Modificado de [29].

### 2.3.2 Integración de un sistema solar-hidrógeno-celda de combustible.

El hidrógeno como portador energético permite su almacenamiento y su transportación en diferentes recipientes para ser utilizados en el lugar que se requiera. Para fines demostrativos en dispositivos de baja potencia, tan pronto se produce y se humecta el hidrógeno, este se alimenta a la celda de combustible. El oxígeno que reacciona en la celda puede provenir del mismo electrolizador o del aire. Las reacciones que ocurren en la celda son inversas a las que ocurren en la electrólisis. Es importante conocer la potencia que cada celda produce y así utilizarla en el equipo adecuado, la ventaja de usar celdas es que estas pueden ser modulares, se pueden diseñar y construir de menos de 10 watts para dispositivos de baja potencia como una radio o una televisión portátil. La Figura 12 muestra un prototipo donde se ha integrado un módulo fotovoltaico, un electrolizador, una celda de combustible y una televisión portátil [30].

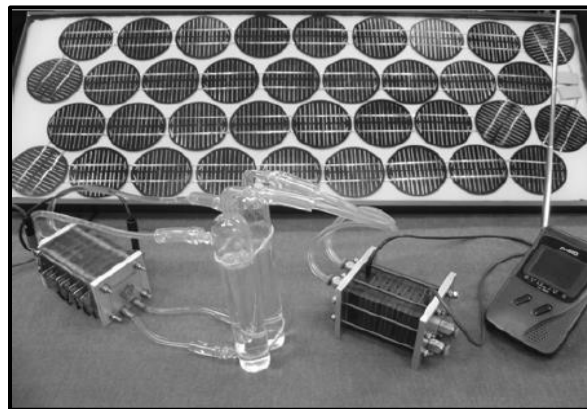


Figura 12. Prototipo solar-hidrógeno-celda-carga.

### 2.3.3 Sistema híbrido eólico-hidrógeno.

La generación de electricidad a partir de la energía del viento refleja un mínimo impacto al medio ambiente comparado con otras fuentes renovables [31]. En 2012, alrededor de 282, 275 MW de electricidad fueron generados a partir de la energía del viento, esta energía producida corresponde alrededor del 2% del total mundial del total demandada. Países como Estados Unidos de América, China, Alemania, España e India generan más del 73% de la electricidad producida a partir del viento [32].

En orden de utilizar en mayor medida la capacidad de la energía del viento, las plantas generadoras deben ser manejadas adecuadamente. En algunas plantas generadoras en el mundo, se debería de incrementar su capacidad de transmisión y adicionalmente crear un sistema de respaldo para la potencia instalada. En efecto, las condiciones meteorológicas crean fluctuaciones en la energía eólica. Lo cual incrementa la necesidad de un sistema de control para mantener la frecuencia de la carga eléctrica. La producción de hidrógeno a partir del viento acoplado a electrólisis del agua podría representar una solución factible a estos problemas. El superávit de electricidad producida es almacenado como hidrógeno y puede ser usado como electricidad cuando el potencial de viento

sea muy bajo o el sistema este detenido [33]. El potencial del hidrógeno como medio de almacenamiento de energía se está estudiando para ambos casos, tanto como para sistemas aislados como para los sistemas interconectados a la red [34].

En la Figura 13 se observa un esquema de la integración de sistemas eólicos y de producción del hidrógeno a partir de la energía del viento así como su posible utilización.

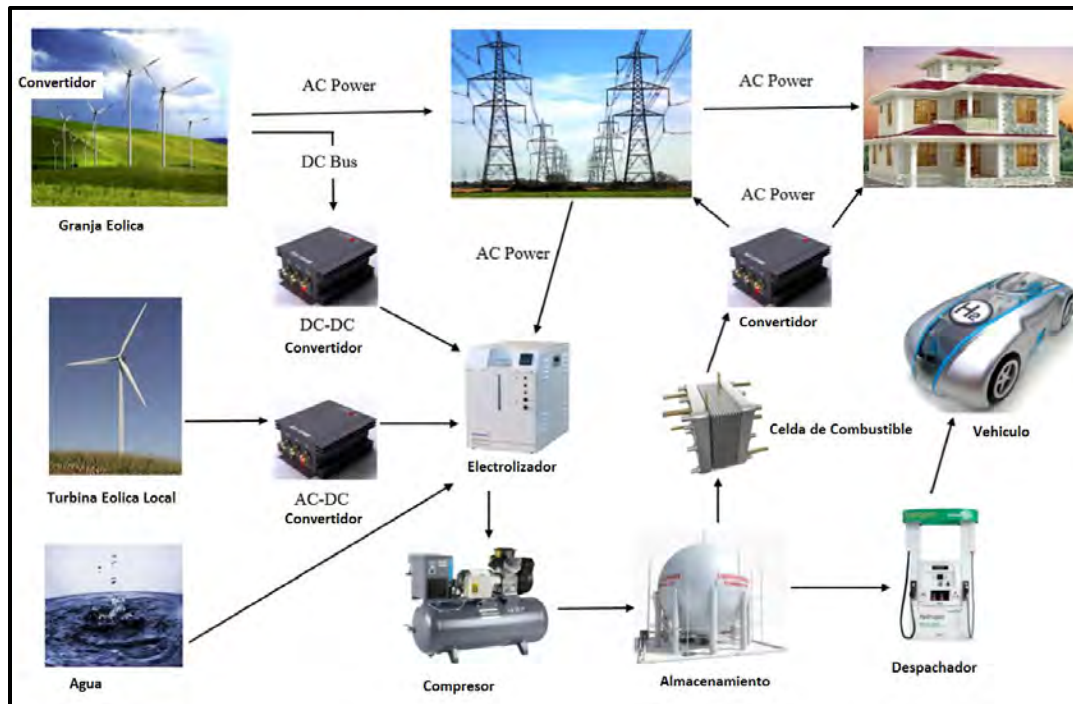


Figura 13. Sistemas de generación eléctrica eólico-hidrógeno. Modificado de [35].

## 2.4 Investigaciones y desarrollo

Diversas investigaciones se están realizando actualmente en el tema de la integración de las energías renovables con el hidrógeno. Una de las principales razones del desarrollo de este tipo de tecnologías es la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera e implementarlas como tecnologías principales para la producción de energía a gran escala para satisfacer las demandas actuales y futuras de electricidad y combustibles en automóviles sustentables.

### 2.4.1 Modelado y análisis experimental de un electrolizador PEM alimentado por un panel fotovoltaico.

F.Z. Aouali et al., [36] propusieron un modelo y análisis experimental de un electrolizador tipo PEM alimentado mediante un módulo fotovoltaico como fuente primaria. Estos dispositivos fueron acoplados a un sistema diésel con el objetivo de reducir el consumo del combustible fósil

y para disminuir las emisiones de contaminantes. Se aplicó un modelo matemático validado por los fenómenos termodinámicos y técnicas electroquímicas.

En la Figura 14 se muestra la configuración del sistema implementado para la generación del hidrógeno a partir del electrolizador alimentado por un PV.

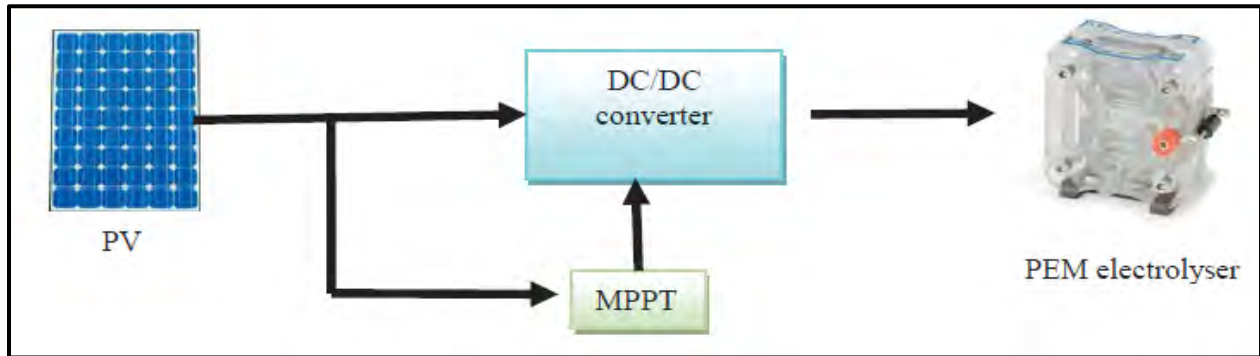


Figura 14. Módulo FV es conectado al electrolizador PEM a través del convertidor DC/DC [36].

Para el óptimo funcionamiento del electrolizador PEM propuesto es importante mantener la alimentación primaria del FV a una potencia máxima para ello se usa un controlador denominado Maximum Power Point Tracking (MPPT) por sus siglas en inglés, sistema usado para controlar el convertidor DC/DC para extraer la potencia máxima del módulo PV. El objetivo es obtener y mantener el punto de máxima potencia del módulo FV.

En este trabajo utilizaron un módulo PV modelo PWX500, tipo policristalino. El estudio incluyó la caracterización de las celdas fotovoltaicas a diferentes irradiancias con temperatura controlada a 25°C y a una irradiación entre 180 y 410 W/m<sup>2</sup>. La segunda prueba se realizó a una irradiación fija de 410 W/m<sup>2</sup> y a una temperatura entre 41 y 71°C.

En la Figura 15 se observan los resultados obtenidos de la caracterización del módulo PV, donde se puede observar claramente como la temperatura afecta directamente la eficiencia.

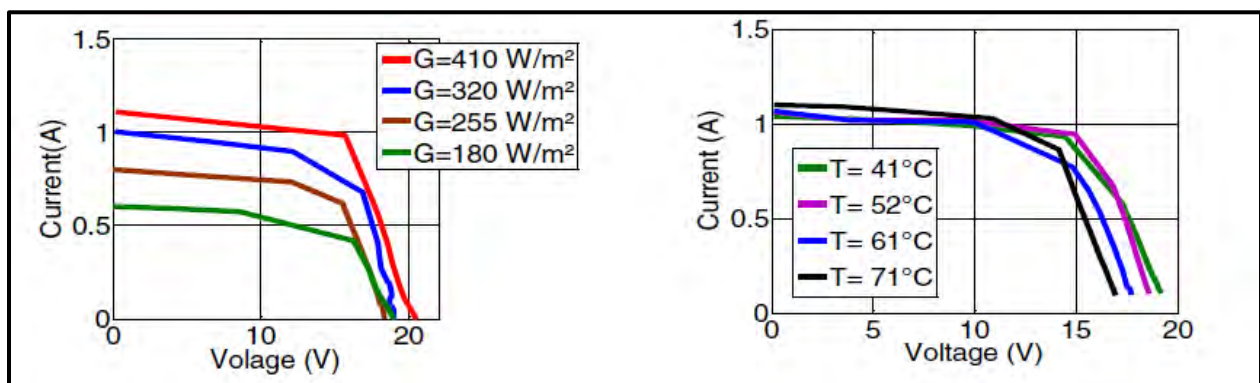


Figura 15. Caracterización experimental de los módulos PV a diferente irradiancia y temperatura [36].

### Electrolizador PEM.

En la Figura 16 se puede observar la curva de polarización del electrolizador usado para esta investigación.

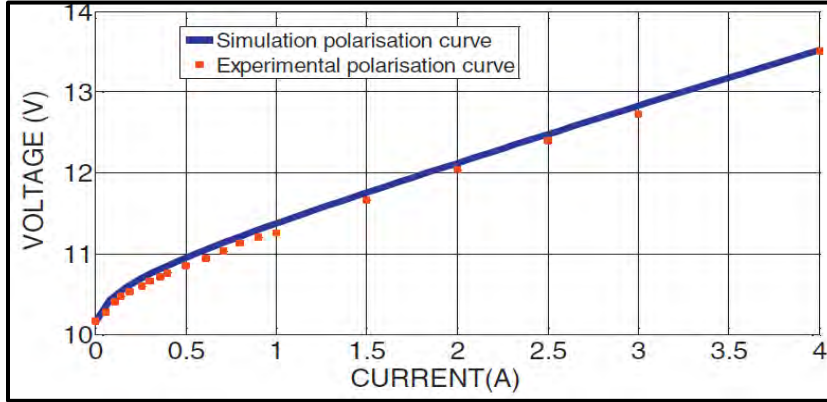
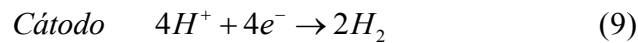
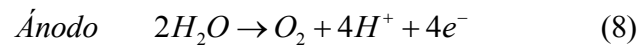
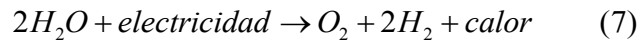


Figura 16. Curva de polarización del electrolizador.

#### 2.4.2 Ecuaciones electroquímicas.

La ecuación 7 se describe la reacción global de la electrólisis del agua donde se observa que aplicando un potencial al agua reacciona descomponiendo la molécula en oxígeno e hidrógeno en una reacción exotérmica. En las ecuaciones 8 y 9, son las reacciones que ocurren en el ánodo y cátodo respectivamente.



Para la disociación de la molécula de agua, la energía eléctrica es consumida por una reducción química. Como consecuencia, el cambio en la entalpía  $\Delta H$ , entropía  $\Delta S$  y energía libre de Gibbs  $\Delta G$  estar relacionados con la energía térmica y eléctrica de la celda.

El cambio en la entalpía para la disociación del agua es descrita por la siguiente ecuación 10:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (10)$$

El voltaje a condiciones estándar (T=298K, P=1atm) el voltaje termodinámico es expresado por la ecuación 11:

$$V_{ref} = \frac{\Delta G}{nF} = 1.229V \quad (11)$$

La energía libre de Gibbs a condiciones estándar puede ser calculada mediante la ecuación 12:

$$\Delta G = G_{H_2} + \frac{1}{2} G_{O_2} - G_{H_2O} \quad (12)$$

El electrolizador usado para este estudio fue el modelo staXX7 de H-TEC (50 W), con un área activa de 16 cm<sup>2</sup> con un espesor de membrana de Nafion® de 130 µm. Cabe mencionar que el sistema no incluye control de temperatura.

### Modelado del electrolizador PEM.

El modelo del electrolizador incluye parámetros eléctricos, electroquímicos y termodinámicos, ya que estos fenómenos rigen el comportamiento del dispositivo

#### Modelo eléctrico

Cuando una corriente es aplicada a una celda PEM, el potencial de operación real de la celda del electrolizador puede ser representado por la suma del potencial de Nernst, la activación sobre potencial y sobre potencial óhmico puede ser dada por la ecuación 13 y 14 [37]:

$$V_{el} = E + \eta(I_{el}) + E_{ohm} \quad (13)$$

$$E = E_{rev} = \frac{\Delta G}{nF} \quad (14)$$

Donde  $\eta(I_{el})$  es el sobre potencial debido a pérdida.  $V_{el}$  es el voltaje para la electrólisis,  $n$  es el número de electrones transferidos durante la reacción donde ( $n=2$ ) y  $E_{rev}$  es el voltaje estándar reversible. Donde el cambio de la energía libre de Gibbs a cualquier temperatura a presión estándar puede ser calculada mediante la ecuación 15 [38]:

$$\Delta G = \Delta H + T\Delta S \quad (15)$$

Donde, el potencial de Nernst es el voltaje teórico que tiene en cuenta la presión parcial de los gases (hidrógeno y oxígeno) y está dada por la ecuación 16 [39]:

$$E = E_{nernst} = \frac{\Delta G}{nF} = E_{rev} + \frac{RT}{2F} \ln\left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{a_{H_2O}}\right) \quad (16)$$

$P$ =denota la presión parcial,  $R=8.3144$  J/mol K,  $F=96487$  C/mol,  $H_2O=1$  (para agua líquida),  $P_{H_2}$  y  $P_{O_2}$  atm son respectivamente constantes de gases universales, la constante de Faraday, la actividad del agua y la presión parcial del hidrógeno y el oxígeno.



### Modelo electroquímico y termodinámico.

La activación sobre potencial es el sobre-potencial que la reacción electroquímica tiene que superar para la conversión de los reactantes a productos y está dado por la ecuación de Butler-Volmer (17) [40]:

$$\eta_{EL} = E_{act-anod} + E_{act-cath} = \frac{RT}{2F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{O,A}A}\right) + \frac{RT}{2\alpha_C F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{O,C}A}\right) \quad (17)$$

Donde,  $I$  es la densidad de corriente ( $A/cm^2$ ),  $R$  es la constante universal de los gases,  $j_{O,A}$ ,  $j_{O,C}$  es la densidad de corriente entre el ánodo y el cátodo respectivamente, y  $\alpha_A$ ,  $\alpha_C$  son los coeficientes de carga transferidos del ánodo al cátodo, respectivamente.

Membrana: el flujo de calor (W) y los parámetros electroquímicos ( $\alpha_A$ ,  $\alpha_C$ ,  $j_{O,A}$ ,  $j_{O,C}$ ,  $\sigma_m$ ) para ecuaciones (activación sobrepotencial) y (sobrepotencial óhmico) fueron determinados usando Matlab usando parámetros de identificación.

F.Z. Aouali et al., pudo concluir que es posible obtener hidrógeno a partir de la electrolisis del agua mediante fuentes renovables, al haber alimentado al electrolizador con un módulo FV. Esta implementación juega un rol importante en el almacenamiento eficiente y en aplicaciones móviles o fijas. Los resultados de los análisis simulados fueron satisfactorios debido a que se encuentran muy cercanos a los obtenidos experimentalmente.

### 3 Capítulo III

#### Metodología

#### 3.1 Interconexión del sistema fotovoltaico de 2.5 kW a la red eléctrica de CFE.

El sistema fotovoltaico instalado en la División de Ciencias e Ingeniería (DCI), de la Universidad de Quintana Roo, se dimensionó a 2.5 kW para ser interconectado a la red eléctrica local. En este capítulo se describe la metodología y materiales para poner a punto la interconexión con la red eléctrica. La instalación de este sistema fue desarrollado por el Ing. Jorge Elías Pinelo, a través de su tesis de licenciatura [41].

Un sistema fotovoltaico con interconexión a la red eléctrica de la CFE (Comisión Federal de Electricidad), está integrado por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar para generar energía eléctrica en forma de corriente continua (CD) y acondicionar dicha energía a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna (CA). Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con la red eléctrica local de CFE [42].

En la Figura 17 muestra un típico diagrama a bloques con los componentes principales de un Sistema fotovoltaico interconectado a la red de CFE.

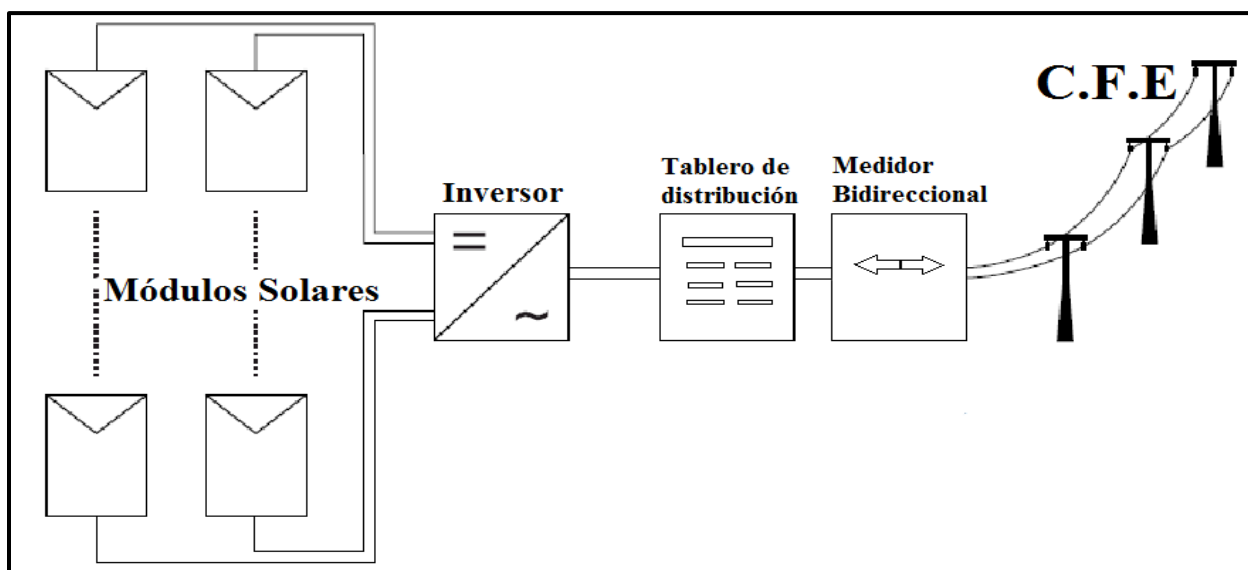


Figura 17. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red de CFE.

#### 3.2 Sistema fotovoltaico interconectado a la red de 2.5 kW en la Universidad de Quintana Roo.

El sistema fotovoltaico que se encuentra instalado actualmente en el parque de energías renovables de la Universidad de Quintana Roo, fue habilitado con todos los componentes necesarios para su

interconexión a la red de CFE, bajo el proyecto de titulación del Ing. Pinelo. Sin embargo la interconexión no se había realizado debido a la falta de un circuito permanente para la instalación de los conductores necesarios para la implementación. A continuación, se detallan todos los componentes de este sistema, así como los diagramas y materiales a utilizar. Cabe mencionar que la instalación se realizó conforme a las Norma Oficial Mexicana en Instalaciones Eléctricas NOM-001-SEDE-20012.

### 3.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos instalados en el sistema cumplen con las normas de seguridad de acuerdo a la norma NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1)- Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción.

Incluye caja de conexiones para intemperie del tipo IP65 (a prueba de lluvia y polvo según norma IEC 60529), con las terminales de salida debidamente marcadas identificando la terminal negativa y la positiva. Considerando las normas que deben cumplir, se instalaron 10 módulos de 250 W de la marca SolarTec, modelo S60PC, en la Figura 18 se observa el arreglo fotovoltaico instalado en el parque de energías renovables de la UQROO.



Figura 18. Arreglo fotovoltaico, UQROO 2016.

### 3.2.2 Inversor

El inversor instalado actualmente en el sistema fotovoltaico es de la marca Fronius 1G Plus V 3.0-1 de 3 kW de potencia. Debido a que la potencia instalada de los módulos fotovoltaicos es de 2.5 kW, el inversor tiene un rango de manejo para la operación del sistema fotovoltaico instalado. En la Figura 19 podemos observar el inversor utilizado.



Figura 19. Imagen de inversor Fronius IG Plus V 3.0-1 UNI de 3 kW

Los datos técnicos de operación del inversor se detallan en la Tabla 3, donde se muestran las características eléctricas, los rangos de operación y temperatura, así como los sistemas de seguridad

Tabla 3. Datos técnicos del inversor Fronius IG Plus V 3.0-1. (Manual del inversor)

Datos de salida		
Potencia de salida nominal ( $P_{nom}$ )		300 W
$P_{nom}$ con +122 °C		300 W
Máxima potencia de salida		300 W
Tensión de red nominal		208 V/ 240 V/ 277 V
Tolerancia de la red		+10/ -12 %
Margen de tensión de servicio AC	con 208 V con 240 V con 277 V	183-229 V 211-264 V 244-305 V
Margen de ajuste de la tensión de red	con 208 V con 240 V con 277 V	105-248 V 120-287 V 140-324 V
Precisión de los límites de tensión		1% del valor nominal
Tiempo de tolerancia para exceder los límites de tensión		0.016 - 4.25 s
Corriente de salida nominal	con 208 V con 240 V con 277 V	14.4 A AC 12.5 A AC 10.8 A AC
Fases		1
Máxima corriente inversa de la empresa suministradora de energía*		0 A

Sincronización de corriente de entrada*	0 A
Máxima corriente de falta de salida por período de tiempo	222 A / 47 $\mu$ s
Frecuencia de salida nominal	60 Hz
Margen de frecuencia de salida	59.3 - 60.5 Hz
Margen de ajuste de la frecuencia de red	57.0 - 60.48 Hz
Precisión de los límites de frecuencia	0.05 Hz
Tiempo de tolerancia para exceder los límites de frecuencia	0.016 - 300 s
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia Cos phi (con potencia de salida nominal)	1
<b>Datos generales</b>	
Máximo rendimiento	96.2 %
Consumo propio por la noche	< 1 W
Consumo propio durante el servicio	8 W
Tipo de protección	NEMA 3R
<b>Dispositivos de seguridad</b>	
Supervisión del contacto a tierra	Control de puesta a tierra integrada /interrupción
Protección frente al servicio independiente	integrada
Protección contra polaridad invertida	integrada
Exceso de temperatura	Desplazamiento del punto de trabajo/ refrigeración activa
* Asegurado mediante la construcción eléctrica del inversor	

### Conexión del inversor Fronius IG Plus V 3.0-1 a la red publica

De acuerdo al tipo de configuración de la red local, se puede seleccionar una topología para el inversor. En la UQROO se cuenta con un sistema monofásico a tres hilos, por lo tanto el inversor seleccionado puede conectarse a la siguiente red de corriente: 240 V: 120 V Stringer, con un conductor neutro disponible.

En la Figura 20 se observa la conexión que se realizara al inversor, la cual tiene una configuración a 240 entre fases y 120 V entre fase y neutro.

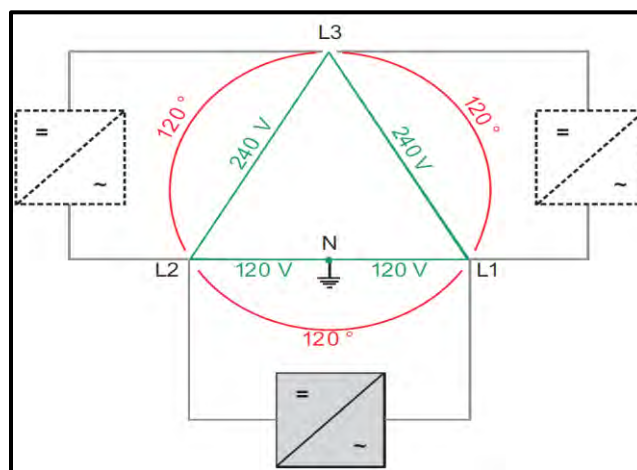


Figura 20. Conexión 240 V: 120 V Stringer [43].

### 3.3 Esquema de conexiones.

En la Figura 21 se representa un diagrama de la interconexión que se realizó al sistema, también se observa un esquema del sistema de interconexión integrado por todos los componentes en general y en la Figura 22 los bornes de conexión del lado CA en el inversor.

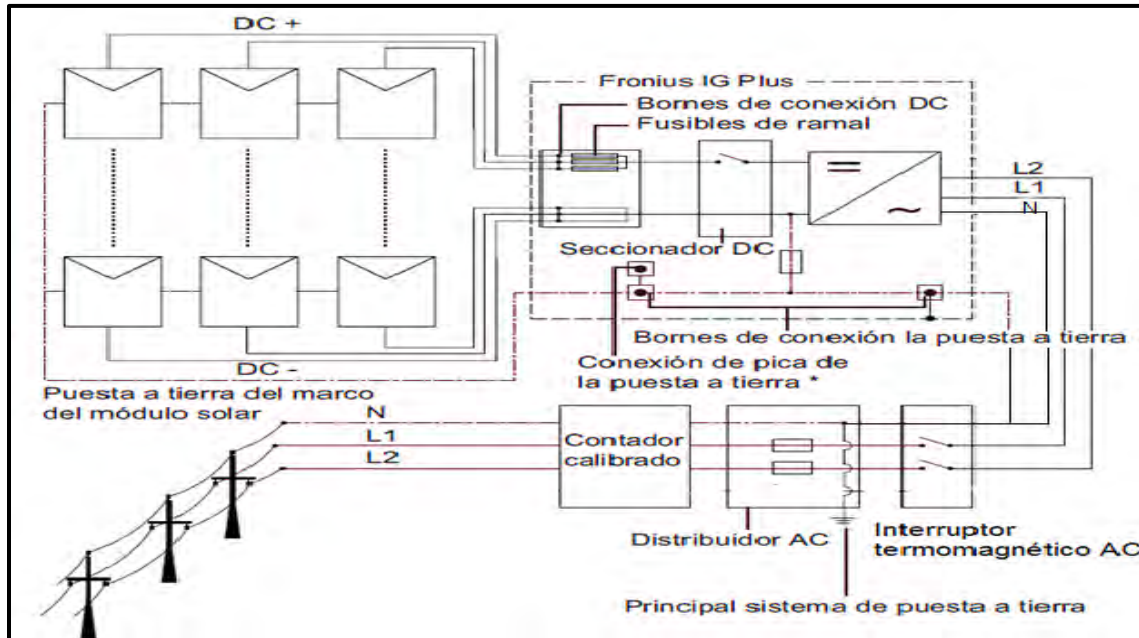


Figura 21. Esquema de conexiones. Modificado de [43].

