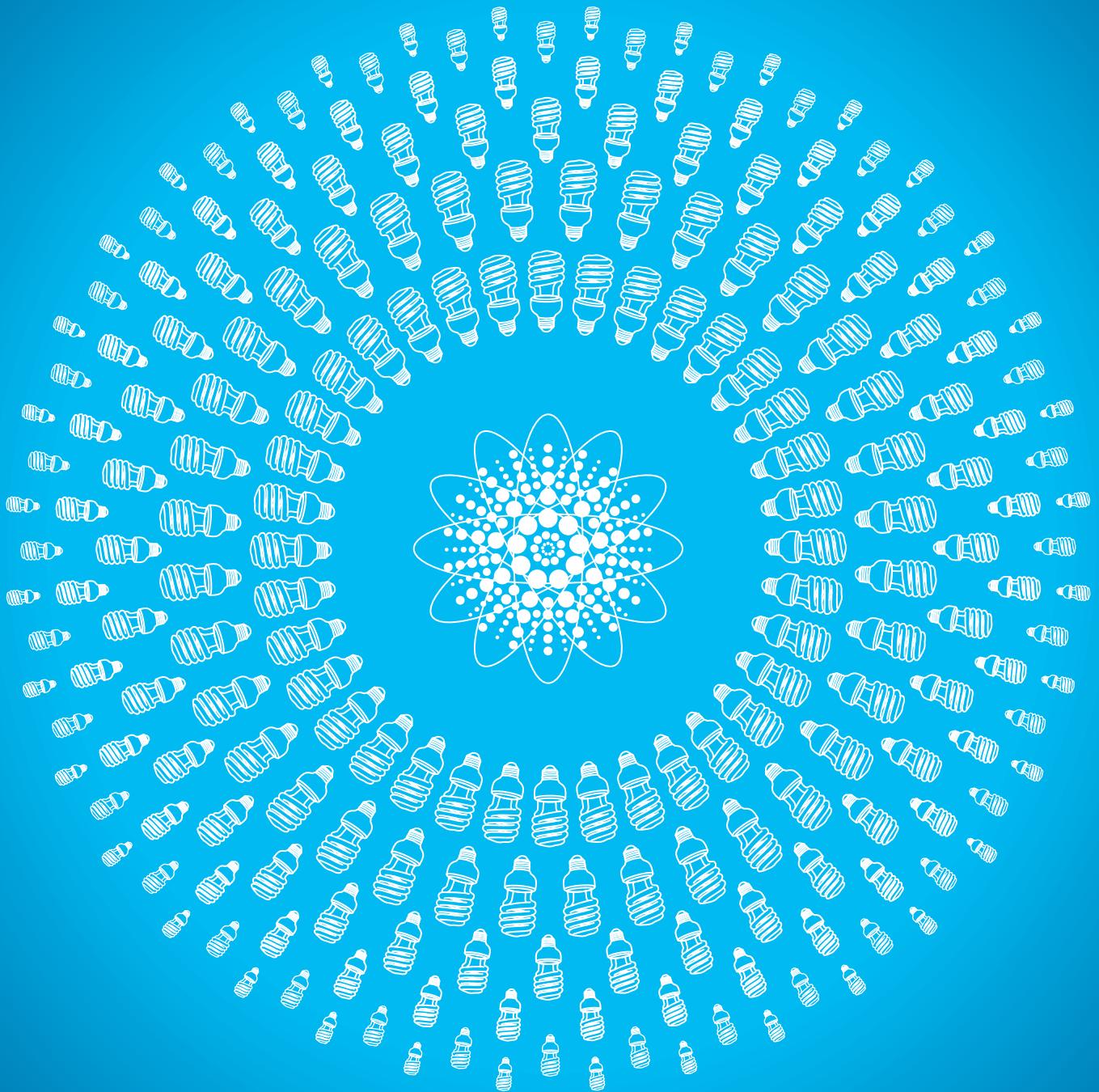


LA NUCLEOELECTRICIDAD

UNA OPORTUNIDAD PARA MÉXICO



Academia de Ingeniería de México



La Academia de Ingeniería de México

Presenta:

