



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO MEDIANTE EL PROCESO
TERMOQUÍMICO YODO-AZUFRE CON
ENERGÍA NUCLEAR**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO Y
ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

**CUAUHTÉMOC SOLÓRZANO
SANTANA**

DIRECTOR DE TESIS:

**DR. JUAN LUIS FRANÇOIS
LACOUTURE**



Ciudad Universitaria. México, D.F. 2011.



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Al ejemplo de vida y amor incondicional que me significan mi padre y mi hermano.

A mi cariñosa, inteligente, comprensiva e incansable madre, y que además, escribió su dedicatoria.

A los padres de mi madre, y que igualmente quiero.

Cada meta que logre alcanzar es para ustedes.

Con gran afecto, para mis tíos Adrián y José Santana, y para mi cuñada Nayeli Suárez.

A mis, más que amigos, Alejandro García, Alexander Meggison, y Xochitl Vital.

AGRADECIMIENTOS

Con especial ahínco, agradezco afectuosa y sinceramente al Dr. Juan Luis François Lacouture y a la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez, por todo el apoyo que he recibido de ellos, mucho antes de que este trabajo comenzara a tener forma, así como por la constante paciencia y conocimientos que en cada momento han estado dispuestos a compartirme.

Asimismo, agradezco cordialmente al Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo, a la Dra. Alejandra Castro González, y al M.C. Edgar Salazar Salazar, por cada oportunidad de aprendizaje de ellos, y por sus valiosas observaciones.

A mi alma mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, y a la Facultad de Ingeniería.

A mi familia, por mis circunstancias.

ÍNDICE

	Página
Índice de figuras.....	iii
Índice de tablas.....	v
Introducción.....	1

CAPÍTULO I EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

1.1 Antecedentes.....	3
1.2 La producción de hidrógeno.....	4
1.2.1 Diversas formas de producción de hidrógeno.....	5
1.3 Aplicaciones energéticas.....	12
1.4 Aplicaciones industriales.....	13
1.5 Economía del Hidrógeno.....	14
1.6 Perspectiva Mundial	14
1.7 Perspectiva en México.....	16

CAPÍTULO II LA ENERGÍA NUCLEAR

2.1 Antecedentes históricos.....	17
2.1.1 Modelos atómicos.....	17
2.1.2 Radiación térmica, el cuerpo negro y la catástrofe del ultravioleta.....	18
2.1.3 Hipótesis de De Broglie.....	20
2.1.4 Partículas fundamentales.....	21
2.1.5 Reacciones nucleares.....	22
2.1.6 Radiactividad.....	22
2.2 El proceso de fisión.....	23
2.3 Reactores Nucleares.....	24
2.3.1 Componentes de un reactor nuclear.....	24
2.3.2 Tipos de reactores.....	26
2.4 Aplicaciones de la energía nuclear.....	31
2.5 Perspectiva mundial.....	32
2.6 Perspectiva en México.....	33

CAPÍTULO III DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS ECONÓMICOS DEL PROGRAMA HEEP

3.1 Tipos de Costos.....	37
3.2 Datos técnicos de las plantas.....	39
3.3 Factores de pago único presente y de recuperación de capital.....	39
3.4 Modelos de costos nivelados.....	41
3.5 Metodología.....	43
3.6 Introducción de datos en el software.....	44

CAPÍTULO IV
GENERACIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE UNA PLANTA
TERMOQUÍMICA YODO-AZUFRE ACOPLADA A UNA PLANTA
NUCLEAR

4.1 El proceso Azufre-Yodo.....	49
4.2 Componentes de las plantas y datos de entrada.....	52
4.3 Análisis de casos.....	53

CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

67

GLOSARIO DE ACRÓNIMOS	71
BIBLIOGRAFÍA.....	73

Índice de Figuras.

1.1 Espectros de absorción de los gases.....	3
1.1 Esquema del reformado de gas con vapor de agua.....	6
1.2. Costos de inversión dependientes de la capacidad de la planta.....	7
1.3. Celda de electrólisis básica.....	8
1.4. Producción de Hidrógeno mediante HTE con acoplamiento a un reactor HTGR.....	9
1.5. Configuración básica de una celda de combustible.....	12
2.1. Modelo atómico de Dalton.....	17
2.2. Experimento de Rutherford.....	18
2.3. Irradiancia espectral del cuerpo negro.....	19
2.4. Experimento de la doble rendija.....	20
2.5. El proceso de fisión.....	23
2.6. Diagrama con los principales componentes dentro de la vasija del reactor y la contención primaria.....	25
2.7. Esquema básico del PHWR.....	27
2.8. Ensamblajes para el combustible diseñados por E.E.U.U. y Japón.....	28
2.9. Corte del HTTR.....	29
2.10. Geometría del GT-MHR.....	29
2.12 Producción de hidrógeno a base del ciclo SI acoplada a un reactor MHR.....	30
2.12. Avance en las generaciones de reactores nucleares.....	31
3.1. Flujos de operación reales y convencionales.....	36
3.2 Sensibilidad del costo de generación de electricidad de plantas nucleoelectricas y carboelectricas en base a la tasa de descuento.....	37
3.3 Diagramas de flujo de efectivo para factores de pago único.....	40
3.4 Líneas de tiempo para cada rubro.....	41

3.5. Costo nivelado de producción de hidrógeno.....	47
4.1. Diagrama del ciclo S-I.....	50
4.2 Cantidad de combustible requerido y su composición.....	52
4.3 Variaciones en el precio del gas natural.....	54
4.4 Variaciones en el CNPH en función del incremento en el costo capital específico, debido a la alza en el precio del Helio.....	54
4.5 Fuentes para la obtención de yodo.....	55
4.6 Registro de variaciones en el precio anual mundial de yodo.....	56
4.7 Aportación al costo nivelado de producción de Hidrógeno por parte de la planta de producción de hidrógeno, debido a las variaciones en los precios del Yodo.....	57
4.8 Variaciones en la aportación al CNPH por parte de la planta nuclear y de producción de hidrógeno en base a la tasa de interés.....	58
4.9 Variaciones en el CNPH en las plantas nuclear y de producción de H_2 en función de la tasa de descuento.....	59
4.10 Sensibilidad en cada rubro de la planta nuclear debida a la variación en la tasa de descuento.....	60
4.11 Sensibilidad en cada rubro de la planta de producción de hidrógeno debida a la variación de la tasa de descuento.....	60
4.11 Aportación al CNPH por parte de la H2GP en función de la potencia térmica que se destine a la generación de electricidad.....	63
4.12 Sensibilidad en el CNPH en función de la potencia térmica que se destine a la generación de electricidad.....	64

Índice de Tablas

1.1 Principales fuentes de producción de hidrógeno.....	5
1.2. Ciclos termoquímicos e híbridos de baja y moderada temperatura.....	10
3.1. Parámetros técnicos de la planta nuclear.....	44
3.2. Parámetros técnicos de la planta de producción de hidrógeno.....	44
3.3. Tiempos de cada suceso en el ciclo de vida.....	45
3.4. Parámetros concernientes al combustible.....	45
3.5. Parámetros económicos de cada planta.....	46
3.6. Flujo de dinero en el tiempo.....	46
3.7. Porcentaje del costo capital total destinado a operación y mantenimiento de cada planta.....	46
3.8 Aporte al CNPH en cada rubro de la planta nuclear y de producción de hidrógeno.....	48
4.1 Datos técnicos de las plantas para los distintos casos de producción de H_2	56
4.2 Aportación al costo nivelado de producción de Hidrógeno debido a las variaciones en los precios del Yodo.....	57
4.3 Costos estimados de producción de hidrógeno para distintos procesos.....	66

Introducción.

El calentamiento global antropogénico se ha convertido actualmente en uno de los temas que más apremia a la población mundial; y en los años venideros, ésta debería encausar sus recursos a la innovación tecnológica para implementar un nuevo régimen energético en el cual se sustituyan los combustibles fósiles por energéticos limpios.

Los crecientes niveles de contaminación, el agotamiento del petróleo y su inminente alza de precios estimada para dentro de aproximadamente dos décadas son sólo algunas de las razones por las que no es posible la manutención de la tasa de crecimiento de demanda energética mundial con hidrocarburos.

Uno de los combustibles renovables más prometedores es el hidrógeno molecular; el cual, además de ser prácticamente ilimitado, no emite gases de efecto invernadero durante su combustión y los diversos sistemas en los cuales puede ser empleado presentan varias ventajas competitivas frente a las tecnologías tradicionales. La producción de hidrógeno y electricidad por medio de energía nuclear son las alternativas más prometedores en la próxima etapa del llamado proceso de descarbonización; en el cual se busca tener cada vez menos átomos de carbón en los combustibles utilizados, y representan también una solución progresiva al deterioro del medio en general.

Con el desarrollo de las celdas de combustible y otros equipos se espera que en un futuro se tienda a un sistema de generación energético distribuido, en el que los consumidores sean capaces de producir en el mismo lugar la energía que consumen, e inclusive vender sus excedentes a una red con la que se hace un símil del Internet; la *"Hydrogen Energy Web (HEW)"*, pero la tecnología sustentable que se vislumbra más próxima para la generación de hidrógeno es a gran escala y en base a procesos de alta temperatura acoplados a centrales nucleares, siendo los más importantes el ciclo S-I y la electrólisis de alta temperatura, por lo que es necesario llevar a cabo estudios de factibilidad económica de manera que se tengan referencias objetivas que sirvan de base para la toma de decisiones en cuanto a su introducción en México.

Ya que se espera que ambos procesos empleen calor proveniente de reactores nucleares de cuarta generación debido a las temperaturas a las que operan, y que estos se encuentran todavía en etapas de diseño y planeación, es asimismo necesario hacer estudios para identificar los reactores que puedan ser más aptos para dichos procesos y que cuenten con fuertes posibilidades de construcción en nuestro país; el cual cuenta con dos reactores del tipo de agua hirviente, que corresponden a reactores de generación II, por lo que no son aptos para producción de hidrógeno.

La finalidad de esta tesis es hacer el estudio económico de una planta de producción de hidrógeno centralizada que funciona a base del ciclo termoquímico de Azufre-Yodo y que utiliza calor proveniente de una central nuclear de generación IV. Este estudio se hará en base al software *"Hydrogen Economic Evaluation Programme (HEEP) "*; programa obtenido a través del Organismo Internacional de Energía Atómica.

La estructura de la tesis es la siguiente:

En el capítulo 1 se presenta un panorama histórico del hidrógeno junto con los diversos usos que se le fueron dando a medida que avanzaba la tecnología, así como las formas de producción actuales y sus aplicaciones energéticas e industriales.

En el capítulo 2 se describen los estudios que llevaron al conocimiento del átomo y el estudio de la ingeniería nuclear en el siglo pasado, así como los diversos tipos de reactores nucleares y sus características; los reactores de cuarta generación y las razones por las cuales son los que mejor pueden ser empleados para la producción de hidrógeno, la planeación en cuanto a la construcción de este tipo de reactores en un futuro cercano y las perspectivas mundiales respecto al uso de la energía nuclear.

Se hace referencia en el capítulo 3, a los modelos económicos que emplea el software “*HEEP*”, tanto de la planta nuclear como de la de producción de hidrógeno, y con los cuales se lleva a cabo el estudio de casos.

El proceso Azufre-Yodo es descrito detalladamente en el capítulo 4; mismo en el que se habla sobre de las consideraciones y generalizaciones del programa, y de los parámetros que se toman en cuenta para hacer los estudios económicos, haciendo las observaciones y planteando los resultados a los que se llegaron con las simulaciones en el quinto capítulo.

Finalmente, en el capítulo quinto, se puntualizan las conclusiones a las que se llegaron.

1. El hidrógeno como vector energético

1.1 Antecedentes

El hidrógeno fue descubierto por primera vez en el siglo XV por T. Von Hohenheim (Paracelso) al realizar experimentos con metales y ácidos; empero, ignoraba de que el gas generado era un elemento químico y no una mezcla de varios. Éste elemento recibió dicho nombre desde el siglo XIX, cuando Antoine Lavoisier corroboró los estudios de Henry Cavendish acerca de la obtención de un gas obtenido de manera similar a la de Hohenheim, y descubriendo también que su combustión generaba agua (etimológicamente significa generador de agua) [1].

Cada átomo es capaz de emitir o absorber radiación electromagnética a ciertas frecuencias propias de cada elemento, las cuales son iguales tanto cuando absorbe energía que cuando la emite (Ley de Kirchhoff) [2]. Si a dicho elemento se le suministra energía calorífica y posteriormente es emitida en forma de radiación, el conjunto de frecuencias a la que esta energía es emitida constituye su espectro de emisión; de la misma forma que, recibiendo radiación electromagnética, las frecuencias en las cuales ésta es absorbida constituyen su espectro de absorción.

Tras las observaciones en 1802 de Wollaston, en las que mostraba que la luz solar descompuesta por un espectroscopio de prisma producía una imagen en la que se formaban líneas negras delgadas (líneas de Fraunhofer), G.G. Stokes supuso que la luz que debiera llenar dichos espacios en el espectro solar debía ser absorbida por ciertos átomos en la corona solar [3]. Cada elemento por separado absorbía ondas de una cierta longitud, y éstas eran determinadas en un laboratorio midiendo el espectro de luz emitido por descargas eléctricas emitidas en contenedores con cada elemento. Por medio de estos experimentos es que se pudo determinar la presencia de Helio e Hidrógeno en el sol.

En 1885 Johann J. Balmer obtuvo una fórmula empírica por medio de la cual podía relacionar las longitudes de onda observadas en el espectro del hidrógeno para la región visible y en el ultravioleta. El modelo atómico de Bohr, (del cual se hablará en el capítulo 2), partió, entre otras cosas, de la de la necesidad de explicar la estabilidad de la materia y los espectros de emisión y absorción discretos que se observan en los gases (figura 1.1), para lo cual se basó en el átomo de hidrógeno, por la simplicidad que ofrecía [4].

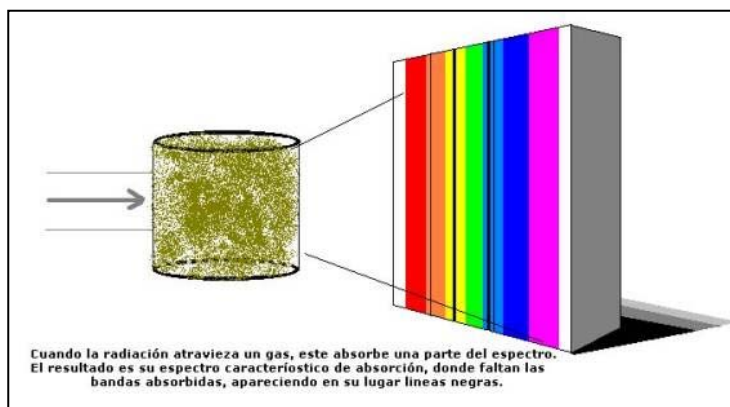


Figura 1.1 Espectros de absorción de los gases [5].

A partir del desarrollo de la radio astronomía, a mediados del siglo XX es que se observó la presencia masiva de hidrógeno monoatómico en zonas de alta temperatura de las galaxias, ya que éste emite microondas cuando, en un principio, el spin del protón y del electrón del átomo de hidrógeno son iguales y dicho átomo recibe energía por colisionar con otro adyacente; la energía adquirida es posteriormente liberada en ondas con una longitud de onda de 21 [cm]. La primera vez que se midió la forma espiral de la Vía Láctea, se hizo por detección de nubes de hidrógeno [6].

Algunas de las principales características del hidrógeno son:

- Se encuentra en estado gaseoso en condiciones normales (25°C y 1 atm).
- Temperatura de fusión de -259.2° y de ebullición de -252.77°.
- Considerando condiciones de 0°C y 1 atm, el H2 cumple con la ecuación del gas ideal:

$$Pv = RT \quad (1.1)$$

$$[Pa][m^3] = [J/(mol * K)][K]$$

Donde p es la presión a la que se encuentra el gas, v el volumen, R la constante universal de los gases y T la temperatura absoluta [7].

La razón por la que es necesario equipo especializado para el manejo del hidrógeno es que, a pesar de que tiene combustión espontánea a los 585 [°C] aproximadamente, (temperatura mayor que la del gas natural, que es de 537 [°C]) [8], aun en bajas concentraciones, al combinarse con el aire produce una reacción violenta que desemboca en explosiones que son prácticamente invisibles al ojo humano [9].

A pesar de las ideas generalizadas que se tienen sobre la peligrosidad del hidrógeno para su empleo en transporte particular, la frecuencia de explosión estimada para vehículos es de $7.35 \times 10^{-35} [\frac{1}{año \cdot carro}]$, lo cual representa menos del 2% de los accidentes de tráfico por carro y por año. El 99.8% del riesgo inherente que se encuentra en explosiones en ambientes abiertos es comparable con las consecuencias de los accidentes de tráfico normales (daño a personas, carros o propiedades en el área del accidente), y en cuanto a los posibles accidentes letales, éste tiene menos del 0.2% de riesgo adicional por año y por carro (5.64×10^{-05}); lo cual podría inclusive indicar que la explosión de hidrógeno reduce el riesgo de fatalidad en accidentes automovilísticos [10]. Dichos estudios fueron realizados considerando autos de pasajeros con motores híbridos en los que las causas eran accidentes por choque, accidentes con incendios sin choques y fugas de hidrógeno seguidas de combustión, durante circulación normal, circulación en ambientes semi-confinados y en ambientes cerrados como en un estacionamiento.

1.2 La producción de hidrógeno

Por producción de hidrógeno se entiende el extraer el hidrógeno en moléculas independientes, ya sea de hidrocarburos, agua u otros compuestos; ya que, aunque es el elemento más abundante del universo, la proporción en la que se halla en estado libre es de alrededor del 0.02% [11].

Un vector energético es aquel energético que no es en sí energía primaria, porque para su obtención tuvo previamente que utilizarse energía de alguna otra fuente [12]. Se busca utilizar al

hidrógeno como vector, precisamente por su alto contenido energético y además de producir únicamente agua como desecho una vez utilizado, además de ser prácticamente ilimitado.

Actualmente el 96% de la producción de hidrógeno proviene directamente de combustibles fósiles y el otro 4% es producido indirectamente con electricidad. El mayor consumo de hidrógeno ocurre en la refinación de petróleo y en procesos petroquímicos para la síntesis de etanol y amoníaco [13].

La mayor cantidad del hidrógeno producido a nivel industrial proviene del reformado de gas natural (tabla 1.1), esto es porque actualmente es el hidrocarburo del cual se puede obtener hidrógeno al menor costo. Un incremento en la demanda del H_2 provocaría también un aumento dramático en el precio del gas natural, e inclusive resolviendo este problema, aún se deben considerar los contaminantes, debido a que la obtención de este vector energético, a partir de hidrocarburos, tiene como consecuencia una gran emisión de GEI's¹, en caso de que no se capture el CO_2 emitido, y es por esto que no debe simplemente incrementarse la producción de H_2 y sustituir ciertas tecnologías, sino hacerlo en cada etapa del ciclo de producción.

Origen	Porcentaje
Gas natural	48
Petróleo	30
Carbón	15
Electrólisis	3
Otros	4

Tabla 1.1 Principales fuentes de producción de hidrógeno [14].

De acuerdo a las diversas formas de producción de hidrógeno que se verán más adelante, éstas pueden fácilmente englobarse en dos vertientes: la producción centralizada, y la distribuida. La primera tiene comúnmente la ventaja de reducir costos debido a las grandes capacidades de producción, lo cual ayuda a amortizar de forma más rápida las inversiones, mientras que la segunda, aunque es de costos más elevados, es capaz de adaptarse mejor a las necesidades de particulares e industriales pequeños.

Uno de los factores que más influye en el análisis comparativo entre una aplicación centralizada o una distribuida es que, si para la implementación de algún tipo de tecnología es necesario algún cambio en la infraestructura, el costo y la inconveniencia asociados al mismo se incrementan en las mismas proporciones que la magnitud de dicho cambio [15].

1.2.1 Diversas formas de producción de hidrógeno.

- Reformado de Gas.

El gas natural se encuentra más comúnmente junto con yacimientos petroleros [16], por lo que es lógico inferir que países con grandes reservas de petróleo también tengan grandes cantidades de gas, aunque no necesariamente en las mismas proporciones. Los países que actualmente cuentan con mayores reservas de gas natural son Rusia, con aproximadamente el 25% del total mundial, Irán, con 16% y Qatar, con el 15% [17].

¹ GEI= Gases de Efecto Invernadero

El reformado de gas es un proceso catalítico y endotérmico llevado a cabo a temperaturas entre 970 y 1100 [K] y presiones alrededor de 3.5 [MPa]², con níquel como catalizador. La alta proporción de hidrógeno respecto al oxígeno en los hidrocarburos los hace aptos para el proceso de reformado, el más utilizado es el metano. La reacción básica consiste de dos partes:



En la figura 1.1 se muestra un diagrama completo de las etapas del reformado de gas utilizando vapor de agua. En un principio, se hacen circular el metano y vapor de agua a través de tubos en lechos catalizadores. Posteriormente el gas se manda a la unidad de desplazamiento de CO, en la que el CO junto con el agua produce CO_2 y H_2 , mientras que el calor liberado se recircula hacia la entrada del reformador. Después de esto, el gas se condensa para remover el vapor de agua y se depura en la unidad PSA³, por medio de la cual se pueden separar gases mezclados según su afinidad por un material adsorbente [18]. El gas de cola es un combustible compuesto por los gases adsorbidos anteriormente y se recirculan también hacia el reformador.

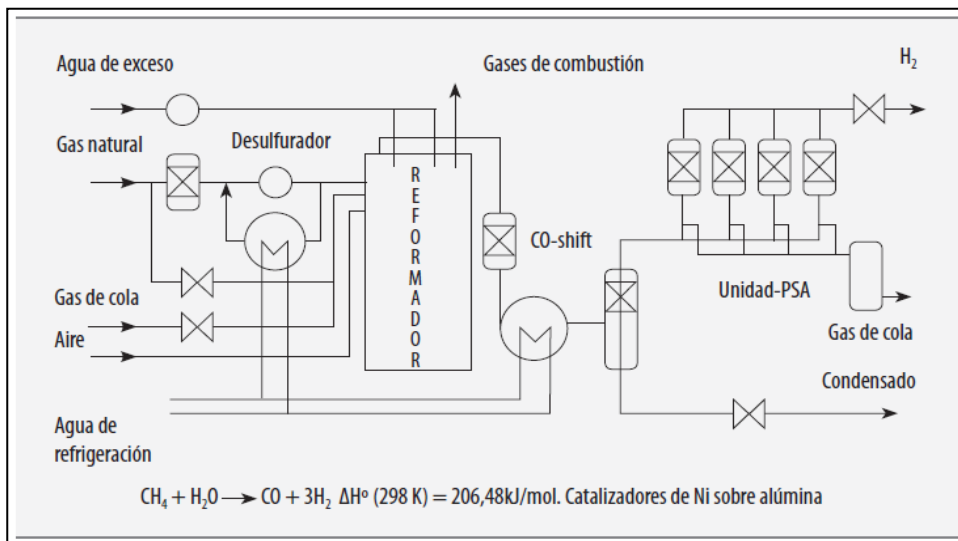


Figura 1.1 Esquema del reformado de gas con vapor de agua [19]

En estudios realizados en 2007 acerca de la producción de hidrógeno en base a gas, con y sin captura de CO_2 , se esperaba que la producción de hidrógeno para 2020 oscilara entre 2.55 y 2.33 [\$/Kg], en una planta con factor de planta de 90% y capacidades de producción de 379,360 [Kg/día], con un precio del gas de 0.364 [\$/Nm³]⁴ [20].

La principal desventaja de este proceso son las altas emisiones de CO_2 durante cada etapa, que en total se encuentran alrededor de los 14[Kg CO_2 /Kg H_2] [21], con los problemas asociados que trae esto consigo (daños a la capa de ozono, acidificación, eutrofización; que tiene como consecuencia

² 1 Pa= 1 [N/m²]

³ PSA= "Pressure Swing Adsorption", Proceso por medio del cual se separan gases de una mezcla sometida a presión de acuerdo a la especie molecular. [22]

⁴ Nm³ = 1 m³ de un gas medido en condiciones estándar de presión y temperatura. [23]

la disminución de oxígeno en el agua, smog invernal dependiente de la dispersión atmosférica, etc.) [24]. Otro problema importante es que sería necesario adaptar plantas para producciones pequeñas descentralizadas para estaciones de servicio y distribución, y como se muestra en la figura 1.2, los costos de inversión dependen en gran medida de la capacidad de la planta; por lo que plantas pequeñas tendrían costos elevados [25].

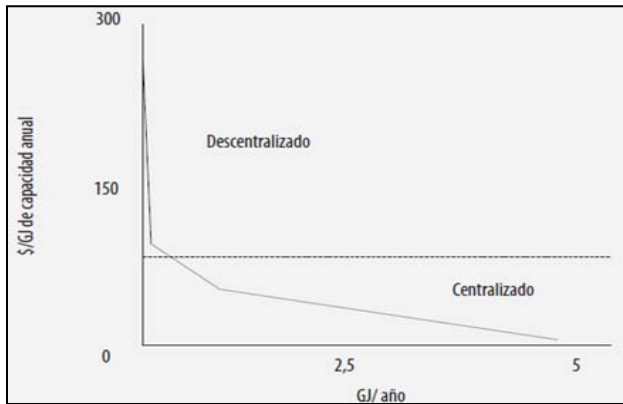
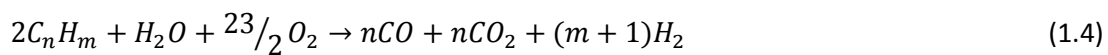


Figura 1.2. Costos de inversión dependientes de la capacidad de la planta [25].

- Oxidación Parcial.

La oxidación parcial de hidrocarburos (POX) es un proceso exotérmico (se libera energía calorífica) en condiciones moderadas de presión y temperatura, por lo que no son necesarios quemadores externos para la mantención de la reacción, y puede o no utilizarse un catalizador, dependiendo del tipo de proceso seleccionado. Aquí se tienen emisiones tanto de CO como de CO_2 [26].

Como su nombre lo indica, se lleva a cabo una oxidación incompleta, de forma que quede libre el hidrógeno mientras que se oxida el carbón. La reacción básica de este proceso es [27]:



La eficiencia de este proceso es de alrededor del 70%.

- Gasificación de carbón.

Con este método, en lugar de quemar directamente el carbón, éste reacciona con vapor con niveles controlados de oxígeno, presión y temperatura, dando lugar a que se tenga una oxidación parcial. En estas condiciones, se rompen los enlaces químicos del carbón, y se forma una mezcla gaseosa de hidrógeno y monóxido de carbono, de la que se puede separar de una forma relativamente fácil muchos de los contaminantes y GEI's de la mezcla utilizable.

Tanto el procesamiento del gas natural como del carbón para la producción de hidrógeno son similares en tanto que, en ambos procesos, el combustible se combina en un proceso autotérmico⁵ [28] con oxígeno y vapor para producir gas sintético, que consiste principalmente de monóxido de carbono e hidrógeno, y en menor proporción, dióxido de carbono, agua y metano.

⁵ Combustión de un material de valor calorífico suficiente o con recuperación de calor efectiva para que no se necesite combustible adicional después de la fase inicial.

Este gas sintético es procesado posteriormente para extraer hidrógeno del metano y del monóxido de carbono [29].

Desde 2003 E.E.U.U. anunció una iniciativa de inversión de mil millones de dólares para construir un prototipo de planta de cogeneración de hidrógeno y electricidad implementando además captura y secuestro de CO_2 ; estimando que los costos de producción y distribución de hidrógeno oscilarían en un principio entre 4.5 y 5.6 [\$/Kg] [30].

- **Pirólisis**

Este proceso consiste en descomponer combustibles sólidos con calor (alrededor de 450 [°C]) en ausencia de oxígeno. Deben controlarse las condiciones de presión y temperatura para obtener un gas de síntesis compuesto de CO y H_2 que posteriormente recibe un tratamiento de purificación similar al del gas de las últimas partes del reformado [31].

La ventaja de este proceso es que es factible de ser utilizado para el manejo de residuos sólidos urbanos [32].

- **Electrólisis del agua.**

Aplicando una diferencia de potencial suficientemente grande dentro de un contenedor con agua, logran disociarse las moléculas en H_2 y O (figura 1.3), aunque el gasto energético es demasiado como para ser factible económicamente, además de que la velocidad de producción de hidrógeno es directamente proporcional a la variación de energía requerida para el proceso.

La electrólisis se puede llevar a cabo con electrolizadores convencionales, de polímeros sólidos o con electrolizadores de agua y vapor a altas temperaturas [33]. Las diferencias principales entre los diversos sistemas de electrólisis radican en la variación de las temperaturas de operación, las propiedades electrolíticas y en cierta medida, las presiones manejadas.