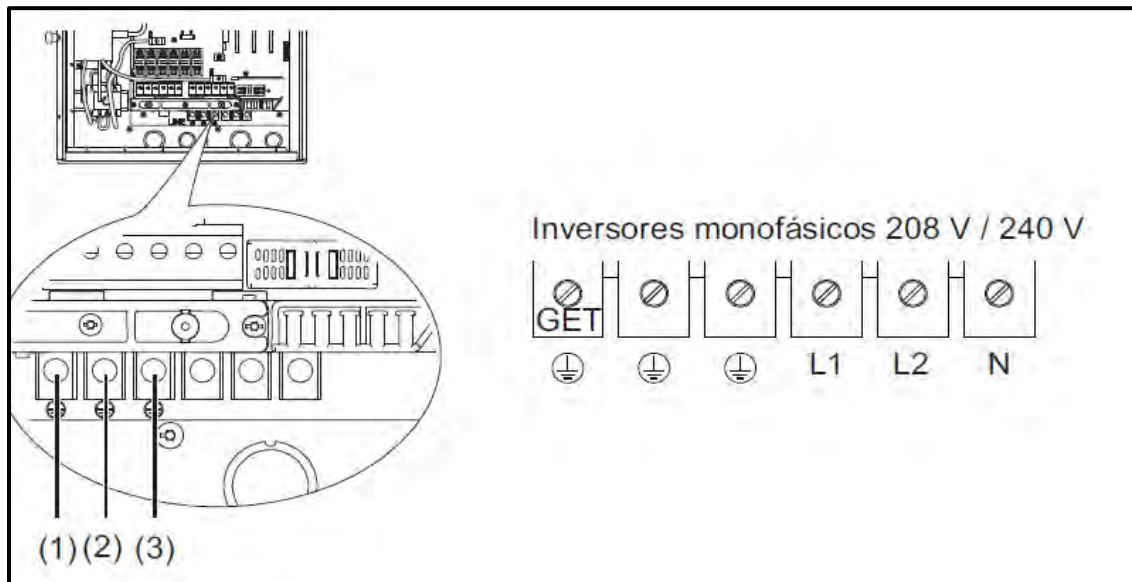


Figura 22. Bornes de conexión en el lado CA el inversor. Modificado de [43]

La Figura 22 muestra los bornes de conexión en el lado CA del inversor, quedando como sigue:

L1 = Conductor de fase L1

L2 = Conductor de fase L2

N = Conductor neutro N

### 3.4 Instalación del circuito de interconexión

La instalación del circuito, se realizó conforme a la Norma Oficial Mexicana en instalaciones eléctricas, la NOM-001-SEDE-2012, con el objetivo de obtener una instalación que cubra con los estándares de calidad y seguridad a partir de las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer la instalación del circuito.

Para la interconexión se requiere una instalación eléctrica con una red subterránea que se extiende desde el parque de energías renovables hasta la pared trasera del taller de ingeniería de la UQROO. La instalación eléctrica atraviesa la calle perimetral de la universidad. Mediante la construcción de cuatro registros eléctricos de extremo a extremo y excavación a 60 cm de profundidad con una distancia de 36.4 m, la instalación se basó según lo dicho en el artículo 300-5 “Instalaciones subterráneas de la NOM”. Esta norma establece los requisitos de profundidad mínima que se deben cumplir.

Tabla 4. Requisitos de profundidad mínima en instalaciones de 0 a 600 volts [44].

Ubicación del método de alambrado o circuito	Tipo de método de alambrado o circuito				
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5
	Cables o conductores directamente enterrados	Tubo conduit metálico pesado o semipesado	Canalizaciones no metálicas aprobadas para instalar directamente enterradas sin cubiertas de concreto u otras canalizaciones aprobadas	Circuitos derivados para viviendas de 120 volts o menos con protección contra fallas a tierra y protección contra sobrecorriente máxima de 20 amperes	Circuitos de control de riego y alumbrado del paisaje limitados a menos de 30 volts e instalados con cables tipo UF o en otros cables o canalizaciones identificados
	centímetros				
Todas las ubicaciones no especificadas abajo	60	15	45	30	15
En zanjas con una cubierta de 5 centímetros de concreto de espesor o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo un edificio	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o MI identificados para instalar directamente enterrados)	0	0	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o tipo MI identificado para instalar directamente enterrados)	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o tipo MI identificado para instalar directamente enterrados)
Bajo baldosas de concreto para exteriores de mínimo 10 centímetros de espesor, sin tráfico de vehículos y que las baldosas sobresalgan no menos de 15 centímetros de la instalación subterránea	45	10	10	15 (directamente enterrado)	15 (directamente enterrado)
				10 (en canalizaciones)	10 (en canalizaciones)
Bajo calles, carreteras, autopistas, callejones, accesos vehiculares y estacionamientos	60	60	60	60	60
Accesos vehiculares y estacionamientos exteriores para viviendas unifamiliares, bifamiliares y utilizados sólo para propósitos relacionados con la vivienda	45	45	45	30	45
Dentro o bajo las pistas de los aeropuertos, incluidas las áreas adyacentes donde está prohibido el paso	45	45	45	45	45

### 3.4.1 Alambrado

En la Figura 23 se observa el diagrama en isométrico de las cajas de conexión, tubería y registros eléctricos, de la instalación a realizar, esta figura contiene las medidas reales de todos los componentes de la instalación.

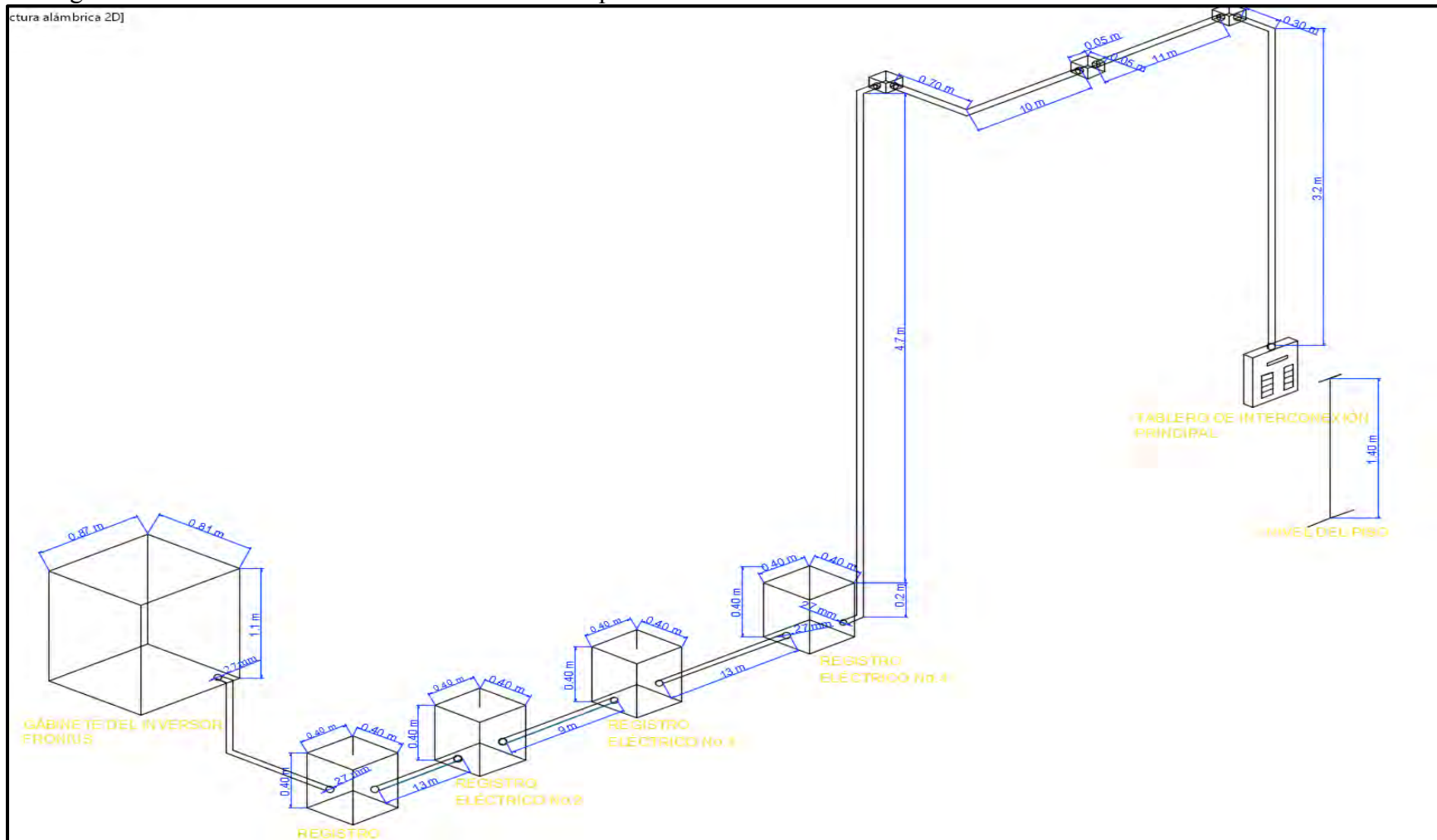


Figura 23. Alambrado de la instalación.



### 3.4.2 Diagrama unifilar

En la Figura 24 se presenta el diagrama unifilar del tablero donde se realizó la interconexión. El tablero suministra energía a 10 circuitos eléctricos que se alimentan de las tres fases provenientes de la red de CFE y de dos fases del sistema fotovoltaico.

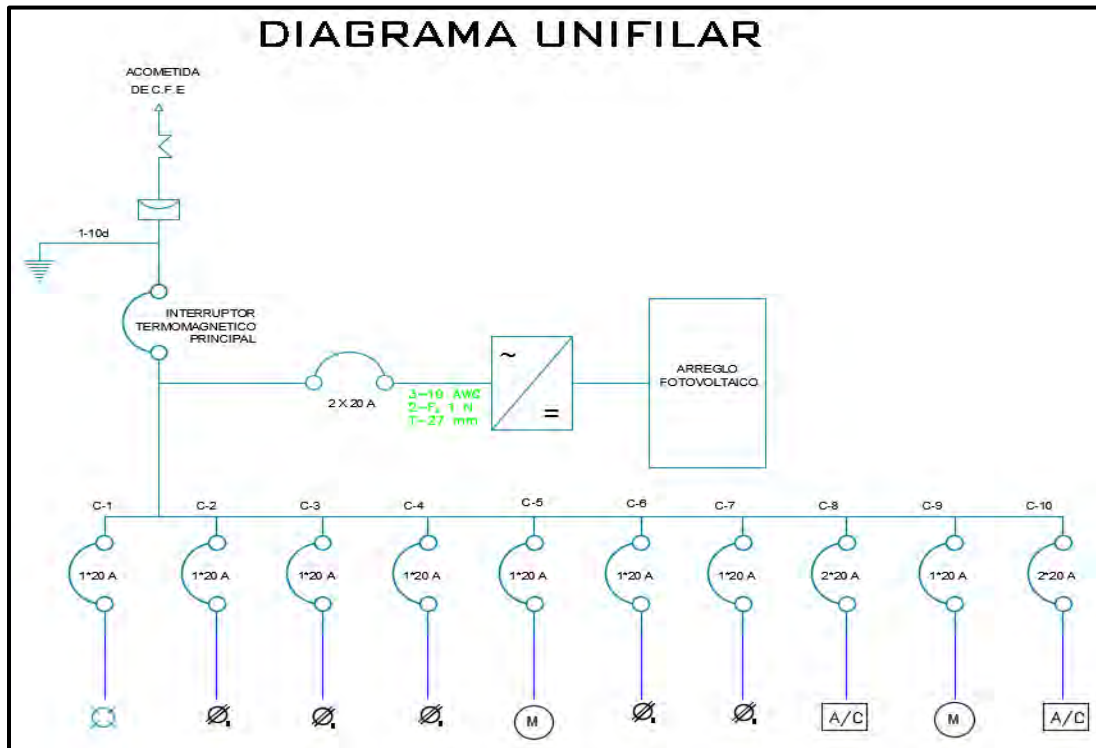


Figura 24. Diagrama unifilar.

### Cálculos

#### 3.5 Cálculo de la instalación eléctrica:

Para el cableado de CA se consideró la máxima corriente de salida del inversor que es de 12.5 A. De acuerdo a este valor y conforme a la Norma, se multiplica por el factor 1.56 con el objetivo de obtener la corriente potencial en exceso. Este valor permite obtener un sobredimensionamiento del cable, ya que en el sistema la caída de tensión debe ser menor a 2% en longitudes muy grandes.

$$\text{Corriente CA Total} = (12.5 \text{ A}) (1.56) = 19.5 \text{ A}$$

Se utilizará el calibre # 10 THW que resiste al calor y tiene una cubierta termo-plástica retardante del fuego, con aislamiento de 90 °C.

### Cálculo del interruptor termomagnético:

El principal objetivo del interruptor termomagnético es proteger el alambrado de sobrecargas y de la posibilidad de sufrir un incendio. Para su dimensionamiento el interruptor debe ser mayor o igual a la capacidad de corriente del cable usado, siempre que permita el paso de la corriente total de la fuente de energía o el consumo de las cargas, con los factores de seguridad incluidos. El inversor incluye protecciones tanto para la corriente CA y CD pero se colocara unos interruptores externos para mayor seguridad del sistema.

Para el cálculo del dimensionamiento del interruptor de CA, se toma como referencia la corriente nominal en CA de salida del inversor que es 12.5 A, conforme la Norma (NOM – 001-SEDE-2012) se multiplica por el factor (1.56) para tener en cuenta la corriente potencial en exceso.

$$\text{Corriente CA Total} = (12.5 \text{ A}) (1.56) = 19.5 \text{ A}$$

Por lo tanto se usará un interruptor de 2\*20 A que es el inmediato superior que existe comercialmente.

### Materiales de Construcción

A continuación, se presentan las tarjetas con los conceptos de materiales y mano de obra utilizados con sus precios unitarios.

#### 3.6 Materiales:

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	P. U	IMPORTE
Cable cu. THW 90°C #10, color negro	m	300	8.18	2,456.91
Tubo PVC eléctrico 1” , tipo pesado	Pza.	24	28.87	693.10
Curva pesada PVC 1”	Pza.	10	9.48	94.83
Conector PVC eléctrico pesado	Pza.	12	5.60	67.24
Registro PVC 5*5 con tapa	Pza.	4	16.38	65.52
Cemento Tangit TP-240	Pza.	1	91.38	91.38
Lija plomero j-86 #120 (38x45.72mm)	Pza.	2	7.41	14.83
Abrazadera uña 1”	Pza.	25	1.46	36.46
Pija para lamina 8*1 ½ fijadora	Pza.	25	0.30	7.54
Rondana plana galvanizada ¼	Kg	0.1	42.20	4.27
Pastilla térmica EsquarD 2*20 A	Pza.	1	337.50	337.50
Centro de carga squarD Q-2	Pza.	1	128.88	128.88
Guía para electricista	Pza.	1	42.67	42.67

Cinta aislante eléctrica	Pza.	1	16.81	16.81
<b>SUBTOTAL</b>				4,057.54
<b>IVA</b>				649.21
<b>TOTAL</b>				4,706.75

Mano de obra:

Concepto	Descripción	C/U	Unidades	Total
Excavación	Retirar material del manto para el encofrado de tubería eléctrica, siendo rellenado posteriormente.	\$ 83.33	36 metros lineales	\$ 2,999.88
Registro eléctrico	Registro eléctrico de 40x40x40 cm, armado de angular de 1x1/8 pul. Y emparrillado de alambón para la sujeción del concreto.	\$ 600	4 registros eléctricos	\$ 2,400
<b>Subtotal</b>				\$ 5,399.88
<b>%IVA</b>				\$ 863.98
<b>Total</b>				\$ 6,263.86 M. N

### 3.7 Construcción

Para la construcción se colocaron 4 registros eléctricos de concreto prefabricados, a lo largo del circuito donde pasarían las canalizaciones subterráneas las cuales albergarían los conductores eléctricos que realizarían la interconexión entre el sistema FV y el tablero principal de la acometida de CFE. Como se mencionó anteriormente, el circuito atraviesa una calle periférica de la universidad de Quintana Roo, por este motivo se realizó un corte de la carretera para atravesar las tuberías subterráneas de PVC eléctrico tipo pesado de 1 pulgada. Después de colocar las canalizaciones se rellenó la zanja y se cubrió con concreto para el correcto sellado de la misma. Para ello se usaron 4 registros eléctricos prefabricados como se puede apreciar en la Figura 25.



Figura 25. Registro eléctrico

En la Figura 26 se observa el corte realizado a la carretera y al fondo dos registros eléctricos. Debido al desnivel que presenta el sistema FV respecto a la carretera los tubos de PVC quedaron encofrados sobre el nivel actual para proteger las canalizaciones que albergan a los conductores de la radiación solar o de algún daño por compresión mecánica de otros elementos.



Figura 26. Corte transversal realizado a la carretera.

También se instaló una tubería de PVC pesado a la salida de los registros eléctricos hacia el gabinete donde está alojado el inversor con el fin de salvaguardar la integridad de los conductores, en la Figura 27 se observa la instalación final del circuito eléctrico en el gabinete del inversor Fronius.



Figura 27. Conexión entre la canalización subterránea y el gabinete del inversor Fronius.

Para la canalización hacia el tablero donde fue interconectado el sistema FV, también se usó PVC eléctrico tipo pesado de 1 pulgada. La instalación de la tubería se realizó sobre el muro del taller, atravesando por la parte superior hasta el laboratorio de hidrógeno donde se encuentra ubicado el tablero. Para esta conexión fue necesario unir los tramos de tubo de PVC con cemento Tangit, así como la colocación de registros eléctricos de plástico cada 7, 10 y 9 metros a partir de la pared del taller. En lo que respecta a la sujeción del tubo al muro también se usaron abrazaderas de uña galvanizadas y pijas de ¼ pulgada, curvas de PVC eléctrico de 90°, así como contra y monitor para la sujeción de los registros al tubo de PVC. En la Figura 28 se observa la colocación final del tubo de PVC eléctrico para subir por la pared posterior del taller de ingeniería.



Figura 28. Salida de la canalización del registro eléctrico hacia el tablero de interconexión de CFE.

La colocación de los registros en la parte superior fue necesaria para facilitar el cableado de los conductores, se les colocó su respectiva tapa para evitar que los conductores sufran algún tipo de daño o deterioro debido a la exposición directa al ambiente como se observa en la Figura 29.



Figura 29. Registros eléctricos

A la intersección entre la tubería de PVC eléctrico y el tablero de conexión se instaló un centro de carga Squard Q2 con un interruptor termomagnético de 2X20 A para la protección del sistema fotovoltaico. En la Figura 30 se observa la instalación de la canalización a la llegada al tablero principal.

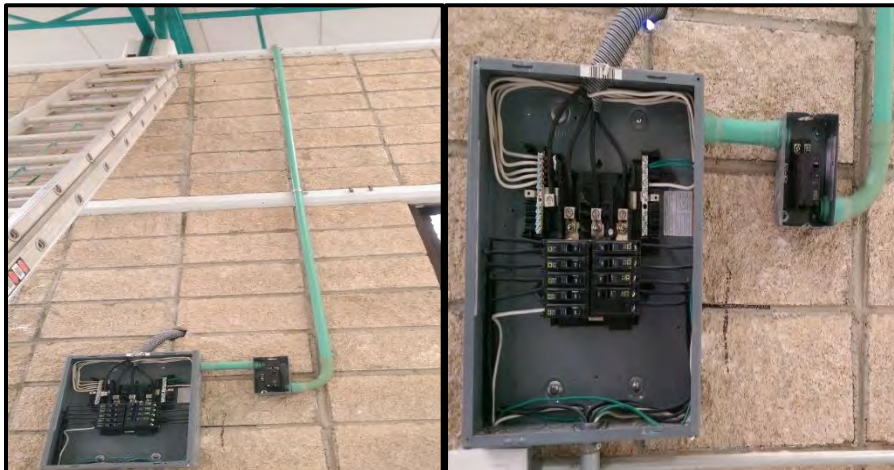


Figura 30. Llegada de la canalización al tablero de interconexión.

### 3.8 Cableado del circuito

Para la realización del cableado se ocuparon 80 m de cable de cobre THW 90°C, calibre 10, color negro. Por cada conductor se usó un solo cable sin empalmes, en total fueron tres conductores, dos fases y un neutro. Desde el inicio del cableado se identificaron las fases usando un código de colores.

El cableado fue instalado con la ayuda de una guía de electricista de 50 m. Iniciando desde el sistema FV hasta el tablero en el taller de hidrógeno. En cada registro se dejó un tramo de cable para posibles manipulaciones futuras como se aprecia en la Figura 31 (a). De la misma manera en los tres registros eléctricos de PVC de 5x5 cm que se colocaron en la parte superior de la pared donde paso la canalización con los conductores se colocaron 20 adicionales de cable aproximadamente en cada caja para manipulación futura. En la Figura 31 (b) se aprecia las cajas de registro con el cable TWH #10 disponible.

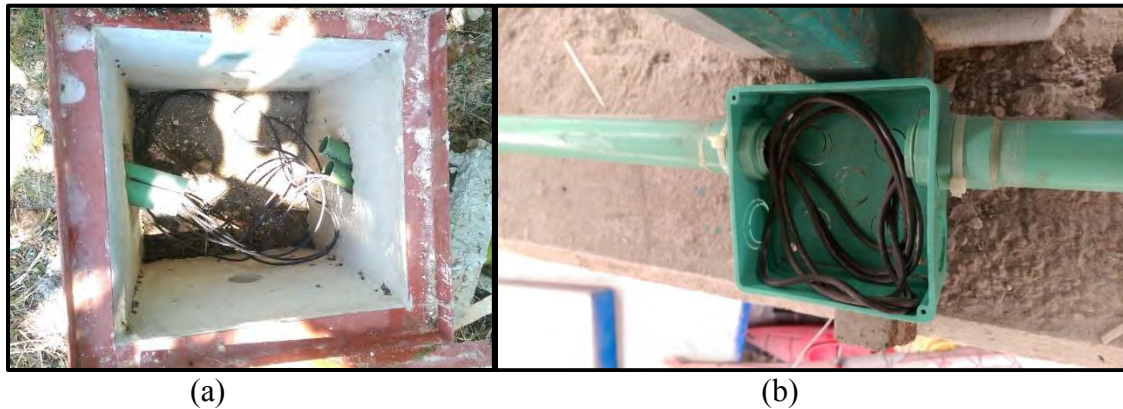


Figura 31. Registros eléctricos con los conductores.

A la llegada de los conductores al tablero del laboratorio de hidrógeno, sitio de la interconexión se procedió a la conexión de los conductores en las fases marcadas como uno y dos así como el conductor neutro, con el objetivo de realizar la conexión del inversor. Una vez conectados los conductores fue importante identificar las fases a la llegada del inversor con un multímetro para descartar posibles errores. En la Figura 32 (a) se aprecia el cableado a la llegada al tablero de interconexión. Una vez finalizado con todas las conexiones necesarias en el tablero y acomodar correctamente los conductores se colocaron las tapas de ambos centros de carga para evitar algún accidente. En la Figura 32 (b) se observa la instalación final en el lado del tablero de interconexión.

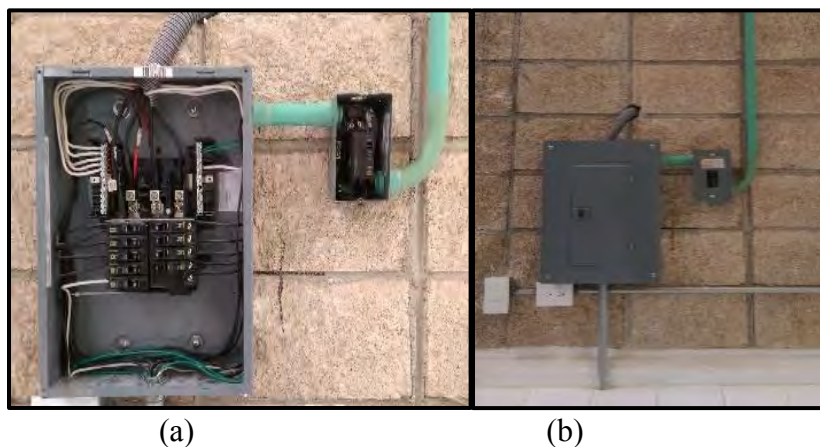


Figura 32. Cableado del tablero de conexiones.

### 3.9 Conexión del inversor Fronius

Teniendo todos los conductores identificados y conectados al tablero principal se procedió para la conexión del inversor Fronius. Primero se retiró la tapa de seguridad del lado identificado como bornes de conexión del inversor. En la Figura 33 se aprecia la parte interna del inversor donde se realizaron las conexiones de los conductores en los bornes del lado de salida de corriente alterna.

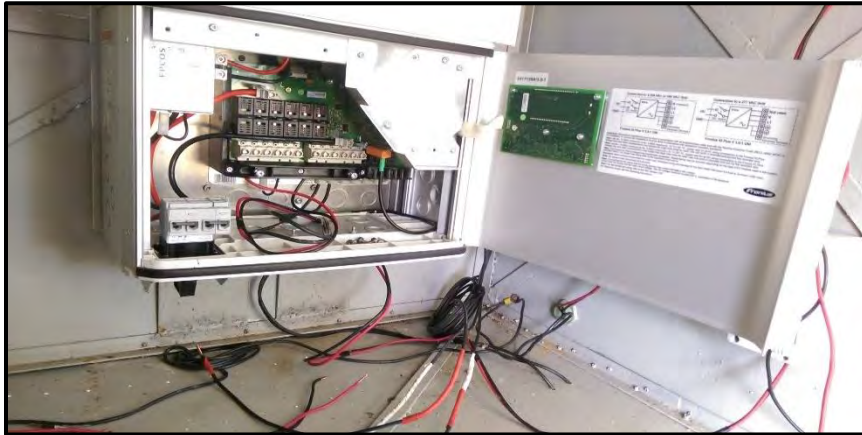


Figura 33. Caja de conexiones del inversor Fronius.

La configuración del inversor para operar a una salida de corriente alterna, monofásico a tres hilos, 2 fases, 1 neutro, ya había sido realizada previamente, por lo cual solo se procedió a la conexión de los conductores. En los bornes del lado de la corriente alterna se encuentran identificados los sitios donde se tienen que realizar las conexiones como se aprecia en la Figura 34 (a). Identificadas las fases y los bornes de conexión se procedieron a realizar las conexiones de los conductores de la L1, L2 y N. En la Figura 34 (b) se aprecia los conductores ya instalados debidamente para proceder a la puesta en marcha del inversor.

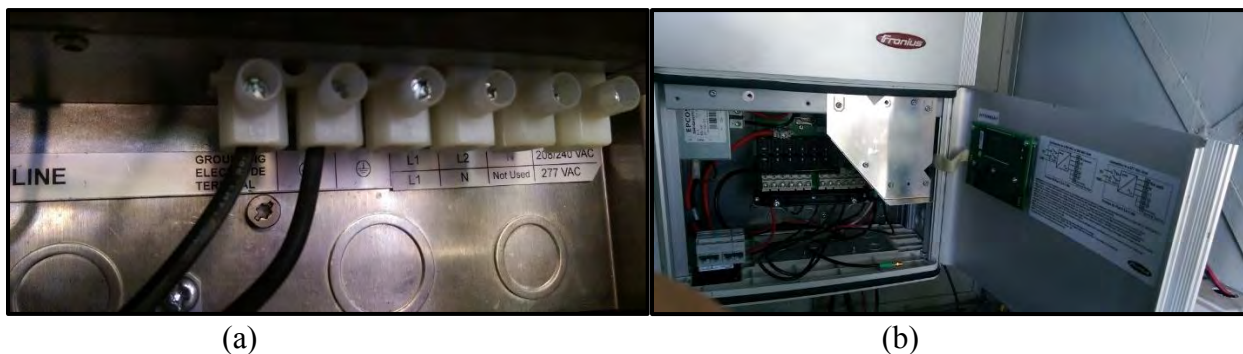


Figura 34. Bornes de conexión lado CA, L1, L2, N, 208/240 VAC (a). Conductores conectados al lado de CA del inversor Fronius (b).

Finalizada la instalación de los conductores se cerró nuevamente la tapa de seguridad del lado de conexiones en CA. Después se abrió el circuito del lado CA y el circuito de CD proveniente de los módulos al inversor con el objetivo de poner en operación el inversor. Se giró el interruptor del



inversor a la opción encendido, este empezó a sincronizar con la red de CFE. Esta operación de sincronización con la red tarda un tiempo de 4 minutos aproximadamente hasta que el inversor logre sincronizar y empiece a operar debidamente en conjunto con la red de CFE. En la Figura 35 se observa la pantalla del inversor cuando empieza a sincronizar con la red.



Figura 35. Inversor Fronius sincronizando con la red eléctrica.

Una vez finalizada la sincronización con la red eléctrica el inversor empieza a operar. La frecuencia de sincronización a la que opera la red local es de 60 Hz como se aprecia en la Figura 36 (a) para el momento que el inversor fue puesto en marcha las condiciones ambientales generaron en los módulos una potencia de 1401 W (b), en la Figura 36 (c) y (d) se observa la corriente y voltaje inyectada a la red.

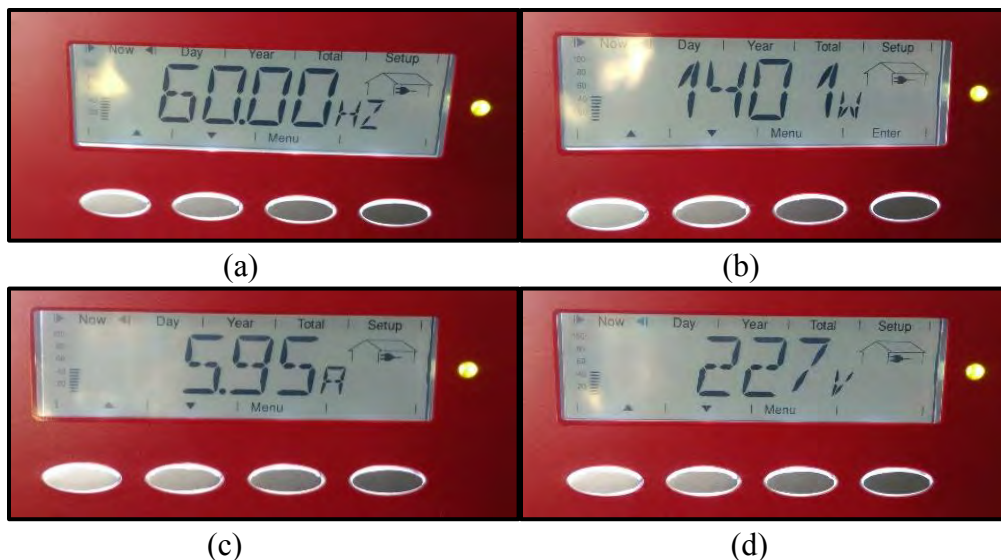


Figura 36. Frecuencia de sincronización con la red (a), potencia medida en Watts inyectada a la red (b), corriente eléctrica suministrada a la red (c), potencial entre fases (d).

