



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO MEDIANTE EL USO DE REACTORES
NUCLEARES DE ALTA TEMPERATURA

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
MÓDULO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
P R E S E N T A:
KARLA OLGUÍN HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS:
DR. JUAN LUIS FRANCOIS LACOUTURE



CIUDAD UNIVERSITARIA. MÉXICO, D.F. 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mis padres José Carlos y Margarita, porque me han enseñado a luchar por conseguir mis sueños y vencer cualquier adversidad que la vida me presente y lo más importante porque sin su apoyo difícilmente hubiera logrado este resultado.

A mis hermanos Fabiola, Adriana y Carlos Alberto porque cada uno de ellos han estado ahí cuando más los necesitaba y han sido parte fundamental en la culminación de este proyecto.

Porque el éxito es el premio del esfuerzo personal, si sigues siempre adelante te esperará un mejor futuro.

Porque el éxito es el fruto del trabajo y la grandeza personal para poder obtenerlo.

Porque el éxito se obtiene solo con pensamiento firme y seguro de saber lo que se quiere ser.

K.O.H.

Agradecimientos

Este proyecto no hubiera podido ser culminado sin la ayuda del Dr. Juan Luis Francois Lacouture, a quien le debo un reconocimiento especial porque con todo su conocimiento me ayudó a recopilar, comprender, analizar y procesar la información presentada en esta investigación. Además que con la gran paciencia que posee, me dio fortaleza en momentos claves para la finalización de la investigación y sobre todo la oportunidad de acudir a diversos congresos, conferencias, cursos y talleres para enriquecer la información presentada y sobre todo para mejorar mi desempeño como profesional en el área de energía. Simplemente gracias por permitirme aprenderle en lo profesional y personal.

A las observaciones que la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez, el Dr. Arturo Reinking Cejudo, la M.C. Pamela Fran Nelson Edelstein y el M.C. Edgar Salazar Salazar hicieron a la investigación porque de esta forma enriquecieron aún más esta tesis. A todos ellos gracias por su tiempo e interés y por ser parte importante en este proceso.

ÍNDICE

Introducción	1
---------------------------	---

Capítulo 1

1.	Algunas Características y Aplicaciones del Hidrógeno.....	5
1.1	Métodos de Producción de Hidrógeno.....	13
1.1.1	Reformado de Metano con Vapor.....	13
1.1.2	Método de Gasificación del Carbón y Biomasa.....	17
1.1.3	Electrólisis del Agua.....	26
1.1.3.1	Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura.....	27
1.1.4	Fotoelectrólisis.....	29
1.1.5	Procesos Termoquímicos.....	29
1.1.5.1	El ciclo UT3.....	30
1.1.5.2	El ciclo híbrido S e Ispra.....	31
1.1.5.3	El ciclo Azufre-Yodo (SI).....	32
1.1.6	Proceso Híbrido Termoquímico Electrolítico basado en la reacción reversible de Deacon.....	34
1.1.7	Oxidación Parcial de Aceite Pesado.....	34
	Conclusión.....	37
	Bibliografía.....	41

Capítulo 2

2.	Reactores Nucleares de Alta Temperatura.....	43
2.2.1	Reactores de Alta Temperatura Refrigerados por Gas (HTGR).....	48
2.2.2	Reactor Modular de Cama de Esferas (PBMR).....	50
2.2.3	Reactor Modular de Helio de Turbina de Gas (GT-MHR).....	58
2.2.4	Reactores Rápidos Refrigerados por Metales Líquidos (LMFR).....	62
2.2.4.1	Reactores de Plomo (Pb) y Plomo-Bismuto (Pb-Bi) como Refrigerante.....	64
	Conclusión.....	69
	Bibliografía.....	70

Capítulo 3

3.	Análisis Económico.....	73
3.3.1	Reformado de Metano con Vapor.....	74
3.3.2	Gasificación del Carbón (GC).....	78
3.3.3	Gasificación de la Biomasa (GB).....	83
3.3.4	Electrólisis.....	87
3.3.5	Procesos Termoquímicos.....	94
	Conclusión.....	99
	Bibliografía.....	101
	Conclusión General.....	103
	Lista de Acrónimos.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Introducción

Figura 1.	Fuentes de Hidrógeno.....	2
Figura 2.	Tecnología de las Celdas de Combustible.....	10
Figura 3.	Economía del Hidrógeno.....	11

Capítulo 1

Figura 1.1.1	Proceso de Reformado de Metano con Vapor.....	14
Figura 1.1.2	Ventajas del Calor Nuclear Suministrado a un SMR.....	16
Figura 1.1.3	Método de Gasificación.....	20
Figura 1.1.4	Tipo de Gasificadores.....	22
Figura 1.1.5	Recursos Mundiales de Combustibles Fósiles.....	24
Figura 1.1.6	Distribución Geográfica Mundial de Recursos.....	25
Figura 1.1.7	Método de Electrólisis.....	27
Figura 1.1.8	Funcionamiento de la Celda Electrolítica.....	28
Figura 1.1.9	Ciclo UT3.....	30
Figura 1.1.10	Ciclo Híbrido S e Ispra.....	31
Figura 1.1.11	Proceso de Funcionamiento del Ciclo SI.....	33
Figura 4.	Esquema de las Distintas Vías de Producción de Hidrógeno.....	35

Capítulo 2

Figura 2.2.1	Electrólisis a Alta Temperatura Utilizando un Reactor Refrigerado por Gas.....	50
Figura 2.2.2	Reactor PBMR.....	51
Figura 2.2.3	Vasija de Presión.....	52
Figura 2.2.4	Diagrama de la Estructura del Combustible del Reactor PBMR.....	53
Figura 2.2.5	Desempeño del Combustible.....	57
Figura 2.2.6	Evento de Pérdida de Refrigerante.....	58

Figura 2.2.7	Reactor GT-MHR.....	59
Figura 2.2.8	Núcleo del Reactor GT-MHR y Forma de Acomodo del Combustible.....	60
Figura 2.2.9	Comportamiento del Combustible.....	61
Figura 2.2.10	Reactor SVBR-75 Refrigerado por Plomo-Bismuto.....	66
Figura 2.2.11	Reactor BREST-300 Refrigerado por Plomo.....	67

Capítulo 3

Figura 3.3.1	Precios del Carbón y del Gas Natural, Históricos y Proyectados.....	75
Figura 3.3.2	Costo de Producción de Hidrógeno a Diferentes Precios del Gas Natural.....	78
Figura 3.3.3	Costo de Producción de Hidrógeno a Diferentes Precios del Carbón.....	83
Figura 3.3.4	Costo de Producción de Hidrógeno a Diferentes Precios de la Biomasa.....	87
Figura 3.3.5	Costo de Producción de Hidrógeno a Diferentes Precios de la Electricidad.....	91
Figura 3.3.6	Costo de Producción de Hidrógeno a Diferentes Precios de Electricidad por medio de la Electrólisis.....	93
Figura 3.3.7	Costo de Producción de Hidrógeno en Función de los Diferentes Precios de Materia Prima en México para el año 2005.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 1

Tabla 1.1.1	Moles de producción de hidrógeno por número de C en $C_m H_n$ en las reacciones de reformado de vapor y cambio de los combustibles fósiles representativos.....	17
Tabla 1.1.2	Combustible y aplicación preferible de distintos tipos de gasificador.....	23
Tabla 1.1.3	Principales características de los métodos de producción de hidrógeno.....	36
Tabla 1.1.4	Resumen de las ventajas y desventajas de los métodos clásicos de producción de hidrógeno.....	37

Capítulo 2

Tabla 2.2.1	Principales características de los Reactores de Generación III+.....	69
-------------	--	----

Capítulo 3

Tabla 3.3.1	Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante SMR.....	76
Tabla 3.3.2	Costos del hidrógeno en función de diferentes precios del gas natural para el proceso SMR.....	77
Tabla 3.3.3	Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante carbón.....	80
Tabla 3.3.4	Costo del hidrógeno en función de diferentes precios del carbón para la gasificación del carbón.....	81
Tabla 3.3.5	Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante biomasa.....	84
Tabla 3.3.6	Costo del hidrógeno en función de diferentes precios de biomasa para la gasificación de la biomasa.....	85

Tabla 3.3.7	Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante electricidad.....	88
Tabla 3.3.8	Costo del hidrógeno a diferentes precios de la electricidad para la electrólisis.....	89
Tabla 3.3.9	Costo de la materia prima en función del tipo de cambio del dólar y del precio para uso industrial.....	92
Tabla 3.3.10	Costo del hidrógeno en función de diferentes precios de materia prima para generar hidrógeno por medio de la electrólisis en el año 2005.....	93
Tabla 3.3.11	Costo del hidrógeno en función de los diferentes precios de materia prima en México para el año 2005.....	96
Tabla 3.3.12	Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante SMR, GC, Electrólisis y GB.....	95
Tabla 3.3.13	Costo de la materia prima en función del tipo de cambio del dólar y del precio para uso industrial.....	97

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrógeno está adquiriendo cada día más importancia dado que en el mundo actual existe una gran demanda de diversas formas de energía, no sólo electricidad a partir de tecnologías no contaminantes o que contaminen en menor proporción el medio ambiente, sino también energía para los diferentes sectores comerciales como son: el transporte, la industria, el residencial y en general para llevar a cabo la mayoría de las tareas necesarias para mantener el crecimiento económico de un país.

Además hemos estado sobreexplotando las reservas de combustibles fósiles, especialmente el petróleo, las cuales tienden a agotarse en los próximos años. Cabe hacer hincapié en que el hidrógeno puede ser una alternativa para generar energía a diferencia de otros combustibles fósiles, ya que éste posee una alta densidad energética en base másica, por lo que presenta un bajo peso de combustible en los tanques de almacenamiento; tiene alta disponibilidad, es decir, se puede producir a partir de distintas materias primas; es un elemento estable y no corrosivo; es un combustible "limpio", pues la combustión del hidrógeno con oxígeno sólo produce agua, aunque con determinadas relaciones de H / aire se producen óxidos de nitrógeno.

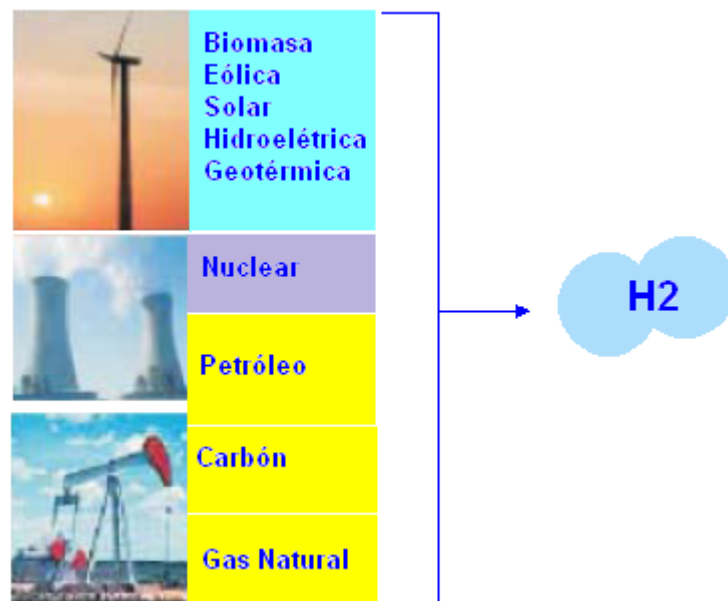
El modelo energético mundial está tomando un nuevo rumbo debido fundamentalmente a la crisis existente en el mercado del petróleo. Los combustibles fósiles suponen una fuente agotable de recursos además de que representan un alto grado de contaminación atmosférica. Se han propuesto gran variedad de recomendaciones para contribuir a disminuir la emisión de contaminantes que favorecen el cambio climático, a través del uso de combustibles con menos carbono, (el gas natural), mejorando la intensidad energética a través de programas de ahorro de energía, diversificando la canasta energética con un consecuente aumento en la utilización de las fuentes de energías renovables e impulsando las celdas de hidrógeno como sistema energético del futuro.

El hidrógeno como vector energético (portador de energía) se presenta como uno de los candidatos ideales con múltiples aplicaciones: utilizado en equipos de combustión para generación combinada de calor y electricidad, en celdas de combustible para propulsión eléctrica en el transporte, generación de electricidad, etc.

Además constituye una esperanza hacia la consecución de una economía energética sostenida.

Es importante señalar que el hidrógeno no es un recurso natural y debe obtenerse a partir de otras materias primas (agua, biomasa, combustibles fósiles), y a través de una serie de transformaciones en las que se consume alguna fuente de energía primaria como (ver Figura 1): la nuclear (electrólisis a alta temperatura, termólisis), la renovable (eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica, geotérmica) o la fósil (oxidación parcial, reformado de metano con vapor, gasificación del carbón). Esta variedad de opciones es la que permite al hidrógeno ser producido casi en todos los lugares de la tierra. En la actualidad prácticamente el 95% del hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles.

Figura 1. Fuentes de Hidrógeno



Una forma de atender a las necesidades energéticas futuras es aumentar gradualmente el desarrollo de la energía nuclear, introduciendo diseños avanzados de reactores nucleares que puedan ser acoplados a una planta de producción de hidrógeno.

Por el momento, la industria que parece prepararse más ante dicho desafío es la de los transportes, con el anuncio de fabricantes de la talla de Mazda, Honda, Toyota y General Motors quienes pretenden comercializar vehículos impulsados por

hidrógeno a partir del año 2010. Aunque el sector automovilístico se está preparando para el día en que los pozos de petróleo se sequen, invirtiendo miles de millones de dólares para desarrollar vehículos limpios y eficientes que utilicen el hidrógeno como combustible sin producir emisiones, ninguna empresa automovilística ha vendido coches con motores que utilicen el hidrógeno como su fuente de energía y apenas hay unos cuantos en circulación, los cuales se encuentran, principalmente, en centros de investigación en Japón y California.

El uso del hidrógeno en el sector de la aviación ha quedado descartado por el momento. La Comisión Europea mostró su oposición a reemplazar, por ahora, el combustible de los aviones por hidrógeno líquido, y rechazó utilizar a corto plazo los hallazgos del programa de investigación CRYOPLANE y, concretamente, los que demuestran la mayor viabilidad y seguridad del uso del combustible criogénico (hidrógeno líquido como combustible) para los aviones.

El sector inmobiliario comienza a vislumbrar la posibilidad de investigar cómo ser más independiente de las fuentes de energía convencionales, tanto en viviendas aisladas como en pequeñas urbanizaciones. Así, por ejemplo, en España, la empresa Viguesa Nortérmica está trabajando en un proyecto alternativo al carbón y al petróleo, mediante la implementación de una economía basada en el hidrógeno. La principal cualidad innovadora de esta investigación es considerar el hidrógeno como una solución universal para las demandas energéticas de calor y de electricidad de una vivienda familiar o multifamiliar.

Otra de las posibles variaciones del uso del hidrógeno es la fabricación de celdas de combustible que generan electricidad al combinar, en reacciones electroquímicas, hidrógeno y un oxidante (oxígeno o aire); el residuo generado es agua. Aunque por el momento no son una alternativa a los generadores de energía como tales, puesto que el hidrógeno hay que producirlo y el proceso no es barato en términos energéticos, se espera que las celdas resulten muy útiles como alternativa de almacenamiento energético para cualquier dispositivo no conectado a la red. Sin embargo, aunque las celdas de combustible no han llegado al punto de madurez para entrar en el mercado, en la Unión Europea se considera que es necesario fijar estándares de rendimiento, seguridad, comportamiento y duración, para facilitar su puesta a punto industrial.

Con estas posibles futuras aplicaciones, el hidrógeno supondrá una viabilidad económica clara, comparando los costos del desarrollo del producto y su aplicación con los costos actuales de los combustibles.

En esta tesis se pretenden analizar los aspectos técnicos y económicos de los diferentes métodos de producción de hidrógeno a partir de reactores nucleares. En particular se estudiarán las tecnologías que se espera tengan éxito técnico y económico en los próximos años. Entre éstas se pueden mencionar las tecnologías basadas en los métodos de producción por medio de la electrólisis y los procesos termoquímicos utilizando reactores de alta temperatura como son los enfriados por gas (PBMR y HTGR) y metales líquidos (Plomo y Plomo-Bismuto).

La estructura de la tesis es la siguiente:

En el capítulo 1 se analizan los diferentes métodos de producción de hidrógeno tales como: Reformado de vapor con metano, gasificación del carbón, electrólisis, fotoelectrólisis, gasificación de la biomasa, procesos termoquímicos, oxidación parcial de aceite pesado; obteniendo así la información necesaria para realizar un análisis de la ventajas y desventajas de estos métodos.

En el capítulo 2 se analizan los diferentes tipos de reactores de alta temperatura enfriados por gas y metales líquidos como son: el reactor tipo PBMR, HTGR, Plomo y Plomo-Bismuto; de esta manera se obtendrán las principales características de los reactores nucleares que son candidatos para la producción de hidrógeno.

En el capítulo 3 se presenta un análisis económico de los diferentes métodos de producción basado en el costo de capital, de operación y mantenimiento y de materias primas; obteniendo información necesaria para elegir el o los métodos más viables en la producción de hidrógeno.

Al final se presentan las conclusiones a las que se llegaron.

CAPÍTULO 1

1. Algunas Características y Aplicaciones del Hidrógeno

El hidrógeno (H) es un gas inodoro, incoloro e insípido; es el elemento más simple y abundante de todo el universo, combinado forma agua, los ácidos e hidróxidos, el petróleo y toda la materia orgánica. Como hidrógeno libre se le puede hallar en las emisiones volcánicas, ya que en los gases volcánicos se encuentra hasta 30% en volumen [1] y en la estructura de ciertas rocas, pero como elemento químicamente combinado se halla presente en el agua formando el 11% en peso [1], en toda materia orgánica, en el gas natural, el petróleo y el carbón.

Algunas propiedades fisicoquímicas más comunes del hidrógeno son:

- En estado gaseoso (GH) es más liviano que el aire y se difunde rápidamente ascendiendo hacia la alta atmósfera (el aire es 14.4 veces más pesado [2]).
- El hidrógeno es combustible ardiendo en aire u oxígeno con llama casi invisible a la luz del día, de color azul pálido, con muy poco calor irradiado de la llama, formando agua.
- Debido a que el hidrógeno posee la más alta relación de energía respecto a la masa en comparación con todos los combustibles y transportadores de energía (carriers), 1 [kg] de H contiene tanta energía como 2.1 [kg] de gas natural o tanto como 2.8 [kg] de petróleo [2].
- No detona al aire libre.
- No se descompone.
- No oxida.
- No es tóxico, a menos que contenga impurezas (CO, As H₃, etc.).
- No es corrosivo.
- No es radiactivo.

Aspectos de Seguridad

Los aspectos más destacados del hidrógeno en lo que a seguridad se refieren, es su inflamabilidad y su flotabilidad. El hidrógeno es altamente inflamable, lo que significa que reacciona fácilmente con el oxígeno y cuando quema produce agua; es

precisamente por lo que el hidrógeno es llamado como un combustible “limpio”. Su flotabilidad se debe a que posee una escasa densidad energética por unidad de volumen, que dificulta su transportación.

El hidrógeno no tiene mucha más peligrosidad que el petróleo, el gas natural o la gasolina. Con la debida atención a sus propiedades físicas y químicas y a las reglas del manejo seguro, el hidrógeno no es particularmente peligroso.

Es por ello que la Comisión Europea ha creado una red de trabajo llamada Hysafe, la cual se enfoca en mejorar y coordinar los aspectos sobre seguridad y manejo del hidrógeno como combustible y así permitir su introducción y comercialización como portador de energía y en lo relacionado a sus aplicaciones. En general, el objetivo de este programa es contribuir a una transición segura y a un desarrollo sostenible en Europa y en países que se interesen por el hidrógeno como una alternativa energética mediante tecnologías y aplicaciones en cuanto a seguridad y almacenamiento.

Algunos de los objetivos de la red de trabajo son:

- Desarrollar metodologías de evaluación para la seguridad del hidrógeno.
- Mediante los resultados obtenidos vía un estudio de riesgo, proponer normas legales y códigos para su utilización.
- Establecer una base de datos de incidentes y accidentes para crear criterios de manejo y uso del hidrógeno.

Estos son algunos de los objetivos, si se quiere profundizar más sobre la red Hysafe, la página es la siguiente: www.hysafe.org

Ventajas de su Utilización

- El H es un transportador secundario de energía y ofrece la posibilidad de introducir una alternativa flexible y diferente de acumulación de energías renovables en el mercado de los combustibles.
- Las emisiones de monóxido de nitrógeno (NOx) se incrementan exponencialmente con la intensidad del calor. Por lo tanto esas emisiones pueden ser controladas por medio de la selección de procesos de combustión apropiados.

- Ya que el H, en contraste con otros combustibles, permite mayor libertad en los procesos de combustión, es posible disminuir las emisiones de NOx en comparación con las producidas por la combustión del gas natural o del petróleo. Para alcanzar este propósito se puede lograr una baja intensidad calorífica mediante el empleo de alta admisión de aire en la combustión.
- Mediante el uso de H en celdas de combustible (Fuel Cells - FC), por ejemplo en celdas PEM (de membrana de intercambio protónico), se pueden evitar completamente las emisiones indeseadas. En el proceso de generación de energía mediante H y el oxígeno del aire, el producto de la reacción es sólo agua, exenta de minerales, como el agua destilada.
- El uso de H en la operación de FC a altas temperaturas causa emisiones cien veces menores que las producidas por las centrales eléctricas convencionales.

Almacenamiento de Hidrógeno

El hidrógeno puede ser utilizado como acumulador y/o transportador de energía. En general existen tres alternativas para el almacenamiento del H.

- Almacenaje en estado gaseoso (GH) en tanques presurizados.

La acumulación de gas a presión se presenta cuando dicha presión es superior a la presión atmosférica. Los tanques de almacenamiento de gas a presión difieren en su construcción de acuerdo al tipo de aplicación en que sean utilizados, la cual determinará el nivel de presión requerido. Los requerimientos para aplicaciones en automóviles, debido a la falta de disponibilidad de espacio es usar una presión en los tanques de 70 [MPa] [3] o más con el fin de acumular tanto H como sea posible en un espacio muy confinado. Cuando sea necesario acumular grandes cantidades de H en una futura economía del hidrógeno, entonces este elemento puede ser comprimido en cavernas o depósitos naturales subterráneos. De esta forma es posible almacenarlo bajo presiones de hasta 5 [MPa] [3]. En Alemania, el gas natural es almacenado en esas cavernas que pueden en un futuro ser empleadas para almacenar H.

- Almacenamiento en tanques en estado líquido (LH).

El almacenamiento de LH es indicado para su uso en vehículos a causa del poco espacio disponible para los tanques. La acumulación de LH en aplicaciones

estacionarias sólo deberá emplearse cuando sea realmente necesario contar con el hidrógeno en ese estado, por ejemplo en estaciones de servicio. Por el alto consumo de energía necesaria para la licuación del H, debe ser evitada siempre que sea posible el uso en estado gaseoso.

- Acumulación en recipientes en estado gaseoso mediante absorción.

Esta tecnología de acumulación usa ciertas aleaciones metálicas o metales (Hierro Fe / Titanio Ti, Magnesio Mg, Paladio Pd, Lantano La) que acumulan hidrógeno tal como una esponja se satura de agua. El H es absorbido por el metal produciendo un hidruro metálico. Si el hidruro metálico es “rellenado” con H entonces emite calor. Inversamente, para recuperar el H es necesario aportar calor. Este tipo de acumuladores son muy pesados y por esa razón no se emplean en aplicaciones móviles livianas como automóviles. Además, son muy caros debido al alto costo de los materiales empleados. Una vez que el H es extraído y en caso que el tanque o recipiente resulte dañado, el H permanece incorporado al hidruro, lo que constituye una ventaja de seguridad para espacios cerrados.

Transporte y Distribución de Hidrógeno

El hidrógeno puede ser transportado por medio de cualquiera de las tecnologías de almacenaje anteriormente mencionadas, el tamaño de los tanques podrá aumentar en función de la tecnología aplicada. En la actualidad el H presurizado es distribuido comercialmente en tanques presurizados removibles por medio de un camión o tren, del productor al consumidor.

En Alemania se está estudiando un proyecto para la construcción de un sistema de ductos para distribuir hidrógeno a través de la red de gas natural y otro para construir una red de hidrógeno que abastezca a las principales autopistas de ese país. Alrededor del mundo existen unos 1,000 [km] [3] de hidroductos en operación.

El hidrógeno en estado líquido puede ser transportado en trailers especiales o bien en contenedores. Los buques para el transporte de hidrógeno líquido pueden ser muy similares a los usados actualmente para el gas natural licuado.

Aplicaciones del Hidrógeno

El hidrógeno además de poder ser empleado en la industria automotriz, también es adecuado en la generación eléctrica estacionaria en lugares asilados o en centros urbanos como generación propia o cogeneración, donde por diversas razones se desee prescindir de la red eléctrica del lugar, ya sea por seguridad, por calidad del servicio o una combinación de ambos factores. En este caso los generadores más modernos son Celdas de Combustible o motores de combustión interna especialmente adaptados para el hidrógeno.

Las diferentes celdas de combustible presentan propiedades específicas desde el punto de vista de la alimentación del combustible, de las temperaturas de funcionamiento y de las aplicaciones que se derivan de la misma. Los avances más prometedores se refieren a la familia de las membranas polímeras PEMFC, este tipo de celda de combustible puede ser alimentado con hidrógeno puro o reformado, con temperaturas de funcionamiento comprendidas entre los 80 y 100 [°C] [4]. Funcionan en particular en los principales prototipos de automóviles que se esperan estén en el mercado.

Una segunda categoría de celdas de membrana polímera, cuyo combustible es el metanol DMFC interesa más especialmente a las aplicaciones portátiles de potencia débil como son: la telefonía móvil, informática, etc.

Las celdas de combustible de carbonato MCFC y de óxido sólido SOFC funcionan a temperaturas mucho más elevadas de 600 a 1000 [°C] [4] y están en competencia en lo que concierne al desarrollo de unidades de fuerte potencia que hagan posible la cogeneración de electricidad y de calor, así como en las aplicaciones marítimas. Presentan rendimientos elevados y pueden ser alimentadas con combustibles variados (metano, metanol, biogás, carbón gasificado).

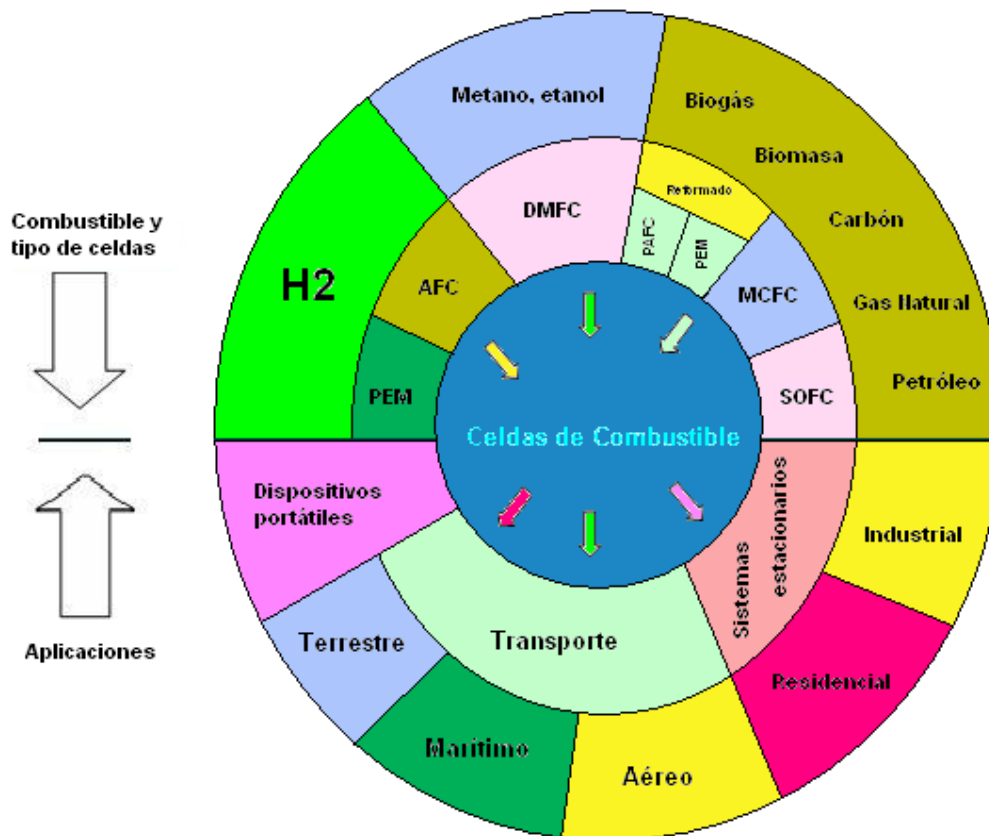
Terminología de las celdas de combustible

- AFC (Alkaline): Alcalina (sobre todo en el sector espacial)
- PEMFC (Polymer Exchange Membrane): con membrana polímera de intercambio de protones
- DMFC (Direct Methanol): con metanol directo
- PAFC (Phosphoric Acid): con ácido fosfórico

- MCFC (Molten Carbonate): con carbonatos fundidos
- SOFC (Solid Oxid): con óxido sólido

En la Figura 2, se muestra un diagrama de la tecnología de las celdas de combustible.

Figura 2. Tecnología de las Celdas de Combustible [4].