La nucleolectricidad una oportunidad para México

Reporte Final

Autores

***Rafael Fernández de la Garza
César F. García
Saúl Trejo Reyes
Tiburcio Zazueta Ramos
Miguel Ángel Castañeda Galván
Héctor Jacobo Cruz Báez
Juan José Mercado Vargas***

México, D. F., México, Octubre 2009

Nota

***La información así como las opiniones y propuestas vertidas en esta
publicación son responsabilidad exclusiva de los autores***

Academia de Ingeniería de México

Consejo Directivo (2008-2010)

Presidente Dr. Octavio Agustín Rascón Chávez

Vicepresidente Ing. José Antonio Ceballos Soberanis

Secretario Ing. José Luis Antón Macín

Prosecretario Dr. Jesús Arnoldo Bautista Corral

Tesorera Ing. Ma. Del Carmen Padilla Longoria

Protesorero Ing. Rubén Barocio Ramírez

Comité Editorial (2008-2010)

Presidente Dr. Oscar M. González Cuevas

Secretario Ing. José Luis Antón Macín

Vocales Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez

Ing. Salvador Vélez García

Dr. Felipe Rolando Menchaca García

Ing. Alejandro Vázquez Vera

PREFACIO

La Academia de Ingeniería de México tiene la función de impulsar la formación y el desarrollo de ingenieros de alto nivel, con gran sentido ético y comprometidos con la sociedad; asimismo, propicia el ejercicio profesional de excelencia, la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación adecuados para mejorar de manera sustentable la competitividad internacional de México e incrementar su mercado interno.

La Academia de Ingeniería de México colabora con los Centros de Investigación, para lograr una mejor vinculación de éstos con los sectores productivos y gubernamentales, con el fin de que puedan incidir con más eficiencia y efectividad en la generación de conocimientos, métodos, tecnologías e innovaciones útiles, que tiendan a crear empleos y riqueza, así como a reducir la dependencia del extranjero y los gastos por transferencia de tecnologías.

También colabora con las universidades y los tecnológicos para mejorar la calidad y pertinencia de la educación en Ingeniería, aportando ideas sobre los programas de licenciatura, posgrado y actualización profesional, a fin de elevar las condiciones de competencia de los ingenieros a niveles de clase mundial; como parte de su labor, explora mecanismos conducentes a fomentar la creatividad de los estudiantes para estimular su capacidad de innovar.

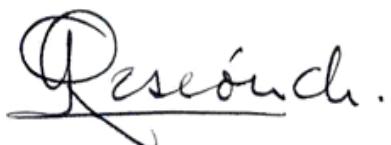
Para cumplir sus objetivos, la Academia de Ingeniería realiza estudios que coadyuvan a resolver los grandes problemas nacionales en que participan las diferentes ramas de la ingeniería, difunde los resultados y promueve su análisis y aplicación; como parte de esto, fomenta el desarrollo y la incorporación de nuevas concepciones, tecnologías y conocimientos adecuados para México. También promueve la realización de los proyectos de infraestructura, con los cuales se impulsen el desarrollo humano y la industria nacional.

El tema de la energía que se aborda en este documento es, sin lugar a dudas, uno de los grandes temas nacionales y globales, ya que ésta es de vital importancia para el desarrollo de los países. El crecimiento económico de México será posible si la demanda de energía que ello conlleva, es satisfecha de una manera técnicamente confiable y segura, económicamente viable y ambientalmente responsable. La energía nuclear es hoy en día una tecnología madura que satisface estos requisitos, por lo cual es utilizada en muchos países, y

cuya implementación a mediano y largo plazos en México puede ser un detonador del crecimiento industrial del país.

La exitosa experiencia operativa de la planta nuclear de Laguna Verde, apoyada por los ingenieros mexicanos, es un elemento más que demuestra la factibilidad de la utilización segura de la energía nuclear en México. Por lo tanto, es importante analizar los aspectos técnicos, financieros, ambientales y sociales involucrados en la instalación de nuevas nucleoeléctricas en México, con el fin de tomar las mejores decisiones en la planeación energética de México.