### 3.10 Técnicas de caracterización y obtención de datos.

Para la caracterización del sistema fotovoltaico con interconexión a la red se instaló el equipo de medición de calidad de energía Fluke 434, para medir en la salida del inversor. Para realizar la medición fue necesario instalar las puntas de medición de tensión que llega a cada fase y en el neutro, de la misma manera se instalaron los amperímetros de gancho en cada fase y neutro para medir la corriente que llega del inversor. En la Figura 37 se observa el Fluke 434 en operación.



Figura 37. Equipo de medición Fluke 434 en operación.

El Fluke se configuró para medir las variables de Voltaje rms (V), corriente rms (A), factor de potencia FP, frecuencia (Hz), potencia (W) y energía (Wh), las mediciones fueron tomadas cada minuto durante siete días. Los datos obtenidos en la medición fueron descargados mediante el software Power Log Classic de Fluke para el análisis de los resultados obtenidos.

### 3.11 Sistema FV interconectado con generación de hidrógeno.

El sistema FV interconectado a la red eléctrica con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno, que emplea un sistema de electrolizador tipo PEM marca Lemán Instruments modelo Hydro50L con conexiones neumáticas a los tanques de hidruros metálicos MH150-B de Pragma Industries, Inc. se muestra en la Figura 38, donde se observa un diagrama de conexiones entre los subsistemas que integran en el sistema completo.

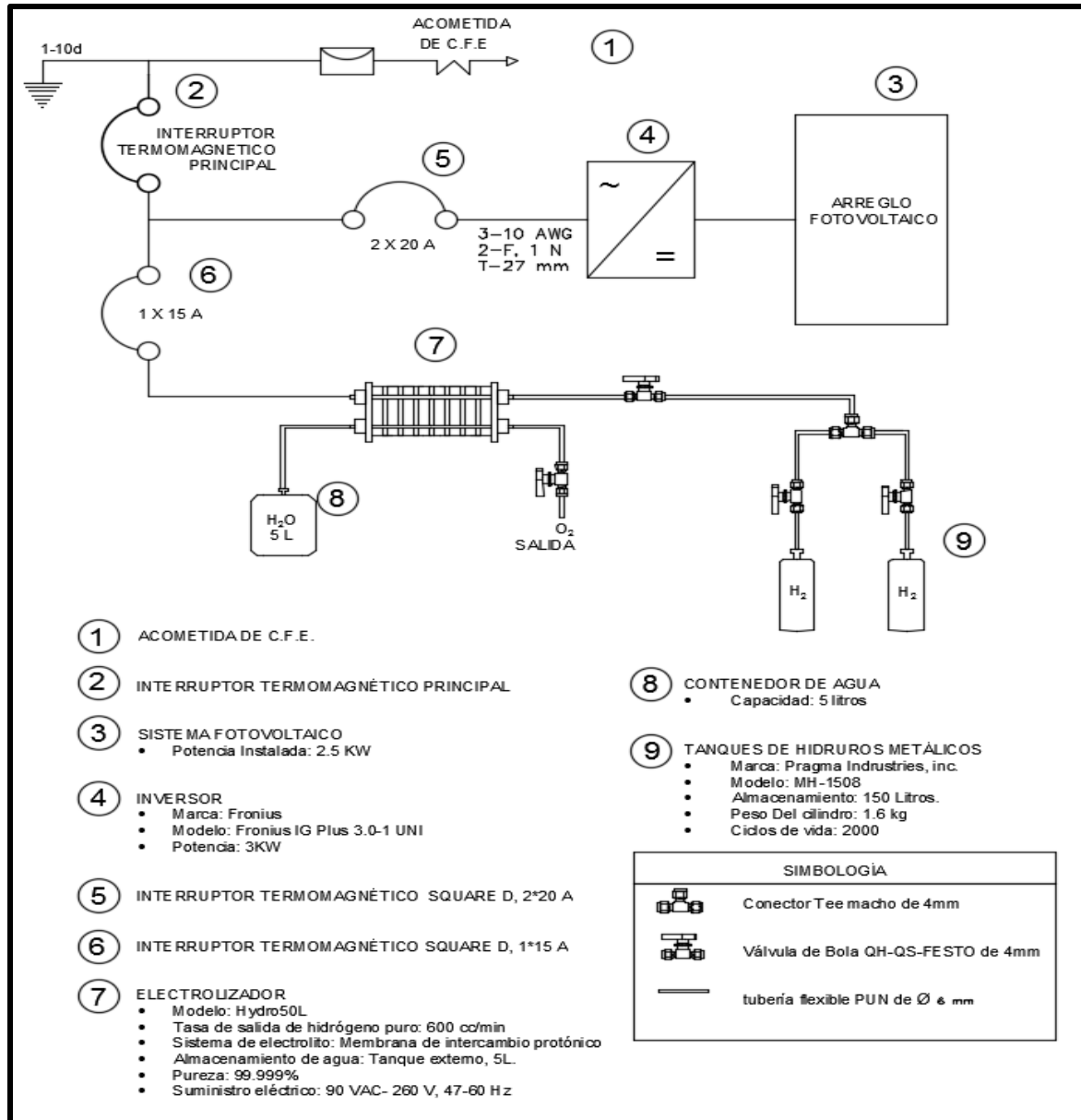


Figura 38. Sistema fotovoltaico interconectado con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno.

### 3.11.1 Materiales y equipo

#### Materiales

- 2.5 metros de tubería flexible de material plástico PUN FESTO de 4 mm
- 5 cm de tubería inoxidable Swagelok de 4 mm
- 3 válvulas de bola QH-QS-4 FESTO (conexión rápida para tubo de 4mm)
- 5 férulas y 5 nueces para tubería de 4 mm de acero inoxidable Swagelok
- 2 férulas y 2 nueces para tubería de 2 mm de acero inoxidable Swagelok
- 1 manguito macho hexagonal para conexión 2 mm a 4 mm inox. Swagelok

- 1 conector Tee macho roscado de 4 mm Swagelok
- 1 conector hembra-hembra de 6 mm a 4 mm Swagelok
- 2 conectores rápido HLCQ03 para tanque de hidruros MH150-B P. Industries
- 1 cable Ethernet National Instruments
- Tanque de agua cuatridestilada

### Equipo

- Generador de hidrógeno Hydro50L Lemn Instruments
- Adquisidor NI USB-9162 National Instruments con 4 termopares tipo k
- Tanque de hidruros metálicos MH150-B Pragma Industries
- Laptop con software Labview
- Bomba de vacío

### 3.11.2 Conexiones

#### Conexiones neumáticas del sistema de almacenamiento de hidrógeno.

El electrolizador Hydro50L cuenta con salidas independientes, una para la salida de O<sub>2</sub> y otra para el H<sub>2</sub> que está conectado hacia los tanques de almacenamiento de hidruros metálicos. Así como una de entrada para el suministro de agua destilada. En la Figura 39 se observa la parte posterior del electrolizador donde están ubicadas las entradas y conexiones para la correcta operación del electrolizador.



Figura 39. Conexiones realizadas al electrolizador.

El electrolizador es alimentado por un tanque de agua cuatridestilada de 5 litros de capacidad. La conexión de este complemento se realizó mediante un metro de tubería flexible de 6 mm así como 2 férulas y 2 nueces para su correcta instalación. Las conexiones fueron realizadas a mano, y previa verificación a que no existan fugas antes de su puesta en operación.

A la salida del O<sub>2</sub> se realizó la conexión con un tramo de manguera de 8 mm, una férula y nuez, al otro extremo de la manguera se le colocó una válvula de bola QH-QS-Festo de 8 mm para el fácil manejo y evitar agentes extraños o fauna que pueda entrar al interior del equipo. Para la salida del H<sub>2</sub> producido se colocó una conexión previamente armada que consiste en un adaptador para conexión entre diámetros de tubería de 2 mm a 4 mm con un tramo pequeño de tubería inoxidable de 5 cm, 2 férulas y 2 nueces de 2 mm. A cada lateral del tubo se insertó una férula y una nuez;

primero uno de los lados se conectó a la entrada que corresponde a la salida del hidrógeno en el electrolizador. Para su sellado se utilizó cinta de teflón, enroscándose la nuez con una llave milimétrica de 12 mm hasta sentir ligera presión. Finalmente, reapretar dando 1 y un  $\frac{1}{4}$  de vuelta más para su correcta instalación. Al lado restante también se le insertó el mango adaptador de 2 mm a 4 mm y se repitió el proceso con la cinta de teflón y el enroscamiento de la nuez para asegurar su conexión.

### **Conexión del tanque de hidruros metálicos.**

Las conexiones a los tanques de hidruros metálicos se realizaron con un tramo de tubería flexible de 6 mm acoplada hacia el conector especial del tanque, a la cual se le aplica una ligera presión hacia la boquilla del tanque para la rápida conexión. Al otro extremo de la manguera se le agregó una válvula de bola para controlar el flujo de entrada y salida de hidrógeno al tanque, así como un conector rápido para acoplarlo con la manguera de salida de hidrógeno del electrolizador. Para la conexión a los dos tanques se realizó el mismo procedimiento agregándole un conector rápido tipo Tee para el acoplamiento final de los tanques-electrolizador.

### **Conexión de la tarjeta adquisidora de datos para los termopares.**

Se utilizó la tarjeta NI USB-9162, a la cual se le conectaron 4 termopares tipo k. Se realizó la conexión de la tarjeta a la computadora mediante un cable Ethernet y se controló mediante el software de LabView. Posteriormente los termopares fueron adheridos a los tanques de hidruros metálicos mediante la sujeción con cinta para la lectura de la temperatura en la prueba de carga. El sensado de temperatura se realizó cada segundo durante todo el tiempo de carga de los tanques. En la Figura 40 se puede observar la conexión final del electrolizador-tanques-termopares.



Figura 40. Conexión electrolizador-tanques-termopares.

## **3.12 Técnicas de caracterización.**

### **3.12.1 Prueba de vacío.**

La prueba de vacío se realizó con el fin de extraer todo el gas acumulado en los tanques o cualquier otro agente contaminante que pueda afectar su desempeño así como reducir algún tipo de interferencia, de tal forma que se obtengan pruebas que sean lo más exactas posibles. Para el vacío, los tanques de hidruros metálicos fueron conectados a la línea de vacío en el taller de Química,

para lo cual se requirió instalación neumática con manguera flexible y unas abrazaderas. El vacío se realizó durante 30 minutos en cada tanque a una presión de -15 psi. Estas condiciones fueron repetidas para cada prueba que se realizó con los tanques.

Para evitar la entrada de aire e impurezas al tanque la válvula fue cerrada y se realizó la conexión al electrolizador para continuar con las pruebas de carga de los tanques de hidruros metálicos.

### **3.12.2 Carga de hidrógeno.**

Una vez se concluyó con las conexiones neumáticas entre el electrolizador y los tanques, la tarjeta adquisidora de datos de los termopares quedaron debidamente instaladas y el vacío de los tanques fue realizado, se procedió a la conexión para iniciar las pruebas a los diferentes puntos de presión establecidos. Primeramente, se puso en operación el electrolizador para configurarlo a la presión de trabajo, para el primer caso fue de 6.5 bares realizando esta prueba con los cuatro tanques de hidruros metálicos disponibles. Después se continuó con la prueba de 9 bares con un tanque y se realizaron 2 pruebas más a 9 bares de presión con 2 tanques. Una vez verificado que todas las conexiones y sistemas se encontraban debidamente instalados y operando se inició la primera prueba a 6.5 bares. Al llegar a la presión establecida se verificó nuevamente que no existieran fugas de hidrógeno en las conexiones. Después, el sistema se dejó trabajando hasta el punto que el flujo de hidrógeno producido por el electrolizador fuera de cero. Las siete pruebas fueron elaboradas en condiciones ambientales similares. La obtención de datos se realizó con una cámara de video que fue monitoreando el sistema desde inicio a fin para posteriormente vaciar todos los datos obtenidos en una hoja de cálculo de Excel para el análisis de resultados obtenidos. Las muestras de datos fueron tomadas cada 10 segundos hasta alcanzar el punto de presión para posteriormente tomar la muestra cada 60 segundos hasta que finalice cada prueba.

### **3.13 Obtención de resultados**

Las pruebas se realizaron para caracterizar las celdas del electrolizador, así como los tanques de hidruros metálicos donde se almacenó el hidrógeno. El electrolizador cuenta con dos celdas tipo PEM de 85 W, y los tanques de hidruros metálicos tienen una capacidad de carga de 150 litros (teóricamente). Los datos obtenidos del electrolizador, como fueron la corriente, el potencial, temperatura y producción de hidrógeno así como el tiempo que tardo en alcanzar una producción cero y la temperatura de los tanques al ser cargados, fueron concentrados en hojas de Excel para obtener gráficas que describan el comportamiento de la celda y los tanques con respecto al tiempo.

### **3.14 Gabinete de generación hidrógeno-solar tipo aislado.**

De acuerdo a las características del sistema solar-hidrógeno planteado en este proyecto, se planteó una propuesta de diseño para la construcción de un gabinete móvil que albergará el electrolizador, cinco tanques de hidruros metálicos para el almacenamiento de hidrógeno y un módulo fotovoltaico de 250 W de la marca SolarTec. Este gabinete está diseñado para operación en forma aislada e interconectada, así como para la difusión científica de estas tecnologías con el fin de generar un interés en la sociedad y conciencia para la implementación de energías limpias.

Debido a la capacidad de almacenamiento de hidrógeno que tiene este sistema, podría ser operado de forma autónoma durante los días soleados y buen clima, dejando al sistema almacenar el hidrógeno en los tanques y en caso de huracán o alguna contingencia ambiental que se vea suspendido el suministro de energía eléctrica podrá ser adaptada una celda de combustible para proveer energía eléctrica.

### 3.14.1 Diseño del gabinete

El diseño del gabinete está compuesto de tres partes, el sistema de alimentación eléctrica que está constituido por el módulo fotovoltaico, inversor y conexiones eléctricas; la parte superior del gabinete que aloja la parte eléctrica y al sistema de generación de hidrógeno y la parte inferior la cual está habilitada para el almacenamiento de diversos objetos y para el resguardo de la parte superior en caso que se tenga que almacenar ocupe el menor espacio posible.

La propuesta de diseño fue realizada en AutoCAD con una vista preliminar que incluyó un dibujo isométrico del diseño final, así como los planos para su construcción en dimensiones reales. En la Figura 41 se observa el dibujo en isométrico del gabinete de generación de hidrógeno con energía solar.

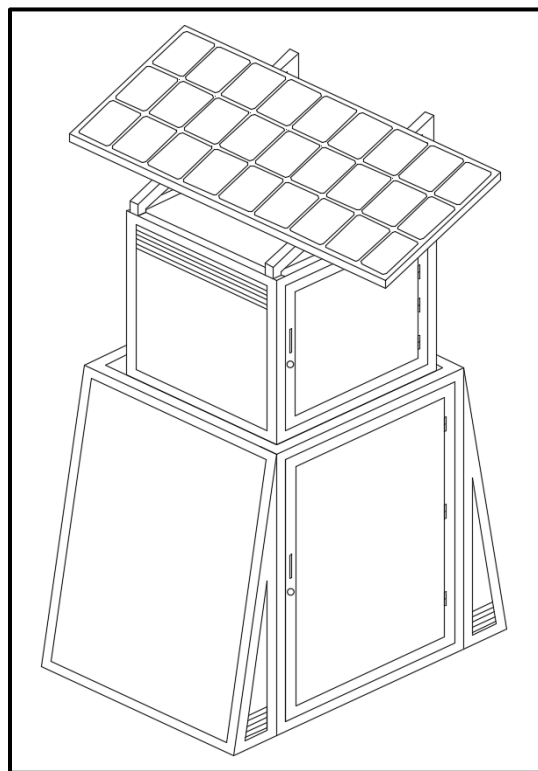
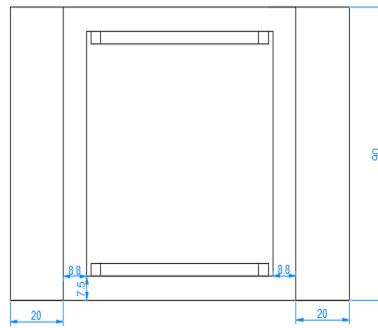
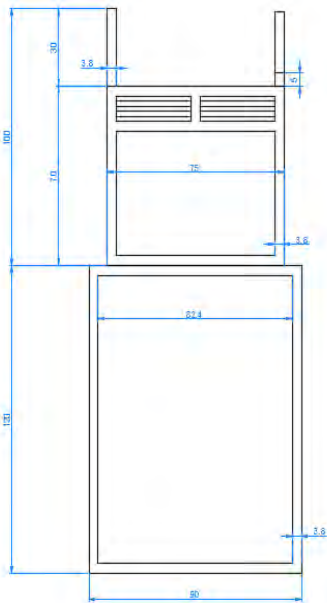


Figura 41. Gabinete de difusión científica.

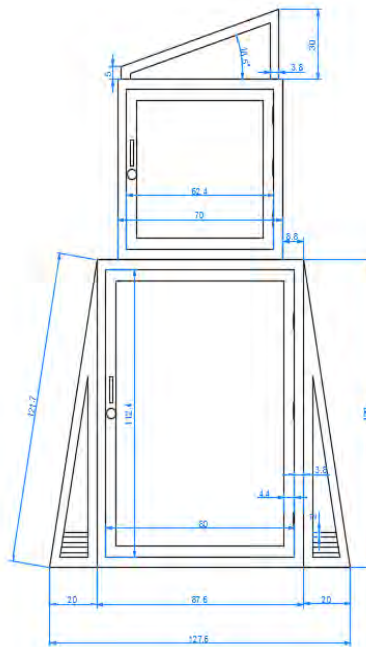
Planos en AutoCAD de la construcción del gabinete.



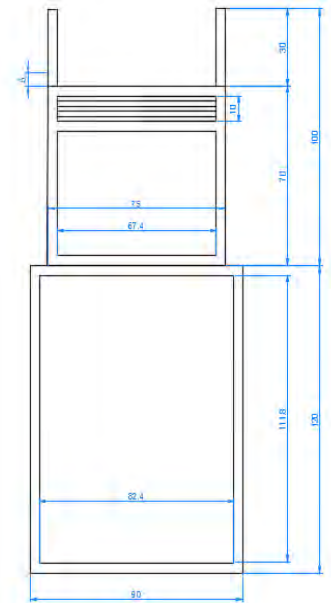
VISTA SUPERIOR



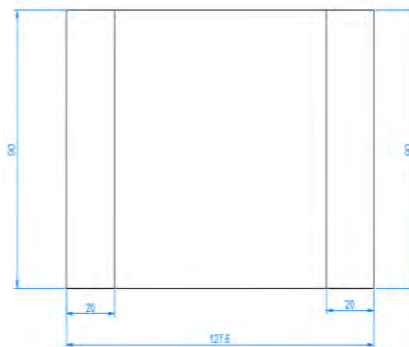
VISTA LATERAL IZQUIERDA



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL DERECHA



VISTA INFERIOR



### 3.14.2 Materiales de construcción

Los materiales utilizados para la construcción del gabinete fueron:

- Aluminio
- Policarbonato
- Tornillos de acero inoxidable

En la Figura 42 se observa el proceso de construcción del gabinete, con el apoyo obtenido para la construcción.

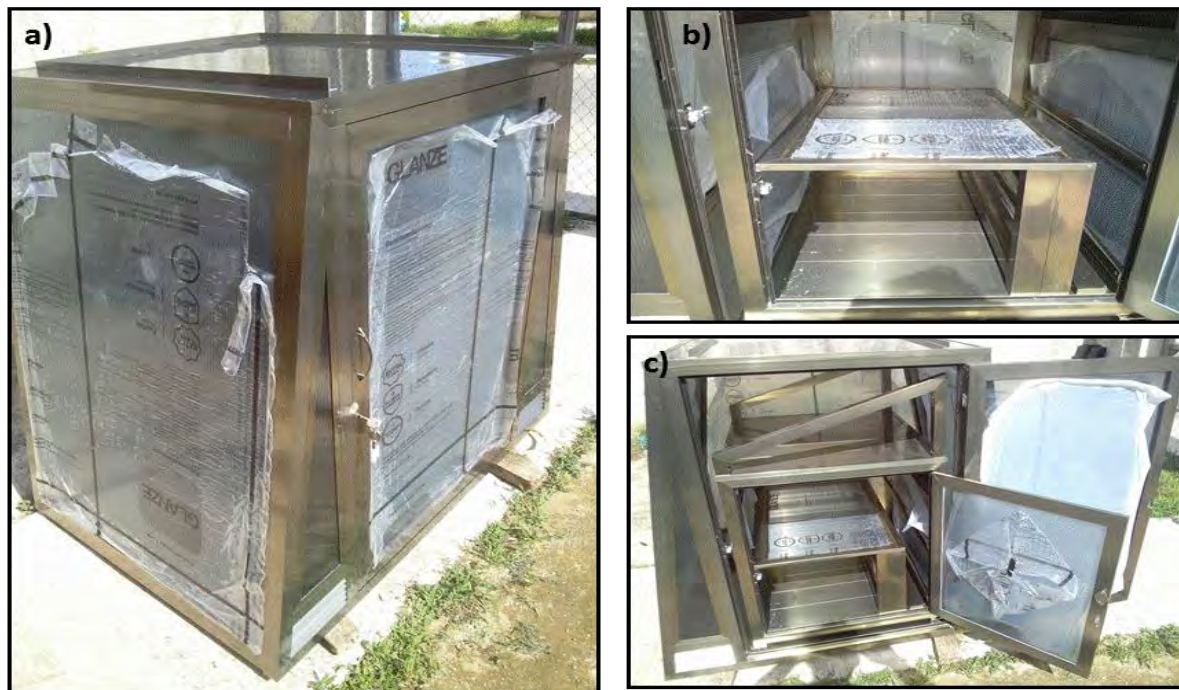


Figura 42. a) Gabinete visto desde afuera, b) parte interna del gabinete donde serán alojadas, los tanques, electrolizador y los componentes eléctricos y c) ensamble final del gabinete para ser transportado.

Como se describió previamente el gabinete está acoplado con un módulo fotovoltaico que alimentará al electrolizador para la producción del hidrógeno. La instalación final de las tres partes móviles que integran la parte exterior del gabinete se aprecia en la Figura 43, parte inferior, superior y módulo fotovoltaico.



Figura 43. Ensamble exterior del gabinete.

### 3.14.3 Diseño del sistema de conexiones neumáticas del gabinete.

El sistema de generación de hidrógeno está constituido por el electrolizador y los cinco tanques de hidruros metálicos, para este sistema se requirió el diseño de la instalación neumática de los tanques al electrolizador. En la Figura 44 se observa el diagrama de conexiones de los tanques al electrolizador.

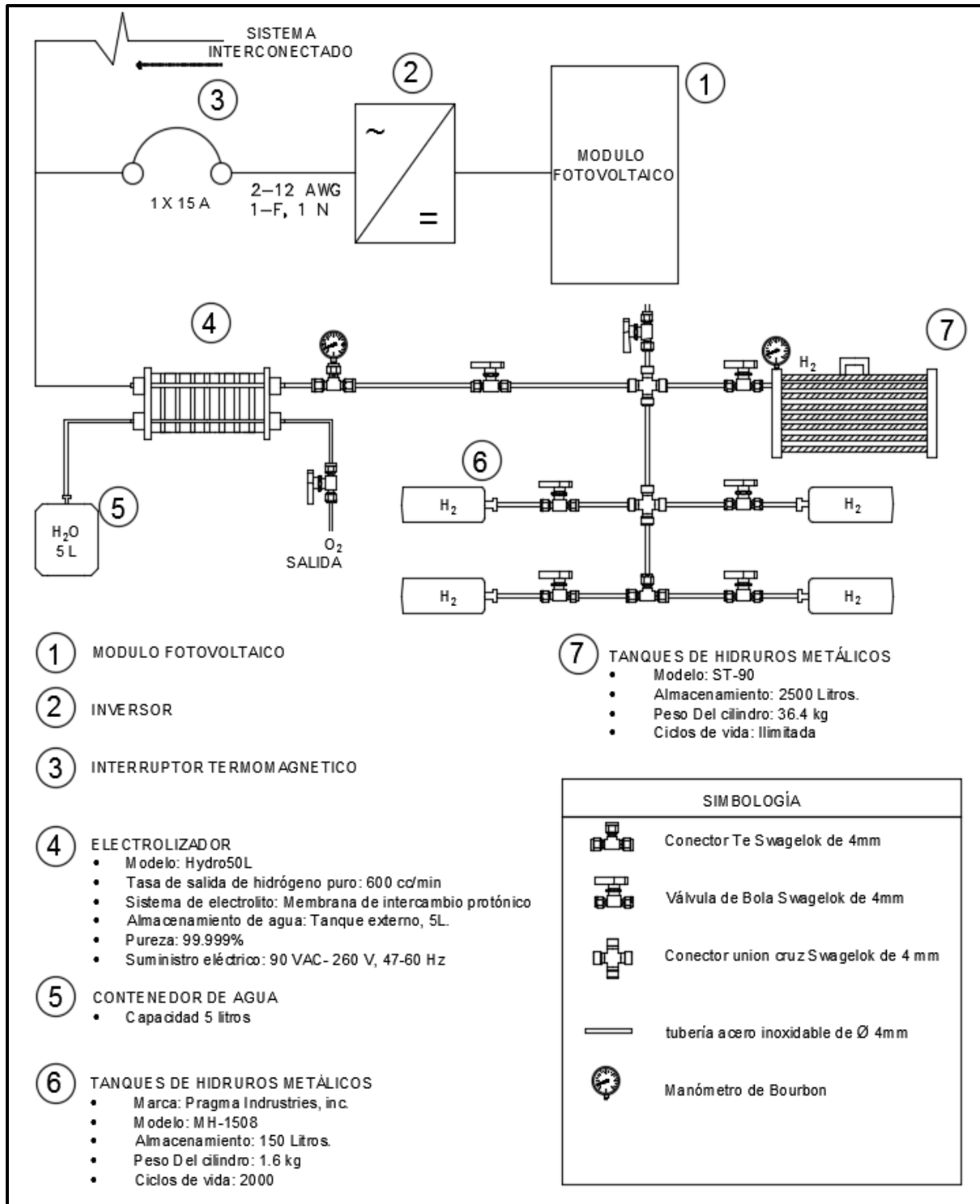


Figura 44. Diagrama de instalación de los tanques de hidruros metálicos.

## 4 Capítulo IV

### 4.1 Resultados experimentales caracterización de tanques-electrolizador

#### 4.1.1 Punto de control 6.5 bar.

##### Tiempo vs presión

Para alcanzar el punto de control (PC) establecido de 6.5 bar, el sistema requiere cierto tiempo para conocer esta variación de presión, a continuación se presenta las mediciones obtenidas. En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de la presión manométrica del electrolizador conforme transcurre el tiempo para que llegue al punto de control de 6.5 bar. Esta prueba se realizó con cuatro tanques de hidruros metálicos para conocer el comportamiento de cada uno.

##### Tanque 1

En la Figura 45 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1. El eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y la presión manométrica del sistema medido en unidades de bares (bar). El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.33 minutos, el tiempo total de la prueba de 6.5 bar fue de 362.5 minutos, donde a partir del minuto 13.33 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba. Este mismo tiempo fue en el que el sistema dejó de suministrar hidrógeno al tanque de hidruros metálicos.

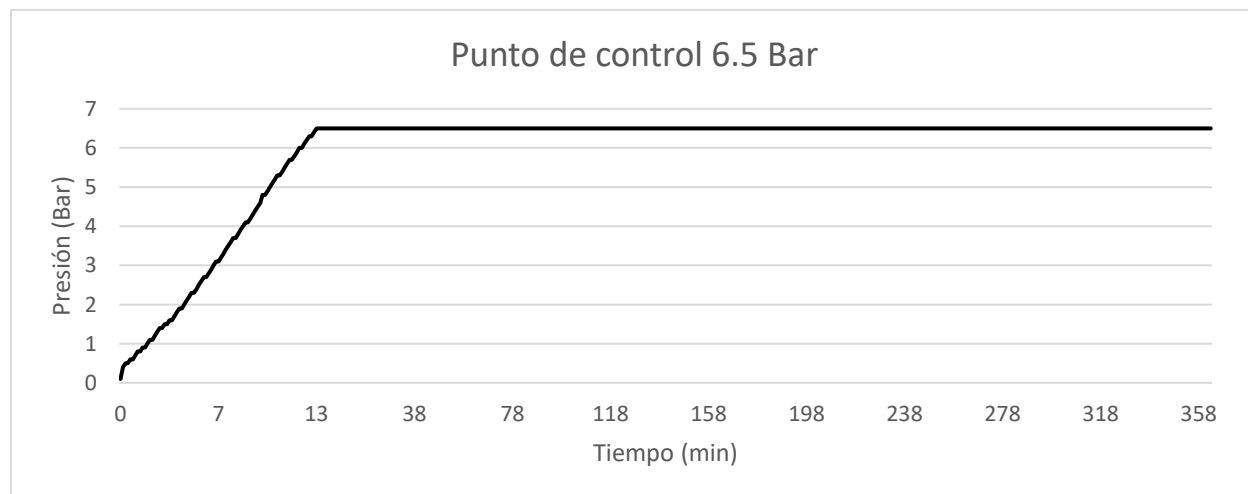


Figura 45. Gráfica de tiempo vs presión de 6.5 bar, tanque 1.

### Tanque 2

En la Figura 46 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19 minutos, el tiempo total de la prueba a 6.5 bar fue de 794.5 minutos, donde a partir del minuto 19 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba.



Figura 46. Gráfica de tiempo vs presión de 6.5 bar, tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 47 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3, El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, el tiempo total de la prueba a 6.5 bar fue de 575.8 minutos, donde a partir del minuto 19.5 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba.