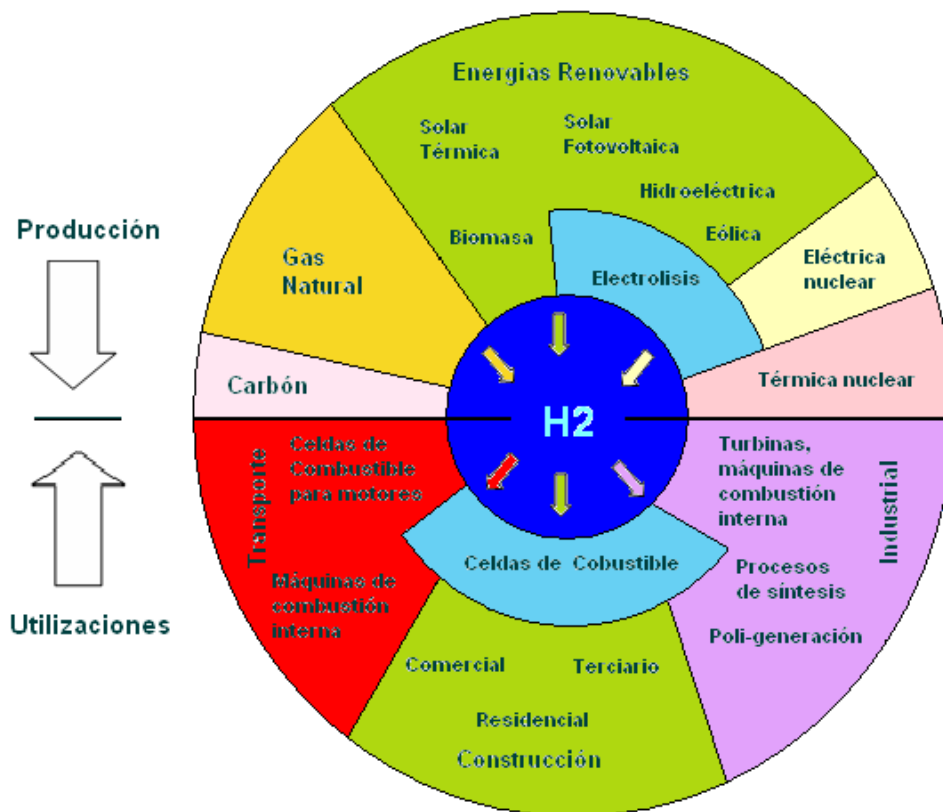


A continuación, en la Figura 3, se presenta un diagrama en el que se puede observar la gama de tecnologías de producción de hidrógeno y sus respectivas utilizaciones en los sectores: transporte, construcción e industria.

Frente al problema del cambio climático que se presenta a nivel mundial hoy en día, el hidrógeno se vislumbra como un combustible "limpio" que puede obtenerse a partir de tecnologías accesibles, ya sea extrayendo el hidrógeno a partir de combustibles fósiles, capturando y secuestrando las emisiones de CO₂ o bien

mediante el método de electrólisis del agua. En este capítulo se estudiarán a detalle diversos métodos de producción para la obtención de hidrógeno.

Figura 3. Economía del Hidrógeno [4].



En el caso de México, la producción de hidrógeno se da principalmente por:

- Vía reformación catalítica de hidrocarburos,
- Vía electrolítica y,
- Como subproducto de varios procesos químicos.

Y se encuentran instaladas 36 plantas para la generación de hidrógeno con una capacidad instalada de 16,797 ton/año. De estas plantas 25 operan con gas natural, 6 con propano y 5 por vía electrolisis. Dentro de los estados con mayor capacidad instalada para generación de hidrógeno, están: Veracruz, Estado de México, Jalisco, Nuevo León y Coahuila (según información de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía año 2006).

Los usos más comunes del hidrógeno en México, por rama industrial están enfocados a:

- La industria petroquímica, para producción de polietileno y polipropileno.
- Hidrogenación de aceites comestibles, para la elaboración de mantecas.
- Producción de vidrio plano por flotación.
- Producción de peróxido de hidrógeno.
- Producción de acero inoxidable y acero galvanizado.
- Purificación de argón.
- Producción de semiconductores.
- Enfriamiento en turbinas termoeléctricas para generación de energía eléctrica.

1.1 Métodos de Producción de Hidrógeno

Todos los métodos de producción de hidrógeno están basados en la separación de éste a partir de materias primas que lo contienen. La materia prima dicta el método de separación a aplicar. Actualmente se utilizan dos métodos primarios de separación: el térmico y el químico. Un tercer método el biológico, está en fase de investigación y desarrollo.

El método para producir hidrógeno por medio de gas natural ha sido el más desarrollado y más del 95 % de todo el hidrógeno se produce en Estados Unidos por este método, y el 48 % a nivel mundial [5].

En este capítulo se describen algunos de los principales procesos y tecnologías para producir hidrógeno. Algunos de ellos podrán ser acoplados a reactores nucleares en el futuro, con muy buenas perspectivas, como es el caso de la Electrólisis a Alta Temperatura y los Procesos Termoquímicos.

1.1.1 Reformado de Metano con Vapor (Steam Methane Reforming, SMR).

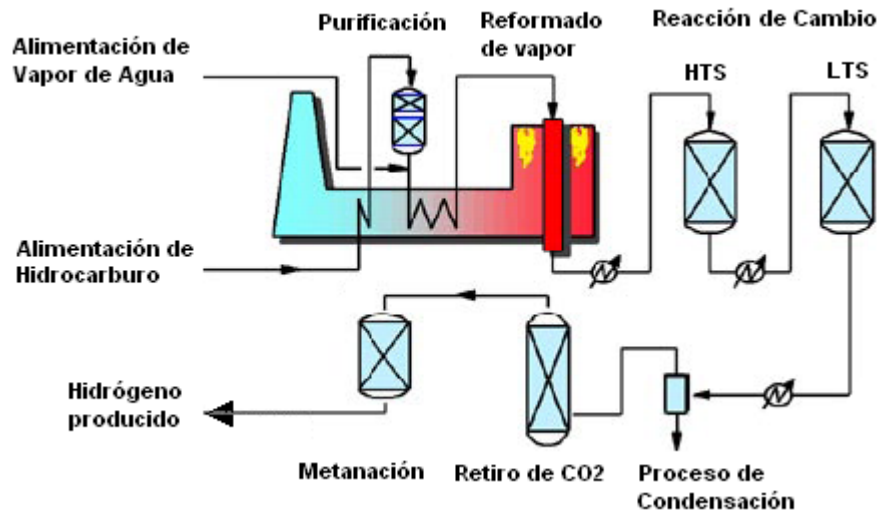
El proceso de Reformado de Metano con Vapor (SMR de sus siglas en inglés) es en este momento el método más utilizado a nivel mundial para la producción de hidrógeno, la gran mayoría de este combustible es utilizado por refinerías de aceite y plantas petroquímicas para refinar el combustible y hacer materias primas industriales. Actualmente se están desarrollando proyectos de investigación y desarrollo para aplicar la energía nuclear al proceso de SMR y se espera que sea económicamente competitivo en un futuro cercano.

Reacción de Reformado: El primer paso involucra una reacción de metano con vapor de agua a 750-800 [°C] [5] para producir una gas, llamado “syngas”, que es una mezcla principalmente de hidrógeno (H) y monóxido de carbono (CO).

Reacción de Cambio: En este segundo paso, el monóxido de carbón producido en la reacción de reformado reacciona con el vapor de agua por medio de un catalizador para formar hidrógeno y dióxido de carbono (CO₂). Este proceso ocurre en dos etapas, consiste en un alto cambio de temperaturas (HTS: High Temperature Shift) a 350 [°C] y un cambio bajo de temperaturas (LTS: Low Temperature Shift) a 190-210[°C] [5].

En la Figura 1.1.1, se puede observar a detalle el proceso SMR para entender mejor el método.

Figura 1.1.1 Proceso de Reformado de Metano con Vapor SMR [5].



La producción de hidrógeno por SMR incluye pequeñas cantidades de monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno azufrado como impurezas y dependiendo su uso requerirá de mayores purificaciones. Los pasos para la purificación son:

- **Purificación de la Materia Prima** – Este proceso remueve veneno, incluyendo azufre y cloruro, para incrementar la vida del catalizador.
- **Purificación del Producto** – En un sistema líquido de absorción, el CO₂ es eliminado. El gas de producto sufre un paso de metanación para eliminar los residuos de óxidos de carbón. Algunas plantas de SMR utilizan la tecnología de adsorción por presión (PSA: Pressure Swing Adsorption) para producir hidrógeno puro al 99.99 % [5].

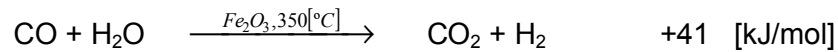
Hidrógeno ultra puro puede ser necesario para la operación duradera y eficiente de las celdas de combustible. Las impurezas causan varios problemas en los diseños de las celdas de combustible, incluyendo el envenenamiento del catalizador y la falla de la membrana. Se puede requerir que pasos adicionales al proceso purifiquen el hidrógeno para tener normas de calidad en la industria. También podría ser necesario desarrollar la captura de carbón y las tecnologías de secuestro, para utilizarse como parte de este método de producción de hidrógeno.

En el SMR, las reacciones de metano (gas natural) y vapor de agua para producir hidrógeno son las siguientes:

Reacción de Reformado:

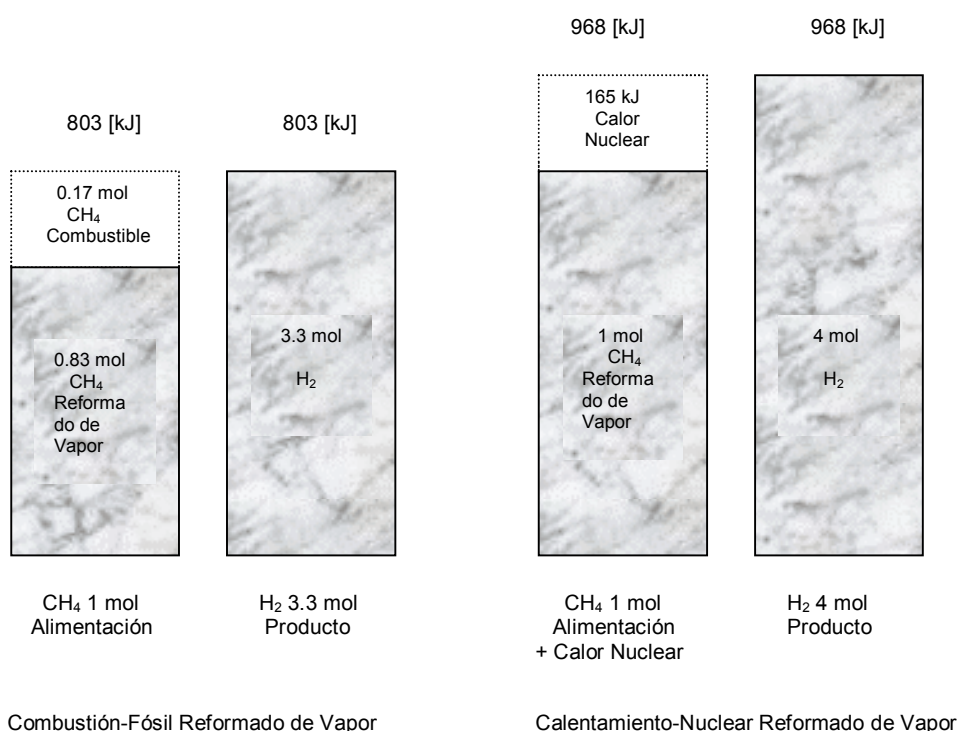


Reacción de Cambio:



La reacción de reformado es altamente endotérmica, y la reacción de cambio es exotérmica. Si el calor exotérmico de la reacción de cambio es recuperado, éste se puede usar para compensar en parte al calor endotérmico de la reacción de reformado y el balance de calor combinado de las reacciones de reformado y de cambio es endotérmico en 165 [kJ/mol]. En plantas existentes, este calor es suministrado por la combustión de algún alimentador de metano. El concepto de calentamiento-nuclear SMR es para suministrar el calor a partir de un reactor nuclear [6]. En la Figura 1.1.2, se muestran las ventajas de obtener el calor del proceso a partir de un reactor nuclear.

Figura 1.1.2 Ventajas del Calor Nuclear Suministrado a un SMR [6].



Como se puede ver en la figura anterior, suponiendo un caso ideal en el proceso SMR, es decir, todo el calor generado por la combustión del hidrocarburo es aplicado al calor de la reacción endotérmica del reformado de vapor; además se supone que el calor de la reacción endotérmica del reformado de vapor es totalmente recuperado por la reacción de cambio exotérmica. Entonces, en este caso ideal, 3.3 moles de hidrógeno son producidos por la alimentación de 1 mol de metano en el proceso de combustión-fósil SMR, mientras que 4 moles de hidrógeno son producto de la alimentación de 1 mol de metano en el proceso de calentamiento-nuclear SMR. En este caso ideal, 17% [6] menos de combustible fósil es consumido para producir la misma cantidad de hidrógeno, sin embargo es necesario utilizar combustible nuclear el cual no produce gases de efecto invernadero.

En realidad, actualmente en un SMR la eficiencia con la cual el calor es utilizado comúnmente se aproxima a un 80%, así que 2.7 moles de hidrógeno son producidos de la alimentación de 1 mol de metano [6]. Por lo tanto, el proceso de calentamiento nuclear SMR reducirá el consumo de gas natural y las emisiones de dióxido de carbono en más de un 30% [6] comparado con el proceso convencional SMR.

En la Tabla 1.1.1, se muestra la producción de moles de hidrógeno por átomo de carbono (C) en una molécula C_mH_n para las reacciones de reformado/cambio de vapor, para un rango representativo de combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón).

Tabla 1.1.1 Moles de producción de hidrógeno por número de C en C_mH_n en las reacciones de reformado de vapor y cambio de los combustibles fósiles representativos [6].

Combustible Fósil	Sustancia	Componentes Representativos de la Formula Molecular	Mol de H_2 por C de C_mH_n
Gas Natural	Metano	$C_1 H_4$	4
Petróleo	LPG ^a	$C_4 H_{10}$	3.25
	Nafta	$C_6 H_{14}$	3.17
	Kerosene	$C_{12} H_{26}$	3.08
Carbón	Carbón	$C_1 H_{0-1}$	2 a 2.5

^aGas Licuado de Petróleo

En la tabla anterior se aprecia que con el metano se producen más moles de hidrógeno por átomo de carbono en la molécula, con respecto al carbón, LPG, nafta y kerosene, ya que es el que tiene la menor proporción de carbono.

1.1.2 Método de Gasificación del Carbón y Biomasa.

La gasificación es una tecnología prometedora para la producción de energía eléctrica e hidrógeno, ya que permite la repotenciación de las viejas centrales termoeléctricas utilizando instalaciones e infraestructura ya existente. Actualmente se utiliza en la tecnología de Gasificación Integrada de Ciclo Combinado (por sus siglas en inglés IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle); mientras el gas natural sea competitivo, se utilizará como combustible, y si el gas escasea o aumenta su precio, se conserva la opción de agregar gasificadores de carbón.

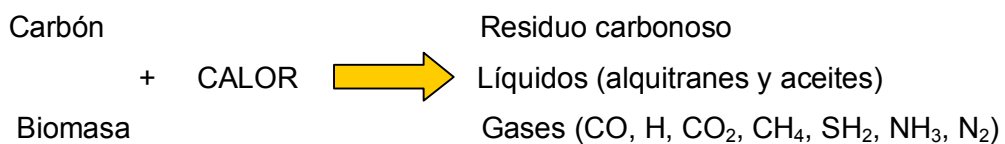
La gasificación es un proceso termoquímico por el que se transforma el carbón en un gas combustible (gas de síntesis o syntergas), mediante oxidación parcial con aire, oxígeno o vapor de agua. De esta forma el gas de síntesis obtenido está compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) aproximadamente entre 40 y 65% e hidrógeno (H) en un 25 y 37% [7].

El proceso de Gasificación del Carbón (GC) y Gasificación de la Biomasa (GB) se basa en los siguientes fundamentos:

En el proceso de gasificación se producen simultáneamente un gran número de reacciones químicas, pudiéndose distinguir tres etapas fundamentales.

- **Pirólisis**

Se produce la descomposición térmica del carbón o biomasa en ausencia de oxígeno tras el secado y calentamiento de estas materias primas. En esta etapa se origina una fracción gaseosa rica en H y un residuo carbonoso.



- **Combustión**

Los gases originados se queman, consumiéndose la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. A su vez el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido, hasta que éste se agota.

- **Gasificación**

Una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones entre los gases de combustión y el residuo carbonoso, generando CO y H. La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura, que a su vez depende de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los agentes gasificantes (aire, oxígeno o vapor de agua) empleados.

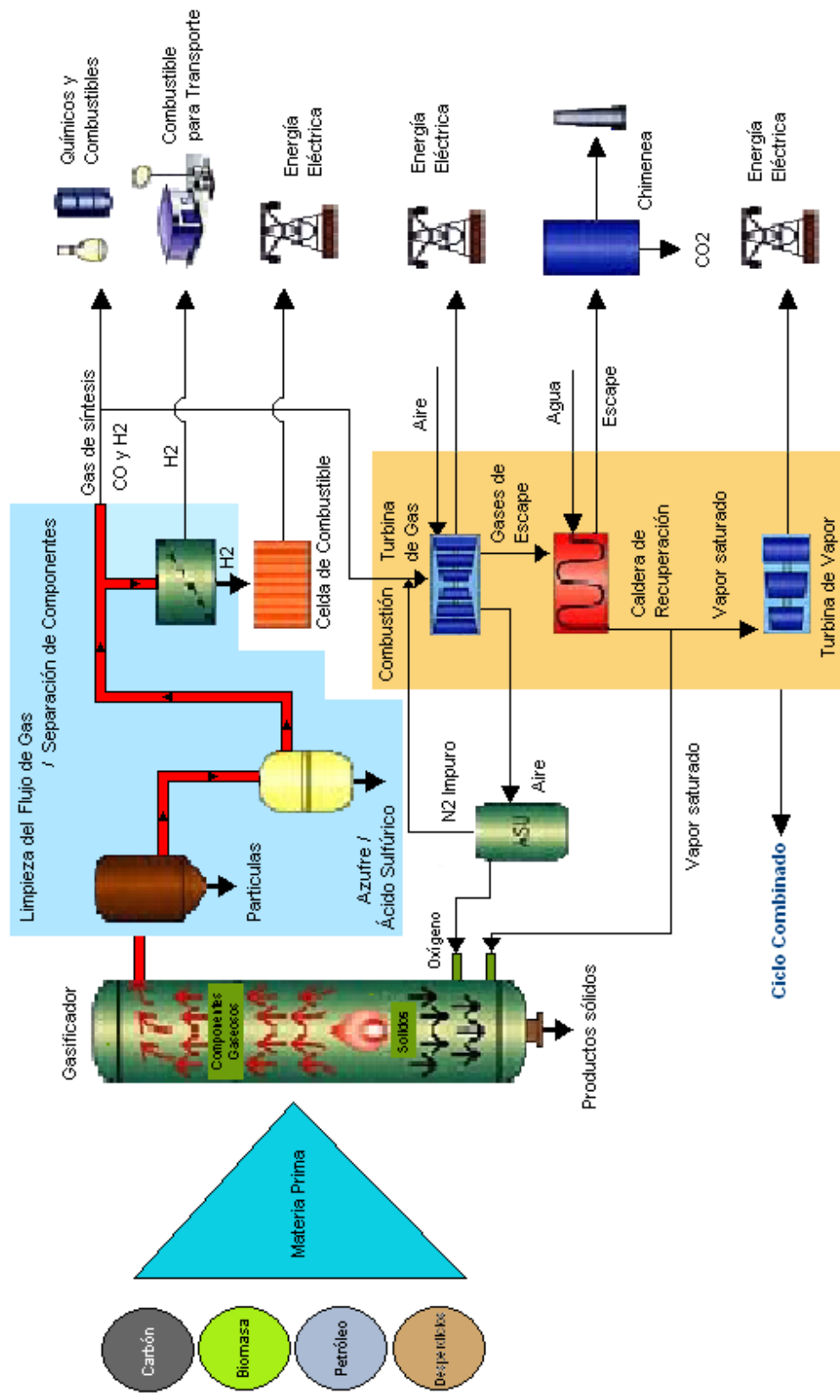
A elevadas temperaturas, disminuyen las concentraciones de H₂O y CO₂, mientras que aumentan las de CO y H. En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las

concentraciones de CO y H₂, y aumentan las de H₂O y apenas varía la de CO₂. Además en los procesos a baja temperatura se producen cantidades apreciables de metano (CH₄), alquitranes, aceites y fenoles.

A continuación, en la Figura 1.1.3, se muestra un diagrama del proceso de gasificación y sus posibles utilidades a nivel industrial.

A continuación se presentan las tecnologías de gasificación, con el propósito de poder elegir el tipo de gasificador adecuado de acuerdo al tipo de materia prima a utilizar, ya sea carbón o biomasa.

Figura 1.1.3 Método de Gasificación [8].



En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- **Lecho Fijo**

La materia prima se alimenta en seco por la parte superior del reactor, y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, la materia prima experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, combustión y gasificación. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas de síntesis tiene baja temperatura, de aproximadamente 400 – 500 [°C] [7], y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites. En la Figura 1.1.4, se muestra este tipo de gasificador.

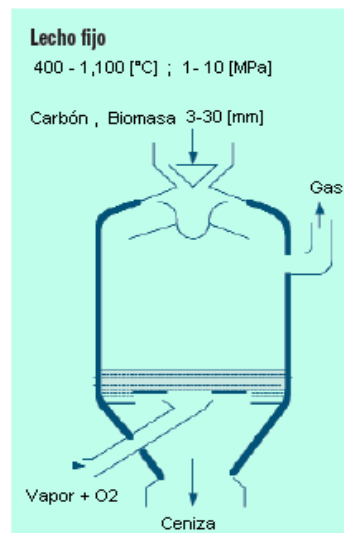
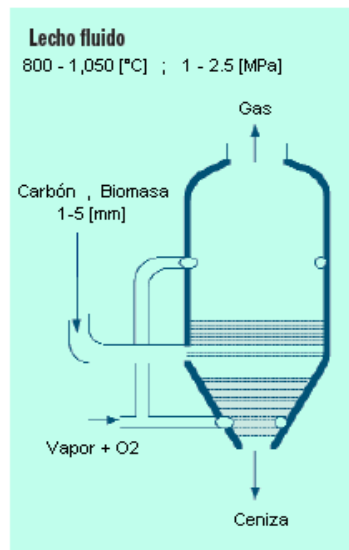
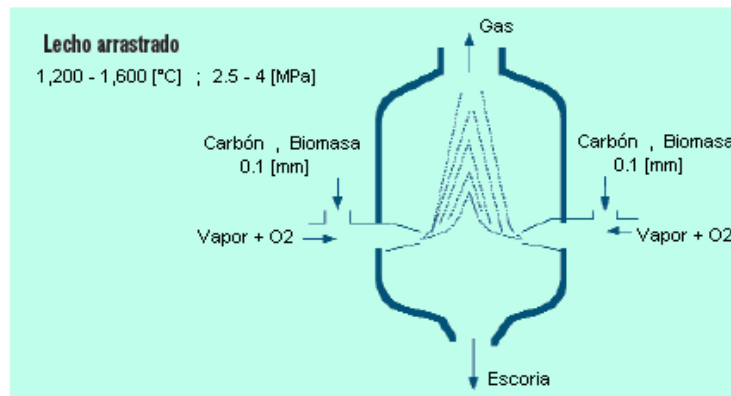
- **Lecho Fluido**

Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas, en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800 – 1,050 [°C] [7]), para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada. En la Figura 1.1.4, se muestra este tipo de gasificador.

- **Lecho Arrastrado**

La materia prima y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de los otros dos gasificadores. La alimentación de la materia prima pulverizada, que puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua), se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada de 1,200 – 1,600 [°C] [7], y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior. En la Figura 1.1.4, se muestra este tipo de gasificador.

Figura 1.1.4 Tipo de Gasificadores [7].



Las características particulares de cada combustible, junto con la escala de la planta, hacen preferible la elección de una determinada tecnología de gasificación. En la Tabla 1.1.2, se ven reflejadas dichas características.

Tabla 1.1.2 Combustible y aplicación preferible de distintos tipos de gasificador [7].

Tipo de gasificador y características	Combustible y aplicación más indicada
<p>Lecho fijo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Combustible grueso, 3 – 30 [mm] • Alta eficiencia • Baja T_{gas} 400 – 500 [°C], se producen alquitranes e hidrocarburos • Elevado contenido de CH_4 en gas sintético 	<ul style="list-style-type: none"> • Flexible, amplio rango de carbones, excepto aquellos con tendencia a producir finos. • Indicado para combustibles difícilmente pulverizables: Biomasa, residuos. • Mejor en aplicaciones de síntesis química, en las que los hidrocarburos producidos sean útiles. • Limita las opciones de co-producir H_2.
<p>Lecho fluido</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura 800 – 1,050 [°C] • Combustible tamizado, < 5 [mm]} • Baja eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere carbones muy reactivos (lignitos), y biomasa. • Indicado para utilizar carbones con alto contenido en cenizas, o con cenizas de alto punto de fusión. (India, Australia, Sudáfrica) • Más indicado para plantas de mediana a pequeña escala.
<p>Lecho arrastrado</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las cenizas se extraen como escoria fundida. • Combustible pulverizado, < 0.1[mm] • Alta T_{gas} 1,000 – 1,600 [°C] • Elevada eficiencia • No produce alquitranes ni hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> • El más versátil, aunque no son recomendables carbones con estas características: <ul style="list-style-type: none"> - Cenizas de alto punto de fusión - Muy alto contenido en cenizas (> 25%). Son gasificables, pero implican menor eficiencia y mayores costos. - Alto porcentaje de cloro (> 0.5%) • Es el más adecuado para plantas a gran escala.

De acuerdo con la información proporcionada en la tabla anterior, podemos decir que si utilizamos biomasa como combustible durante el método de gasificación, debemos pensar en elegir un gasificador de lecho fijo o lecho fluido; tomando en cuenta los parámetros técnicos y la aplicación deseada. Por otro lado el carbón es un combustible que puede utilizarse en los tres tipos de gasificadores, sin embargo mucho dependerá de las características del tipo de carbón elegido para cada tecnología.

El método de gasificación permite la utilización limpia y eficiente del carbón, que como combustible presenta importantes ventajas frente al gas natural y los derivados del petróleo. Así mismo, la biomasa o los residuos sólidos urbanos son una alternativa para la gasificación. A continuación se presentarán algunas características de ambos combustibles.

- **Carbón**

El carbón es el combustible fósil más abundante, y de reparto más equitativo a nivel mundial, y por su precio relativamente estable sería muy conveniente como fuente primaria de energía. En las Figuras 1.1.5 y 1.1.6, se muestran los porcentajes de recursos mundiales de combustibles fósiles y su distribución geográfica mundial de recursos.

Figura 1.1.5 Recursos Mundiales de Combustibles Fósiles [7].

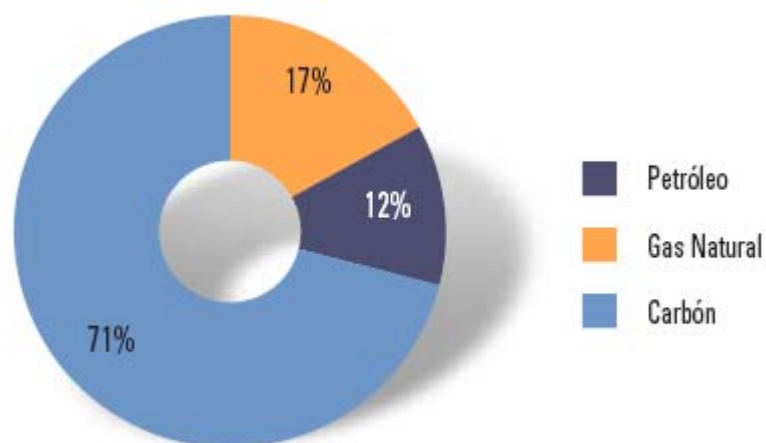
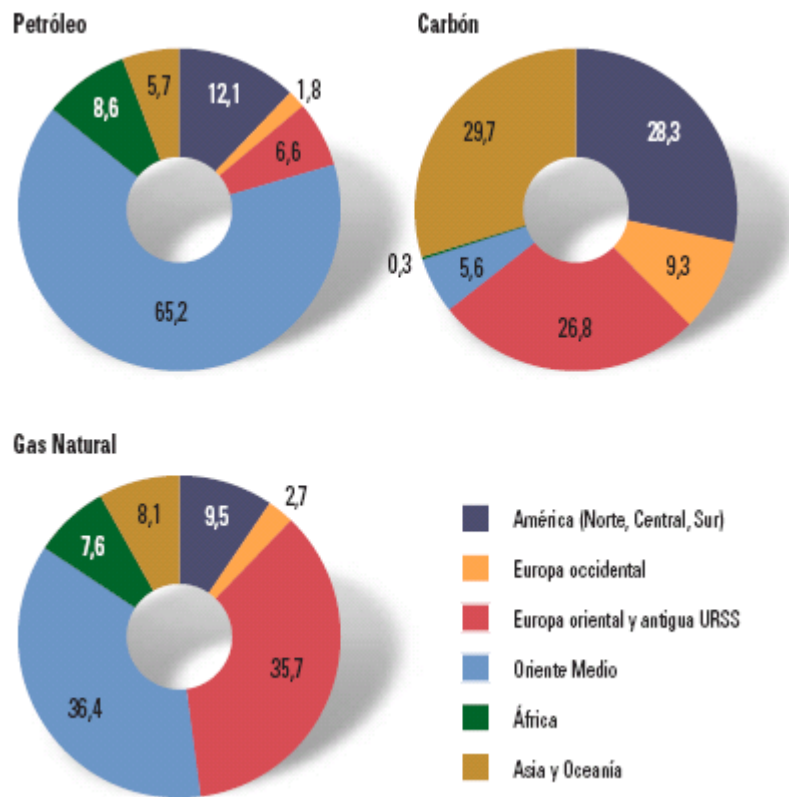


Figura 1.1.6 Distribución Geográfica Mundial de Recursos [7].



- **Biomasa**

La biomasa es la materia orgánica contenida en productos de origen vegetal y animal (incluyendo los desechos orgánicos) que puede ser capturada y usada como una fuente de energía química almacenada.

La energía de la biomasa es aquella que se obtiene de la vegetación, cultivos acuáticos, residuos forestales y agrícolas, urbanos, desechos animales, etc. Genéricamente las fuentes de biomasa se pueden clasificar en: Primarias (recursos forestales) y Secundarias (residuos como aserrín, residuos de las hojas de los árboles, los agrícolas, pajas, rastrojos y los urbanos).

Los recursos disponibles de biomasa y residuos son abundantes a nivel mundial. Por lo que son considerados fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo. Además la emisión de CO₂ derivada de su uso energético se considera casi nula. Sin

embargo, hasta ahora su utilización se ve limitada por el carácter estacional y disperso de estos recursos.