El documento que aquí se presenta ofrece este análisis de una manera profesional, objetiva y precisa, y abre un panorama realista de la necesaria participación futura de la energía nuclear en el sistema eléctrico mexicano, y de las oportunidades de desarrollo económico y social que se desprenden; asimismo, es el resultado de una excelente labor realizada por un equipo de miembros de la Academia de Ingeniería de México de la Comisión de Especialidad de Ingeniería Nuclear, a quienes se les reconoce y agradece su trabajo. También se aprecian los apoyos otorgados por la Comisión Federal de Electricidad y por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Reseñach.", which is likely a misspelling of "Reseña".

Dr. Octavio A. Rascón Chávez
Presidente de la Academia de Ingeniería de México
Noviembre de 2009

PRESENTACIÓN

El de la energía es, sin lugar a dudas, uno de los temas de vital importancia para el desarrollo de la humanidad. El grado de avance de una sociedad está estrechamente ligado al consumo de energía en general, y a la electricidad en particular. La industria, el transporte, el comercio, el sector residencial, en fin, toda la actividad humana requiere de energía. Actualmente, la mayor parte de la energía eléctrica, térmica y motriz que se consume a nivel mundial se genera quemando combustibles fósiles: carbón, gas natural y petróleo. El resultado del uso dominante de estos combustibles ha traído como consecuencia el incremento desmedido de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI), y con ello un aumento de la temperatura de la atmósfera; hecho que está afectando el clima de la Tierra. Las proyecciones de emisiones de GEI pueden cambiar dependiendo de las políticas energéticas y leyes que se apliquen. Es, por lo tanto, imperante, definir un plan energético nacional, el cual debe prever, por un lado, la intensificación de las medidas de ahorro y de uso eficiente de la energía, y por otro lado, promover la reducción de la dependencia de los hidrocarburos buscando la participación de fuentes alternas como la solar, la biomasa, la hidráulica, la geotermia, la eólica y la nuclear en la proporción más adecuada para obtener un desarrollo sustentable, y es aquí en donde la energía nuclear tiene un papel fundamental.

Entre las distintas fuentes de energía primaria disponibles en la actualidad, la energía nuclear representa una de las opciones que permite producir energía en condiciones ambientalmente satisfactorias. De hecho, si se considera únicamente la etapa de generación eléctrica, la emisión de gases de efecto invernadero es nula. Tomando en cuenta toda su cadena energética, es decir, considerando no sólo la etapa de generación eléctrica, sino también las etapas asociadas al ciclo de combustible, la energía nuclear tiene una emisión muy baja de GEI. Además, en un aspecto mucho más amplio de evaluación de costos externos asociados a daños ambientales y a la salud, la energía nuclear se posiciona dentro de las mejores alternativas de generación eléctrica.

La seguridad en el suministro y la diversificación del portafolio energético deben ser una parte importante de la política del sector. Algunas fuentes de energía se encuentran en un estado de madurez mayor que otras y pueden tener una participación primordial en reducir la dependencia de los hidrocarburos. En particular, la energía nuclear es una fuente de alta densidad energética, tecnológicamente madura, con altos factores de disponibilidad, y con combustibles abundantes que han tenido relativamente baja volatilidad de precios. Además, es importante mencionarlo, en México, la energía nuclear ha demostrado un magnífico desempeño, mediante la operación de las unidades 1 y 2 de la Central Nuclear de Laguna Verde, desde 1990 y 1995 respectivamente.

Hoy en día es impostergable, para el sistema eléctrico nacional, planear la incorporación de nuevas unidades nucleoeléctricas, con el objetivo de tener un parque de generación más diversificado, lo cual reduciría la actual dependencia de los combustibles fósiles y el riesgo asociado a su volatilidad de precios o a la falta de suministro, además de que se producirían cantidades significativas de electricidad con los costos de producción de los más bajos de la Comisión Federal de Electricidad, y con la consecuente reducción de gases de efecto invernadero.

La Academia de Ingeniería de México tiene el agrado de presentar este estudio, elaborado por destacados ingenieros mexicanos, que analiza, de manera detallada, los aspectos técnicos, financieros, ambientales y sociales a considerar para la incorporación de una nueva planta nucleoeléctrica al Sistema Interconectado Nacional. Seguramente, que al término de la lectura y del análisis cuidadoso de este documento, el lector contará con información objetiva, amplia y bien documentada para poder formar su propia opinión acerca de la conclusión de los autores: “la energía nuclear merece ser incluida en el portafolio de tecnologías de generación en los años por venir”.