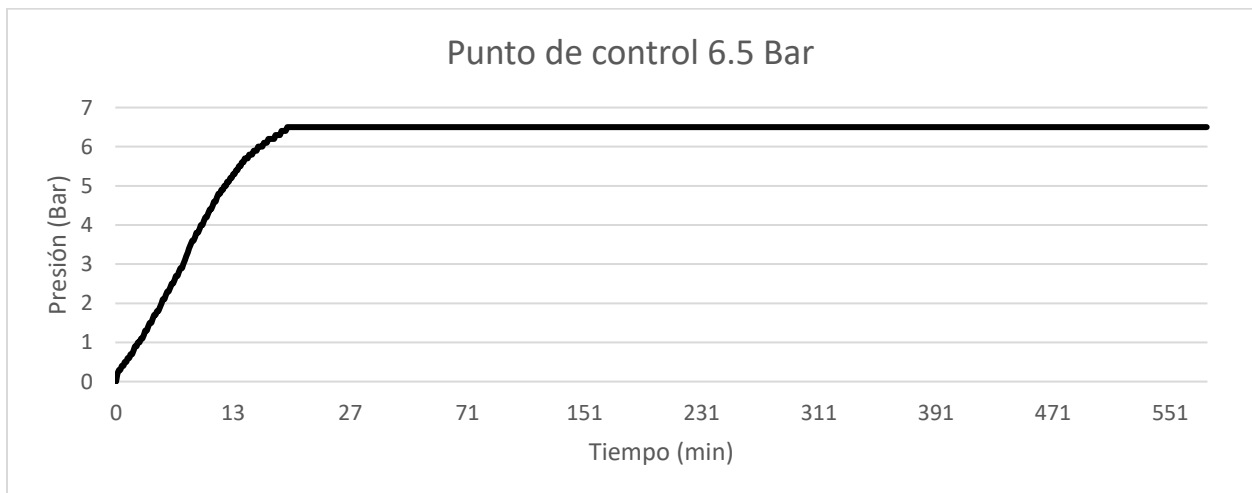


Figura 47. Gráfica de tiempo vs presión de 6.5 bar, tanque 3.

### Tanque 4

En la Figura 48 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.17 minutos, el tiempo total de la prueba de 6.5 bar fue de 1483 minutos, donde a partir del minuto 13.17 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba.

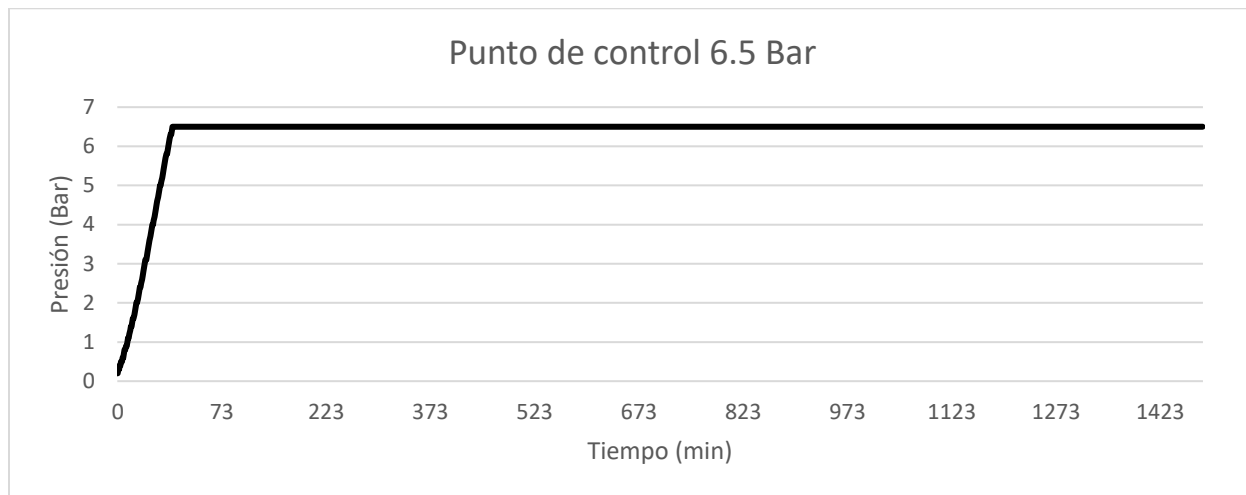


Figura 48. Gráfica de tiempo vs presión de 6.5 bar, tanque 4.

### Resumen de tanques

En la Figura 49 se observa la gráfica del comportamiento de los 4 tanques en la que se aprecia que para llegar al PC de 6.5 bar, los tanques presentan un comportamiento similar. Es posible observar que el tanque 1 y 4 tienen el mismo comportamiento ya que ambos alcanzan el PC a los 13 minutos, mientras que los tanques 2 y 3 lo alcanzan el minuto 19 con diferencia de unos segundos. Este comportamiento puede ser atribuido a las condiciones microestructurales de los hidruros metálicos. Un tanque, del par que alcanzó el PC a 13 minutos, era su primera prueba (nuevo). Sin embargo, los tanques son caracterizados en la fábrica, por lo que estas condiciones aún quedan con incertidumbre.

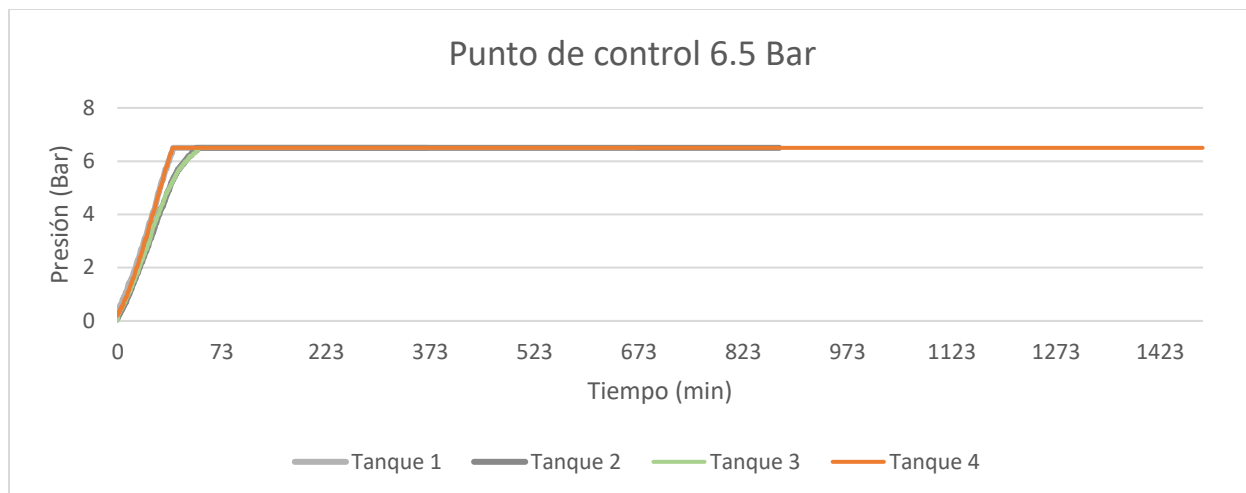


Figura 49. Gráfica de tiempo vs presión de 6.5 bar. Tanques 1, 2, 3 y 4.

### Tiempo vs producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno del electrolizador se relaciona directamente con el PC establecido. Al ser puesto en marcha el sistema, este empieza a generar a su máxima capacidad de producción de hidrógeno que es de 600 ml/min; una vez alcanzado el PC el flujo de producción disminuye gradualmente hasta alcanzar una producción nula de hidrógeno que es el mismo tiempo en el que se concluye la prueba. Para conocer la variación de producción de hidrógeno respecto al tiempo, se presenta las mediciones obtenidas. En la siguientes gráficas se observa el comportamiento de la producción de hidrógeno conforme transcurre el tiempo hasta alcanzar un flujo de 0 ml/min. Esta prueba se realizó de manera individual a los cuatro tanques de hidruros metálicos.

#### Tanque 1

En la Figura 50 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1. El eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y la producción de hidrógeno del sistema medido en unidades de mililitros por minuto (ml/min). El tiempo en alcanzar el PC de 6.5 bar fue de 13.33 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min. Transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue disminuyendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 362.5 minutos. La producción total de hidrógeno fue de 25.49 L.



Figura 50. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 1.

### Tanque 2

En la Figura 51 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min. Transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno decayó gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 794.5 minutos. La producción total de hidrógeno fue de 68.92 L.

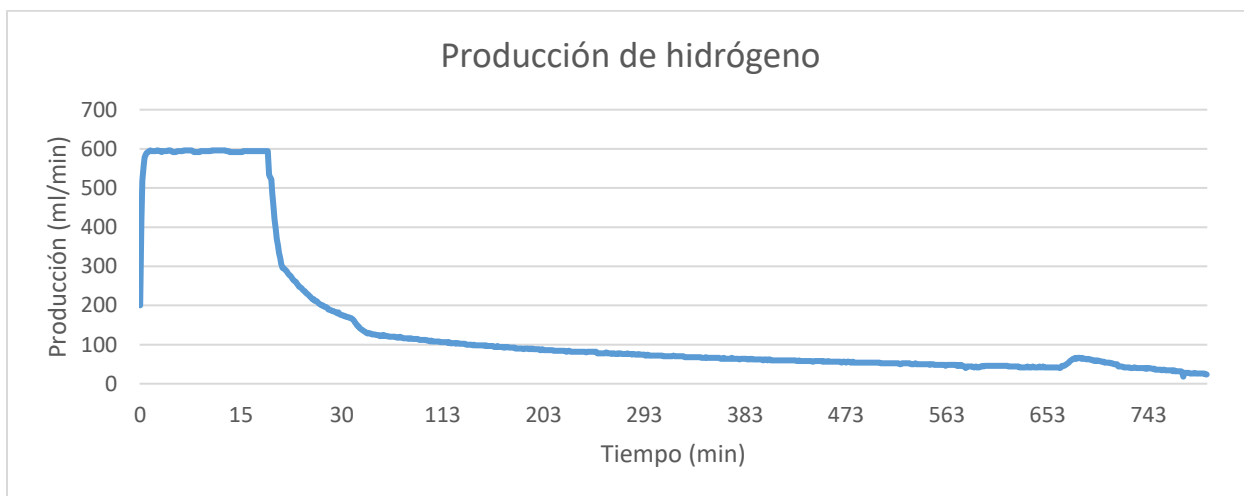


Figura 51. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 52 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, este fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600



ml/min; transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 575.8 minutos. La producción total de hidrógeno fue de 80.7 L.



Figura 52. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 3.

#### Tanque 4

En la Figura 53 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.17 minutos, este fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min. Transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 1483 minutos. La producción total de hidrógeno fue de 98.20 L.

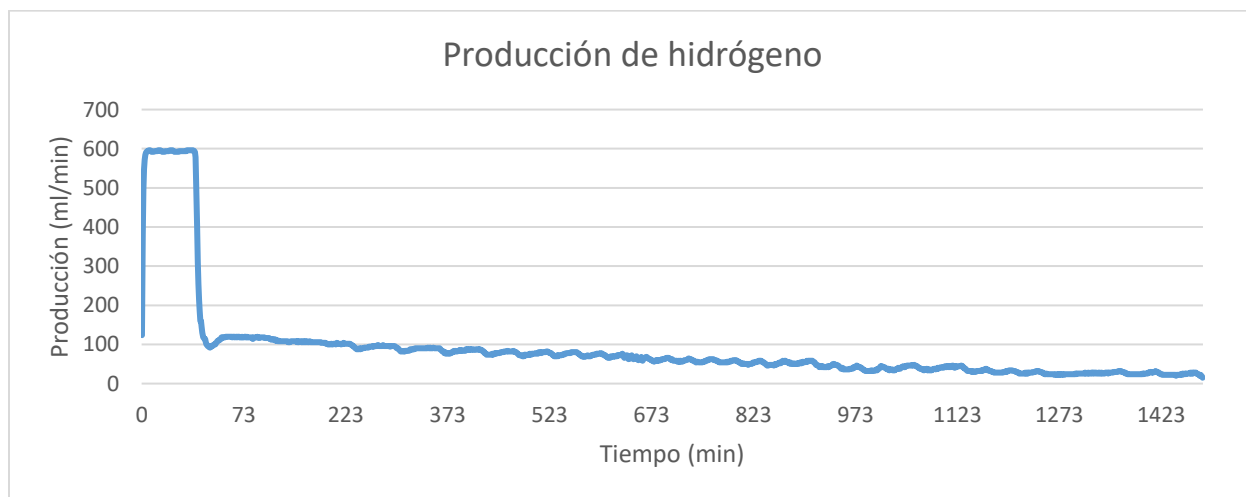


Figura 53. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 4.

## Resumen

En la Figura 54 se observa la gráfica del comportamiento de los 4 tanques. El tiempo en alcanzar el PC entre los tanques fue muy cercano como se observó en la gráficas anteriores, sin embargo, en todos los tanques fue diferente el tiempo en alcanzar una producción de 0 ml/min para completar la prueba. Lo cual puede ser debido a los cambios en la composición química interna de cada tanque o a los diferentes ciclos de carga y descarga a los que han sido sometidos durante su uso. Por ejemplo, el tanque 4 fue usado por primera vez en esta prueba y se observa un tiempo prolongado de carga con respecto a los tanques 1, 2 y 3 (que han sido utilizados anteriormente). Calculando el área bajo la curva se obtuvo la producción total de hidrógeno, en todas las pruebas se alcanzó un total de 273.11 L.

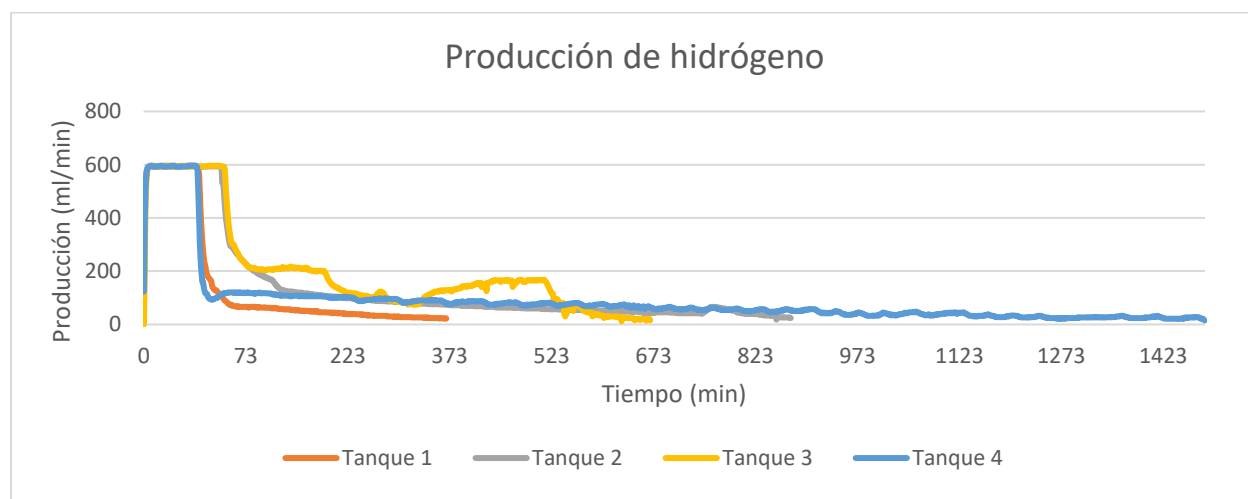


Figura 54. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 1, 2, 3 y 4

## Tiempo vs corriente

El equipo Hydro50L está constituido por dos electrolizadores tipo PEM de 85 W cada una, para conocer el comportamiento de la corriente por unidad de tiempo de las celdas hasta llegar al PC de 6.5 bar se presentan las siguientes gráficas de los datos obtenidos en 4 pruebas con 4 tanques de hidruros metálicos diferentes.

### Tanque 1

En la Figura 55 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1. El eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y la corriente de las celdas medido en unidades de Amperes (A). El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.33 minutos mismos que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min y por lo tanto se genera una corriente máxima promedio de 39.62 A. Transcurrido este tiempo, la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min y 0 A. El tiempo total

de la prueba fue de 362.5 minutos y se consumió una corriente promedio de 10.46 A en toda la prueba.

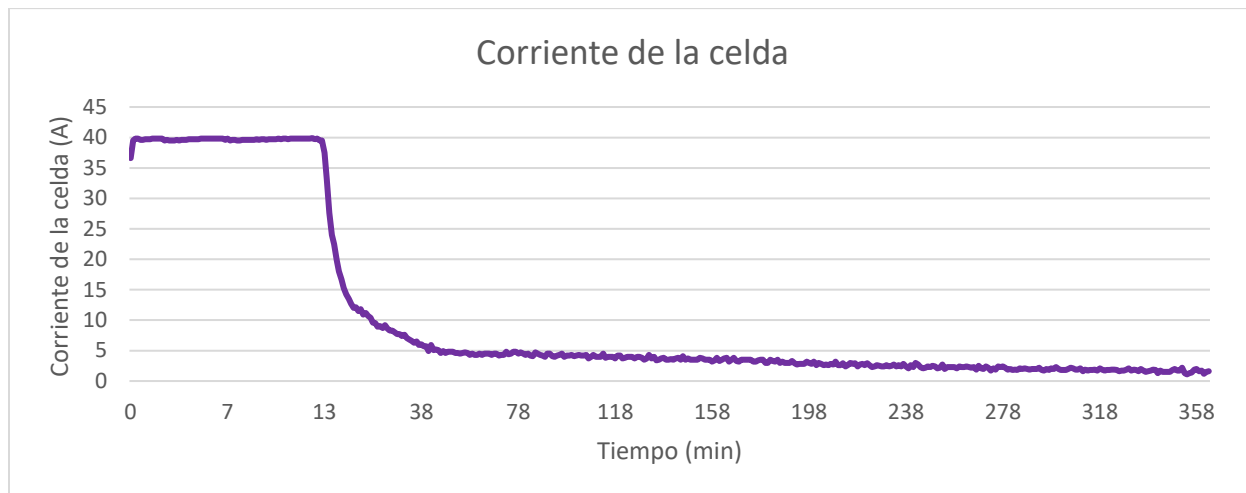


Figura 55. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanque 1.

## Tanque 2

En la Figura 56 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19 minutos, que fue el tiempo en que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min, generándose una corriente promedio máxima de 39.61 A. Transcurrido este tiempo, la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 794.5 minutos y se consumió una corriente promedio de 9.74 A en toda la prueba.

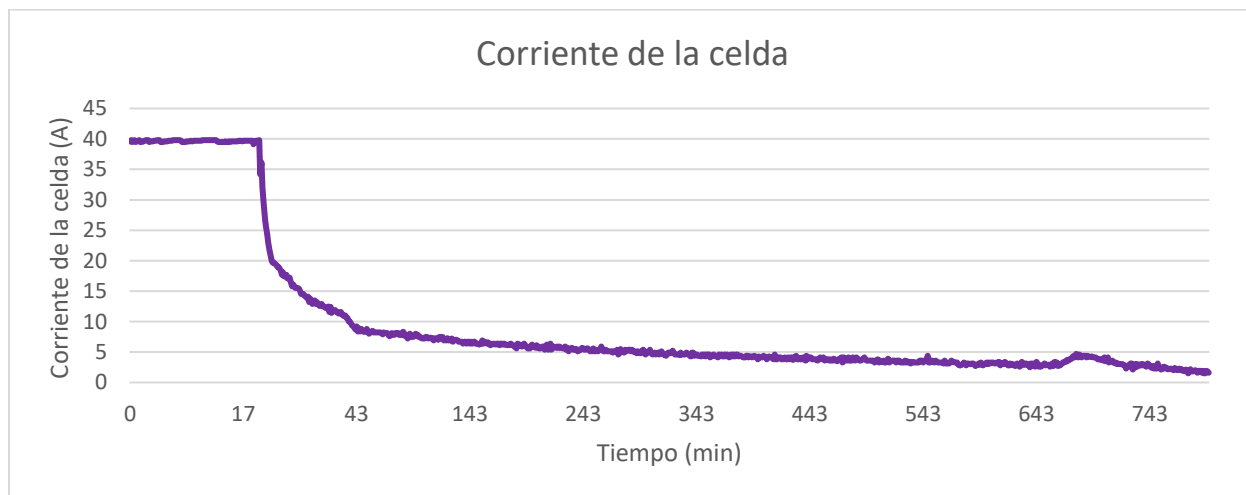


Figura 56. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 57 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, este tiempo fue en el que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min, obteniéndose una corriente promedio máxima de 39.65 A. Transcurrido este tiempo, la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 575.8 minutos y se consumió una corriente promedio de 13.84 A en toda la prueba.

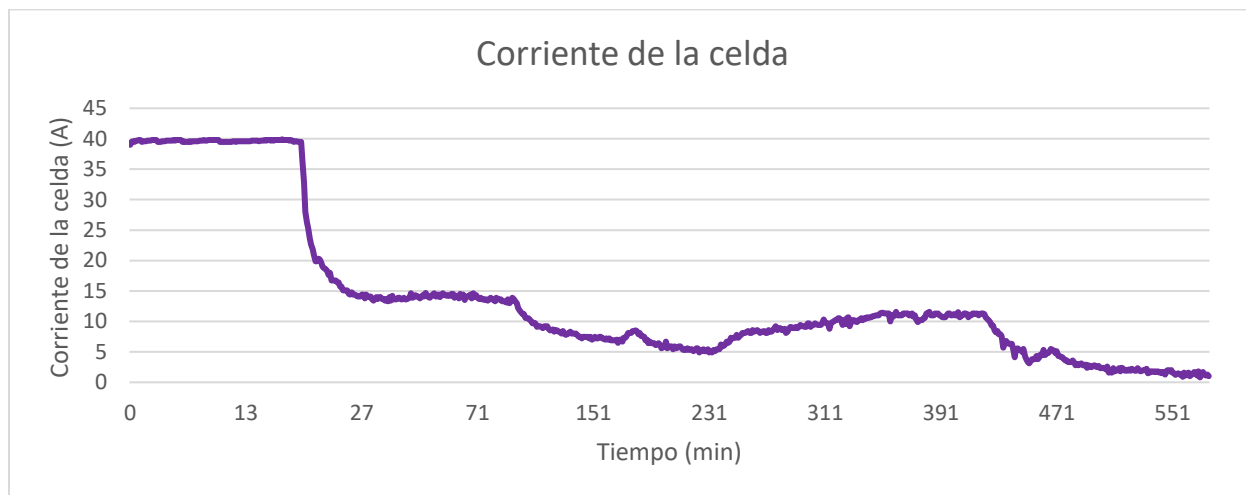


Figura 57. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanque 3.

### Tanque 4

En la Figura 58 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.17 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min y se generó una corriente promedio máxima de 39.50 A. Transcurrido este tiempo, la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 1483 minutos y se consumió una corriente promedio de 6.05 A en toda la prueba.

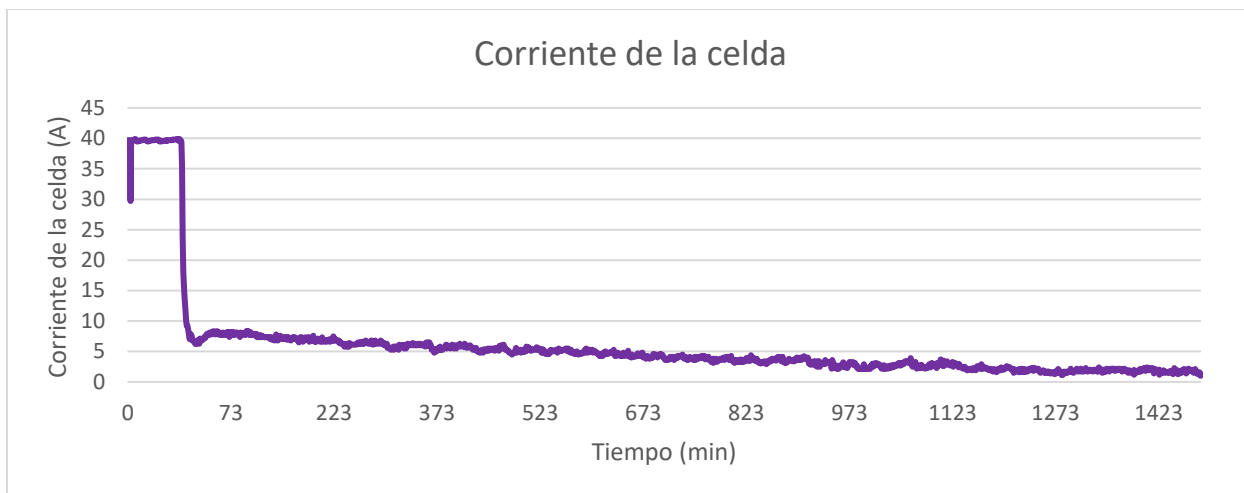


Figura 58. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanque 4.

### Resumen

En la Figura 59 se observa la gráfica del comportamiento de los 4 tanques. Se observa el comportamiento general de los tanques, que al llegar al punto de control de 6.5 bar, la producción de hidrógeno decae junto con la corriente de las celdas hasta alcanzar una corriente de 0 A cuando termina la prueba. Las pruebas con los tanques 1, 2 y 4 tuvieron valores cercanos de corriente promedio consumida entre 9 y 10 A, mientras que la prueba con el tanque 3 fue menor, consumió 6.05 A en promedio, pero involucró un mayor tiempo de operación.

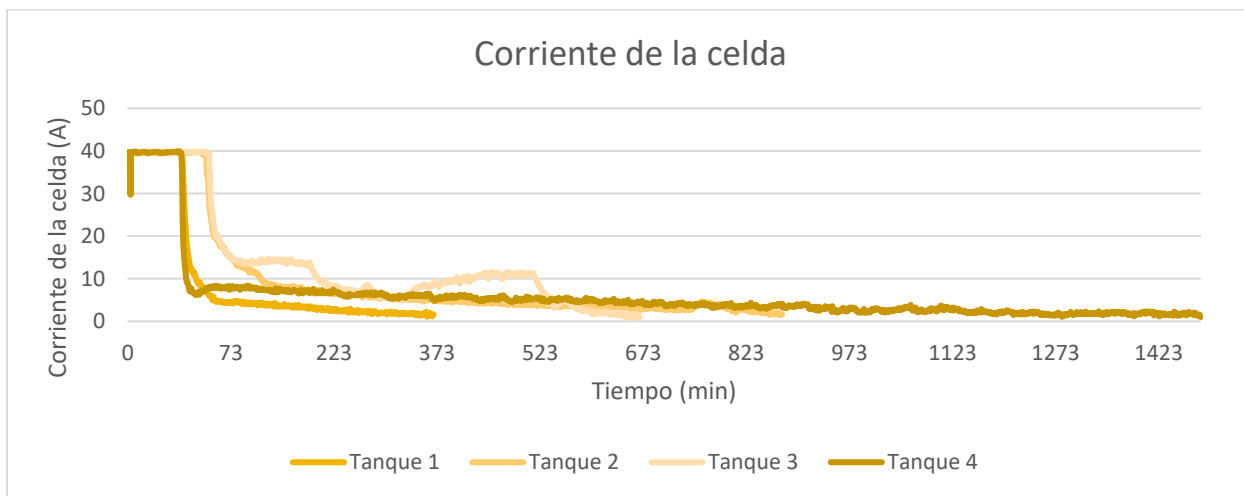


Figura 59. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanques 1, 2, 3 y 4.

## Tiempo vs potencial

Esta prueba se realizó con el objetivo de conocer el comportamiento del potencial por unidad de tiempo de las celdas hasta alcanzar el PC de 6.5 bar. A continuación se presentan las siguientes gráficas de los datos obtenidos en 4 pruebas con 4 tanques de hidruros metálicos diferentes.

### Tanque 1

En la Figura 60 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1, el eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y el potencial de las celdas medido en unidades de Volts (V). El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.33 minutos mismos que fue el tiempo que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V, transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 mil/min y 3.1 V. El tiempo total de la prueba fue de 362.5 minutos, el potencial promedio fue de 3.41 V.

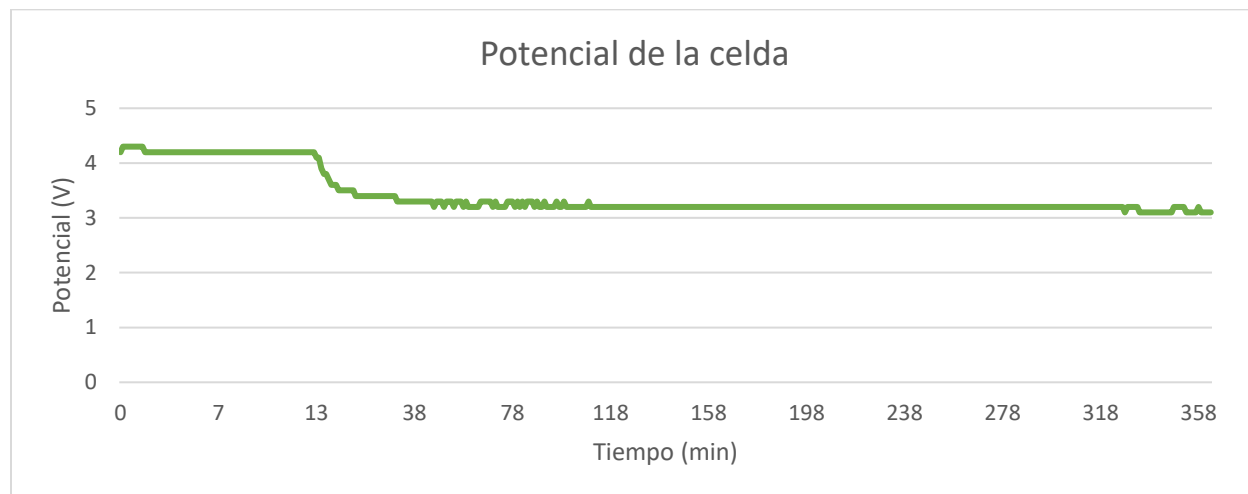


Figura 60. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 1.

### Tanque 2

En la Figura 61 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 2, El tiempo en alcanzar el PC fue de 19 minutos, este fue el tiempo en que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 3.2 V. El tiempo total de la prueba fue de 794.5 minutos. El potencial promedio fue de 3.39 V.

