



MX0400369

Congreso Internacional Conjunto Cancún 2004 LAS/ANS-SNM-SMSR/International Joint Meeting Cancun 2004 LAS/ANS-SNM-SMSR  
XV Congreso Anual de la SNM y XXII Reunión Anual de la SMSR/XV SNM Annual Meeting and XXII SMSR Annual Meeting  
Cancún, Q.R., México, 11-14 de Julio, 2004/Cancún, Q.R., Mexico, July 11-14, 2004

## **Validación de una Metodología para el Estudio de Costos de Generación de Electricidad de Plantas Nucleares de Potencia**

**Rubén F. Ortega Carmona y Cecilia Martín del Campo Márquez**  
*Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México*  
*Laboratorio de Análisis en Ingeniería de Reactores Nucleares*  
*Paseo Cuauhnáhuac 8532, 62550 Jiutepec, Mor. México*  
*rfortega@mexis.com; cmcm@fi-b.unam.mx*

### **Resumen**

Se desarrolló un modelo para el cálculo de costos de generación eléctrica de plantas nucleares. El modelo desarrollado fue validado con el utilizado por el United States Council for Energy Awareness (USCEA) y el Electric Power Research Institute (EPRI), en estudios de comparación de alternativas de generación eléctrica de plantas nucleares y plantas fósiles a base de gas y de carbón en los Estados Unidos descrito en las guías llamadas "Technical Assessment Guides" de EPRI. Se mencionan en forma cualitativa algunos cambios en la tecnología de generación nucleoelectrica que podrían ser incluidos en la publicación anual de "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" de la Comisión Federal de Electricidad. Estos cambios son en relación a los avances en la tecnología, en el licenciamiento, en la construcción y en la operación de los reactores llamados avanzados como el ABWR construido recientemente en Japón.

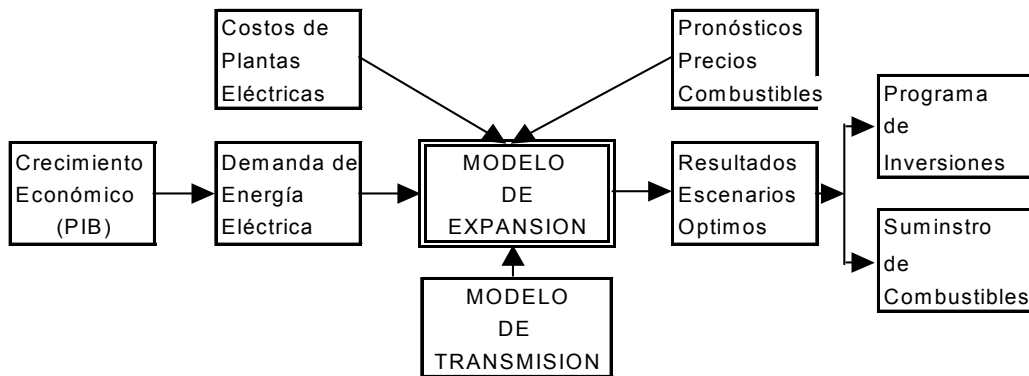
### **1. INTRODUCCIÓN**

Dentro de las líneas de desarrollo del Grupo de Ingeniería Nuclear de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, una de la más importante desde el punto de vista de interés nacional, es la de Estudios de Expansión del Sector Eléctrico. En esta línea de desarrollo se ha trabajado en la elaboración y validación de modelos de costos de plantas eléctricas y específicamente de una planta nuclear de tecnología avanzada, así como de sus ciclos de combustible [1,2]. El objetivo entre otros es utilizar estos modelos en la actualización de datos para los estudios de expansión del sector eléctrico en México.

En un estudio de expansión del sector eléctrico mexicano realizado con el modelo DECADES-WASP [3] que concluyó en marzo de 2003, se encontró que las plantas nucleares no eran competitivas desde el punto de vista económico, frente a otras opciones de generación de base, tales como las plantas termoeléctricas a carbón o las de ciclo combinado a gas natural. Resultando que las plantas nucleares candidatas no aparecen en el sistema de expansión eléctrico quedando éste cubierto en gran parte por las plantas de ciclo combinado a gas. Cabe mencionar que en dicho estudio se utilizaron como datos para las plantas candidatas los provenientes del Informe sobre Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión

en el Sector Eléctrico del año 1998 (COPAR-98) [4]. Específicamente para el caso de la tecnología nuclear, los datos deberán ser actualizados en base a la experiencia de los últimos reactores que entraron en operación en los años 1996 y 1997 en Japón y que representan ventajas tecnológicas tanto en el licenciamiento, como en la construcción y en la operación de la central sobre los actuales reactores en México.