Juan Luis François Lacouture

Presidente de la Comisión de Especialidad de Ingeniería Nuclear

Rafael Fernández de la Garza

Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, con especialidad en Diseño de Plantas Generadoras por la Universidad de California en los Ángeles, USA. Durante sus 39 años de experiencia profesional ha trabajado en el diseño de plantas generadoras geotérmicas de combustóleo, gas, carbón y centrales nucleoeléctricas, así como en áreas relacionadas con Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

Dentro de éstas, destaca su participación, de 1980 a 1996, como responsable del diseño, construcción, puesta en marcha y operación de las dos Unidades de Laguna Verde, la primera Central Nucleoeléctrica en México.

En 1994 - 1995 fue Chairman del International Participant Advisory Committee del Institute for Nuclear Operations (INPO) y Gobernador del Consejo de Gobierno de la World Association for Nuclear Operators (WANO). Durante su carrera ha sido distinguido con varios premios a la excelencia en la Ingeniería además de pertenecer a diversas asociaciones profesionales. Es miembro y académico de número de la Academia Mexicana de Ingeniería.

De 1997 al 2004 fungió como Director Corporativo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental en Petróleos Mexicanos.

En el 2004 es designado, nuevamente, Gerente de Centrales Nucleoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad, función que desempeña hasta la fecha.

César F. García

Ingeniero Mecánico Electricista egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, con Postgrados en Ingeniería Mecánica, Ingeniería Nuclear, Administración de Empresas y Finanzas e Impuestos Internacionales de varias universidades norteamericanas y nacionales. Trabajó durante 27 años en Comisión Federal de Electricidad iniciando con la ingeniería de proyectos termoeléctricos, posteriormente participó en la ingeniería del Proyecto Laguna Verde de 1975 a 1980 con las empresas Burns & Roe y Ebasco Services en Nueva York, fungió como Jefe de Ingeniería en Laguna Verde de 1985 hasta 1995, cuando se le designó como responsable de dirigir a CFE Internacional.

A partir de 1998 colaboró en Petróleos Mexicanos como asesor del Director Corporativo de Seguridad industrial y Protección Ambiental, desarrollando, implantando y validando Sistemas de Información relacionados con Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad que fueron implantados en el Corporativo y sus cuatro Subsidiarias.

En 2006 inició actividades como Consultor Independiente en Energía y Medio Ambiente, habiendo realizado estudios y proyectos relacionados con el sector eléctrico nacional.

Ha publicado diversos artículos tanto en México como en el extranjero y ha sido distinguido con reconocimientos académicos y profesionales. Es miembro y académico de número de la Academia de Ingeniería desde 1990.

Saúl Trejo Reyes

Doctorado en economía por la Universidad de Yale. Ha sido profesor en la UNAM y el Colegio de México. Ha sido economista del Banco de México, asesor del Presidente de la República, Director General interino de CONASUPO y Director General del Banco Nacional de Comercio Interior, entre otros encargos. Es Director General de Grupo Acex, S. A., empresa de consultoría económica y desarrollo de vivienda.

Autor de varios libros: Industrialización y Empleo en México, (FCE, 1973), El Futuro de la Política Industrial en México, (El Colegio de México, 1987), Empleo para Todos: El Reto y los Caminos, (FCE, 1988).

Editor:

- (1) *Obra Económica de Víctor L. Urquidi*, (El Colegio de México, 2008).
- (2) Con Víctor L. Urquidi, *Human Resources, Employment and Development in Latin America*, (Londres, 1983).
- (3) Con Alejandro Mungaray Lagarda, *Keynes Frente a la Crisis de los Ochenta*

Director del Estudio: *El Empleo en México: Magnitud y Recomendaciones*, (1973).

Ha publicado más de cincuenta artículos en revistas profesionales y en diversos periódicos. Ha participado como comentarista en diversos programas de radio y TV.

Tiburcio Zazueta Ramos.