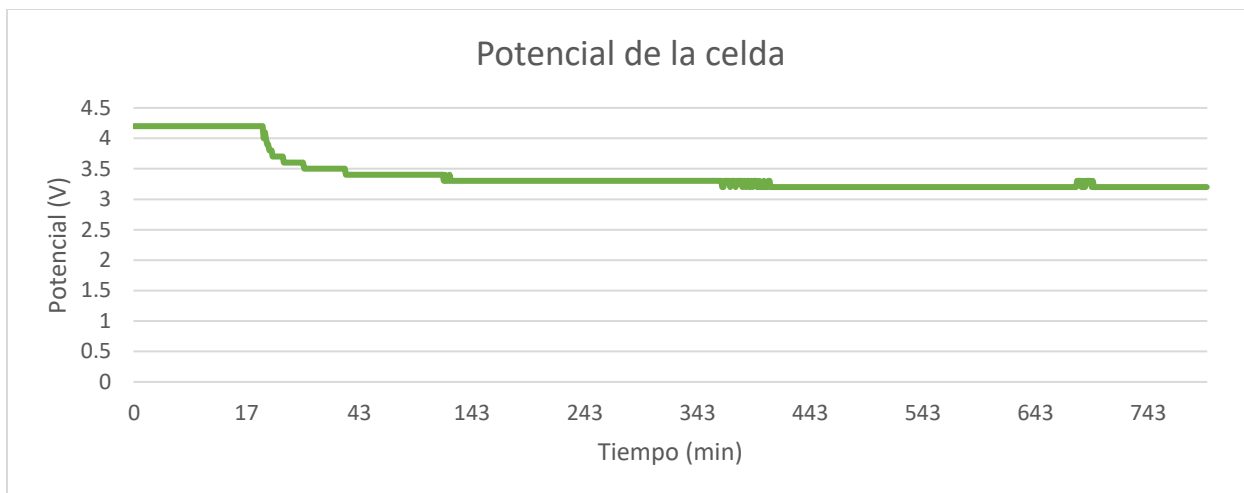


Figura 61. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 62 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, este tiempo fue en el cual el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V, transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 mil/min y 3.1 V. El tiempo total de la prueba fue de 575.8 minutos, el potencial promedio fue de 3.52 V.



Figura 62. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 3.

### Tanque 4

En la Figura 63 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.17 minutos, mismo tiempo en que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo

de 4.2 V, transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 mil/min y 3.1 V. El tiempo total de la prueba fue de 1483 minutos, el potencial promedio fue de 3.34 V.

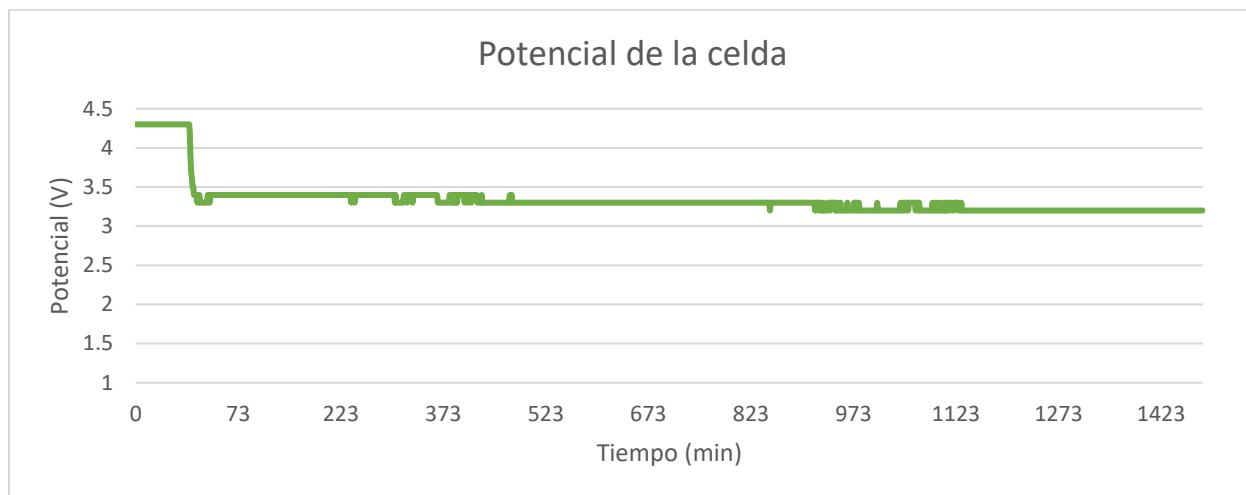


Figura 63. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 4.

### Resumen

En la Figura 64 se observa la gráfica del comportamiento de los 4 tanques. Se observa el tiempo en que los tanques demoran en alcanzar el PC, mientras que el electrolizador mantiene una producción máxima de hidrógeno, de esta forma el potencial se mantuvo en promedio en 4.5 V. Cuando se alcanza el PC, el voltaje comienza a decaer gradualmente junto con la producción manteniendo un promedio de 3.41 V hasta completar la prueba de 6.5 bar en todos los tanques.

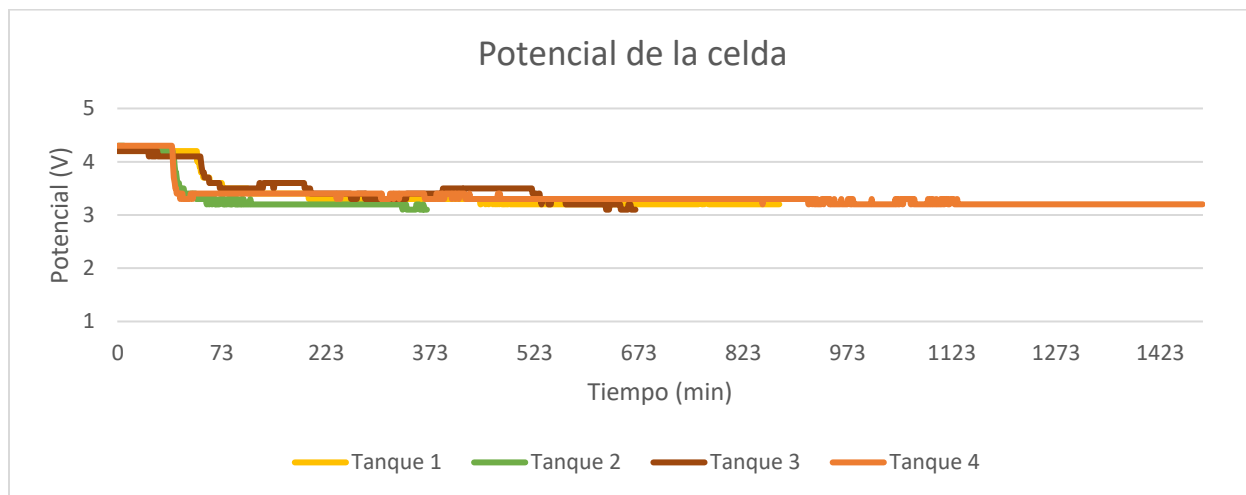


Figura 64. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 1, 2, 3 y 4.



## Tiempo vs potencia

Para conocer el comportamiento de la potencia por unidad de tiempo de las celdas hasta llegar al PC de 6.5 bar se realizó esta prueba. A continuación se presentan las gráficas de los datos obtenidos en 4 pruebas con 4 tanques de hidruros metálicos diferentes.

### Tanque 1

En la Figura 65 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1, en el eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y el potencial de las celdas medido en unidades de Watts (W). El tiempo en alcanzar el PC fue de 13.33 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 166 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 W. El tiempo total de la prueba fue de 362.5 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene el valor de 367.5 kJ de energía consumida para generar un total de 25.49 L de hidrógeno.

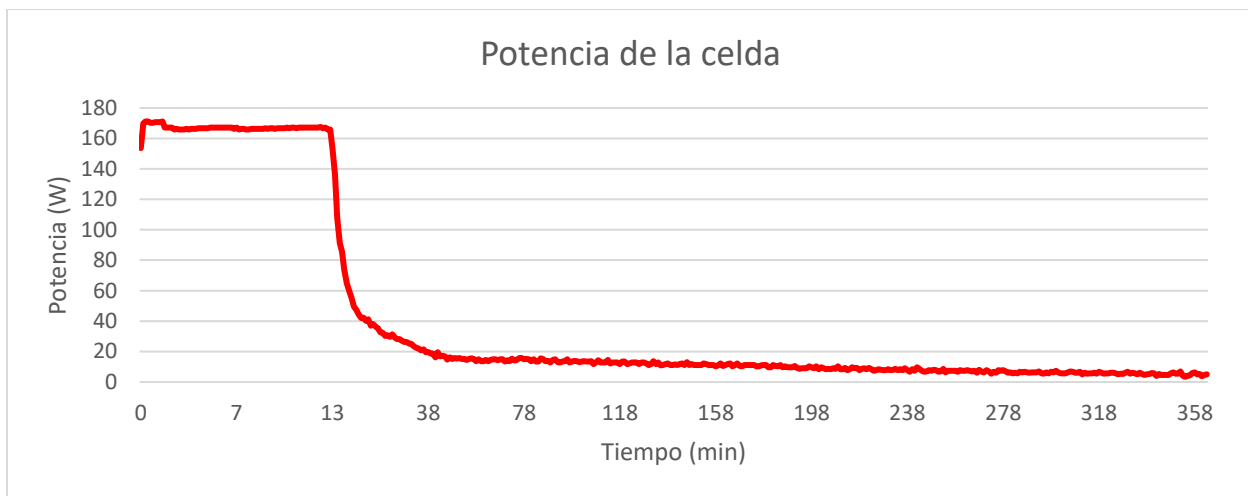


Figura 65. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 1.

### Tanque 2

En la Figura 66 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19 minutos, el cual representa el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 166.31 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 W. El tiempo total de la prueba fue de 794.5 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene el valor de 924.18 kJ de energía consumida para generar un total de 68.92 L de hidrógeno.

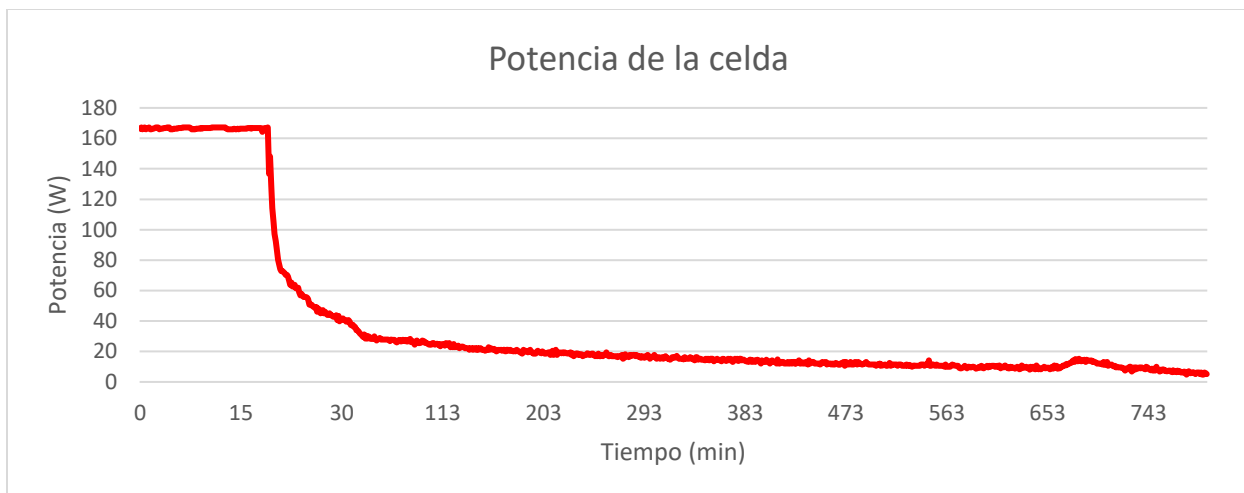


Figura 66. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 67 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, que es el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 164.28 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 W. El tiempo total de la prueba fue de 575.8 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene un valor de 1118 kJ de energía consumida para generar un total de 80.7 L de hidrógeno.



Figura 67. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 3.

## Tanque 4

En la Figura 68 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 19.5 minutos, tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 169.83 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 mil/min y 0 W. el tiempo total de la prueba fue de 1483 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene un valor de 1365.52 kJ de energía consumida para generar un total de 98.20 L de hidrógeno.



Figura 68. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 4.

## Resumen

En la Figura 69 se observa la gráfica del comportamiento de los 4 tanques. El tiempo en que se demoran en alcanzar el PC y durante el cual el electrolizador mantiene una producción máxima de hidrógeno, la potencia se mantuvo máxima hasta alcanzado el PC, posteriormente fue decayendo gradualmente junto con la producción manteniendo un promedio de 66 W hasta completar la prueba de 6.5 bar. Las gráficas son similares en cada prueba. La mayor diferencia entre las curvas es el tiempo de carga y como se mencionó anteriormente puede ser debido a la composición microestructural de los tanques ya que todas las pruebas se realizaron en condiciones ambientales similares.



Figura 69. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 1, 2, 3 y 4.

### Tiempo vs temperatura de la celda

Para determinar el comportamiento de la temperatura de las celdas tipo PEM se presentan las siguientes gráficas, esta prueba se realizó a un PC de 6.5 bar y se repitió con 4 tanques de hidruros metálicos diferentes para hacer la comparación en cada prueba.

#### Tanque 1

En la Figura 70 se observa la gráfica de la temperatura de la celda en la prueba con el tanque 1. En el eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y la temperatura de las celdas medido en unidades de grados Celsius (°C). En la gráfica se presenta el comportamiento de estabilización de temperatura del electrolizador. Se observa una tendencia semi-lineal hasta alcanzar una temperatura estable de 44 °C. Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 41.16 °C.

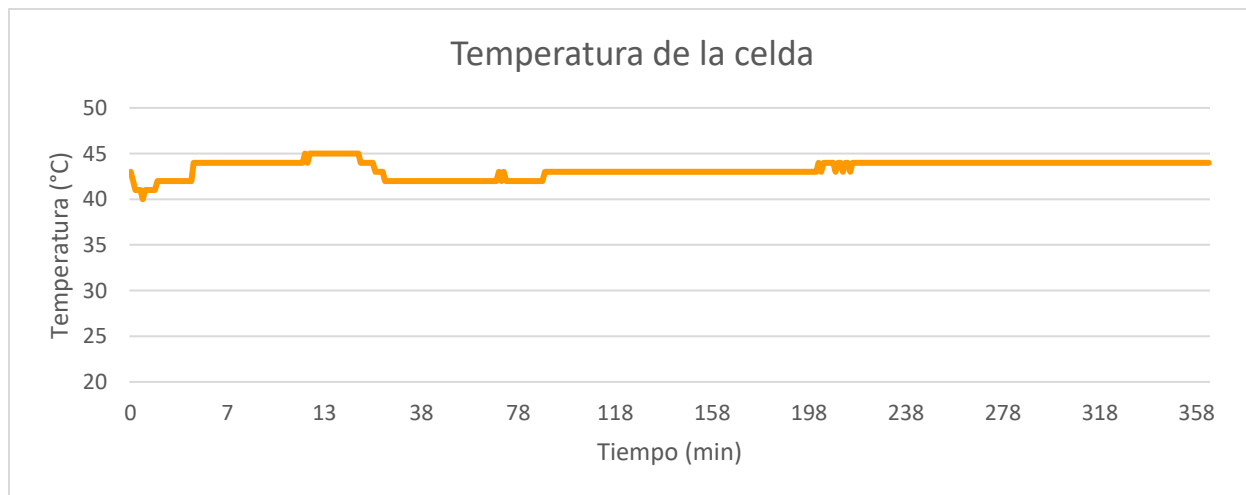


Figura 70. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 1.

### Tanque 2

Esta prueba se repite para el tanque 2. En la Figura 71 se muestra el comportamiento de la temperatura del electrolizador. Al igual que el tanque 1 se observa una tendencia semi-lineal hasta alcanzar una temperatura mínima de 42 °C. Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 43.3 °C.

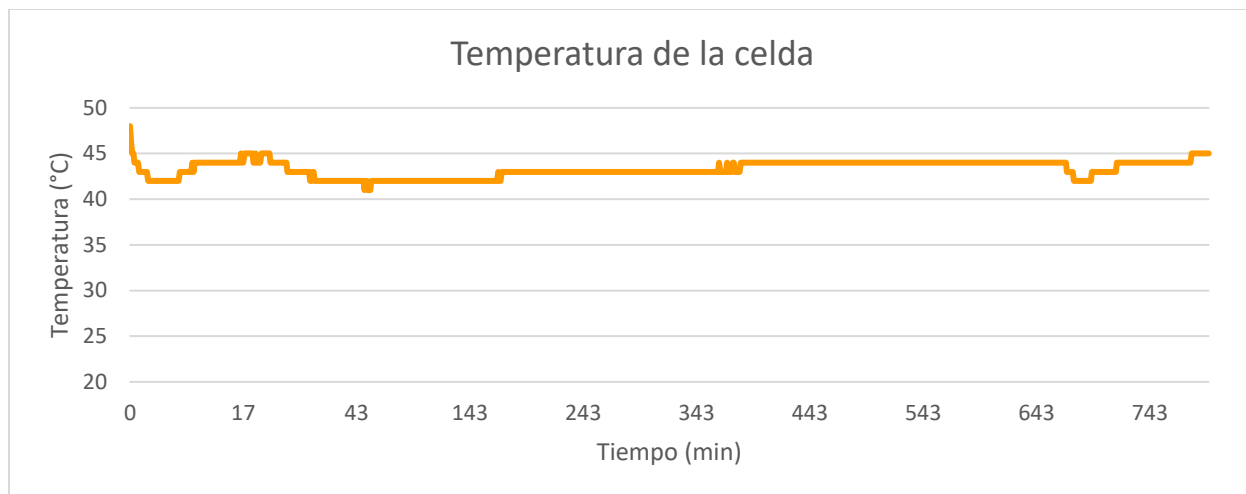


Figura 71. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 2.

### Tanque 3

En la Figura 72 se presenta el comportamiento de regulación de temperatura del electrolizador acoplado al tanque número 3. Se observa una variación significativa conforme transcurre el tiempo alcanzando una temperatura máxima de 51 °C al inicio de la prueba y una mínima de 36 °C trascurridos 349 minutos para posteriormente incrementarse hasta los 43 °C, donde se concluye la prueba. Durante todo el ensayo se obtuvo una temperatura promedio de 41.29 °C.

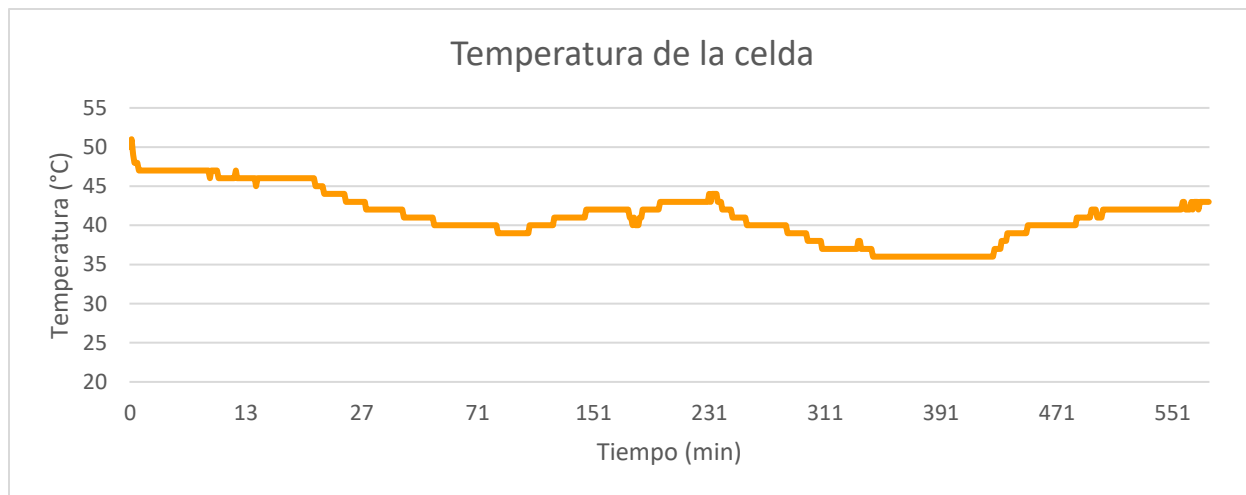


Figura 72. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 3.

### Tanque 4

En el caso del tanque número 4, se observa su comportamiento en la Figura 73. Donde el comportamiento de regulación de temperatura del electrolizador va teniendo una tendencia semi-lineal hasta alcanzar una temperatura mínima de 40 °C. Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 35.04 °C.

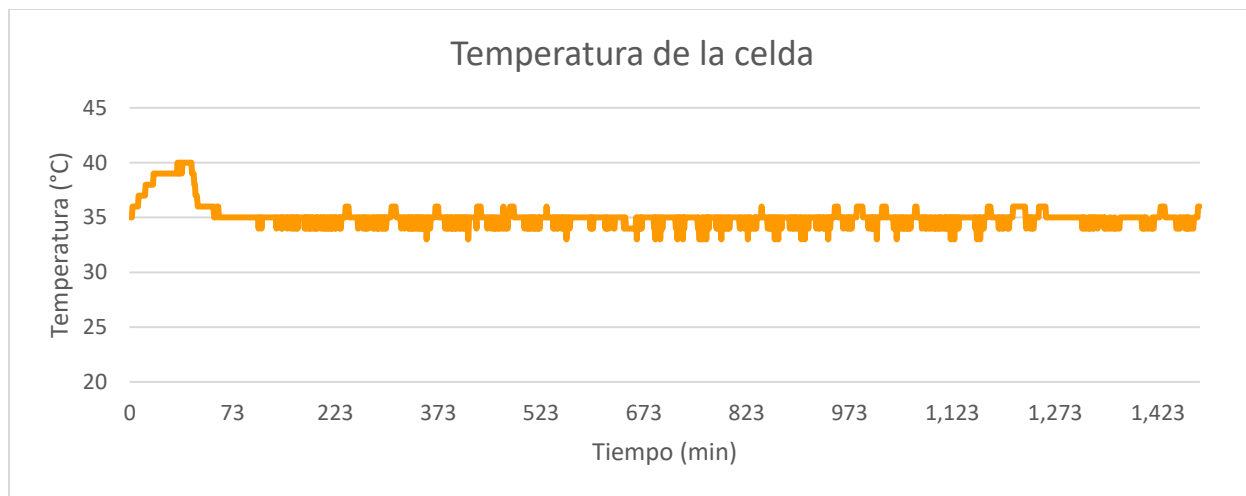


Figura 73. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 4.

### Resumen

En la Figura 74 se observa la gráfica del comportamiento de las temperaturas de la celda con respecto a los 4 tanques. En la gráfica se observa como en todas las pruebas se obtuvieron distintas temperaturas. Cabe mencionar, que el sistema interno regula la temperatura de las celdas mediante la aplicación de unos ventiladores, siendo la prueba con el tanque número 4 quien mostro una mejor regulación de la temperatura.

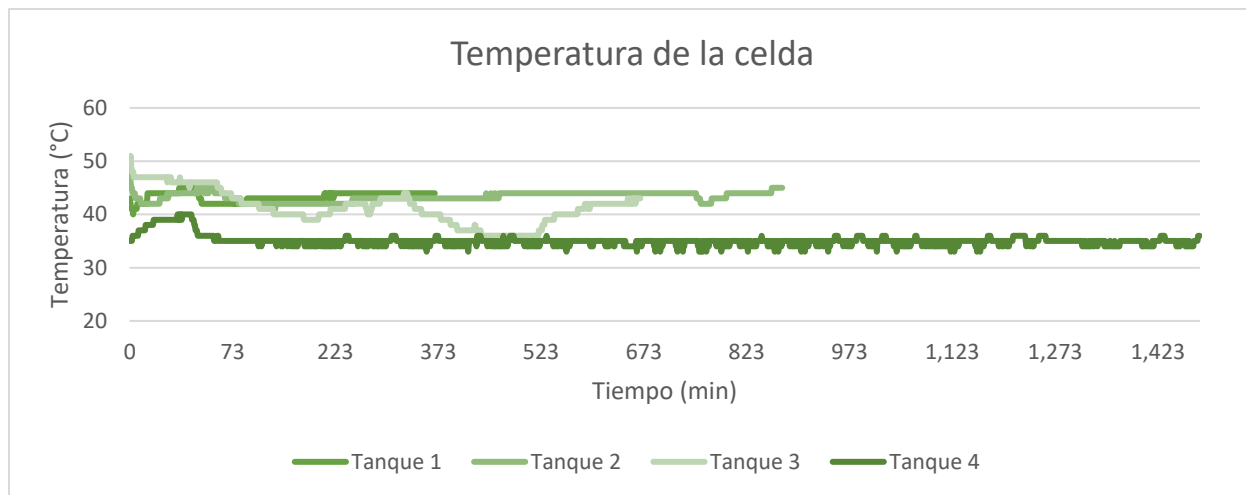


Figura 74. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 1, 2, 3 y 4.

### 4.1.2 Punto de control 9 bares con un tanque (tanque 3)

El tanque número tres fue elegido debido a que en la tesis de licenciatura del ingeniero Alfonso Navarro [45] fue el que mejor desempeño presentó en los resultados de las curvas de caracterización en la carga de hidrógeno.

#### Tiempo vs presión

Para alcanzar el punto de control (PC) establecido el sistema requiere cierto tiempo, para conocer esta variación de presión, a continuación, se presentan las mediciones obtenidas. En la siguiente gráfica se observa el comportamiento que va teniendo la presión manométrica del electrolizador conforme transcurre el tiempo para que llegue al punto de control establecido de 9 bares. Esta prueba se realizó con un tanque de hidruros metálicos para conocer el comportamiento del tanque y el electrolizador.

En la Figura 75 se observa la gráfica del comportamiento del tanque marcado con el número 3, en el eje X representa el tiempo en unidades de minutos y en el eje Y la presión manométrica del sistema medido en unidades de bares (bar). El tiempo en alcanzar el PC fue de 39.3 minutos, el tiempo total de la prueba de 9 bar fue de 1073 minutos, donde a partir del minuto 39.3 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba. En este tiempo el sistema dejó de suministrar hidrógeno al tanque de hidruros metálicos.

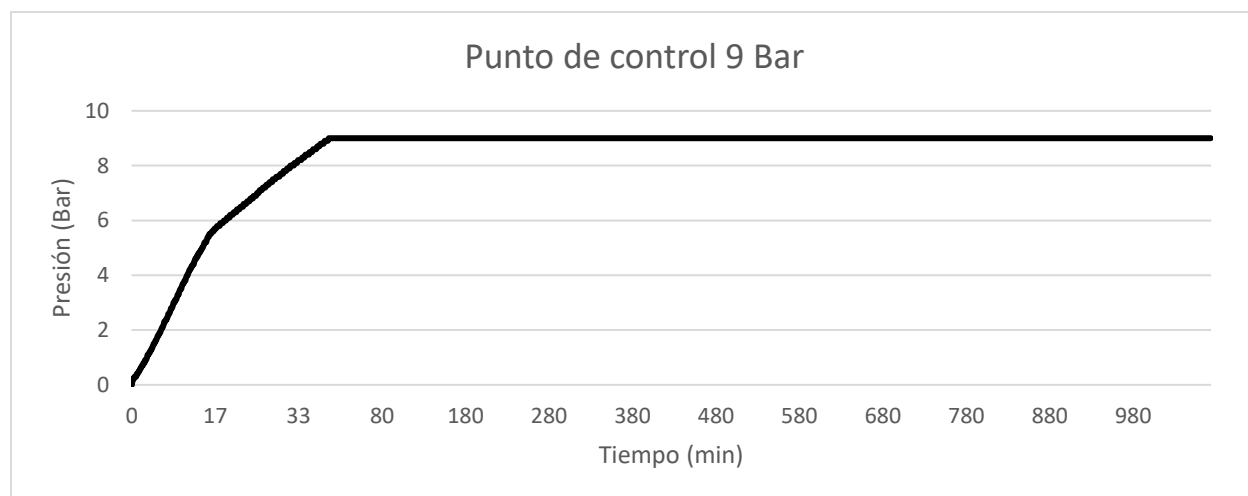


Figura 75. Gráfica de tiempo vs presión de 9 bar, tanque 3.

#### Tiempo vs producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno del electrolizador está relacionado directamente con el PC establecido, al ser puesto en marcha el sistema. Este empieza a generar a su máxima capacidad de producción de hidrógeno que es de 600 mil/min, una vez alcanzado el PC el flujo de producción disminuye gradualmente hasta alcanzar una producción nula de hidrógeno (que es el mismo tiempo en el que

se concluye la prueba). Para conocer la variación de producción de hidrógeno respecto al tiempo, a continuación, se presenta las mediciones obtenidas.

En la Figura 76 se observa el comportamiento de la producción de hidrógeno del electrolizador conforme transcurre el tiempo hasta que llegue a un flujo de 0 ml/min. El tiempo en alcanzar el PC fue de 39.3 minutos que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min. Transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 1073 minutos. Calculando el área bajo la curva se obtiene que la producción total de hidrógeno fue de 146.89 L.

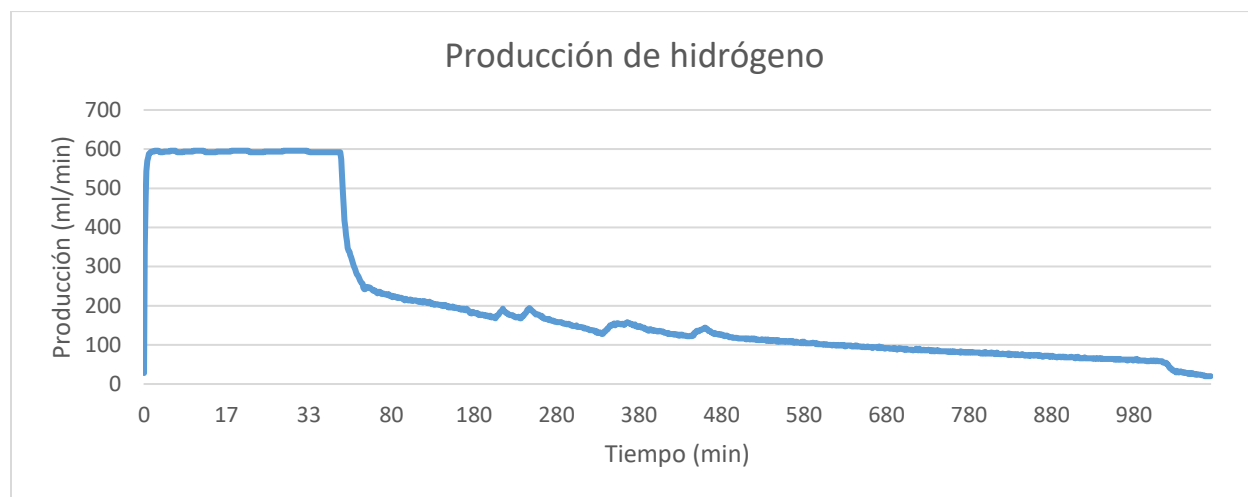


Figura 76. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 3.