La eficiencia del proceso de gasificación se mide por el grado de utilización del combustible y la conversión del poder calorífico del combustible en energía química del gas. Se buscan valores de eficiencia para el método de gasificación del carbón y de biomasa de 63% y de 40 a 50% respectivamente [9].

1.1.3 Electrólisis del agua.

Un proceso alternativo que actualmente supone el 4% de la producción mundial de hidrógeno es mediante electrólisis del agua [10]. No obstante, 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.

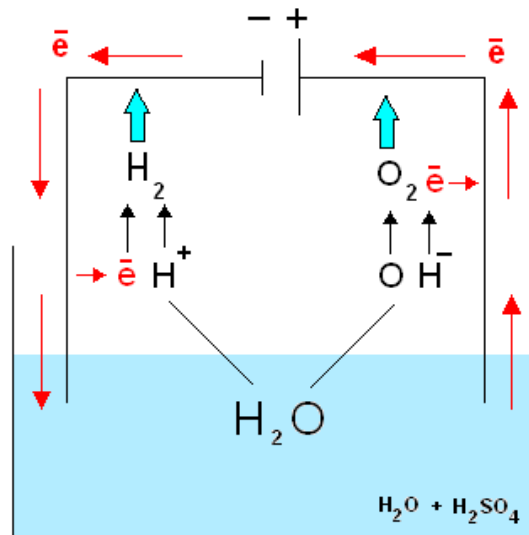
Las investigaciones sobre la electrólisis clásica se dirigen al desarrollo de electrolizadores halogenados y de membrana de intercambio protónico. También existen líneas de investigación sobre métodos electrolíticos no convencionales como:

- La electrólisis de vapor a alta temperatura, este método tiene la ventaja de que proporciona la energía de reacción necesaria en forma de calor y electricidad.
- La electrólisis reversible del ácido bromhídrico, en este caso la energía eléctrica necesaria para disociar la molécula del ácido bromhídrico es la mitad de la energía que en el caso de la molécula de agua.
- Producción fotoelectroquímica, este sistema es capaz de dividir la molécula de agua en hidrógeno y en oxígeno, usando sólo la luz solar. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, éstos no necesitan cableado o convertidores externos. El sistema de recolección de radiación solar es capaz de generar suficiente voltaje para descomponer el agua.

El proceso electrolítico consiste en lo siguiente: para descomponer el agua se hace pasar una corriente directa a través de ella habiendo agregado una pequeña cantidad de ácido sulfúrico (H_2SO_4), las moléculas de agua ceden electrones al ánodo para liberar oxígeno (O_2), los iones de hidrógeno adquieren electrones en el cátodo y forman moléculas de hidrógeno (H_2). El ácido sulfúrico se usa para producir iones que

conduzcan la corriente y reaccionen con el agua en una reacción de ionización. En la Figura 1.1.7, se muestra el esquema de este método.

Figura 1.1.7 Método de Electrólisis [10].



Debido a los altos requerimientos de energía, la separación de oxígeno e hidrógeno por electrólisis del agua es demasiado costosa para la mayoría de los usos comerciales. Sin embargo, este proceso es importante para la obtención de hidrógeno y oxígeno muy puros.

1.1.3.1 Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura.

Una tecnología a gran escala en la producción de hidrógeno, que se encuentra aún en desarrollo, es la electrólisis de vapor a alta temperatura (high-temperature electrolysis of steam HTES). Un factor a considerar son los recientes desarrollos de aplicar energías alternativas a la electrólisis del agua, como la fotovoltaica, la nuclear o la eólica en el suministro de la electricidad utilizada en el método de producción.

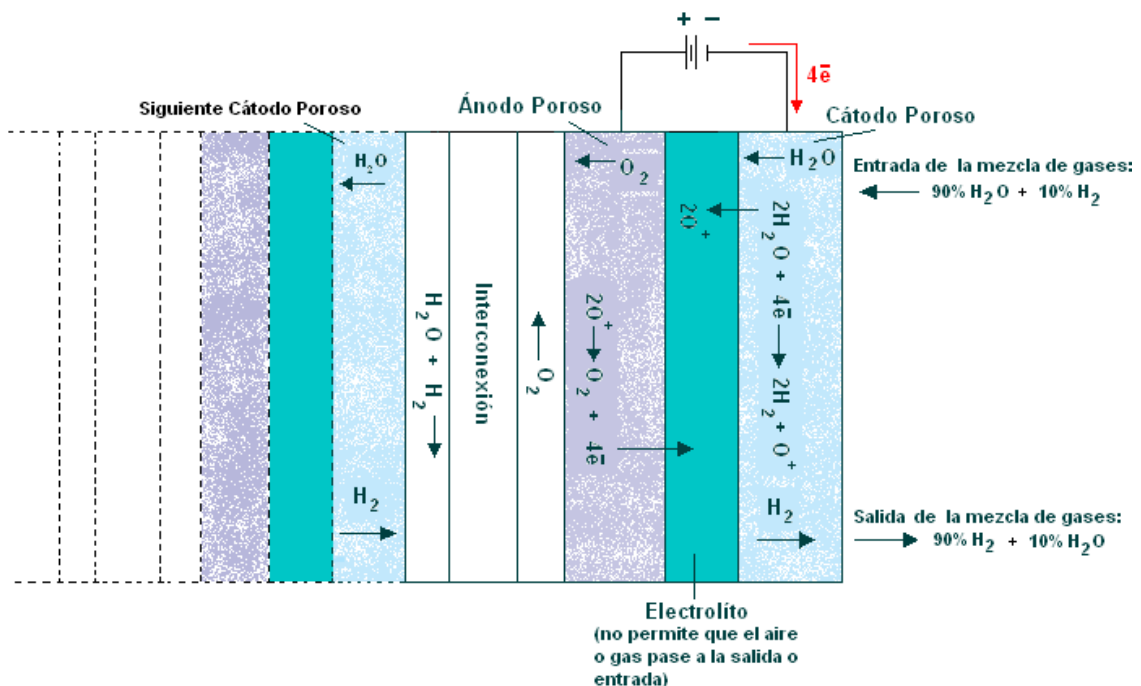
La tecnología HTES, en combinación con energía térmica y electricidad, se utiliza para separar el agua en una celda electrolítica de óxido sólido. La operación a alta temperatura produce un mejor desempeño debido a la disminución de la sobrepotencialización del electrodo y al incremento en la difusión del ion de oxígeno. Desde un punto de vista termodinámico, la energía eléctrica demandada por la electrólisis disminuye con la temperatura. Sin embargo, para la producción de

hidrógeno a gran escala, las temperaturas de operación probablemente estarán limitadas en un rango de 800-850 [°C] [6], incluso con el acoplamiento de un reactor avanzado de alta temperatura.

La celda electrolítica consiste de un electrolito de óxido-sólido, con electrodos porosos eléctricamente conectados y colocados en ambos lados del electrolito. Como se muestra en la Figura 1.1.8, una mezcla de vapor de agua e hidrógeno a una temperatura de 750-950 [°C] [6] es suministrada al cátodo del electrolito. Los iones de oxígeno son arrastrados a través del electrolito por medio de un potencial electroquímico, liberando sus electrones y recombinándose para formar la molécula de oxígeno (O₂) en el ánodo. La mezcla de gases a la entrada contiene: 90% de vapor de agua y 10% de hidrógeno, y a la salida contiene: 90% de hidrógeno y 10% de vapor de agua. La mezcla de vapor de agua y de hidrógeno obtenida, se pasa posteriormente a un separador de membrana para purificar el hidrógeno.

La separación del agua mediante la electrólisis a alta temperatura, a partir de procesos nucleares de calor y electricidad, tienen la capacidad de producir hidrógeno (H₂) con un sistema de eficiencia global cercano a los procesos termoquímicos y de hidrocarburos, pero sin las condiciones corrosivas de los proceso termoquímicos, el consumo de combustibles fósiles y sin las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a los procesos con hidrocarburos.

Figura 1.1.8 Funcionamiento de la Celda Electrolítica [6].



Específicamente, un reactor nuclear avanzado de alta temperatura acoplado a un electrolizador de alta temperatura puede alcanzar una eficiencia de conversión térmica a hidrógeno del orden de 45 a 50 % [6].

1.1.4 Foelectrólisis.

La fotoelectrólisis es la conversión directa de la luz del sol en electricidad. Los semiconductores, un electrolizador y celdas fotovoltaicas son los componentes que se utilizan en la generación de hidrógeno, en este proceso. El electrolizador es colocado en agua y cuando se expone a luz del sol comienza a generarse hidrógeno. El semiconductor y las celdas fotovoltaicas se combinan para generar electricidad proveniente de la luz solar. Con la electricidad se produce el hidrógeno en el electrolizador; posteriormente, el hidrógeno es colectado y almacenado. Mucha de esta investigación se encuentra en Golden, Colorado en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable [11].

1.1.5 Procesos Termoquímicos.

Los ciclos termoquímicos producen hidrógeno a través de una serie de reacciones químicas, donde el resultado neto es la producción de hidrógeno y oxígeno a partir de agua, a mucha menor temperatura que la necesaria en la descomposición térmica directa (temperatura mayor a 2600 [°C]) [6].

La energía es suministrada en forma de calor en los ciclos termoquímicos y el rango de temperatura necesario para manejar reacciones endotérmicas, generalmente es de 750 a 1000 [°C] [6], o incluso al ser considerado como una combinación de calor y electrólisis podrían llamarse procesos híbridos.

Todas las sustancias químicas usadas en los procesos son totalmente recicladas, lo que hace a la producción de hidrógeno a gran escala una alternativa atractiva, porque cumple con dos criterios fundamentales de “desarrollo sostenible”: La producción es suministrada a partir de agua, y la producción es libre de gases de efecto invernadero, siempre y cuando la fuente de calor cumpla con el criterio de desarrollo sostenible, como lo es el caso de la energía nuclear. Sin embargo, la opción termoquímica llevará a procesos viables sólo si se consideran los dos criterios

de competitividad económica: demostrar la viabilidad técnica y la eficiencia. Desde el punto de vista de la eficiencia, los ciclos termoquímicos pueden tener ventajas sobre el proceso de la electrólisis a alta temperatura, porque la producción de hidrógeno por medio de ciclos termoquímicos no se ve afectada por la propia eficiencia del proceso de producción de la electricidad.

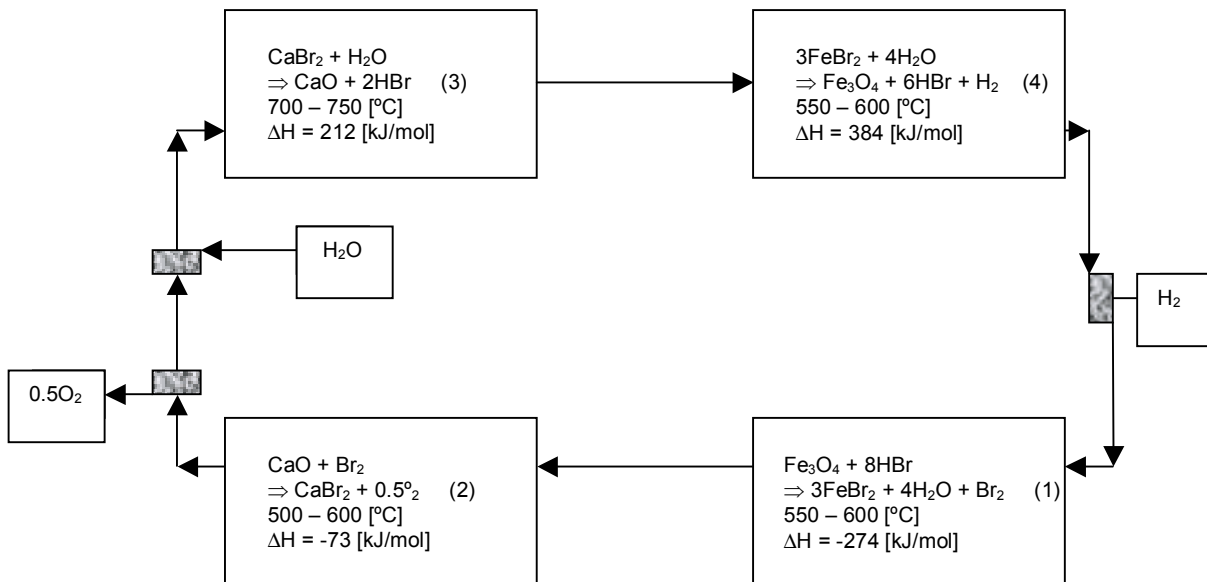
Los tres ciclos termoquímicos más conocidos son:

- El ciclo UT3.
- El ciclo híbrido S e Ispra.
- El ciclo SI (Yodo-Azufre).

1.1.5.1 El ciclo UT3.

El ciclo UT3 fue desarrollado en la Universidad de Tokio de 1980 a la década de 1990. En la Figura 1.1.9 se muestra el ciclo UT3.

Figura 1.1.9 Ciclo UT3 [6].



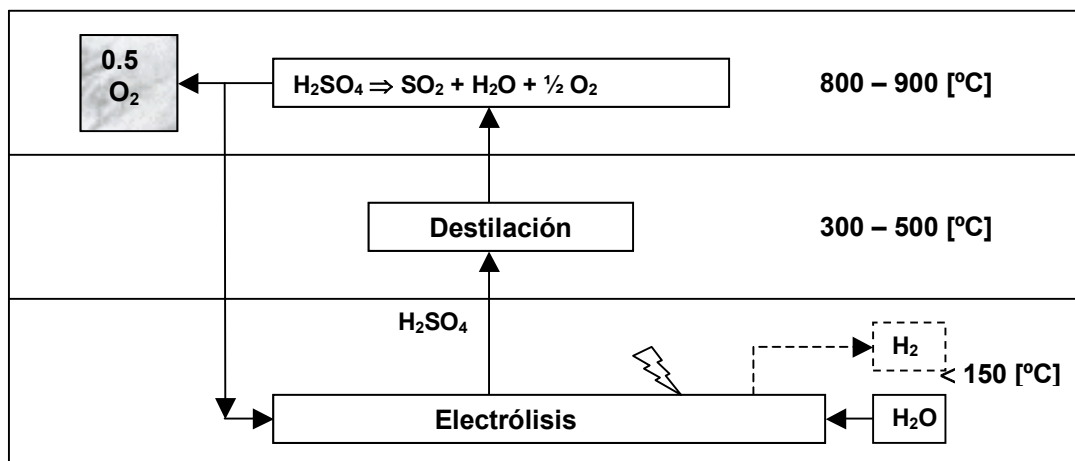
Las etapas 1 y 3 producen los reactivos para las etapas 2 y 4. El proceso tiene cuatro reactores químicos conectados en serie dentro de un ciclo; después de un ciclo, los reactores son apagados y la dirección del flujo es invertida. Este ciclado puede provocar problemas de acoplamiento con una fuente continua de energía de un reactor nuclear de gas de alta temperatura (HTGR), debido a las variaciones en la temperatura y el calor demandado por los cuatro reactores químicos.

El proceso físico-químico prevé algunas dificultades debido a la sinterización de los reactantes sólidos. Con respecto a la segunda y cuarta reacciones, termodinámicamente se ven favorecidas por la operación a muy baja presión y alta temperatura, por el contrario la volatilidad de las moléculas de bromo necesitan de las condiciones opuestas. Una solución podría ser la operación con condiciones sobreestequiométricas, las cuales implican grandes volúmenes de gases y probablemente llevaría a utilizar grandes reactores químicos, debido al bajo nivel de presión requerido termodinámicamente. Otros problemas quedan aún sin resolver, como son el alto costo de fabricación de los reactores y la toxicidad del bromo.

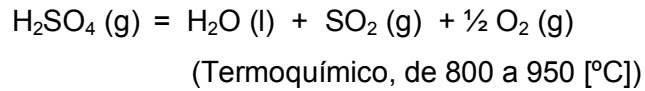
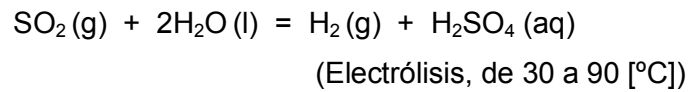
1.1.5.2 El ciclo híbrido S e Ispra.

El ciclo híbrido de azufre (S) también es conocido como el ciclo Westinghouse en los Estados Unidos, la solución más simple consiste en electrolizar el bióxido de azufre (SO_2), el ácido sulfúrico (H_2SO_4) y el hidrógeno (H_2). En la Figura 1.1.10, se muestra el ciclo híbrido S.

Figura 1.1.10 Ciclo Híbrido S e Ispra [6].



Las reacciones de este proceso son:

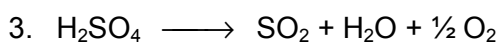
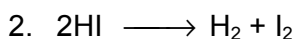
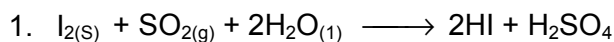


La principal característica de este ciclo es que consiste de sólo dos reacciones y esto permite la producción de hidrógeno a partir de una planta nuclear. El principal inconveniente es el uso de la electrólisis en un paso del proceso. El problema más importante para incrementar la competitividad de este ciclo es la reducción del voltaje de la celda (actualmente ~ 0.6 [V] comparado con un valor teórico de 0.17 [V] [6]) y el costo de los electrolizadores. Se han estado tomando las debidas precauciones para evitar formaciones de sulfuro en el uso de la electrólisis.

En general, los procesos involucran un paso electrolítico que no es competitivo debido a la sobrepotencialización y la gran inversión de electrolizadores. La eficiencia energética calculada es de 37 a 40% [6], la cual, a pesar de la parte electrolítica que contiene, coloca a este proceso como un buen aspirante para competir con la electrólisis del agua.

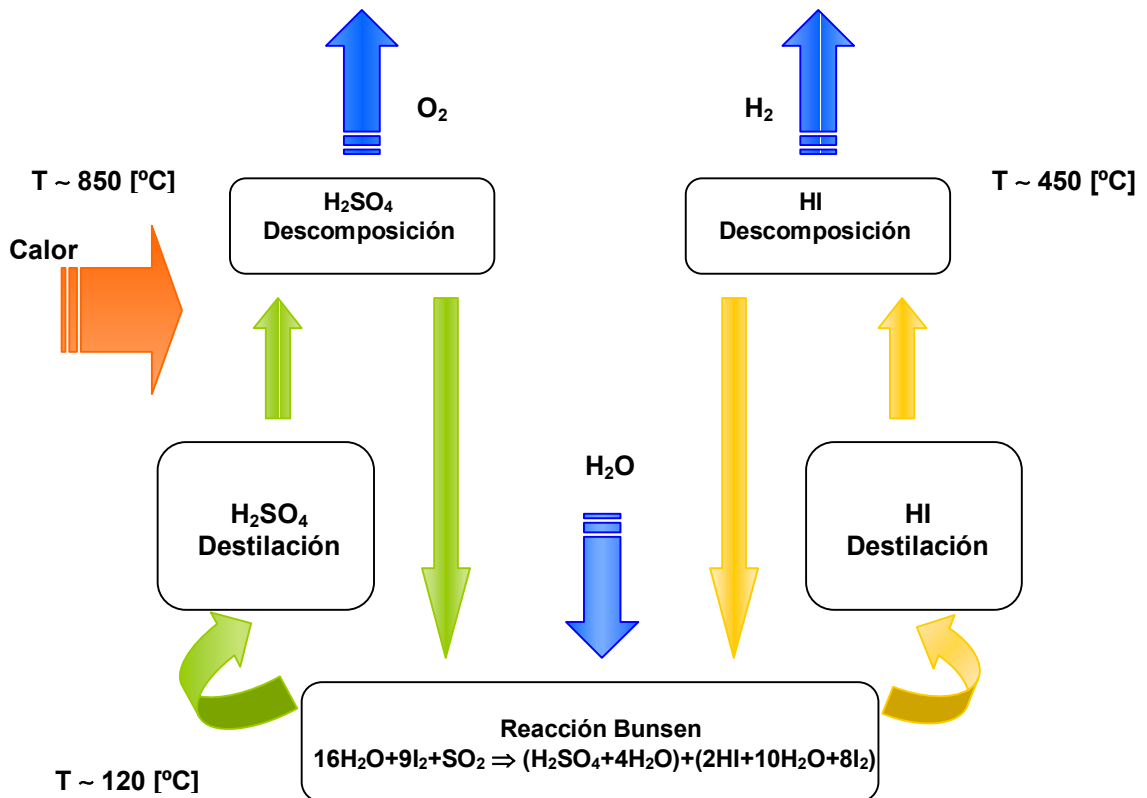
1.1.5.3 El ciclo Azufre-Yodo (SI).

El ciclo SI es un ciclo completamente termoquímico, propuesto inicialmente en la mitad de la década de 1970. Consiste principalmente de las siguientes tres reacciones:



La primera reacción se conoce como reacción Bunsen, es una reacción exotérmica en la que el gas de dióxido de azufre (SO_2) es absorbido con una mezcla de yodo sólido y agua líquida. En la segunda reacción el ácido yodhídrico es descompuesto en yodo e hidrógeno; esta reacción es altamente endotérmica. En la tercera reacción el ácido sulfúrico es descompuesto en una mezcla de dióxido de azufre, agua y oxígeno. Excepto por el hidrógeno y el oxígeno, los productos de las dos últimas reacciones son reciclados como reactantes en la reacción Bunsen. En la Figura 1.1.11, se muestra el funcionamiento del ciclo SI.

Figura 1.1.11 Proceso de Funcionamiento del Ciclo SI [6].



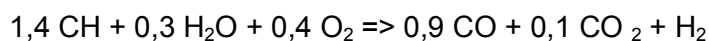
1.1.6 Proceso Híbrido Termoquímico Electrolítico Basado en la Reacción Reversible de Deacon.

Este nuevo proceso está basado en el desarrollo de un proceso de tres reacciones, híbrido-termoquímico-eléctrico, para la separación de agua en hidrógeno y oxígeno [12]. Este proceso puede funcionar a 500 [°C] [12], haciéndolo conveniente para acoplarlo a reactores nucleares, como los reactores rápidos refrigerados con metales líquidos, que operan a temperaturas menores que los reactores de muy alta temperatura refrigerados por gas. Esta característica también hace que los requerimientos de los materiales sean menos rigurosos que los utilizados en los ciclos de alta temperatura, muchos de los cuales necesitan temperaturas en el rango de 800 a 900 [°C] [12]. El proceso consiste de tres reacciones: dos termoquímicas y una electrolítica. Las reacciones termoquímicas se suman a la reacción reversible de Deacon. La reacción electrolítica involucra la electrólisis de anhídrido HCl. El ahorro de energía estimado de este proceso, relativo a la electrólisis del agua, es de aproximadamente 15% [12], debido a los bajos requerimientos de energía de la electrólisis del anhídrido HCl.

1.1.7 Oxidación Parcial de Aceite Pesado.

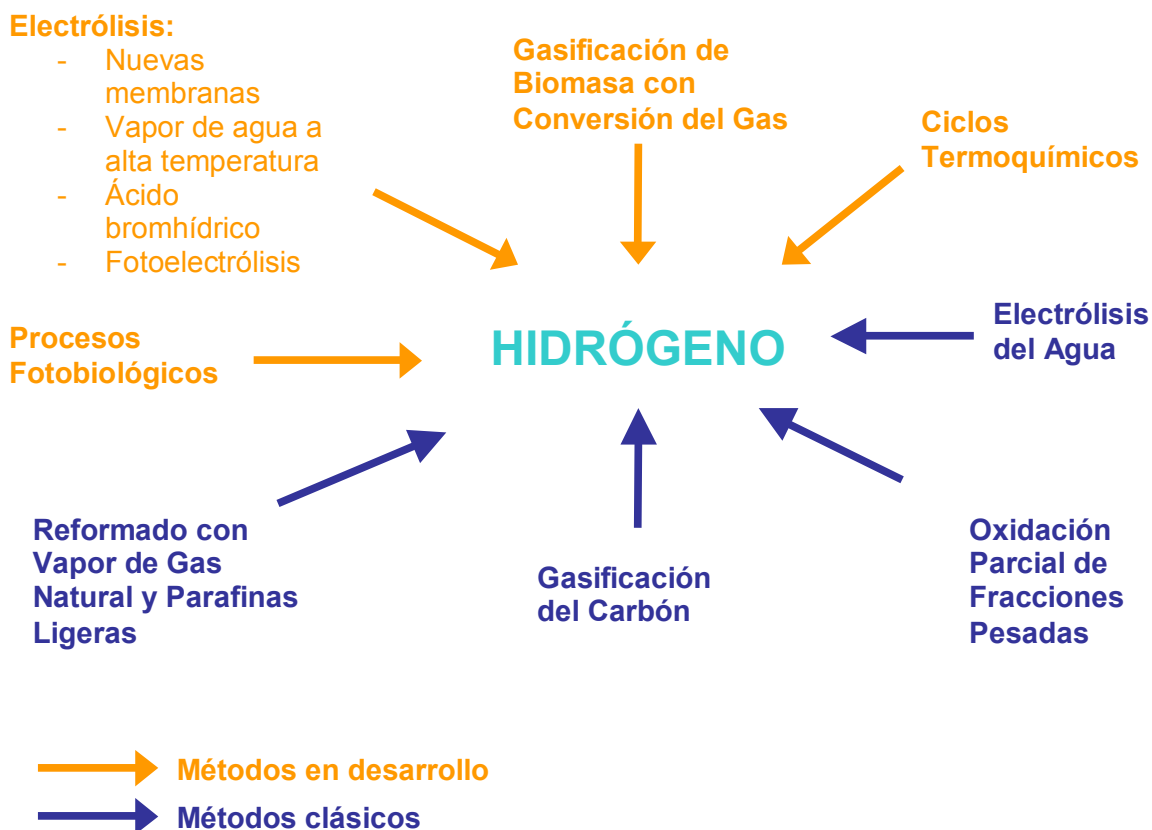
La oxidación parcial es una reacción de transformación del combustible, mediante la cual el combustible se oxida parcialmente hasta producir monóxido de carbono e hidrógeno, en lugar de oxidarse completamente y producir dióxido de carbono y agua. Esto se realiza por medio de una inyección de aire en el flujo de combustible antes del reformador. La ventaja de la oxidación parcial del combustible frente al reformado del combustible por vapor es que se trata de una reacción exotérmica más que de una reacción endotérmica y, por lo tanto, genera su propio calor.

Se obtiene una mezcla de hidrógeno que posteriormente se purifica. Las cantidades de oxígeno y vapor de agua son controladas para que la gasificación continúe sin necesidad de aporte de energía. La siguiente reacción global representa el proceso:



Finalmente en la Figura 4, se presenta un esquema global de las distintas vías de producción de hidrógeno que se emplean comercialmente en la actualidad, así como de los métodos en desarrollo de mayor interés.

Figura 4. Esquema de las Distintas Vías de Producción de Hidrógeno.



A manera de resumen, se presenta la Tabla 1.1.3, en la que se muestran las principales características de los métodos de producción de hidrógeno estudiados en este capítulo.

Tabla 1.1.3 Principales características de los métodos de producción de hidrógeno.

Método	Proceso	Materia Prima	Energía	Eficiencia del proceso	Emisiones
Térmico	Reformado de Metano con Vapor	Gas Natural	Vapor a alta temperatura	80%	CO2
	Gasificación	Carbón	Vapor, oxígeno, presión y calor	63%	Algunas emisiones
Térmico-químico	Gasificación	Biomasa	Vapor, oxígeno, presión y calor	40-50%	Emisiones casi nulas
	* Ciclo UT3 * Ciclo Híbrido S e Ispra * Ciclo SI	Agua	Calor a partir de energía nuclear	40%	Sin emisiones
Eléctrico	Electrólisis a Alta Temperatura	Agua	Calor a partir de energía nuclear	50%	Sin emisiones

* La Eficiencia Energética está definida como el valor de energía del hidrógeno dividido por la energía utilizada para producir el hidrógeno.

Tabla 1.1.4 Resumen de las ventajas y desventajas de los métodos clásicos de producción de hidrógeno.

Método de Producción	Ventajas	Desventajas
Reformado de Vapor con Metano (SMR)	<ul style="list-style-type: none"> • El reformado de vapor con metano brinda un proceso eficiente y es ampliamente utilizado para la producción de hidrógeno a nivel industrial, además proporciona a corto y mediano plazo una seguridad energética • La eficiencia del proceso con la cual el calor es utilizado comúnmente es de aproximadamente 80%, dentro de los métodos más altos actualmente disponibles para la producción de H₂. • El Gas Natural es una materia prima adecuada ya que posee una alta relación de hidrógeno a carbono. 	<ul style="list-style-type: none"> • El costo del hidrógeno producido por el método SMR, es dependiente de los precios del gas natural que muestran una dependencia de la oferta y la demanda en el mercado internacional. • La emisión de CO₂ es dos veces más que el hidrógeno producido. • Para evitar las emisiones de CO₂ al medioambiente, el CO₂ debe ser secuestrado; y esta tecnología es relativamente nueva y a largo plazo no hay pruebas que demuestren que el secuestro será en el futuro una tecnología exitosa.
Reformado de Vapor con Metano (SMR) utilizando calor nuclear	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza menos consumo de combustible fósil para producir la misma cantidad de hidrógeno. • El proceso de calentamiento nuclear SMR reducirá el consumo de gas natural y las emisiones de dióxido de carbono en más de un 30% comparado con el proceso convencional SMR. 	<ul style="list-style-type: none"> • A pesar de la reducción de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, el método de producción no es tan limpio comparado con la electrólisis o los termoquímicos.

Método de Producción	Ventajas	Desventajas
Gasificación del Carbón (GC) y Biomasa (GB)	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las ventajas de la tecnología de gasificación es que da la posibilidad de utilizar instalaciones ya existentes. Al integrarse a ciclos combinados permite la generación eficiente y limpia de electricidad, utilizando combustibles “sucios” como fuente primaria de energía. • Las reservas de carbón a nivel mundial se estiman para unos 250-300 años según el US Environmental Protection Agency y el World Energy Council. • El precio del carbón en comparación con el del gas natural y el petróleo, se muestra más estable; ya que este recurso no es producido por un número reducido de países y por consiguiente su precio no experimenta fuertes cambios. Además de ser el combustible fósil más abundante en el mundo. • Esta tecnología se extiende a la producción de compuestos químicos y petroquímicos, y al uso de biomasa y desechos industriales como combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las principales desventajas que muestra el método de gasificación, es la tecnología de secuestro. Ya que al utilizar carbón como combustibles para la producción de hidrógeno resulta una producción de CO₂ mayor que cualquier otro método utilizado para este fin. • Una problemática que presenta el uso de biomasa como combustibles es: <ul style="list-style-type: none"> - La fuerte dispersión de los recursos. - El encarecimiento de los productos residuales cuando se utilizan con fines energéticos - El transporte a grandes distancias de este recurso es caro. • Al utilizar carbón como combustible, se generan emisiones considerables de CO₂ al medio ambiente.