Recientemente la Secretaría de Energía (SENER), publicó la “Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012” [5], donde se detalla la expansión esperada del sector eléctrico nacional en esos años. Este crecimiento se basa en un crecimiento de la economía (PIB) del 4.7% anual, que se traduce en un crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 5.6% anual. Los elementos básicos para determinar el programa de expansión del sector eléctrico se muestran en la Figura 1. En esta figura se puede ver que los principales insumos para la definición de la prospectiva, son los costos de las plantas eléctricas y los pronósticos de los precios de combustibles; así como la demanda eléctrica esperada y los requerimientos de transmisión. Los cálculos se llevan a cabo en modelos unimodales como el WASP [6], o multimodales, que toman en cuenta las diferentes regiones de demanda eléctrica en el país.



**Figura 1. Modelos para la prospectiva del sector eléctrico**

Estos programas generalmente determinan el costo mínimo esperado en la expansión, para una determinada probabilidad de pérdida de carga o de energía y una cierta reserva del sistema. El resultado es el Programa de Obras del Sector Eléctrico (POISE), que nos determina el programa de inversiones y el de requerimientos de combustibles. Posteriormente, el programa de inversiones es analizado cuidadosamente desde el punto de vista de beneficio-costos y de rentabilidad.

En dicha prospectiva se espera un crecimiento de 2002 a 2012, de 41,177 MW a 62,730 MW en la capacidad instalada y de 201,059 GWh a 335,976 GWh en la generación eléctrica, manteniendo una reserva total de 27% y una reserva operacional de 6%. Los costos de generación esperados para el sistema van de 3.5 c/kWh en la base hasta 5.0 c/kWh en el pico de la demanda. Esto representa la construcción de 21,553 MW de capacidad instalada en el periodo, a razón de unos 2500 MW por año y con un costo de unos 500 mil millones de pesos de 2003.

Se espera que este crecimiento se lleve a cabo principalmente con plantas de ciclo combinado a base de gas, en donde la participación del gas se incrementará de 22.3% actualmente a 54.1% en

el 2012. Cabe notar que de este crecimiento esperado, se tienen aún 11,379 MW no definidos en cuanto a tecnología. La Comisión Federal de Electricidad está conciente del riesgo que representa el depender de un solo combustible como el gas, cuya disponibilidad es incierta y su precio tiene una alta volatilidad. En los estudios efectuados con el sistema WASP-DECADES [3], se advirtió de este riesgo y se simularon escenarios alternativos al de un crecimiento únicamente a base de plantas de gas. En estos escenarios, una vez limitado el crecimiento del gas, aparecen como la siguiente opción económica la expansión a base de plantas duales de carbón y como tercera opción las nucleares. Sin embargo, si se limitan las emisiones de gases de alto impacto ambiental, como el CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y el NO<sub>x</sub>; se determinó entonces que una componente importante del sistema eléctrico en el futuro, podrían ser las plantas nucleares, una vez que exista una mayor conciencia en nuestro país de la importancia del cambio climático.

## **2. MODELOS DE COSTOS DE PLANTAS NUCLEARES**

Como se dijo anteriormente, uno de los elementos clave para poder determinar la expansión del sistema eléctrico, es el disponer de modelos adecuados de costos de las plantas eléctricas y de su combustible. El Grupo de Ingeniería nuclear de la División de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, ha trabajado por algún tiempo en la elaboración y validación de estos modelos con metodologías económicas validadas internacionalmente.

Los modelos elaborados para la evaluación de costos de generación de plantas eléctricas, parten de una serie de parámetros básicos técnicos y económicos representativos de cada tecnología y calculan el costo nivelado<sup>1</sup> de generación de la energía eléctrica en milésimas de dólar por kilowatt-hora (mills/kWh), en las terminales de bajo voltaje del transformador principal de la planta. La metodología desarrollada fue validada con la utilizada por el USCEA y el EPRI, en sus estudios de comparación de alternativas de generación eléctrica para plantas nucleares avanzadas y plantas fósiles en los Estados Unidos [7].