### Tiempo vs corriente

Para conocer el comportamiento de la corriente por unidad de tiempo de las celdas hasta llegar al PC de 9 bar se presenta la Figura 77 con los datos obtenidos en la prueba con el tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 39.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min y obteniéndose una corriente máxima promedio de 39.68 A. Transcurrido este tiempo la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 ml/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 1073 minutos y se consumió una corriente promedio de 14.11 A en toda la prueba.



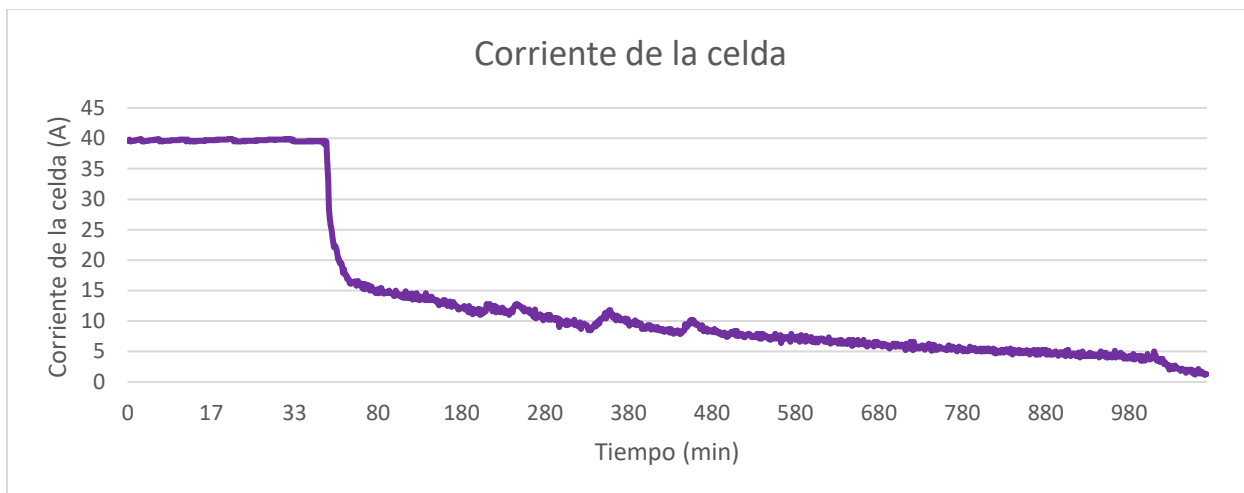


Figura 77. Gráfica de tiempo vs corriente. Tanque 3.

### Tiempo vs potencial

En la Figura 78 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3. El tiempo en alcanzar el PC fue de 39.3 minutos, tiempo en que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V. Transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 3.1 V, el tiempo total de la prueba fue de 1073 minutos, el potencial promedio fue de 3.54 V.

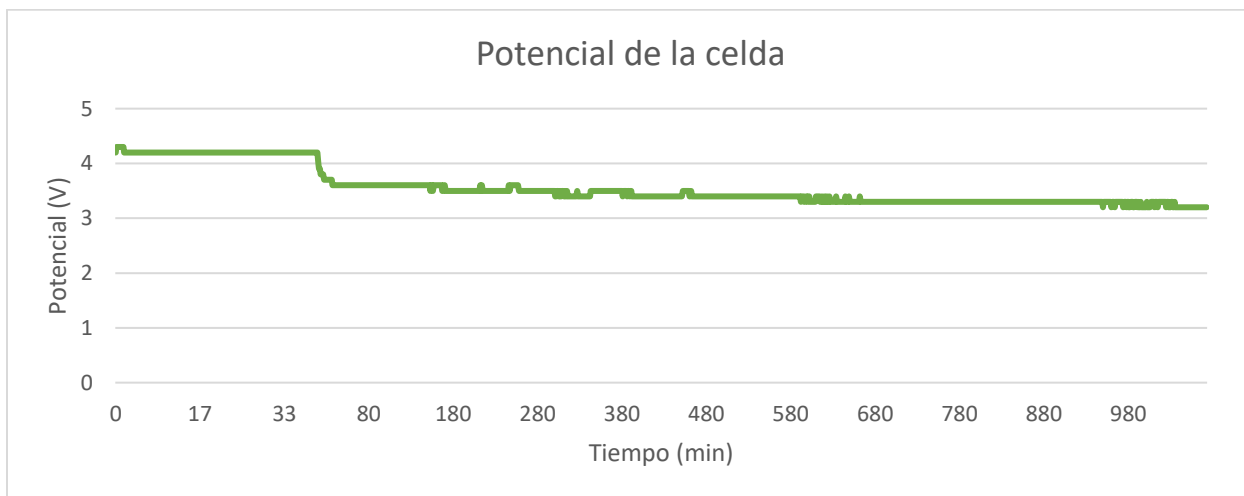


Figura 78. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 3.

### Tiempo vs potencia

El tiempo en alcanzar el PC fue de 39.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 166.72 W. Transcurrido este tiempo la potencia demandada por las

celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 ml/min y 0 W como se observa en la Figura 79. El tiempo total de la prueba fue de 1073 minutos. Calculando el área bajo la curva se obtienen 2114.15 kJ de energía consumida para generar un total de 146.89 L de hidrógeno.



Figura 79. Gráfica de tiempo vs potencia. Tanque 3.

### Tiempo vs temperatura de la celda

Para determinar el comportamiento de regulación de la temperatura de las celdas tipo PEM se presentan las siguientes gráficas, esta prueba se realizó para un PC de 9 bar para el tanque 3 de hidruros metálicos.

En la Figura 80 se observa el comportamiento de regulación de temperatura del electrolizador, teniendo una tendencia semi-lineal hasta alcanzar una temperatura máxima de 46 °C y una mínima de 35 °C. Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 43.65 °C.

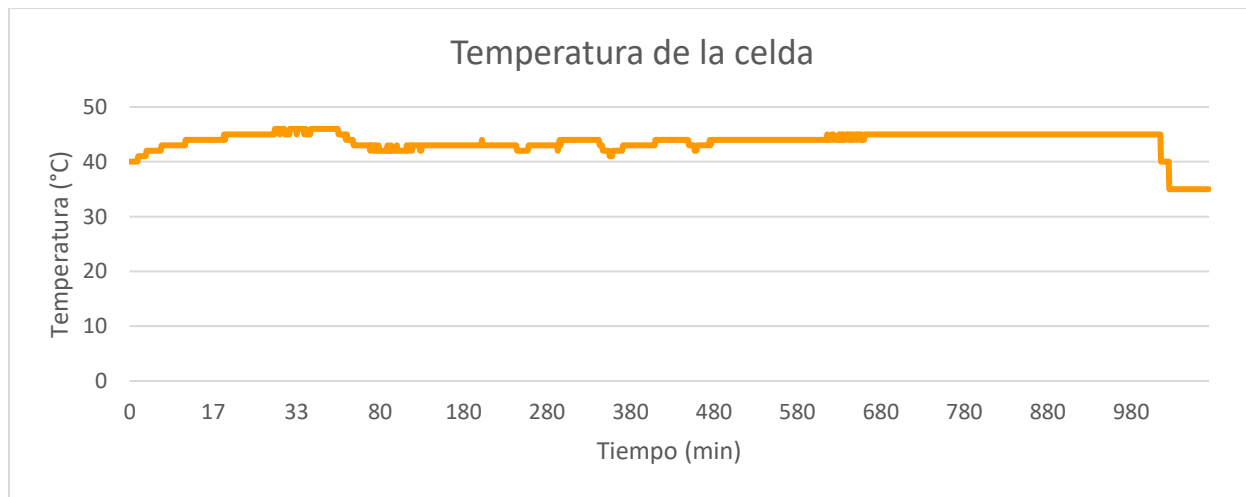


Figura 80. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Tanque 3.

### Tiempo vs temperatura del tanque

Para conocer la temperatura que se generan en los tanques de hidruros metálicos debido a la reacción exotérmica que se produce durante el proceso de carga con hidrógeno se presenta la Figura 81. Para estimar la temperatura se colocaron 4 termopares equidistantes en el tanque, terminado el tiempo de la prueba y obtenidas las mediciones de la temperatura de los termopares se obtuvo el promedio de temperatura para conocer el comportamiento térmico que experimenta el tanque. La prueba duró 1073 minutos, la temperatura mínima fue de 25 °C al inicio de la prueba hasta alcanzar una máxima de 35.82 °C para posteriormente ir bajando gradualmente hasta los 32.89 °C al finalizar la prueba. En promedio se obtuvo una temperatura de 33.88 °C.

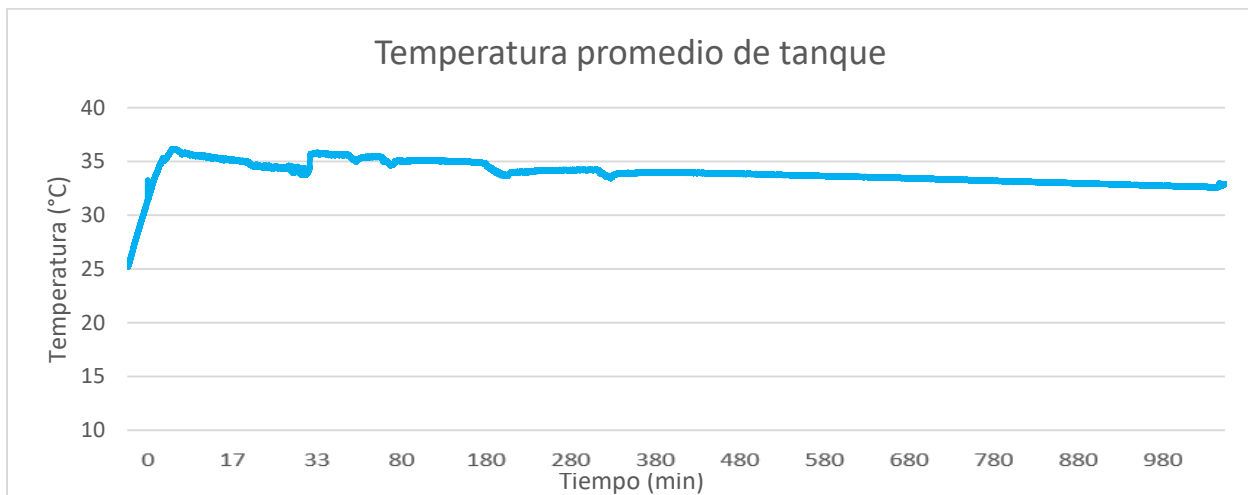


Figura 81. Gráfica de tiempo vs temperatura del tanque de hidruros metálicos. Tanque 3.

### 4.1.3 Punto de control 9 bares con dos tanques

#### Tiempo vs presión

Para alcanzar el punto de control (PC) establecido el sistema requiere cierto tiempo, para conocer esta variación de presión a continuación se presenta las mediciones obtenidas. En las siguientes gráficas se observa el comportamiento que va teniendo la presión manométrica del electrolizador conforme transcurre el tiempo para que llegue al punto de control establecido de 9 bar. Esta prueba se realizó con dos tanques de hidruros metálicos conectados entre sí para conocer el comportamiento de cada uno de ellos y hacer la comparación.

#### Prueba 1, Tanque 1 y 2.

En la Figura 82 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1 y 2 El tiempo en alcanzar el PC fue de 218.3 minutos, el tiempo total de la prueba de 9 bar fue de 1001.3 minutos, donde a partir del minuto 18.3 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba,

mismo tiempo que fue en el que el sistema dejó de suministrar hidrógeno al tanque de hidruros metálicos.

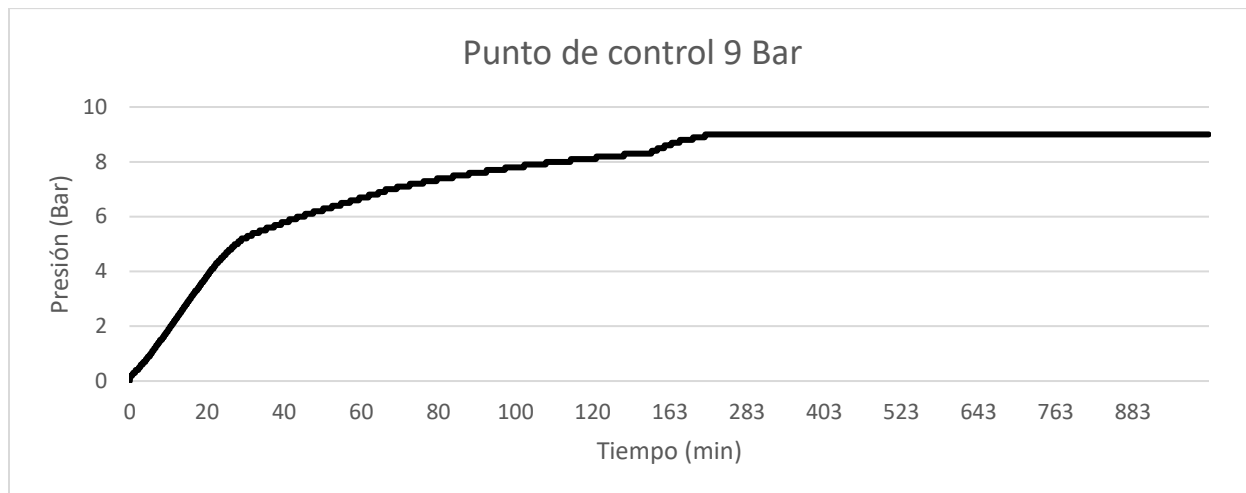


Figura 82. Gráfica de tiempo vs presión de 9 bar con dos tanques, tanque 1 y 2.

### Prueba 2, tanque 3 y 4.

En la Figura 83 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3 y 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 122.7 minutos, el tiempo total de la prueba de 6.5 bar fue de 1254.7 minutos, donde a partir del minuto 122.7 la presión se mantuvo constante hasta completar el tiempo total de la prueba, mismo tiempo que fue en el que el sistema dejó de suministrar hidrógeno al tanque de hidruros metálicos.

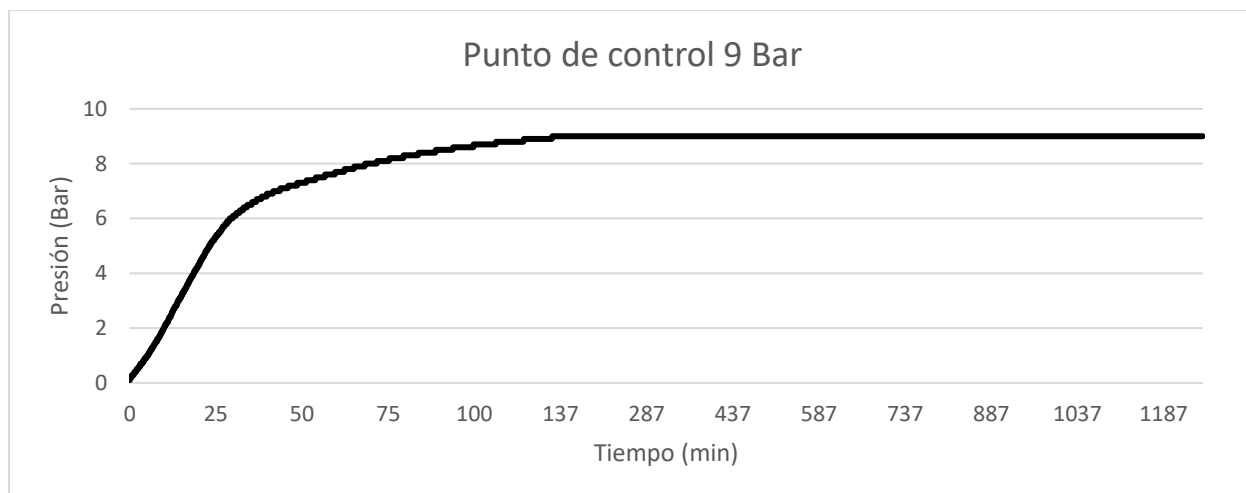


Figura 83. Gráfica de tiempo vs presión de 9 bar con dos tanques, tanque 3 y 4.

## Resumen

En la Figura 84 se observa la gráfica del comportamiento de las dos pruebas para alcanzar el PC de 9 bar con dos tanques, en la que se aprecia que para llegar al PC establecido ambos tanques tienen un comportamiento muy similar, como se puede observar en la gráfica. La prueba 2 demora 95.6 minutos en llegar al PC de 9 bar. Alcanzado el punto de control en las dos pruebas, la presión se mantuvo constante hasta finalizar las pruebas.

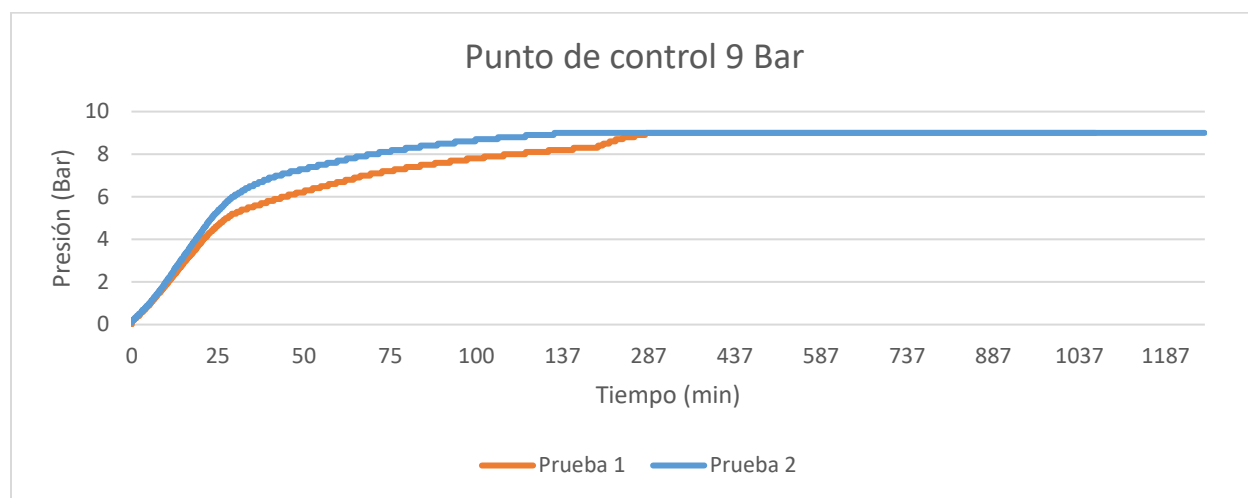


Figura 84. Gráfica de tiempo vs presión de 9 bar con dos tanques, tanque 3 y 4

## Tiempo vs producción.

Para conocer la variación de producción de hidrógeno respecto al tiempo, a continuación se presenta las mediciones obtenidas. En las siguientes gráficas se observa el comportamiento que va teniendo la producción de hidrógeno del electrolizador conforme transcurre el tiempo para que llegue a un flujo de 0 ml/min. Esta prueba se realizó con dos tanques de hidruros metálicos conectados entre sí para conocer el comportamiento de cada uno de ellos y hacer la comparación.

### Prueba 1, tanque 1 y 2

En la Figura 85 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 1 y 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 218.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 ml/min, transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue decayendo gradualmente hasta una producción de 0 ml/min, el tiempo total de la prueba fue de 1001.3 minutos. Obteniendo el área bajo la curva la producción total de hidrógeno fue de 352.03 L.

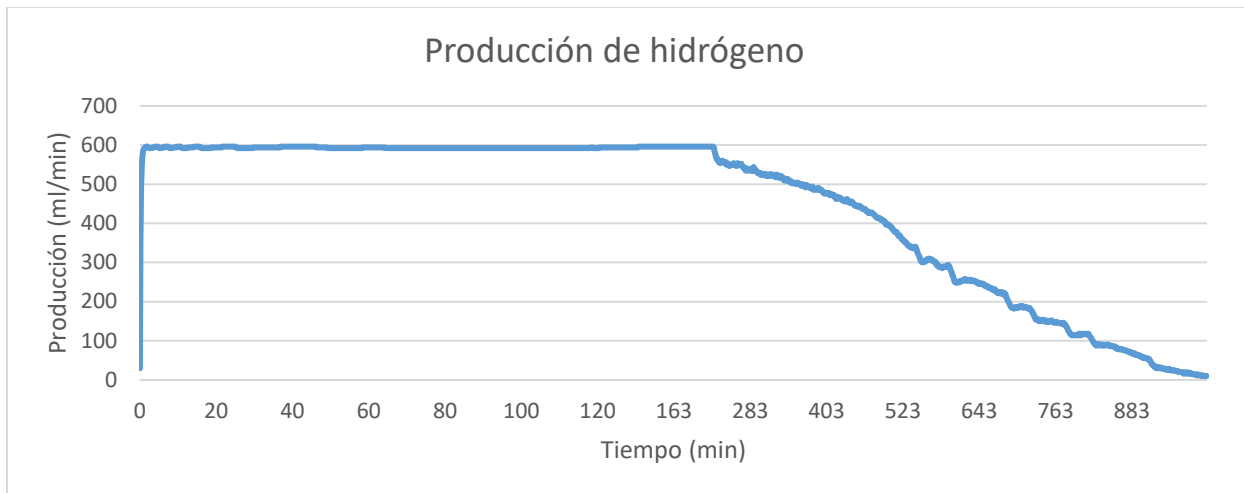


Figura 85. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 1 y 2.

**Prueba 2, tanque 3 y 4.**

En la Figura 86 se observa la gráfica del comportamiento del tanque 3 y 4. El tiempo en alcanzar el PC fue de 122.7 minutos mismos que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min. Transcurrido este tiempo la producción de hidrógeno fue decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min, el tiempo total de la prueba fue de 1254.7 minutos. Obteniendo el área bajo la curva la producción total de hidrógeno fue de 340.13 L.

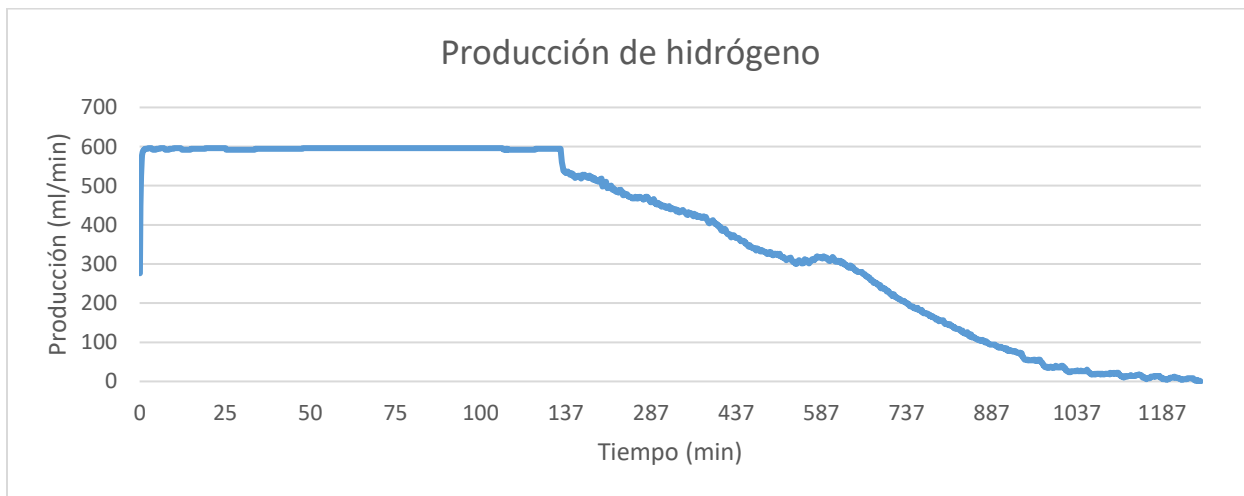


Figura 86. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Tanque 3 y 4.

## Resumen

En la Figura 87 se observa la gráfica del comportamiento de las dos pruebas. El tiempo en alcanzar el PC entre las dos pruebas fue de 95.6 minutos, sin embargo, se observa como en la prueba 2 se tarda menor tiempo en alcanzar el PC de 9 bar pero demora mayor tiempo en completar la prueba alcanzando una producción de 0 mil/min. Esto es opuesto a lo que sucedió con la prueba 1, que tuvo una duración de 95 minutos más en alcanzar el PC pero logro concluir la prueba en menor tiempo. Estos comportamientos pueden ser debido a la composición química interna de cada tanque o a los ciclos de carga y descarga que han tenido durante el tiempo de uso. Calculando el área bajo la curva se obtuvo la producción total de hidrógeno, en todas las pruebas se obtuvo un total de 692.16 L.

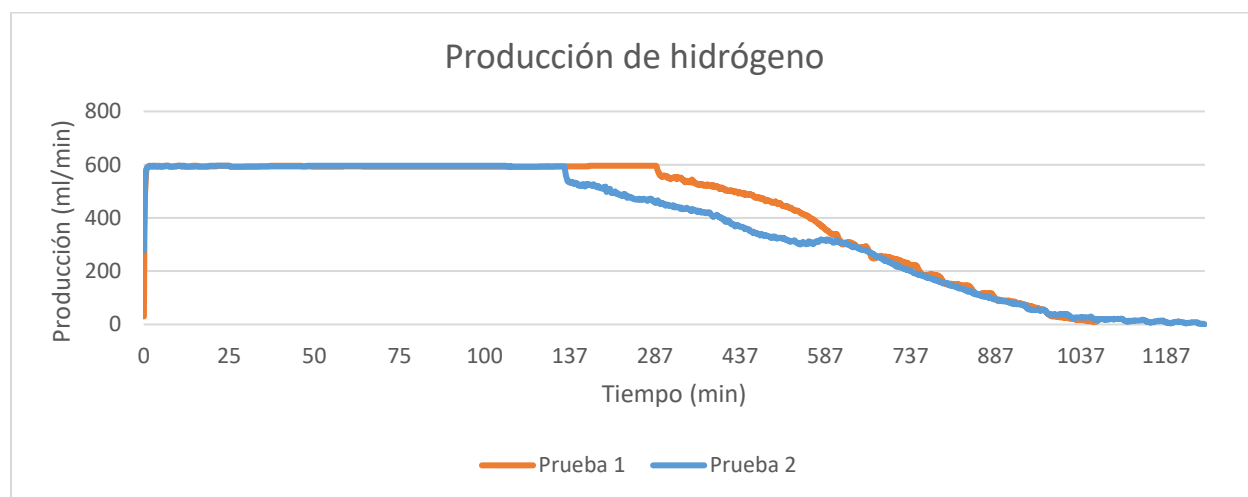


Figura 87. Gráfica de tiempo vs producción de hidrógeno. Prueba 1 y 2.

## Tiempo vs corriente

Para conocer el comportamiento de la corriente por unidad de tiempo de las celdas hasta llegar al PC de 9 bar se presentan las siguientes gráficas de los datos obtenidos en 2 pruebas con 2 tanques de hidruros metálicos diferentes conectados entre sí.

### Prueba 1, tanque 1 y 2.

En la Figura 88 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 1. El tiempo en alcanzar el PC fue de 218.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min y por lo tanto una corriente máxima promedio de 39.63 A. Transcurrido este tiempo, la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 1001.3 minutos y se consumió una corriente promedio de 30.02 A en toda la prueba.

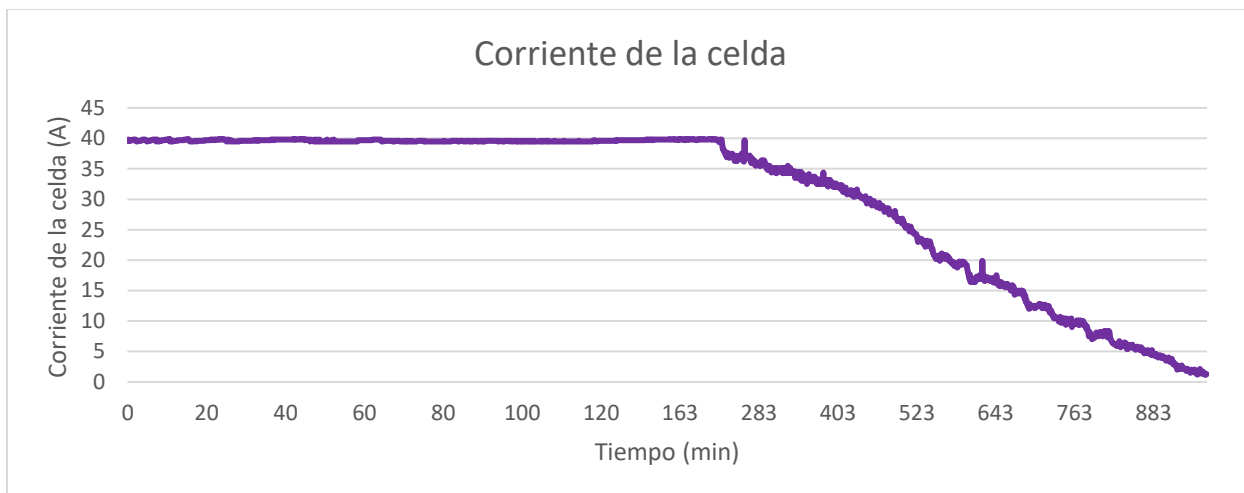


Figura 88. Gráfica de tiempo vs corriente. Prueba 1.