Método de Producción	Ventajas	Desventajas
Gasificación del Carbón (GC) y Biomasa (GB)	<ul style="list-style-type: none"> • Al utilizar biomasa como combustible, podemos destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos que permiten la eliminación de los desechos industriales y municipales. Al mismo tiempo se genera una serie de productos como el amoníaco o el metanol. • Al utilizar biomasa como combustible, las emisiones de CO₂ al medio ambiente, se consideran casi nulas. 	
Electrólisis del Agua (Convencional)	<ul style="list-style-type: none"> • Mediante este método de producción se pueden obtener hidrógeno y oxígeno muy puros. • Las emisiones de CO₂ son consideradas como nulas, siempre y cuando la fuente de electricidad cumpla con el criterio de desarrollo sostenible en el aspecto ambiental, como lo es el caso de la energía nuclear. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su uso está limitado debido a los altos requerimientos de energía, ya que la separación de oxígeno e hidrógeno del agua es demasiado costosa para la mayoría de los usos comerciales. • Presenta una eficiencia del 25%, y se considera baja respecto a los otros métodos de producción.

Método de Producción	Ventajas	Desventajas
Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • Se pretende utilizar energías alternativas a la electrólisis del agua, como la fotovoltaica, la nuclear o la eólica en el suministro de la electricidad utilizada en el método de producción. • Debido a las altas temperaturas del método, se puede acoplar a un reactor avanzado de alta temperatura, como lo es el HTGR y de esta manera el método producirá un hidrógeno con cero emisiones de CO₂ al medio ambiente y con una eficiencia cercana al 50%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un método que actualmente se encuentra en desarrollo.
Termoquímicos	<ul style="list-style-type: none"> • Como la energía es suministrada en forma de calor en los ciclos termoquímicos y el rango de temperatura necesario para manejar reacciones endotérmicas, es de 750 a 1000 [°C], es por ello que se pueden acoplar a una fuente de calor nuclear, como son algunos reactores de cuarta generación. • La producción es libre de gases de efecto invernadero, siempre y cuando la fuente de calor cumpla con el criterio de desarrollo sostenible en el aspecto ambiental, como lo es el caso de la energía nuclear. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es una tecnología no madura debido a que se han hecho sólo pruebas de laboratorio.

Bibliografía

[1] Asociación Argentina del Hidrógeno, “Hidrógeno: ¿Qué es el Hidrógeno?, y su estado natural”,

<http://www.aah2.org.ar/hidrogeno.htm> (2007).

[2] Asociación Argentina del Hidrógeno, “Hidrógeno: Propiedades del H₂”,

<http://www.aah2.org.ar/propiedades.htm> (2007).

[3] Asociación Argentina del Hidrógeno, “Hidrógeno: Almacenamiento del H₂”,

<http://www.aah2.org.ar/almacenamiento.htm> (2007).

[4] DOSSIER, “Energía Sostenible, El hidrógeno entra en escena”, *I+DTinfo*, No. 42, Agosto 2004, Comisión Europea,

http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://ec.europa.eu/research/rtdinfo/42/01/images/irma01_en_1672.jpg&imgrefurl=http://ec.europa.eu/research/rtdinfo/42/01/articulo_1315_es.html&h=338&w=400&sz=25&hl=es&start=5&tbid=xajNoNBqjv (2004).

[5] NYSERDA, NEW YORK POWER AUTHORITY, LIPA CLEAN ENERGY INITIATIVE, “Hydrogen Production – Steam Methane Reforming SMR”,

<http://www.getenergysmart.org/Files/HydrogenEducation/6HydrogenProductionSteamMethaneReforming.pdf> (2007).

[6] International Nuclear Societies Council (INSC), *Nuclear Production of Hydrogen – Technologies and Perspectives for Global Deployment* –, International Nuclear Societies Council (INSC), United States of America, Noviembre 2004.

[7] ELCOGAS Central GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado) de Puertollano España, “Proceso de gasificación, recuperación de calor, filtros cerámicos y compresor de gas frío, sistema de escorias”, ELCOGAS, España,

http://www.elcogas.es/content_es/VD_3D_9G/VD_3D_9G.htm (1998).

[8] NYSERDA, NEW YORK POWER AUTHORITY, LIPA CLEAN ENERGY INITIATIVE, “Hydrogen Production – Coal Gasification”,

<http://www.getenergysmart.org/Files/HydrogenEducation/8HydrogenProductionCoal.pdf> (2007).

[9] MPR Associates, Inc., Hydrogen Production Methods, MPR Associates, Alexandria, Virginia.

<http://www.mpr.com/pubs/hydroprod.pdf> (2005).

[10] Botas J.A., Calles J.A., Dufour J., San Miguel G., “La Economía del Hidrógeno – Una visión global sobre la revolución energética del siglo XXI –”, Asociación Española de Científicos (AEC), España,

<http://www.aecientificos.es/empresas/aecientificos/documentos/LAECONOMIADELHIDROGENO.pdf> (2006)

[11] FuelCellStore.com, “Generating Hydrogen”,

http://www.fuelcellstore.com/information/generating_hydrogen.html (2003).

[12] Simpson F. Michael, Herrmann D. Steven, Boyle D. Brendan, *A hybrid thermochemical electrolytic process for hydrogen production based on the reverse Deacon reaction*, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 31, pp. 1241-1246, 2006.

CAPÍTULO 2

2. Reactores Nucleares de Alta Temperatura

Actualmente hay 438 plantas de energía nuclear operando alrededor del mundo, produciendo el 16% [1] de la electricidad mundial, lo que significa una reducción importante en el impacto ambiental en la generación de electricidad. Para continuar con este beneficio, sistemas innovadores sustituirán en alguna proporción a las plantas existentes de generación de electricidad. Además, la energía nuclear puede expandirse no sólo a la generación de electricidad, también a la producción de hidrógeno para utilizarlo en el refinamiento de petróleo; como combustible para el transporte y así reducir la dependencia del uso de hidrocarburos; y para desalinizar el agua en lugares donde el agua dulce sea un recurso limitado. Para obtener estos beneficios, se tienen que desarrollar nuevos sistemas a corto plazo en el desarrollo e investigación de plantas nucleares basados en nuevos sistemas de generación.

En este capítulo se presentará un resumen de los diferentes reactores nucleares más utilizados para la producción de energía y que actualmente se encuentran en operación y algunos otros en desarrollo. Además una forma de atender a las necesidades energéticas futuras es aumentar gradualmente el desarrollo de la energía nuclear, introduciendo diseños avanzados en los reactores nucleares como son los reactores de tercera y cuarta generación.

Un reactor nuclear es un dispositivo en donde se produce una reacción nuclear controlada para la obtención de energía, producción de materiales físi les como el plutonio, propulsión de buques o de satélites artificiales o para investigación. Actualmente sólo producen energía de forma comercial los reactores nucleares de fisión y los más comunes en el mundo son:

- *Reactor de Investigación*, usado para la generación de radioisótopos utilizados en la industria y en la medicina.
- *Reactor de Potencia*, cuyo uso más común es la producción de energía eléctrica.

Un reactor nuclear consta de los siguientes elementos esenciales:

Combustible.- El uranio es el combustible que más comúnmente se utiliza y puede ser en dos formas:

- *Natural*, que contiene 0.72% de uranio 235 y 99.28% de uranio 238, el cual no se fisiona [2]. El combustible natural se coloca en los reactores en forma de uranio metálico o de dióxido de uranio (UO_2), dispuesto en varillas compactas o tubos de un poco más de un centímetro de diámetro y varios metros de longitud.
- Enriquecido, al que artificialmente se eleva la concentración del uranio 235 hasta un 3 ó 5%, disminuyéndose la del uranio 238 al 97% y 95% respectivamente [2]. Se utiliza en forma de dióxido de uranio (UO_2), con el que se fabrican pequeñas pastillas cilíndricas llamadas “pellets”, normalmente de un poco más de un centímetro de diámetro y longitud, mismas que se encapsulan en un tubo de aleaciones especiales de circonio perfectamente hermético, que tiene la función de contener los productos formados en la fisión, además de proteger las pastillas de la corrosión y la erosión del fluido refrigerante.

Existen otros materiales físi les que pueden usarse como combustible: el plutonio 239 y el uranio 233, que se producen artificialmente a partir del uranio 238 y del torio 232, respectivamente.

Moderador.- El moderador cumple con la función de frenar la velocidad de los neutrones producidos por la fisión sin absorberlos por medio de una serie de colisiones elásticas con núcleos ligeros como el hidrógeno, deuterio o carbono. En esto se basa el diseño de los reactores de fisión empleados para producir energía. Para que el moderador pueda realizar el proceso anterior debe reunir ciertas características: que tenga un peso atómico ligero, que no absorba neutrones y que tenga una elevada densidad atómica.

Entre los moderadores más comunes pueden citarse:

- El grafito.
- El agua ligera u ordinaria y
- El agua pesada.

El agua pesada es un líquido semejante al agua ligera, pero en lugar de tener moléculas formadas por átomos de hidrógeno, está constituida por átomos de un isótopo del hidrógeno: el deuterio, cuya masa es prácticamente el doble de la del hidrógeno, ya que mientras el núcleo del hidrógeno consta tan sólo de un protón, el del deuterio está formado por un protón y un neutrón.

Las sustancias utilizadas como moderadores absorben distintas cantidades de neutrones; por ejemplo, el agua ligera absorbe más neutrones que el agua pesada, por lo que en reactores que utilizan esta agua como moderador, es necesario para compensar el efecto que la disminución de neutrones tiene sobre el número de fisiones, aumentar el número de átomos de uranio 235, enriqueciendo el combustible.

Refrigerante.- El fluido refrigerante tiene en los reactores nucleares la función de evacuar el calor producido por el combustible, para producir vapor. El refrigerante circula entre los ensambles de combustible impulsado por una bomba y debe reunir una serie de características para que pueda cumplir su función en forma satisfactoria: no capturar neutrones, tener un elevado calor específico y no ser corrosivo para los tubos y demás elementos del reactor.

Además del agua ordinaria en los reactores de uranio enriquecido, los fluidos refrigerantes más usados son:

- Gases: el bióxido de carbono y el helio.
- Líquidos: el agua pesada en los reactores de uranio natural y el sodio fundido en los reactores rápidos.

El fluido refrigerante, tras circular alrededor del combustible se calienta, y es conducido a un intercambiador de calor en el que cede el calor extraído del reactor a otro circuito de agua, produciéndose así el vapor.

Material de control.- Las barras de control son elementos que existen dentro del reactor, se encargan de mantener la intensidad de la reacción en cadena que ocurre en el interior del reactor dentro de los límites deseados y de conformidad con la cantidad de energía térmica que se quiera producir. El interior de las barras de control se encuentra lleno de una sustancia que como el cadmio o el boro, tienen la propiedad de capturar neutrones y debido a esto la función de control se establece. Si se desea disminuir la intensidad de la reacción nuclear que ocurre dentro del reactor, basta con insertar las

barras de control entre los ensambles de combustible del núcleo, en la medida de la disminución deseada. Las barras se encargan de capturar gran parte de los neutrones libres, reduciéndose la cantidad de fisiones y por lo tanto la energía térmica producida por el reactor.

En caso de querer subir la potencia del reactor, es decir, aumentar la intensidad de la reacción nuclear sólo hay que extraer las barras de control, hasta lograr la potencia deseada.

Reflector.- Reduce el escape de neutrones y aumenta la eficiencia del reactor, los reflectores más usados son:

- Agua ligera.
- Agua pesada.
- Grafito.
- Uranio natural.

Blindaje.- Evita la fuga de radiación gamma y neutrones rápidos, los blindajes pueden ser de:

- Agua ligera.
- Acero.
- Hormigón.
- Plomo.

Los distintos combustibles, moderadores, refrigerantes, materiales de control, reflectores y blindaje que pueden ser utilizados, combinados de diferente forma, han permitido el desarrollo de muchos tipos de reactores, de los cuales se mencionarán los más importantes.

Reactores de Agua Ligera LWR (Light Water Reactors). Utilizan como refrigerante y moderador el agua ligera. Como combustible uranio enriquecido. Los más utilizados son los BWR (Boiling Water Reactor o Reactores de Agua Ligera en Ebullición) y los PWR (Pressurized Water Reactor o Reactores de Agua Ligera a Presión) estos últimos son considerados actualmente como el estándar. En el año 2005 se contabilizaron 353 reactores en operación [3].

Reactores de Agua Pesada a Presión PHWR o CANDU (Pressurized Heavy Water Reactor o Canada Deuterium Uranium). Utilizan como moderador agua pesada (compuesta por dos átomos de deuterio y uno de oxígeno) y como refrigerante agua ligera. Como combustible utilizan uranio natural. En el año 2005 se contabilizaron 20 en operación [3].

Reactores Enfriados por Bióxido de Carbono y Moderados por Grafito GCR (Gas Cooled Reactor). Estos reactores ocuparon un lugar muy importante en las primeras etapas de desarrollo de la industria nucleoelectrónica, su popularidad ha disminuido sensiblemente con el paso del tiempo debido principalmente a razones económicas. A diferencia de los anteriores, este sistema no utiliza agua ligera como refrigerante sino bióxido de carbono; emplea grafito como moderador y uranio natural en forma metálica como combustible. En el año 2005 se contabilizaron 8 en operación [3].

Reactor Bolshoy Moshchnosty Kanalny RBMK (Gran Reactor Canalizado de Alta Potencia). Su principal función es la producción de plutonio, y como subproducto genera electricidad. Utiliza grafito como moderador y agua como refrigerante. Como combustible utiliza uranio muy poco enriquecido. Puede recargarse en marcha. Tiene un coeficiente de reactividad positivo. En el año 2005 se contabilizaron 12 en operación [3].

Reactores Rápidos Cría FBR (Fast Breeder Reactors). Utilizan neutrones rápidos en lugar de térmicos para la consecución de la fisión. Como combustible utiliza plutonio y como refrigerante sodio líquido. Este reactor no necesita moderador. En el año 2005 se contabilizaron 2 en operación [3].

Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas HTGR (High Temperature Gas-cooled Reactor). Puede utilizar una mezcla de torio y uranio como combustible. Como refrigerante utiliza helio y como moderador grafito. En el año 2005 se contabilizaron 4 inactivos [3].

Reactores Rápidos de Cría Enfriados por Sodio LMFBR (Liquid Metal Fast Breeder Reactor). Este reactor funciona con neutrones rápidos, es decir, de elevada energía, teniendo la particularidad de producir más combustible que el que consume en su operación. Este reactor utiliza combustible enriquecido en más del 20%, ya sea con uranio 235 o plutonio 239 y sodio líquido como refrigerante [2]. Su peculiaridad es que el núcleo se rodea con un manto de uranio natural o empobrecido, que al absorber neutrones poco

moderados, se transforma en plutonio y de esta manera cría nuevo combustible. En el año 2005 se contabilizó 1 inactivo [3].

Debido a que los reactores LWR, PHWR o CANDU, GCR y RBMK alcanzan temperaturas menores a los 500 [°C] requeridos, como mínimo, para realizar el proceso de la electrólisis a alta temperatura y para procesos termoquímicos; es necesario hacer un análisis de los reactores nucleares de potencia avanzados tales como los reactores refrigerados por gas (GT-MHR desarrollado por la General Atomics y MINATOM-Rusia y el PBMR de Sudáfrica) y los reactores rápidos refrigerados por metales líquidos LMFR (Sodio, Plomo y Plomo-Bismuto), con los cuales sí se alcanzan las temperaturas deseadas para el acoplamiento del reactor a un método de producción de hidrógeno.

2.2.1 Reactores de Alta Temperatura Refrigerados por Gas, HTGR.

Ha habido intentos por operar clases adicionales de reactores en los Estados Unidos, aunque muchos de éstos sólo fueron prototipos y no para su uso comercial. Sin embargo el prototipo más famoso fue el reactor Fort Saint Vrain, operado en el periodo de 1974 a 1989. Este era un reactor de alta temperatura refrigerado con gas o bien HTGR. Hay muchos reactores HTGR divididos en subcategorías, el continuo interés por los pequeños prototipos proviene de países como China y Japón, además son impulsados por firmas en Sudáfrica, los Estados Unidos, los Países Bajos y Francia.

Los reactores HTGR usan gas helio como refrigerante preferentemente para generar electricidad. Estos reactores se distinguen de otros reactores refrigerados por gas por alcanzar altas temperaturas dentro del reactor por arriba de 850 [°C] [4]. Dichas temperaturas permiten que el reactor sea usado como una fuente de calor industrial, además de generar electricidad mediante el ciclo Brayton con una eficiencia térmica cercana al 50% [4]. Los partidarios de estos diseños sostienen que los reactores HTGR tienen alta seguridad, bajo costo, y una capacidad de suministrar potencia a pequeños mercados.

El desarrollo tecnológico en la última década hace que los reactores HTGR sean más prácticos que en el pasado, aunque el ciclo directo significa que deba existir una alta integridad del combustible y los componentes del reactor.

El combustible para estos reactores se encuentra en forma de partículas TRISO con menos de un milímetro de diámetro. Cada partícula tiene un núcleo de carburo de uranio con uranio enriquecido U-235 de 8 [%]. Ésta es cubierta por una capa de carbón y carburo de silicón, dando una retención a los productos de fisión, los cuales se mantienen estables hasta una temperatura de 1600 [°C] o más [4].

Existen dos formas de que estas partículas sean colocadas:

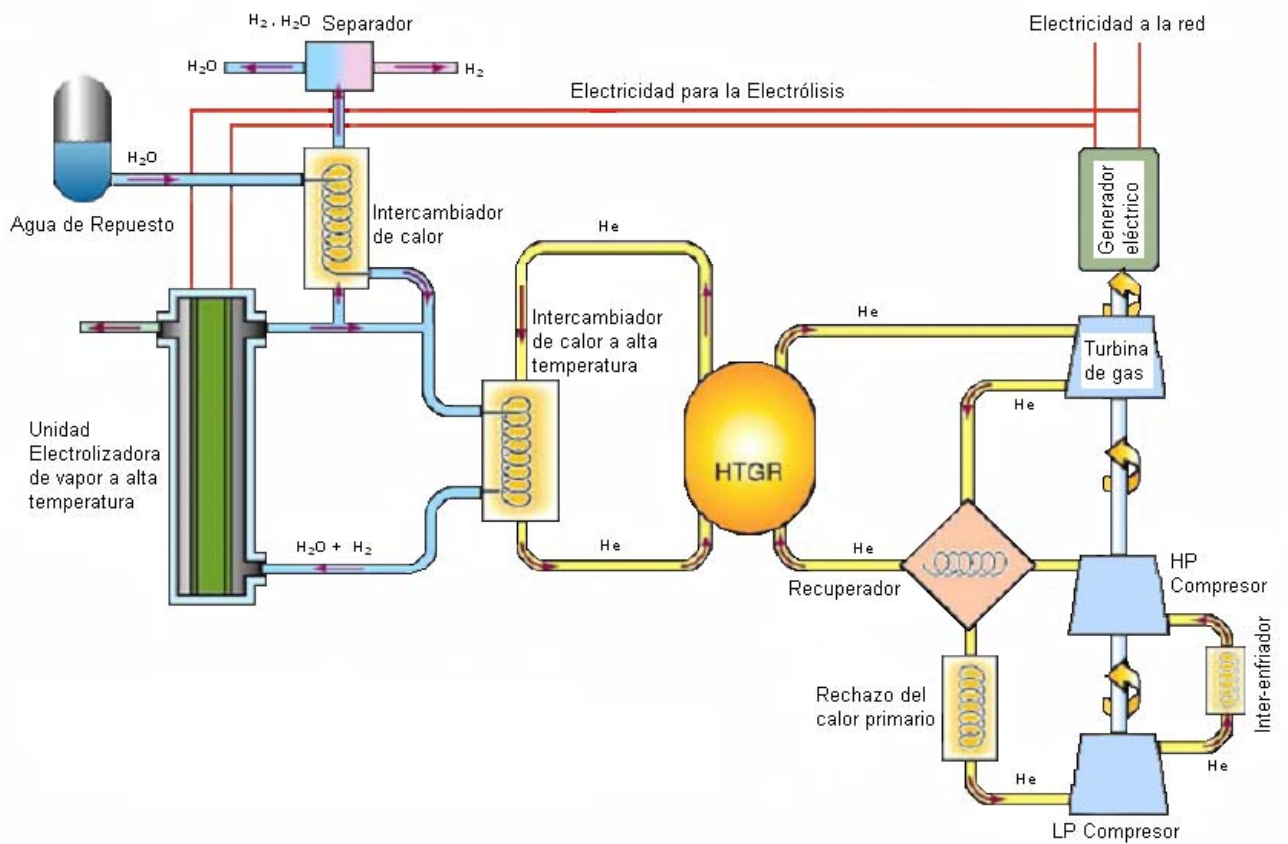
- En bloques: prismas hexagonales de grafito.
- En esferas en forma de bolas de billar de grafito empaquetadas en carburo de silicón, con aproximadamente 15,000 partículas de combustible y 9 [g] de uranio.

Ambas formas de colocar las partículas tienen alto nivel de seguridad inherente, incluyendo un alto coeficiente negativo de temperatura, por medio de lo cual se retarda la fisión cuando la temperatura aumenta.

En la Figura 2.2.1, se muestra un esquema conceptual de un reactor nuclear avanzado acoplado a una planta de producción de hidrógeno. En este caso, es un reactor HTGR, el cual suministra energía térmica, tanto para el ciclo de potencia (para producir electricidad) como para producir el vapor sobrecalentado que se utiliza para el proceso de electrólisis de alta temperatura. El intercambiador de calor de alta temperatura suministra vapor sobrecalentado a las celdas electrolíticas a una temperatura de 750 a 950 [°C], y a una presión de 1 a 5 [MPa] [5].

Este sistema de producción de hidrógeno de electrólisis a alta temperatura, acoplado al reactor de gas de alta temperatura, puede ser de gran utilidad para seguir las variaciones de la demanda de electricidad de la red, de la siguiente manera: En momentos de baja demanda eléctrica, una mayor cantidad de calor del reactor se puede utilizar para aumentar el flujo de vapor hacia el electrolizador y utilizar también una mayor parte de la electricidad generada para aumentar la producción de hidrógeno. Por el contrario, en momentos de alta demanda de electricidad de la red, la situación se invertiría, produciendo una menor cantidad de hidrógeno y enviando una mayor cantidad de electricidad a la red.

Figura 2.2.1 Electrólisis a Alta Temperatura Utilizando un Reactor Refrigerado por Gas [5].

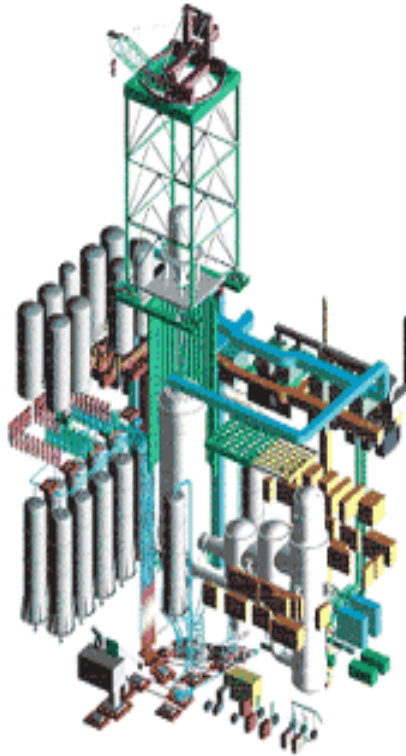


2.2.2 Reactor Modular de Cama de Esferas PBMR (Pebble Bed Modular Reactor)

El Reactor PBMR es pequeño, limpio, de costo competitivo e inherentemente seguro. Este reactor utiliza partículas de uranio encajonadas en grafito en forma de esferas de combustible de 60 [mm] de diámetro. El diseño de este reactor utiliza como refrigerante el helio y como medio de transferencia de energía un ciclo cerrado de turbina de gas y generador. En la Figura 2.2.2, se muestra el reactor PBMR.

El PBMR representa a la nueva generación de reactores nucleares avanzados caracterizada por sus propiedades de seguridad inherente.

Figura 2.2.2 Reactor PBMR [6].



El reactor PBMR consta principalmente de:

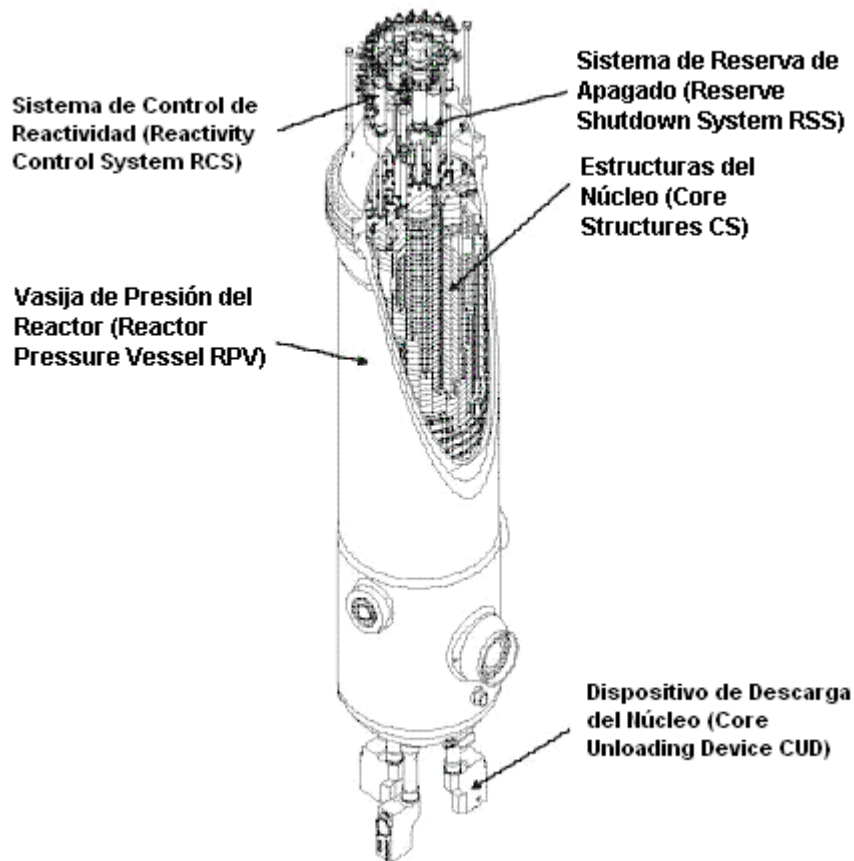
- Una vasija de acero a presión.
- El combustible de dióxido de uranio enriquecido encapsulado en esferas de grafito.
- El sistema es enfriado con helio.
- El calor es convertido en electricidad a través de una turbina.

La planta comprende de un módulo, constituido por la casa de la planta de potencia (no incluye al generador). Dentro del módulo hay un muro de contención de concreto reforzado que rodea la vasija a presión del reactor (RPV Reactor Pressure Vessel) y la unidad de conversión de potencia (PCU Power Conversion Unit), la cual consta de las unidades turbo de alta y baja presión, el turbogenerador, un recuperador y los enfriadores.

Vasija de Presión del Reactor (Reactor Pressure Vessel RPV).- La vasija de presión de acero está colocada verticalmente y mide 27 [m] de altura y un diámetro de 6.2 [m] aproximadamente. Tiene un recubrimiento de una capa espesa de ladrillos de grafito de 1 [m] [7], el cual sirve de reflector exterior y como medio pasivo de transferencia de calor. El

revestimiento de grafito es perforado con orificios verticales para el alojamiento de los elementos de control. En la Figura 2.2.3, se muestra el diagrama de la vasija del reactor.

Figura 2.2.3 Vasija de Presión del Reactor [7]

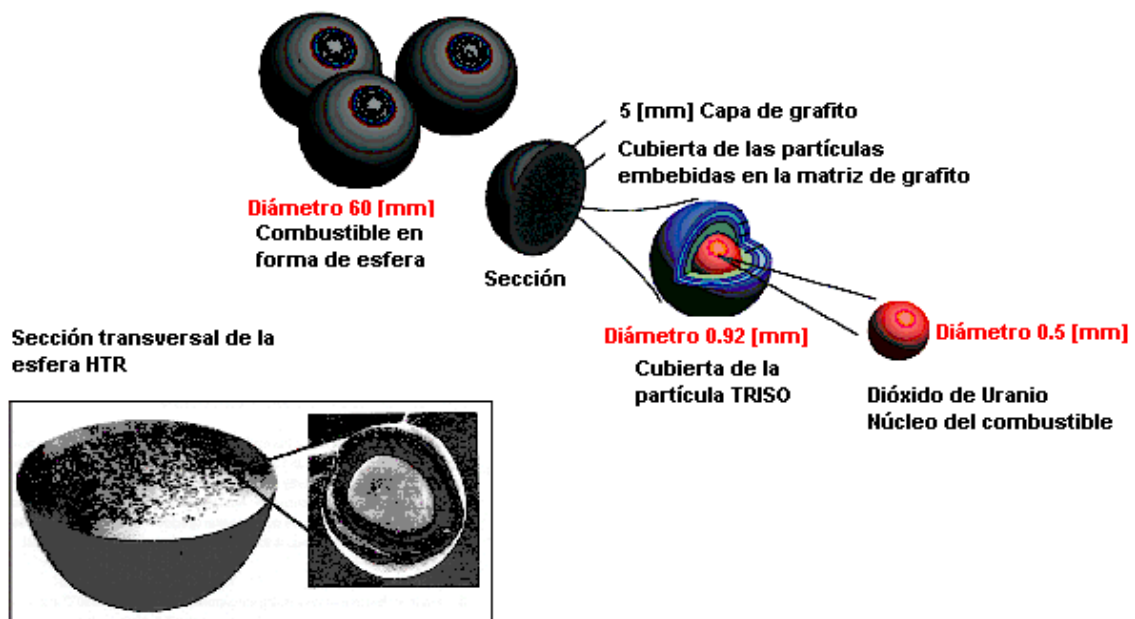


Moderador de Grafito.- El reactor PBMR utiliza partículas de dióxido de uranio enriquecido cubierto con carburo de silicón y carbón pirolítico. Las partículas son envueltas en grafito en forma de una esfera o almendra de combustible, aproximadamente del tamaño de una pelota de tenis.