Esta metodología está descrita en detalle en los informes llamados Technical Assessment Guides [8], que publica periódicamente el EPRI. Los costos de capital de las plantas nucleares fueron estimados por la compañía United Engineers and Constructors Inc. (UE&C), revisados por el Advanced Light Water Reactor Utility Steering Committee de EPRI y por un panel de expertos representando a las empresas eléctricas y a fabricantes de reactores.

Para verificar el costo del combustible nuclear se utilizó la metodología recomendada por el Organismo Internacional de Energía Atómica en su informe sobre quemados extendidos de combustible nuclear en reactores de agua ligera [9].

Este estudio está enfocado al cálculo de los costos de generación de las plantas nucleares avanzadas y a compararlo con las alternativas fósiles consideradas en ese momento más competitivas para la generación de energía eléctrica de carga base: el carbón y las plantas de gas

---

<sup>1</sup> El costo nivelado es una especie de promedio que incluye todos los costos de construcción y operación de la planta distribuidos en el tiempo, llevados a valor presente en una fecha dada (inicio de la operación de la planta), y luego encontrando su valor anual equivalente a partir de esta misma fecha. Este valor anual equivalente es el costo nivelado.

de ciclo combinado. El modelo calcula en detalle los costos de inversión de capital, operación y mantenimiento, y combustible. Asimismo puede incluir otros costos adicionales, como los costos del manejo de residuos radiactivos y combustible irradiado, desmantelamiento de las plantas o el impacto de emisiones como el SO<sub>2</sub>, en las plantas de carbón. Los resultados encontrados con el modelo difieren en menos de 2% de los reportados por el estudio de USCEA/EPRI, lo cual es considerado como satisfactorio.

### **3. BREVE DESCRIPCIÓN DEL MODELO USCEA/EPRI**

El estudio fue realizado por el USCEA y el EPRI en el año de 1992, para demostrar que bajo ciertas condiciones de entorno, las plantas nucleares avanzadas tipo ALWR pueden ser competitivas con las opciones de generación en base de energía fósil convencionales, como las plantas a carbón o las plantas a gas de ciclo combinado (GAS-CC).

Las principales condiciones de entorno que fueron identificadas para la introducción de las plantas nucleares son las siguientes: a) una cierta estabilidad reguladora que consista principalmente en una pre-certificación o pre-licenciamiento de las plantas; b) un diseño estándar que haya resuelto satisfactoriamente todos los requisitos del licenciamiento; c) un crecimiento económico que requiera de un incremento significativo de la capacidad de base; d) una mayor toma de conciencia del impacto ambiental de las plantas a base de combustibles fósiles; e) una mejora en la opinión pública respecto a la seguridad de las plantas nucleares y d) una solución adecuada a los problemas de manejo de los residuos nucleares.

USCEA tuvo a su cargo la coordinación del estudio junto con EPRI, que tiene amplia experiencia en la operación de plantas de generación eléctrica en los Estados Unidos. A su vez EPRI subcontrató a la compañía United Engineers and Constructors Inc. (UE&C), para estimar los costos de inversión de capital de una planta nuclear avanzada tipo ALWR. La División de Potencia Nuclear de EPRI estimó los costos de operación y mantenimiento de la planta y los resultados fueron revisados por el Advanced Light Water Reactor Utility Steering Committee de EPRI y un panel de expertos representando a las principales empresas eléctricas y fabricantes de reactores.

El estudio se realizó para bloques de capacidad de 600 MWe y 1200 MWe en plantas individuales o gemelas. La vida de las plantas se estableció en 30 años, aunque sabemos que las plantas nucleares avanzadas están diseñadas para vidas de 60 años. Los costos se dan en dólares constantes de 1992 y se efectuaron análisis de sensibilidad sobre los parámetros más representativos.

Como sabemos las plantas nucleares y las plantas de carbón son intensivas en su costo de capital, pero muy estables en su costo de generación, lo que las hace ideales para llevar la carga base de un sistema eléctrico. A diferencia de las plantas de ciclo combinado a base de gas natural que son baratas y rápidas de construir, pero existe una alta incertidumbre en su costo de combustible, dada la alta volatilidad de los precios del gas natural.