Las principales reacciones que se llevan a cabo en este proceso son [34]:

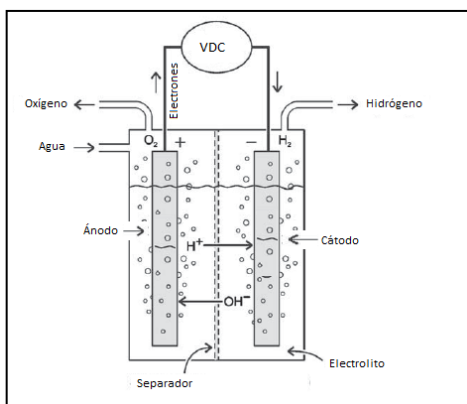


Figura 1.3. Celda de electrólisis básica [35].

electrolizadores. Se espera que el proceso completo tenga eficiencias del 50 al 60% aproximadamente [39].

En cuanto a la electrólisis de moderada temperatura, se tienen varios ciclos que pueden ser adaptados a plantas nucleares y geotérmicas (tabla 1.2); y para el caso de las geotérmicas, obtienen el calor directamente del subsuelo y la electricidad producida por la planta con turbinas de ciclo Rankine binario [40].

Ciclo	Nombre	Elementos	# de etapas	Temperatura máxima (°C)	Reacciones	Temperatura
1	Cu-Cl	Cu, Cl	5	500	$2\text{CuCl}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CuO} + \text{CuCl}_2 + 2\text{HCl}$	400
					$\text{CuO} + \text{CuCl}_2 \rightarrow 2\text{CuCl} + \frac{1}{2} \text{O}_2$	500
					$4\text{CuCl} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{CuCl}_2 + 2\text{Cu}$	25-80
					$\text{CuCl}_2(\text{aq}) \rightarrow \text{CuCl}_2(\text{s})$	> 100
					$2\text{Cu} + 2\text{HCl} \rightarrow 2\text{CuCl} + \text{H}_2$	430-475
2	Argonne	Li, N, I	3	475	$\text{LiNO}_2 + \text{I}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiNO}_3 + 2\text{HI}$	25
					$2\text{HI} \rightarrow \text{I}_2 + \text{H}_2$	425
					$\text{LiNO}_3 \rightarrow \text{LiNO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	475
3	Mg-Cl	Mg, Cl	3	500	$\text{MgCl}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{HCl} + \text{MgO}$	450
					$\text{MgO} + \text{Cl}_2 \rightarrow \text{MgCl}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	500
					$2\text{HCl} \rightarrow \text{Cl}_2 + \text{H}_2$	80
4	Heavy element halide	U, Eu, Br	4	300	$2(\text{UO}_2\text{Br}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}) \rightarrow 2\text{UO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} + 4\text{HBr} + 2\text{H}_2\text{O}$	300
					$4\text{EuBr}_2 + 4\text{HBr} \rightarrow 4\text{EuBr}_3 + 2\text{H}_2$	Exothermic
					$4\text{EuBr}_3 \rightarrow 4\text{EuBr}_2 + 2\text{Br}_2$	300
					$2\text{UO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} + 2\text{Br}_2 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2(\text{UO}_2\text{Br}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}) + \text{O}_2$	Exothermic
5	Sulphuric acid	S,	3	550	$2\text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4 + \text{H}_2$	80
					$\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_3$	450
					$\text{SO}_3 \rightarrow \text{SO}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	550
					$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{Cs} \rightarrow 2\text{CsOH} + \text{H}_2$	450
6	Astrojet central	Cs	4	450	$2\text{CsOH} + 3/2\text{O}_2 \rightarrow 2\text{CsO}_2 + \text{H}_2\text{O}$	250
					$2\text{CsO}_2 \rightarrow \text{Cs}_2\text{O} + 3/2\text{O}_2$	450
					$\text{Cs}_2\text{O} \rightarrow 2\text{Cs} + \frac{1}{2} \text{O}_2$	-

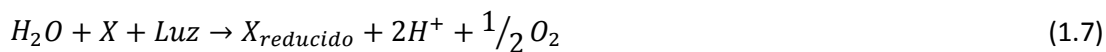
Tabla 1.2. Ciclos termoquímicos e híbridos de baja y moderada temperatura⁸ [41].

- **Energía solar.**

Existen diversos métodos de producción de hidrógeno utilizando la energía de los rayos solares, siendo los principales:

- **Fotólisis o Catálisis.**

Cuando las moléculas de agua absorben energía proveniente de rayos ultravioleta a una tasa de 285.57 [KJ/mol] de agua, se libera hidrógeno. Utilizando un fotocatalizador 'X' para absorber la luz visible y emitir ondas de longitud necesaria para la producción de hidrógeno; las reacciones se dan de la siguiente forma [42]:



Utilizando celdas solares o turbinas de viento y un electrolizador (fotoelectrolizador) se puede producir también hidrógeno [43].

La energía total radiante que impacta la superficie terrestre es de $5.45 \times 10^{18} \left[\frac{\text{MJ}}{\text{año}} \right]$ [44], y los impedimentos de utilizar sistemas solares son las bajas eficiencias y altos costos; superándose

⁸ Adaptada de la original.

éstos, la energía solar sería en varios órdenes de magnitud mayor que la necesaria para cubrir las “necesidades” energéticas de la humanidad.

- **Electrólisis fotovoltaica.**

Es posible convertir la radiación solar directamente a electricidad utilizando celdas fotovoltaicas, las cuales son en su mayoría hechas de silicón [45]. Se prevé que esta tecnología pueda alcanzar inclusive los 23 [\$/Kg] para la producción de H_2 , usando un electrolizador de costo capital igual a 450 [\$/MW], con eficiencia de 82% y un factor de capacidad de 0.28 [46].

- **Energía solar térmica.**

Por medio de varios reflectores, se concentra un haz de luz en un receptor; en el cual se tiene un intercambiador de calor para calentar un fluido de trabajo y que se empleó en una turbina para generar electricidad o utilizar un motor Stirling (motor térmico que basa su funcionamiento en la compresión y expansión de un gas por estar en contacto con dos puntos a diferentes temperaturas) [47].

- **Biomasa.**

La biomasa consiste básicamente de cualquier desecho orgánico utilizable, animal o vegetal. Representa el 15% del total mundial de energía primaria y el 38% de consumo energético en países en desarrollo [48].

Existen diversos métodos por medio de los cuales se puede producir hidrógeno a partir de la biomasa: la pirolisis, la gasificación y la SCWG (“Supercritical water gasification”). En esta última se tienen sustancias orgánicas húmedas por arriba del punto crítico (punto en el cual la densidad del agua y del vapor son iguales). Este método es utilizado especialmente para biomasa con grandes concentraciones de agua [49]. Todos éstos son procesos termoquímicos en los cuales la biomasa se utiliza de la misma forma que se vio anteriormente con los combustibles fósiles. En cuanto a procesos biológicos, se tienen la producción fermentativa (también conocida como digestión anaerobia), la fotosíntesis, y las “*biological water gas shift reaction*”.

En la degradación anaerobia, o anaerobiosis, que es una fermentación microbiana en ausencia de oxígeno, se produce una mezcla de gases (principalmente CH_4 y CO_2) a la que se le llama biogás, y una suspensión acuosa o lodo que contiene los componentes difíciles de degradar. Los lodos digeridos son comúnmente utilizados en compostas [50]. En un principio, las bacterias llamadas hidrolíticas descomponen la materia orgánica compleja en moléculas simples solubles en agua. Este producto es posteriormente fermentado y con esto se obtienen productos intermediarios como algunos alcoholes, ácidos orgánicos y ácidos grasos volátiles, junto con H_2 y CO_2 . Enseguida, otro grupo de bacterias denominadas acetogénicas, transforman los alcoholes y los ácidos orgánicos en ácido acético, y más H_2 y CO_2 [51].

Una reacción común de “*water gas shift*” es igual a la segunda parte que se vio en la gasificación de carbón:



La “*biological water gas shift reaction*” es ésta misma, pero realizada de forma anaerobia, en condiciones normales de presión y temperatura por una bacteria llamada “*Rubrivivax gelatinosus*” [52]. Esta bacteria utiliza la reacción biológica de WGS como medio para obtener energía y mantener sus procesos metabólicos.

La BWGS es un método relativamente nuevo para la producción de hidrógeno. Estudios sobre el tema han llegado a resultados de producción de 1[Kg] de H_2 por cada [Kg] de bacterias en reactores de lechos fluidizados (“*trickling bed reactors*”). Los costos estimados para este proceso son de 3.4 [\$/Kg], que es relativamente bajo si se compara con otros medios biológicos [53].

1.3 Aplicaciones energéticas

Una de las principales aplicaciones energéticas para el hidrógeno son las “celdas de combustible”; dispositivo compuesto de dos electrodos y un electrolito que permite la conducción de iones (figura 1.5). El principio de funcionamiento de una celda de combustible es la conversión directa de energía química a eléctrica, la cual se lleva a cabo al combinar electroquímicamente el hidrógeno como combustible y el oxígeno del aire como oxidante. El ánodo dispersa el hidrógeno de forma equitativa por toda la superficie del catalizador y conduce los electrones para utilizarlos como fuente de CD en un circuito externo. El cátodo distribuye oxígeno para conducir los electrones de regreso y cerrar el circuito. El catalizador es un material especial que se usa para facilitar la reacción entre el hidrógeno y el oxígeno [54].

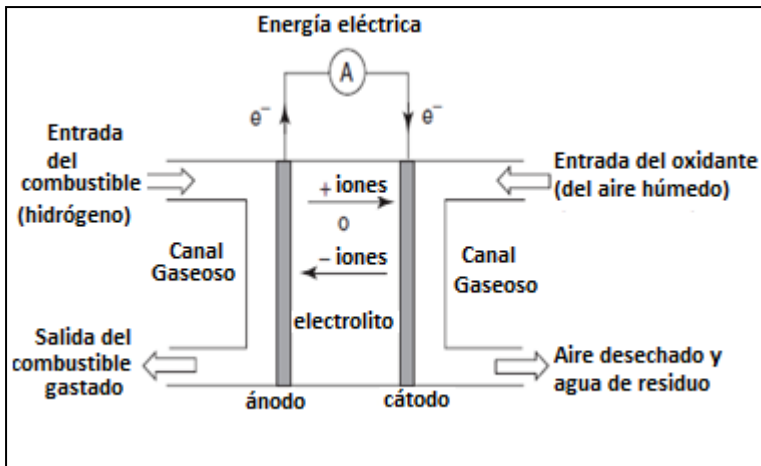


Figura 1.5. Configuración básica de una celda de combustible [55].

Cada una de estas celdas se apila en paquetes en serie para conformar una sola celda de combustible. La diferencia entre una celda de combustible y una pila, es que ésta última almacena energía química y la convierte en electricidad; cuando ésta se termina, la pila se tira. Las celdas de combustible no almacenan energía sino que la convierten en electricidad a partir del combustible recibido del exterior. Mientras éste sea suministrado, la celda puede continuar funcionando indefinidamente [56].

De acuerdo a las características químicas del electrolito utilizado como conductor de iones en las celdas, éstas se clasifican en:

- PEMFC: Celdas de combustible de membrana de intercambio protónico.

- DMFC: Celda de combustible de metanol directo. Utilizan una membrana hecha de un polímero como electrolito.
- PAFC: Celda de combustible de ácido fosfórico.
- MCFC: Celda de combustible de carbonato fundido. Utiliza una mezcla fundida de carbonatos de sodio y potasio como electrolito.
- SOFC. Celda de combustible de óxido sólido. Contienen materiales cerámicos como electrolito.

Las celdas PEMFC son las que tienen mayor potencial de desarrollo e inclusive se considera que pueden llegar a sustituir al motor de combustión interna en aplicaciones para transporte [57]. Se componen de electrodos de carbón poroso unidos a una membrana delgada de un polímero sulfatado.

Las reacciones químicas que se llevan a cabo en una celda de este tipo son:



Las principales ventajas de las celdas son que no existe agresión al medio (en caso de que el hidrógeno utilizado no provenga de fuentes fósiles), que no tienen partes móviles y una muy elevada confiabilidad y durabilidad. En cuanto a sus desventajas: debido a la reacción química la celda entrega un bajo voltaje y alta corriente, y fabricar celdas diseñadas para sistemas de demanda de alto voltaje es difícil y la celda puede fallar cuando un solo panel esté inactivo. El voltaje de salida varía fácilmente con las variaciones de carga que se le conecten, por lo que además es necesario acoplar en la etapa de salida convertidores DC-DC con altas ganancias de voltaje para asegurar la estabilidad [58].

Las celdas de combustible son un invento anterior al motor de combustión interna, aunque se popularizaron cuando la NASA⁹ decidió utilizarlas para proveer de energía eléctrica los vehículos espaciales.

La utilización del hidrógeno como vector energético puede tener aplicaciones importantes en lugares donde se tienen sistemas de energías renovables intermitentes, como solares o eólicos, de forma que se tenga un suministro ininterrumpido con varios sistemas acoplados y disponibles en el momento en que alguno de éstos no sea capaz de suministrar la energía suficiente [59].

1.4 Aplicaciones industriales

En la década de 1920 la compañía canadiense “*Electrolyser Corporation Limited*” comenzó a producir hidrógeno con fines comerciales en Europa y Norteamérica; misma que fabricó los primeros electrolizadores comerciales [60].

⁹ “*National Aeronautics and Space Administration*”. E.E.U.U.

El hidrógeno se ha utilizado de forma generalizada en los procesos de refinado y como materia prima para la elaboración de una amplia gama de productos, aunque su valor como combustible fue realmente impulsado hasta después de la Segunda Guerra Mundial, a pesar de los primeros éxitos experimentales con automóviles y aviones.

Tras la crisis del petróleo de 1973, se celebró la primer Conferencia Internacional sobre el hidrógeno en E.E.U.U. y se fundó la Asociación Internacional para la Energía del Hidrógeno junto con la publicación del "*International Journal of Hydrogen Energy*" [61].

Actualmente con el hidrógeno se obtienen fertilizantes basados en amoníaco y aceites orgánicos comestibles hidrogenados derivados de soya, pescado y cereales, así como para la elaboración del polipropileno, refrigeración de motores y generadores [62].

1.5 Economía del Hidrógeno

El primer organismo que utilizó la expresión "economía del hidrógeno" fue la compañía General Motors, en 1970, cuando sus ingenieros comenzaron a ver en el hidrógeno el posible combustible que emplearían en un futuro sus automóviles [63].

La economía del hidrógeno está relacionada con las necesidades y las estrategias energéticas específicas para cada país. Para analizar la producción de hidrógeno deben tomarse en cuenta cuatro factores: los costos de producción, la disponibilidad de los recursos primarios, la factibilidad de uso de la tierra y las reducciones en emisiones de CO₂ [64].

Aunque diversas fuentes primarias no emiten CO₂, no pueden considerarse equivalentes en la producción de hidrógeno debido a que tienen todas eficiencias distintas; es por esto que en estudios comparativos se consideran las emisiones que produciría con dicha eficiencia un proceso con otro combustible fósil de referencia, a considerarse, el gas natural, que emite CO₂ a una tasa de 55 [KgCO₂/GJ]. De esta manera, los residuos de CO₂ ofrecen un claro indicador de la efectividad del uso de una unidad de energía primaria.

1.6 Perspectiva Mundial

- Producción

En el mediano plazo se espera que el hidrógeno continúe produciéndose a partir de gas y carbón, junto con sistemas de captura y almacenamiento, los cuales incrementan del 3 al 5 % el costo total de producción, en el caso del reformado, y del 10 al 15% con la gasificación de carbón [65].

Si se contempla un escenario futuro de generación distribuida, se podría pensar que en la medida que los costos de estos sistemas de generación disminuyan, gradualmente se tomarían más medidas para el ahorro en horarios pico; los llamados "*peak shaving*", que consisten en hacer funcionar equipos generadores propios durante estas horas, ya que las tarifas se elevan en esos horarios debido a las propias características de las plantas que proveen dicha demanda. Al hacer esto, podrían no sólo achatarse los picos de la curva de demanda, sino inclusive generar más valles, lo cual traería consigo una reestructuración de la misma e inclusive una merma gradual con el paso de los años, en la que inclusive las compañías eléctricas tuvieran que convertirse en meras proveedoras de servicios para equipos e instalaciones, mas no de proveedores de energía eléctrica.

Uno de los principales retos que presenta el empleo de H_2 para ser utilizable a grandes escalas a nivel industrial es que se requieren varias etapas de compresión y enfriamiento, y para ser almacenado en grandes cantidades requiere equipo especial y demasiada energía; casi el 40% de la utilizable del hidrógeno. Comprimir 1 [Kg] de H_2 en tanques a $703 \left[\frac{Kg}{cm^2} \right]$ consume 5 [KWh] en promedio. Evidentemente, con una mayor compresión se puede contener más combustible en determinado volumen y se incrementa con esto la densidad energética, pero esto trae consigo un mayor peso de los tanques, además del incremento de los costos de producción por adición de válvulas, sellos y otro tipo de materiales [66].

- Aplicaciones

Se han llevado a cabo diversos estudios para analizar la factibilidad de emplear combustibles a base de mezclas de metano e hidrógeno (“*hythane*”) como una primera transición de los combustibles fósiles al uso exclusivo de hidrógeno. Utilizando mezclas de entre el 8 y el 30% de hidrógeno en metano se reducirían en gran medida las emisiones, al mismo tiempo que no se necesitarían grandes cambios en la infraestructura con la que ya se cuenta, además de que los carros diseñados para funcionar con gas comprimido pueden de igual forma funcionar con esta mezcla [67]. Este combustible tiene diversas características como la alta flotabilidad y difusividad propias del hidrógeno, junto con las bajas velocidades de propagación de las flamas y los límites de flamabilidad (rango de concentraciones del gas en los que puede existir propagación de la flama) menores, propios del metano. Existen varios tipos de celdas de combustible en las cuales no es necesario emplear hidrógeno molecular, y éstas podrían ser implementadas en un principio en los vehículos particulares. Otra alternativa se encuentra en algunos vehículos que, contando con un reformador apropiado, podrían ser introducidos en el mercado sin la necesidad de crear infraestructura.

La incertidumbre que se tiene en cuanto a la introducción de las celdas a base de hidrógeno en vehículos radica únicamente en el tiempo en que los costos de esta tecnología serán competitivos, ya que técnicamente se encuentran claramente aventajados; actualmente un sistema de celdas para autos de pasajeros tiene eficiencias del 40% (se espera que se incremente al 50), mientras que la de los motores de combustión interna de gasolina y diesel varía entre el 25 y el 30% [68].

La Unión Europea tiene una visión acerca del mercado de las celdas de combustible para el año 2020 con los siguientes puntos más sobresalientes:

- Venta de 250 millones de celdas de combustible portátiles por año, con potencias de 15 [KW], y precios de 2 [€/W].
- Producción y venta de 100,000 celdas para generadores portátiles por año, con potencias de 10 [KW] y precios de 500 [€/KW].
- 100,000 a 200,000 celdas de combustible estacionarias para cogeneración. Potencias entre 3 [KW] y 350 [KW], con precios entre 2000 y 1200 [€/KW].
- 400,000 a 1,800,000 celdas para transporte por carretera, con precios menores a 100 [€/KW].

En ese mismo año se espera que en Japón se produzcan 5 millones de vehículos con celdas de combustible y se tengan instalaciones de 10,000 [MWe], y en Estados Unidos 100,000 autos con instalaciones de 500 [MWe] [69].

1.7 Perspectiva en México

La primer consideración que debe hacerse en un país para evaluar las posibles fuentes de producción de hidrógeno son las fuentes primarias de mayor consumo que puedan asegurar la producción ante las variaciones de la demanda y una estabilidad en los precios finales del mismo; siendo las principales en México los hidrocarburos, que son los mismos de los que se quiere depender menos, por lo que les seguirían la hidroenergía (386.78 [PJ]¹⁰ producidos en 2008)[70], nuclear (1.6.64 [PJ], aunque ambos reactores son del tipo BWR y no son aptos para los procesos de producción de hidrógeno de alta temperatura), y la geoenergía (70.17 [PJ]). Las fuentes renovables en México como la energía solar, y la eólica representan fracciones muy pequeñas en el suministro energético, además de tener costos elevados.

Las tecnologías más factibles a ser implementadas son el reformado de gas natural con secuestro y almacenamiento de CO_2 , obteniendo como energía primaria la proveniente de una central nuclear, ya que tiene pocos impactos ambientales asociados al ciclo de producción, y costos de combustible primario bajos [71], y la geotermia con procesos termoquímicos de media temperatura.

¹⁰ 1 [PJ]= 1×10^{12} [J]

2. La energía nuclear

2.1. Antecedentes históricos.

2.1.1. Modelos atómicos

La primera vez que se habló de partículas fundamentales fue en Grecia, alrededor del siglo V a.C. , con Leucipo y Demócrito como principales propulsores de esta teoría; la cual afirmaba que toda la materia del universo estaba compuesta de partículas fundamentales e indivisibles (átomos), agrupadas en distintas formas y proporciones; tesis rechazada por Aristóteles bajo el argumento de no poder haber vacío entre las partículas y que la materia se conformaba en un continuo, y no en una ambivalencia entre el vacío y la materia como infería de la teoría atomista [1].

En 1799 el químico francés Joseph Proust enunció la llamada ley de proporciones definidas, la cual afirmaba que muestras diferentes de un mismo compuesto siempre tienen los mismos elementos y las mismas proporciones de masa [1].

En 1803 John Dalton expandió la teoría atomista catalogando a la materia en dos grupos: elementos y compuestos; estando los primeros constituidos por átomos y los compuestos por una agrupación de los elementos, resumiéndose esto en sus tres hipótesis:

- Todos los elementos que están formados por átomos idénticos también son idénticos.
- Los compuestos están formados por distintos elementos en múltiplos enteros.
- Una reacción química implica sólo una separación, reacomodo o combinación de los átomos, nunca la creación o destrucción de los mismos.

Publicó, con esto, el primer modelo atómico científicamente aceptado (Figura 2.1).

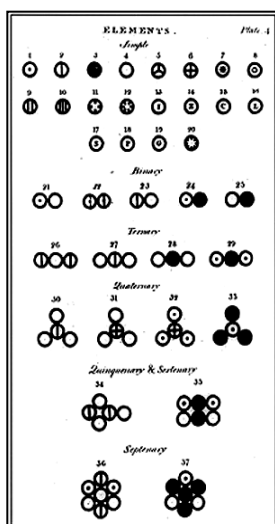


Figura 2.1. Modelo atómico de Dalton. [2]

En 1897 J.J. Thomson, (quien había sido el primero en identificar al electrón con el tubo de rayos catódicos y de determinar la relación entre la carga y la masa del mismo), descubrió que en realidad los átomos no eran las partículas más pequeñas y que éstas podían ser divisibles, y propuso un modelo atómico considerando a los electrones como elementos fijos al núcleo, de manera que se neutralizaran las cargas positivas y negativas; modelo que resolvía muchos

fenómenos inexplicables hasta entonces, pero que sería desmentido con experimentos posteriores que arrojaban resultados antagónicos a los esperados por esta teoría [3].

En 1911 Ernst Rutherford, junto con su colega Hans Geiger y un estudiante de licenciatura ayudante de laboratorista, Ernst Marsden, desarrolló un experimento que consistía en bombardear un átomo con partículas alfa y estimar la probabilidad de que éste haz tuviera un desvío en su trayectoria (Rutherford no esperaba grandes resultados de esto). En el dispositivo montado de acuerdo a las especificaciones de Rutherford (Figura 2.2), se tenía un tubo de vidrio con una fuente de partículas alfa, una película delgada de oro y una pantalla fluorescente a manera de detector. Con este experimento observaron que la mayoría de las partículas alfa atravesaban la placa sin desviación alguna, pero algunas llegaban al detector en ángulos muy pronunciados, inclusive algunas regresando a 180°, de lo cual dedujeron que existía un gran espacio en el átomo por el cual las partículas podían pasar fácilmente pero que en el núcleo existían cargas positivas que repelían a las alfas; contradiciendo así la teoría de Thomson sobre un átomo continuo en el que las cargas se encuentran dispersas (átomo de la galleta con pasas). Supusieron que los electrones se encontraban orbitando alrededor del núcleo y no representan gran parte de la masa del átomo [3].

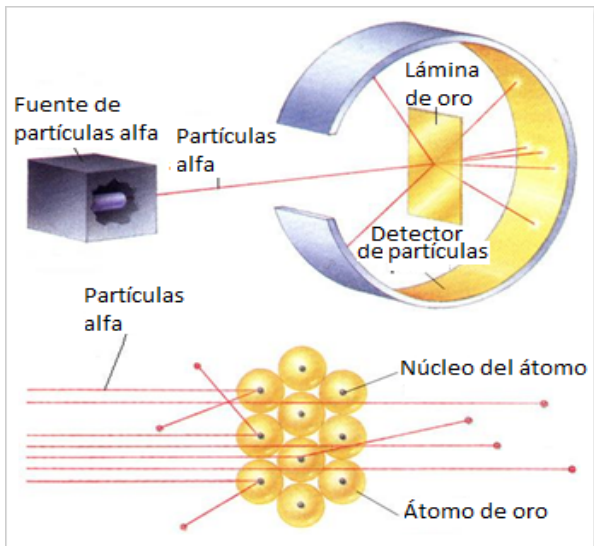


Figura 2.2. Experimento de Rutherford [4].

A partir de las observaciones de Rutherford respecto a las colisiones de partículas se desarrolló un nuevo modelo atómico, en el que los electrones se encuentran esparcidos en una “nube” electrónica y en el núcleo se encuentran concentradas partículas positivas (subatómicas). En estos momentos se determinó el radio del núcleo atómico de alrededor de 100 [pm]¹¹.

2.1.2. Radiación térmica, el cuerpo negro y la catástrofe del ultravioleta

Para especificar la cantidad de energía emitida por un objeto en la forma de radiación térmica se utiliza la irradiancia espectral, que es la cantidad de energía que dicho objeto emite en unidad de tiempo y en unidad de área, en cierto intervalo de frecuencias $\psi, \nu+d \nu$ y a cierta temperatura t . [55].

¹¹ 1 pm= 1×10^{-15} [m]

Un cuerpo negro es aquél que se considera que es capaz de absorber toda la radiación incidente en él, independientemente de la frecuencia de ésta, y tienen espectros de radiación térmica iguales, es decir, independientes de su composición química; por este motivo se les denomina radiadores integrales o cuerpos negros.

La forma más sencilla de obtener radiación térmica de cuerpo negro es por medio del radiador de cavidad, que consiste en un objeto hueco con una pequeña perforación en la pared. La luz que recibe va absorbiéndose y la única que pudiera salir es la generada desde el interior. Cuando el radiador de cavidad se encuentra en equilibrio térmico, no puede haber un flujo neto de energía de unas partes a otras en el interior de la cavidad, por lo que las ondas electromagnéticas que existen en el interior sólo pueden ser ondas estacionarias [6].

A principios del siglo XX, la teoría clásica del electromagnetismo erraba rotundamente en las aproximaciones sobre la radiación emitida por un cuerpo negro en equilibrio térmico con el medio. Según las predicciones de Rayleigh y Jeans, la distribución de probabilidad para la energía de las ondas estacionarias en la cavidad obedecía a una distribución de Boltzman, y ésta funcionaba en cierto rango de frecuencias pero al aumentar y acercarse al ultravioleta erraba completamente (Figura 2.3). Esto fue conocido como la famosa “catástrofe del ultravioleta”. [7]

Posteriormente, Max Planck enunció otra ley en la que quedaba resuelto este problema, pero tuvo la necesidad de recurrir a una suposición que él mismo y muchos otros científicos consideraban una incongruencia (aunque las matemáticas cuadraran), y era que la energía de las ondas estacionarias de la cavidad se emite de manera discreta y no continua (hipótesis cuántica), por lo que la irradiancia espectral [3] quedaba entonces de la forma:

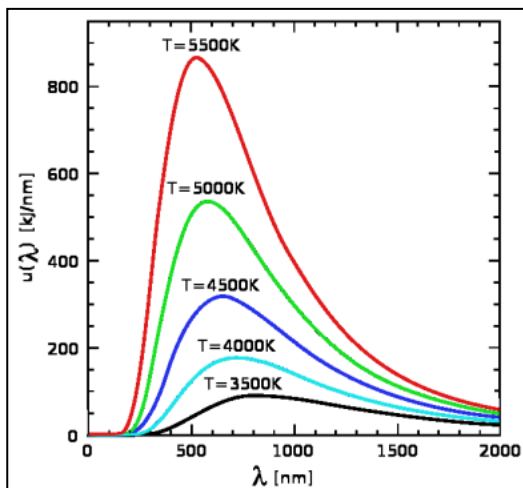


Figura 2.3. Irradiancia espectral del cuerpo negro [8].