Sistema de Combustible.- El combustible del reactor PBMR está basado en un diseño de prueba del combustible Alemán de alta calidad, el cual consiste de uranio de bajo enriquecimiento de tres cubiertas isotrópicas (Low Enriched Uranium Triple-Coated Isotropic LEU-TRISO) en las partículas contenidas en una esfera conformada de grafito. La cubierta de la partícula comprende de un núcleo de dióxido de uranio rodeado de cuatro capas de

cubierta. En la Figura 2.2.4, se muestra un diagrama de la estructura del combustible del reactor PBMR.

Figura 2.2.4 Diagrama de la Estructura del Combustible del Reactor PBMR [8].



En el proceso de fabricación, una solución de nitrato de uranio es rociado para formar las microesferas; éstas son calcinadas (horneadas a altas temperaturas) para producir combustible de dióxido de uranio llamadas “núcleos” (“kernels”). Los núcleos van hacia un horno de deposición de vapor químico (Chemical Vapour Deposition CVD), típicamente en una atmósfera de argón (gas inerte, incoloro e inodoro, que constituye el 1% de la atmósfera) a una temperatura de 1000 [°C] [9]. En los núcleos, las capas son de químicos específicos que pueden ser adheridos con extrema precisión.

Para el combustible del PBMR, la primera capa depositada en los núcleos es carbón poroso, el cual permite que los productos de fisión al ser recolectados no tengan sobrepresurización en la cubierta de las partículas de combustible. Enseguida tiene una delgada cubierta de carbón pirolítico (una forma muy densa de carbón tratado con calor), una capa de carburo de silicón (un material fuertemente refractario), y otra capa de carbón pirolítico.

El carbón poroso se ajusta a cualquier deformación mecánica que el núcleo (*kernel*) de dióxido de uranio pudiera padecer durante el tiempo de vida del combustible, conforme los gases de los productos de fisión se diseminan fuera del *kernel*. Las capas de carbón pirolítico y carburo de silicón son barreras impenetrables diseñadas para contener el combustible y productos de fisión radiactivos resultado de las fisiones nucleares en el núcleo.

Quince mil de estas partículas cubiertas, de 1[mm] de diámetro aproximadamente, son mezcladas con polvo de grafito y resina fenólica, comprimidas en forma de bolas de 60 [mm] de diámetro [9]. Una espesa capa de 5 [mm] de espesor de carbón puro es agregada para formar una zona que no tenga combustible, llamada “non-fuel zone”, resultando esferas que son sinterizadas y templadas para hacerlas más duras y durables.

Finalmente, el combustible esférico llamado “pebbles” es producido con un diámetro uniforme de 60 [mm], cada esfera de combustible contiene 9 [g] de uranio. El uranio total de una carga de combustible es de 4.1 toneladas métricas y la masa total de una esfera de combustible es de 210 [g] [9].

Durante la operación normal, el núcleo del reactor contiene 456,000 [9] esferas de combustible. Una columna de grafito es localizada en el centro del núcleo y las esferas de combustible están rodeando a la columna de grafito en forma de anillo. El grafito es utilizado en aplicaciones nucleares por sus características estructurales y tiene la capacidad de disminuir la velocidad requerida de los neutrones para la reacción nuclear que toma lugar. Esta geometría limita los picos de temperatura en el combustible después de una posible pérdida de refrigerante.

Con el objeto de mantener la reacción de fisión en cadena, las esferas de uranio en el reactor están enriquecidas aproximadamente en un 9% [9] de Uranio 235.

El reactor es llenado continuamente con combustible fresco o reutilizado desde la parte superior, mientras que el combustible usado es removido por la parte inferior. Después de cada pasada a través del núcleo del reactor, las esferas de combustible son medidas para determinar la cantidad del material físil que sale del reactor. Si las esferas todavía contienen una cantidad utilizable de material físil, estas esferas regresarán al reactor para otro ciclo. Cada ciclo toma aproximadamente seis meses.

Cada esfera de combustible pasa a través del reactor seis veces y pasarán aproximadamente tres años antes que deban retirarse del núcleo, lo cual significa que el reactor usará un total de aproximadamente 12 cargas de combustible en su tiempo de vida de diseño.

El tiempo de vida de las esferas de combustible de uranio enriquecido es mucho mayor en el reactor PBMR que en los reactores de potencia convencionales.

El combustible consumido se almacena en 10 tanques, cada tanque con un diámetro de 3.2 [m] y una altura de 18 [m]. Un tanque puede almacenar 600,000 esferas de combustible [9].

Todos los procesos principales para fabricar núcleos, las partículas cubiertas y las esferas de combustible, en un laboratorio a escala, se encuentran en el lugar en donde el combustible del reactor PBMR fue desarrollado, los laboratorios Necsa (The South African Nuclear Energy Corporation, en Pelindaba cerca de Pretoria).

En Marzo del 2005 la compañía de los reactores PBMR otorgó un contrato para el diseño, construcción y obtención del combustible de una planta piloto. La instalación tendrá una capacidad inicial de 270,000 esferas de combustible por año [9].

Refrigerante.- El helio es utilizado como refrigerante del reactor y como medio de transferencia de energía, para impulsar un sistema de ciclo cerrado de turbina de gas y generador. Para remover el calor generado por la reacción nuclear, el refrigerante de helio entra a la vasija del reactor a una temperatura aproximadamente a 500 [°C] y a una presión de 9 [MPa] [10]. El refrigerante fluye hacia abajo entre las esferas de combustible, una vez que se ha calentado a una temperatura de aproximadamente 900 [°C] [11] sale de la vasija del reactor. Los gases calentados impulsan una turbina-compresor montada directamente en un solo eje. Este eje es acoplado al generador a través de un elemento reductor velocidad (*gearbox*).

El refrigerante se encuentra en la turbina aproximadamente a 500 [°C] a una presión de 2.6 [MPa] [12] por lo que el helio pasa en un recuperador de alta eficiencia. Después en el recuperador, el gas es enfriado y re-comprimido en dos etapas en las cuales el helio regresa al núcleo del reactor después de haber sido recalentado a 500 [°C].

Operación del reactor PBMR.- El proceso que utiliza el reactor es un ciclo Brayton con un circuito cerrado de agua-enfriada en el inter-enfriador (intercooler) y en el pre-enfriador (pre-cooler). La importancia de una alta presión y temperatura en el refrigerante está basada en una alta eficiencia térmica. Mientras que los reactores LWR tienen una eficiencia térmica del 33%, los reactores PBMR tienen una eficiencia térmica de diseño de un poco más del 40% [11]. El avance en la tecnología de materiales y en el desempeño del combustible permite la operación de altas temperaturas, ofreciendo una expectativa en el incremento de la eficiencia a un 50%.

El objetivo es operar al reactor durante seis años ininterrumpidamente antes de que se realice el mantenimiento. Sin embargo, para el primer módulo de prueba, una cierta cantidad de apagados provisionales serán requeridos para la evaluación planeada del desempeño de los componentes y sistemas.

El apagado se logra al insertar las barras de control. La puesta en marcha es llevada a cabo haciendo al reactor crítico mediante las fisiones del combustible en el núcleo del reactor y removiendo el calor en la unidad de conversión de potencia y accionando el turbogenerador.

Los picos de temperatura que pueden ser alcanzados por el núcleo del reactor (1600 [°C] o bien 2912 [°F] [13] bajo las más severas condiciones) están por debajo de la temperatura que pudiera causar daños en el combustible. Esto es porque los radionúclidos, los cuales son los productos potencialmente dañinos de las reacciones nucleares, son recubiertos por dos capas de pirocarbón y una capa de carburo de silicón, las cuales son extremadamente buenas para resistir altas temperaturas.

Incluso, si existiera una falla en los elementos activos del sistema que son diseñados para detener la reacción nuclear y remover del núcleo del reactor el calor de decaimiento del núcleo, el reactor por sí mismo detendría cualquier fisión nuclear y eventualmente se enfriaría de manera natural. A diferencia del tipo de reactor de Chernobyl, en el cual durante el accidente aumentó la potencia con el aumento de la temperatura, debido a un “coeficiente positivo de reactividad por temperatura”, es decir, que ante un incremento de temperatura en el núcleo del reactor, la tasa de fisiones aumenta y la reacción en cadena sigue produciendo calor. Este calor produce a su vez un aumento en la temperatura y con ello un aumento en las fisiones, y por lo tanto un aumento en la potencia. Sin embargo el reactor de cama de esferas tiene un “coeficiente negativo de reactividad por temperatura”, es decir, que ante un incremento de temperatura en el núcleo del reactor, la tasa de fisiones

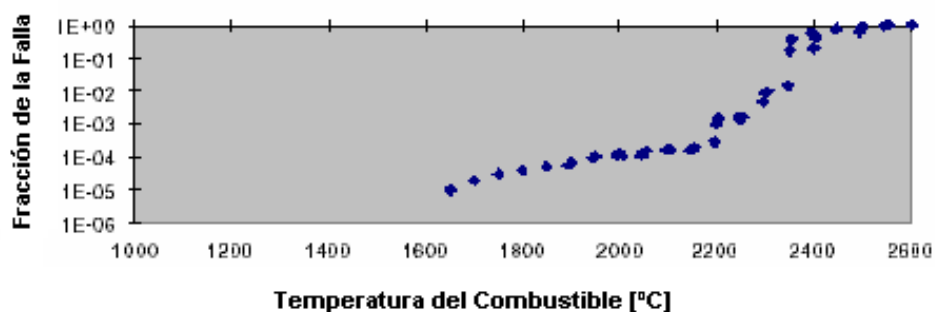
disminuye y la reacción en cadena tiende a detenerse y el reactor se apagará solo. Además este reactor es enfriado naturalmente debido a que el calor es transportado al medioambiente.

El tamaño del núcleo del reactor PBMR garantiza una alta relación entre la superficie y el volumen. Esto significa que el calor que se pierde a través de la superficie es más que el calor generado por el decaimiento de los productos de fisión en el núcleo. Por lo tanto el reactor nunca alcanza una temperatura a la cual podría ocurrir una degradación del combustible.

El concepto del núcleo del reactor está basado en la planta de potencia Alemana AVR, la cual trabajó por 21 años. Este diseño fue demostrado mediante una prueba, en la cual el refrigerante que fluía a través del núcleo del reactor se detuvo y las barras de control fueron retiradas, tal y como si la planta estuviera en modo normal de operación. Se demostró que el núcleo del reactor nuclear se apagó por si mismo en unos cuantos minutos. Posteriormente se probó que no hubo deterioro por arriba de la fracción normal de falla de diseño del combustible. Esto demostró que la fundición del núcleo del reactor no es posible y que se tiene un diseño del reactor inherentemente seguro.

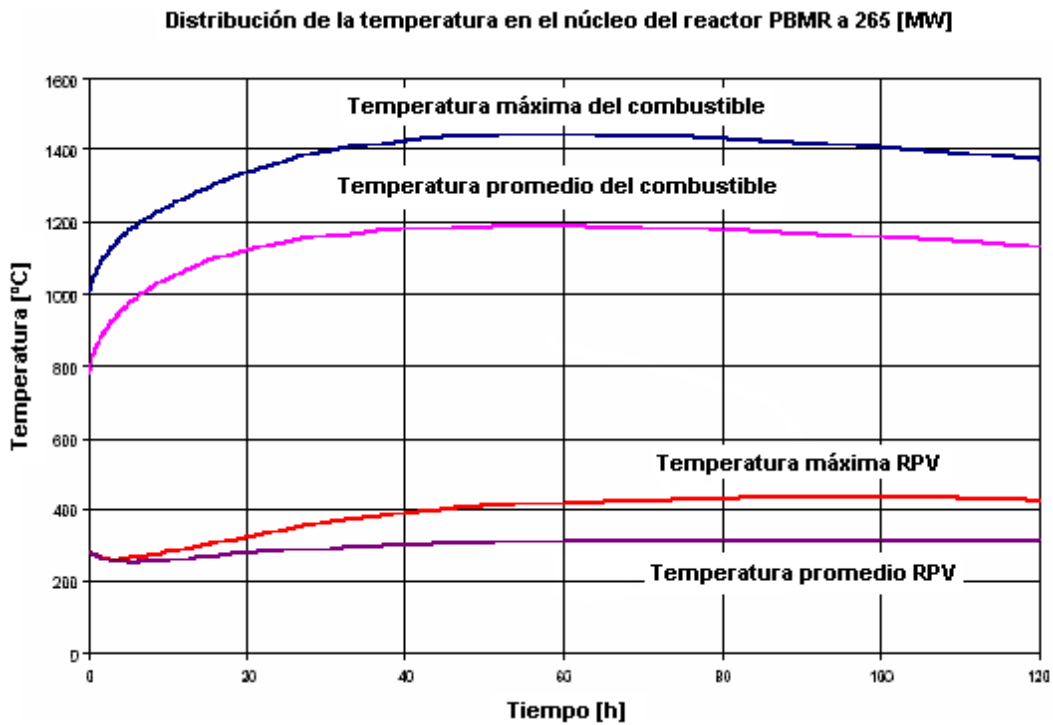
La Figura 2.2.5, muestra el desempeño del combustible bajo periodos de tiempo extendidos a alta temperatura.

Figura 2.2.5 Desempeño del Combustible [13]



La siguiente gráfica muestra cómo se comporta el combustible del reactor PBMR bajo periodos prolongados a altas temperaturas y cómo las temperaturas se ven afectadas por eventos del tipo de “pérdida de refrigerante”.

Figura 2.2.6 Evento de Pérdida de Refrigerante [13]



La Figura 2.2.6, muestra la temperatura de la parte más caliente del combustible y de la vasija (RPV), y la temperatura promedio, también para el combustible y la vasija, después de la pérdida total de refrigerante.

2.2.3 Reactor GT-MHR (Gas Turbine- Modular Helium Reactor)

El reactor modular de helio de turbina de gas (GT-MHR de sus siglas en inglés) pertenece a la nueva generación de reactores nucleares que están bajo desarrollo. El diseño de la planta ha evolucionado debido a la experiencia en la operación de más de cincuenta reactores [14] nucleares refrigerados por gas en el mundo y los recientes avances tecnológicos en los sistemas del ciclo Brayton.

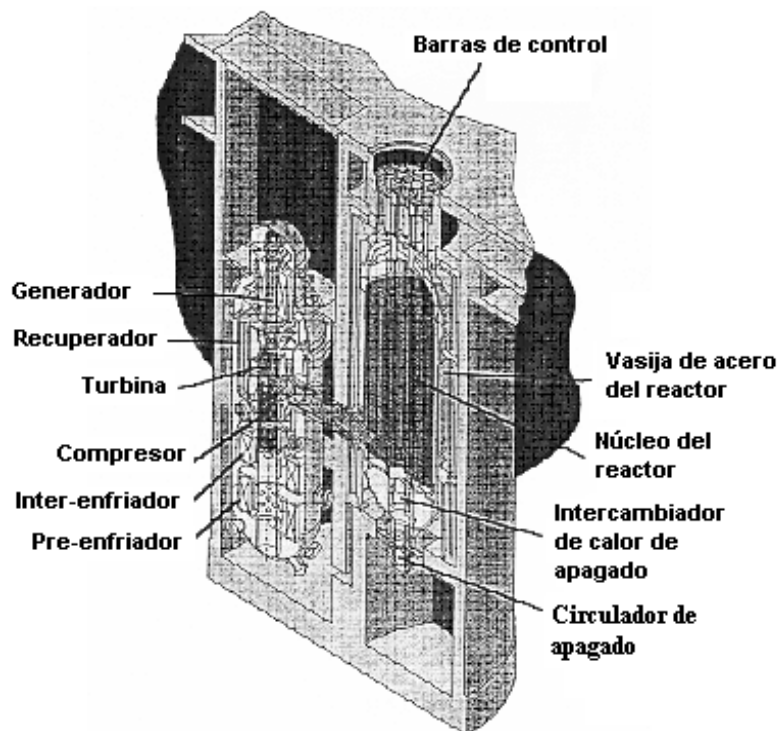
En la década de 1980, los diseños de los reactores modulares de helio (Modular Helium Reactor, MHR) fueron desarrollados en Alemania y los Estados Unidos en respuesta a la preocupación general por la seguridad pública. El mayor inconveniente de estos diseños de

seguridad pasivos, los cuales utilizaron la conversión del ciclo Rankine de potencia, fue que después de ser evaluados, resultaron ser económicamente no competitivos.

El reactor GT-MHR al igual que el MHR, contienen una vasija, con una alta eficiencia en el sistema de conversión de la turbina de gas, almacenada en una vasija anexa. Las vasijas del reactor y de la unidad de conversión de potencia están interconectadas con una conexión transversal. En la Figura 2.2.7, se muestra el reactor GT-MHR.

El reactor utiliza moderador de grafito y partículas de combustible de cubiertas TRISO. Estas partículas de combustible tienen la misma estructura que las utilizadas en el reactor modular de cama de esferas PBMR, las cuales fueron descritas con anterioridad en el punto 2.2.2 de este capítulo.

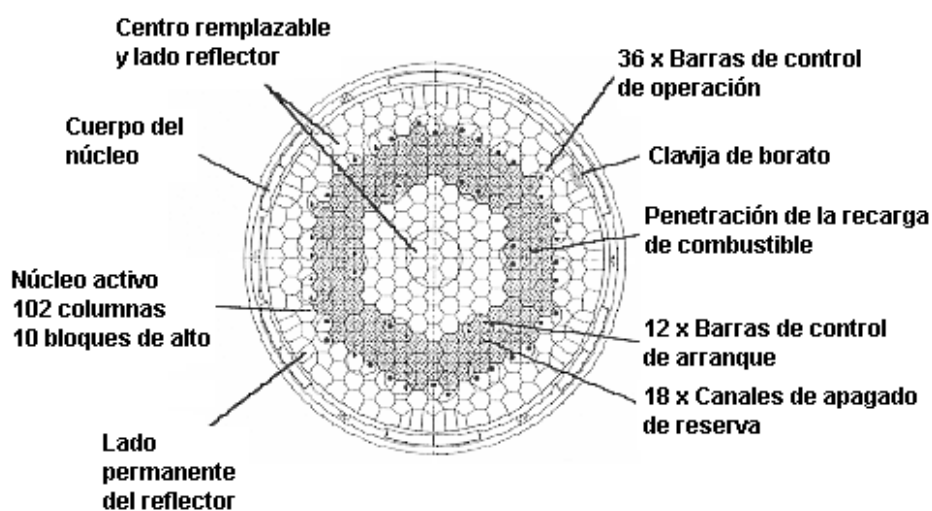
Figura 2.2.7 Reactor GT-MHR [14]



Para el reactor MHR, las partículas de cubierta TRISO son depositadas en una matriz de grafito de forma cilíndrica de combustible compacto de aproximadamente 13 [mm] de diámetro y 51 [mm] de largo. Aproximadamente 3000 cilindros de combustible compacto

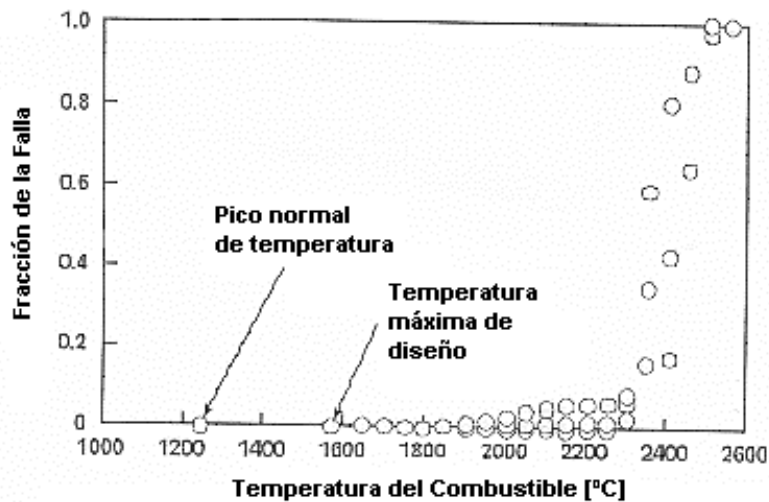
son cargados dentro de una matriz hexagonal de grafito, 793 [mm] de largo por 360 [mm]; es el mismo tipo de elemento combustible que mostró un excelente desempeño en el reactor Fort Sain Vrain [15]. Ciento dos columnas de elementos combustibles hexagonales, apiladas en diez elementos de altura, forman un núcleo anular. Los bloques de grafito se colocan dentro y fuera del núcleo. En la Figura 2.2.8, se muestra el núcleo del reactor GT-MHR y la forma de acomodo del combustible.

Figura 2.2.8 Núcleo del Reactor GT-MHR y Forma de Acomodo del Combustible [16].



Las partículas de combustible de cubierta TRISO permanecen estables a muy altas temperaturas. Las cubiertas no empiezan a degradarse térmicamente hasta que se alcanzan temperaturas cerca de 2000 [°C]. Las temperaturas normales de operación no exceden los 1250 [°C] aproximadamente y en el peor caso de accidente las temperaturas son mantenidas por debajo de 1600 [°C] [15]. En la Figura 2.2.9, se muestra una gráfica del comportamiento del combustible, mostrando su estabilidad más allá de valor máximo de temperatura que podría provocar un accidente.

Figura 2.2.9 Comportamiento del Combustible [16]



El diseño del reactor GT-MHR ofrece algunas ventajas en su funcionamiento, las cuales se describen a continuación:

Seguridad del Reactor

El GT-MHR es un reactor de seguridad pasiva y a prueba de fundición del núcleo. El nivel general de seguridad de la planta es único entre la tecnología de los reactores nucleares. Este nivel es alcanzado por una combinación de características de seguridad inherente y la selección del diseño que ofrece máximas ventajas a estas características como:

- El refrigerante de helio, el cual es de una sola fase, inerte y no tiene efectos de reactividad.
- Un núcleo de grafito, lo que provee alta capacidad calorífica, baja respuesta térmica, y estabilidad estructural a muy altas temperaturas.
- Partículas de combustible cubiertas de grafito, las cuales permiten quemados extremadamente altos y detienen los productos de fisión a temperaturas mucho mayores que las de operación normal.
- Un coeficiente de temperatura de reactividad negativo, el cual inherentemente disminuye la potencia del reactor cuando la temperatura aumenta.
- Un núcleo anular de 600 MWt, de baja densidad de potencia dentro de una vasija de acero, rodeada de un sistema de enfriamiento de cavidad en el reactor. El nivel de potencia y la geometría juntas habilitan la transferencia pasiva de calor desde el

núcleo hasta el último sumidero de calor, mientras se mantiene la temperatura del combustible debajo de los límites que podrían causar daño.

Alta Eficiencia de la Planta

El uso del ciclo Brayton en el reactor GT-MHR provee una capacidad de generación de electricidad con una eficiencia neta de la planta del 47% [17], un nivel que no podría ser obtenido con otra tecnología de reactor nuclear. Esta alta eficiencia de la planta resulta en una generación de energía de bajos costos. La alta eficiencia resulta además en una menor descarga térmica significativa al medio ambiente, menor que otras tecnologías de reactores, y en una baja pérdida de generación por unidad de electricidad producida.

Ciclo Termodinámico del Reactor

El helio es calentado en el núcleo del reactor, se expande a través de la turbina de gas para generar electricidad a una temperatura aproximada de 850 [°C] y una presión de 7.02 [MPa]. El helio sale de la turbina fluyendo a través del lado caliente del recuperador a 510 [°C] y 2.64 [MPa], transfiriendo el calor residual al helio en el lado frío del recuperador (el cual es regresado al reactor). Del recuperador, el helio fluye a través del pre-enfriador en donde es drásticamente enfriado a 26 [°C] y 2.57 [MPa]. Después el refrigerante de helio fluye a través del compresor de baja y alta presión respectivamente, interactuando con el inter-enfriador. A la salida del compresor de alta presión, el helio fluye a través del lado frío y de alta presión del recuperador, donde el refrigerante es recalentado a 490 [°C] y 7.07 [MPa], para regresar al núcleo del reactor [4]. Al igual que el PBMR, este reactor es uno de los mejores candidatos para producir hidrógeno, gracias a la alta temperatura alcanzada por el helio.

2.2.4 Reactores Rápidos Refrigerados por Metales Líquidos (LMFR)

Algunos países han investigado y desarrollado programas para mejorar los reactores rápidos de cría (FBR), los cuales son del tipo reactor de neutrones rápidos. Estos usan el Uranio 238 en el combustible del reactor así como también el isótopo fisible de Uranio 235.

Aproximadamente veinte reactores refrigerados por metales líquidos ya han operado, algunos desde la década de 1950, y otros suministrando comercialmente electricidad. Alrededor de 290 años-reactor de operación han sido acumulados [16].

El uranio natural contiene cerca del 0.7% de U-235 y 99.3 de U-238. En cualquier reactor, el isótopo U-238 es convertido en algunos isótopos de plutonio durante la operación. Dos de éstos, el Pu-239 y el Pu-241, se pueden fisurar de la misma manera que el U-235 para producir calor. En un reactor rápido de neutrones este proceso es perfeccionado así que el reactor puede “criar” combustible, a menudo usando un manto de uranio empobrecido alrededor del núcleo. Los reactores FBR pueden utilizar uranio por lo menos sesenta veces más eficientemente que un reactor normal. Estos son sin embargo caros para la construcción y sólo podría ser justificable económicamente si los precios del uranio se incrementaran considerablemente.

Por esta razón el trabajo de investigación del reactor Europeo FBR de 1450 MWe está prácticamente parado. Después de un tiempo de operación de 12 años, en 1997 el cierre del reactor FBR Francés, el Superphenix de 1250 MWe, detuvo el desarrollo del reactor europeo.

Las investigaciones continúan en la India, en el Centro Indira Gandhi (Indira Gandhi Centre) para la Investigación Atómica, de un reactor de cría de prueba de 40 MWt, el cual ha estado operando desde 1985. En el 2004 la construcción de un prototipo de reactor rápido de cría empezó en Kalpakkam. Se espera que la unidad esté en operación en el 2010, abastecido con carburo de uranio-plutonio y con un manto de torio para criar U-233 fisible.

En Japón, el reactor experimental Joyo ha estado operando desde 1977. El prototipo comercial del reactor FBR Monju de 280 MWe fue conectado a la red eléctrica en 1995, pero después fue parado debido a una fuga de sodio.

El reactor rápido de cría Ruso el BN-600 ha estado suministrando electricidad a la red eléctrica desde 1981 y tiene el mejor record de operación y producción de todas las unidades de potencia nucleares rusas. Éste utiliza combustible de óxido de uranio y el refrigerante de sodio entrega 550 [°C] a un poco más que la presión atmosférica [16]. El reactor FBR BN-350 ha operado en Kazajstán por 27 años y aproximadamente la mitad de su producción fue utilizada para la desalinización del agua. Rusia planea reconfigurar el reactor BN-600 para el quemado de plutonio de sus reservas militares.

En los Estados Unidos, General Electric (GE) fue la empresa pionera en desarrollar el diseño de un reactor modular de seguridad inherente enfriado por metales líquidos de 150 MWe, el PRISM, el cual se encuentra en desarrollo por un equipo de diseño liderado por la

GE. El Laboratorio de Argonne y GE han estado también desarrollando un reactor avanzado de cría de metales líquidos (Advanced Liquid-Metal Fast Breeder Reactor ALMR) de más de 1400 MWe, pero ambos diseños se encuentran en una etapa temprana en su desarrollo. Ningún reactor de neutrones rápido en los Estados Unidos ha llegado a ser más grande que los 66 MWe y ninguno ha suministrado electricidad comercialmente.

Los reactores rápidos refrigerados por metales líquidos (Pb y Pb-Bi) pueden acoplarse a procesos termoquímicos para la producción de hidrógeno, específicamente al proceso híbrido termoquímico electrolítico basado en la reacción Deacon, ya que operan alrededor de los 500 [°C].

2.2.4.1 Reactores de Plomo (Pb) y Plomo-Bismuto (Pb-Bi) como Refrigerante

El estudio de reactores rápidos refrigerados por plomo y plomo-bismuto se está llevando a cabo en las organizaciones de la Federación Rusa (Russian Federation RF) como lo son: el Instituto de Física e Ingeniería de Potencia (Institute of Physics and Power Engineering IPPE) y EDO GIDROPRESS, en los cuales la experiencia de los institutos ha sido acumulada en el transcurso del desarrollo y operación de reactores submarinos refrigerados con plomo-bismuto eutéctico. Sin embargo, el bismuto es caro y las fuentes son limitadas. Por lo que su uso resulta en aplicaciones especiales, como los reactores pequeños o un número limitado de reactores rápidos. Por esta razón el plomo como refrigerante todavía se está estudiando en el IPPE, el Instituto Kurchatov, y otras organizaciones.

El refrigerante de plomo y plomo-bismuto tiene altas temperaturas de ebullición. Los puntos de fusión y ebullición del sodio son 98 [°C] y 883 [°C] respectivamente. Para el plomo-bismuto eutéctico los valores son 123.5 [°C] y 1670 [°C] respectivamente y para el plomo son 327 [°C] y 1740 [°C] a la presión atmosférica [18]. Los calores específicos por unidad de volumen del plomo-bismuto y del plomo son similares a los del sodio pero la conductividad es aproximadamente un factor 4 veces más pequeña.

La remoción del calor generado por el núcleo del reactor se lleva a cabo por el refrigerante de plomo. El refrigerante es bombeado a 2 metros de altura sobre el nivel de plomo de la cámara de succión para alimentar el nivel libre de la cámara de descarga anular. Entonces el plomo desciende a la placa soporte del núcleo, a través de los ensambles de combustible, para ser sobrecalentado a una temperatura de 540 [°C],

después es alimentado a la cámara de descarga del refrigerante “caliente”. Posteriormente el refrigerante sale y a través de un cabezal de distribución fluye al generador de vapor. Mientras baja por el lado de la coraza del generador de vapor, el refrigerante de plomo proporciona su calor al refrigerante secundario, el cual fluye a través de los tubos. Aun cuando la temperatura alcanzada por el refrigerante es menor que la de los reactores de gas de alta temperatura, estos reactores también son considerados para la producción de hidrógeno a gran escala.