Ingeniero Civil egresado de la Universidad Autónoma de Sinaloa; con Estudios de Post-Grado sobre Análisis Matricial de Estructuras en la Universidad Federal de Rio de Janeiro y la Universidad de Sao Paulo en Brasil; Maestría en Ingeniería-Estructuras de la Universidad Nacional Autónoma de México; y Especialidad en el Diseño de Concreto Reforzado en Hofstra University, New York, EUA. Durante sus 37 años de experiencia profesional ha trabajado en el diseño de plantas nucleoeléctricas así como en áreas relacionadas con Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

Dentro de las actividades desarrolladas en la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde, destaca su participación en el análisis y diseño de las estructuras principales del Edificio del Reactor (1972-1977); representante de CFE ante el Grupo de Propietarios de Plantas Mark II en los Estados Unidos de Norteamérica (1977-1984); participación en el diseño dinámico de equipos y componentes del edificio del Reactor (1984-1988); y como Jefe de Ingeniería de Sitio, participó en la construcción y pruebas de arranque de la Unidad 2 y operación de ambas unidades (1988-1997).

De 1997 a 2005 fungió como Gerente Corporativo de Normatividad y Planes de Emergencia dentro de la Dirección Corporativa de Seguridad Industrial y Protección Ambiental en Petróleos Mexicanos.

De 2005 a la fecha, ha realizado trabajos de asesoría a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde en temas relacionados con el diseño de equipos y componentes para el Proyecto de Aumento de Potencia.

Miguel Ángel Castañeda Galván

Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Veracruzana, cursando actualmente la Maestría en Sistemas Energéticos en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Desde el 2005 a la fecha es parte del grupo de Ingeniería de Diseño de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde de la Comisión Federal de Electricidad, participando activamente en el proyecto de Aumento de Potencia Extendida en el departamento de Análisis de Ingeniería, enfocado a los temas de análisis de transitorios, análisis termohidráulicos y desempeño térmico del reactor BWR.

Héctor Jacobo Cruz Báez

Ingeniero Mecánico egresado del Instituto Tecnológico de Veracruz, cursando actualmente la Maestría en Sistemas Energéticos en la Universidad Nacional Autónoma de México. Desde el 2005 a la fecha, ha desempeñado actividades en el departamento de Ingeniería de Diseño de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde de la Comisión Federal de Electricidad.

Destacando su participación durante el proceso de diseño, construcción y puesta en servicio después de la implementación del proyecto de Rehabilitación y Modernización (Aumento de Potencia) en las dos unidades de la Central Laguna Verde, trabajando en el diseño de sistemas y componentes mecánicos, modelado de sistemas termohidráulicos y soporte técnico a la operación de la Central.

Juan José Mercado Vargas

Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Veracruzana. En enero del 2004 ingresó a la Comisión Federal de Electricidad, desempeñando hasta la fecha actividades en el área de ingeniería de diseño de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Dentro de las principales actividades desarrolladas en la Subgerencia de Ingeniería, destaca su participación en el Proyecto de Rehabilitación y Modernización (Aumento de Potencia) de las dos unidades que conforman a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. Las actividades desarrolladas dentro del grupo de ingenieros del proyecto, comprenden principalmente desde el estudio de factibilidad y Bases de Licitación, hasta el diseño, construcción, pruebas de arranque, puesta en marcha y soporte técnico durante la operación de ambas unidades.

INTRODUCCIÓN

El propósito del presente Reporte es presentar la situación mundial de la producción de electricidad por medios nucleares y la perspectiva de México dentro de la corriente existente hacia el resurgimiento de la nucleoelectricidad; en este Trabajo se tratan aspectos clave en cada una de las secciones en que se divide el presente Reporte.

El término Nucleoelectricidad no es entendido a cabalidad por gran parte de la sociedad por lo que en primera instancia se explicará el entorno existente en la generación de electricidad a través de la energía nuclear. El conocer la situación de la Nucleoelectricidad y el posible crecimiento en su utilización brindará un panorama de cómo se está llevando a cabo el movimiento nucleoeléctrico a nivel mundial, resaltando que no es sólo un movimiento aislado de una nación sino que forma parte de una solución integral de varios países para tratar de aminorar los efectos al medio ambiente ocasionados por la producción de electricidad (reducción en la industria eléctrica de las emisiones de gases de efecto invernadero).