**Prueba 2, tanque 3 y 4.**

En la Figura 89 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 123.7 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una producción máxima de 600 mil/min y por lo tanto una corriente máxima promedio de 39.71 A. Transcurrido este tiempo la corriente junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 A. El tiempo total de la prueba fue de 1254.7 minutos y se consumió una corriente promedio de 25.25 A en toda la prueba.

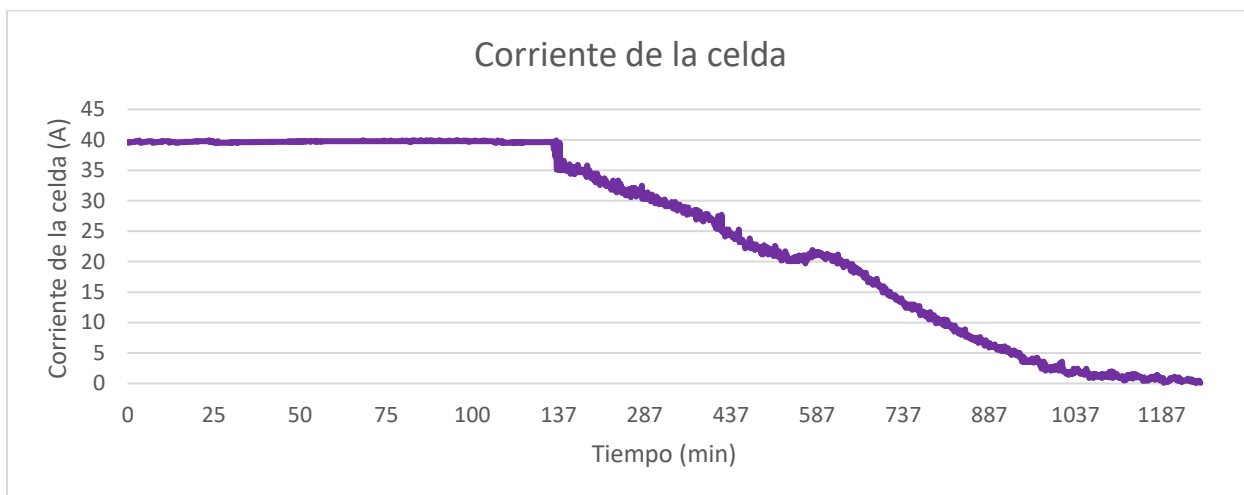


Figura 89. Gráfica de tiempo vs corriente. Prueba 2.



## Resumen

En la Figura 90 se observa la gráfica del comportamiento de la corriente en las dos pruebas. El comportamiento general se observa que al llegar al PC de 9 bar, la producción de hidrógeno decae junto con la corriente demandada por las celdas hasta una corriente de 0 A cuando termina la prueba. La prueba 2 obtuvo una corriente promedio de 25 A aunque demoró más tiempo en concluir la prueba, la prueba 2 obtuvo un consumo promedio de 30 A.

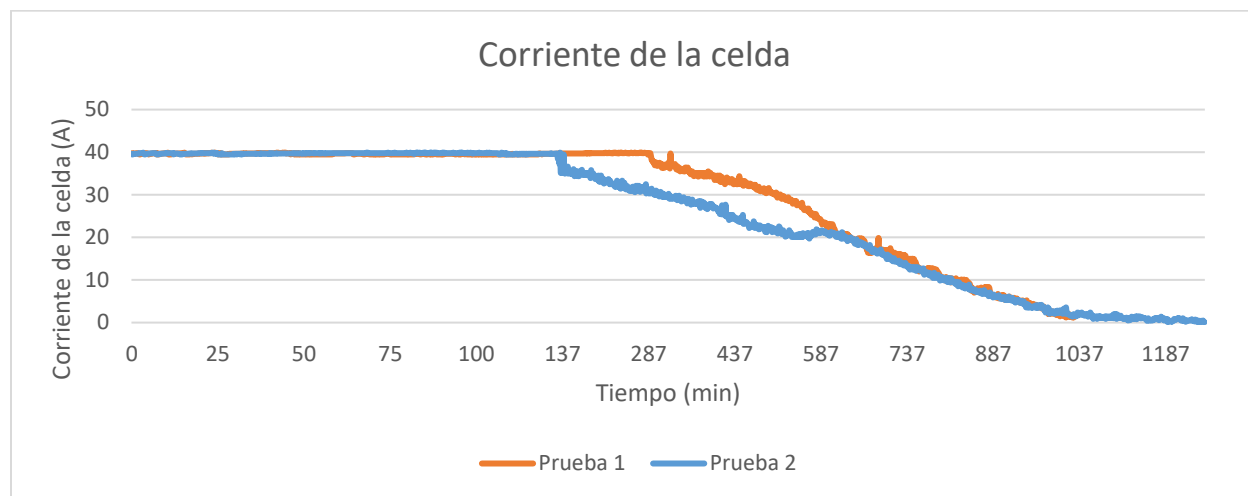


Figura 90. Gráfica de tiempo vs corriente. Prueba 1 y 2.

## Tiempo vs potencial

### Prueba 1, tanque 1 y 2.

En la Figura 91 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 1, El tiempo en alcanzar el PC fue de 218.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V. Transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 3.1 V, el tiempo total de la prueba fue de 1001.3 minutos y el potencial promedio fue de 3.98 V.

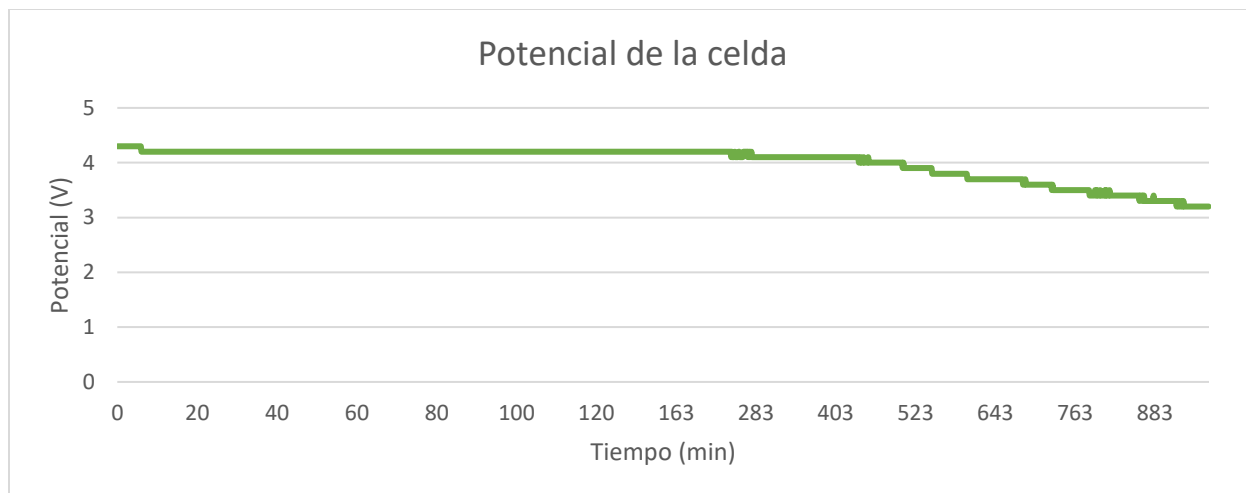


Figura 91. Gráfica de tiempo vs potencial. Prueba 1, tanque 1 y 2.

**Prueba 2, tanque 3 y 4.**

En la Figura 92 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 2. El tiempo en alcanzar el PC fue de 122.7 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo un potencial promedio máximo de 4.2 V. Transcurrido este tiempo el potencial demandado por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta una producción de 0 mil/min y 3.1 V. El tiempo total de la prueba fue de 1254.7 minutos y el potencial promedio fue de 3.86 V.

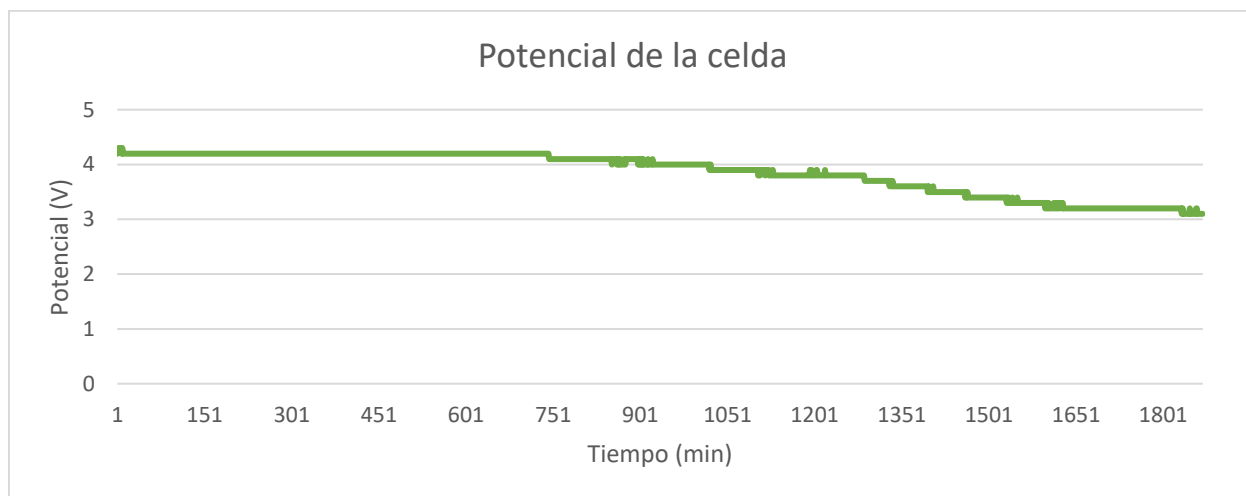


Figura 92. Gráfica de tiempo vs potencial. Tanque 3 y 4.

**Resumen**

En la Figura 93 se observa la gráfica del comportamiento de las pruebas 1 y 2. El tiempo que demora en alcanzar el PC y que el electrolizador mantiene una producción máxima de hidrógeno el potencial se mantuvo en promedio de 4.2 V. Alcanzado PC el voltaje fue decayendo

gradualmente junto con la producción manteniendo un promedio de 3.9 V hasta completar la prueba de 9 bar en las dos pruebas.

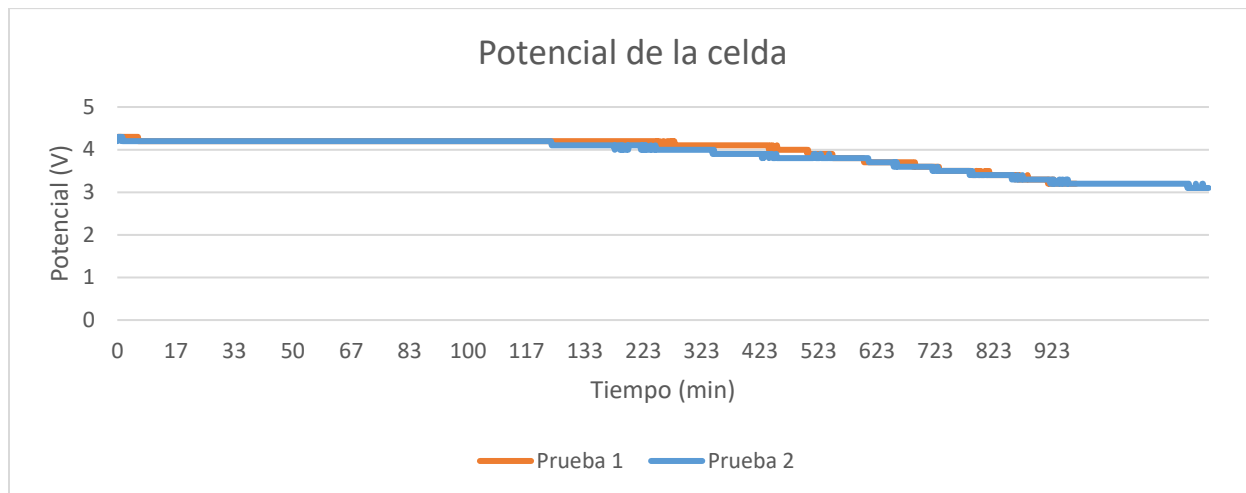


Figura 93. Gráfica de tiempo vs potencial. Prueba 1 y 2.

### Tiempo vs potencia

#### Prueba 1, tanque 1 y 2.

En la Figura 94 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 1. El tiempo en alcanzar el PC fue de 218.3 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 166.63 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 W. El tiempo total de la prueba fue de 1001.3 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene 5704.21 kJ de energía consumida para generar un total de 352.03 L de hidrógeno.

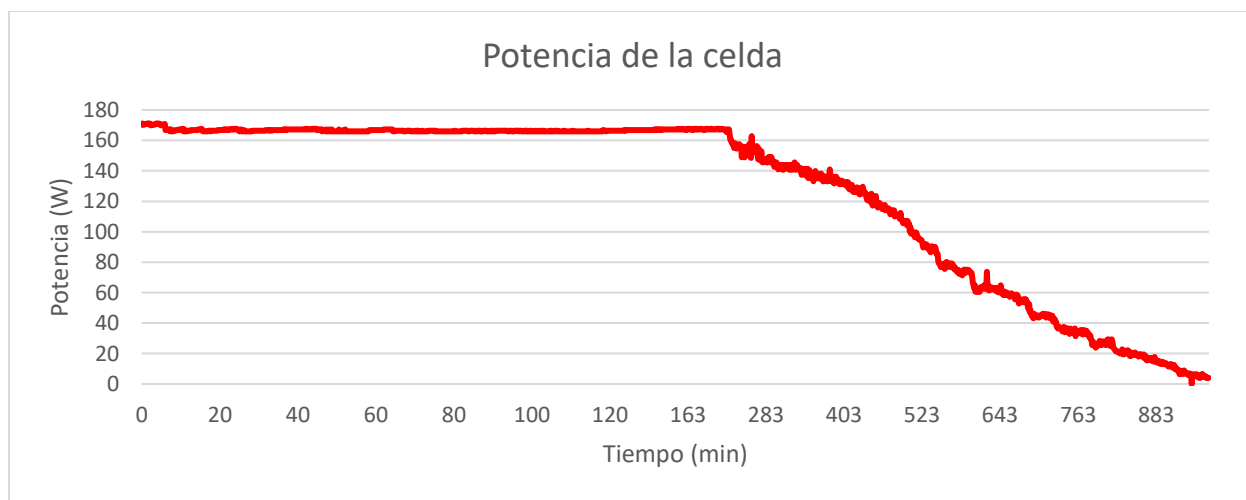


Figura 94. Gráfica de tiempo vs potencia. Prueba 1, tanque 1 y 2.

## Prueba 2

En la Figura 95 se observa la gráfica del comportamiento de la prueba 1. El tiempo en alcanzar el PC fue de 122.7 minutos, que fue el tiempo que el sistema mantuvo una potencia promedio máximo de 166.84 W, transcurrido este tiempo la potencia demandada por las celdas junto con la producción de hidrógeno fueron decayendo gradualmente hasta alcanzar una producción de 0 mil/min y 0 W. El tiempo total de la prueba fue de 1254.7 minutos. Calculando el área bajo la curva de la gráfica se obtiene 5408.32 kJ de energía consumida para generar un total de 340.13 L de hidrógeno.



Figura 95. Gráfica de tiempo vs potencia. Prueba 2, tanque 3 y 4.

## Resumen

En la Figura 96 se observa la gráfica del comportamiento de las dos. El tiempo que demora en alcanzar el PC y en el que el electrolizador mantiene una producción máxima de hidrógeno, el potencial se mantiene a una potencia máxima, alcanzado el PC, la potencia decae gradualmente junto con la producción de hidrógeno manteniendo un promedio de 123.9 W para la prueba 1 y 103.1 W para la prueba 2 hasta completar la prueba del PC de 9 bar.

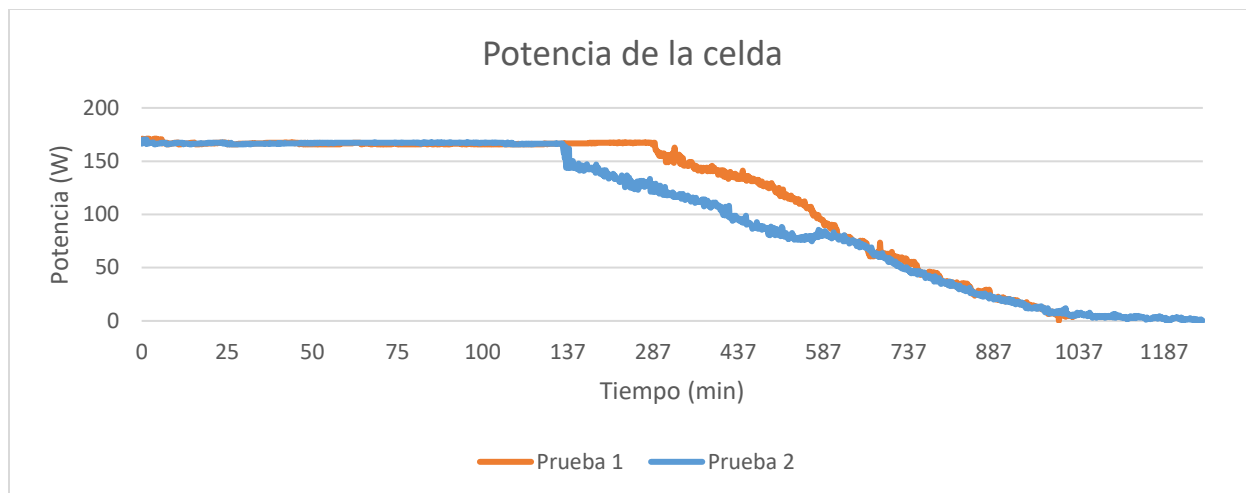


Figura 96. Gráfica de tiempo vs potencia. Prueba 1 y 2.

### Tiempo vs temperatura de la celda

Para determinar el comportamiento de regulación de la temperatura de las celdas tipo PEM se presentan las siguientes gráficas, esta prueba se realizó para un PC de 9 bar y se repitió en dos pruebas con 2 tanques de hidruros metálicos diferentes para hacer la comparación en cada prueba.

#### Prueba 1, tanque 1 y 2.

En la Figura 97 se observa la gráfica de la temperatura de las celdas en la prueba 1. En la gráfica se observa el comportamiento de regulación de temperatura del electrolizador, comportándose de forma semi-lineal hasta alcanzar una temperatura promedio 35 °C (es baja y estable). Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 39.16 °C.

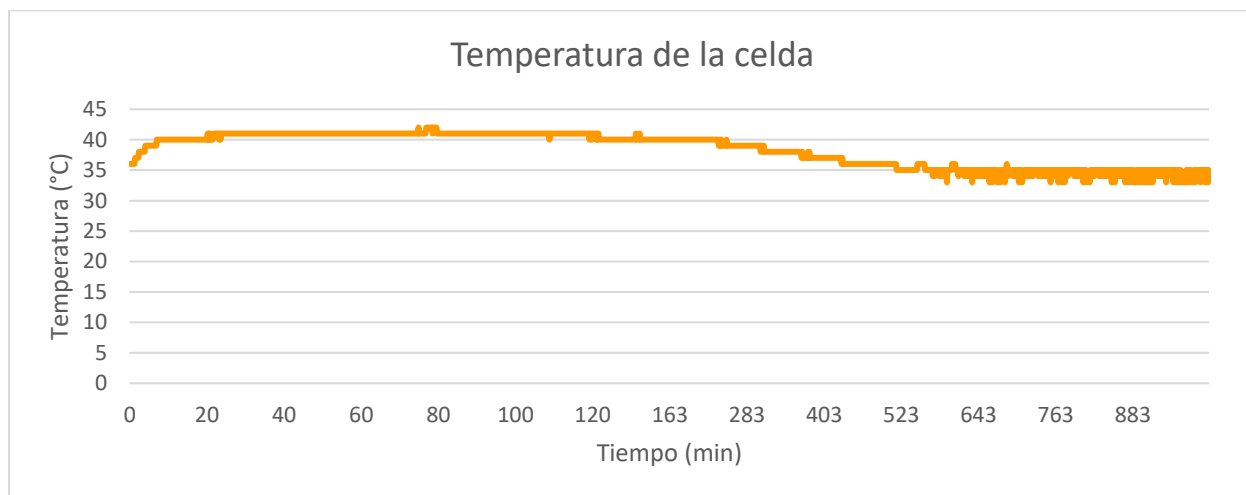


Figura 97. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Prueba 1, tanque 1 y 2.

**Prueba 2, tanque 3 y 4.**

En la Figura 98 se observa la gráfica de la temperatura de las celdas en la prueba 2. En la gráfica se observa el comportamiento de regulación de temperatura del electrolizador, obteniéndose una tendencia semi-lineal hasta alcanzar una temperatura promedio baja y estable de 34.41 °C. Durante toda la prueba se obtuvo una temperatura promedio de 38.74 °C.

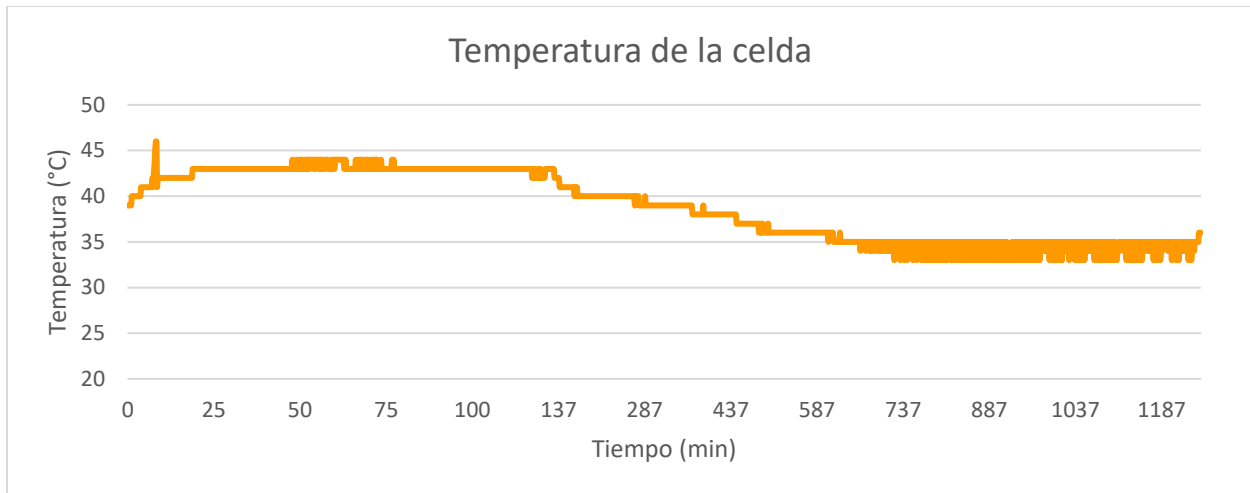


Figura 98. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Prueba 2, tanque 3 y 4.

**Resumen**

En la Figura 99 se observa la gráfica del comportamiento de las temperaturas de las celdas de las dos pruebas. En la gráfica se observa como en las dos pruebas se obtuvo una regulación de temperatura similar ya que la temperatura promedio en ambas pruebas fue muy cercana de 39.16 °C y 38.74°C respectivamente. El sistema interno regula la temperatura de las celdas, mediante la aplicación de unos ventiladores.

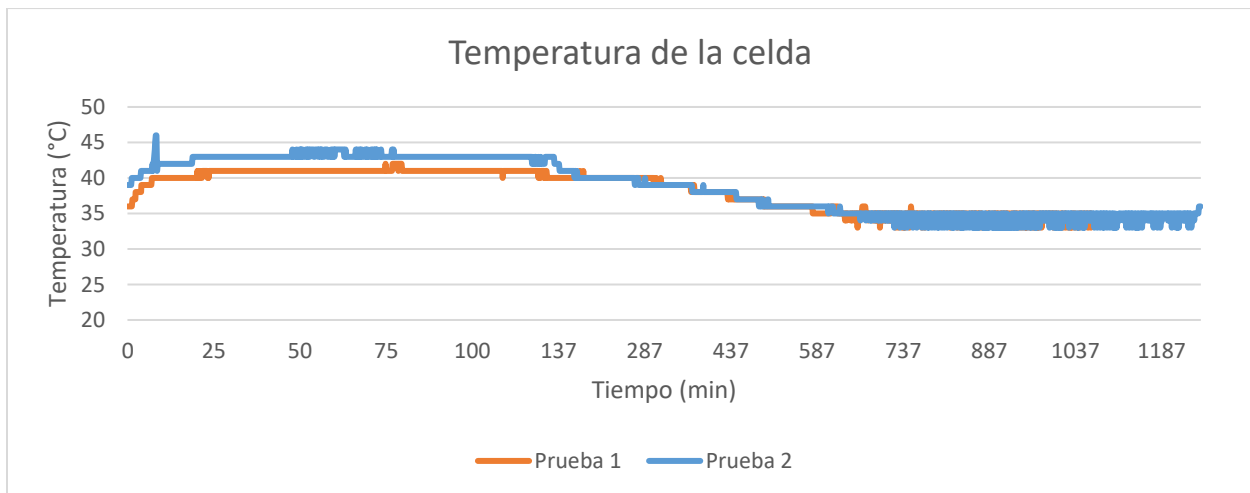


Figura 99. Gráfica de tiempo vs temperatura de la celda. Prueba 1 y 2.

## Tiempo vs temperatura de los tanques

### Prueba 1, tanque 1 y 2.

Para conocer la temperatura que se generan en los tanques de hidruros metálicos debido a la reacción exotérmica que se produce durante el proceso de carga con hidrógeno se presenta la Figura 100, el eje X representa el tiempo medido en unidades de minutos (min) y el eje Y representa la temperatura de los tanques de hidruros metálicos medida en grados Celsius (°C). Para conocer la temperatura se colocaron 2 termopares equidistantes en cada tanque, terminado el tiempo de la prueba y obtenidas las mediciones de la temperatura de los termopares se obtuvo el promedio de temperatura para conocer el comportamiento térmico que tienen los tanques. La prueba duró 1001.3 minutos, la temperatura mínima fue de 24.6 °C al inicio de la prueba hasta alcanzar una máxima de 37.1 °C para el tanque 1 y 36.3 °C en el tanque 2. Posteriormente, la temperatura fue bajando gradualmente hasta los 22.68 y 22.5 °C respectivamente al finalizar la prueba. La temperatura del tanque muestra como es el proceso de carga de hidrógeno, en el tanque 1 se observa como adquiere una mayor temperatura respecto al tanque 2 pero la temperatura desciende más rápido. Esto indica que el tanque tiene una mayor absorción del hidrógeno por lo cual se cargó más rápido que el tanque 2.

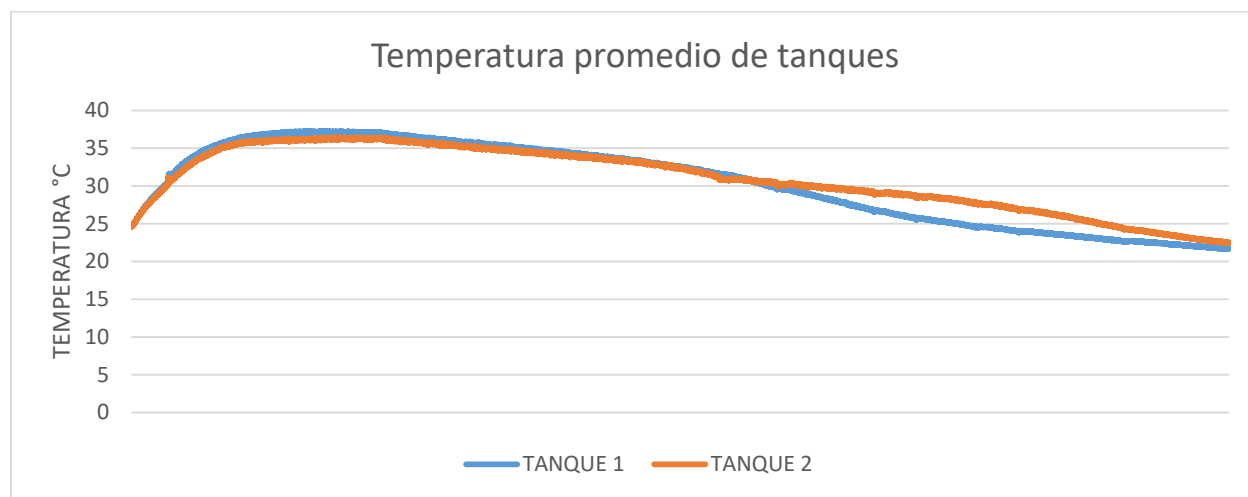


Figura 100. Gráfica de tiempo vs temperatura del tanque de hidruros metálicos. Tanque 1 y 2.

### Prueba 2, tanque 3 y 4.

Esta prueba duró 254.7 minutos, la temperatura mínima fue de 30.23 °C al inicio de la prueba hasta alcanzar una máxima de 38.2 °C para el tanque 2 y 37.1 °C en el tanque 1. Posteriormente la temperatura disminuyó hasta los 21.39 y 22.02 °C para cada tanque respectivamente. En la Figura 101 se observa que el tanque 2 adquiere una mayor temperatura respecto al tanque 1, pero su temperatura desciende más rápido. Esto indica que el tanque tiene una mayor absorción del hidrógeno por lo cual se cargó más rápido que el tanque 1.

