

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].

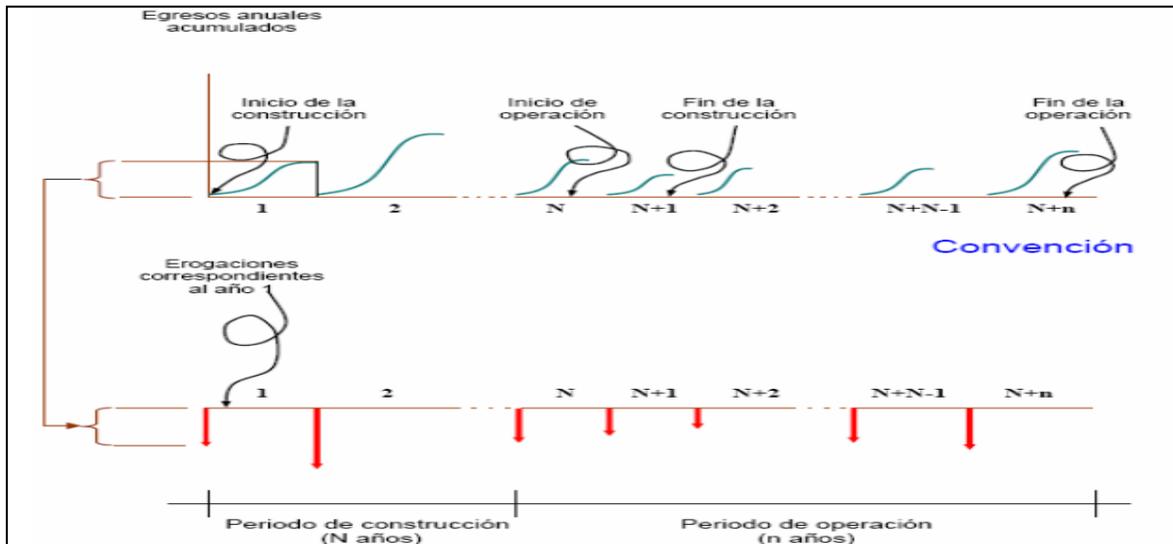


Figura 3.1. Flujos de operación reales y convencionales [4].

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]:

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

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.

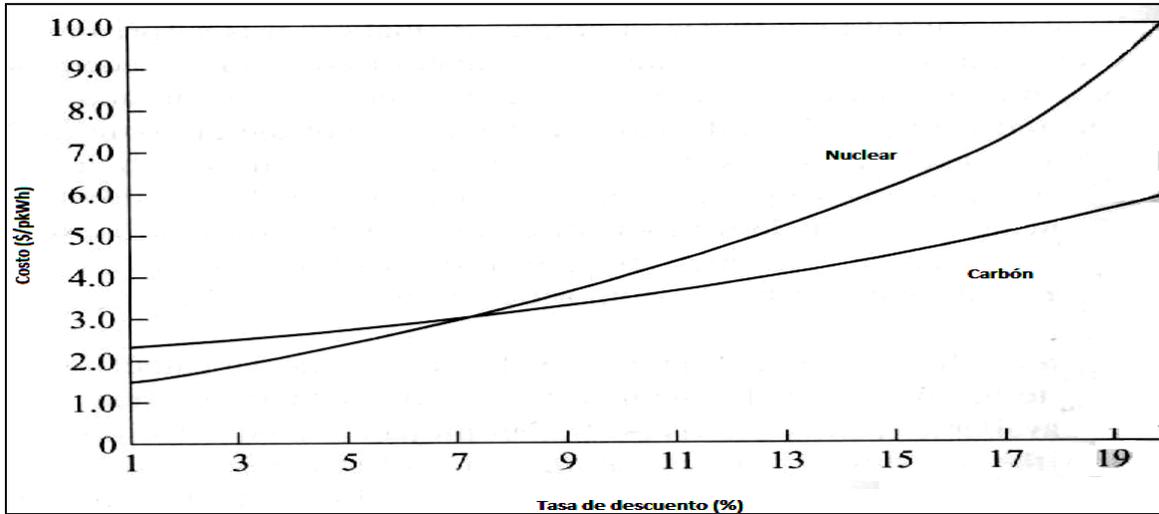


Figura 3.2 Sensibilidad del costo de generación de electricidad de plantas nucleoelectricas y carbolicas en base a la tasa de descuento²¹ [7].

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]:

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

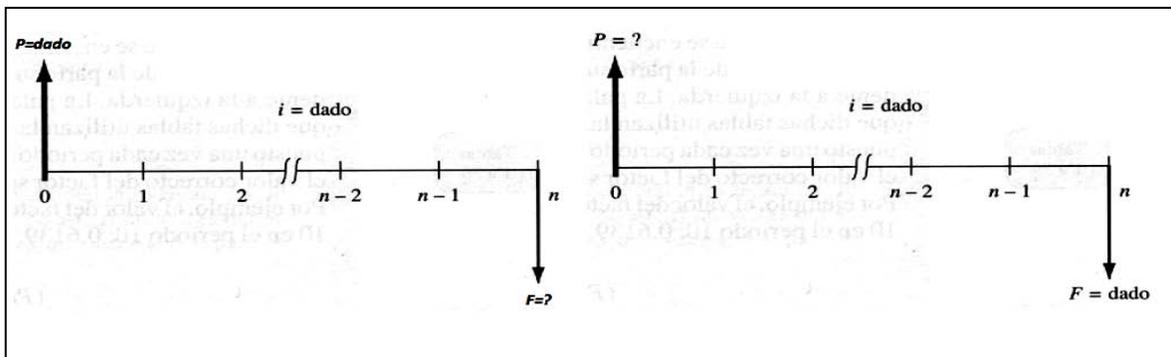


Figura 3.3 Diagramas de flujo de efectivo para factores de pago único²² [15].