Tomando esto en cuenta, Einstein publicó la teoría de que la radiación electromagnética transporta la energía en forma de corpúsculos (fotones), cada uno de ellos con una energía $E=h\nu$, y éstos pueden ser desprendidos de una placa metálica si en ésta se impactan electrones con energía mayor o igual a la de los fotones (efecto fotoeléctrico, 1905). Esta teoría implicaba que las ondas electromagnéticas se comportaban como partículas, aunque ya se había demostrado antes que tenían también comportamiento ondulatorio, mediante el principio de Huygens-Fresnel y el experimento con los patrones de difracción que se observaban al hacer pasar luz por pequeñas

rendijas (de menor longitud que la longitud de la onda original) (Figura 2.4); demostrando que cada punto del frente de onda puede ser origen de una nueva, para después incidir en una pantalla, y observando únicamente franjas iluminadas debido a la interferencia de las ondas en retroceso.

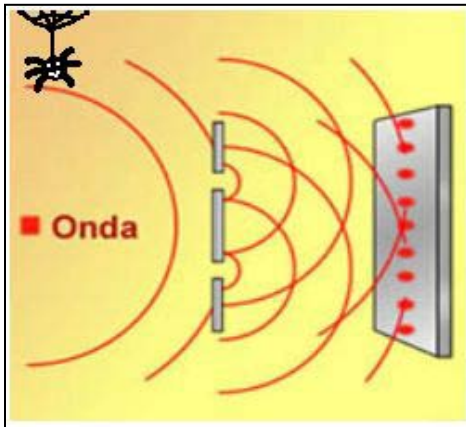


Figura 2.4. Experimento de la doble rendija [9].

Posteriormente, en 1913 Niels Bohr, basado en las investigaciones de Planck y Einstein alrededor del cuerpo negro, los fotones y la cuantización de la energía, propuso que cada electrón se encuentra en órbitas alrededor del núcleo, con distintos niveles de energía que vienen dados por la constante de Planck, estando los menos energéticos a mayor distancia del núcleo. De esta forma los clasificó por números y le asignó el número 1 al de órbita más cercana al núcleo. En este modelo los electrones orbitan alrededor del núcleo de manera análoga a la de los planetas alrededor del sol.

De acuerdo con la electrodinámica clásica, un electrón en movimiento irradia ondas electromagnéticas y pierde energía, razonamiento mediante el cual, en el modelo de Bohr, se podría suponer que los electrones orbitando alrededor del núcleo terminarían por colapsarse, a lo que Bohr realizó la hipótesis de que dicha radiación sólo ocurre en un cambio de nivel energético del electrón a otro menor [10].

El modelo de Bohr funcionó idealmente para el átomo de hidrógeno, pero una vez que los científicos se percataron de que distintos electrones en una misma órbita podían tener energías diferentes, fue necesario realizar ajustes a este modelo, basados en la generalización relativista de Arnold Sommerfeld (1916).

2.1.3. Hipótesis de De Broglie

En 1924 De Broglie hizo una hipótesis en la que afirmaba que cada cuerpo tiene una longitud de onda asociada, y que la materia puede tener ambos comportamientos. Según De Broglie, un electrón orbitando alrededor del núcleo se comporta como una onda estacionaria. A partir del análisis de una onda estacionaria en una circunferencia fue que pudo deducir una fórmula para la longitud de onda asociada a una partícula [6].

$$\lambda = \frac{h}{p} \quad (2.1)$$

Donde:

λ = Longitud de onda asociada a la partícula [m].

h = constante de Planck [$\text{Kg } m^2 /s$].

p = Cantidad de movimiento de la partícula [Kg m/s].

El modelo atómico actual está relacionado con las propiedades de la materia descritas con el concepto de longitud de onda asociada a una partícula de De Broglie y la ecuación de onda de Schrödinger basada en esta hipótesis, el principio de incertidumbre de Heisenberg y otros postulados.

2.1.4. Partículas fundamentales.

Tomando en cuenta los últimos modelos atómicos, para efectos prácticos en ingeniería nuclear, se consideran de especial importancia las siguientes partículas:

- Electrón: Partícula con una masa en reposo¹² de $m_e = 9.106 * 10^{-28} [g]$, con una carga $e = 1.60219 * 10^{-19} [C]$. Existen partículas de las mismas características pero carga positiva y son llamados positrones. A los electrones de carga negativa raramente se les da el nombre de negatrones [12].
- Protón: Partículas con la misma magnitud de carga que los electrones, pero con signo positivo y una masa en reposo igual a $1.6726 * 10^{-24} [g]$. La cantidad de protones en el núcleo es la que determina el tipo de elemento en cuestión; un isótopo es aquel que tiene el mismo número de protones pero distinto número de neutrones. Un radioisótopo es un isótopo con núcleo inestable que decae con algún tipo de emisión radiactiva [12].

El número total de protones en un átomo es también conocido como número atómico (Z).

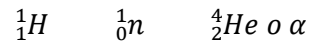
- Neutrones: Partícula eléctricamente neutra de masa en reposo $m_n = 1.67426 * 10^{-24} [g]$.
- Fotones: Se consideran como partículas asociadas a una onda electromagnética, ya que tienen la característica de comportarse bajo ciertas circunstancias como ondas y bajo circunstancias distintas como partículas.
- Neutrinos: Partícula sin masa en reposo ni carga eléctrica que aparece en el decaimiento de ciertos núcleos.

El número total de neutrones en un átomo se denota por la letra N, y en todos los elementos se cumple que el número total de nucleones es $A=Z+N$.

¹² Es necesario considerarse como masa en reposo relativa al observador, ya que según la teoría de la relatividad la masa de la partícula está en función de la velocidad relativa al observador.

2.1.5. Reacciones nucleares.

La notación que se utiliza en las reacciones nucleares es la siguiente:



para denominar el átomo de hidrógeno, neutrones o partículas alfa, respectivamente.

De la misma manera que con los elementos: el número superior es A y el inferior Z [2].

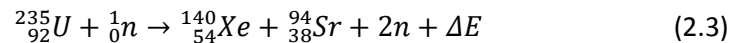
En el balanceo de ecuaciones nucleares deben cumplirse varias leyes de conservación:

- Conservación del número total de nucleones antes y después de la reacción.
- Conservación de la carga.
- Conservación del momento total de las partículas que interactúan.
- Conservación de la energía.

Algunas reacciones nucleares comunes son:



En esta primera ecuación, el neutrón liberado puede utilizarse para iniciar la reacción en cadena (fuente de neutrones).



Ésta es una reacción de fisión, en donde ΔE es el defecto másico, explicado por la teoría de la relatividad como parte de la masa original que es convertida en energía, y es ésta la que se aprovecha en los reactores nucleares.

2.1.6. Radiactividad.

En 1895 el físico Wilhem Röntgen confirmó el nombre de rayos X a aquéllos que observó que eran emitidos cuando el tubo de rayos catódicos de Thomson se utilizaba para hacer incidir los electrones en placas de vidrio o de metal, y éstos eran capaces de atravesar distintos materiales, oscurecer placas fotográficas y no eran desviados por campos magnéticos [11].

Un año más tarde el físico francés Antoine Henri Becquerel descubrió la radioactividad natural (término propuesto por Marie Curie) durante sus investigaciones con experimentos en fluorescencia del uranio y distintos materiales, que emitían radiaciones que también oscurecían placas fotográficas cubiertas pero dichas emisiones ocurrían de manera espontánea. Es con éste hecho que nace formalmente la física nuclear [2].

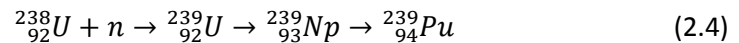
Se considera a un elemento como radiactivo si tiene emisiones de radiación espontáneas.

Más tarde se comprobó que dichas radiaciones eran un efecto provocado directamente por el núcleo atómico y gracias a ello pudieron desarrollarse investigaciones alrededor de la estructura electrónica de los átomos.

Existen tres tipos de emisiones de los núcleos en decaimiento; y son:

- Partículas alfa: Se considera a las partículas alfa como núcleos de helio ionizados positivamente, los cuales son fácilmente detenidos por hojas de papel y liberan su energía rápidamente. No representan peligros sustanciales a menos que sean ingeridos, ya que son partículas ionizantes, y pueden causar graves estragos en órganos internos.
- Partículas beta: Emisión de electrones.
- Rayos gamma: Éstos son frentes de ondas electromagnéticas.

Una manera de observar el decaimiento por partículas beta es:



Todos estos decaimientos ocurren por emisiones de partículas beta. El Plutonio 239 está para mantener la reacción en cadena [12].

2.2. El proceso de fisión

Otto Hahn, Fritz Strassman y Lise Meitner comprobaron en 1938 el fenómeno de la fisión nuclear [16](figura 2.5), y consiste en hacer colisionar neutrones moderados en velocidad con el núcleo de un átomo para “romperlo” en dos más pequeños y liberar energía; la cual es utilizada en algunos tipos de reactores para transformarla en energía eléctrica.

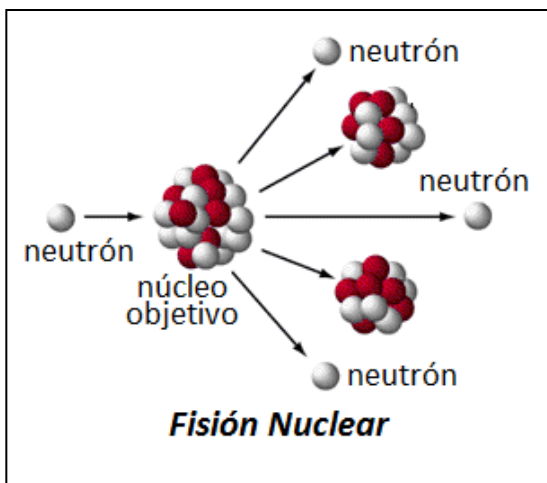
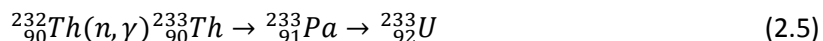


Figura 2.5. El proceso de fisión [14].

Un elemento es llamado fértil si éste es capaz de absorber un neutrón y convertirse en otro que sí lo sea [12]; como se muestra con el Torio en la siguiente ecuación:



Es por este método que se obtienen elementos físis de forma “fabricada”, ya que el único encontrado en la naturaleza es el ${}^{235}_{90}\text{U}$, y en concentraciones muy bajas (0.72% en el uranio natural) [12].

La diferencia entre un elemento físil y uno fisionable (ej. ${}^{232}_{90}\text{Th}$ o ${}^{238}_{92}\text{U}$), es que, aun cuando ambos son capaces de inducir la fisión, en los primeros el promedio de neutrones emitidos por cada uno absorbido (η) es mayor a uno con neutrones incidentes a cualquier energía, más de ser capaces de fisionar con neutrones lentos. Si en un reactor se tuviesen únicamente elementos fisionables, η sería menor a 1, y no sería posible mantener la reacción en cadena.

2.3. Reactores nucleares

En una planta nuclear, tras haber obtenido energía calorífica del proceso de fisión, ésta se utiliza para calentar un fluido de trabajo y junto con una o varias turbinas generar electricidad. [15]

Las reacciones son controladas de manera que se tenga la mayor probabilidad de que se dé el proceso de fisión, y con esto mantener la reacción en cadena; la cual puede ser descrita en términos del “factor de multiplicación de neutrones” (k), y corresponde a la relación del número de neutrones de fisión en una generación entre el número de neutrones de fisión en la anterior. Este factor puede ser variado dependiendo de las necesidades que se tengan en el reactor nuclear. Si deseamos mantener el reactor operando a una potencia constante entonces $k=1$, y se dice que el reactor es crítico. Si queremos apagar o disminuir la potencia del reactor, entonces $k<1$, y se dice que el reactor es subcrítico. Si lo que deseamos es aumentar la potencia, entonces $k>1$, y decimos que el reactor es supercrítico. [12]

2.3.1. Componentes de un reactor nuclear.

El componente principal del reactor es el combustible, que consta de la combinación de átomos físis y de átomos fisionables, que en el caso del uranio son el U-235 y el U-238, respectivamente. El uranio es bombardeado con neutrones para generar la fisión, pero es necesario que sea enriquecido; proceso por medio del cual se incrementa la concentración de átomos físis (U-235) en el combustible. Las proporciones de enriquecimiento varían dependiendo del tipo de reactor, pero comúnmente oscilan entre el 3 y el 5% [16].

Una vez que se extrajo el mineral, el uranio, se somete a un proceso en el que se convierte a hexafluoruro de uranio UF_6 , y este compuesto es el que se somete a enriquecimiento. El combustible es introducido al reactor en forma de barras y una vez pasado cierto tiempo de irradiación se reacomodan para asegurar que se aproveche la mayor cantidad de uranio posible.

En el caso de reactores del tipo de alta temperatura, enfriados con gas (HTGR, por sus siglas en inglés), el combustible se encuentra encapsulado en pequeñas esferas denominadas LEU_TRISO; en las cuales el uranio se encuentra recubierto por capas de carbón y dióxido de silicio, de manera

que los productos de fisión puedan ser retenidos a altas temperaturas. El acrónimo corresponde a “*low enriched uranium triple coated isotropic*” [17].

Las esferas TRISO se componen de un núcleo o “kernel” de UO_2 con un diámetro de $500\ \mu\text{m}$ ¹³, una primera capa de carbón pirolítico ($40\ \mu\text{m}$), una capa de carburo de silicio (SiC , $35\ \mu\text{m}$), y una capa final de carbón pirolítico de $40\ \mu\text{m}$.

- Núcleo: Se le llama así a la región central del reactor, y es donde se llevan a cabo las reacciones nucleares. Dentro del mismo se encuentran el combustible, el refrigerante y el moderador.
- Moderador: Éste se encuentra únicamente en reactores térmicos, y se utiliza para reducir la velocidad de los neutrones de manera que se incremente la sección eficaz del núcleo a impactar, esto es, la probabilidad de que haya colisión. Por lo general se usa agua, agua pesada o grafito. El agua pesada puede obtenerse por electrólisis, destilación o por diversos métodos químicos.
- Refrigerante: Remueve el calor generado en el núcleo del reactor y comúnmente se utiliza para calentar otro fluido de trabajo, por lo que es necesario que adquiera y transmita calor rápidamente, además de no absorber neutrones; ya que en ocasiones el mismo refrigerante es utilizado como moderador. Comúnmente se utilizan dióxido de carbono y helio como refrigerantes, además del agua, agua pesada y sodio fundido [12].

Barras de control: Su función es absorber neutrones para controlar la potencia del reactor, y en dado caso detener completamente las reacciones en caso de que se incremente demasiado la temperatura del núcleo o se presente una situación en la que sea necesario apagar el reactor. Están hechas de aleaciones de boro o cadmio.

- Reflector: Regresa neutrones que de otra forma escaparían del núcleo, propiciando con esto incrementar la eficiencia del reactor.

Los componentes mencionados se encuentran todos dentro de la “vasija” del reactor, y antes de la denominada contención primaria; que es la primera barrera de seguridad para evitar la contaminación radioactiva del personal (ver Figura 2.6) [12].

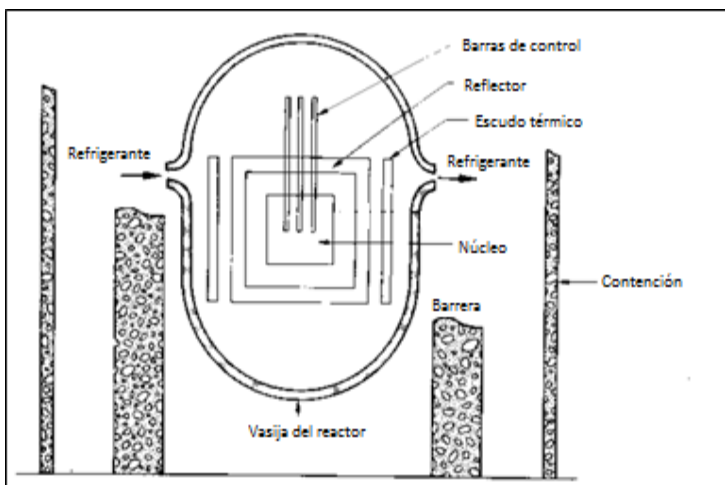


Figura 2.6. Diagrama con los principales componentes dentro de la vasija del reactor y la contención primaria¹⁴ [13].

¹³ $1\ \mu\text{m} = 1 \times 10^{-6}\ \text{m}$

¹⁴ Traducida de la imagen original.

2.3.2. Tipos de reactores

Básicamente los reactores se clasifican en reactores de potencia y experimentales. En los primeros se genera energía eléctrica o se utilizan como fuentes primarias en submarinos militares, en los del segundo tipo se realizan experimentos con materiales irradiados y se analizan características en particular de los reactores, así como su comportamiento bajo ciertas condiciones. Los reactores experimentales pueden también ser utilizados para producir isótopos radiactivos [19].

Dentro de los reactores de potencia, se tienen los siguientes tipos:

- LWR: Reactores de agua ligera (por sus siglas en inglés), utilizan agua tanto como moderador de la velocidad de neutrones, como se verá más adelante, y como refrigerante del combustible del reactor. Éstos se subdividen en reactores de agua hirviente, (algunos moderados por grafito, diseños soviéticos) [15], y reactores de agua a presión (PWR y VVER). En México existen dos unidades en Veracruz del tipo BWR¹⁵, y generan cerca del 5% de la electricidad total a nivel nacional [20].
- PWR: En este tipo de reactores se tiene agua ligera a presión junto con los ensambles; dentro de la vasija. Ésta tiene en promedio 15 [m] de altura y alrededor de 5 [m] de radio, con capacidad para 80 toneladas de UO_2 . Cabe resaltar que aún con las temperaturas alcanzadas dentro de la vasija el agua no bulle debido a la presión. El agua de la vasija es enviada a un intercambiador de calor donde cede energía calorífica a otro volumen de agua para después ser recirculada de nuevo al reactor. En el intercambiador de calor, el agua que recibió dicha energía se convierte en vapor y se envía a una turbina de vapor para generar electricidad.
- BWR: En este reactor el agua sí entra en ebullición dentro de la vasija del reactor, y es enviada directamente a la turbina, lo que reduce sus costos por no necesitar el intercambiador de calor.
- CANDU: El acrónimo de este tipo de reactores significa Canadá-Deuterio-Uranio. Existen varios reactores de este tipo: el ACR-1000 (generación III+), y los CANDU 6, con potencias de alrededor de 720 MW [21]. También se les llama reactores de agua pesada a presión. Estos reactores, en vez de ocuparse en enriquecer el uranio y usar agua natural como moderador, utilizan uranio sin enriquecer pero utilizan agua pesada como refrigerante y como moderador [12]. Cuentan con tubos de presión que atraviesan el reactor y dentro de ellos se sitúa el combustible, al mismo tiempo que el agua pesada que posteriormente se manda a intercambiadores de calor con la misma función que la de los PWR. (figura 2.7) El ACR-1000 ya utiliza uranio ligeramente enriquecido y agua ligera como refrigerante.

¹⁵ BWR: Siglas en inglés que corresponden a Boiling Water Reactor (Reactor de Agua en ebullición).

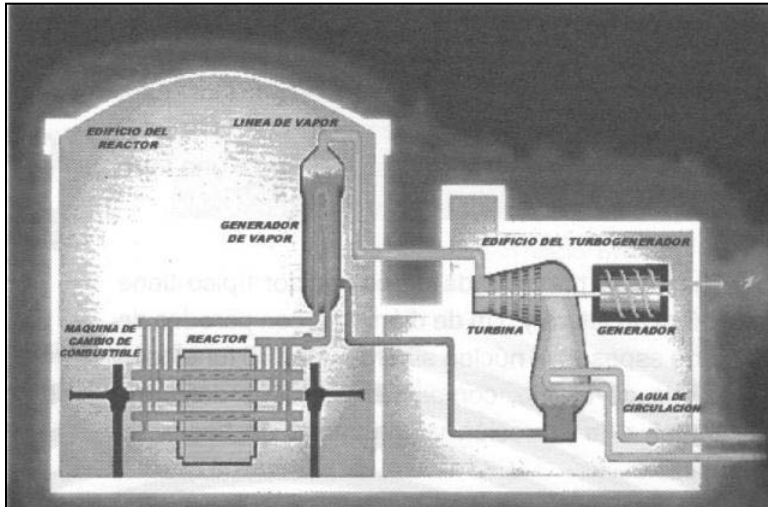


Figura 2.7. Esquema básico del PHWR (CANDU) [16].

- LMFBR: Reactor rápido de cría refrigerado con sodio líquido. En un reactor de cría el promedio de átomos fisiles producidos por cada átomo de combustible fisil utilizado es mayor a uno (*breeding*), lo cual quiere decir que, además de proveer energía liberada por la fisión, producen más elementos fisiles que los que consumen (alrededor del 20%) [12]; esto es debido a que el ^{238}U puede convertirse en ^{239}Pu , capturando un neutrón libre, y éste último es un isótopo fisil. Este reactor tiene un combustible con un enriquecimiento de más del 20% y usa sodio líquido como refrigerante [16].

Con estos reactores no es posible utilizar agua o agua pesada como moderadores porque reducirían la velocidad de los neutrones, y con esto su energía; razón por la cual a veces se les llama reactores rápidos (*fast reactors*) [22].

- AGR: *Advanced Gas-cooled Reactor* (reactor avanzado refrigerado por gas). Utiliza CO_2 como refrigerante y grafito como moderador, también se les llama GCR. Utiliza uranio natural como combustible [22].
- HTGR: *High Temperature Gas Reactor* (reactor de gas de alta temperatura). Este tipo de reactores está siendo desarrollado en E.E.U.U. por la compañía General Atomics (GA). Es enfriado por helio y moderado por grafito [12].

Hay dos tipos de diseño HTGR, en función de la forma en la que se coloca el combustible dentro de la vasija del reactor. El primer tipo son los reactores llamados PBMR; el cual tiene la vasija del reactor a presión que soporta el núcleo donde se deposita el combustible en forma de esferas compuestas, a su vez, de partículas TRISO. Éste está rodeado a los lados por un reflector exterior de grafito. El núcleo del reactor tiene aproximadamente 360,000 esferas [23].

El reactor se alimenta continuamente con combustible nuevo o reutilizable en la parte superior. El combustible gastado se elimina por la parte inferior. Después de cada ciclo a través del núcleo del reactor, las esferas de combustible se miden para determinar la cantidad de material fisil restante, si una de éstas todavía contiene una cantidad utilizable del material fisil, se devuelve al reactor por la parte superior, en un nuevo ciclo. Cada ciclo dura un poco más de tres meses.

Cada esfera pasa por el reactor cerca de diez veces y dura alrededor de 1000 días antes de que se gaste, por lo que en un reactor se utilizarán aproximadamente 13 cargas de combustible, suponiendo un total de vida útil de 40 años [23]. Una esfera de combustible con un peso aproximado de 200 [g] tiene únicamente 10 de uranio, mientras que lo demás está compuesto por las distintas capas de carbón pirolítico y carburo de silicio.

El segundo tipo de reactor HTGR contiene el combustible en ensamblajes prismáticos hexagonales, compuestos de partículas TRISO, que se introducen en la vasija del reactor. En éste, a su vez se tienen distintos diseños propuestos, entre los cuales destacan el diseño de referencia estadounidense y el japonés (Figura 2.8).

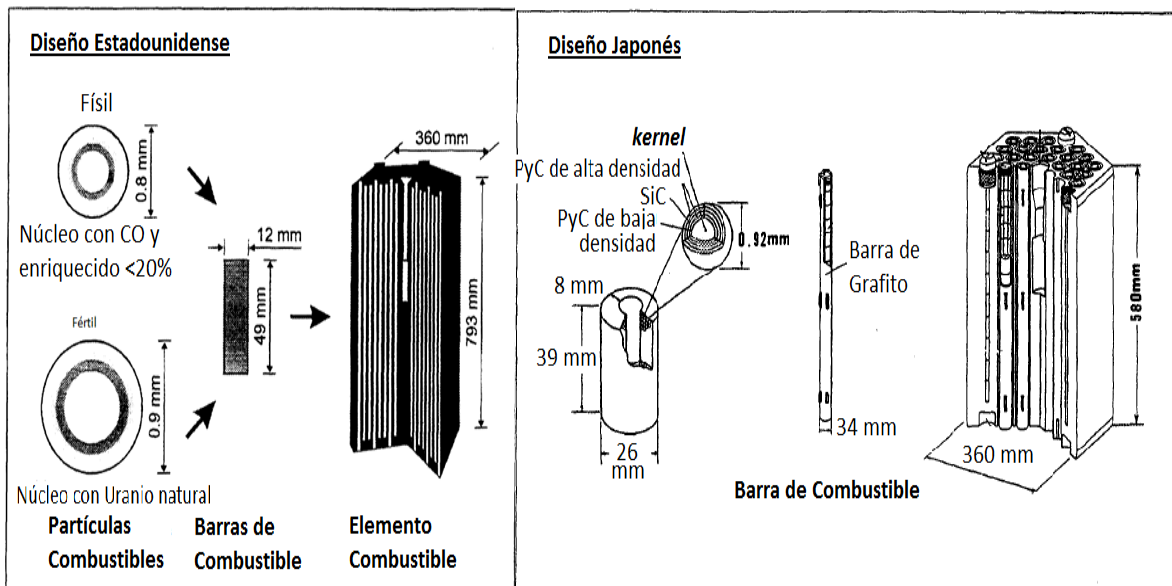


Figura 2.8. Ensamblajes para el combustible diseñados por E.E.U.U. y Japón. [24]

En la figura 2.9 se muestra el primer reactor japonés de prueba de alta temperatura (HTTR)¹⁶, del tipo HTGR de arreglos de combustible de bloques prismáticos. Es capaz de operar a temperaturas alrededor de los 950 [°C], y tiene una capacidad de 30 [MWt]. Utiliza Helio como refrigerante y cuenta con treinta columnas de elementos combustibles, junto con siete barras de control [25].

¹⁶ HTTR. "High Temperature Test Reactor".

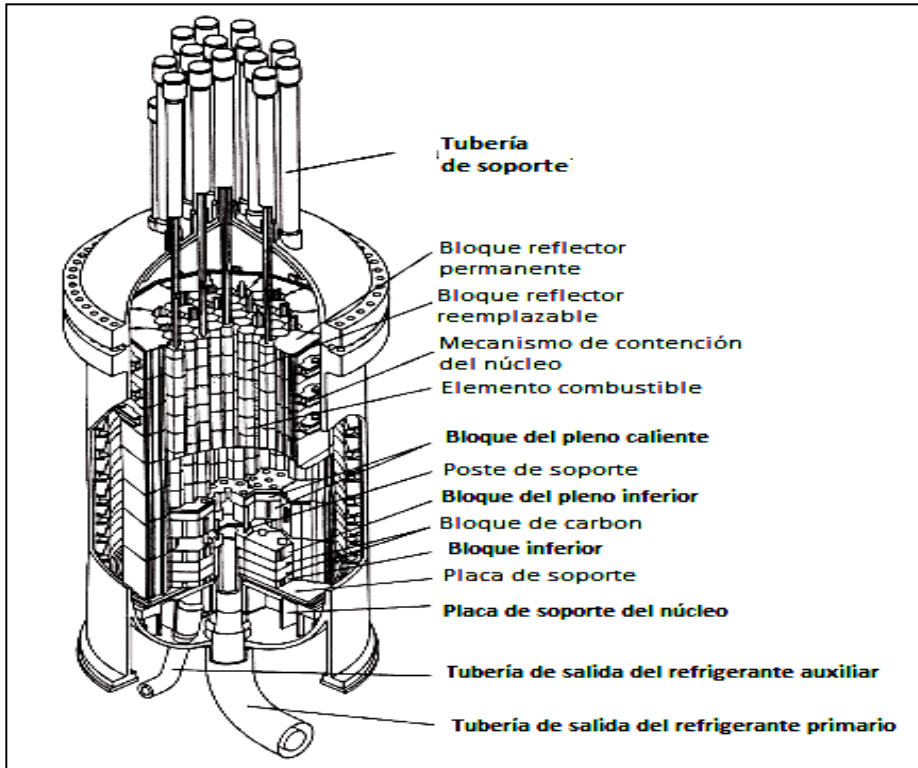


Figura 2.9. Corte del HTTR¹⁷ [26].

En los reactores HTGR, para la generación de electricidad se tienen turbinas de gas de ciclo Brayton cerrado, en el cual los gases de escape de la turbina tienen una mayor temperatura que la del aire del compresor, por lo que se coloca un intercambiador a contraflujo para que éstos calienten el aire y se logre con esto incrementar la eficiencia respecto a otro tipo de reactores.[28]

Actualmente se encuentra en desarrollo por parte de GA, el diseño de un reactor GT-MHR (reactor modular de helio de turbina de gas), que se espera tenga una capacidad de 285 MWe [29], con un arreglo de elementos combustibles como se muestra en la figura 2.10.