Se ha definido la planta nuclear avanzada ALWR, como una planta nuclear madura, no la primera en línea o una planta prototipo. Un ejemplo de esta planta es el ABWR que ya opera actualmente

en Japón [10]. Esta planta tiene un diseño mejorado o evolucionado que incluye mejoras en la construcción de la planta (construcción paralela, armado de equipos en fábrica y diseños de construcción modular) y en su operación (sistemas pasivos de seguridad, fibra óptica para instrumentación y control, barras de control de regulación fina y combustible nuclear avanzado). Estas plantas están certificadas en los Estados Unidos desde el año 1997.

#### 4. RESULTADOS DE LA VALIDACIÓN

El estudio consistió en determinar el costo nivelado de generación eléctrica de las plantas para un cierto costo de capital y tasa de descuento, obteniéndose los siguientes resultados: una planta nuclear avanzada tipo ALWR de 1200 MWe de capacidad, con un costo de 3.8 c/kWh; se comparó con 2 plantas de carbón pulverizado de 600 MWe de capacidad, con un costo de 4.6 c/kWh y 4 plantas de 250 MWe de ciclo combinado a base de gas natural con un costo de 4.2 c/kWh. Como puede verse en este cálculo la planta nuclear tuvo un costo 20% más bajo que la central de plantas de carbón y 10% más bajo que la central de plantas de ciclo combinado a base de gas. Los parámetros básicos de entrada al modelo se muestran en la Tabla I.

**Tabla I. Parámetros básicos de entrada para el modelo USCEA/EPRI**

<b>PARÁMETROS DE REFERENCIA</b>			
	<b>NUCLEAR</b>	<b>CARBÓN</b>	<b>GAS-CC</b>
Capacidad, MWe	<b>1200</b>	1200	1000
Costo instantáneo, \$/kWe	<b>1359</b>	1171	500
O y M (Fijos), \$/kWe.año	<b>42</b>	24.7	7.5
O y M (Variable), mills/kWh	<b>0.5</b>	3.9	0.5
Combustible (Base), c/MBTU	<b>70</b>	146	214
Escalación del Combustible, (%/año)	<b>0</b>	1.2	3.5
Tiempo Construcción, años	<b>6</b>	4	3
Consumo térmico <sup>2</sup> , (BTU/kWh)	<b>10200</b>	9700	7514

El costo instantáneo de construcción de la planta es el NOC (Net Overnight Cost), e incluye los costos de inversión de capital directos e indirectos, pero no incluye la escalación, ni los intereses acumulados durante la construcción. Se supone que la planta se construye en la región central Este/Oeste de los Estados Unidos e inicia su operación alrededor del año 2000, con 30 años de vida para la amortización de la inversión. Por lo tanto algunos costos, como la mano de obra serían mayores que los de una planta a construir en nuestro país. El modelo calcula el costo de inversión actualizado de capital, a la entrada en operación de la planta, incluyendo los intereses durante la construcción, que dependen del tiempo de construcción y del financiamiento utilizado.

<sup>2</sup> Heat Rate

En el estudio se indica que la tasa de cargos fijos que incluye el pago de impuestos y la amortización del capital es de 10.3% en términos reales para las plantas nucleares y 10.6% para las plantas fósiles, siendo estos los valores usados en el cálculo.

El primer paso del cálculo del término de inversión del capital inicial consiste en definir el flujo de costos de construcción de la planta mediante una curva tipo “S”, que es un polinomio del tipo:

$$f(C) = a_0 C + a_2 C^2 + a_3 C^3 + a_4 C^4 + a_5 C^5 + a_6 C^6 + a_7 C^7 \quad (1)$$

Este polinomio nos da una relación de % de tiempo (T), avanzado en la construcción  $T = f(C)$  contra % del costo total (C), de inversión de capital de la planta durante su construcción, como puede verse en la Figura 2.

Los coeficientes  $a_i$  se han calculado empíricamente de la experiencia de construcción de plantas de potencia. Esta metodología se ha aplicado frecuentemente en el cálculo de costos de inversión de capital en modelos más detallados como ORCOST [11] o CONCEPT [12].