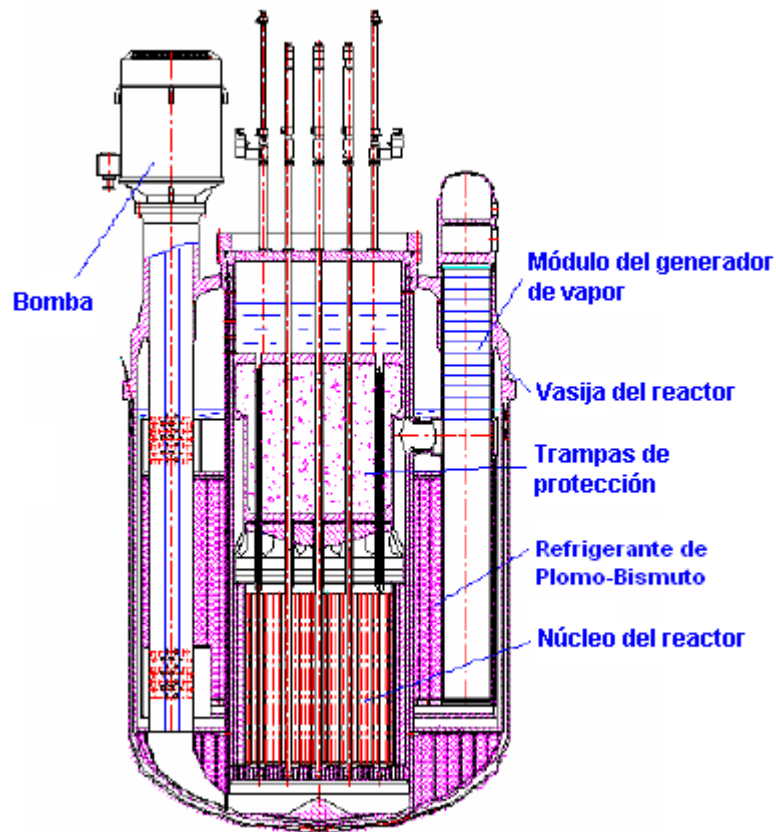
La radioactividad gamma (γ) inducida en el refrigerante de Pb y Pb-Bi es baja, así que el acceso se puede hacer al circuito del refrigerante después de un periodo de apagado de aproximadamente 24 horas. Sin embargo, la producción de radiactividad alfa (α) del ^{210}Po , producido a partir del bismuto, y en menor grado del plomo, plantea problemas por su migración desde el refrigerante hacia la cubierta de gases y por la formación de aerosoles. El ^{210}Po es volátil, así que cualquier fuga de la cubierta de gas genera riesgo a los operadores de la planta y al medio ambiente. En su primera etapa de desarrollo, la formación de depósitos de óxido de plomo y otras impurezas traen problemas.

Reactor de Plomo-Bismuto

Dos tipos de diseños están siendo estudiados: el SVBR-75 y el ANGSTREM. El reactor SVBR-75 está diseñado para producir 75 [MWe]. El estudio de este reactor investiga la posibilidad del diseño del núcleo para operar por 10 años sin reabastecerse de combustible. Una versión del reactor llamado ANGSTREM puede producir 30 [MWt] o 6 [MWe] en combinación de calor y electricidad [18]. En la Figura 2.2.10, se muestra el reactor SVBR-75 con refrigerante de plomo-bismuto.

Las aleaciones de Plomo y Plomo-Bismuto son inflamables en aire o agua. En principio, el refrigerante del reactor de Pb y Pb-Bi no debería de tener un circuito intermedio entre el refrigerante primario y el vapor, sin embargo se sabe que han ocurrido graves incidentes con el refrigerante del reactor de Pb-Bi, debido a fugas de agua/vapor ocurridas en el generador de vapor del submarino, en el cual se instaló este tipo de reactor. Como resultado de una fuga, algunas regiones del núcleo del reactor se taparon con productos obtenidos por la interacción del agua y del Pb-Bi, provocando la fundición del núcleo. Por consiguiente la eliminación del circuito intermedio entre el refrigerante primario (Pb, Pb-Bi) y el agua/vapor es cuestionable y necesita de esfuerzos adicionales de investigación y desarrollo.

Figura 2.2.10 Reactor SVBR-75 Refrigerado por Plomo-Bismuto [18].



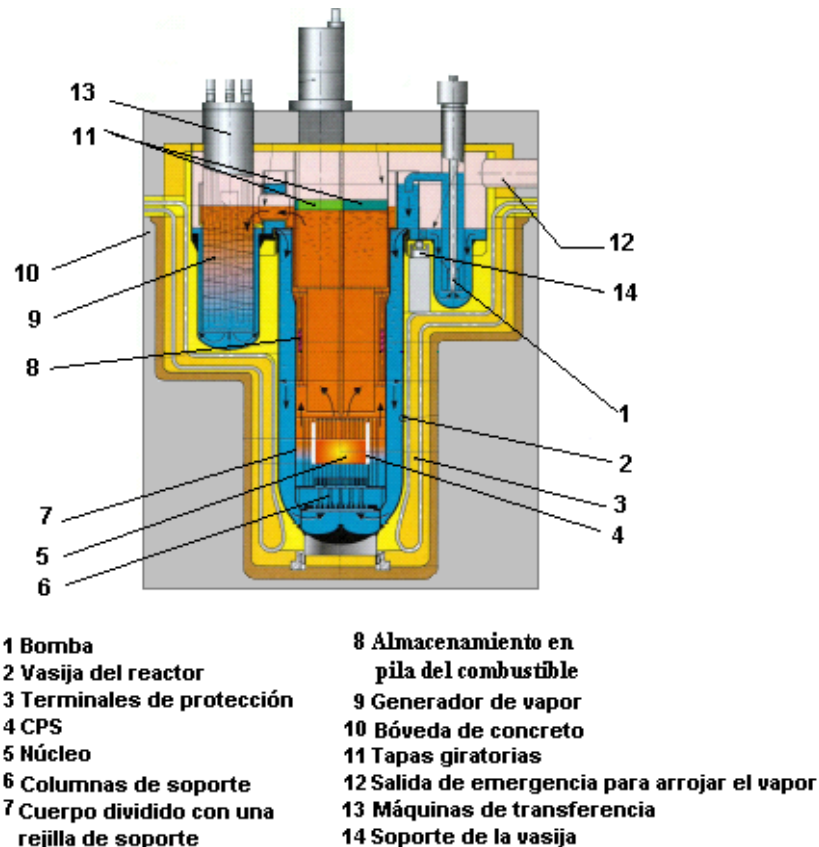
Reactor refrigerado por Plomo

El principal concepto del reactor rápido refrigerado por plomo es un diseño integral (o semi-integral) con combustible de nitruro. El diseño de la central es de dos circuitos con un ciclo de agua-vapor de presión supercrítica. Los proyectos de los reactores BREST-300 y BREST-600 de 300 [MWe] y 600 [MWe] respectivamente fueron desarrollados en Rusia por RDIPE en cooperación con el Instituto RRC Kurchatov. En la Figura 2.2.11, se muestra el reactor BREST-300 con refrigerante de Plomo.

Actualmente se está desarrollando el diseño de dos circuitos con recalentamiento de vapor/vapor y precalentamiento de agua de alimentación hasta 340 [°C] con vapor de parámetros supercríticos. La remoción del calor del núcleo del reactor se logra con un flujo forzado de plomo, proporcionado por las bombas instaladas en cuatro lazos paralelos. El refrigerante de plomo fluye a través del subconjunto de combustible donde es calentado hasta 540 [°C]. En el generador de vapor el plomo es enfriado hasta aproximadamente a 420 [°C] [18].

El peso total del reactor BREST-300 y el refrigerante es de 8000 [tons], y la vasija precalentada se llena de 600 [m³] de plomo. La vasija está hecha de acero austenítico [18].

Figura 2.2.11 Reactor BREST-300 Refrigerado por Plomo [18].



La baja absorción y moderación de neutrones en el plomo da una ventaja en la relación de cría. Parcialmente el valor de la relación de cría del núcleo del reactor igual a uno puede ser alcanzado en los reactores enfriados por plomo con combustible de nitruro. Sin embargo, el uso de plomo como refrigerante provoca algunos efectos negativos. Por ejemplo, la caída de presión en el núcleo es más alta (aproximadamente 7 veces) que en el caso del sodio como refrigerante en las mismas condiciones (potencia del reactor, el flujo del refrigerante a través del núcleo, el incremento de la temperatura del refrigerante y la duración del elemento combustible). El incremento de la caída de presión es causado considerablemente por la baja capacidad térmica del plomo comparada con el sodio, y no puede ser compensada por su alta densidad.

Para disminuir la resistencia hidráulica del núcleo, el flujo a través del núcleo debe incrementarse por medio de una reducción de la fracción de volumen de combustible y por medio del incremento del diámetro del núcleo del reactor.

Finalmente, se presentan algunos inconvenientes de los refrigerantes de plomo y plomo-bismuto, que dan lugar a los siguientes problemas:



- Daño a los componentes y elementos combustibles causados por la alta corrosión de los metales pesados.
- Congelación del plomo en el generador de vapor en caso de falla de los calentadores de agua de alimentación.
- Problemas con respecto al trabajo de reparación y mantenimiento y a las operaciones de recarga de combustible, llevadas a cabo a altas temperaturas del plomo, por encima de 400 [°C].
- Problemas con la producción de metales pesados de isótopos de vida media larga.

A continuación se presentan algunas ventajas de los reactores rápidos con refrigerantes de metales pesados:

- Mínimo exceso de reactividad.
- Transmutación de actínidos y de productos de fisión de vida media larga.
- Resistencia a la proliferación, por la eliminación de mantos fértiles y la aplicación de métodos pirometalúrgicos de reprocesamiento y fabricación de combustible in situ.
- Terminación segura de accidentes en base a mecanismos pasivos.

Para concluir, se presenta la Tabla 2.2.1, en la que se muestran las principales características de los reactores estudiados en este capítulo y a qué tipo de método de producción de hidrógeno se pueden acoplar, tomando en cuenta la temperatura de operación del reactor.

Tabla 2.2.1 Principales Características de los Reactores de Alta Temperatura

Clasificación	Reactor	Refrigerante	Temperatura de Operación [°C]	Combustible	Método de Producción de Hidrógeno	Uso
Reactores de Gas a Alta Temperatura	Reactor Modular de Cama de Esferas (PBMR)	Helio	850	Dióxido de Uranio (UO ₂) enriquecido Esférico 	<ul style="list-style-type: none"> • Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura • Proceso Termoquímico SI (Yodo-Azufre) 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de H₂ • Electricidad • Desalinización del agua de mar
	Reactor Modular de Helio de Turbina de Gas (GT-MHR)	Helio	850	Dióxido de Uranio (UO ₂) enriquecido Prismático 	<ul style="list-style-type: none"> • Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura • Proceso Termoquímico SI (Yodo-Azufre) 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de H₂ • Electricidad • Desalinización del agua de mar
Reactores Rápidos Refrigerados por Metales Líquidos	Reactor Refrigerado por Plomo (BREST-300)	Plomo	550	Uranio enriquecido	<ul style="list-style-type: none"> • Procesos Termoquímicos • Proceso Híbrido Termoquímico Electrolítico basado en la Reacción Reversible de Deacon 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de H₂ • Electricidad
	Reactor Refrigerado por Plomo-Bismuto (SVBR-75)	Plomo-Bismuto	550	Uranio enriquecido	<ul style="list-style-type: none"> • Procesos Termoquímicos • Proceso Híbrido Termoquímico Electrolítico basado en la Reacción Reversible de Deacon 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de H₂ • Electricidad

Referencias Bibliográficas:

[1] DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, "A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems", GIF, U.S., Diciembre 2002,

http://www.ne.doe.gov/genIV/documents/gen_IV_roadmap.pdf (2002)

[2] Comisión Federal de Electricidad Central Laguna Verde, *Del Fuego a la Energía Nuclear*, Comisión Federal de Electricidad, Veracruz, Septiembre 2004

[3] World Nuclear Association, "Reactors Database",

http://www.world-nuclear.org/wgs/decom/database/php/qry_reactorsdb_test.php (2006)

[4] World Nuclear Association, "Small Nuclear Power Reactors – High temperature gas cooled reactors –",

<http://www.world-nuclear.org/info/inf33.html> (2006)

[5] International Nuclear Societies Council (INSC), *Nuclear Production of Hydrogen – Technologies and Perspectives for Global Deployment* –, International Nuclear Societies Council (INSC), United States of America, Noviembre 2004.

[6] IST Nuclear, "What is the Pebble Bed Modular Reactor?",

<http://www.istltd.com/nuclear/pbmr.asp> (2006)

[7] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), "What is PBMR? – Vessel Pressure–",

<https://www.pbmr.com/index.asp?Content=4> (2004)

[8] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), "What is PBMR? – Graphite moderated –",

https://www.pbmr.com/contenthtml/pictureFX/imgcache/20051117_FuelElemDesCom.jpg
(2004)

[9] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), "How the PBMR fueling system Works?",

<https://www.pbmr.com/download/FuelSystem.pdf> (2004)

[10] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), “What is PBMR? – Coolant -”, <https://www.pbmr.com/index.asp?Content=4> (2004)

[11] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), “How the PBMR Works?”, <http://www.pbmr.com/download/Operation.pdf> (2004)

[12] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), “What is PBMR? – Process -”, <https://www.pbmr.com/index.asp?Content=4> (2004)

[13] Proudly South African Pebble Bed Modular Reactor (Pty), “How safe is PBMR? – Why won’t PBMR become a second Chernobyl? –”, <http://www.pbmr.com/download/WhynoChernobyl.pdf> (2004)

[14] World Nuclear Association, The Uranium Institute, “The modular helium reactor for the twenty-first century – GT-MHR Reactor-”, <http://www.world-nuclear.org/sym/1997/fig-htm/labf5-h.htm> (1997)

[15] World Nuclear Association, Malcom P. La Bar & Walter A. Simon, “The modular helium reactor for the twenty-first century – GT-MHR desing overview –”, <http://www.world-nuclear.org/sym/1997/labar.htm> (1997)

[16] World Nuclear Association, The Uranium Institute, “The modular helium reactor for the twenty-first century – The GT-MHR annular reactor core limits fuel temperatures during accidents –”, <http://www.world-nuclear.org/sym/1997/fig-htm/labf7-h.htm> (1997)

[16] World Nuclear Association, The Uranium Institute, “The modular helium reactor for the twenty-first century – Coated fuel particles are stable to beyond maximum accident temperatures -“, <http://www.world-nuclear.org/sym/1997/fig-htm/labf8-h.htm> (1997)

[17] World Nuclear Association, Malcom P. La Bar & Walter A. Simon, “The modular helium reactor for the twenty-first century – High plant efficiency –”, <http://www.world-nuclear.org/sym/1997/labar.htm> (1997)

[18] International Atomic Energy Agency, "Comparative Assessment of thermophysical and thermohydraulic characteristics of lead, lead-bismuth and sodium coolants for fast reactors", IAEA Austria, Junio 2002.

<http://www.world-nuclear.org/info/inf08.htm> (2002)

CAPÍTULO 3

3. Análisis Económico

En este capítulo se presenta un análisis de los costos de producción de hidrógeno de los métodos accesibles actualmente tecnológicamente. En particular, la producción nuclear de hidrógeno se puede realizar hoy en día a través de la electrólisis.

Los costos para cada método son separados en costos de capital, de operación y mantenimiento, y costos de materia prima. Los costos de materia prima por unidad de energía son estandarizados, pero la eficiencia del sistema podría afectar el costo total de la materia prima. Cada tipo de costo es promediado y tiene rangos estimados. Los costos para cada presupuesto se recalcularon usando el tipo de cambio del dólar americano en el 2002 y el mismo costo fijo de recuperación de capital, así es como se pudo realizar la comparación. Si el factor de capacidad no está directamente expresado en la fuente de información, éste se asume de 0.90, significando que el proceso se realizará sobre un promedio del 90% de su capacidad de producción [1]. Todos los valores de energía son expresados en términos del poder calorífico superior (Higher Heating Value HHV).

Los costos de la producción de hidrógeno pueden ser separados en cuatro categorías: capital, operación y mantenimiento, materia prima, y costos del carbono. El costo total del hidrógeno producido por cada método de producción puede ser expresado como una suma de los cuatro términos:

$$C_{H_2} = C_{CAP} * FCR + C_{OM} + C_F / Eff + C_C * P \quad (1)$$

Donde:

C_{H_2} es el costo del hidrógeno [dólares / GJ]

C_{CAP} es el costo de capital [dólares-año / GJ]

C_{OM} es el costo de operación y mantenimiento [dólares / GJ]

C_F es el costo de materia prima [dólares / GJ]

C_C es el costo del carbono [dólares / ton C]

FCR es el costo fijo de recuperación de capital [1 / año]

Eff es la eficiencia [GJ de hidrógeno producido / GJ de energía potencial de la materia prima]

P son las emisiones de carbono [toneladas de C / GJ de hidrógeno producido]

Para determinar cómo convertir el costo de capital por unidad de capacidad a costo de capital por unidad de producción, se debe determinar el costo fijo de recuperación de capital (Fixed Capital Charge Rate FCR). Esto incluye la tasa de retorno de la inversión, los impuestos por ingresos, los cargos por seguros, el interés durante la construcción y otros costos. Ya que la representación de estos valores puede variar significativamente, los valores del FCR se estiman para las empresas de servicio público y las compañías privadas. Los valores usados son del 15% y 20% [1], respectivamente. Las compañías privadas requieren de un alto porcentaje de ganancia en la inversión, lo cual implica un alto valor del FCR. El FCR significa que un cierto porcentaje del costo de capital total de la instalación se debe pagar anualmente.

El carbono es incluido en la ecuación como una variable de costo por tonelada, que representa, ya sea el costo del carbono en un sistema de penalizaciones por emisión de carbono, o el costo del secuestro de cada tonelada de carbono.

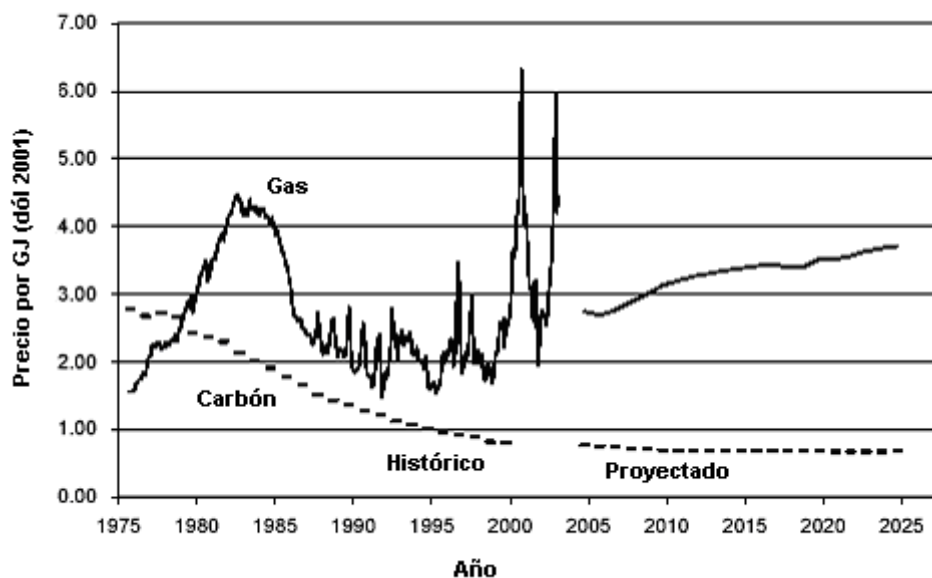
3.3.1 Reformado de Metano con Vapor

En los Estados Unidos, el reformado de gas natural con vapor (SMR, de sus siglas en inglés) es el método que produce más hidrogeno para la industria y es la forma más comercial en la producción de hidrógeno en todo el mundo. Debido a que el reformado con vapor ha sido comercializado desde hace tiempo, a diferencia de otros métodos de producción, los costos son conocidos con exactitud y probablemente no tendrán una baja significativa con los avances de la tecnología. La gran incertidumbre llega con el precio del gas natural, el cual es significativamente inestable.

Los precios del gas natural son muy volátiles; podrían duplicarse o triplicarse en un periodo de tiempo corto. Sin embargo, la Agencia de Información de Energía (Energy Information Agency, EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos de América (EUA), prevé un alza en los precios del gas natural hasta el año 2025; el futuro es incierto después de este periodo.

En la Figura 3.3.1, se muestra la gráfica del escenario de los precios del carbón y el gas natural.

Figura 3.3.1 Precios del Carbón y del Gas Natural, Históricos y Proyectados [1].



Los Estados Unidos de América tienen unas reservas probadas de gas natural de 5.181 trillones [m³] (183 trillones [ft³]), o aproximadamente 10 años a los actuales niveles de producción. Considerando las reservas probadas y las no probadas tienen alrededor de 42.475 trillones [m³] (1500 trillones de [ft³]) disponibles [1]. A los niveles de consumo actual, esta cantidad de reservas suministraría de gas natural a los Estados Unidos durante unos 65 años.

Es posible importar gas natural en su estado líquido (Liquid Natural Gas, LNG), aunque es más caro debido a los costos de refrigeración y transportación. Cantidades significantes de importación de LNG podrían incrementar el precio y disminuir la competitividad del gas natural. Sin embargo, el reformado de gas natural con vapor parece ser la técnica más demostrada y menos cara en la producción de hidrógeno.

Existe un acuerdo razonable en la literatura sobre el costo de producción de hidrógeno por medio del reformado de metano con vapor. Todos los aspectos del ciclo de producción son conocidos con exactitud. Sin embargo, los costos de la materia prima representan más de la mitad del costo del hidrógeno, incluso al precio del gas de 3 [dól / GJ] [1].

En un análisis económico-estadístico, se publicaron los valores usados por Kirk-Othmer, Leiby, Foster-Wheeler, Blok, Williams, Stiegel y Rutkowski. Sus estimaciones se muestran en la Tabla 3.3.1

Tabla 3.3.1 Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante SMR [1]

Fuente	CCAP [dól-año / GJ]	COyM [dól / GJ]	Eficiencia [%]	P [ton C / GJ]
Kirk Othmer	8.69	0.71	84	
Leiby	10.81	*	*	
Foster-Wheeler	8.57	*	*	
Blok	9.27	*	*	
Williams	11.84	1.07	90	
Stiegel	6.75	*	82	
Rutkowski	7.69	*	86	
Estadísticas				
Promedio	9.10	0.90	86	0.018
Desviación Estándar	1.80	0.30	3	

El reformado de gas natural con vapor produce aproximadamente 18 [kg] de carbono (en forma de dióxido de carbono) por [GJ] de hidrógeno [1]. Para el gas natural el secuestro podría ser relativamente económico. Si el dióxido de carbono es secado y comprimido, éste podría ser inyectado dentro de un depósito de gas natural subterráneo, re-presurizado y mejorar la recuperación del gas natural. Esto podría permitir que más gas sea recolectado del depósito y disminuir el costo de recuperación.

En la Tabla 3.3.2, se muestran los costos totales del hidrógeno, para diferentes precios del gas natural, utilizando la ecuación (1); el costo de capital, operación y mantenimiento y la eficiencia son valores estándar tomados del autor Williams en la Tabla 3.3.1; la penalización por emisiones de carbono es de 0, 50 y 100 [dól / tonC] para ver cómo afecta al costo del H₂. El FCR se considera para las empresas de servicio público, es decir 15%.

Tabla 3.3.2 Costo del hidrógeno en función de diferentes precios del gas natural para el proceso SMR

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	11.84	1.07	3.15	0.90	0	0.018	6.346
0.15	11.84	1.07	4.90	0.90	0	0.018	8.290
0.15	11.84	1.07	6.60	0.90	0	0.018	10.179
0.15	11.84	1.07	10.90	0.90	0	0.018	14.957
0.15	11.84	1.07	15.15	0.90	0	0.018	19.679

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	11.84	1.07	3.15	0.90	50	0.018	7.246
0.15	11.84	1.07	4.90	0.90	50	0.018	9.190
0.15	11.84	1.07	6.60	0.90	50	0.018	11.079
0.15	11.84	1.07	10.90	0.90	50	0.018	15.857
0.15	11.84	1.07	15.15	0.90	50	0.018	20.579

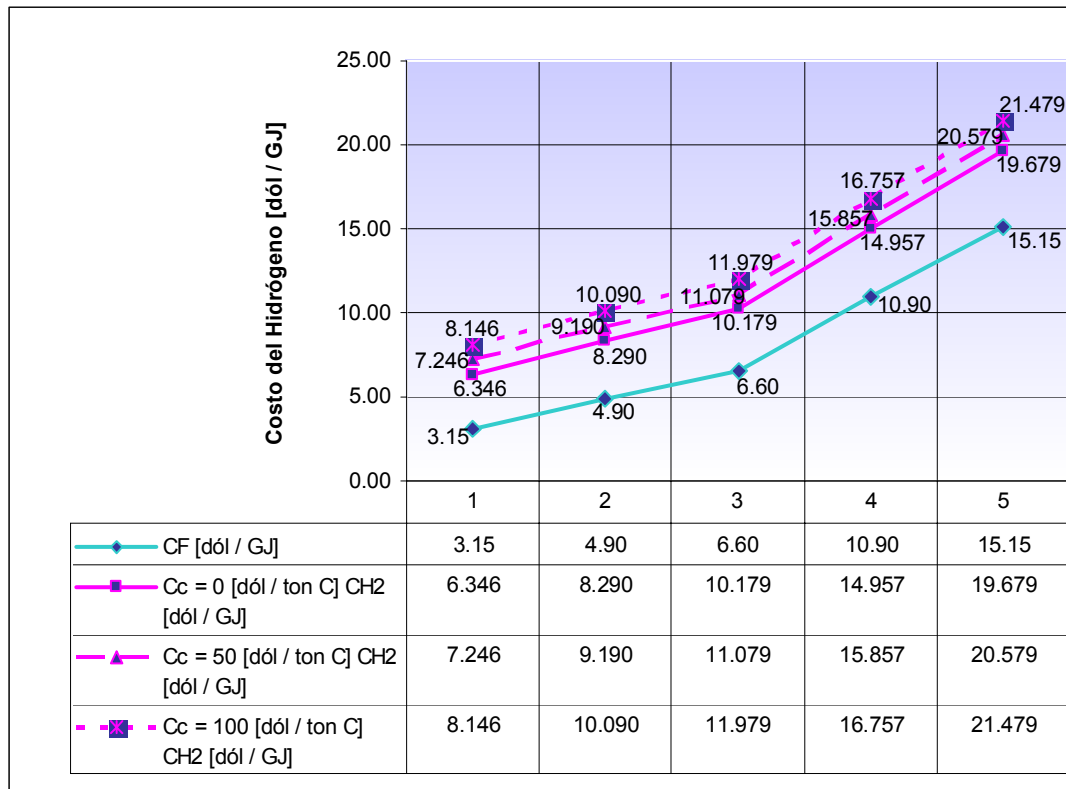
FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	11.84	1.07	3.15	0.90	100	0.018	8.146
0.15	11.84	1.07	4.90	0.90	100	0.018	10.090
0.15	11.84	1.07	6.60	0.90	100	0.018	11.979
0.15	11.84	1.07	10.90	0.90	100	0.018	16.757
0.15	11.84	1.07	15.15	0.90	100	0.018	21.479

En la tabla anterior, se puede observar que el costo del carbono a 50 [dól / tonC] incrementa los precios del hidrógeno en 0.9 [dól / GJ] respecto a los costos que no consideran una penalización a las emisiones de carbono. Tomando el costo del carbono a 100 [dól / tonC], incrementan los precios del hidrógeno en 1.8 [dól / GJ] y si con la misma penalización al carbono y el precio del gas a 5 [dól / GJ] el hidrógeno por SMR podría aproximarse a 10 [dól / GJ]; que corresponde al precio aproximado del hidrógeno electrolítico, con un costo de electricidad de 0.02 [dól / kWh] o bien de 5.55 [dól / GJ].

Además de los 18 [kg] de dióxido de carbono por [GJ] [1], probablemente el efecto más grande al medioambiente del SMR es el uso del suelo utilizado en la perforación del gas natural. Existe también una pequeña contaminación local del aire y una producción de desecho sólido por el reformado de gas natural. Aunque una reducción de los costos parece poco probable en el futuro, el proceso de reformado de metano seguirá siendo el menos costoso de los métodos comerciales en el corto plazo. Sus efectos al medioambiente son moderados comparados con otras tecnologías en la producción de hidrógeno.

En la Figura 3.3.2, se muestra una gráfica en la cual se aprecia el incremento del costo para la producción de hidrógeno, para diferentes valores del impuesto de carbono, en función de diferentes precios del gas natural para el SMR.

Figura 3.3.2 Costo de Producción de Hidrógeno para Diferentes Precios del Gas Natural



3.3.2 Gasificación del Carbón (GC)

Mucha gente ve al carbón como una de las más importantes materias primas del mundo para la producción de hidrógeno en el futuro. El carbón es económico (aproximadamente 3 veces más barato que el gas natural y 10 veces más barato que la electricidad en los Estados Unidos), abundante (el mundo tiene reservas que durarán 200 años al ritmo de producción actual, de acuerdo a British Petroleum), y los precios se han comportado de manera relativamente estable en los últimos 30 años. Las proyecciones de la EIA indican que los costos del carbón continuarán bajando ligeramente hasta el año 2025. En la Figura 3.3.1 se muestra esta tendencia.

El carbón es un importante recurso en muchos países del mundo, como en India, China, Australia y los Estados Unidos. Aunque la gasificación del carbón no está comercialmente avanzada como el SMR, aproximadamente 20% de la producción actual de hidrógeno en el mundo es producida por la gasificación del carbón (Kira-Othmer 1995) [2]. China produce más de sus 5 millones de toneladas de hidrógeno (700 millones [GJ]) por medio de gasificación del carbón [1].

El primer paso en la producción de hidrógeno por medio del carbón es gasificar el carbón mediante la combinación de vapor con oxígeno para producir una mezcla de gas crudo. Después la ceniza es removida, el gas crudo es desulfurizado para producir gas sintético (llamado "syngas"). El syngas tiene una composición ligeramente diferente dependiendo del tipo de gasificador usado; éste contiene principalmente, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El monóxido de carbono es convertido a dióxido de carbono e hidrógeno usando la reacción (*shift reaction*) agua-gas, y el hidrógeno es separado del dióxido de carbono usando PSA (*Pressure Swing Adsorption*) u otra técnica de separación.