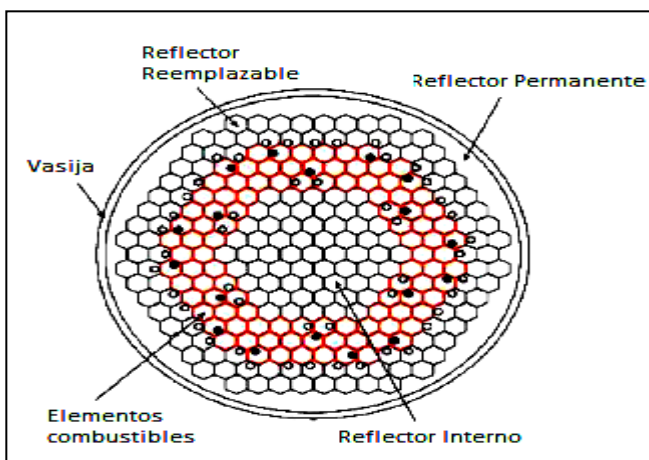


Figura 2.10. Geometría del GT-MHR¹⁸ [27].

¹⁷ Traducida de la original.

¹⁸ Traducida de la original.

La razón principal para considerar este tipo de reactores para la producción de hidrógeno por medio el ciclo S-I es debido a las altas temperaturas que puede alcanzar el núcleo (mayores a 850 [°C]) [12], necesarias para dicho proceso en la descomposición del ácido sulfúrico y, en menor proporción, para la descomposición catalítica del trióxido de azufre; etapas que se describirán más adelante.

El diseño de una planta de producción de hidrógeno acoplada a un reactor del tipo MHR se muestra en la figura 2.12.

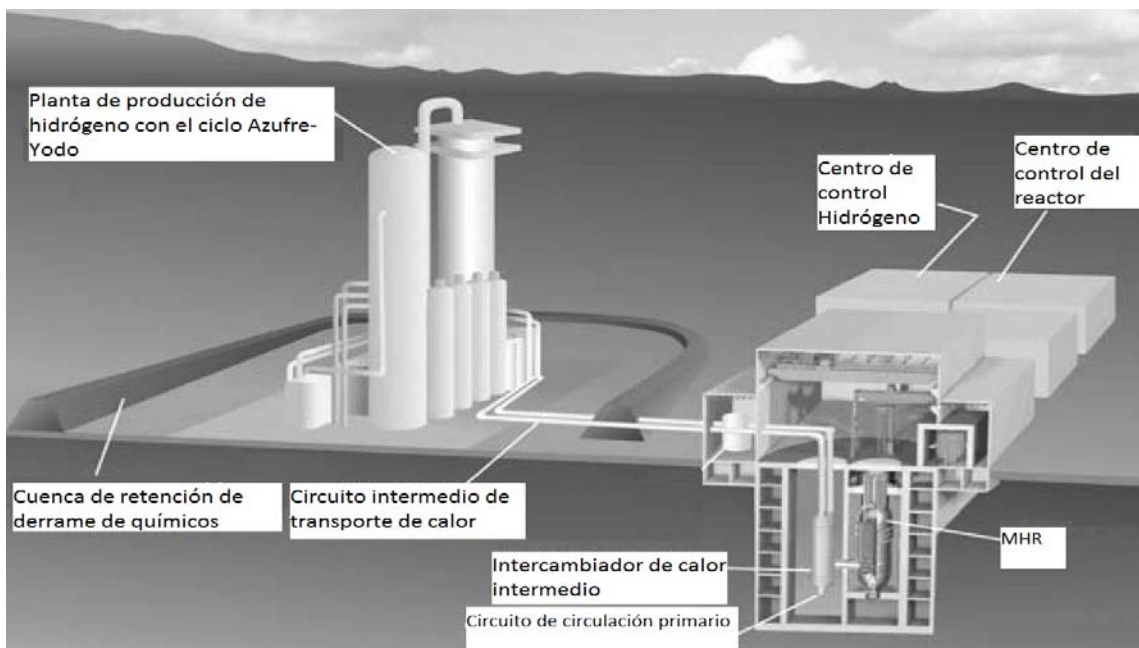


Figura 2.12 Producción de hidrógeno a base del ciclo SI acoplada a un reactor MHR [31].

Cronológicamente, los reactores se han clasificado de 1ª a 4ª generación, a medida que avanzaba la tecnología y se hacían cambios a los diseños (Figura 2.12).

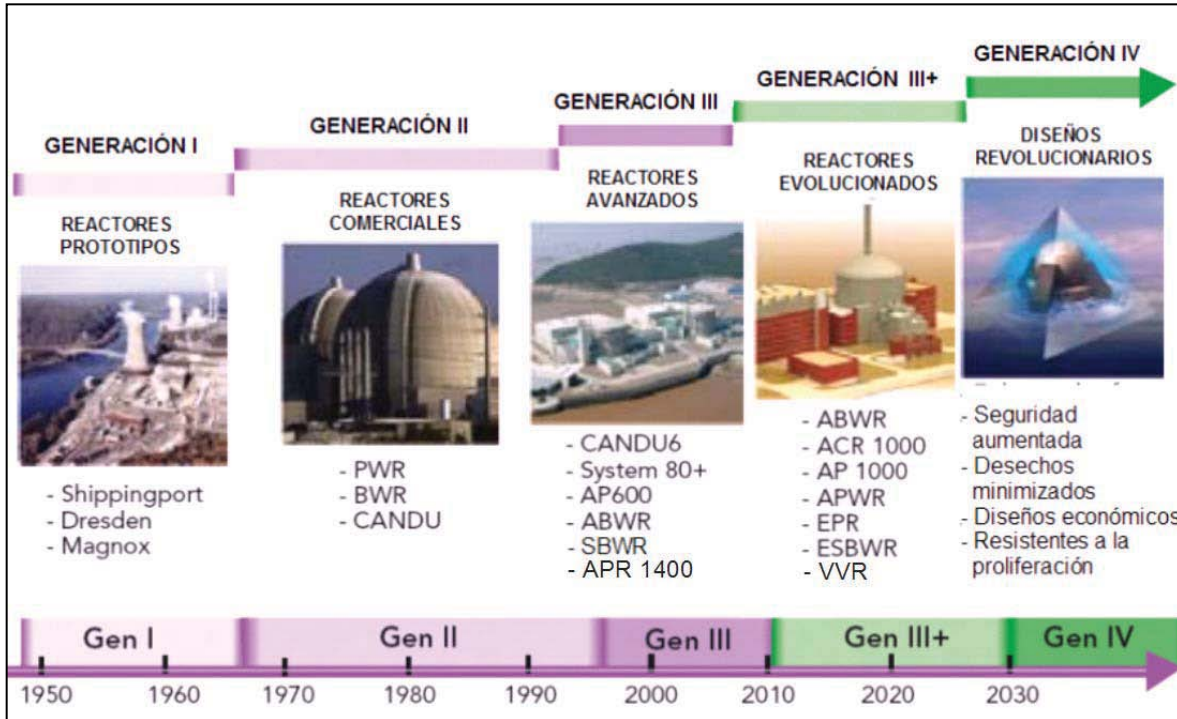


Figura 2.12. Avance en las generaciones de reactores nucleares [31].

Los reactores HTGR se encuentran dentro de la generación IV, y este tipo de reactores ofrecen varias ventajas competitivas, como las mejoras en materia de seguridad, disminución de desechos radiactivos, resistencia a la proliferación, etc. Existe además una amplia cooperación internacional para el desarrollo de este tipo de reactores. Se espera que algunos entren en operación alrededor del 2030 [31].

2.4. Aplicaciones de la energía nuclear.

En un principio la energía nuclear se aprovechó con fines bélicos, pero tiene una amplia gama de aplicaciones y ventajas lejos de la fabricación de bombas; las cuales se describirán brevemente a continuación.

Actualmente la energía nuclear se utiliza ampliamente para la generación de electricidad, teniendo a la reducción de gases de efecto invernadero como principal ventaja respecto a otras formas de generación. La más grande aplicación de la energía nuclear a sistemas motores ha sido para la propulsión de submarinos y portaaviones, aunque se estudian las posibilidades de introducir sistemas nucleares en la propulsión de naves espaciales también [12].

La producción de radioisótopos constituye una industria bastante grande debido a sus posibles usos para la preservación de alimentos, eliminación de plagas y procedimientos médicos especializados como el rastreo radiactivo.

Una de las aplicaciones que cuenta con mayores expectativas es la de desalinización del agua. Se entiende por desalinización nuclear la producción de agua potable a partir de agua

de mar en una instalación en la que un reactor nuclear se utiliza como fuente de energía (eléctrica y/o térmica) para el proceso de desalinización. Esto se hace debido a los grandes requerimientos de energía de estos sistemas. Los más prometedores son la destilación a través de calor (*multi-stage flash distillation MSF*), termocompresión de vapor (TVC), ósmosis inversa y electrodiálisis [32].

2.5. Perspectiva mundial.

La energía nuclear representa el 15% del total de la capacidad eléctrica instalada a nivel mundial [36], y 30 países cuentan con centrales nucleares dentro de su parque de generación [37].

Se estima que la población actual de 6,800 millones de personas ascienda hacia los 9,000 millones en 2050, lo que evidentemente traerá consigo un incremento en la demanda energética, el cual se espera que se duplique de 2004 a 2030, pasando de 16,424 a 30,364 [MMWh] [39], de manera que si se pretende cubrir dichas “necesidades” de manera sustentable es necesario considerar métodos de generación de energía desligados a los métodos tradicionales.

Recientemente, en el ámbito internacional, se ha tenido un interés renovado en la energía nuclear debido a varios factores: la volatilidad de precios en los combustibles fósiles, la urgente necesidad de reducción de emisiones de GEI's, las mejoras continuas en los diseños de reactores, y en general el aumento de competitividad de esta forma de generación de energía en igualdad de condiciones.

La energía nuclear siempre se ha caracterizado por tener precios de construcción altos y costos de combustible y de operación y mantenimiento bajos, respecto a los combustibles fósiles; aunque, en países donde se tienen mercados desregulados, las plantas de carbón y gas natural ofrecen mayor competitividad debido a los bajos costos, aunque los costos de las plantas nucleares y las antes mencionadas pueden llegar a equipararse si se cuenta con créditos de emisión de carbono y otro tipo de incentivos gubernamentales [35].

Actualmente existen 44 plantas construyéndose en todo el mundo, principalmente en países como China, India, Corea y Rusia. En el caso de la India, el crecimiento de la capacidad nuclear ha sido lento e irregular, debido principalmente al embargo comercial de reactores nucleares y combustible nuclear de los países que integran al Grupo de Proveedores Nucleares (NSG, por sus siglas en inglés), en respuesta a la negativa de Nueva Delhi para adoptar el Tratado sobre la no Proliferación de Armas Nucleares (NPT, por sus siglas en inglés), que entró en vigor desde 1970.

Diversos países, entre ellos Francia, Rusia y Australia, están discutiendo los términos de cooperación y comercio de tecnología y combustible nuclear, así como el caso de cooperación tecnológica y comercial en materia de desarrollo de energía nuclear entre Francia y los Emiratos Árabes Unidos (EAU). En enero de 2008, las compañías francesas Areva, Suez y Total, firmaron un acuerdo para proponer a los EAU la construcción de dos reactores EPR en dicho país, con el primer reactor planeado para iniciar operaciones a partir de 2017. Asimismo, en enero de 2009, los EAU y los E.E.U.U. firmaron un acuerdo bilateral para la cooperación en materia de energía nuclear con fines pacíficos, mediante el cual se pretende que los EAU logre acceder a significativas capacidades y experiencia en el uso pacífico de la energía nuclear, bajo los más altos estándares de seguridad y medidas de no proliferación de armamento nuclear. [36] Recientemente los EAU compraron 4

reactores a la compañía Korea Electric Power Co. (KEPCO) del tipo APR-1000, con capacidad de 1400 [MWe], y planeados para construirse en la región oeste del país [40].

Se consideran tres escenarios posibles para el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica a base de tecnología nuclear: alto, bajo y de referencia; en los cuales se espera, según la WNA¹⁹, que para el 2030 se tengan 740, 284 o 542 GWe de capacidad instalada, respectivamente [41].

Para el año 2050, la Agencia de la Energía Nuclear (AEN) de la OCDE²⁰ proyecta que la capacidad nuclear instalada será de entre 580 y 1400 GWe de capacidad eléctrica, comparado con los 372 [GWe] en el 2007 [39].

Estos escenarios dependen de la competitividad de la energía nuclear frente a otras formas de generación, pero se espera que ésta tenga un desarrollo considerable debido a diversos factores, como son:

- Reducción de los costos de construcción por medio de estandarización de los diseños.
- Reducción de costos de financiamiento y riesgo en las inversiones.
- Estabilidad de precios y de suministro energético de carga base.

Cada [MWh] de electricidad generado con tecnología nuclear evita la emisión de aproximadamente 1 MT de CO_2 si dicha energía hubiese sido producida con plantas de carbón convencionales o 0.6 MT en el caso de plantas de gas natural [43]. Además, el combustible empleado en una central nuclear no representa más del 5% del costo total de dicha planta, por lo que aun en el caso de que el uranio tuviese volatilidad de precios similar a la de los combustibles fósiles, no afectaría demasiado en la planeación y prospectivas de un país que considere a la energía nuclear dentro de su parque de generación.

2.6. Perspectiva en México.

En 1956 se estableció la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN); la cual se encargaba de todas las aplicaciones energéticas y no energéticas de actividades nucleares en el país, exceptuando el uso de radioisótopos y la generación de electricidad. Esta última actividad quedó a cargo de la Comisión Federal de Electricidad [42]. Los programas con los que inició la CNEN fueron nueve: Física nuclear, Educación y Capacitación, Seminarios, Reactores, Radioisótopos, Aplicaciones Industriales de la Radiación, Agronomía, Genética y Protección Radiológica. Su principal objetivo era planear y realizar investigación y desarrollo en el campo de las ciencias y tecnologías nucleares, así como promover los usos pacíficos de la energía nuclear y difundir los avances para vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

Más tarde la CNEN se transformó en el Instituto Nacional de Energía Nuclear (INEN), que a su vez se dividió en 1979 en el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), Uramex, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS) y la Comisión Nacional de Energía Atómica, que nunca entró en función. El objetivo principal del ININ se mantuvo intacto al de la CNEN. Al mismo tiempo se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley Reglamentaria del art. 27 constitucional en materia nuclear [44].

¹⁹ WNA. "World Nuclear Association".

²⁰ OCDE. Organización para la cooperación y el desarrollo económico.

Algunos de las instalaciones con los que cuenta el ININ son:

- Reactor nuclear de investigación TRIGA Mark III.
- Acelerador de iones Tandetrón.
- Acelerador de electrones Pelletron.
- Irradiador industrial y dos irradiadores gamma experimentales.
- Laboratorio de Materiales: corrosión, mecánica de fractura y pruebas no destructivas de materiales.
- Planta de Producción de Radioisótopos [44].

La Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias se creó como un órgano desconcentrado dependiente de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, con el objeto principal de aplicar las normas de seguridad nuclear, física, radiológica y salvaguardias, para que el funcionamiento de las instalaciones nucleares radiactivas y de laboratorios se lleven a cabo con la máxima seguridad para los habitantes del país [46].

En cuanto a la generación de electricidad mediante energía nuclear, actualmente se tienen dos reactores del tipo BWR generando aproximadamente el 5% del total de electricidad del país; el primero comenzó operaciones en 1990 y el segundo en 1995. Ambos se encuentran en la Central Nuclear de Laguna Verde (CNLV), y cada uno tiene capacidad de 682.44 MW. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

Recientemente se realiza la ejecución del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la CNLV con lo que se contempla un Aumento de Potencia, que consiste en incrementar su potencia en un 20% adicional al de la potencia original de diseño. Como resultado de este proyecto, varios equipos y componentes de gran tamaño serán reemplazados por otros nuevos de mayor capacidad o mejores características.

En cuanto a la planeación de la expansión del sistema eléctrico nacional, se tienen contemplados varios escenarios en los que se reduzca la dependencia del gas natural (principalmente por su gran volatilidad), y las emisiones de carbón.

En 2004 se ratificó el protocolo adicional al Tratado de No Proliferación Nuclear, y en la Constitución está establecido que la energía nuclear será utilizada únicamente con fines pacíficos [46].

3. Descripción de los modelos económicos y del programa HEEP.

En cualquier proyecto se tienen tres etapas; y son, pre-inversión, inversión y fases operacionales. La primera se asocia con la identificación de la necesidad del proyecto, acompañada de un estudio de factibilidad; el cual debe ser capaz de proveer toda la información necesaria para tomar la decisión de invertir en el proyecto [1].

Dentro del estudio de factibilidad, una parte esencial son los análisis económicos de la planta nuclear, así como de la planta de producción de hidrógeno, y para esto deben considerarse todas las etapas de las mismas, y son:

- Comienzo de la construcción
- Comienzo de operación
- Recarga de combustible (únicamente para la central nuclear)
- Fin de operación
- Desmantelamiento
- Cerrado de la planta

Comúnmente, por facilidades de cálculos, se consideran el fin de la construcción y el comienzo de operación simultáneos, así como una duración de construcción de N años y duración de operación de la planta de n años [2].

Para ser congruentes en los tiempos en los que ocurre cada evento, indistintamente de las fechas específicas en las que cualquiera de éstos comience, se toma por convención que éste quedará registrado al inicio del año, como se muestra en la figura 3.1.

Los costos del ciclo de vida de un proyecto y su factibilidad, dependen principalmente de tres factores, que son los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, y la tasa de descuento utilizada [3].

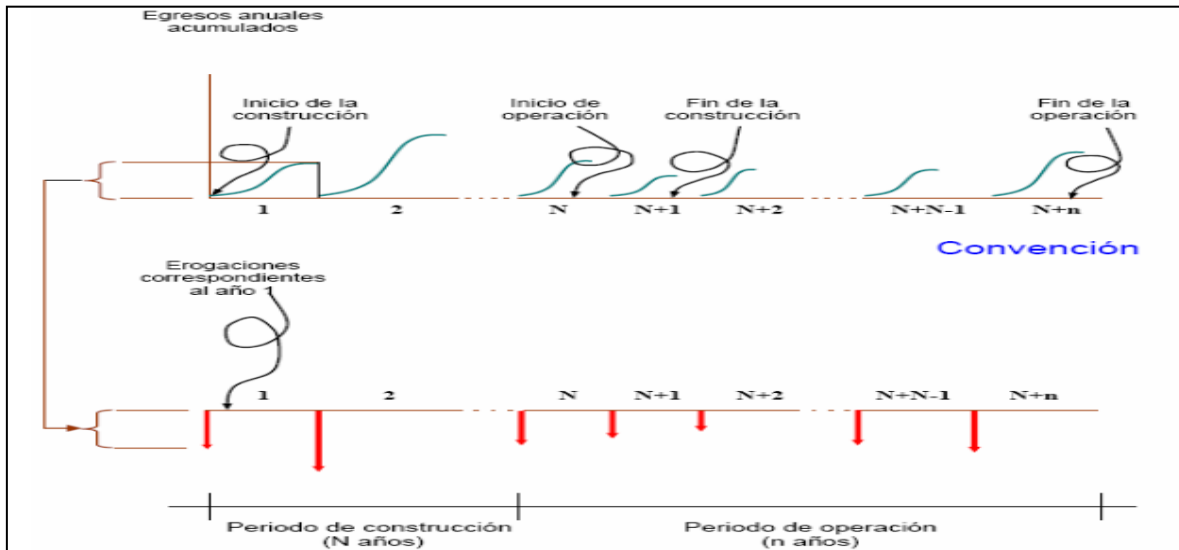


Figura 3.1. Flujos de operación reales y convencionales [4].

El ciclo de vida de cualquier sistema nuclear incluye gastos a través de los años en rubros como investigación y desarrollo, diseño comercial, construcción, operaciones, recargas de combustible y desmantelado. El subdividir estas categorías en actividades de menor nivel proporciona una visión de los problemas técnicos y económicos asociados a cada concepto; además de ser una forma muy común para hacer comparaciones relevantes entre los diversos tipos de reactores.

Los conceptos más utilizados dentro del estudio económico son los siguientes:

- Tasa real de descuento: Es un factor aplicado para determinar el valor actual de un pago futuro; se le llama así debido a que, al considerar la disminución del valor del dinero a través del tiempo, es necesario “descontar” fracciones de los flujos de dinero para poder realizar las comparaciones económicas en el año de referencia “presente”, sin considerar la inflación. La tasa de descuento también es conocida como la productividad marginal del capital, y ésta debe compensar al inversionista por la pérdida del poder adquisitivo del dinero invertido, a causa de la devaluación, proveer un retorno o ganancia, y compensar por el riesgo tomado al invertir en un proyecto [5]. La tasa nominal de descuento que considera inflación se expresa de la siguiente manera [6]:

$$r_n = [(1 + r)(1 + \textit{tasa de inflación})] - 1 \quad (3.1)$$

Donde r es la tasa de descuento real; misma que será utilizada en este estudio.

En la figura 3.2 se observa la sensibilidad del costo de generación de electricidad en base a la tasa de descuento, y cómo ésta puede afectar la toma de decisión entre un tipo de planta u otra; como una carboeléctrica o una nucleoelectrica.

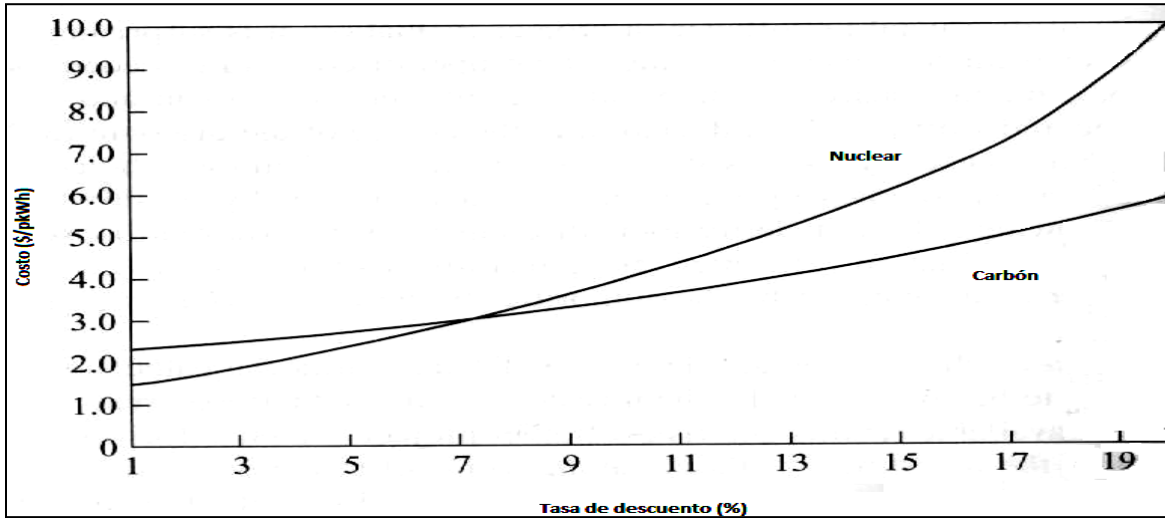


Figura 3.2 Sensibilidad del costo de generación de electricidad de plantas nucleoelectricas y carbolicas en base a la tasa de descuento²¹ [7].

En 1978, la tesorería de Reino Unido publicó en un artículo titulado Libro blanco de directrices para industrias nacionalizadas (*“White Paper guidelines for nationalized industries”*), en el que se indicaba que la tasa de descuento para proyectos de industrias nacionalizadas debía ser del 5 % anual en términos reales; cabe señalar que esto fue en un época en la que los retornos reales en inversiones libres de riesgo era muy cercana a cero. Posteriormente se incrementó a 8% y a mediados de los 90’s se reajustó a 6%.

El tiempo en que se re-invierten los intereses generados dentro de un periodo es llamado periodo de capitalización. Por lo general se consideran años.

Para los proyectos de inversión en México, CFE utiliza una tasa de descuento de 12% anual y adicionalmente se presenta la sensibilidad de los resultados con una tasa de 14% [8].

- Periodo de retorno: Tiempo total, en años, en el que se recupera la inversión.

3.1 Tipos de Costos

- Costo capital de inversión: Es la suma de todos los gastos en valor presente tales como obtención de licencia, diseño, construcción de la planta hasta antes de operar. Si estos se consideran sin ninguna tasa de interés, se le llama costo “overnight”. El cálculo de los intereses durante la construcción de la planta; ya sea nuclear, o de producción de hidrógeno, se hace con el costo “overnight” y la tasa de interés manejada.
- Costo de operación y mantenimiento (O&M): Éstos se deben a los materiales y equipos de mantenimiento, salarios de los trabajadores, etc., incluyen también los costos de desmantelado y aquellos previstos para renovaciones de la planta.
- Costo de consumibles. Aquellos costos de materiales especiales como agua pesada, y que no están incluidos como O&M.
- Costo capital específico: Representa el costo unitario de generación por unidad de energía.

²¹ Adaptada de la original.

- Costo nivelado de producción: Es la relación del costo total de inversión [\\$]; considerando los intereses y el flujo de efectivo durante todo el tiempo de construcción, y la producción total de electricidad generada [KWh] durante la vida útil de la planta [\$/KWh]. Se considera también como el costo medio de un bien o servicio producido, de manera que pueda ser comparado con distintos proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. Para realizar las comparaciones entre diversas tecnologías de producción de hidrógeno, se utiliza el costo nivelado de producción del mismo, y se expresa en [\$/Kg] [10].

Algunos de los principales factores que intervienen en la variación del costo de producción son:

- Costo de la electricidad, dependiente del país y sus tarifas locales dependientes del horario y la demanda de energía.
- Escala de producción, en función de la capacidad de las plantas.
- Eficiencia energética dependiente del tipo de reactor nuclear y las temperaturas de salida.
- Distribución energética de los procesos: Éstos dependen de la tasa de conversión de calor a electricidad. Por ejemplo, la electrólisis convencional utiliza electricidad como la mayor fuente de energía del proceso, en comparación con los ciclos termoquímicos que emplean mayores cantidades de calor.
- Almacenamiento y distribución del hidrógeno.
- Cargos por emisiones de GEI's.
- Expectativas en cuanto al tiempo de recuperación de capital.
- Costos de operación.
- Prevención de la toxicidad, y costos relacionados con la protección ambiental.

Cabe señalar que los costos del ciclo de combustible nuclear están a su vez compuestos por los siguientes procesos:

- El proceso "*front-end*", incluye los gastos incurridos durante la exploración, minería y preparación del uranio, conversión y enriquecimiento, y finalmente la fabricación de los elementos combustibles. Si se opta por utilizar combustible reprocesado, los costos por los procesos de conversión hacia el combustible gastado son considerados front end.
- El proceso "*back-end*" puede ser reprocesar el combustible o desecharlo directamente. En el reprocesado, se tienen gastos en almacenamiento y transporte del combustible irradiado y reprocesado para extracción de plutonio y uranio, y su separación, concentración y disposición final de los desechos radioactivos. En este caso se tomarán en cuenta únicamente los costos "*front-end*".

Para los costos de la planta de hidrógeno, además deben incluirse los costos de la electricidad por producción y almacenamiento de H_2 .

3.2 Datos técnicos de las plantas.

- Factor de Planta a (o factor de carga): Es el cociente de la energía real despachada y la energía que podría despachar esa misma planta trabajando a su máxima eficiencia los 365 días del año. Indica por lo general qué tanto se utiliza la planta y su disponibilidad, y también se puede interpretar como una medida de aprovechamiento de la energía consumida con relación a la demanda máxima [11].
- Factor de capacidad: Relación de la carga promedio de una unidad por un periodo de tiempo determinado, y la potencia de la unidad o equipo [12]. Mide la cantidad de energía anual efectivamente producida entre la cantidad de energía que puede producir al año operando a plena potencia todo el tiempo. Generalmente para hacer cálculos anualizados, la potencia se puede multiplicar por el factor de capacidad (potencia disminuida o capacidad disminuida) para así tomar en cuenta que la planta no opera siempre a la misma potencia y todos el tiempo.
$$F. C = \frac{\text{Demanda media}}{\text{Demanda máxima}} * 100 \quad (3.2)$$
- Factor de disponibilidad: Relación entre la hora en disponibilidad y las horas totales del periodo en consideración.
- Capacidad térmica nominal: Energía que cada unidad de la planta nuclear puede enviar hacia la planta de generación de hidrógeno.

3.3 Factores de pago único presente y de recuperación de capital.

Los flujos de dinero del proyecto, esquematizados en la figura 3.3, representan la diferencia entre el dinero recibido y pagado durante cada año y éstos no ocurren durante la evaluación del mismo, por lo que es necesario tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; debido a diversas causas como la inflación, la existencia de riesgo en la inversión y la expectativa de recuperación con creces del dinero de los inversionistas, entre otras cosas [13].