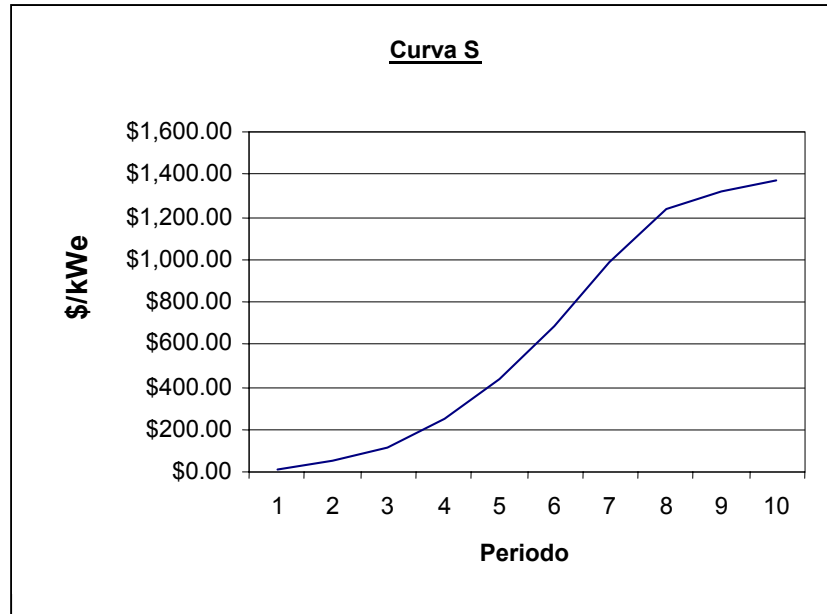
Por medio de esta curva el costo instantáneo de construcción (NOC) para la planta nuclear de \$1359.00 por kWe corregido por un cargo de \$16.00 por kWe para tomar en cuenta un fondo de reemplazo de equipos mayores, es colocado en el tiempo de construcción de 6 años, como se muestra en la Figura 2.

Posteriormente a cada monto del costo instantáneo (NOC), distribuido en 10 periodos de tiempo iguales, se le calcula la escalación durante construcción (EDC) y el interés durante construcción (IDC). Estos valores dependen, aparte del tiempo de construcción, del costo del dinero usado en el financiamiento para la construcción de la planta. Para nuestro modelo se obtuvo un valor de \$1577.17 dólares de 1992 por kWe instalado para el costo actualizado de inversión de capital total, incluyendo el interés durante construcción, que es semejante al calculado por USCEA/EPRI de \$1567.00 dólares por kWe instalado, y el interés durante construcción calculado resulta de \$202.17 por kW, o sea de 14.7% del costo instantáneo de construcción.

USCEA/EPRI tiene una gran experiencia en la estimación de los costos de operación y mantenimiento en las plantas de los Estados Unidos. Dichos costos pueden ser directos (nómina, consumibles, soporte externo en las recargas, licenciamiento, garantía de calidad, entrenamiento de personal, seguridad física y otros costos administrativos, incluyendo seguros de responsabilidad civil) o indirectos (como el flujo de efectivo requerido para mantener la planta o el costo de inventarios de equipos y materiales. Una descripción de estos costos se puede encontrar en las referencias [13] y [14].

Los costos de operación y mantenimiento de las plantas nucleares se han reducido considerablemente con el tiempo. Se estima que el costo de operación y mantenimiento de una planta nuclear de este tipo es del orden de \$67 millones de dólares/año y para una planta dual de \$104 millones de dólares/año. Los principales rubros incluidos son el pago de la nómina de personal (531 personas para la planta individual y 772 personas para la dual), soporte externo, materiales de mantenimiento, suministros, gastos administrativos y generales, incluyendo el costo regulatorio y los seguros de responsabilidad civil nuclear. Nuevas estimaciones hechas en 1995

reducen más el costo de personal a 387 personas [15]. Estos costos no incluyen los costos por concepto de combustible o los de la recarga del combustible.