En la producción de hidrógeno por medio de carbón, la eficiencia de la conversión podría representar un obstáculo para este método de producción. Sin embargo, especialistas en el tema han realizado análisis económicos y el resultado arrojado es que no se presentan grandes efectos sobre el costo global del hidrógeno; debido a que el costo del carbón es relativamente bajo respecto al costo de hidrógeno producido. Los precios del carbón tienden a ser estables incluso sobre periodos muy largos de tiempo. El costo de la materia prima representa una pequeña fracción del costo del hidrógeno, a los precios típicos del carbón. Los costos de capital y mantenimiento son los que dominan el costo global de producción de hidrógeno.

Algo del calor desechado por el proceso de gasificación del carbón puede ser convertido en electricidad. Aproximadamente 5% [1] de la energía original contenida en el carbón es convertida en electricidad a la salida del sistema (alguna electricidad adicional es creada, pero es consumida en el proceso de gasificación). El proceso crea aproximadamente 20 [kWh] [1] de electricidad por [GJ] de hidrógeno; actualmente los costos de electricidad de venta al mayoreo podrían reducir el costo neto de la producción de hidrógeno en 1 [dól /GJ] [1].

En un análisis económico-estadístico, se publicaron valores usados por Kirk-Othmer, Foster-Wheeler, Williams, Stiegel y Rutkowski. Sus estimaciones se muestran en la Tabla 3.3.3

Tabla 3.3.3 Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante carbón [1]

Fuente	CCAP [dól-año / GJ]	COyM [dól / GJ]	Eficiencia [%]	P [ton C / GJ]
Kirk Othmer	33.02	3.27	57	
Foster-Wheeler	28.37	*	*	
Stiegel	22.17	*	66	
Williams	29.04	2.98	77	
Rutkowski	27.95	*	63	

Estadísticas

Promedio	28.10	3.10	66	0.038
Desviación Estándar	3.90	0.20	9	

Sin la penalización aplicada a la emisión de carbono, el hidrógeno producido mediante carbón probablemente permanecerá por debajo de los 10 [dól / GJ] [1]. Puesto que el carbón es abundante y los precios son estables en la mayoría de las regiones del mundo, éste puede ser tratado como un límite para los costos de producción del hidrógeno en ausencia de la penalización del carbono.

En la Tabla 3.3.4, se muestran los costos totales del hidrógeno, para diferentes precios del carbón, utilizando la ecuación (1); el costo de capital, operación y mantenimiento y la eficiencia son valores estándar tomados del autor Williams en la Tabla 3.3.3; la penalización por emisiones de carbono es de 0, 50 y 100 [dól / ton C] para ver cómo afecta al costo del H₂. El FCR se considera para las empresas de servicio público, es decir 15%.

Tabla 3.3.4 Costo del hidrógeno en función de diferentes precios del carbón para la gasificación del carbón

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	29.04	2.98	0.70	0.77	0	0.038	8.245
0.15	29.04	2.98	1.70	0.77	0	0.038	9.544
0.15	29.04	2.98	5.00	0.77	0	0.038	13.830
0.15	29.04	2.98	8.30	0.77	0	0.038	18.115

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	29.04	2.98	0.70	0.77	50	0.038	10.145
0.15	29.04	2.98	1.70	0.77	50	0.038	11.444
0.15	29.04	2.98	5.00	0.77	50	0.038	15.730
0.15	29.04	2.98	8.30	0.77	50	0.038	20.015

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	29.04	2.98	0.70	0.77	100	0.038	12.045
0.15	29.04	2.98	1.70	0.77	100	0.038	13.344
0.15	29.04	2.98	5.00	0.77	100	0.038	17.630
0.15	29.04	2.98	8.30	0.77	100	0.038	21.915

En la tabla se aprecia que la penalización al carbono de 50 [dól / tonC] (en ausencia de secuestro) incrementa el precio del hidrógeno gasificado por carbón en 1.9 [dól / GJ]. Si el costo del secuestro permanece debajo de 50 [dól / tonC], quizá no ocasione que los costos del carbón sean prohibitivos. Sin embargo, si el secuestro no tiene éxito y las elevadas penalizaciones al carbono son aplicadas, el carbón podría perder su competitividad con el gas natural y posiblemente con la electrólisis renovable, para la producción de hidrógeno. De manera que si se aplica una penalización de 100 [dól / tonC] el precio del hidrógeno aumenta en 3.8 [dól / GJ].

Dado que la gasificación del carbón no está extensamente comercializada como el reformado con vapor, tiene más posibilidad para los avances tecnológicos. Según Rutkowski (2000) [3], se podrían utilizar membranas inorgánicas para la producción de hidrógeno mediante carbón, para que los costos totales de producción se aproximen a 5 [dól / GJ] [1] (incluyendo costo de capital, operación y mantenimiento, materia prima, pero no los costos del carbono). El Departamento de Energía de Estados Unidos está esperando que su planta de gasificación de carbón "FutureGen" genere hidrógeno con un costo de 4 [dól / GJ] [1].

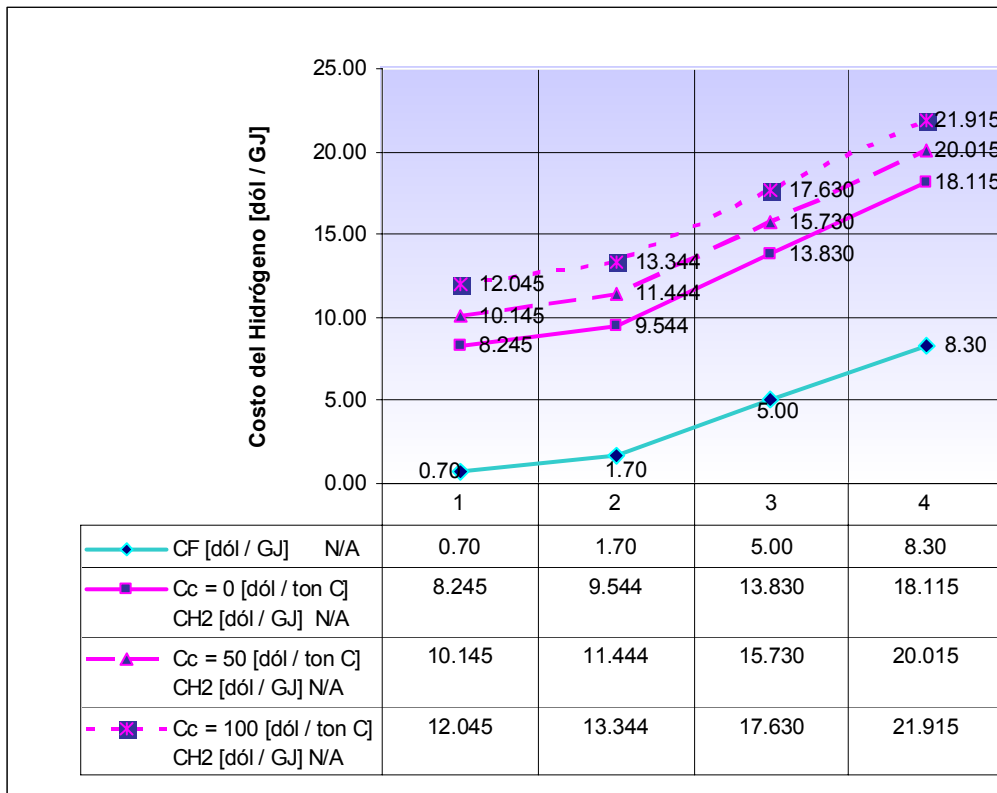
La gasificación del carbón tiene efectos más significativos al medioambiente que otros métodos de producción. Las minas de carbón pueden ser peligrosas y pueden dañar el paisaje y la calidad del agua del lugar. El transporte del carbón puede ser mediante procesos que utilizan combustible fósil, con lo cual se está también contaminando el aire. La combustión del carbón produce una cantidad significativa de desperdicio sólido; producido por ceniza, azufre y otros contaminantes que se encuentran de manera natural en el carbón.

La producción de hidrógeno por medio de la gasificación del carbón libera aproximadamente 38 [kg] de carbono por [GJ] [1]. Mucho de éste podría ser secuestrado, pero si no se tiene éxito en el secuestro, entonces el carbón podría producir dos veces más dióxido de carbono por unidad de energía que el gas natural, y muchas veces más que la biomasa o la electrólisis. El incremento de las eficiencias en el ciclo de vida podría permitir una mejora en la emisión de gases de efecto invernadero, respecto a las tecnologías actuales de combustión de carbón.

La gasificación del carbón proporciona una manera realista para que el hidrógeno sea producido con un costo razonable en la mayoría de las regiones del mundo. Por esta razón, el carbón puede ser visto como un método de producción que puede producir hidrógeno con un costo predecible para un futuro previsible.

En la Figura 3.3.3, se muestra una gráfica en la cual se aprecia el incremento del costo para la producción de hidrógeno a diferentes valores de la penalización del carbono, en función de diferentes precios del carbón para la gasificación del carbón.

Figura 3.3.3 Costo de Producción de Hidrógeno para Diferentes Precios del Carbón



3.3.3 Gasificación de la Biomasa (GB)

La gasificación de la biomasa es similar en muchas maneras a la gasificación del carbón. El proceso es análogo, principalmente en la semejanza de los costos de capital. La materia prima es relativamente barata, aunque los costos son mucho más especulativos. Hay más restricciones (como el uso de la tierra) en la producción de la biomasa que en el carbón. El proceso de gasificación de la biomasa empieza por el calentamiento de la biomasa para producir syngas, que consiste principalmente de hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y agua. Este gas es limpiado y entonces el vapor es introducido para crear la reacción de cambio agua-gas para producir el hidrógeno. Mediante el proceso PSA (Pressure Swing Adsorption) se separa el hidrógeno del dióxido de carbono.

La biomasa tiene muchas ventajas sobre el carbón como materia prima para la producción de hidrógeno. Es más reactiva y contiene menos azufre, sin embargo se requiere de un costoso equipo para eliminarlo. Además, las plantas de gasificación de carbón pueden ser más rentables en una escala económica que la biomasa, ya que las plantas de carbón

pueden ser de mayor capacidad. No es económico construir plantas de biomasa del tamaño de las plantas de carbón, ya que la biomasa tiene menos densidad de energía por volumen y por lo tanto es más caro transportarla.

Algunas publicaciones muestran desacuerdos sobre el costo de producción de la biomasa, debido a incertidumbres en los costos de capital, operación y mantenimiento, y la eficiencia. Esto se puede observar por el margen de error en el costo total, en el cual el rango de incertidumbre es de 3-4 [dól / GJ] [1] de hidrógeno.

En un análisis económico-estadístico, se publicaron los valores usados por Williams, Bowen, Spath y Hamelinck. Sus estimaciones se muestran en la Tabla 3.3.5

Tabla 3.3.5 Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante biomasa [1]

Fuente	CCAP [dól-año / GJ]	COyM [dól / GJ]	Eficiencia [%]	P [ton C / GJ]
Williams	23.95	2.48	73	
Bowen	14.66	1.5	66	
Spath	32.61	1.7	57	
Hamelinck	27.75	1.12	61	
Estadísticas				
Promedio	24.80	1.70	65	0.002
Desviación Estándar	7.60	0.70	8	

El futuro de la gasificación de la biomasa depende de muchos factores. El costo y la disponibilidad de la materia prima es probablemente el más importante. La EIA prevé que habrá aproximadamente 250 millones de [GJ] de biomasa disponible en el año 2020 en los Estados Unidos con un precio de 1.20 [dól / GJ] y 2 billones de [GJ] al precio de 2.40 [dól] (Hag 2002) [4]. La mayoría de la biomasa proviene de residuos agrícolas y residuos de madera molida, mientras algunos otros provienen de campos de cultivo. La energía obtenida de estos campos probablemente podría ser redituable en países en donde la tierra y la mano de obra son más baratas.

Ya que la gasificación de la biomasa y del carbón sigue procesos similares, la gasificación de la biomasa podría desarrollarse junto a las tecnologías del carbón y las que surjan en el futuro. La tecnología de las membranas inorgánicas podría contribuir a disminuir

los costos de la biomasa en el futuro. Aunque la producción de biomasa no podría cumplir todas las necesidades energéticas en el mundo para la producción de hidrógeno, ésta probablemente podría contribuir en regiones predominantemente agrícolas.

En la Tabla 3.3.6, se muestran los costos totales del hidrógeno, para diferentes precios de la biomasa, utilizando la ecuación (1); el costo de capital, operación y mantenimiento y la eficiencia son valores estándar tomados del autor Williams en la Tabla 3.3.5; la penalización por emisiones de carbono es de 0, 50 y 100 [dól / tonC] para ver cómo afecta al costo del H₂. El FCR se considera para las empresas de servicio público, es decir 15%.

Tabla 3.3.6 Costo del hidrógeno en función de diferentes precios de la biomasa para la gasificación de la biomasa

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH ₂ [dól / GJ]
0.15	23.95	2.48	1.65	0.73	0	0.002	8.333
0.15	23.95	2.48	3.00	0.73	0	0.002	10.182
0.15	23.95	2.48	6.35	0.73	0	0.002	14.771
0.15	23.95	2.48	9.65	0.73	0	0.002	19.292

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH ₂ [dól / GJ]
0.15	23.95	2.48	1.65	0.73	50	0.002	8.433
0.15	23.95	2.48	3.00	0.73	50	0.002	10.282
0.15	23.95	2.48	6.35	0.73	50	0.002	14.871
0.15	23.95	2.48	9.65	0.73	50	0.002	19.392

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH ₂ [dól / GJ]
0.15	23.95	2.48	1.65	0.73	100	0.002	8.533
0.15	23.95	2.48	3.00	0.73	100	0.002	10.382
0.15	23.95	2.48	6.35	0.73	100	0.002	14.971
0.15	23.95	2.48	9.65	0.73	100	0.002	19.492

En la tabla se observa que la penalización aplicada a la emisión de carbono tiene un efecto poco significativo sobre el costo de la biomasa ya que menos de 2 [kg] de carbono por [GJ] se liberan a la atmósfera durante el ciclo de vida de la producción de hidrógeno. La variación del costo del hidrógeno es de 0.1 [dól / GJ] para una penalización al carbono de 50 [dól / tonC] y de 0.2 [dól / GJ] para 100 [dól / tonC].

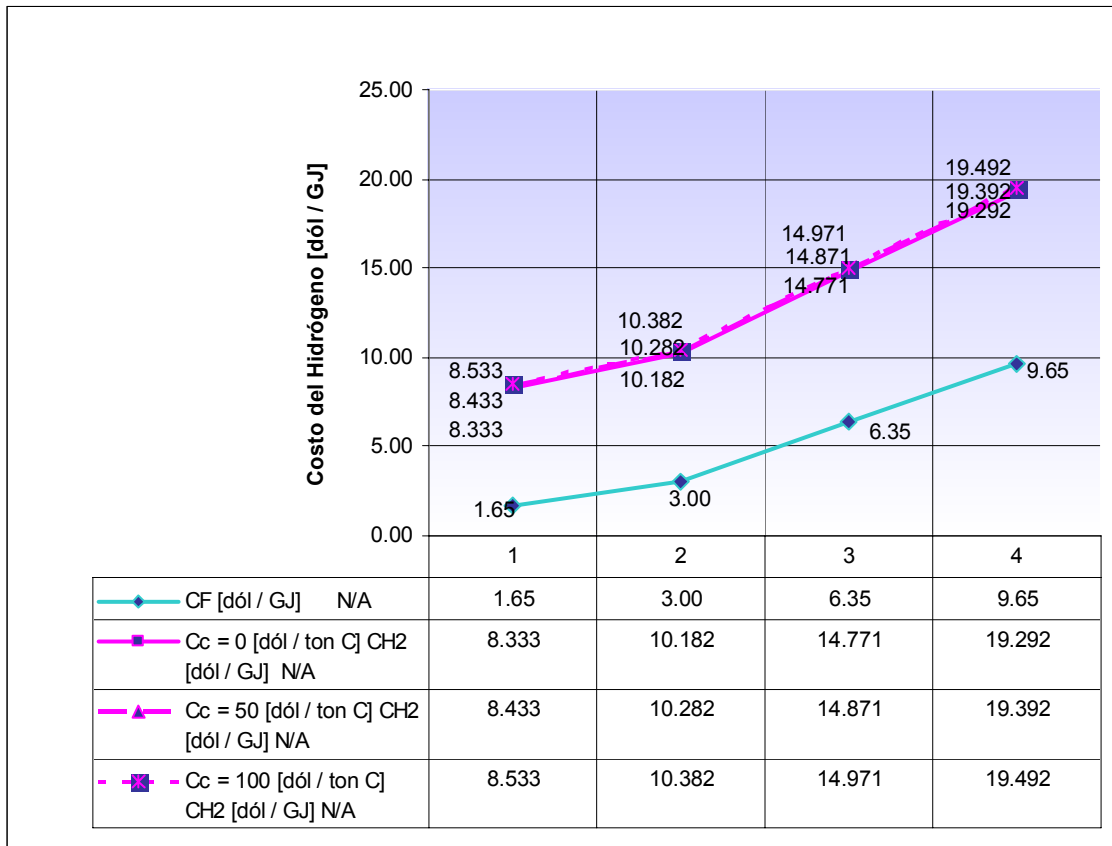
Todo el carbono que está contenido originalmente en la biomasa proviene del dióxido de carbono de la atmósfera que fue fotosintetizado por la planta. El dióxido de carbono de la gasificación de la biomasa posiblemente podría ser secuestrado, originando emisiones negativas de carbono de aproximadamente 18 [kg / GJ] [1]. Si esto demuestra ser relativamente barato, entonces un esquema de comercio o intercambio de emisiones, permitiría a los productores de biomasa pagar el costo del secuestro del carbono. Esto sólo podría suceder si el costo marginal del secuestro de carbono de la producción de biomasa es menor o similar al costo marginal de otros métodos.

Los residuos sólidos y los contaminantes locales del aire de la biomasa son equivalentes a los de otros métodos. El más grande efecto al medioambiente es el uso de la tierra y el transporte. Si los residuos agrícolas o de la madera son usados, los efectos por el uso de la tierra quizá no sean significantes. Sin embargo, el uso de campos de cultivo para producir energía, podrían utilizar grandes cantidades de tierra fértil, si llegaran a implementarse a gran escala. Esto podría tener efectos dramáticos al medioambiente, especialmente si los bosques u otros ecosistemas importantes son destruidos para hacer sitios de cultivo. El transporte de la biomasa a grandes volúmenes (por unidad de energía) utilizaría más combustible fósil que el transporte de carbón, dependiendo de cómo es transportado.

Incluso con las desventajas, la gasificación de la biomasa podría demostrar ser una vía económicamente eficiente para producir energía sin liberar gases de efecto invernadero a la atmósfera. El secuestro podría permitir a la biomasa compensar efectivamente las emisiones de gases de efecto invernadero de otros métodos para la producción de hidrógeno.

En la Figura 3.3.4, se muestra una gráfica en la cual se aprecia el incremento del costo para la producción de hidrógeno a diferentes valores de la penalización de carbono, en función de diferentes precios de la biomasa para la gasificación de la biomasa.

Figura 3.3.4 Costo de Producción de Hidrógeno para Diferentes Precios de la Biomasa



3.3.4 Electrólisis

La electrólisis es un método muy simple, separa el agua en sus dos elementos – hidrógeno y oxígeno – haciendo pasar corriente directa entre dos electrodos sumergidos en agua.

La producción de hidrógeno electrolítico ofrece una posibilidad de producir hidrógeno con poca contaminación o gases de efecto invernadero. La mayoría de las regiones en el mundo tienen recursos como el sol y/o el viento, para producir suficiente energía para cubrir una parte significativa de la demanda de energía. La energía nuclear puede producir además electricidad libre de carbono que puede usarse para separar agua en hidrógeno y oxígeno.

Actualmente, la mayoría de la electricidad en el mundo es producida mediante combustibles fósiles. Es muy improbable que el hidrógeno producido en su mayor parte por electricidad a partir de combustibles fósiles, sea competitivo con el hidrógeno producido directamente de los combustibles fósiles ya que la eficiencia de la producción de electricidad

es mucho menor que la producción directa de hidrógeno. La materia prima de combustibles fósiles será más cara por unidad de hidrógeno producido si son combustionados para crear primero electricidad. El costo de capital es requerido tanto para la electrólisis como para la producción de electricidad, por lo que es poco probable que los costos de capital compensen los altos costos de la materia prima. La combustión liberaría más gases de efecto invernadero (debido a la baja eficiencia) y contaminantes de aire locales en la atmósfera.

Mientras que hay acuerdo sobre la eficiencia de la producción de hidrógeno, los costos de capital son menos ciertos. Sin embargo, a los precios actuales de la electricidad, los costos de la materia prima (la electricidad) representan aproximadamente el 80% [1] del costo total del hidrógeno. Los costos de la materia prima muestran ser más importantes que el costo de capital, en el costo de la electrólisis.

En un análisis económico-estadístico, se publicaron los valores usados por Kirk-Othmer, Foster-Wheeler, Williams y Andreassen. Sus estimaciones se muestran en la Tabla 3.3.7

Tabla 3.3.7 Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante electricidad [1]

Fuente	CCAP [dól-año / GJ]	COyM [dól / GJ]	Eficiencia [%]	P [ton C / GJ]
Kirk Othmer	13.79	0.84	81	
Foster-Wheeler	26.54	*	*	
Andreassen	27.32	*	*	
Williams	9.51	1.45	83	
Estadísticas				
Promedio	19.30	1.20	82	0
Desviación Estándar	9.00	0.40	1	

Nota: En el C_{CAP} [dól-año / GJ] se tiene que: $1 [\text{¢} / \text{kWh}] = 2.78 [\text{dól} / \text{GJ}]$

Una mirada rápida a la economía mostrará las dificultades involucradas en el uso de la electricidad proveniente de fuentes renovables para producir hidrógeno (la electricidad nuclear es considerada “renovable” ya que el combustible es abundante y el dióxido de carbono es producido sólo en los procesos de la manufactura del equipamiento). Los costos que no son de la materia prima son más bajos para el SMR que para la electrólisis, y para el carbón y la biomasa son sólo ligeramente más altos. Para que el hidrógeno proveniente de

la electrólisis sea competitivo con el hidrógeno proveniente de la descarbonización de los combustibles fósiles, los costos de la materia prima deberían estar en el mismo rango. Esto requeriría de un incremento significativo en los costos del combustible fósil y/o un decremento en los costos de la electricidad renovable.

Ya que la gasificación del carbón es menos eficiente que la electrólisis, existe la posibilidad de que aunque la electricidad sea ligeramente más costosa que el carbón, aún así sea competitiva. Sin embargo, el carbón a 1.50 [dól / GJ] es equivalente a aproximadamente medio centavo de kilowatt-hora de electricidad. Para que el hidrógeno producido a partir de electricidad sea competitivo, el costo de la electricidad tiene que ser menor a 2 [¢ / kWh] [1]. La comparación entre el carbón y la electricidad es importante, porque el carbón tiene precios estables y es abundante en muchas partes del mundo.

En la Tabla 3.3.8, se muestran los costos totales del hidrógeno, para diferentes precios de la electricidad, utilizando la ecuación (1); el costo de capital, operación y mantenimiento y la eficiencia se tomaron como valores predeterminados por el autor Williams en un análisis económico-estadístico los cuales fueron estandarizados para su uso común; la penalización por emisiones de carbono (C_C) es de 0 [dól / tonC], ya que para la electrólisis se considera que no hay liberación de dióxido de carbono, así las emisiones de carbono son: $P = 0$ [ton C / GJ], por lo que el costo del H_2 no se ve afectado para diferentes valores de C_C . El FCR se considera para las empresas de servicio público, es decir 15%.

Tabla 3.3.8 Costo del hidrógeno a diferentes precios de la electricidad para la electrólisis

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH ₂ [dól / GJ]
0.15	9.51	1.45	1.666	0.83	0	0	4.884
0.15	9.51	1.45	3.333	0.83	0	0	6.892
0.15	9.51	1.45	4.722	0.83	0	0	8.566
0.15	9.51	1.45	8.888	0.83	0	0	13.585
0.15	9.51	1.45	13.055	0.83	0	0	18.605

La penalización aplicada a la emisión de carbono podría ayudar a mejorar la competitividad del hidrógeno producido por electrólisis, ya que ésta no libera dióxido de carbono a la atmósfera durante el ciclo de vida. El costo del carbono de 50 [dól / ton C] [1] no afectaría el precio del hidrógeno producido mediante la electrólisis de energías

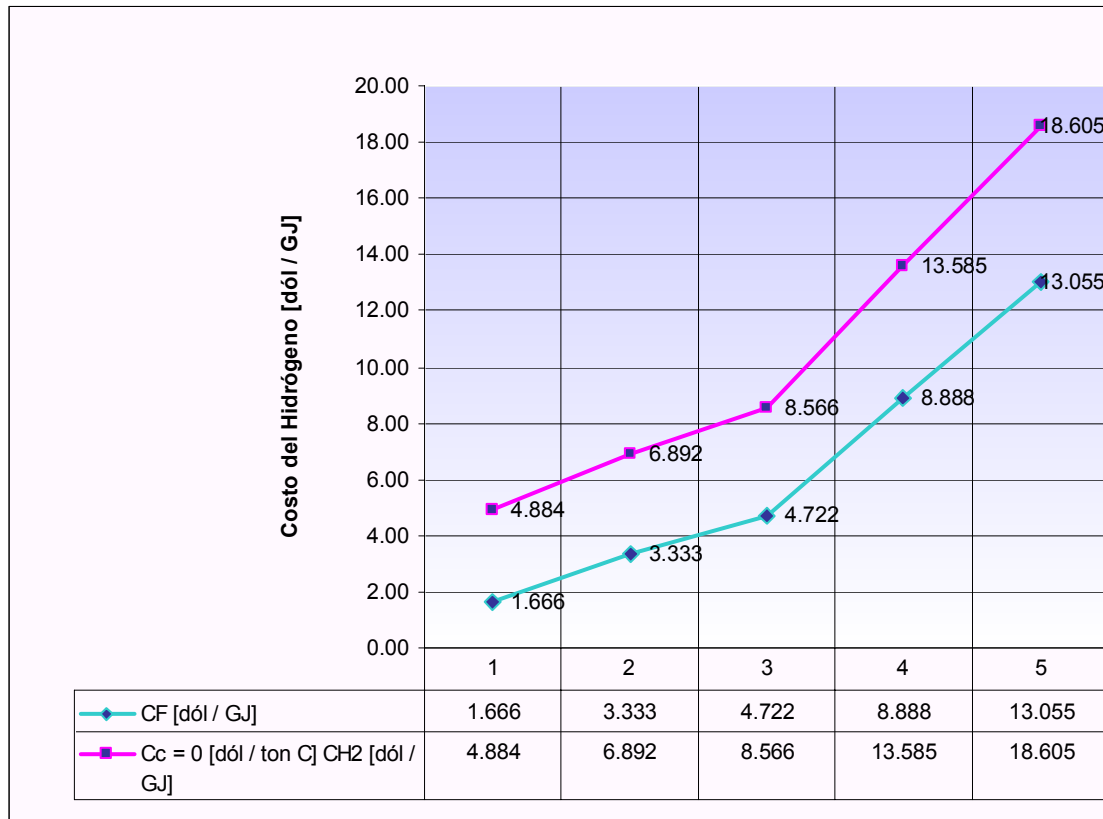
renovables, pero para el SMR y el carbón el precio del hidrógeno podría incrementarse en aproximadamente 1 y 2 [dól / GJ], respectivamente. Si el secuestro resulta exitoso y los costos permanecen a menos de 50 [dól / tonC] [1] como se proyectaron, este aumento del costo probablemente no será suficiente para hacer que la electrólisis sea competitiva con el SMR o la gasificación del carbón a gran escala, a menos que los precios aumenten significativamente.

El secuestro de carbono es una tecnología que no está probada; si esta tecnología no tuviera éxito a la larga, o fuera excesivamente cara, el hidrógeno electrolítico posiblemente podría competir en el mercado. Incluso sin el secuestro, para que el hidrógeno producido por electrólisis sea económicamente atractivo a gran escala, se requeriría de una alta penalización al carbono (mayor de 100 [dól / ton C]), altos precios del gas natural (mayor que 5 [dól / GJ]), o una “electricidad renovable” barata (menos de 0.03 [dól / kWh]) [1].

Las plantas de electrólisis a pequeña escala se pueden llevar a cabo a costos similares a las plantas de reformado con vapor, haciéndolas tecnológicamente útiles para pequeñas demostraciones. Una estación de hidrógeno en una ciudad sin infraestructura podría utilizar la electrólisis para evitar el transporte en camión del hidrógeno líquido o comprimido. La electrólisis puede demostrar que es una forma útil de almacenar electricidad por periodos de tiempo de horas o días. El hidrógeno puede ser producido fuera de las horas pico de demanda de electricidad y almacenarlo para usarse en horas pico. Esto podría ser atractivo económicamente para las plantas de carga base, como las nucleares o las hidroeléctricas.

En la Figura 3.3.5, se muestra una gráfica en la cual se aprecia el incremento del costo para la producción de hidrógeno a diferentes valores de la penalización de carbono, en función de diferentes precios de la electricidad para la electrólisis.

Figura 3.3.5 Costo de Producción de Hidrógeno para Diferentes Precios de la Electricidad



A continuación en la Tabla 3.3.9, se muestran los costos de materia prima para producir electricidad para diferentes tipos de centrales eléctricas, tales como: nucleoelectrica, geotermoeléctrica, térmica convencional, ciclo combinado de gas y carboeléctrica.

Para los costos de la materia prima se tomaron las siguientes consideraciones:

El tipo de cambio nominal* del dólar americano en el año 2005 y el precio de la materia prima en México para su uso industrial.

* Tipo de cambio nominal es el precio en el mercado bancario del dólar expresado en pesos. Se registra la cotización del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera (FIX), el que es determinado por el Banco de México con base en un promedio de las cotizaciones del mercado de cambios al mayoreo para operaciones liquidables el segundo día hábil bancario siguiente.