Considerando los intereses generados por una cierta cantidad de dinero a través de un período de tiempo, es posible obtener factores de pago compuestos con los que se calculen los costos actuales de las plantas, nuclear y de hidrógeno, de la siguiente manera:

Asumiendo que se tiene una cantidad de dinero actualmente “P”, con un interés “i”, expresado en forma decimal, la cantidad total acumulada en el periodo de consideración será:

$$F = P + Pi \quad (3.3)$$

$$= P(1 + i) \quad (3.4)$$

Al final de un segundo período la cantidad acumulada es:

$$F_2 = F_1 + F_1 i \quad (3.5)$$

$$= F_1(1 + i) \quad (3.6)$$

$$= P(1 + i)(1 + i) \quad (3.7)$$

$$= P(1 + i)^2 \quad (3.8)$$

De igual forma, para un tercer período, el valor del dinero será de:

$$F_3 = F_2 + F_2i \quad (3.9)$$

Sustituyendo F_2 y desarrollando:

$$F_3 = P(1 + i)^3 \quad (3.10)$$

De donde se observa que, para generalizarse a n periodos de tiempo, la fórmula anterior queda de la siguiente manera:

$$F_n = P(1 + i)^n \quad (3.11)$$

Donde el factor $(1 + i)^n$ se denomina factor de cantidad compuesta de pago único (FCCPU); y en general se hace referencia a este factor como F/P , y es el factor que produce una cantidad futura F de una inversión inicial P después de n períodos, a la tasa de interés i .

Ahora bien, para calcular una cantidad la cantidad presente de una erogación futura, simplemente se despeja de la ecuación anterior [14]:

$$P = \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (3.12)$$

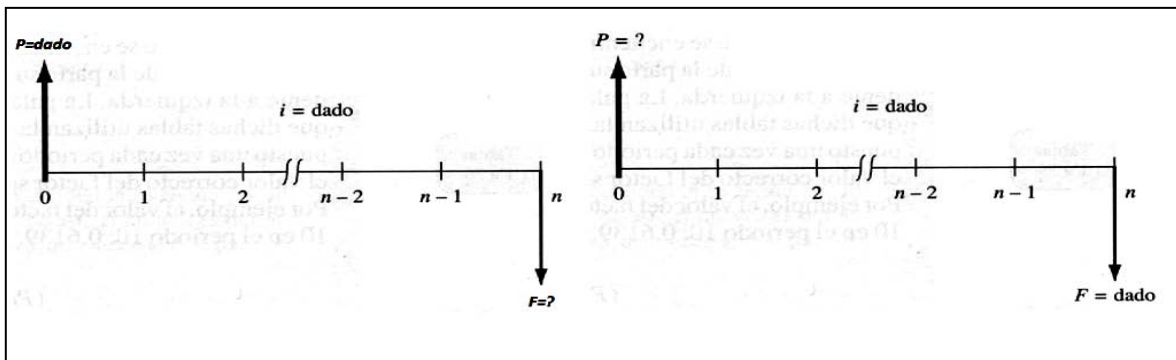


Figura 3.3 Diagramas de flujo de efectivo para factores de pago único²² [15].

²² El tamaño de las flechas debe ser proporcional a la magnitud del pago para facilitar la interpretación de los diagramas.

Cuando se introducen los años de cada evento en el software, éste automáticamente realiza diagramas de tiempo en los que se pueden cotejar los principales eventos de la planta nuclear (NPP) simultáneamente a los de la planta de producción de hidrógeno (H2GP), como se muestra en la figura 3.4.

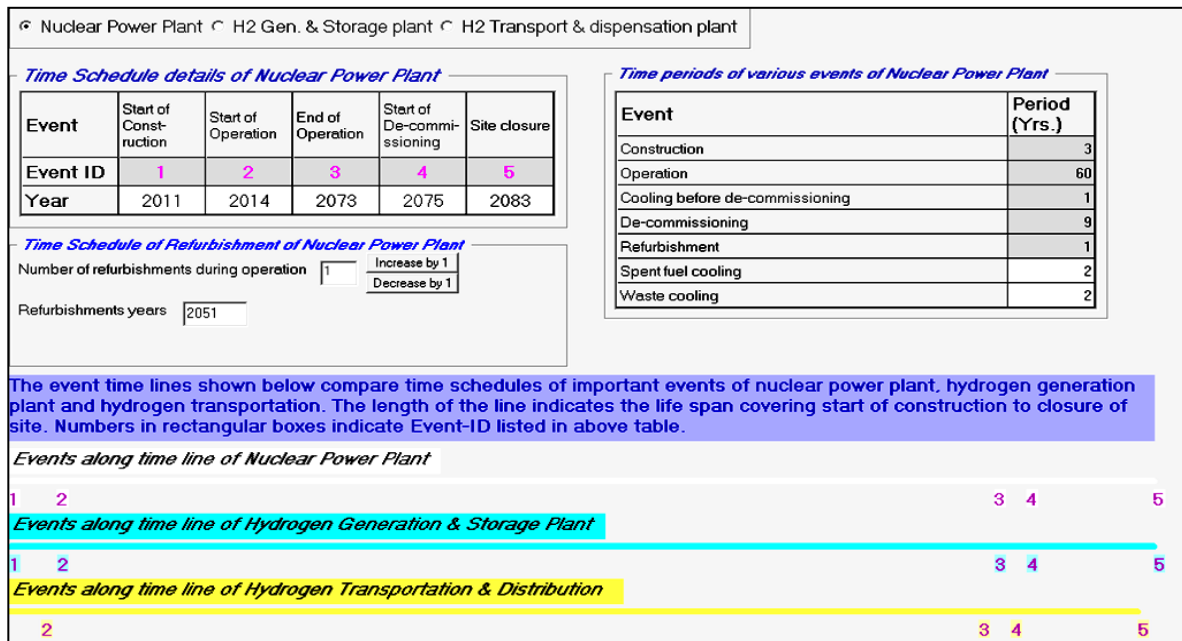


Figura 3.4 Líneas de tiempo para cada rubro.

3.4 Modelos de costos nivelados.

Para evaluar el costo nivelado de producción de hidrógeno se utiliza la siguiente fórmula [0]:

$$CNGH = \frac{E_{NPP}(t_0) + E_{PGH}(t_0)[\$] + E_{TH}(t_0)[\$]}{G_{H_2}(t_0) [Kg]} \left[\frac{\$}{Kg} \right] \quad (3.13)$$

Donde:

$E_{NPP}(t_0)$: Valor presente de los gastos incurridos en la planta nuclear en el año t_0 .

$E_{PGH}(t_0)$: Es el valor presente de los costos incurridos en la H2GP y su almacenamiento (inversión capital, operación y mantenimiento, consumibles, renovaciones y desmantelamiento).

$E_{TH}(t_0)$: Gastos del transporte de hidrógeno [\\$].

$G_{H_2}(t_0)$: Hidrógeno total generado a lo largo del ciclo de vida en un equivalente de valor presente en [Kg].

De esta ecuación se observa que el costo nivelado de producción de hidrógeno (CNPH) depende proporcionalmente tanto de los gastos de la planta nuclear y de la de producción del mismo, así como de aquellos generados por el transporte, e inversamente a la producción de hidrógeno; por lo que se deduce que, a mayor generación de hidrógeno, el CNPH baja, y viceversa. Cabe señalar que en el caso de que la planta nuclear genere electricidad, los costos derivados de dicha producción se consideran como costos de entrada en la planta de producción de hidrógeno; y en el caso de que ésta no sea suficiente para los requerimientos eléctricos, los costos se toman a partir del suministro de electricidad proveniente de la red.

Dentro del programa Heep se estiman los costos de generación en la H2GP en el caso de que la energía térmica provenga de la NPP, pero puede seleccionarse la opción para analizarse por separado. Si se opta por la primera opción, se evalúa el costo de la energía proveniente de la NPP y se introduce como parte del costo de entrada para el módulo de la H2GP y su evaluación económica; éste depende del costo de la energía eléctrica (en caso de que se produzca) y térmica de la nuclear.

Utilizando los costos nivelados de cada rubro en el que se tengan erogaciones en la planta junto con la ecuación (3.12), se puede obtener el costo nivelado unitario de energía [17]:

$$P = \sum_{t_0}^{t_n} \frac{CI_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t_0}^{t_n} \frac{O\&M_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t_0}^{t_n} \frac{F_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t_0}^{t_n} \frac{RF_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t_0}^{t_n} \frac{CN_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t_0}^{t_n} \frac{DC_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad (3.14)$$

Donde:

CI_t = Costos de inversión capital en el tiempo t.

$O\&M_t$ = Costos de operación y mantenimiento.

F_t = Combustible (front y back end).

RF_t = Costos de renovación de la planta.

CN_t = consumibles.

DC_t = Desmantelado de la planta.

t_0 = Es el año base que se toma para hacer la comparación.

r = Tasa de descuento.

Es de esta manera como el programa HEEP calcula el costo nivelado unitario de energía.

3.5 Metodología

El software HEEP consta de tres etapas:

- Módulo de pre-procesamiento para la introducción de datos.
- Módulo de ejecución para el cálculo del costo nivelado de generación de hidrógeno.
- Módulo de post-procesamiento para la visualización de los resultados.

Para obtener el costo nivelado de generación de hidrógeno se adoptó la metodología de análisis de valor presente o “con precios constantes”, tomándose en cuenta una tasa de descuento sin inflación. Todos los costos se expresan a un nivel de precios constante basado en un año de referencia, y todos los costos de entrada deben estar en el año de referencia considerado (no necesariamente el año corriente). Esta metodología permite comparar objetivamente varias opciones económicas que tienen flujos de efectivo distintos en cada año.

La deuda en la que se incurre para financiar el proyecto, incluidos los intereses de los costos de construcción, se cobran por un periodo fijo para la tasa de descuento especificada.

Los costos de O&M, costo del ciclo de combustible, la reparación y los costos de desmantelamiento se convierten a valor presente con la tasa de descuento deseada. Entonces el software, por medio de la relación entre los valores actuales de los gastos y el valor actual por las ganancias del hidrógeno total producido durante el tiempo de vida del reactor, arroja el costo nivelado de producción de hidrógeno en [$\$/\text{kg}$]²³.

El ciclo de combustible de la planta nuclear tiene dos opciones dentro del programa; dependiendo de los intereses del análisis, y son desecharlo directamente o reprocesarlo. En este caso se asumirá que el combustible se desecha directamente, ya que el reprocesamiento implicaría un aumento en el CNPH, a pesar de ser un rubro exclusivo de la NPP.

El costo capital total de inversión del reactor se calcula como la suma del costo “overnight” y los intereses durante la construcción. Los IDC se calculan para la tasa de interés de préstamo del mercado. Para considerar los IDC, se utilizan dos opciones. En una de las opciones de interés durante la construcción se considera como la parte de la deuda. En la otra opción, el interés no se considera como la parte de la deuda. La primera opción es más realista, ya que el interés también se toma en cuenta para la construcción.

La planta de energía nuclear es considerada como una planta doble en la que se tienen las siguientes opciones:

1. La producción de electricidad y energía térmica simultáneamente.

²³ Dólares estadounidenses por Kilogramo de hidrógeno producido.

2. Producción de energía térmica únicamente

3. La producción de electricidad únicamente

En primera instancia se considerará que existe únicamente producción de energía térmica, y en el caso de que, en base a la eficiencia de conversión a energía eléctrica, se disponga de cierta cantidad para destinar a la H2GP, se evaluará la variación en el CNPH por la diferencia en los gastos incurridos por producción de electricidad.

3.6 Introducción de datos en el software.

En un principio, se solicitan los parámetros técnicos de cada planta; siendo los más importantes:

Tipo de Reactor	VHTGR
# de Unidades	4
Potencia Térmica [MWt/U]	600
Factor de Capacidad [%]	90
Factor de Disponibilidad [%]	100
Potencia Térmica para generación de H2 [MWt/U]	540
<i>En caso de que se genere electricidad</i>	
Eficiencia Térmica [%]	0
Máxima Potencia Eléctrica [Mwe/U]	0

Tabla 3.1. Parámetros técnicos de la planta nuclear [20].

# de unidades:	1
Generación anual de H2 [MKg]	216
Eficiencia [%]	45
Factor de Capacidad [%]	90
Factor de Disponibilidad [%]	100
Max. Potencia T. requerida [Mwe/U]	1,945
Max. Potencia E. Requerida por el proceso ["]	0
Max. Potencia E. de no proceso [19]["]	815
Max. Generación anual de H2. [MKg/unidad]	194.4

Tabla 3.2. Parámetros técnicos de la planta de producción de hidrógeno [20].

Una vez especificados los parámetros técnicos, debe hacerse lo mismo para las distintas etapas a lo largo del ciclo de vida del proyecto en conjunto; los tiempos de cada rubro se introducen en ventanas por separado:

Tiempos	# de años	año inicial
Construcción	3	2011
Operación	60	2014
Fin de Operación		2073
Desmantelado	9	2075
Cierre de la planta		2083
Enfriamiento pre-desmantelado	1	
Remodelado	1	2051

Tabla 3.3. Tiempos de cada suceso en el ciclo de vida.

Los últimos dos apartados de la tabla anterior, junto con el enfriamiento pre-desmantelado, aplican únicamente para la planta nuclear, así como los enlistados en la siguiente tabla, que corresponden a los parámetros relacionados con el combustible nuclear:

Costos Front End		
Combustible	Uranio E	
Periodo en años	2014 al 2073	
Inventario Inicial [Kg] [19]	45,000	
Recarga Anual [Kg] [19]	13,500	
Composición del Combustible Fresco [%]	NU/LEU	100
	U233	0
	DepU	0
	Pu	0
	Th	0
Composición del Combustible Gastado [%]	NU/LEU	80
	U233	0
	DepU	20
	Pu	0
	Th	0

Tabla 3.4. Parámetros concernientes al combustible [20].

En este caso se puede seleccionar la opción de disponer directamente del combustible gastado, o reprocesarlo; en cuyo caso se considerarían el costo del torio y del plutonio recuperados, así como del uranio reprocesado. Se seleccionará la opción de disponer directamente el combustible gastado, y el costo final del combustible será de 6,897.88 [\$/Kg] [20].

En cuanto a los detalles de costos, primero deben introducirse los parámetros de las tablas 3.5 y 3.6, que corresponden a las inversiones capitales, posteriormente los costos de consumibles, donde entran los referentes al combustible y otro tipo de consumibles. Una vez hecho esto, se determinan los costos de operación y mantenimiento, junto con el costo por desmantelamiento

de cada planta, que pueden resumirse en un porcentaje anual del costo capital total, y finalmente los costos por desmantelado de la planta.

NPP		H2GP	
Costo Capital Específico [\$/Mwt]	764,916.6		
Costo Capital total [M\$]	1,835.8	Costo Capital Total [M\$]	1410
Tasa de Interés [%]	5	Tasa de Interés [%]	5
Tasa de Descuento [%]	5	Tasa de Descuento [%]	5
Periodo de Retorno [años]	60	Periodo de Retorno [años]	60

Tabla 3.5. Parámetros económicos de cada planta [20].

Flujo de dinero del costo base	
Año	% del costo capital total incluyendo los costos de todas las utilidades
2011	15
2012	70
2013	15
Total	100

Tabla 3.6. Flujo de dinero en el tiempo.

NPP		H2GP	
	% del costo cap. total		% del costo cap. total
O&M rutinario	2.06	O&M rutinario	4.96
Remodelaciones	0	Remodelaciones	0

Tabla 3.7. Porcentaje del costo capital total destinado a operación y mantenimiento de cada planta [20].

Transporte y almacenamiento.

Para fines prácticos de este estudio, se dejarán fijos los parámetros técnicos referentes al transporte que se toman en cuenta con el software HEEP, y el estudio se enfocará en las plantas nuclear y de producción de hidrógeno, a pesar de que se tienen varias opciones, como el despacho de hidrógeno líquido y gaseoso comprimido por medio de camiones y pipas.

La competitividad técnica y económica de cada medio de transporte depende de los volúmenes y las distancias a transportar, principalmente. Las pipas se utilizan en distancias y cantidades a transportar muy grandes. Sus características más importantes son un costo de operación bajo, pero costos capitales altos. Los camiones con hidrógeno líquido son utilizados más comúnmente para largas distancias pero volúmenes más pequeños. El H2 líquido tiene un costo de operación elevado debido a la electricidad necesaria para la licuefacción (representa entre el 30 y el 60% de los costos totales de licuefacción), y costos capitales relativamente bajos dependiendo de la cantidad de hidrógeno y la distancia de entrega [21].

Las regulaciones en el tema de almacenamiento del hidrógeno conciernen la cantidad del mismo y la distancia a la cual se almacena respecto a zonas habitacionales y otro tipo de instalaciones, de forma que se reduzcan las posibilidades de accidentes con fuego y detonaciones [22].

Todos los valores incluidos desde las tablas 3.1 hasta la 3.7 son los que se tomarán como base a partir de los cuales se obtendrá un costo nivelado de producción de hidrógeno y posteriormente se hará un análisis de sensibilidad con diversos parámetros con el fin de observar en qué medida afectan al mismo.

Tras introducir todos los datos necesarios en el programa, la ejecución arroja la proporción en la que cada rubro conforma el costo nivelado de producción de hidrógeno, así como los de la energía térmica de la planta nuclear y de la electricidad, tal como se muestra en la figura 3.5, con la opción para generar un reporte y observar el costo nivelado de producción de energía térmica de la planta nuclear y de energía eléctrica.

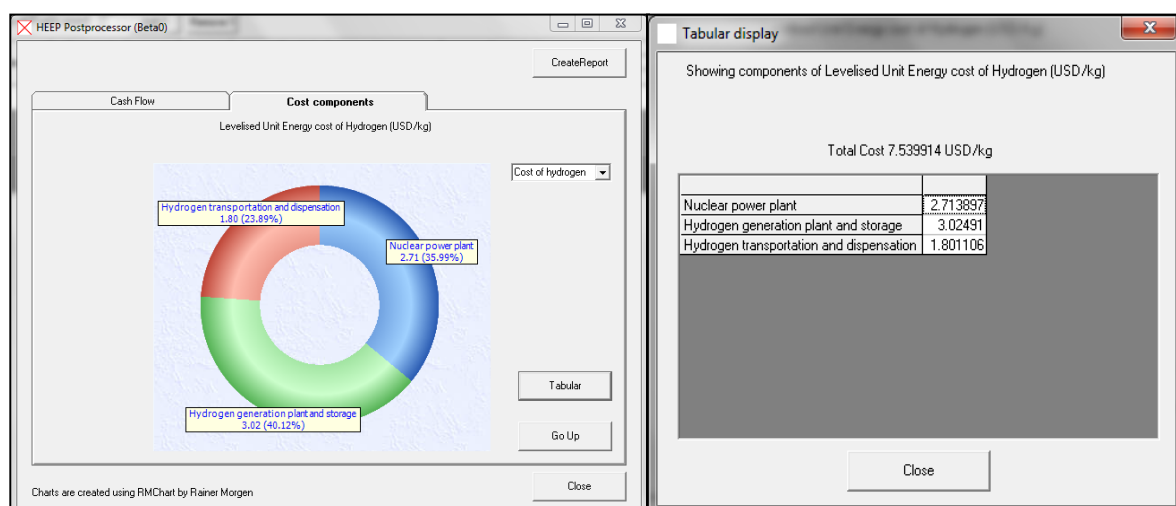


Figura 3.5. Costo nivelado de producción de hidrógeno.

Una vez hecha la ejecución del programa se pueden constatar los resultados en un reporte que incluye los siguientes datos:

Planta Nuclear			Planta de producción de hidrógeno		
Costo total : 2.713 [\$/kg]			Costo Total: 3.024 [\$/kg]		
Componentes	[\$/kg]	%	Componentes	[\$/kg]	%
Combustible	2.043	75.29	O & M	2.602	86.03
O&M	0.175	6.45	Desmantelado	0	0
Desmantelado	0	0	Préstamos e IDC	0.422	13.97
Préstamos e IDC	0.495	18.26	Remodelaciones	0	0
Remodelaciones	0		Consumibles	0	0
Consumibles	0				

Tabla 3.8 Aporte al CNPH en cada rubro de la planta nuclear y de producción de hidrógeno.

4. Generación de hidrógeno mediante una planta termoquímica Yodo-Azufre acoplada a una planta nuclear.

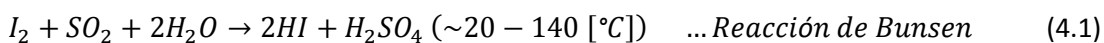
4.1 El proceso Azufre-Yodo.

El proceso S-I tiene como ventajas principales respecto a otros tipos de generación de hidrógeno que es cíclico y no trae consigo generación de GEI's, además de ser puramente termoquímico, por lo que prácticamente no se requiere electricidad para llevarlo a cabo, y debido a esto no se tienen las pérdidas asociadas a la transformación de energía y con esto se incrementa su eficiencia.

En un principio se tenían algunos argumentos en contra de este ciclo, como la creencia de la futilidad en investigación sobre el tema debido a que se pensaba que la tendencia en reactores nucleares sería utilizar neutrones rápidos a menores temperaturas que aquellas necesarias para el ciclo S-I ($\approx 850[^\circ\text{C}]$), así como los posibles cuellos de botella que presentan materiales como el yodo, la gran cantidad de pérdidas del mismo, y la elevada corrosión de los reactivos; haciéndolo muy peligroso para ser aplicado a escala industrial.

Como se ha visto en capítulos anteriores, una de las mejores opciones para llevar a cabo este ciclo es utilizando directamente el calor proveniente de un reactor nuclear (VHTGR), por las temperaturas que éste puede alcanzar. De los dos procesos más prometedores para producción de hidrógeno centralizada y a gran escala: ciclo S-I y HTE, el primero ofrece en general una mayor eficiencia, debido a que emplea directamente la energía térmica del reactor, y no es necesario realizar una primera transformación de ésta a electricidad para posteriormente mandarla al proceso [17].

Consiste de tres etapas mediante las cuales se obtiene el hidrógeno (figura 1), con distintas variantes, cada una de manera que se pueda optimizar todo el ciclo, así como su eficiencia; y básicamente consiste en la generación de ácidos en la reacción Bunsen y en su separación en las otras dos reacciones. Las reacciones se sintetizan de la siguiente manera [2]:



Y se observa que los productos de las reacciones 2 y 3 pueden ser directamente reutilizados en la primera [3].

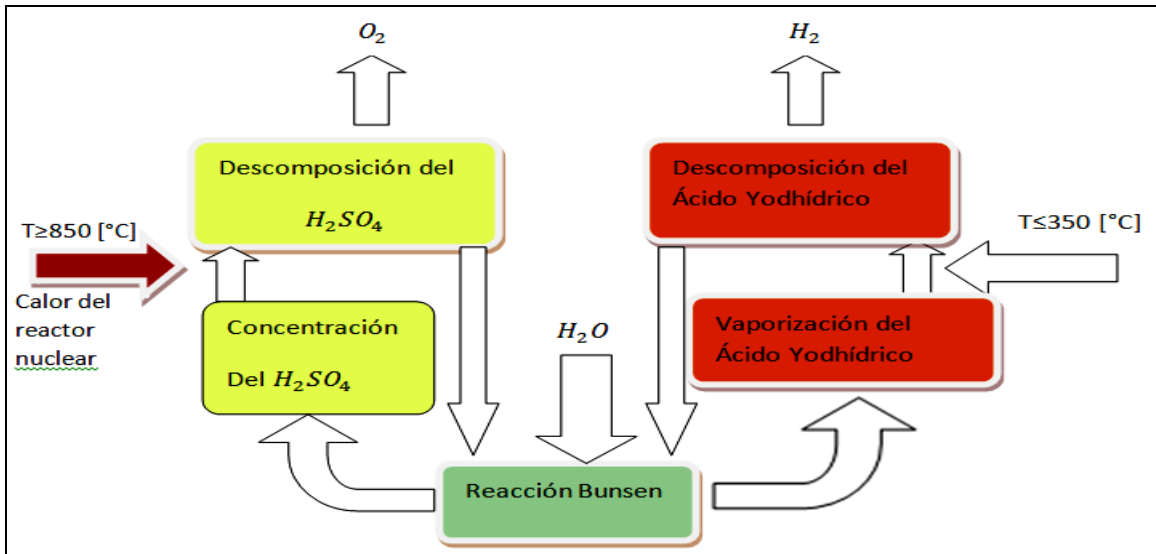


Figura 4.1. Diagrama del ciclo S-I [4].

En la reacción Bunsen se hace reaccionar Yodo con dióxido de azufre, en presencia de agua en exceso (aunque este exceso es desfavorable para la sección de HI, debido al punto azeotrópico de la mezcla), el agua es para propiciar la reacción espontánea y el yodo para inducir la fase de separación. La reacción Bunsen ocurre espontáneamente a 70-120 [°C] aproximadamente.

Se obtiene así ácido yodhídrico (HI) y ácido sulfúrico (H_2SO_4) en presencia de agua y yodo en fases acuosas inmiscibles. La fase “ligera” contiene 4 moles de agua por mol de ácido sulfúrico, y la “pesada” aproximadamente 5 moles de agua y 4 de yodo por mol de ácido yodhídrico. La cantidad de yodo debe incrementarse hasta cuatro veces respecto al valor estequiométrico para permitir la fase de separación y purificación del ácido [5].

En la segunda etapa se “flashea” el ácido sulfúrico para deshidratarlo, y a continuación se descompone catalíticamente el trióxido de azufre (SO_3). Es en esta etapa donde se requieren las altas temperaturas obtenidas del reactor nuclear para poder llevar a cabo la descomposición (850° o más). La mayor dificultad de todo el proceso está en la reacción 4, ya que el ácido yodhídrico, en presencia del agua en exceso, que se mencionó anteriormente, forma una mezcla azeotrópica²⁴ de 57% w/w²⁵; esto es, que posee un único punto de ebullición y una vez evaporada se comporta como un compuesto puro (la fracción evaporada tiene la misma composición que el líquido), y no es posible separarlos por destilación simple. A partir de dicha mezcla se obtiene hidrógeno y yodo con la descomposición del ácido a temperaturas cercanas a los 500 [°C] aproximadamente, en presencia de catalizadores. Para esto se utiliza comúnmente el trióxido de hierro y moderador de la temperatura de disociación del ácido sulfúrico; de no usarse este catalizador, las temperaturas a

²⁴ Un estado azeotrópico es aquel en el que la composición de cada componente es igual en cada una de las fases coexistentes.

²⁵ “weight by weight”: peso de la sustancia por peso de la solución.

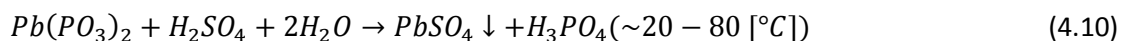
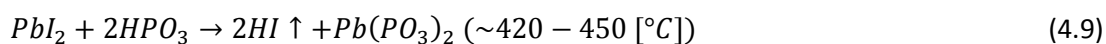
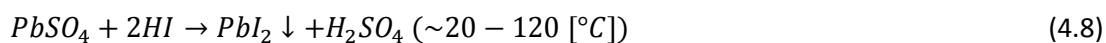
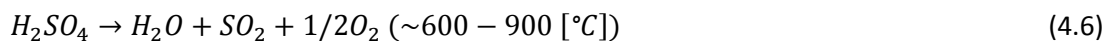
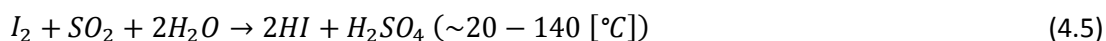
las cuales se llevaría a cabo la reacción sería superior a los 1200 [°C], lo cual redundaría en costos elevados debido a la alta calidad de los materiales a utilizar [6].

Existen diversos métodos para la separación de azeótropos, como la destilación azeotrópica, o la variación de presiones. En ambos casos deben vigilarse los coeficientes de actividad, los cuales se utilizan para las condiciones de equilibrio líquido-vapor [7]. El equilibrio líquido-vapor de la mezcla se presenta cuando ya no hay cambios respecto al tiempo de la temperatura y presión total de la mezcla.

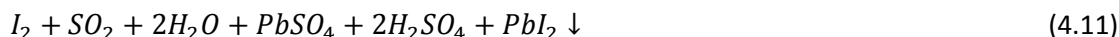
Otra desventaja de esta etapa es que la descomposición del ácido yodhídrico ocurre de manera lenta e incompleta; se deben evaporar 50 moles de agua por mol de hidrógeno producido para la destilación azeotrópica. La entalpía de evaporación es mayor a 2200 [KJ], alrededor de diez veces la entalpía de combustión del hidrógeno producido. Para corregir estos problemas se han propuesto distintas técnicas, como la destilación extractiva (una columna de destilación extractiva representa aproximadamente el 15% del costo capital de la planta); proceso mediante el cual se añade ácido fosfórico para inducir la separación del yodo y poder después usar destilación simple, y la electrodiálisis; con la que, aplicando una diferencia de potencial en una dilución acuosa, es posible extraer sustancias ionizadas disueltas dentro de la misma. La desventaja con la destilación extractiva es que se necesita de grandes cantidades de energía térmica para concentrar el ácido fosfórico [8].