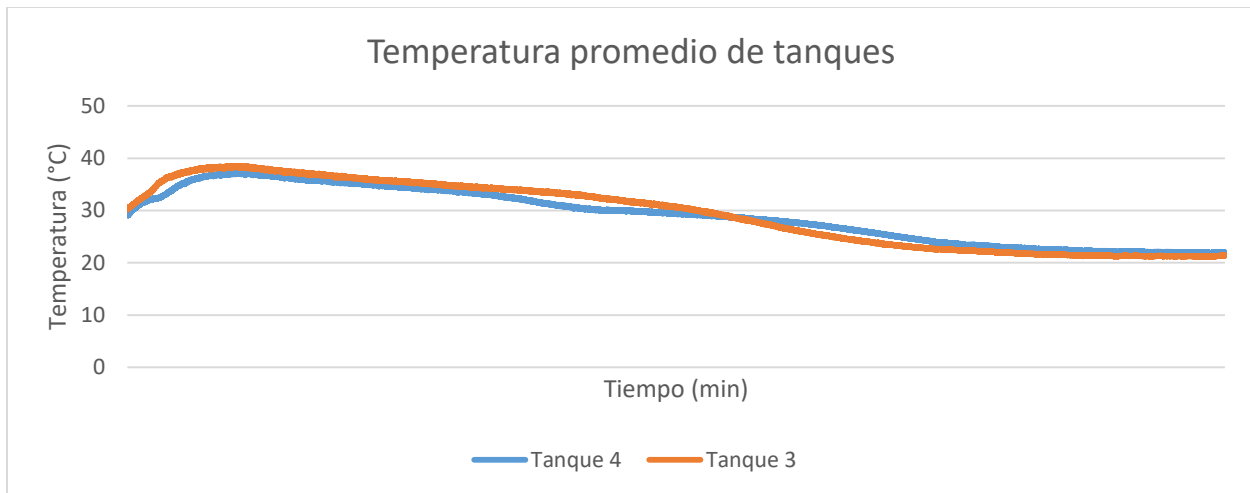


Figura 101. Gráfica de tiempo vs temperatura del tanque de hidruros metálicos. Tanque 3 y 4.

El análisis energético de los tanques se complementa con la caracterización del sistema FV. A continuación se presentan los resultados obtenidos del sistema FV en operación durante un periodo de 7 días. Se presentan las gráficas y la descripción de cada una de ellas.

#### 4.2 Resultados experimentales caracterización del sistema FV interconectado a la red.

Para determinar el comportamiento de la tensión respecto al tiempo de la salida del sistema FV en operación se realizó la medición de la potencial en cada una de las fases L1 y L2. El tiempo total de la prueba fue de 9,934 minutos, el tiempo de muestreo fue cada minuto. En la Figura 102 se muestra el comportamiento de la tensión respecto al tiempo, en el eje Y muestra el potencial medida en unidades de volts (V) y en el eje X el tiempo de operación. El potencial promedio para L1 fue de 127.54 V registrando un pico máximo de 132.33 V con fecha 13 de septiembre a las 9:24 horas y un mínimo de 105.81 V con fecha 13 de septiembre a las 18:24 horas. Para la L2 el potencial promedio fue de 130.52 V registrando un pico de máximo 133.98 V con fecha 13 de septiembre a las 18:32 horas y un mínimo de 121.63 V con fecha 9 de septiembre a las 13:34 horas.

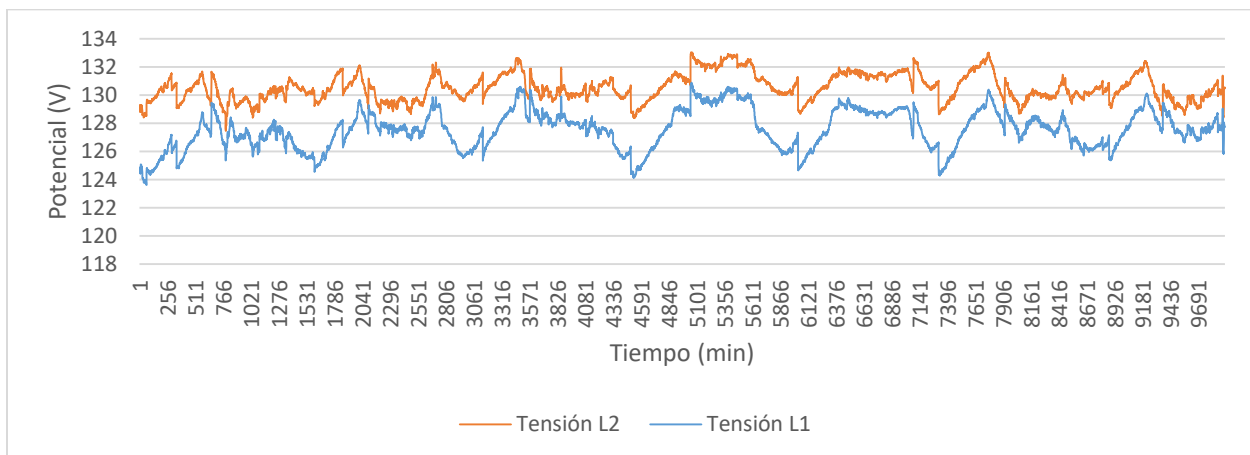


Figura 102. Gráfica tiempo vs potencial.



Para determinar el comportamiento de la corriente respecto al tiempo de la salida del sistema FV en operación se realizó la medición de la corriente en cada una de las fases L1 y L2. El tiempo total de la prueba fue de 9,934 minutos, el tiempo de muestreo fue cada minuto. En la Figura 103 se muestra el comportamiento de la corriente respecto al tiempo, en el eje Y muestra la corriente medida en unidades de Amper (A) y en el eje X el tiempo de operación. El corriente promedio para L1 fue de 2.77 A registrando un pico máximo de 10.5 A con fecha 9 de septiembre a las 12.57 horas y un mínimo de 1.2 A con fecha 13 de septiembre a las 18:04 horas. Para la L2 la tensión promedio fue de 3.77 A, registrando un pico de máximo de 11 A con fecha 9 de septiembre a las 12:57 horas y un mínimo de 2.5 A con fecha 6 de septiembre a las 21:18 horas.

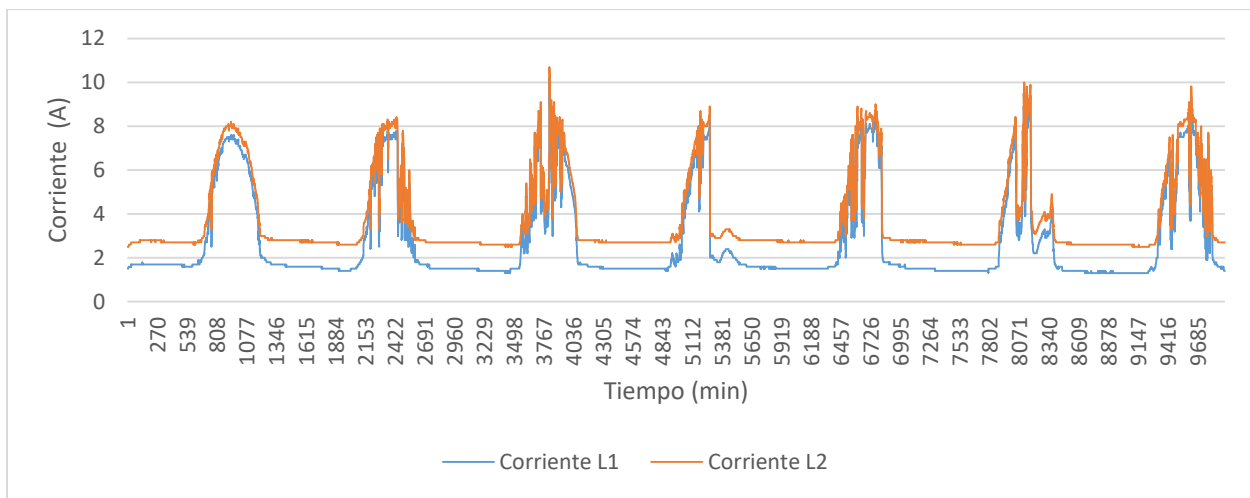


Figura 103. Gráfica tiempo vs corriente.

Para determinar el comportamiento de la potencia respecto al tiempo a la salida del sistema FV en operación se realizó la medición de la potencia en cada una de las fases L1 y L2 y se tomó la potencia total entre ambas líneas. El tiempo total de la prueba fue de 9,934 minutos, el tiempo de muestreo fue cada minuto. En la Figura 104 se muestra el comportamiento de la potencia respecto al tiempo, en el eje Y muestra la potencia medida en unidades de Watts (W) y en el eje X el tiempo de operación. La potencia máxima registrada fue de 2.34 kW con fecha 12 de septiembre a las 12.58 horas.

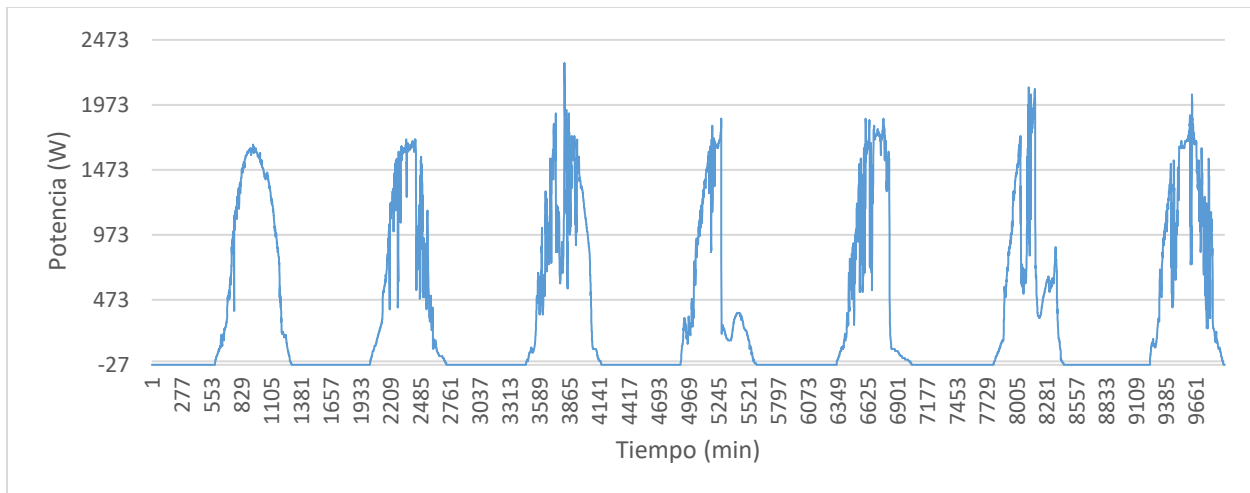


Figura 104. Tiempo vs potencia

Para determinar el comportamiento de la energía respecto al tiempo a la salida del sistema FV en operación se realizó la medición de la energía entregada por cada una de las fases L1 y L2 y se tomó la energía total entre ambas líneas. El tiempo total de la prueba fue de 9,934 minutos, el tiempo de muestreo fue cada minuto. En la Figura 105 se muestra el comportamiento de la energía acumulada respecto al tiempo, en el eje Y muestra la energía acumulada medida en unidades de Watts-hora (Wh) y en el eje X el tiempo de operación. La energía total acumulada fue de 62133.34 Wh.

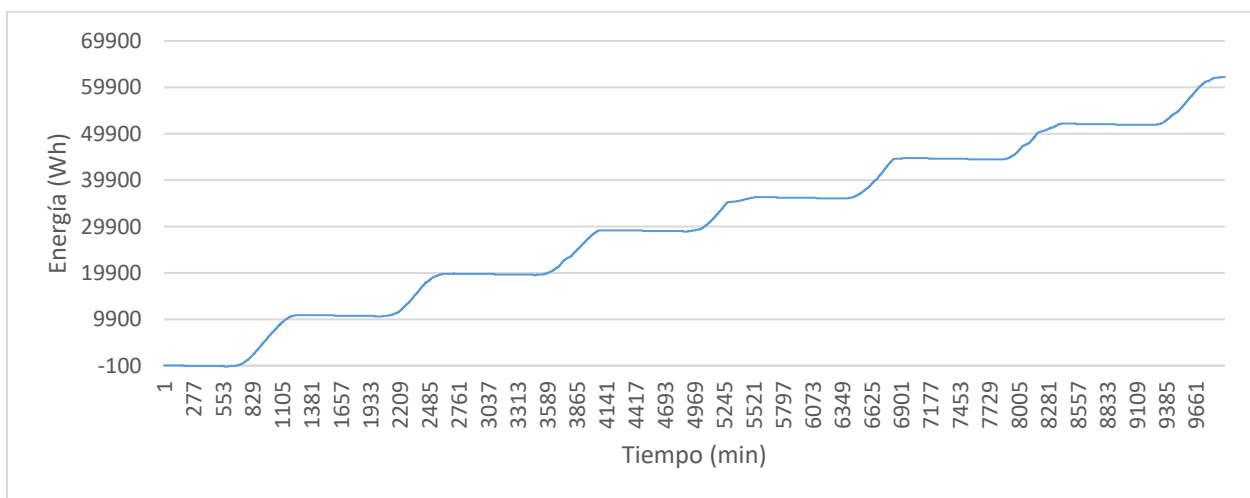


Figura 105. Tiempo vs energía

El inversor genera una frecuencia de salida nominal de 60 Hz con un margen mínimo de 57 y máximo de 60.48 Hz [43]. Para determinar el comportamiento de la frecuencia respecto al tiempo se midió a la salida del inversor. El tiempo total de la prueba fue de 9,934 minutos, el tiempo de muestreo fue cada minuto. En la Figura 106 se muestra el comportamiento de la frecuencia

respecto al tiempo, en el eje Y muestra la frecuencia medida en unidades de Hertz (Hz) y en el eje X el tiempo de operación. La frecuencia promedio fue de 59.99 Hz, con un pico máximo de 60.107 Hz y un mínimo de 59.86 Hz.

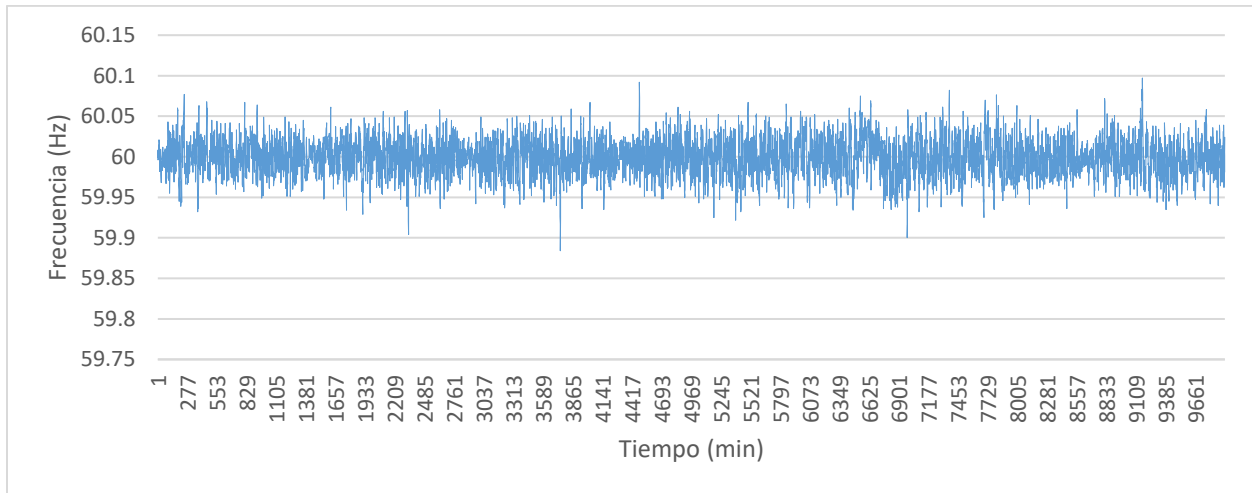


Figura 106. Tiempo vs frecuencia.

Para determinar el comportamiento de la irradiancia solar respecto al tiempo se realizó la siguiente medición. El tiempo total de la prueba fue de 151 horas, el tiempo de muestreo fue cada 10 minutos. En la Figura 107 se muestra el comportamiento de la irradiancia respecto al tiempo, en el eje Y muestra la irradiancia medida en unidades de ( $W/m^2$ ) y en el eje X el tiempo de operación. Con un promedio diario de  $499.96 W/m^2$  La irradiancia máxima registrada fue de  $1394 W/m^2$ .

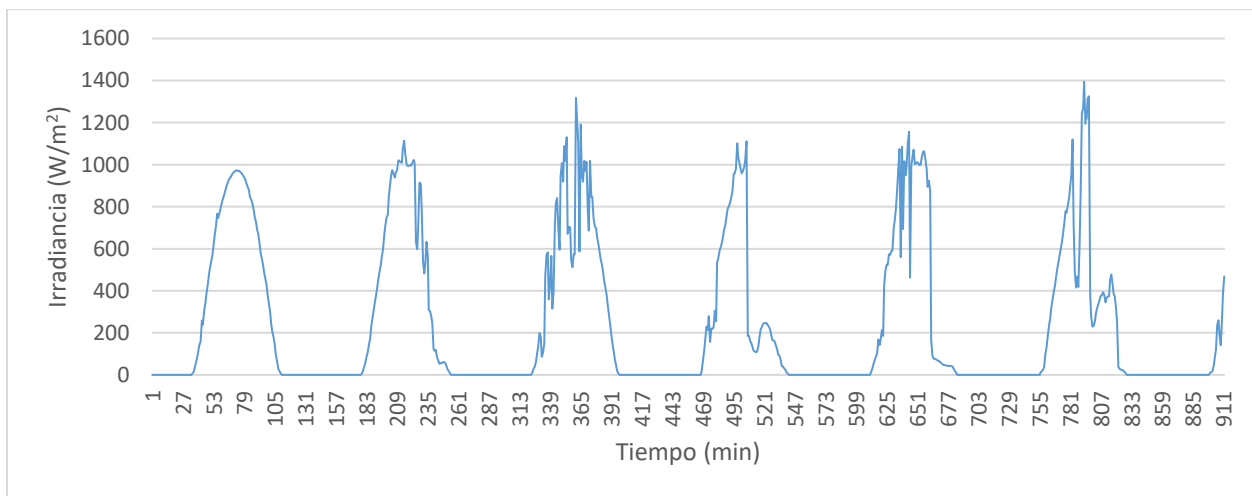


Figura 107. Tiempo vs irradiancia.

**Resumen de resultados.**

En la Tabla 5 se resumen los principales resultados obtenidos en cada uno de los procesos de caracterización ya discutidos de los tanques de hidruros metálicos. En la Tabla 6 se presentan los datos obtenidos de la caracterización de sistema FV.

Tabla 5. Tabla de resultados de los tanques.

--	<b>Punto de control de presión (bar)</b>						
	6.5				9	9 (2 tanques)	
	<b>Comportamiento promedio (sin alta variación dinámica)</b>						
<b>No. tanque</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1 y 2</b>	<b>3 y 4</b>
Producción de hidrógeno (ml/min)	155.3	144.9	205.4	89.82	210.2	448.7	377.36
Corriente de las celdas (A)	10.46	9.74	13.54	6	14.11	30.02	25.25
Potencial de las celdas (V)	3.41	3.39	3.52	3.34	3.54	3.98	3.86
Temperatura de las celdas (°C)	43.34	43.3	41.29	35	43.65	39.16	38.74
Potencia eléctrica de las celdas (W)	41.16	36.83	52.41	22.13	54.31	123.9	103.11
Tiempo en alcanzar el PC (min)	13.33	19	19.5	13.17	39.3	218.3	122.7
Temperatura de tanques	N/A	N/A	N/A	N/A	33.7	30.7	29.2
	<b>Comportamiento total (área bajo la curva, límites)</b>						
Tiempo total de carga (min)	362.5	794.5	575.8	1483	1073	1001.3	1254.7
Hidrógeno total almacenado (L)	25.49	68.92	80.7	98.20	146.89	352.03	340.1
Energía total consumida para la producción de H2 (kJ)	367.5	924.1	118	1365.5	2114.1	5704.2	5408.3
Energía total consumida para la producción de H2 (kWh)	0.1	0.25	0.03	0.37	0.58	1.58	1.5
Energía total del hidrógeno almacenada (Wh)	67.2	181.7	212.77	257.9	387.2	928.18	896.72

Tabla 6. Tabla comparativa resultados de caracterización del sistema FV.

	Promedio		Pico			
			Máximo		Mínimo	
Línea	L1	L2	L1	L2	L1	L2
Tensión (V)	127.54	130.52	132.33	133.98	105.81	121.63
Corriente (A)	2.77	3.77	10.5	11	1.2	2.5
Frecuencia (Hz)	59.99		60.1		69.86	
Potencia (W)	371.72		2,340		-26	
Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	499.96		1394		0	
	<b>Total en siete días</b>					
Energía (kWh)						62.13

Promediando los resultados diarios se determina que la energía real del sistema FV es de 8.87 kWh/día. Con esta magnitud podemos generar 1,992.87 litros de hidrógeno a una presión de 9 Bar, de acuerdo a la caracterización realizada con dos tanques, pero con necesidad volumétrica de 12 tanques. Del total de este hidrógeno almacenado se podría extraer 5.25 kW/h eléctricos con una celda de ~60% de eficiencia. Es importante mencionar que la caracterización del sistema FV se mantendrá ordinariamente para tener los valores en todas las temporadas del año.

## Conclusiones

Obtenidos los resultados experimentales del sistema compuesto por el sistema FV interconectado, electrolizador y tanques de almacenamiento de hidrógeno se concluyó lo siguiente:

- A un mayor PC de presión, la cantidad de hidrógeno almacenado es mayor, así como la energía demandada por el sistema.
- El tiempo de carga de hidrógeno con dos tanques a 9 Bar de presión se mantiene cercano al tiempo de carga de 1 tanque a la misma presión, pero la potencia de las celdas se ve incrementada al doble.
- Debido a la composición micro-estructural de los tanques de hidruros metálicos cada tanque presenta un comportamiento distinto en cada prueba
- El sistema FV genera la energía suficiente para operar el electrolizador durante el tiempo necesario para cargar los tanques con hidrógeno. La intermitencia de la energía solar disponible no es un factor que afecte al sistema de generación debido a que es un sistema interconectado a la red.
- Es posible almacenar hidrógeno con fuente de energía renovable para ser usado en caso de emergencias naturales donde se ve afectado el suministro eléctrico.
- Es posible generar hasta 928 W/h teóricos con la energía almacenada en dos de 150 L caracterizados.
- Los valores de salida del inversor cumplen con lo establecido por la Comisión Reguladora de Energía para sistemas interconectados.
- Se colaboró satisfactoriamente en el diseño del gabinete de difusión científica con sistema de generación de hidrógeno a partir de un sistema fotovoltaico tipo isla.

---

## Referencias

- [1] Sánchez H. Víctor, Chan P. Freddy I., Torres M. Emmanuel, Acosta O. Roberto, Ramírez A. Juan M. *Diseño de un Sistema de Generación Basado en Fuentes Renovables e Hidrógeno*, RIEE&C, 2013; volumen 11: 8-9.
- [2] Romeli Barbosa, Víctor M. Sánchez, Beatriz Escobar, Julio C. Cruz, Homero Toral-Cruz. *Sizing of a solar-hydrogen power source for a portable emergency communication system: Case study of hurricanes in Cancun, Mexico*. Int. J. Hydrogen Energy, 2015; 40: 17361-17370.
- [3] R. Barbosa, B. Escobar, V.M. Sánchez, J. Hernández, R. Acosta, Y. Verde. *Sizing of a solar/hydrogen system for high altitude long endurance aircrafts*. Int. J. Hydrogen Energy 2014; 39: 16637-45.
- [4] V.M. Sanchez, R. Barbosa, J.M. Ramirez and L.G. Arriaga. *Real time control of air feed system in a PEM fuel cell by means of an adaptive neural-network*. Int. J. Hydrogen Energy 2014; 39: 16750-62.
- [5] B. Escobar, J. Hernández, R. Barbosa, Y. Verde Gómez. *Analytical model as a tool for the sizing of a hydrogen production system based on renewable energy: the Mexican Caribbean as a case of study*. International Journal of Hydrogen Energy 2013; 38: 12562-12569.
- [6] Nayibe Guerrero Moreno, et. Al. *Approaches to polymer electrolyte membrane fuel cells (PEMFCs) and their cost*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015; 52: 897-906.
- [7] Yun Wang, et. Al. *A review of polymer electrolyte membrane fuel cells: Technology, applications, and needs on fundamental research*. Applied Energy 2011; 88: 981-1007.
- [8] Sánchez H. Víctor, Chan P. Freddy I., Torres M. Emmanuel, Acosta O. Roberto, Ramírez A. Juan M. *Diseño de un Sistema de Generación Basado en Fuentes Renovables e Hidrógeno*, RIEE&C, 2013; volumen 11: 8-9.
- [9] Nowotny J, Bak T, Chu D, Fiechter S, Murch GE, Veziroglu TN. *Sustainable practices: solar hydrogen fuel and education program on sustainable energy systems*. Int J Hydrogen Energy 2014; 39: 4151-7.
- [10] Zervas PL, Sarimveis H, Palyvos JA, Markatos NCG. *Model based optimal control of a hybrid power generation system consisting of photovoltaic arrays and fuel cells*. J Power Sources 2008; 181: 327-38.

- 
- [11] Perales Benito, Tomás, *Guía del instalador de Energías Renovables*, Editorial Limusa, 2007.
- [12] Micheloud, Osvaldo, Vicini Rommel. *Smart grid, fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. CENGAGE Learnin. ISBN: 978-607481736-2
- [13] ANSI/IEEE Std 928-1986, IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems.
- [14] Messenger, Roger, *Photovoltaic Systems engineering*, CRC Press, 2000.
- [15] Cano Casillo U. *Las celdas de combustible: verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica*, [en línea]. Disponible en: [http://www.iie.org.mx/publica/bolsepoct99/aplica\\_so.html](http://www.iie.org.mx/publica/bolsepoct99/aplica_so.html). [Último acceso: Agosto 2016].
- [16] Fuel cells [en línea]. Disponible en: <http://www2.humboldt.edu/serc/spanish/fuelcell>. [Último acceso: mayo 2016].
- [17] Fuel cell today, [en línea]. Disponible en: <http://www.fuelcelltoday.com/technologies/afc>. [Último acceso: agosto 2016].
- [18] Juan José Domínguez Sánchez. *Celdas de combustible*. Anales de Mecánica y electricidad. Mayo-Junio 2005. pag. 22-27.
- [19] Propiedades químicas del Hidrógeno. *Efectos del Hidrógeno sobre la salud. Efectos ambientales del Hidrógeno* [En línea]. Disponible en: <http://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm>. [Último acceso: agosto 2016].
- [20] Red Latinoamericana de Química [En línea]. Disponible en: <http://www.relaq.mx/>. [Último acceso: julio 2016].
- [21] Orecchini F. The era of energy vectors. *Int J Hydrogen Energy* 2006; 31 1951-4
- [22] Canan Acar, Ibrahim Dincer, *Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources*. *International journal of hydrogen energy* ( 2013 ) 1-12
- [23] A Zuttel, *Materials for hydrogen storage*. *Materials Today*, September 2003. P 24.
- [24] Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, libro de ciencia y tecnología No. 2. Mexico 2009. Pp 247-9



- 
- [25] Orecchini F. *The era of energy vectors*. International Journal Hydrogen Energy 2006; 31:1951-4.
- [26] M. Santarelli, M Cali, S. Macagno, *Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources*. Int J. Hydrogen Energy, 29 (2004) 1571-1586
- [27] Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, libro de ciencia y tecnología No. 2. Mexico 2009. Pp 300
- [28] F. Barbir, *PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources*. Solar energy, 78 (2005) 661-669.
- [29] L. Valverde, F.J. Pino, J. Guerra, F. Rosa. *Definition, analysis and experimental investigation of operation modes in hydrogen-renewable-based power plants incorporating hybrid energy storage*. Energy Conversion and Management 113 (2016) 290–311
- [30] Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, libro de ciencia y tecnología No. 2. Mexico 2009. Pp 304
- [31] Denholm P, Kulcinski GL, Holloway T. *Emissions and energy efficiency assessment of base load wind energy systems*. Environ Sci Technol 2005; 39: 1903–11.
- [32] Hosseini SE, Abdul Wahid M. *The role of renewable and sustainable energy in the energy mix of Malaysia: a review*. Int J Energy Res 2014; 38: 1769–92.
- [33] Linnemann J, Steinberger-Wilckens R. *Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production*. Int. J. Hydrog. Energy 2007; 32:1492–9.
- [34] Gazey R, Salman S K, Aklil-D'Halluin DD. *A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location*. J Power Sour 2006; 157:841–7.
- [35] Seyed Ehsan Hosseini, Mazlan Abdul Wahid. *Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 57 (2016) 850–866
- [36] F. Z. Aouali, M. Becherif, A. Tabanjat, M. Emziane, K. Mohammedi, S. Krehi, A. Khellaf. *Modelling and experimental analysis of a PEM electrolyser powered by a solar photovoltaic panel*. Energy Procedia 62 (2014) 714 – 722

- 
- [37] H. Perez, V. Perez, M. page R, Beneito. *Monitoring and control of hydrogen production and storage system consisting of water electrolysis and metal hybridized*. International Journal of Hydrogen Energy 2010; 35:912-9.
- [38] F. Zaoui, M. Becherif, M. Emziane, A. Aboubou and S. Mebarek-Azzem. *Infrared thermography study of the temperature effect on the performance of photovoltaic cells*.
- [39] A. Hakansson et al (Eds). *Sustainability in energy and buildings*, SIST 22, pp.875-886, DOI: 10.1007/978-3-642-36645-1-78. Springer-Verlag Berlin.
- [40] K. S. Agbli, M. C Pera, D Hissel, O Rallieres, C Turpin, I Doumbia. *Multiphysics simulation of PEM electrolyzer: Energetic Macroscopic Representation Approach*. International journal of Hydrogen Energy 36 (2011) 1382-1398.
- [41] Pinelo Baños Jorge E. *Diseño y puesta en operación del Sistema fotovoltaico interconectado a la red de 2.5 kW de la Universidad de Quintana Roo*. Tesis, UQROO (2016)
- [42] California Energy Commission. *A guide to photovoltaic (PV) system design and installation*. Version 1.0. June 2001. Sacramento, California.
- [43] Fronius. *Manual inversor Fronius IG Plus V*. 2012
- [44] NORMA OFICIAL MEXICANA (NOM-001-SEDE-2012), *Instalaciones Eléctricas*. (2012). DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION.
- [45] Navarro Montejó Alfonso. *Análisis teórico y experimental de un sistema de energía renovable en forma de hidrógeno*. Tesis, UQROO 2016.