**Tabla 3.3.9 Costo de la materia prima en función del tipo de cambio del dólar
y del precio para uso industrial**

Central	Costo Unitario de Generación*** [dól / MWh]	C_F [dól / GJ]
Nucleoeléctrica	43.17	11.991
Geotermoeléctrica	47.89	13.302
Ciclo combinado de gas	49.57	13.769
Carboeléctrica	54.50	15.138
Térmica convencional	62.93	17.480

Una vez obtenidos los costos de materia prima, para obtener el costo total del hidrógeno producido se tomaron las siguientes consideraciones:

El costo de capital, operación y mantenimiento y la eficiencia se tomaron como valores predeterminados por el autor Williams; la penalización por emisiones de carbono (C_C) es de 0 [dól / tonC], ya que para la electrólisis se considera que no hay liberación de dióxido de carbono, así las emisiones de carbono son: $P = 0$ [tonC / GJ], por lo que el costo del H_2 no se ve afectado para diferentes valores de C_C ; los costos de materia prima son tomados de la Tabla 3.3.9; el FCR se considera para las empresas de servicio público, finalmente el costo del hidrógeno se obtiene utilizando la ecuación (1). En la Tabla 3.3.10, se muestran los resultados obtenidos.

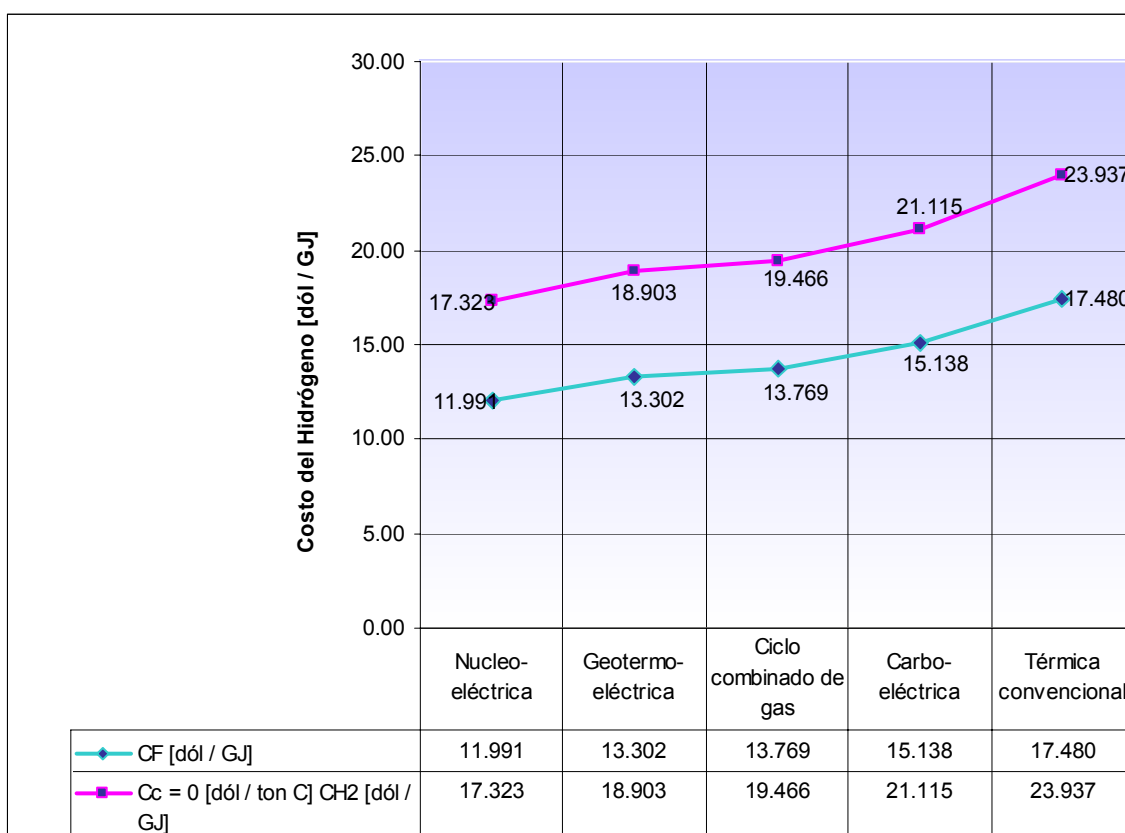
*** Estos costos se obtuvieron del documento: "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión Generación Preliminar 2005 (COPAR)" del cuadro A.1 Costo Unitario de Generación (precios medios 2005) [5].

Tabla 3.3.10 Costo del hidrógeno en función de diferentes precios de materia prima para generar hidrógeno por medio de la electrólisis en el año 2005

FCR [1 / año]	CCAP [dól-año / GJ]	COyM [dól / GJ]	CF [dól / GJ]	Eff [%]	CC [dól / tonC]	P [tonC / GJ]	CH2 [dól / GJ]
0.15	9.51	1.45	11.991	0.83	0	0	17.323
0.15	9.51	1.45	13.302	0.83	0	0	18.903
0.15	9.51	1.45	13.769	0.83	0	0	19.466
0.15	9.51	1.45	15.138	0.83	0	0	21.115
0.15	9.51	1.45	17.480	0.83	0	0	23.937

En la Figura 3.3.6, se muestran gráficamente los resultados obtenidos en la Tabla 3.3.10, en donde se observa que es menos caro producir hidrógeno utilizando la energía nuclear.

Figura 3.3.6 Costo de Producción de Hidrógeno para Diferentes Precios de Electricidad por Medio de la Electrólisis



3.3.5 Procesos Termoquímicos

Ya que la producción de hidrógeno termoquímico está más allá de la comercialización, revisando en la literatura no se ha llevado a cabo un análisis estadístico. Sin embargo, una posible discusión de la producción termoquímica (la cual se puede hacer utilizando energía nuclear o calentamiento solar) es importante para entender el posible papel en el futuro de la producción de hidrógeno.

El papel de la producción de hidrógeno termoquímico es similar probablemente a la electrólisis. La producción de hidrógeno termoquímico sólo se volvería competitiva si: el secuestro de carbono fuera muy costoso o imposible, se implementara una elevada penalización al carbono (probablemente mayor a 100 [dól / ton C]), los precios del gas natural se incrementaran más de 5 [dól / GJ] [1] y la producción de biomasa no tuviera éxito a gran escala. Es incierto que los costos del hidrógeno producido mediante procesos termoquímicos nucleares estén por debajo de 14 [dól / GJ] (Williams 2003) [1]. Esto comprende 8 [dól / GJ] de calor nuclear y 6 [dól / GJ] [1] de capital y operación de la producción de hidrógeno. Los costos del calentamiento solar son más altos.

Otra manera de buscar un costo mínimo de la producción nuclear de hidrógeno termoquímico es observar los futuros costos de generación nuclear de electricidad. Los procesos requieren de un reactor de alta temperatura, y una eficiencia de aproximadamente 50% (Shultz 2002) [7]. Esto es similar a la eficiencia de la producción de electricidad en un reactor de alta temperatura. Si hacemos la suposición de que el costo de las turbinas utilizadas para generar la electricidad es menor o igual a los costos de los procesos de producción de hidrógeno termoquímico, podemos ver a los costos de la electricidad como un límite inferior de los costos del hidrógeno.

Los costos para construir una planta nuclear de electricidad en el 2003 eran de aproximadamente 6.7 [ϵ / kWh] (MIT 2003) [8]. Esto es equivalente a 18.60 [dól / GJ]. Suponiendo que se incluye una reducción en el tiempo de construcción, bajos costos de mantenimiento y una reducción en los costos de capital a los niveles de las plantas de carbón y gas, entonces el costo mínimo podría ser de aproximadamente 4.2 [ϵ / kWh] [1]. Esto equivale aproximadamente a 11.70 [dól / GJ], es una estimación optimista. Un mínimo de 11.70 [dól / GJ] [1], en la producción termoquímica de hidrógeno, es similar a la producción de hidrógeno mediante la electrólisis.

Finalmente se presenta un resumen en la Tabla 3.3.11, de los costos de producción de hidrógeno en México para el año 2005, en base a los diferentes precios de materia prima de los métodos de producción: SMR, Gasificación del Carbón, Gasificación de la Biomasa y Electrólisis.

Para los costos de producción se tomaron las siguientes consideraciones:

El C_{CAP} , C_{OyM} , C_C , E_{ff} y P se tomaron como valores predeterminados por el autor Williams. Estos parámetros varían según el tipo de materia prima. En la Tabla 3.3.12, se muestran los valores utilizados.

Tabla 3.3.12 Costos estimados para la producción de hidrógeno mediante SMR, GC, Electrólisis y GB

Materia Prima	Fuente	C_{CAP} [dól-año / GJ]	C_{OyM} [dól / GJ]	Eficiencia [%]	P [ton C / GJ]
Gas Natural	Williams	11.84	1.07	90	0.018
Carbón	Williams	29.04	2.98	77	0.038
Electricidad	Williams	9.51	1.45	83	0
Biomasa	Williams	23.95	2.48	73	0.002

Para los costos de materia prima del gas natural, el carbón al 2% de azufre y la biomasa se tomaron las siguientes consideraciones:

El tipo de cambio nominal del dólar americano en el año 2000 y 2005; el precio de la materia prima en México para su uso industrial. En la Tabla 3.3.13, se presentan los valores correspondientes según el tipo de materia prima.

Para el costo de materia prima correspondiente a la electrólisis se consideran los datos de la Tabla 3.3.11

Tabla 3.3.11 Costo del hidrógeno en función de los diferentes precios de materia prima en México para el año 2005

Método	Materia Prima	FCR [1/año]	CCAP [dólares año/GJ]	COyM [dólares/GJ]	CF [dólares/GJ]	Eff [%]	CC [dólares/tonC]	P [tonC/GJ]	CH2 [dólares/ GJ]
SMR	Gas Natural	0.15	11.84	1.07	7.579	0.9	0	0.018	11.267
		0.15	11.84	1.07	7.579	0.9	50	0.018	12.167
		0.15	11.84	1.07	7.579	0.9	100	0.018	13.067
GC	Carbón al 2%	0.15	29.04	2.98	1.434	0.77	0	0.038	9.198
		0.15	29.04	2.98	1.434	0.77	50	0.038	11.098
		0.15	29.04	2.98	1.434	0.77	100	0.038	12.998
Electrólisis	Núcleoelectrónica	0.15	9.51	1.45	11.991	0.83	0	0	17.323
	Geotermoelectrónica	0.15	9.51	1.45	13.302	0.83	0	0	18.903
	Ciclo combinado de gas	0.15	9.51	1.45	13.769	0.83	0	0	19.466
GB	Carboelectrónica	0.15	9.51	1.45	15.138	0.83	0	0	21.115
	Térmica convencional	0.15	9.51	1.45	17.480	0.83	0	0	23.937
	Biomasa ¹	0.15	23.95	2.48	10.920	0.73	0	0.002	21.031
		0.15	23.95	2.48	10.920	0.73	50	0.002	21.131
		0.15	23.95	.48	0.920	0.73	100	0.002	21.231

¹ El costo C_F y el C_{H2} son con referencia al año 2000

Tabla 3.3.13 Costo de la materia prima en función del tipo de cambio del dólar y del precio para uso industrial

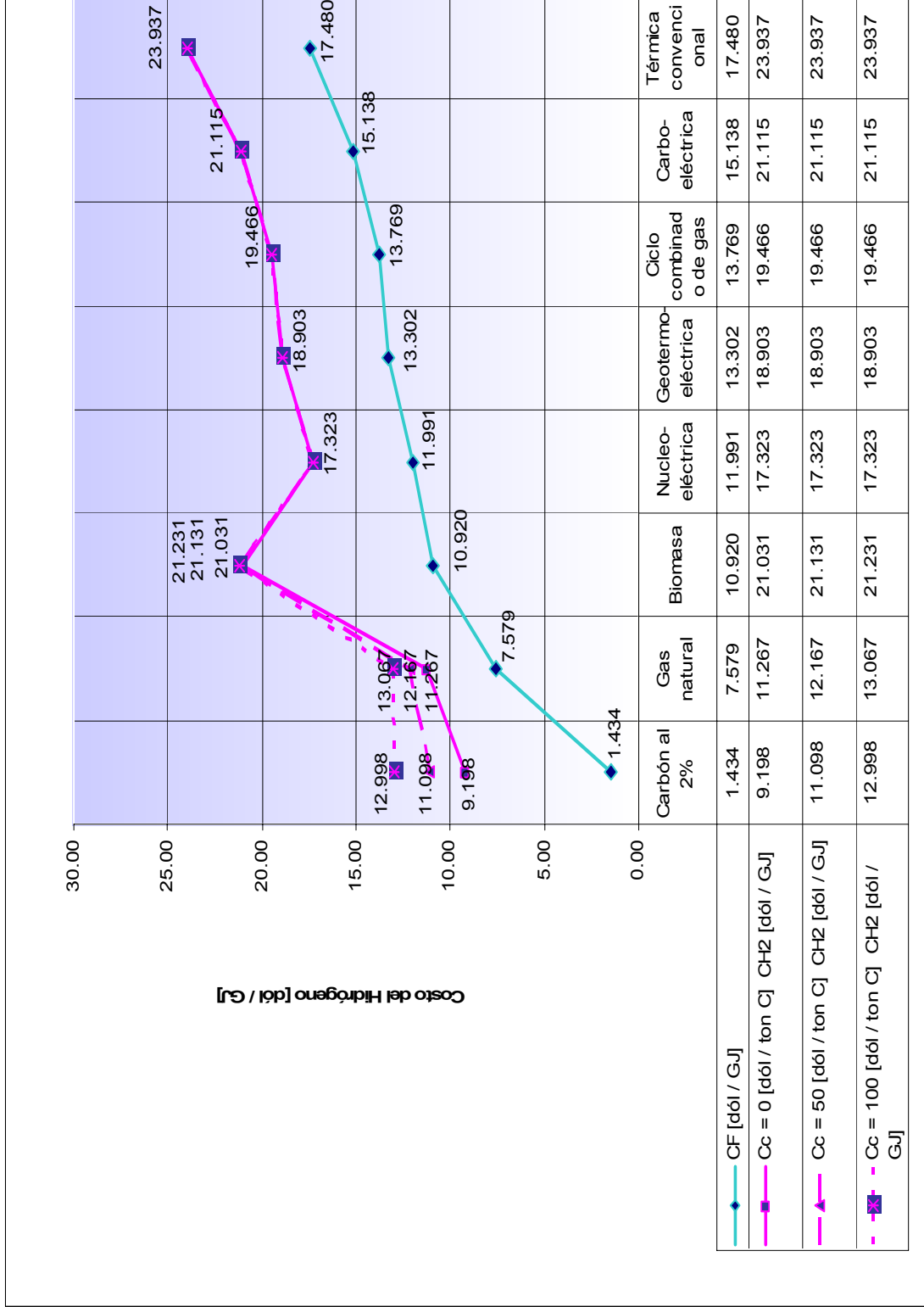
Materia Prima	Tipo de Cambio^b [\$ / dólar]	Precio Uso Industrial^c [\$ / GJ]	CF [dól / GJ]
Gas Natural	10.91	82.69	7.579
Carbón al 2% de azufre	10.91	15.65	1.434
Biomasa	9.45	103.194	10.92

A continuación en la Figura 3.3.7, se presenta una gráfica, en la cual se muestra la variación de los costos C_F y C_{H_2} correspondientes a las diferentes materias primas, los datos fueron tomados de la Tabla 3.3.11

^b El Tipo de cambio se obtuvo: como el valor promedio durante todo el año 2000 para la Biomasa y del año 2005 para el gas natural y el carbón al 2%. Con información de la base de datos del Banco de México de “Tabla Mercado de Cambios. Tipo de cambio promedio del periodo.” [9]

^c Los precios para el uso industrial se obtuvieron para el gas natural y el carbón al 2% de azufre del documento: “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión Generación Preliminar 2005” del cuadro 1.4 Características y Precios de los Combustibles (precios medios 2005) [5], y se tomaron los precios externos de referencia respectivamente. Para la biomasa de la Comisión para la Cooperación Ambiental, de la tabla 1 “Número de usuarios, productos y ventas de diversos conjuntos de usuarios (Año 2000)” [10], se tomó el valor para uso industrial (HT-L Horario general, alta tensión, nivel transmisión, larga utilización).

Figura 3.3.7 Costo de Producción de Hidrógeno en Función de los Diferentes Precios de Materia Prima en México Prima en México para el Año 2005



En la Figura 3.3.7, se observa que los costos de producción de hidrógeno (C_{H_2}) más bajos corresponden a la gasificación del carbón y al SMR, seguidos de la electrólisis por energía nuclear.

Para concluir este capítulo, del análisis económico realizado puede estimarse que el futuro de la producción de hidrógeno puede sostenerse si el costo de las celdas de combustible u otras tecnologías de consumo crean un mercado competitivo para el hidrógeno como combustible.

A corto plazo, es probable que el reformado de vapor de gas natural domine en áreas donde el gas natural esté todavía disponible. Aunque los futuros precios del gas natural no se conocen, los costos de producción sí son conocidos. Sin embargo, aun si el precio nivelado del gas, a lo largo del tiempo de vida económico de la planta (se estima de 20 años) fuera un promedio de 5 [dól / GJ], el costo del hidrógeno estaría aproximadamente en 8 [dól / GJ]. Así el SMR podría ser el método de producción de hidrógeno menos caro a corto plazo.

La gasificación del carbón puede satisfacer la demanda de hidrógeno en regiones en donde son dependientes del carbón y/o no tienen inmediatamente disponibilidad del gas natural. Los costos de la materia prima son muy estables. Es poco probable que el costo del hidrógeno sea mayor a 10 [dól / GJ]. Además la gasificación del carbón podría satisfacer, de mediano a largo plazo, la demanda de hidrógeno en muchas partes del mundo. Si el gas natural se volviera costoso en alguna región, el carbón sería una alternativa competitiva. Los costos de la materia prima probablemente permanecerán estables a largo plazo, y el suministro durará 200 años a las actuales tasas de producción. Los costos de producción posiblemente bajarán también a largo plazo, haciendo que 10 [dól / GJ] con secuestro sea un costo estimado razonable. Sin embargo, si el secuestro no tiene éxito y se aplica una penalización de 100 [dól / ton C] secuestrado, entonces el costo del hidrógeno, mediante gasificación de carbón se incrementaría aproximadamente 4 [dól / GJ].

La gasificación de la biomasa tendrá alguna contribución, de mediano a largo plazo, en la producción de hidrógeno. Las fuentes son abundantes en algunas regiones y las emisiones de carbono son despreciables, lo que significa que no hay riesgo de que la penalización al carbono elimine la competitividad de la biomasa. En zonas donde la biomasa se puede adquirir a 2 [dól / GJ], el hidrógeno puede producirse competitivamente con combustibles fósiles.

Cada uno de los métodos anteriores tiene alguna incertidumbre a largo plazo. Los precios del gas natural hacen que el reformado de vapor sea incierto. Los costosos métodos para el secuestro y un alto impuesto al carbono podrían perjudicar a la gasificación del carbón a la larga. La biomasa depende de los recursos regionales disponibles y de restricciones en el uso de la tierra, así que posiblemente la biomasa no pueda cumplir la demanda mundial, si el hidrógeno se volviera el combustible preferido en el futuro. Si ocurren todas estas posibilidades, existe la oportunidad para la electrólisis y la producción de hidrógeno termoquímico de ser competitivos con otros métodos. Sin embargo, la implementación a gran escala de la electrólisis y los procesos termoquímicos parece poco probable, a menos que los precios del gas se tripliquen, el secuestro de carbono no tenga éxito (o sea extremadamente caro), se imponga un significativo impuesto al carbono, y las limitaciones de la biomasa (uso de la tierra, alto costo) sean considerables. Sin estas condiciones, la electrólisis sería confinada a proyectos de demostración y a almacenamiento temporal de electricidad fuera de horas pico.

Referencias bibliográficas

[1] Grez, Brinkman, *Economics and Environmental Effects of Hydrogen Production Methods*, University of Maryland, School of Public Policy 2003.

[2] Kirk-Othmer, *Hydrogen*, in *Encyclopedia of Chemical Technology*, 4th edition, Vol. 13: Helium Group to Hypnotics, John Wiley & Sons, New York 1995.

[3] Rutkowski, M., “Coal Processing Plants for Hydrogen Production with CO₂ Capture”, Workshop on Production of Hydrogen from Fossil Fuels with Carbon Sequestration, Pittsburgh, Pennsylvania, September 2000.

<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/27079.pdf> (2000)

[4] Hag, Jia, “Biomass for Electricity Generation”, Energy Information Administration, US Department of Energy 2002.

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/biomass/index.html> (2000)

[5] Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (2005).

[6] Williams, R., “Alternative Technologies and Strategies for Hydrogen Production”, Workshop on Future Energy Issues – Future Energy Resources, National Defense University, Washington, DC 20329-5066, May 9 2003.

<http://www.princeton.edu/~cmi/research/presentations/Capture/Williams%20Alternative%20TEch.pdf> (2003)

[7] Shultz, K., Brown, L., Besenbruch, G., Funk, J., Marshall, A., Pickard, P., Showalter, S., “High Efficiency Generation of Hydrogen Fuels Using Nuclear Energy, a Nuclear Energy Research Initiative (NERI) Project”, U.S. Department of Energy, May 6 2002.

<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/32405d.pdf> (2002)

[8] MIT 2003 “The Future of Nuclear Power”

<http://web.mit.edu/nuclearpower/> (2003)

[9] “Banco de México”,

<http://www.banxico.org.mx/eInfoFinanciera/FSinfoFinanciera.html> (2005)

[10] “Comisión para la Cooperación Ambiental”,

http://www.cec.org/pubs_docs/documents/index.cfm?varlan=espanol&ID=786 (2000)

Conclusión General

En la actualidad, el escenario energético mundial está demandando una diversificación en cuanto a las tecnologías de generación de energía, ya que aproximadamente el 65% de la generación eléctrica, hasta el año 2006, se originó mediante el uso del petróleo, el carbón y el gas natural; y tan sólo el 16% de ésta fue a través de energía nuclear. Por tanto, se deriva que no podemos depender en su mayoría de los combustibles fósiles y que debemos dar oportunidad a las fuentes renovables como son: la eólica, solar, maremotriz, de las olas, y por supuesto pone a la energía nuclear en un papel muy importante para incrementar su participación en contribución a la satisfacción de la demanda mundial de electricidad.

Por lo tanto, se han estado desarrollando tecnologías de reactores nucleares (reactores de generación III+ y IV), mejoras en cuanto a seguridad (implementación de elementos pasivos, es decir, sistemas de seguridad basados en fuerzas naturales como la gravedad y la convección, para reducir la dependencia de las funciones de seguridad de sistemas y componentes activos como bombas y válvulas), disposición de los desechos radiactivos (como: residuos radioactivos de alto nivel, encapsulándolos en contenedores herméticos e inoxidable y evacuarlos por tiempo indefinido en formaciones geológicas profundas y estables fuera de cualquier contacto con la biosfera; almacenamiento por periodos de 30 a 50 años en albercas o almacenes de la central pudiéndolos confinar en forma definitiva; reprocesamiento en el que se separan los productos de fisión, recuperándose el uranio y plutonio residuales, utilizándolos como materia prima para la fabricación de nuevo combustible de recarga) por citar algunos desarrollos. Lo anterior ha permitido desarrollar reactores que alcancen temperaturas de operación de hasta 850 [°C] y obtener candidatos para el mejor acoplamiento a métodos de producción de hidrógeno.

Otro aspecto importante es el ambiental, ya que el abuso y dependencia de los combustibles fósiles como materias primas o fuentes primarias de energía en procesos de generación de electricidad, en la industria y el transporte nos han llevado a buscar nuevas alternativas de combustibles, como lo es el hidrógeno, y mostrarlo como un vector energético de la economía mundial, ya que éste puede ser producido a partir de un amplio abanico de materias primas (agua, biomasa, carbón, gas natural) y de fuentes de energía primaria (Nuclear, Eólica, Hidroeléctrica, Geotérmica y Solar).

También, desde el punto de vista ambiental, es importante resaltar que la energía nuclear no emite gases de efecto invernadero durante la generación eléctrica y esto aplica también para la producción de hidrógeno. Las ventajas de utilizar hidrógeno se ven

reflejadas en la industria, en el transporte y en las plantas de generación como las siguientes:

- El hidrógeno puede reaccionar con nitrógeno para la producción de amoníaco, que se utiliza en la elaboración de fertilizantes.
- El hidrógeno se utiliza en la refinación de petróleo para eliminar el azufre de las plantas de reformación.
- El hidrógeno como combustible se puede aplicar a las celdas de combustible y éstas tienen un gran espectro de aplicaciones que van desde dispositivos portátiles como laptops, teléfonos celulares; en la industria automotriz como los autos que son alimentados por una celda de combustible, y que en la actualidad de forma experimental se encuentran prototipos en Munich (Alemania), Chicago, Vancouver; o bien en plantas de generación para alimentar energía eléctrica a industrias o zonas habitacionales.

En mi opinión, las aplicaciones más importantes en las que el hidrógeno interviene como combustible son: el sector automotriz, el residencial, la industria electrónica y de telecomunicaciones. Esto es debido al gran interés que hay por parte de universidades, institutos de investigación, empresas y algunos gobiernos en países que han dedicado su interés a proyectos y prototipos. Por mencionar algunos, en casas-habitación se puede generar directamente la electricidad a través de celdas de combustible que son alimentadas por hidrógeno; en vehículos se tiene la posibilidad de utilizar un motor que sea alimentado por una celda de combustible para producir la electricidad que lo mueva. Creo que un periodo muy próximo (10 años) estaremos viendo las primeras aplicaciones comerciales que serán producto del hidrógeno como combustible, no porque los hidrocarburos se agoten, más bien porque el petróleo tendrá que ser extraído de aguas profundas y la tecnología para hacerlo no es económicamente rentable para México, ya que no contamos con especialistas que lo hagan derivado de la poca importancia que el gobierno e instituciones educativas brindaron a esta área por muchos años; lo que puede abrir el mercado a otras alternativas presentándolas en un escenario competitivo y una de ellas es el hidrógeno.

Finalmente, con esta investigación se dieron a conocer los diferentes métodos de producción de hidrógeno y los reactores avanzados de alta temperatura que mejor se acoplen de acuerdo a las características técnicas y de operación para la producción de este nuevo combustible, y además de su análisis económico que sirvan como base para poder elegir el o los métodos más adecuados para cubrir las necesidades energéticas futuras en el mundo actual.

Lista de Acrónimos

Ácido Sulfúrico	H₂SO₄
Agencia de Información de Energía	EIA (Energy Information Agency)
Agua	H₂O
Alto Cambio de Temperatura	HTS (High Temperatura Shift)
Azufre	S
Bajo Cambio de Temperatura	LTS (Low Temperatura Shift)
Bismuto	Bi
Celdas de Combustible	FC (Fuel Cells)
Celdas de Combustible con Ácido Fosfórico	PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cells)
Celdas de Combustible Alcalinas	AFC (Alcaline Fuell Cells)
Celdas de Combustible con Carbonatos Fundidos	MCFC (Melt Carbonated Fuell Cells)
Celdas de Combustible con Membrana Polímera de Intercambio Protónico	PEMFC (Polymer Exchange Membrane Fuel Cells)
Celdas de Combustible con Metanol Directo	DMFC (Direct Methanol Fuel Cells)
Celdas de Combustible de Óxido Sólido	SOFC (Solid Oxide Fuel Cells)
Ciclo SI	Ciclo Yodo-Azufre
Costo de Capital	C_{CAP}
Costo del Carbono	C_C
Costo del Hidrógeno	C_{H2}
Costo de Materia Prima	C_F
Costo de Operación y Mantenimiento	C_{OM}
Costo Fijo de Recuperación de Capital	FCR (Fixed Capital Charge Rate)
Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión y Generación Preliminar 2005	COPAR 2005
Dióxido de Azufre	SO₂
Dióxido de Carbono	CO₂
Dióxido de Uranio	UO₂
Dispositivo de Descarga del Núcleo	CUD (Core Unloading Device)
Eficiencia	E_{ff}
Electrólisis de Vapor a Alta Temperatura	HTES (High Temperature Electrolysis Steam)
Emisiones de Carbono	P
Emisiones de Monóxido de Nitrógeno	NO_x
Estructuras del Núcleo	CS (Core Structures)
Federación Rusa	RF (Russian Federation)
Gas Natural	GN
Gas Natural Líquido	LNG (Liquid Natural Gas)
Gasificación de la Biomasa	GB
Gasificación del Carbón	GC
Gasificación Integrada de Ciclo Combinado	IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)
General Electric	GE
Hidrógeno	H
Hidrógeno Gaseoso	GH (Gas Hydrogen)
Hidrógeno Líquido	LH (Liquid Hydrogen)
Horno de Deposición de Vapor Químico	CVP (Chemical Vapour Deposition)
Instituto de Física e Ingeniería de Potencia	IPPE (Institute of Physics and Power Engineering)

Metano	CH₄
Monóxido de Carbono	CO
Oxígeno	O₂
Plomo	Pb
Poder Calorífico Superior	HHV (Higher Heating Value)
Reactor Avanzado de Cría de Metales Líquidos	ALMR (Advanced Liquid Metal Fast Breeder Reactor)
Gran Reactor Canalizado de Alta Potencia	RBMK (Reactor Bolshoy Moshchinosty Konalny)
Reactor de Agua Ligera	LWR (Light Water Reactor)
Reactor de Agua Pesada o CANDU	PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor o Canada Deuterium Uranium)
Reactor de Alta Temperatura Refrigerado por Gas	HTGR (High Temperature Gas-Cooled Reactor)
Reactores Enfriados por Bióxido de Carbono y Moderados por Grafito	GCR (Gas Cooled Reactor)
Reactor Modular de Cama de Esferas	PBMR (Pebble Bed Modular Reactor)
Reactor Modular de Helio	MHR (Modular Helium Reactor)
Reactor Rápido de Cría	FBR (Fast Breeder Reactor)
Reactor Rápido Refrigerado por Metales Líquidos	LMFR (Liquid Metal Fast Reactor)
Reformado de Metano con Vapor	SMR (Steam Methane Reforming)
Sistema de Control de Reactividad	RCS (Reactivity Control System)
Sistema de Reserva de Apagado	RSS (Reserve Shutdown System)
Técnica de Separación por Presión	PSA (Pressure Swing Adsorption)
Unidad de Conversión de Potencia	PCU (Power Conversion Unit)
Uranio de Bajo Enriquecimiento de Tres Cubiertas Isotrópicas	LEU-TRISO (Low Enriched Uranium Triple-Coated Isotropic)
Vasija a Presión del Reactor	RPV (Reactor Pressure Vessel)
Yodo	I