Para reducir la cantidad de yodo necesaria, así como el calor necesario para descomponer el ácido yodhídrico, se ha propuesto formar anhídridos (óxidos no metálicos) obtenidos al utilizar plomo como agente precipitante. El sólido obtenido puede ser separado del líquido con filtración para evitar evaporar y reducir el calor necesario; de esta forma no se necesitan los reactores extractivos, y se tienen ahorros en costo capital de la planta de producción de hidrógeno, y permite reducir asimismo los problemas de corrosión, por tener una menor necesidad de recircular agua, yodo y ácido fosfórico, así como la posibilidad de reducir el tamaño de la planta sin comprometer su rendimiento [9].

Las reacciones completas quedan entonces de la siguiente forma:



Las reacciones 4.2 y 4.3 han quedado sintetizadas en la ec. 4.6, y de la misma forma, las ecs. 4.5 y 4.8 pueden llevarse a cabo simultáneamente como sigue:



Otra propuesta es optimizar los valores estequiométricos de cada una de las tres reacciones de manera que se produzca un exceso de ácido yodhídrico, sobrepasando la mezcla azeotrópica, y con esto es posible separarla con flasheo a menores presiones, lo cual trae consigo una disminución en la energía requerida para la etapa de separación [10].

4.2 Componentes de las plantas y datos de entrada.

El núcleo de un reactor de 1000 [MWt] contiene aproximadamente 75 toneladas de uranio enriquecido. Suponiendo que la carga es proporcional a la potencia nominal, una planta de referencia de 600 [MWt] contendría 45 toneladas del mismo combustible. Para mantener un funcionamiento eficiente en el reactor nuclear, es necesario cambiar alrededor del 30% del combustible gastado anualmente [11] (figura 4.2).

Details of Nuclear Power Plant Fuel																
Number of Types of Fuels used <input type="text" value="1"/> <input type="button" value="Add 1"/> <input type="button" value="Remove 1"/>																
TY	Fuel Description	Period of		Initial inventory	Annual Feed	Fresh fuel composition					Spent fuel composition				Show/Edit Details	
		From Year	To Year			NU/LEU	U233	DepU	Pu	Th	NU/LEU	U233	DepU	Pu		Th
				(kg)		(Weight %)										
1	Uranio E	2014	2073	45000	13500	100	0	0	0	0	80	0	20	0	0	Show/Edit Details

Figura 4.2 Cantidad de combustible requerido y su composición.

Con el diseño de los reactores avanzados se espera que el combustible nuclear requerido sea menor gracias a un mejor quemado. Nuevas tecnologías para el enriquecimiento (centrifugado de gas) requieren hasta 40 veces menos energía que los métodos actuales de difusión gaseosa. La tendencia mundial es usar la centrifugación de gas para todo el proceso de enriquecimiento. En 2002 el 55% del combustible producido fue a base de difusión gaseosa, mientras que el 45% empleó centrifugado [12].

Ya que el VHTGR se encuentra en etapa de diseño conceptual, es necesario hacer estimaciones con base a otro tipo de centrales similares, respecto al tipo y cantidad de algunos materiales, aunque deben hacerse notar diferencias como en los tiempos de construcción, debido a que los VHTGR tienen diseños modulares y esto representa disminuciones considerables en los mismos, además de las diferencias en contenciones y estructuras de seguridad [13].

Como se mencionó antes, en el caso de la planta de generación de H_2 es necesario considerar la construcción y operación de la misma planta y la adquisición de materias primas para el proceso termoquímico [14].

4.3 Análisis de casos.

Para el análisis de casos, se partirá de un costo nivelado de producción de hidrógeno base de 3.024 [\$/Kg], debido a la planta de producción de H_2 [15], y de 2.713[\$/Kg] debidos a los costos de la central nuclear, compuesta por cuatro reactores de 600 [MWt] [15], de acuerdo a las características técnicas de cada planta que se mencionaron en el capítulo 3; además de un costo fijo por transporte de 0.83 [\$/Kg] [16], sumando en total un costo nivelado de producción de hidrógeno de 6.567 [\$/Kg].

En un primer caso se tomarán en cuenta los productos químicos que intervienen directamente en el proceso SI y en la planta nuclear, estimando qué proporción conforman respecto a las inversiones capitales de cada subconjunto, y se estudiará de qué manera afectarían estos directamente al costo nivelado de producción de hidrógeno, en caso de sufrir algún cambio significativo en su precio debido a la variación en la escasez; definida como el cambio en la disponibilidad de un recurso a través del tiempo [17]. La disponibilidad de un recurso puede depender de diversos factores, pero ésta afecta directamente el precio final del producto. Los principales componentes a considerar son:

- **Helio:** Además de fungir como refrigerante principal del núcleo de los reactores nucleares, conforma, junto con el intercambiador de calor intermedio, la interface entre los reactores nucleares y la etapa de descomposición del trióxido de azufre.

Es químicamente estable y tiene una relativamente alta capacidad térmica específica, además de una sección eficaz para la interacción con los neutrones despreciable [18]. El helio se obtiene de depósitos de gas natural por medio de destilación fraccionada; se encuentra en concentraciones de hasta el 7% del volumen total; razón por la cual se puede pensar que, si el gas natural se volviese más escaso, o por otra razón sus precios se elevaran, el suministro de helio podría volverse menos estable y evidentemente su costo se vería afectado. Se hará la asunción de que el VHTGR contiene 3.685 toneladas de Helio [19] en promedio. El costo del helio es de \$2.181 por metro cúbico [20], y teniendo una densidad de $0.1785 \frac{Kg}{m^3}$ [21], se obtiene un costo total de $2.181/0.1785= 12.218$ [\$/Kg].

La tendencia de precios de gas natural en E.E.U.U. ha sido la mostrada en la tabla siguiente:

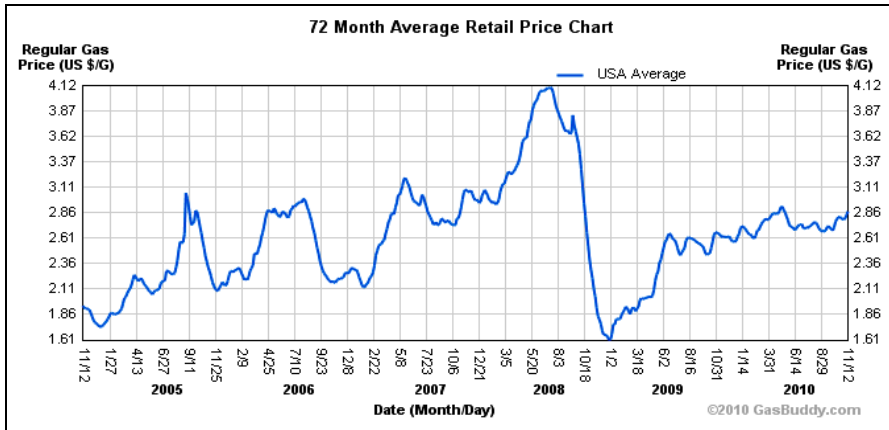


Figura 4.3
Variaciones en el precio del gas natural [22].

Suponiendo que la volatilidad de precios del gas natural afectase hasta en un 100% el del helio, y tomando en cuenta el total necesario para los cuatro reactores, éste oscilaría entre:

$12.218 \left[\frac{\$}{Kg} \right] * 3,685 [Kg] = \$45,023.33$ y $12.218 \left[\frac{\$}{Kg} \right] * 2 * 2,685 [Kg] = \$65,610.66$, y el añadir este costo al costo capital específico (CCE) de la planta nuclear, el costo nivelado de producción de hidrógeno (CNPH) se ve afectado de la siguiente manera:

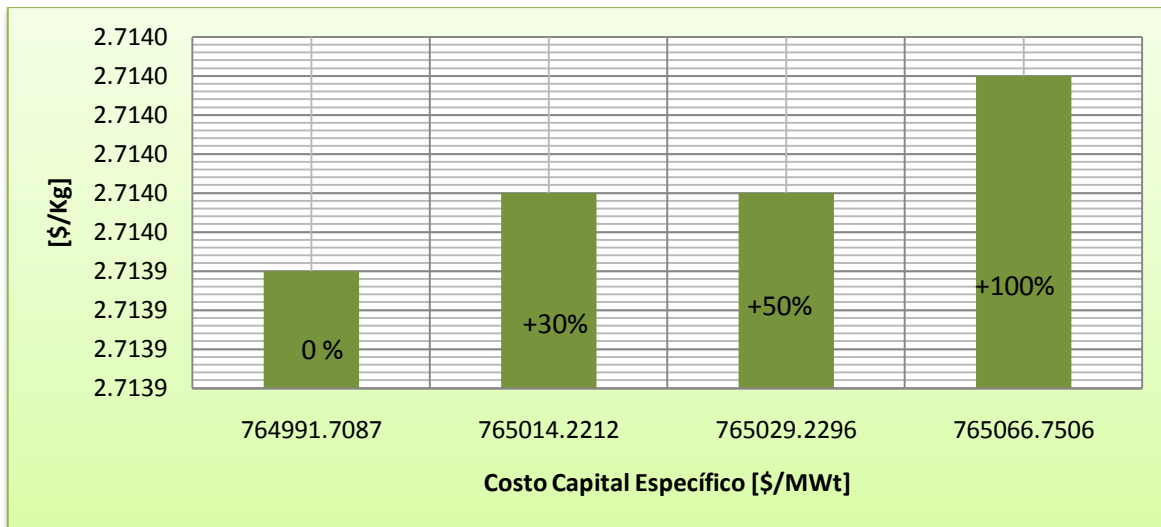


Figura 4.4 Variaciones en el CNPH en función del incremento en el costo capital específico, debido a la alza en el precio del Helio.

En la gráfica anterior se observa que las variaciones en el costo nivelado de producción de hidrógeno en función del incremento en el precio del helio no son muy significativas (0.001 [\$/Kg]), aun en el caso que el precio del helio se incremente hasta en un 100% respecto a su valor actual.

Los incrementos ocurren únicamente en el rubro de préstamos e IDC; lo cual se explica debido a que el programa calcula los IDC en base al costo capital de la planta (del que forma parte el helio) y a la tasa de interés.

- **Yodo:** En un principio la materia prima de donde se obtenía este elemento eran algunos tipos de plantas marinas, aunque actualmente la extracción ocurre principalmente de la salmuera del subsuelo asociada a depósitos de petróleo y gas natural (a partir de los yodatos, IO_3 , separándolos de nitratos de salitre), donde se tienen concentraciones más elevadas, así como de yoduros presentes en agua de mar y en algas (figura 4.3). Se requiere bastante energía para bombear la salmuera, y purificar y cristalizar el producto, razón por la cual su precio es elevado. El costo promedio de importación en 2008 para E.E.U.U., según el "U.S. Department of the Interior", en su publicación anual "US Geological survey", fue de 22.9 [\$/Kg] [23].

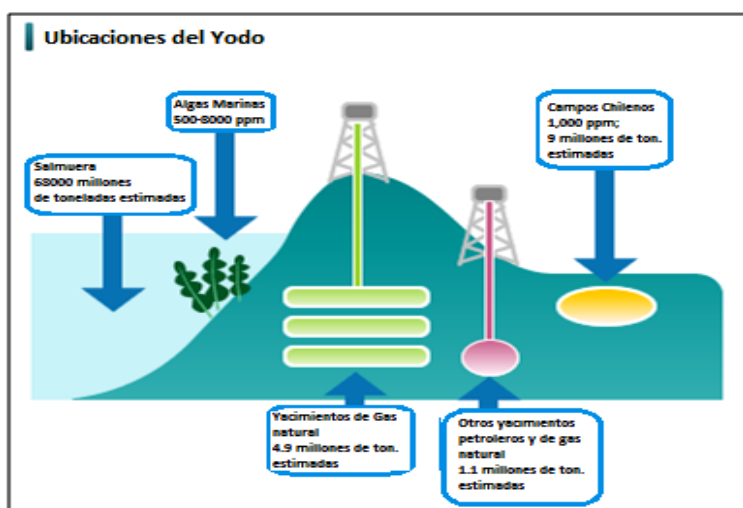


Figura 4.5 Fuentes para la obtención de yodo [24].

El mercado principal para el yodo está distribuido entre las aplicaciones industriales y de salud humana, aunque su consumo se incrementó sustancialmente desde hace aproximadamente cinco años debido a la creciente demanda de películas ópticas para pantallas LCD y catalizadores. Se estima que la demanda para el 2014 se habrá incrementado hasta en un 3.5% respecto a la actual [25]. La mayor dificultad con este material es que no es demasiado abundante, además de ser caro; lo cual podría representar una desventaja importante para el ciclo S-I. La producción es mayoritariamente hecha por Chile y Japón, con pequeñas cantidades producidas en E.E.U.U.; desde principios de la década 2000, se han hecho inversiones para incrementar las capacidades de producción, así como las tasas de utilización de las plantas. Se espera que la demanda se incremente en un 3.5% hacia el 2014.

Diversos experimentos indican la necesidad de aproximadamente 10,000 [ton] de yodo, para una producción estimada de 73,000,000 [Kg] de hidrógeno al año; lo cual representa un problema ya que la producción anual de yodo en 2008 apenas alcanzaba las 18,000 toneladas anuales [26]. Actualmente se producen alrededor de 29,200 toneladas anuales en todo el mundo con un crecimiento de demanda de 6% anual. Una sola planta con capacidades de producción como la que se estudia en este trabajo, y con el ciclo S-I original no tendría abastecimiento suficiente de yodo si comenzara a operar en los próximos años. El precio del yodo en 2008 oscilaba alrededor

de los 22.9 [\$/Kg] [27], el costo más reciente es de 24 [\$/Kg], precio al cual se exporta en Chile [28], y a partir del cual se harán las estimaciones por volatilidad (figura 4.5).

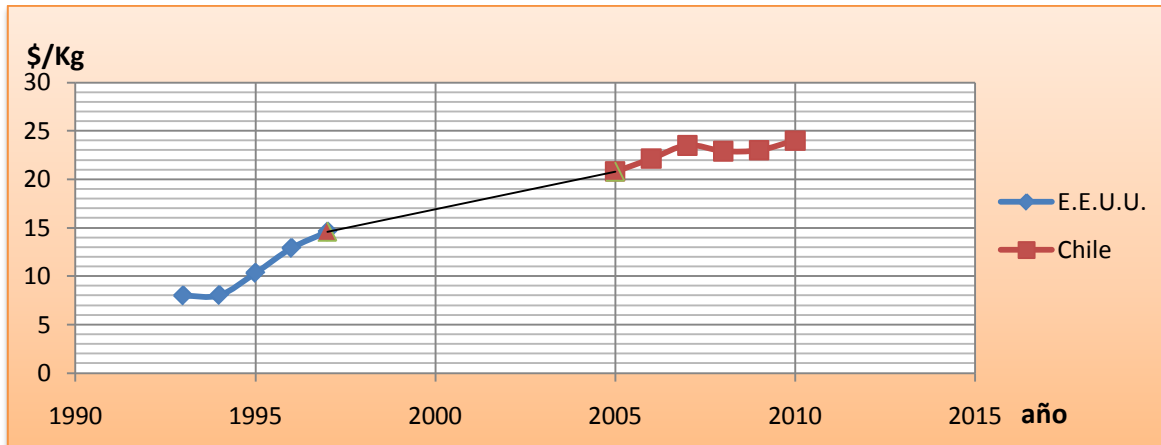


Figura 4.6 Registro de variaciones en el precio anual mundial de yodo.

Se proponen tres plantas diferentes en las que varía la producción de hidrógeno anual; y por ende, la cantidad de yodo requerida. Las características que distinguen dichas plantas son:

Tipo de Planta	Producción anual de H ₂ [MKg]	Cantidad de yodo necesaria [ton]	Costo capital de la planta [M\$]	Potencia E. de no proceso [Mwe]	Máxima Potencia E. [Mwe]	Costo total del yodo [M\$]	Fracción del costo capital total [%]
A [26]	73	10,000	673.325	268	657	240	26.28
B ²⁶ [29]	31.783	3,000	300	120	286	72	19.35
Base [14]	216	34,286.3	1410	815	1,945	822.87	36.85

Tabla 4.1 Datos técnicos de las plantas para los distintos casos de producción de H₂.

La cantidad de yodo necesaria para la planta base se obtuvo de una extrapolación lineal, contando con los datos de las plantas de menor producción, de la siguiente forma:

Coordenadas:

A (31783.341, 3000)

B (73000, 10000)

Base (216000, X)

$$\text{Por semejanza en triángulos rectángulos: } \frac{73-31.783}{10,000-3,000} = \frac{216-31.783}{X-3,000}$$

De donde se obtienen las 34,286.3 toneladas de yodo.

²⁶ 1,000 [mol/s].

Todos los demás datos de entrada, descritos en el capítulo 3 se mantienen constantes.

En las siguientes figuras se observa el incremento en el CNPH en función del precio del yodo, para cada una de las plantas descritas con antelación, en el caso de que el costo total del yodo sea agregado posteriormente al costo capital de cada tipo de planta:

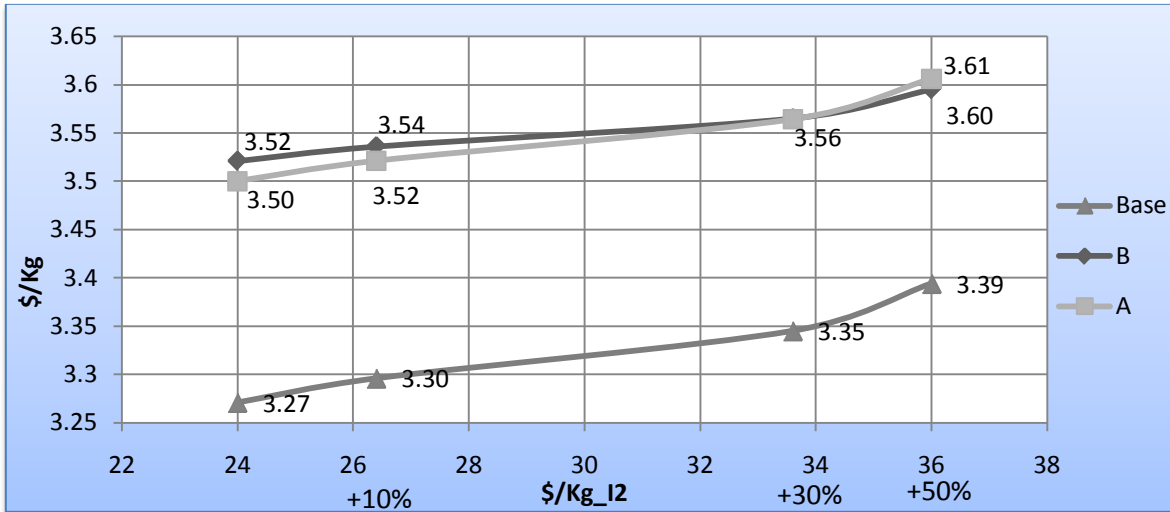


Figura 4.7 Aportación al costo nivelado de producción de Hidrógeno por parte de la planta de producción de hidrógeno, debido a las variaciones en los precios del Yodo.

Costo nivelado de producción de hidrógeno debido a la planta de producción, en base al incremento en los precios del yodo en cada caso:								
Tipo de Planta	CCT [M\$]	CNPH [\$]	+10%		+30%		+50%	
			CCT [M\$]	CNPH [\$]	CCT [M\$]	CNPH [\$]	CCT [M\$]	CNPH [\$]
A	913.325	3.5	937.32	3.521	985.32	3.564	1033.32	3.606
B	372	3.521	379.2	3.536	393.6	3.565	408	3.595
Base	2232.87	3.271	2315.15	3.296	2479.73	3.345	2644.3	3.394

Tabla 4.2 Aportación al costo nivelado de producción de Hidrógeno debido a las variaciones en los precios del Yodo.

Los porcentajes del costo capital de la planta de generación de hidrógeno, que representan los costos totales del yodo, alcanzan el 26.3, 19.4 y 36.85 % respectivamente; lo cual, a pesar de ser demasiado elevado, no repercute en gran medida en el costo nivelado de producción de hidrógeno, y se observa además que, para cada tipo de planta, el incremento por considerar el costo total del yodo como extra al costo capital es de $3.5-3.468= \$0.032$, $3.521-3.5=\$0.021$, y $3.271-3.024=\$0.247$ para la planta A, B y Base, respectivamente.

- **Ácido Sulfúrico:** El inventario inicial de H_2SO_4 en la planta de hidrógeno es de 100 toneladas, con una tasa de pérdidas supuesta de 1% anual, por lo que para la vida útil de 60 años se estiman 160 toneladas [30], y con un costo promedio de 74.73 [\$/ton] se obtienen en total 11,956.8 [\$/ton].

La ventaja del ácido sulfúrico frente al helio y al yodo es que no presenta grandes riesgos de precios y disponibilidad, principalmente por ser relativamente abundante, y por la misma razón su precio no se vería demasiado afectado en caso de que se tuviera un alza abrupta de la demanda. A pesar de que el costo del ácido sulfúrico es mayor, si se toma en cuenta la cantidad total necesaria y se compara con el del yodo, se observa que el costo de éste es mucho menor en varios órdenes de magnitud, y dado que ambos se añaden al costo capital de la planta de producción de hidrógeno, los cambios que pudieran ser debidos al ácido tienen el mismo comportamiento que aquellos del yodo, aunque son despreciables.

El segundo caso consiste en observar la repercusión que provocan cambios en distintos indicadores económicos, tales como la tasa de interés manejada en cada planta y la tasa de descuento; fijadas originalmente en 5%.

La tasa de interés se aplica para el cálculo de los intereses generados durante la construcción de la planta en cuestión; mientras que la tasa de descuento es utilizada para obtener el valor presente de los flujos económicos durante todo el ciclo de vida del proyecto. Por esta razón, la tasa de interés afecta en menor medida al CNPH que la tasa de descuento; ya que ésta repercute únicamente en una planta, y esto se observa en las siguientes figuras:

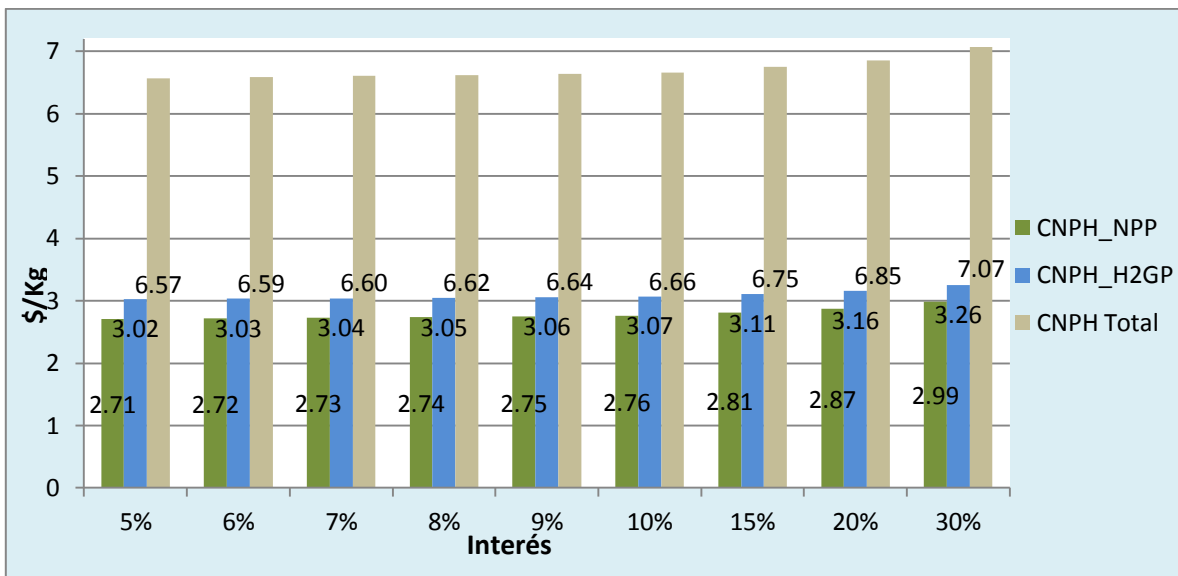


Figura 4.8 Variaciones en la aportación al CNPH por parte de la planta nuclear y de producción de hidrógeno en base a la tasa de interés.

Como se mencionó en el capítulo 3, la tasa de descuento es aquel factor empleado para descontar una fracción del valor del dinero futuro para poder compararlo en el año de referencia manejado, por lo que, cuando la tasa de descuento es mayor, un pago futuro es menor en la actualidad, y viceversa; una tasa de descuento más baja da lugar a mejores posibilidades de introducir nuevos tipos de tecnología, y ésta puede ser un factor con mayor influencia en la toma de decisiones; en proyectos de gran envergadura es posible emplear más de una tasa de descuento.

En la figura 4.9 y en la tabla 4.2 se muestran las variaciones en el CNPH, tanto para la planta nuclear como para la de producción de H_2 en función de la tasa de descuento empleada para hacer los cálculos de valor presente de ambas; variaciones que ocurren en los rubros de O&M, combustible y préstamos e IDC, en el caso de la planta nuclear, y O&M préstamos e IDC para la de producción de H_2 .

Para el caso en el que se emplea una tasa de descuento de 12 % (empleada por CFE en sus inversiones), el CNPH total se incrementa a [\$/Kg], % respecto al costo inicial; lo cual, a pesar de ser elevado, sigue siendo competitivo frente a otros tipos de generación (tabla 4.3).

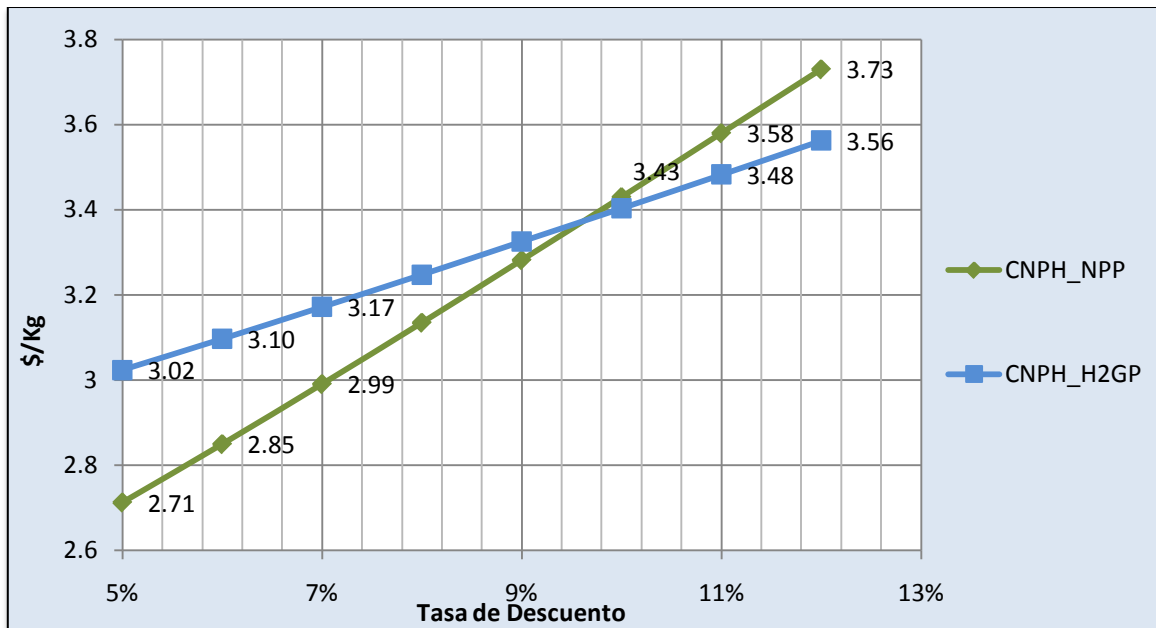


Figura 4.9 Variaciones en el CNPH en las plantas nuclear y de producción de H_2 en función de la tasa de descuento.