**Figura 2. Distribución de costos de construcción en el tiempo**

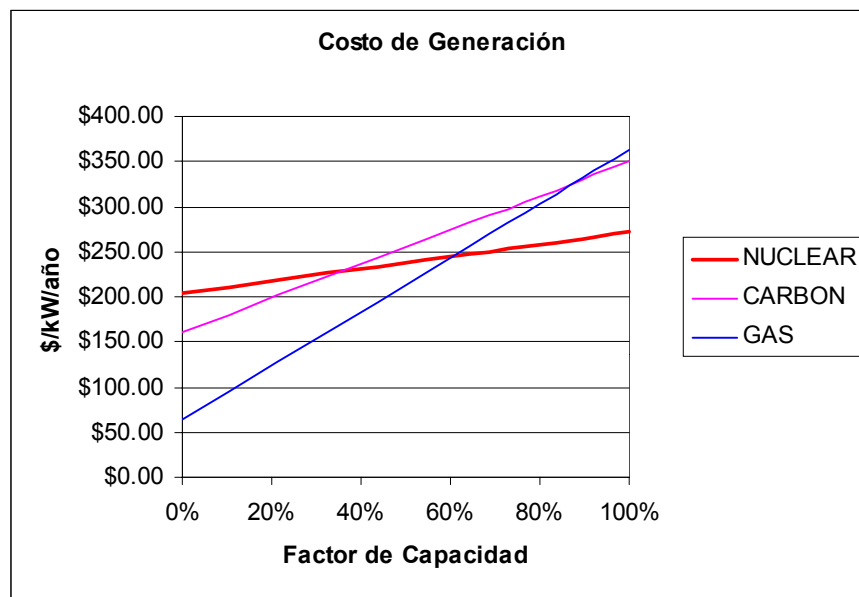
El valor dado en el estudio USCEA/EPRI de 7.14 mills/kWeh para el combustible nuclear nos parece elevado, dada la experiencia de operación de la Central Laguna Verde, que en forma conservadora tiene un costo de 5.73 mills/kWeh siguiendo la metodología recomendada por el OIEA y que está más en línea con lo que plantas americanas del mismo tipo reportan. De cualquier manera, el costo utilizado para fines de la validación del modelo fue el dado por USCEA/EPRI. Los resultados de la validación efectuada se muestran en la Tabla II.

Como puede verse, las diferencias encontradas entre el estudio EPRI y el modelo con la metodología expuesta no exceden del 2%, sin considerar otros costos adicionales, en los casos de la planta nuclear y la de carbón. Sin embargo en la planta de gas natural esta diferencia es mayor, principalmente en el cálculo del costo del combustible. Incorporando otros costos, como el desmantelamiento de la planta nuclear, las diferencias pueden ser mayores. Sin embargo se considera que el rubro de otros costos, es generalmente pequeño en comparación con los tres costos principales evaluados.

En la Figura 3 se muestran los resultados obtenidos. Al comparar estos con los obtenidos en el estudio efectuado con WASP-DECADES se ven diferencias significativas. En este estudio efectuado por USCEA/EPRI en 1992, la opción nuclear muestra claramente su competitividad económica, como planta de base, frente a las opciones de generación de carbón y de gas natural con plantas de ciclo combinado en los Estados Unidos. Hay que recordar que estos resultados no toman en cuenta las externalidades ambientales provenientes de la planta de gas natural y sobre todo de la planta de carbón, ni avances recientes en la construcción y operación de las plantas nucleares que se describen más adelante. Si se tomaran en cuenta estos valores, la opción nuclear resultaría aún más competitiva.

**Tabla II. Resultados de la validación**

(en mills/kWh)	NUCLEAR - ALWR			CARBON - Pulverizado			GAS -CC		
	EPRI	Modelo	Difer.	EPRI	Modelo	Difer.	EPRI	Modelo	Difer.
Inversión de Capital	23.50	23.19	-1.32%	19.50	19.40	-0.51%	8.00	8.10	1.20%
O y M, Total	6.50	6.49	-0.11%	7.50	7.42	-1.01%	1.50	1.57	4.68%
Combustible	7.50	7.14	-4.80%	18.00	17.60	-2.24%	32.50	30.73	-5.44%
Subtotal	37.50	36.82	-1.80%	45.00	44.42	-1.28%	42.00	40.40	-3.81%
Otros Costos Adicionales	0.50	0.20		1.00	1.00	0.00%	0.00	0.00	
Total	38.00	37.03	-2.56%	46.00	45.42	-1.26%	42.00	40.40	-3.81%



**Figura 3. Costos de generación estimados**

## 5. NUEVOS AVANCES EN LA TECNOLOGIA NUCLEAR

Los principales avances encontrados en relación a la tecnología nuclear se han encontrado en relación a la construcción (tiempo de construcción) y operación de la planta (factor de capacidad de la planta). Esto es en adición a la relativa estabilidad en el costo y suministro de combustible nuclear.

### 5.1. Avances en la Construcción de la Planta

El tiempo de construcción de un reactor nuclear avanzado tipo ABWR, desde el primer colado de concreto hasta la conexión a la red eléctrica es del orden de 48 meses. Esto ha sido confirmado por recientes experiencias en la construcción de las plantas nucleares ABWR Kashiwasaki Unidad No. 6 y 7, en Japón; cuyo tiempo de construcción para la unidad No. 6 fue de 42 meses.