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.

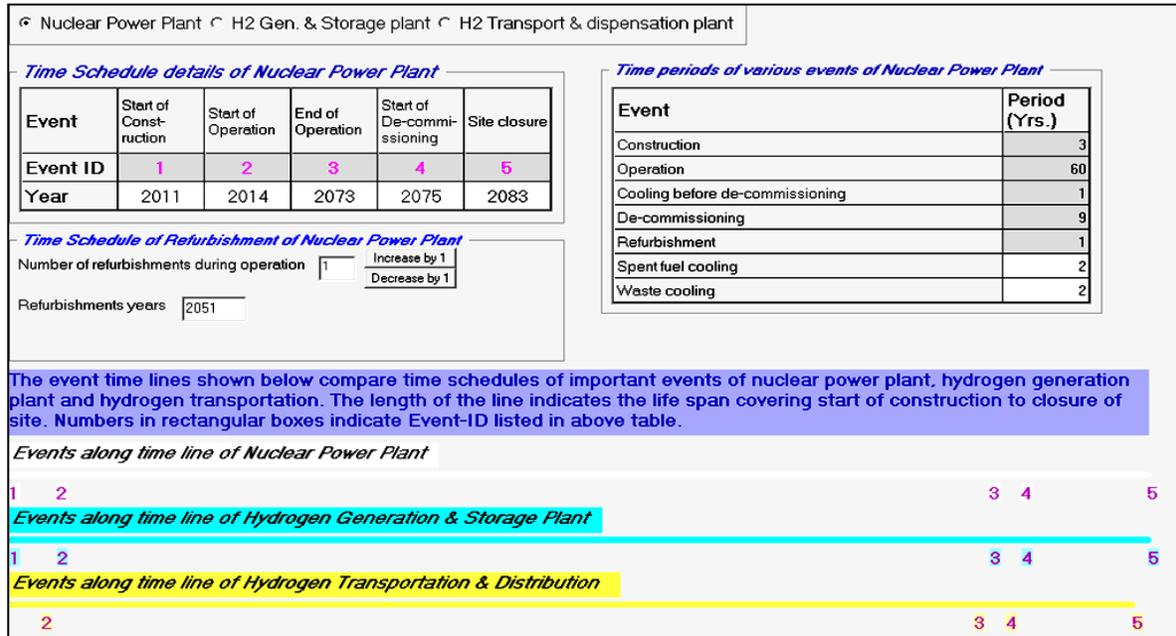


Figura 3.4 Líneas de tiempo para cada rubro.

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.

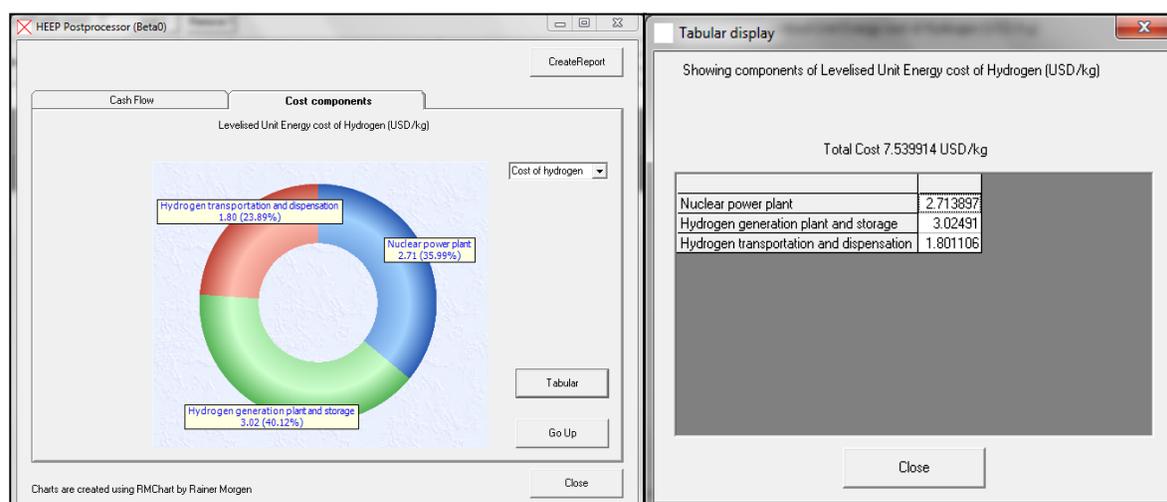


Figura 3.5. Costo nivelado de producción de hidrógeno.

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.