Las variaciones en cada rubro de las plantas se observan en las figuras 4.10 y 4.11 para la planta nuclear y de producción de hidrógeno, respectivamente:

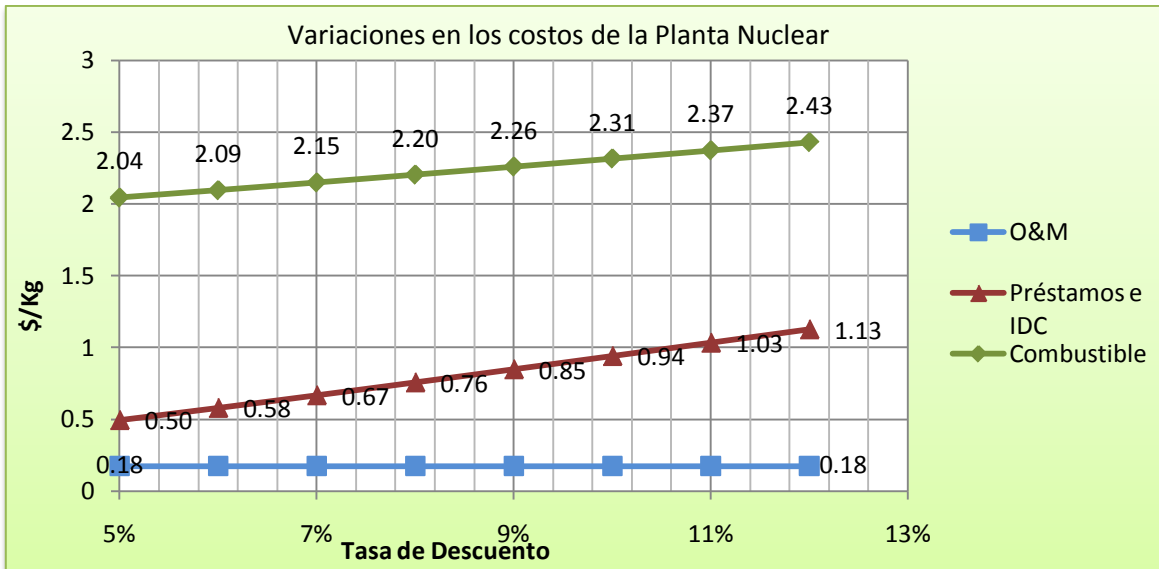


Figura 4.10 Sensibilidad en cada rubro de la planta nuclear debida a la variación en la tasa de descuento.

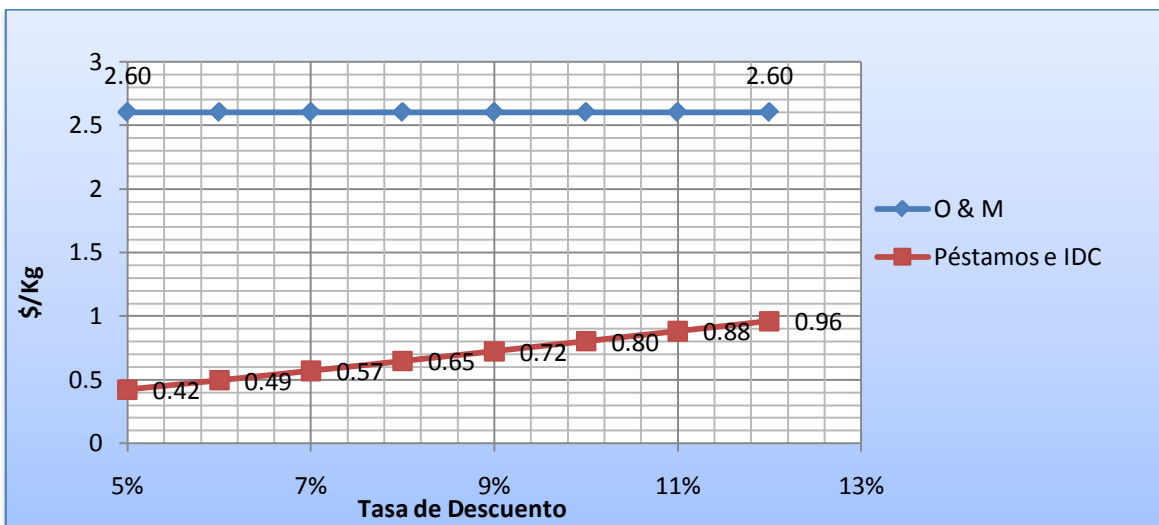


Figura 4.11 Sensibilidad en cada rubro de la planta de producción de hidrógeno debida a la variación de la tasa de descuento.

El tercer caso consiste en un análisis de sensibilidad en el CNPH respecto a qué tanta energía térmica se destine al proceso de producción de hidrógeno, y qué cantidad para generar electricidad. Debido a la configuración seleccionada para el caso base en cuanto a producción anual de hidrógeno y la potencia de los cuatro reactores junto con el factor de planta, es posible calcular la potencia eléctrica disponible de la siguiente manera:

La potencia térmica que es posible obtener de los 4 reactores nucleares es:

$$P_{tr} = P_t * \frac{F.C.}{100} = 600 * \frac{90}{100} * 4 = 2,160 [MW] \quad (4.12)$$

La máxima cantidad de potencia térmica requerida por cada unidad para la generación de hidrógeno se calcula de la siguiente forma:

$$P_{t_{H2GP}} [MW] = \frac{CapGen_{H2} \left[\frac{Kg}{año} \right] * Fact.Disp_{H2GP} * F.C._{H2GP} * 142 \left[\frac{MJ}{Kg} \right]}{3600 \left[\frac{s}{h} \right] * 8760 \left[\frac{h}{año} \right] * \eta_{H2GP}} - \frac{P_{e_{H2GP}} [MW]}{\eta_{ge}} \quad (4.13)$$

Donde:

$CapGen_{H2}$: Generación anual de hidrógeno.

$Fact.Disp_{H2GP}$: Factor de disponibilidad de la planta de producción de hidrógeno en %.

$F.C._{H2GP}$: Factor de capacidad de la planta de producción de hidrógeno en %.

$E_{e_{H2GP}}$: Máxima energía eléctrica instantánea requerida para la generación de hidrógeno.

η_{ge} : Eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica.

$\eta_{g_{H2GP}}$: Eficiencia de la planta de producción de hidrógeno.

Asumiendo que el valor calorífico del hidrógeno es 142 [KJ/g].

Dando valores a la ecuación anterior [14]:

$CapGen_{H2}$	216,000,000
$Fact.Disp_{H2GP}$	0.9
$F.C._{H2GP}$	1
η_{H2GP}	0.45
η_{ge}	0.4

$$P_{t_{H2GP}} = \frac{216,000,000 * .9 * 1 * 142}{3,600 * 8,760 * 0.45} - \frac{P_{e_{H2GP}}}{0.4}$$

$$P_{t_{H2GP}} = 1,945.205 - \frac{P_{e_{H2GP}}}{0.4} \quad (4.14)$$

Si $P_{e_{H2GP}} = 0$; $P_{t_{H2GP}} = 1,945.205 [MWt]$ es la potencia máxima requerida para producir las 216,000 [ton_{H2}].

Entonces, la fracción disponible para generar electricidad es igual a:

$$2,160 - 1,945.205 = 214.795 [MWt]$$

Y por cada reactor: 53.698 [MWt]; quedando entonces, debido a la eficiencia de conversión:

$53.698 [MWt] * 0.4 = 21.479 [MWe]$. Tomando en cuenta los cuatro reactores se obtienen 85.918 [MWe]; alrededor del 10% del total de potencia eléctrica necesaria, y con esta cantidad siendo proporcionada por la planta nuclear, el CNPH se incrementa en $6.63-6.56=0.07$ [¢/Kg]. Esto es debido a que se incrementan los costos de la planta nuclear en mayor proporción que la disminución en la planta de producción de hidrógeno por concepto de los costos en electricidad; que se introducen como costos de O&M.

Suponiendo que los reactores únicamente ocuparan 4.5 toneladas de uranio enriquecido, con el 30% de quemado anual, y no las 45 toneladas manejadas en cada caso, el CNPH sería de $3.02 (H2GP)+0.8757 (NPP)+0.83 (H2T)=4.72$ [\$/Kg]; y bajo estas condiciones, el suministrar la misma potencia para electricidad de no proceso sí es conveniente, ya que el CNPH se reduce en 14 [¢/Kg]. A mayor combustible empleado, los costos en la planta nuclear se incrementan proporcionalmente a la electricidad producida; luego entonces, cuando el combustible utilizado es menor, asimismo es menor el costo de producir electricidad, y ya que las reducciones en la planta de producción de hidrógeno tienen el mismo comportamiento respecto a la producción de electricidad, independientemente de la cantidad de combustible, sí compensan el incremento en la planta nuclear.

Cuando se produce electricidad, es posible seleccionar la opción de que el software calcule el costo unitario de producción de la misma por parte de la planta nuclear. Posteriormente éste se considera como un costo de entrada para la H2GP. El costo unitario de electricidad para generación y almacenamiento de H2 manejado es de $0.061 \left[\frac{\$}{KW_e * h} \right]$ [31]; el costo de la electricidad a tasas industriales en 2007 era aproximadamente de $0.0483 \left[\frac{\$}{KW_e * h} \right]$ generalizado [31]; considerando la variación del valor del dinero de 2007 hasta hoy, el valor de 0.061 suena coherente. Con esto, se calculan las cargas de electricidad producida, y para la producción de electricidad descrita anteriormente, los costos se reducen de M\$ 435.95 a M\$389.95; la aportación al costo nivelado en O&M en la planta de producción de hidrógeno se reduce, aunque cada rubro de la planta nuclear se incrementa en mayor proporción.

El destinar potencia eléctrica gradualmente afecta cada rubro en la H2GP de la siguiente manera:

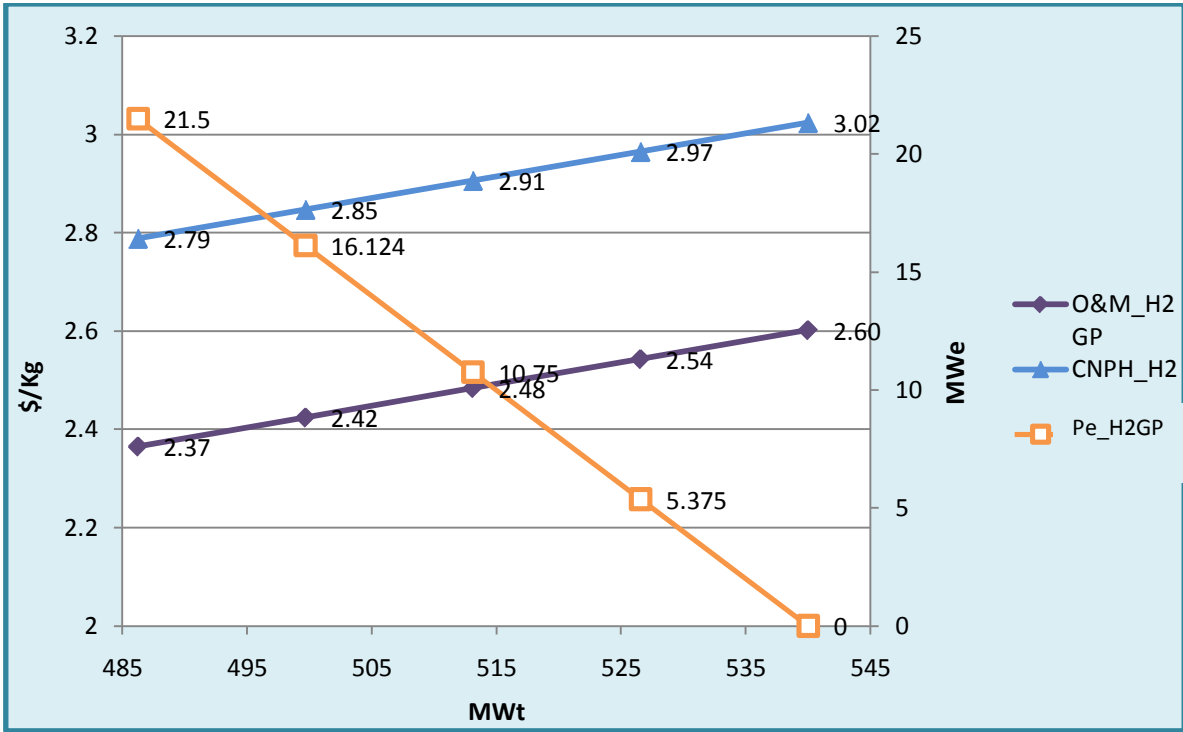


Figura 4.11 Aportación al CNPH por parte de la H2GP en función de la potencia térmica que se destine a la generación de electricidad.

En la siguiente figura se observan simultáneamente los cambios en las aportaciones al CNPH en la planta nuclear y de producción de hidrógeno, así como el incremento gradual del CNPH total:

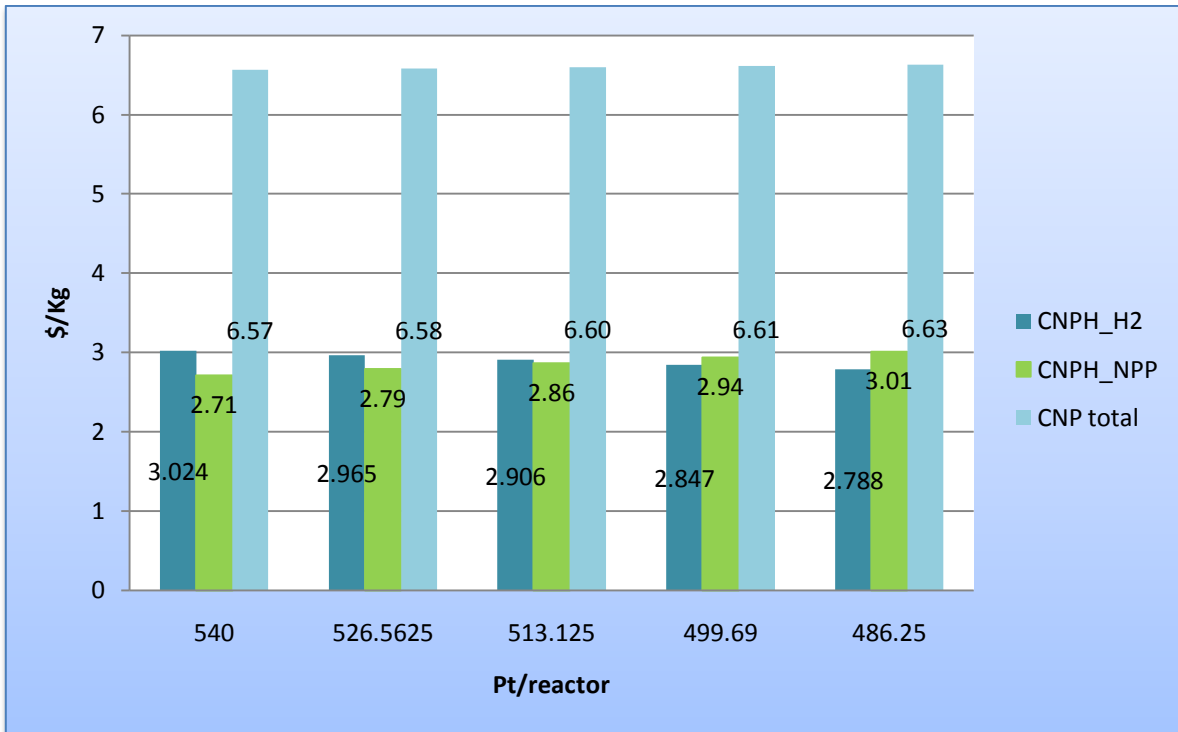


Figura 4.12 Sensibilidad en el CNPH en función de la potencia térmica que se destine a la generación de electricidad.

El valor presente de las ganancias obtenidas del despacho de electricidad, para el caso en que ésta exceda la cantidad requerida, ya sea para el proceso, o electricidad de no proceso, se calculan como:

$$VP_{gan}[\$] = C \left[\frac{\$}{KWh} \right] \sum_{t_0}^{t_i} \frac{P_{total}[KW] * 8760[h] * F.P.}{(1+r)^{t-t_0}} \quad (3.18)$$

Donde:

- P_{total} = Potencia eléctrica neta de la planta en el año t.
- F.P. = Factor de planta en el año t.
- 8760 = horas del año.
- C = costo nivelado por [KWh] generado, el costo nivelado unitario de energía se obtiene de:

$$C = \frac{VP_{costos}}{VP_{ingresos}} \quad (3.19)$$

En el caso que se seleccione la opción del cálculo de dicha variable por el programa. En este estudio se utilizó el valor fijo especificado en párrafos anteriores.

Para el cálculo del costo unitario nivelado por producción de hidrógeno se utiliza la siguiente fórmula:

$$VP_{ingresos}[\$] = C \left[\frac{\$}{Kg} \right] \sum_{t_0}^{t_i} \frac{P_H [Kg]}{(1+r)^{t-t_0}} \quad (3.20)$$

Donde:

- P_H es la producción anual de H₂ considerando la disponibilidad y el factor de planta.
- C en este caso es el costo nivelado de producción de hidrógeno [\$/Kg].

Así sea necesaria electricidad para el proceso o únicamente la electricidad de no proceso (electricidad que no se ocupa directamente en la producción del hidrógeno, sino para uso de otros equipos como bombas, compresores, luminarias, equipo de control, etc.; 815 [MWe] [32]), por una parte se toman en cuenta los costos de producción de electricidad a partir de los reactores nucleares, y en el caso de que ésta no sea suficiente para la demanda de la H₂GP, lo demás se podría considerar como electricidad tomada de la red.

Los costos por electricidad son tomados en cuenta únicamente cuando ésta es utilizada; es decir, suponiendo que la planta del caso base no emplease electricidad, aún cuando los reactores nucleares produjesen los 85.9 [MWe], éstos no añadirían ningún costo extra al hidrógeno.

Si se mantiene constante la energía térmica suministrada por los reactores (400*4*.9=2160 [MWt*h/h]), así como el F.P y la eficiencia, sería necesario destinar únicamente para producción de electricidad:

$$815 [MWe] * 0.4 = 2037.5 [MWt]$$

Prácticamente el total de potencia que les es posible suministrar por los reactores.

Evidentemente, al reducir la producción del H₂, el costo nivelado de producción se incrementa, pero al hacer esto, sería posible obtener ahorros por concepto de energía eléctrica, si se empleasen menores cantidades de combustible.

Originalmente, en la planta denominada A, que tenía una producción anual de 73,000 toneladas de H₂, el CNPH es de 3.50 (H₂GP)+2.712 (NPP)+ 0.83 (H₂T)= 7.042[\$/Kg]; mayores a los 6.567[\$/Kg] que se tienen con la producción base de 216,000 ton, sin producir electricidad; sin embargo, como esta planta produce el 30% del hidrógeno que la planta original, asimismo es posible suministrar una mayor proporción de electricidad a la total requerida; y el incremento en el CNPH es mayor al del caso base.

La planta que se denominó B para el análisis de sensibilidad en función del precio del yodo es aquella que tiene una menor necesidad de potencia térmica, debido a la menor producción de H₂. Si en la ecuación 4.1 se sustituyen los 31,783,341 [Kg] de H₂ producidos al año, la P_t necesaria es de 286.227 [MWt]; una vez convertida en potencia eléctrica la potencia térmica restante, se tienen 187.37*4= 749.5 [MWe], y con estos datos, el CNPH se incrementa a: 5.56(NPP)+3.38

$(H_2GP)+0.83= 9.77[\$/Kg]$, sin tomar en cuenta los posibles incrementos en el precio del yodo; mismos que a su vez serían menores debido a que se requieren menores cantidades.

Suponiendo que con las reacciones 4.5 a 4.10, sea posible eliminar la necesidad de utilizar las columnas extractivas para la descomposición del ácido yodhídrico, la reducción en el 15% del costo capital de la planta de producción de hidrógeno provoca asimismo una reducción en el CNPH de 0.06 $[\$/Kg]$; si aunado a esto se considera una posible reducción de consumo de electricidad entre el 60 y 80%, el CNPH final del hidrógeno oscilaría entre 4.6 y 5.1 $[\$/Kg]$.

Finalmente, en la siguiente tabla se resumen los distintos medios para producir hidrógeno; algunos de ellos tomados del Capítulo 1, ya sea conceptuales o existentes, así como el costo nivelado de producción estimado o registrado, y en la cual se muestra la alta competitividad que presenta el ciclo Azufre-Yodo:

Método de producción	Costo estimado $[\$/Kg_{H_2}]$
S-I	Entre 4.6 y 9.7
Electrólisis [29]	4.36, 6.3, 7.3
Celdas fotovoltaicas de silicón [34]	23
BWGS [35]	3.4
Gas, con y sin captura de CO_2	Entre 5.6 y 2.55
Solar térmica	10.49
Solar fotovoltaica	Entre 5.7 y 23
Pirólisis [36]	Entre 1.8 y 3.1
Gasificación de biomasa [37]	2.05
Gasificación de carbón [38], [39]	5.6, 1.6
Digestión (Degradación anaerobia) [40]	75.95

Tabla 4.3 Costos estimados de producción de hidrógeno para distintos procesos.

5. Análisis de resultados y conclusiones.

Es evidente que el sistema energético mundial actual no es sustentable en relación a las emisiones que se tienen de gases de efecto invernadero; de manera que analizando las características del hidrógeno como vector energético, éste resulta una buena opción al mediano y largo plazo.

En este trabajo se realizó una breve descripción del progreso de la tecnología de reactores nucleares, así como los reactores nucleares más representativos de su tipo, aunque existen mucho más diseños, con ciertas variantes, tanto de reactores de agua ligera, reactores de altas temperaturas enfriados por gas, etc. De tal forma que, comparando las características propias de cada tipo de reactor, se determinaron las ventajas que presentan aquellos de cuarta generación (VHTGR), colocándolos como los óptimos para ser acoplados a una planta de producción de hidrógeno a gran escala centralizada; así como sus posibilidades de introducción en el mercado mundial.

De todos los procesos por medio de los cuales es posible obtener hidrógeno, aquellos en los que se emplean altas temperaturas resultan ser los más prometedores, en primer lugar, debido a las grandes capacidades de producción de que son capaces; situación que compensa en gran medida elevados los costos de inversión, si se comparan con plantas de producción de menor escala, y en segundo lugar, debido a la factibilidad de satisfacer los requerimientos energéticos de dichos métodos con la capacidad de los reactores de cuarta generación.

La planeación para los sistemas de suministro energético requiere de toma de decisiones en varias etapas; casi siempre basadas en un aspecto económico como el rubro de mayor jerarquía entre las distintas opciones. En el caso del hidrógeno, así como en prácticamente cualquier producto, este problema relaciona el costo de obtenerlo, y las ganancias que se obtienen de su venta. Esta relación es determinante en cuanto a la factibilidad de dicho producto. Ya que el hidrógeno es un producto cuya necesidad es evidente, el debate se centra en el medio por el cual se obtenga y el costo que éste represente.

Se han esclarecido mitos generalizados dentro de la población mexicana concernientes a la seguridad de las centrales nucleares; en las que estadísticamente se tienen menos accidentes de trabajo que en cualquier otro tipo de planta de generación eléctrica, y es necesario concientizar sobre las características y ventajas que ofrece este tipo de obtención de energía, además de sus desventajas y posibles riesgos, de manera que se eviten lo más posible problemas sociales en el momento de construir nuevas plantas.

El problema de usar carbón para la producción de hidrógeno, así como de cualquier otro tipo de combustible fósil, es que se tienen grandes emisiones de GEI's, y podría pensarse que al utilizar hidrógeno se tiene un combustible limpio, pero debe considerarse también su origen y los contaminantes generados para su obtención. Produciendo hidrógeno a partir de carbón resulta en casi tres veces más emisiones de CO_2 que a partir de gas natural; bajo este contexto, la energía nuclear representa claramente una alternativa de generación eléctrica sustentable, aunque deben favorecerse incentivos económicos para que pueda tener un mayor atractivo, especialmente en el caso de México, ya que en un escenario en el que se cuente con más plantas nucleares ayudaría enormemente a reducir el déficit de la balanza comercial y la fuerte dependencia que se tiene del gas natural.

A pesar de que el escenario más pragmático de producción de hidrógeno es aquel en el que se tenga una red interconectada en la que una parte de la demanda energética sea cubierta por plantas centralizadas de producción a gran escala, y los mismos usuarios sean capaces de proveer mediante generación distribuida otra parte de dicha demanda, esto se planea para un futuro “lejano”, y la transición a este escenario no es sostenible con la utilización de combustibles fósiles. Un primer paso obligado es la introducción de sistemas de producción acoplados a centrales nucleares; en primer lugar, debido a las enormes capacidades de producción y el impacto favorable que esto puede llevar en poblaciones de alta densidad. Es probable que debido a los bajos costos de inversión de las celdas de combustible, éstas se popularicen a la par con las formas de producción de hidrógeno a altas temperaturas, y conforme esto pase los costos sufrirán una merma gradual.

En cuanto al análisis de casos, una suposición inicial fue que el proceso SI, a pesar de tener varias ventajas competitivas frente a otros tipos de generación de hidrógeno, tenía muchas dificultades técnicas que lo colocaban en una situación de desventaja, como la etapa de separación del ácido yodhídrico, y las grandes cantidades de yodo necesarias para completar el ciclo. Ambos problemas pueden ser resueltos, ya sea al optimizar los coeficientes estequiométricos de las reacciones o al emplear dos reacciones químicas más, mediante las cuales se forman óxidos no metálicos fácilmente separables que dejan de lado la necesidad de emplear reactores extractivos, bajando el costo capital de la H2GP, las cantidades de yodo requeridas y la energía térmica suministrada. Asimismo, se espera que para las fechas en las que se estima que los reactores de cuarta generación se inserten en el mercado, la cantidad de yodo producida anualmente se haya incrementado significativamente y sea capaz de cubrir la demanda para el caso en el que se opte por producir hidrógeno con el proceso S-I.

En relación a los materiales requeridos para llevar a cabo el ciclo, así como el helio necesario tanto para el enfriamiento de los reactores y el intercambio de calor entre los mismos y la planta de producción de hidrógeno; el químico que tiene un mayor impacto en el costo nivelado de producción de hidrógeno es el yodo. Suponiendo que el ciclo S-I se lleve a cabo de la manera tradicional, el CNPH sólo se incrementa en promedio 12 centavos de dólar para el caso que el costo del yodo suba en 100% respecto al costo actual, de manera que, independientemente de la cantidad de H_2 producida, el costo del yodo no repercute en gran medida.

Primero se optó por considerar los costos por materiales a precios actuales como parte del costo capital de la planta nuclear, en el caso del helio, y de la planta de producción de hidrógeno, para el caso del H_2SO_4 y del yodo, pero éstos hubieran representado más del 30 % del costo capital de cada planta. Posteriormente se añadió el costo de los materiales como extra al costo capital ya existente en cada planta; pasando a formar parte del 26.28% (A), 19.35 % (B) y 36.8% (Base), que sigue siendo demasiado elevado, pero aun variando el costo del mismo hasta en un 100% para cada caso, el mayor aumento que se tuvo fue de 12 centavos de dólar, y de 0.254 por considerarlo como costo extra al costo capital específico de la planta del caso base; evidentemente porque requiere una mayor cantidad de yodo. Manteniendo proporciones similares de producción de hidrógeno/costo capital de la planta, la aportación al CNPH por parte de la misma tampoco se ve afectada en gran medida.

Es evidente que el producir menos H_2 incrementa el CNPH, a pesar de que baje el costo capital de cada tipo de planta. Aún cuando la producción en la planta denominada B es menor a la mitad de

la producción de la planta A, el CNPH es muy similar y su comportamiento es prácticamente el mismo en función del precio del yodo.

La posible repercusión que tuviera el H_2SO_4 , es similar a la del yodo en cuanto a que el precio por el total de químico requerido se introduce como parte del costo capital, pero éste, a pesar de ser más barato (24 [\$/Kg] frente a los 74.73 [\$/ton] del H_2SO_4), únicamente 100 toneladas son necesarias, por lo que el incremento al CNPH es despreciable.

La variación en la tasa de interés entre el 5 y el 10% influye en la aportación al costo nivelado de producción de hidrógeno en la NPP y en la H2GP de 5 y 24 centavos respectivamente; por lo que este factor tampoco es un impedimento en la planeación si se eleva respecto a los parámetros tradicionales. En el caso en que se utilice una tasa de interés del 30%, el CNPH se incrementa en total 52 [¢/Kg], suponiendo que el costo por transporte del hidrógeno se mantenga constante.

La mayor sensibilidad en el CNPH ocurre respecto a la tasa de descuento empleada; el uso de una tasa igual a la que utiliza CFE trae consigo un CNPH total de 8.12 [\$/Kg], que a pesar de seguir siendo competitivo, puede marcar la diferencia entre el empleo del ciclo S-I o de otro método de producción a altas temperaturas.