Una premisa importante para lograr estos tiempos es la de tener una planta cuya ingeniería, estimación de costos y especificaciones de suministro se han completado en lo posible antes de iniciar su construcción, la planta ha sido pre-licenciada y no presenta mayores problemas en su diseño.

Entre los avances en los procesos de construcción se encuentra el de tener diseños modulares, que en su mayor parte se arman en fábrica y programas de construcción paralelos que permiten la optimización de los tiempos de construcción. Este tipo de construcción minimiza el trabajo en el campo y la ingeniería de detalle. El cuarto de control, el equipo del foso seco o el pedestal de la turbina, son ejemplo de estos módulos. Muchos equipos de la planta se han reducido de tamaño y el uso de cable óptico ha permitido la virtual eliminación de varios cientos de miles de metros de cableado normal y un número proporcional de charolas y soportes eléctricos.

Finalmente los avances en la administración y control de la construcción, a través de programas de información mejorados que hoy se usan en la industria, han permitido obtener reducciones significativas en los tiempos de construcción.

## **5.2. Avances en la Operación de la Planta**

Los factores que más afectan el factor de capacidad de una planta nuclear son: el despacho de carga, el tipo de ciclo de operación, estrategia de administración de combustible, el tiempo de recarga, el tipo de mantenimiento y la confiabilidad de la planta (salidas forzadas). Suponiendo que la planta nuclear trabaja en la base de la curva de duración de carga por su bajo costo incremental de operación, en todos estos rubros se han tenido mejoras en los últimos años, con el incremento en los quemados de combustible y de los ciclos de operación a 18 y 24 meses.

Igualmente los tiempos de recambio de combustible han disminuido a cerca de 30 días o menos y se han implementado programas de mantenimiento en línea que también disminuyen la indisponibilidad de la planta.

Esto se ha logrado gracias a las nuevas prácticas de licenciamiento, que dan prioridad mediante un análisis probabilístico de riesgos, a dar mayor atención al mantenimiento de los equipos relacionados con la seguridad de la planta. Esto aunado a la redundancia y mayor confiabilidad de los equipos suministrados, ha permitido establecer unos programas de mantenimiento en línea intensivos. La planeación de las recargas es vital para la reducción del factor de capacidad. En Finlandia, la compañía TVO, gracias a una planeación meticulosa de la recarga ha reducido éste tiempo a 15 o 20 días.

Los programas de administración de combustible también han minimizado el número de ensambles que se tienen que mover o cambiar dentro del núcleo del reactor, así como la forma de elevar la potencia de la planta.

En los ochentas las salidas forzadas del reactor (scrams), eran del orden de 10 salidas por año. Hoy se han reducido a menos de una salida forzada por año. Lo anterior resulta en una disminución del factor de indisponibilidad del orden de 12.5%. Se espera en un futuro disminuir

más este factor a 0.2 % por año. Lo anterior puede lograrse mediante la nueva generación de equipos de instrumentación y control, a base de microcomputadoras y fibras ópticas, que pueden tener señales redundantes, disminuyendo las señales espurias. Este nivel de salidas forzadas corresponde a la última generación de reactores BWR-5 construidos en Japón. En las unidades de tipo ABWR sólo ha habido dos salidas forzadas en diez años de operación de las plantas, ambas causadas por caída de rayos [15].

Otras ventajas de estos reactores son sus sistemas pasivos de operación y el uso de bombas internas para la recirculación, eliminando equipos y tuberías exteriores que requieren mayor número de inspecciones y mantenimiento.

Tomando en cuenta lo anterior se puede calcular que suponiendo 30 días de recambio de combustible en un ciclo de 18 meses (pérdida de 5.5% en el factor de capacidad), salidas forzadas de 0.3% en el ciclo y agregando un factor de contingencia de 3% para mantenimientos fuera de línea, es posible proyectar un factor de capacidad de 90% para estos reactores

## 6. CONCLUSIONES

El modelo para el cálculo de costos de plantas nucleares fue elaborado y validado. De los resultados obtenidos en esta validación se ha encontrado que el modelo elaborado puede reproducir adecuadamente los cálculos de USCEA/EPRI para su modelo nuclear avanzado dentro de un 2% del costo de generación, lo cual es considerado satisfactorio. De la revisión de cambios que ha tenido la tecnología nuclear avanzada tipo ABWR, y en base a la experiencia de construcción y operación de esas unidades, se concluye que es necesario incorporar en las bases de información para la evaluación económica de proyectos de generación eléctrica en México, datos de opciones de tecnología nuclear que compiten económicamente con las opciones de tecnologías de carbón y gas existentes. Entonces la participación de la tecnología nucleolétrica sí aparecería en la expansión del sector eléctrico del país.