Desde hace ya varios años, según muestran las estadísticas, el costo de producción de una unidad de generación nucleoeléctrica es menor que el costo de producción de unidades de generación de electricidad a base de combustibles fósiles. Es importante resaltar que la industria nucleoeléctrica es la única que toma en cuenta dentro del costo de producción, la creación de fondos para el manejo de desechos y desmantelamiento de las instalaciones.

¿Cómo se procesan y almacenan los desechos radiactivos? Esta es una de las preguntas que la mayoría de las personas no relacionadas con la industria nuclear tiene, cuando la Nucleoelectricidad es tema de conversación. Sin utilizar términos complicados, se realiza una descripción completa de lo que es el ciclo de combustible nuclear, así como las opciones que actualmente se están usando para cerrar el ciclo (disposición de los desechos) y las opciones que están en proceso de implementación en naciones con programas nucleares extensos para reducir al mínimo el volumen de desechos generados y almacenarlos de la manera más eficiente y segura. Al igual que la industria nucleoeléctrica, todas las tecnologías usadas para producción de electricidad, deben prever el qué hacer con sus desechos, teniendo como referencia la no afectación al medio ambiente y/o público en general. Muy importante es contar con seguridad en el abastecimiento del energético, por lo que se revisan las proyecciones al 2030 y 2050 de organismos acreditados como el NEA.

Desde el punto de vista seguridad, se debe hacer una revisión de los eventos acontecidos durante todo el proceso del ciclo de vida para cada una de las tecnologías usadas para generar electricidad; con respecto a la nucleoelectricidad, a pesar del ya conocido acontecimiento de Chernobil, el número de incidentes (fatales y no fatales) en trabajadores y público en general en la industria es mucho

menor en comparación con otras tecnologías de generación, según las estadísticas.

En cuestión de seguridad física, la vigilancia y protección a las instalaciones de una unidad nucleoeléctrica, es tal, que se cataloga como un blanco “rígido” para un ataque terrorista. Cada uno de los diferentes controles y regulaciones que debe cubrir la seguridad física de una unidad de generación nucleoeléctrica se verán con más detalle dentro del presente reporte.

Un tema que ha afectado el desarrollo sustentable de la industria nucleoeléctrica, desde la perspectiva recurso energético, es la No Proliferación. Debido a que el reprocesamiento (“reciclado”) del combustible gastado no se ha llevado a cabo por cuestiones no tecnológicas, sino políticas. Por lo anterior, es de suma importancia conocer cuales son los tratados que rigen la No Proliferación, de modo que el reprocesamiento de combustible gastado sea visto como una alternativa para mejorar el desempeño del ciclo de combustible, y no como una amenaza a la seguridad mundial.

Una de las singularidades de la industria nucleoeléctrica es que antes, durante y después de su operación comercial es vigilada por un organismo regulador nuclear que sigue las normas y compromisos establecidos por dicha autoridad, con el objetivo de asegurar que la construcción, operación y cierre de dichas instalaciones no afecten al público. Conocer los detalles y actualidad de la relación licenciatario-licenciador es de suma importancia para la toma de decisiones de un nuevo proyecto nuclear.

El decremento en la construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas afectó el desarrollo de la industria nuclear pesada, y específicamente la manufactura de componentes de clase nuclear; por lo que actualmente no en todos lados se pueden fabricar los equipos mayores requeridos para una unidad de generación nucleoeléctrica. La mayor parte de esta industria se encuentra liderada por países asiáticos.

Desde hace ya algunos años la opinión de la sociedad al respecto de la nucleoelectricidad ha venido cambiando, de una opinión meramente en contra hacia una opinión un tanto neutral. Lo anterior se comprueba en encuestas realizadas a diferentes sectores de la población, no sólo en México sino en otros países.

La única experiencia sobresaliente en cuestión de Nucleoelectricidad para uso comercial que tiene México, es La Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde; como parte del presente Reporte se comentarán aspectos importantes acerca de la historia y operación de Laguna Verde.