En cuanto a la utilización de la potencia térmica residual para producción de electricidad que se destine al no proceso, esto resulta favorable siempre que se requieran bajas cantidades de combustible en los reactores, i.e. para las cantidades de combustible estimadas teóricamente para los reactores VHTGR, son necesarias 45 toneladas de uranio enriquecido, con un 30% de quemado anual; con estas condiciones, producir electricidad a partir de la energía térmica que éstos son capaces de entregar eleva el CNPH en el rubro de combustible, según el software HEEP, y a pesar de que la O&M de la planta de producción de hidrógeno se reduce debido a los menores costos por concepto de electricidad, esta reducción no compensa el incremento en los costos de la planta nuclear; mismo comportamiento que ocurre tanto en el caso base, como en los casos A y B.

Originalmente se supuso que, debido a que en los casos A y B se tiene una considerablemente menor producción de hidrógeno que en el caso base, la capacidad de producir más electricidad y los menores costos por la misma, traería consigo reducciones en el CNPH, pero las simulaciones muestran que esto no ocurre. El incremento en la aportación al CNPH por parte de la planta nuclear siempre es mayor a las reducciones en O&M en la planta de producción de hidrógeno.

A pesar de ser la primera versión, el software HEEP resultó ser una herramienta bastante útil para el análisis económico de diversos métodos de producción de hidrógeno; facilitando la toma de decisiones y la velocidad con que éstos puedan insertarse en un mercado que impulsa cada vez más la utilización de fuentes alternas de energía. Los resultados obtenidos son similares a los de estudios relacionados al tema; comprobando su confiabilidad, y propiciando que se generen más estudios similares.

El costo por transporte del hidrógeno se tomó como constante, con referencia en diversas publicaciones al respecto, debido a que se encontró una falla en el software que, específicamente en ese rubro, impedía corroborar la veracidad de las variaciones que se tuviesen en el CNPH; de manera que en un futuro será posible incluir más aspectos concernientes a los factores que afectan económicamente la producción de hidrógeno, y así incluir más características específicas de cada tipo de tecnología en las comparaciones económicas y estudios de factibilidad.

Se observa en la tabla 4.3 que la electrólisis de alta temperatura podría resultar una opción económicamente más viable, pero los estudios en los que se basan las comparaciones con esta tecnología son de años anteriores, por lo que sería necesario hacer una actualización de los datos o una comparación similar con el software HEEP para poder determinar si realmente ocurre de esta manera. Dado que se demostró que para la configuración de los reactores el producir electricidad resulta en mayores costos, y el ciclo S-I es puramente termoquímico, esta característica puede ser una gran ventaja respecto a la electrólisis; aunque asimismo se requieren grandes cantidades de electricidad para el manejo de compresores y bombas necesarios para la circulación de los químicos en cada etapa del ciclo.

Finalmente, es imperioso notar que, a pesar de que las tecnologías más baratas para producir hidrógeno son aquellas basadas en combustibles fósiles, en el ciclo de producción de hidrógeno de las mismas se generan GEI's; situación que resulta incoherente si el objetivo de querer utilizar hidrógeno es tener un vector energético libre de contaminantes, y desde un principio se contamina para producirlo. La utilización de tecnología nuclear para la obtención de hidrógeno tiene desde luego desechos radioactivos, pero siendo éstos manejados adecuadamente, el impacto que causan al medio es mínimo, además de estar desligado al calentamiento global; y ésta es la situación más apremiante en esta época.

Glosario de acrónimos.

AEN Agencia de la Energía Nuclear.

AGR Reactor Avanzado de Gas.

BWGSR “Biological Water Gas Shift Reaction”.

BWR Reactor de Agua Hirviente.

CANDU Reactor Nuclear cuyo acrónimo significa Canadá Deuterio-Uranio.

CCE Costo Capital Específico [\$/MW].

CFE Comisión Federal de Electricidad.

CNEN Comisión Nacional de Energía Nuclear.

CNLV Central Nuclear de Laguna Verde.

CNPH Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno.

CNSNS Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas.

CO Monóxido de Carbono.

CO₂ Dióxido de Carbono.

DMFC Celda de combustible de metanol directo.

GEI Gas de efecto invernadero.

H2GP Planta de producción de hidrógeno.

HWE Red Energética de Hidrógeno.

HTE Electrólisis de alta temperatura.

FCCPU Factor de Cantidad Compuesta de Pago Único.

F.C. Factor de Capacidad.

F.P. Factor de Planta.

HEEP Programa de Evaluación Económica de Hidrógeno, por sus siglas en inglés.

HM Metal Pesado.

HTGR Reactor de Gas de Alta Temperatura.

IDC Intereses Durante la Construcción.

IJHE Journal Internacional de Energía del Hidrógeno.

INEN Instituto Nacional de Energía Nuclear.

ININ Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares.

LMFBR Reactor Rápido de Cría de Metal Líquido.

LWR Reactor de Agua Ligera.

MCFC: Celda de combustible de carbonato fundido. Utiliza una mezcla fundida de carbonatos de sodio y potasio como electrolito.

MHR Reactor Modular de Helio.

NASA Aeronáutica Nacional y Administración Espacial.

NPP Planta Nuclear.

OCDE Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

PAFC: Celda de combustible de ácido fosfórico.

PEMFC: Celdas de combustible de membrana de intercambio protónico.

POX Oxidación Parcial de Hidrocarburos.

PSA Adsorción por intercambio de presiones.

PWR Presurized water reactor.

SCWG Gasificación de agua supercrítica.

S-I Ciclo Azufre-Yodo.

SOFC Celda de combustible de óxido sólido.

Referencias

Capítulo I

1. <http://es.wikipedia.org/wiki/Hidr%C3%B3geno>, consultada el 10 de julio de 2010.
2. <http://personales.ya.com/casanchi/fis/espectros/espectros01.htm>, consultada el 9 de Agosto de 2010.
3. Graham, Smith, F. *Radio Astronomy*. 1ª Ed. Penguin Books. E.E.U.U., 1960, pps. 15-19
4. http://es.wikipedia.org/wiki/Modelo_at%C3%B3mico_de_Bohr, consultada el 9 de Agosto de 2010.
5. <http://www.lapaginadejc.com.ar/Quimica/Areas/Contenidos/Espectros.htm>, consultada El 15 de Noviembre de 2010.
6. http://www.espacioprofundo.com.ar/diccionario/Glosario_de_Astronomia/vertermino/Hidrogeno_neutro.html, consultada el 9 de Agosto de 2010.
7. <http://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm>, consultada el 10 de Marzo de 2010.
8. <http://es.wikipedia.org/wiki/Metano#Combusti.C3.B3n>, consultada el 12 de Octubre de 2010.
9. <http://es.wikipedia.org/wiki/Dihidr%C3%B3geno#Combusti.C3.B3n>, consultada el 12 de Octubre de 2010.
10. Andrei Rodionov, Heinz Wilkening, Pietro Moretto. "Risk assessment of hydrogen explosion for private car with hydrogen-driven engine. *International journal of hydrogen energy*". Francia, Abril de 2010.
11. Sorensen, Bent. *Hydrogen and fuel cells, emerging technologies and applications*. Elsevier Academic Press. E.E.U.U. 2005. Pág. 5.
12. http://es.wikipedia.org/wiki/Vector_energ%C3%A9tico, consultada el 2 de Julio de 2010.
13. Richa Kothari, D. Buddhi, R.L. Sawhney. "Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. India, 2008. Pág. 556.
14. Hordeski, Michael. *Alternative fuels, the future of hydrogen*. Fairmont Press. Reino Unido. 2007. Pág. 171.
15. Sorensen, Bent. Op. Cit. Pág. 69.
16. http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural, consultada el 12 de Octubre de 2010.
17. BP. *Statistical review of world energy 2008*, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId%6929&contentId=7044622>. Junio de 2008.
18. http://en.wikipedia.org/wiki/Pressure_swing_adsorption, consultada el 20 de septiembre de 2010.
19. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. El hidrógeno y la energía. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAL. México. 2010. Pág. 32.
20. Rutkowski M. *Hydrogen from SMR natural gas with and without CO2 capture and sequestration*, http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html; Jun, 2005.
21. C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, N. Moussiopoulos. *Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes*. *International Journal of Hydrogen Energy* 29. Grecia, 2004.
22. http://en.wikipedia.org/wiki/Pressure_swing_adsorption, consultada el 19 de Octubre de 2010.
23. <http://forum.onlineconversion.com/showthread.php?t=539>, consultada el 20 de Octubre de 2010.

24. <http://es.wikipedia.org/wiki/Eutrofizaci%C3%B3n>, consultada el 10 de Agosto de 2010.
25. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op Cit. Pág. 53.
26. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op Cit. Pág. 34.
27. Richa Kothari, D. Buddhi, R.L. Sawhney. Op. Cit. Pág. 557.
28. <http://www.encyclo.co.uk/define/autothermal>, consultada el 30 de Septiembre de 2010.
29. Jeffrey R. Bartels, Michael B. Pate, Norman K. Olson. *An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources. International journal of hydrogen energy* 35. E.E.U.U. Junio de 2010.
30. Hordeski, Michael. Op. Cit. Pág. 177.
31. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op. Cit. Pág. 35.
32. <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd61/tecnadmvo/cap6.pdf>, consultada el 21 de Septiembre de 2010.
33. Dutta S. *Technology assessment of advanced electrolytic hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy. E.E.U.U.* 1990.
34. C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, N. Moussiopoulos. Op. Cit.
35. Ibidem.
36. Petri M, Bilge Y, Klickman A. *US work on technical and economic aspects of electrolytic, thermochemical, and hybrid processes for hydrogen production at temperatures below 550C. International Journal of Nuclear Hydrogen Production and Applications.* E.E.U.U. 2006.
37. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op. Cit. Pág. 59.
38. Koroneos C, Dompros A, Roumbas G, Moussiopoulos N. Op. Cit.
39. Richards M, Shenoy A, Schultz K, Brown K. *H2-MHR conceptual designs based on the sulphure iodine process and high-temperature electrolysis. International Journal of Nuclear Hydrogen Production & Applications.* E.E.U.U. 2006.
40. M. Tolga Balta, Ibrahim Dincer, Arif Hepbasli. *"Potential methods for geothermal-based hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy 35"*. Canada, Octubre de 2009.
41. Ibidem.
42. Richa Kothari, D. Buddhi, R.L. Sawhney. Op. Cit. Pág. 559.
43. <http://www.oni.escuelas.edu.ar/2006/GCBA/1233/html/media/hidrogenocombustible.pdf>, consultada el 13 de Octubre de 2010.
44. Green MA. *High efficiency solar cell concepts.* In: Markvart T, Castaner L, editors. *"Practical handbook of photovoltaics"*. Oxford. Elsevier; 2003. pps. 251–278.
45. Jeffrey R. Bartels, Michael B. Pate, Norman K. Olson. Op. Cit.
46. Bockris JO, Veziroglu TN. *"Estimates of the price of hydrogen as a medium for wind and solar sources"*. *International Journal of Hydrogen Energy* 2007. E.E.U.U. Junio de 2007.
47. http://es.wikipedia.org/wiki/Motor_Stirling, consultada el 15 de octubre de 2010.
48. Saxena RC, Seal D, Kumar S, Goyal HB. *Thermo-chemical routes for hydrogen rich gas from biomass: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews.* India, 2008.
49. Lv P, Wu C, Ma L, Yuan Z. *A study on the economic efficiency of hydrogen production from biomass residues in China. Renewable Energy.* China, 2008.
50. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op. Cit. Pág. 48.
51. Westermann P, Jorgensen B, Lange L, Ahring BK, Christensen CH. *Review maximizing renewable hydrogen production from biomass in a bio/catalytic refinery. International Journal Hydrogen Energy* E.E.U.U. 2007.
52. <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35592.pdf>, pág 2, consultada el 15 de Octubre de 2010.

53. Saxena RC, Adhikari DK, Goyal HB. *Biomass-based energy fuel through biochemical routes: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. India, Reino Unido, Junio de 2009.
54. R.J. Wai and R.Y. Duan. *High-efficiency DC/DC converter with high voltage Gain*. IEE Proc.-Electr. Power Applications. Vol. 152, No. 4, July 2005. Pps. 797, 798.
55. Ibidem. Pág. 798.
56. Rifkin, Jeremy. *La economía del hidrógeno*. Paidós. Barcelona, 2002. Pág 291.
57. Ellis, M.W., Von Spakovsky, M.R., and Nelson, D.J.: *Fuel cell systems: efficient, flexible energy conversion for the 21st century*, Proc. IEEE. E.E.U.U. Diciembre de 2001.
58. R.J. Wai and R.Y. Duan. Op.Cit. Pps. 797, 798.
59. Sorensen, Bent. Op. Cit. Pág. 77.
60. Rifkin, Jeremy. Op. Cit. Pág. 273.
61. Ibidem. Pps. 275, 276
62. P. Hoffman. *Tomorrow's energy: Hydrogen, fuel cells and the prospects for a cleaner planet*. Cambridge, MA, MIT Press, 2001. Pps. 212,213.
63. J.M. Ogden, "Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure", *Annual Review of Energy and Environment*, vol. 24, 1999, Pps. 227-279.
64. B.C.R. Ewan, R.W.K. Allen. *A figure of merit assessment of the routes to hydrogen*. *International Journal of Hydrogen Energy* 30. Pps. 809 – 819. Reino Unido, Marzo de 2005.
65. Michael Ball, Martin Wietschel. *The future of hydrogen – opportunities and challenges*. *International Journal of Hydrogen Energy*. Alemania, Noviembre de 2008.
66. Hordeski, Michael. Op cit. Pág. 175.
67. Prankul Middha, DerekEngel, OlavR.Hansen. *Can the addition of hydrogen to natural gas reduce the explosion risk?. International Journal of Hydrogen Energy* . Noruega, E.E.U.U. Abril de 2010.
68. Michael Ball, Martin Wietschel. Op. Cit.
69. Linares Hurtado, José I. Moratilla Soria, Beatriz Y. Op. Cit. Pág. 169.
70. SENER, balance nacional de energía 2008. México, 2008.
71. Ortega Valencia, Enrique. François Lacouture, Juan Luis. *Producción de hidrógeno mediante energía nuclear, un escenario sostenible en México*. MÉXICO, Julio 2007.

Capítulo II

1. Chang, Raymond. *Química*. McGraw-Hill. México, 2003. Pps. 36-38, 245.
2. Modelo atómico de Dalton. http://es.wikipedia.org/wiki/Modelo_atómico_de_John_Dalton. Consultada el 4 de mayo de 2010.
3. [3] W. E. Burcham. *Física nuclear*. Ed. Longman group limited. Inglaterra, 2003. Pps. 18-21, 103-110.
4. Experimento de Rutherford. <http://cientificocalvin.files.wordpress.com/2009/10/rutherford.jpg>, Consultada el 4 de mayo de 2010.
5. Resnick, Robert. Halliday, David. *Fundamentos de Física*. Ed. Continental. México, 1983. Pps. 897-873.
6. Ibidem. Pág. 875.
7. http://es.wikipedia.org/wiki/Catástrofe_ultravioleta, consultada el 4 de mayo de 1010.

8. Irradiancia espectral del cuerpo negro. <http://eltamiz.com/wp-content/uploads/2007/09/radiacion-de-cuerpo-negro.png>, consultada el 4 de mayo de 2010.
9. Experimento de la doble rendija de Young y Fresnel. http://www.physics.uc.edu/~sitko/CollegePhysicsIII/24-WaveOptics/WaveOptics_files/image002.jpg, consultada el 10 de agosto de 2010.
10. Smith-F, William. Fundamentos de la Ciencia e Ingeniería de Materiales. Ed. McGraw Hill. E.E.U.U., 2004. Pág. 869
11. Donald, A. Neamen. *Semiconductor Physics and Devices, Basic principles*. 3a Ed. Ed. Mc Graw Hill, E.E.U.U., 2003. Pág. 215
12. Lamarsh, John, R., Baratta, Anthony. *Introduction to nuclear engineering*. Ed. Prentice Hall. 3a. Ed. E.E.U.U., 2001. Pps: 119, 131, 135-150.
13. Ibídem. Pág. 133
14. Figura 6. El proceso de fisión. <http://valentinovr46.blogspot.com/2010/06/obtencion-de-energia-por-fision-nuclear.html>, consultada el 5 de junio de 2010.
15. http://es.wikipedia.org/wiki/Reactor_nuclear, consultada el 5 de Junio de 2010.
16. Comisión Federal de Electricidad. Del fuego a la energía nuclear. Pág. 22.
17. <http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=224>, consultada el 5 de Junio de 2010.
18. http://quimicanuclear.org/pdf_memorias2003/taller/Calderon%20Reyes.pdf, consultada el 22 de junio del 2010.
19. <http://www.greenpeace.org/espana/campaigns/energ-a-nuclear/tipos-de-reactores-nucleares/reactores-de-agua-en-ebullici-2>, consultada el 27 de junio de 2010.
20. WNA Report. "Nuclear Power in Mexico". <http://www.world-nuclear.org/info/inf106.html>, consultada el 2 de agosto de 2010.
21. <http://www.aecl.ca/Reactors.htm>, consultada el 27 de junio de 2010.
22. http://es.wikipedia.org/wiki/Reactor_reproductor_r%C3%A1pido, consultada el 24 de Julio de 2010.
23. <http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=182>. Consultada el 26 de Julio de 2010.
24. Ensamblajes para el combustible diseñados por E.E.U.U. y Japón. <http://www.iaea.org/inis/nkm/nkm/aws/htgr/fulltext/29009817.02.pdf>, consultada el 23 de agosto de 2010.
25. Michio Yamawakia, Tetsuo Nishiharab, Yoshiyuki Inagakib, et. al. "Application of nuclear energy for environmentally friendly hydrogen generation". *International Journal of Hydrogen Energy* 32. Pág 2720. Japón, 2006.
26. Ibid. pág. 2719.
27. J.C. Kuijper, et. al. *HTGR reactor physics and fuel cycle studies. Nuclear Engineering and Design* 236 (2006) 615–634. 2005.
28. <http://html.rincondelvago.com/ciclo-de-brayton.html>, consultada el 12 de Agosto de 2010.
29. Small Nuclear Power Reactors. Publicación de mayo del 2010 por la WNA. <http://world-nuclear.org/info/inf33.html>, consultada el 2 de junio de 2010.
30. Matt richards, Arkal Shenoy "h2-mhr pre-conceptual design summary for hydrogen production" General Atomics, Pág 2. E.E.U.U., 2006.
31. García, César. Fernández de la Garza, Rafael. Et al. Avance en las generaciones de reactores nucleares. La nucleoelectricidad una oportunidad para México. Academia de Ingeniería. México, Octubre de 2009. Pág. 199.
32. <http://www.madrimasd.org/informacionidi/noticias/noticia.asp?id=30495>. Consultada el 29 de Agosto de 2010.

33. J. Leybros, T. Gilardi, A. Saturnin, C. Mansilla, P. Carles. *Plant sizing and evaluation of hydrogen production costs from advanced processes coupled to a nuclear heat source. Part I: Sulphur–iodine cycle. International journal of Hydrogen Energy* 35 (2010).
34. http://es.wikipedia.org/wiki/Combustible_nuclear#Combustible_compacto_TRISO, consultada el 12 de Agosto de 2010.
35. Secretaría de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024*. México, 2009.
36. Future of nuclear power. Update of the 2003 MIT study. 2009. <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-update2009.pdf>. Pps 4, 5. Consultada el 15 de julio de 2010.
37. François Lacouture, Juan Luis. Seminario sobre la situación actual y prospectiva energética en México y el Mundo. Situación y prospectiva de la energía nucleoelectrica. Agosto, 2009.
38. *Nuclear energy: policies and technology for the 21st century. Nuclear Energy Advisor Committee.* 2008. http://www.ne.doe.gov/neac/neacPDFs/NEAC_Final_Report_Web%20Version.pdf, consultada el 18 de julio de 2010.
39. La nucleoelectricidad. Una oportunidad para México. CFE. 2009. Pág. 3
40. <http://world-nuclear.org/NuclearDatabase/reactordetails.aspx?id=27570&rid=a7e2e3eb-5685-4ae9-9827-7f9e6b661ebf>, consultada el 23 de Septiembre de 2010.
41. *“The new economics of nuclear power. World Nuclear Association”*. <http://www.world-nuclear.org/reference/pdf/economics.pdf>, consultada el 20 de Agosto de 2010.
42. <http://www.cnsns.gob.mx/es/node/30>, consultada el 30 de Agosto de 2010.
43. *“Nuclear energy research and development roadmap”*. U.S. Department of energy. http://www.ne.doe.gov/pdfFiles/NuclearEnergy_Roadmap_Final.pdf, pág. 8, consultada el 30 de mayo de 2010.
44. http://es.wikipedia.org/wiki/Instituto_Nacional_de_Investigaciones_Nucleares, consultada el 2 de Septiembre de 2010.
45. *2010 Nuclear Power in México*. <http://www.world-nuclear.org/info/inf1C0FE6> .shhotmws1 1365 WNA. Consultada el 5 de Agosto de 2010.
46. <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Nucleoelectricas.aspx>, consultada el 26 de junio de 2010.

Capítulo III

1. Khatib, Hisham. *“Economic Evaluation of projects in the electricity supply industry”*. IEE *Power & Energy Series*. 2003. Pps. 22, 23.
2. Pretorius, Frederik. Et al. *“Project finance for construction & infrastructure: Principles & case studies”*. Blackwell Publishing. Reino Unido, 2008
3. Khatib, Hisham. Op. Cit. Pág 43.
4. Copar de generación 2009, apéndice C. SENER, México, 2009.
5. Khatib, Krisham. Op. Cit.
6. Ibídem. Pág 35.
7. Dimson, Elroy. *“The discount rate of a power station”*. *Energy Economics*, Marzo de 2002, Vol. 11.
8. Copar de Generación 2010. CFE. México.
9. Rothwell, Geoffrey. Tomás Gómez. *“Electricity Economics regulation & deregulation”*. IEE *series on power engineering*. E.E.U.U. 2003.

10. Martín del Campo Márquez, Cecilia. Apuntes de clase: Planeación de Sistemas de Generación Eléctrica.
11. Reinking Cejudo, Arturo Guillermo. Apuntes de clase: Introducción a los Sistemas Energéticos.
12. Copar de generación 2009. SENER, México.
13. Khatib, Hisham. Op. Cit. Pág. 31.
14. Blank, Tarquin. Ingeniería Económica. 5a Ed. Mc-Graw Hill. E.E.U.U. 2002. Pág 52.
15. Ibídem, pág. 53
16. I. Khamis, U.D. Malshe , *"HEEP: A new tool for the economic evaluation of hydrogen economy. International journal of Hydrogen Energy"* 35, India, Junio de 2010.
17. *Execute Engine Manual* de HEEP
18. Matt richards, Arkal Shenoy *"h2-mhr pre-conceptual design summary for hydrogen production"* General Atomics, Pág 2. E.E.U.U., 2006.
19. William C. Lattina, Vivek P. Utgikarb. *"Global warming potential of the sulfur-iodine process using life cycle assessment methodology"*. International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) Pág 739. E.E.U.U., Diciembre de 2008.
20. Caso Base HEEP.
21. Michael Balla, Martin Wietschel. *"The future of hydrogen – opportunities and challenges"*. International Journal of Hydrogen Energy. Noruega, Alemania. Diciembre de 2008.
22. A. Marangona, M. Carcassia." *Safety distances: Definition and values"* .International Journal of Hydrogen Energy 32. Italia, Junio de 2007.

Capítulo IV

1. William C. Lattina, Vivek P. Utgikarb. *"Global warming potential of the sulfur-iodine process using life cycle assessment methodology"*. International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) Pps. 737 744 E.E.U.U., Diciembre de 2008.
2. P. Favuzza, C. Felicia, et. al. *"Decomposition of hydrogen iodide in the S-I thermochemical cycle over Ni catalyst systems"*. International Journal of Hydrogen Energy. Pág. 4051. Italia, Octubre de 2008.
3. Xavier Vitart, Philippe Carles, Pascal Anzieu. *"A general survey of the potential and the main issues associated with the sulfureiodine thermochemical cycle for hydrogen production using nuclear heat"*. Progress in Nuclear Energy 50 (2008) 402-410. Commissariat a` l'Energie Atomique, Nuclear Energy Division, Francia, 2007. Pág. 403.
4. Ibídem.
5. Sakurai M, Nakajima H, Onuki K, Shimizu S. *"Investigation of 2 liquid phase separation characteristics on the iodine-sulfur thermochemical hydrogen production process"*. International Journal of Hydrogen Energy 2000;25(7):605-11. Marzo de 2000.
6. Commissariat a` l'Energie Atomique. *"Main issues associated with the sulfureiodine thermochemical cycle for hydrogen production using nuclear heat"*. Progress in Nuclear Energy 50 (2008) 402-410., Nuclear Energy Division, Francia, 2007. Pps. 402,403.
7. <http://es.wikipedia.org/wiki/Aze%C3%B3tropo>, consultada el 3 de Julio de 2010.
8. Xavier Vitart, et. Al. Op. Cit. Pág. 404.

9. Salvatore Sau, Alberto Giaconia, Giampaolo Caputo, Pier Paolo Proisini. *“Decrease the rate of recycling agents in the sulfur–iodine cycle by solid phase separation”*. Pps. 6444. Italia, 2008.
10. Lee, B.J. Et al., *“An optimal operating window for the Bunsen process in the S-I thermo-chemical cycle”*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, pps. 2200–2210, 2008.
11. William C. Lattina, et. Al. Op. Cit. Pág. 738.
12. Wu Y, Wang M, Vyas A. *“Well-to-wheels analysis of energy use and greenhouse gas emissions of hydrogen produced with nuclear energy”*. Nuclear Technology. E.E.U.U., 2004.
13. Utgikar V, Thiesen T. *“Life cycle assessment of hightemperature water-vapor electrolysis for nuclear hydrogen production”*. International Journal of Hydrogen Energy. E.E.U.U. 2006.
14. William C. Lattina, et. Al. Op. Cit. Pág. 738.
15. Caso base, Programa HEEP.
16. I. Khamis, U.D. Malshe , *“HEEP: A new tool for the economic evaluation of hydrogen economy. International journal of Hydrogen Energy”* 35, India, Junio de 2010.
17. <http://en.wikipedia.org/wiki/Scarcity>, consultada el 20 de Octubre de 2010.
18. Pickard J, editor. *“Nuclear power reactors”*. Nueva York, E.E.U.U., D. Van Nostrand Co., Inc., 1957.
19. William C. Lattina, et. Al, Op. Cit. Pág. 739. E.E.U.U., Diciembre de 2008.
20. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/helium/myb1-2008-heliu.pdf>, consultada el 28 DE Octubre de 2010.
21. <http://es.wikipedia.org/wiki/Helio>, consultada el 28 de Octubre de 2010.
22. http://gasbuddy.com/gb_retail_price_chart.aspx, consultada el 12 de Novimebre de 2010.
23. USGS. U.S. Geological Survey, 2008 Minerals yearbook. 2009. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/iodine/myb1-2008-iodin.pdf>, consultada el 27 de Octubre de 2010.
24. <http://www.gasukai.co.jp/english/iodine/index4.html>, consultada el 18 de Noviembre de 2010
25. <http://www.roskill.com/reports/industrial-minerals/iodine>, consultada el 18 de Noviembre de 2010
26. William C. Lattina, et. Al, Op. Cit. Pág. 739. E.E.U.U., Diciembre de 2008.
27. USGS. U.S. Geological Survey, 2008 Minerals yearbook. 2009. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/iodine/myb1-2008-iodin.pdf>, consultada el 27 de Octubre de 2010.
28. <http://www.atacama.com/new/AguasBlancas.asp?ReportID=?ReportID=109021>, consultada el 18 de Noviembre de 2010.
29. Xavier Vitart,et. Al, Op. Cit. Pág. 407.
30. U.S. Environmental Protection Agency (1993). <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch08/final/c08s10.pdf>. Diciembre de 2010.
31. Jeffrey R. Bartels, et. Al. *“An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources”*. E.E.U.U., Abril de 2010.

32. Matt Richards, Arkal Shenoy, "h₂-mhr pre-conceptual design summary for hydrogen production" General Atomics, E.E.U.U., 2006.
33. Jeffrey R. Bartels, Michael B. Pate, Norman K. Olson. "An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources. *International journal of hydrogen energy* 35". Pág. 8381. E.E.U.U. Junio de 2010.
34. Ibídem.
35. Saxena RC, Adhikari DK, Goyal HB. *Biomass-based energy fuel through biochemical routes: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. India, Reino Unido, Junio de 2009.
36. Jeffrey R. Bartels, Michael B. Pate, Norman K. Olson. Idem.
37. Ibídem.
38. Hordeski, Michael. *Alternative fuels, the future of hydrogen. Fairmont Press*. Reino Unido. 2007. Pág. 177.
39. Jeffrey R. Bartels, Michael B. Pate, Norman K. Olson. Idem.
40. Juárez, Sergio. Producción de hidrógeno a partir de los residuos de C.U. como biocombustible del ecovía. Pág. 120. México, 2009.