## 7. TRABAJOS FUTUROS

Con el fin de aplicar el modelo elaborado y validado, será necesario detallar cuidadosamente los datos de entrada de las plantas nucleares y el rubro de costos adicionales, como podrían ser el costo del desmantelamiento de la planta, los fondos para reposición de equipos, impuestos, seguros y otras contingencias aplicables.

También es recomendable realizar estudios económicos de las estrategias de la gestión del combustible nuclear y las opciones que se tienen para definir las políticas de la parte posterior del ciclo de combustible, que pueden incidir en los costos de las plantas nucleares a mediano y largo plazo, pero sobre todo en la opinión pública.

Otro tema es el de revisar continuamente los costos de los diferentes diseños de reactores de las generaciones III+ como el PBMR, APR1400, AP600, EPR, ACR y en general todos los reactores que vayan siendo certificados por los órganos reguladores. Lo anterior con el fin de tener siempre

a la mano bases de datos actualizadas para las evaluaciones económicas comparativas de plantas de potencia y los estudios de expansión del sistema eléctrico nacional.

## AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de este trabajo ha sido apoyado parcialmente por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología bajo el proyecto No. 41592-Y y por el Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) bajo el proyecto IN106803-2. Se agradece también a la Ing. Esmeralda Ibars H., su valiosa asesoría para la realización de este trabajo.

## REFERENCIAS

1. Ortega R. F. y Martín del Campo C., *“Elaboración y Validación de un Modelo de Costos de Generación de Energía Eléctrica con Reactores Nucleares Avanzados”*, Informe Técnico No. UNAM/FI/DIE/N1-04, Jiutepec, Mor. (Feb 2004).
2. Ortega R. F. y Martín del Campo C., *“Elaboración y Validación de un Modelo para el Cálculo del Costo del Ciclo de Combustible Nuclear de un Reactor ALWR”*, Informe Técnico UNAM/FI/DIE/N2-04, Jiutepec, Mor. (Mar 2004).
3. IAEA, *“Comparative Assessment of Energy Sources for Electricity Supply until 2025”*, IAEA project MEX/0/012, Final Report, March (2003).
4. CFE, *“Informe sobre Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico de 1998”* (COPAR-98), Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, Subdirección de Programación, CFE, Diciembre (1998).
5. Secretaría de Energía, *“Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012”*, Dirección General de Formulación de Política Energética, México (2003).
6. Jenkins R. T. y Joy D. S., *“WASP, Wien Automatic System Planning Package, An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code”*, ORNL-4945, (1974).
7. *“Advanced Design Nuclear Energy Plants: Competitive Economical Electricity”*, US Council for Energy Awareness (USCEA), January (1991).
8. *“Technical Assessment Guides (TAG) – Revision 6”*, EPRI, Sept 1989.
9. *“Water Reactor Fuel Extended Burnup Study”*, Technical Report Series No. 343, IAEA, Vienna, (1992).
10. Takeo Agachi, *“Hitachi’s ABWR – Key Features & an Update”*, Nuclear Plant Journal, Editorial Archive Article, March-April 2001.
11. *“ORCOST II – A Computer Code for Estimating the Cost of Power from Steam-Electric Power Plants”*, USERDA/ORNL, Report ERDA-76-38 (1976).
12. Hudson C.R., *“CONCEPT 5 User’s Manual – A Computerized Conceptual Cost Estimates for Steam-Electric Power Plants”*, ORNL-5470, (1979).
13. *“Guide for Economic Evaluation of Nuclear Reactor Plant Designs”*, NUS Corporation, USAEC report NUS- 531, January (1969).
14. *“OMCST, A Procedure for Estimating Nonfuel Operating and Maintenance Costs for Large Steam-Electric Power Plants”*, Report ERDA-76-37, (1975).
15. Comunicación de GE Nuclear Energy a la Central Nucleolétrica de Laguna Verde del 9 de Agosto de (1995).