Entre los temas más destacados que se comentan sobre Laguna Verde, se encuentran: experiencia en la etapa constructiva, indicadores de desempeño (¿Cómo está operando Laguna Verde respecto a otras Nucleoeléctricas del Mundo?); el ciclo de combustible en Laguna Verde (¿Dónde está el combustible

gastado de Laguna Verde?); la gestión de los desechos radiactivos de medio y bajo nivel en Laguna Verde (cantidad, clasificación, almacenamiento, técnicas de reducción de volumen, y disposición final). Estos y algunos temas del entorno y experiencia de la Nucleoeléctrica Laguna Verde son comentados en el Capítulo 2.

El capítulo 3 está dedicado a comentar los diseños de reactores disponibles comercialmente, procesos constructivos actuales (construcción modular), y un programa de Ingeniería-Procura-Construcción de una unidad de generación nuclear. Lo anterior se comenta en base a información actualizada proporcionada por algunos tecnólogos y empresas de ingeniería y construcción.

En estos tiempos en donde un tema de moda es el cambio climático como resultado de las acciones de los seres humanos, cualquier proyecto de instalaciones industriales debe estar justificado con un manifiesto de afectación al medio ambiente por la instalación propuesta. El sector eléctrico es el principal contribuidor de las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que es necesario hacer algo al respecto. Por lo anterior, el Capítulo 4 se enfoca a mostrar la afectación que una unidad de generación nucleoeléctrica representa para el medio ambiente en comparación con unidades de generación a base de combustibles fósiles, haciendo hincapié en las emisiones de gases de efecto invernadero y su posible inclusión en el costo de generación; lo cual ha sido legislado y la metodología de cuantificación del costo de estas externalidades, está en proceso de preparación.

El documento denominado Costos y Parámetros de Referencia para el Sector Eléctrico (COPAR) es la base de la CFE para realizar evaluaciones y tomar decisiones acerca de la mezcla de tecnologías de generación requerida para satisfacer la demanda de electricidad del país. Siguiendo la metodología COPAR, pero con datos actualizados para la opción Nucleoeléctrica, se llevo a cabo el cálculo del costo de generación nivelado de una unidad de generación nucleoeléctrica en USD 2009. Del mismo modo se llevo a cabo una comparación del costo de generación nivelado entre las denominadas tecnologías de mitigación. Lo anterior usando información de países que están desarrollando dichas tecnologías (Ciclo Combinado con Gasificación Integrada y Captura y Almacenamiento de Carbono) para realizar el calculo del costo de generación nivelado tomando en cuenta los equipos requeridos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en tecnologías de generación a base de combustibles fósiles.

En base a los resultados obtenidos, se realizan análisis de sensibilidad para determinar el efecto total en el costo de generación nivelado por la variación de algunos datos de entrada. Entre los parámetros considerados en estos análisis se encuentran: costo de combustible, factor de planta, tiempo de construcción y tasa de descuento. Los datos de entrada y resultados de los cálculos realizados se muestran en el Capítulo 5 del presente reporte.

El financiamiento es un tema vital para la toma de decisiones en un proyecto que requiere una inversión de capital inicial considerable, como la requerida para

construir una unidad de generación nuclear. Para poder comprender de mejor manera este tema se comienza por explicar algunos conceptos claves del mismo, así como la metodología usada para decidir si un proyecto de inversión es rentable o no, mediante el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR). Una vez entendidos estos conceptos se procede a evaluar diversos esquemas de financiamiento donde los resultados de los cálculos hechos en el Capítulo 5 de costos se utilizan como datos de entrada. Al igual que en el capítulo anterior, la opción de financiamiento de una unidad de generación nuclear es comparada con el financiamiento de una unidad de generación a base de combustible fósil (ciclo combinado). Los resultados encontrados se detallan en el Capítulo 6, resaltando el efecto en la TIR de las variaciones en el costo del combustible.

Con información proporcionada por firmas de ingeniería y construcción internacionales y la experiencia de personal que participó en el desarrollo del proyecto nuclear Laguna Verde 1 y 2 se estimó la cantidad y porcentaje de participación nacional de equipos, materiales, mano de obra y otros insumos en el costo total requerido para la construcción de una unidad de generación nuclear que podría realizarse en el emplazamiento existente de Laguna Verde. Con dicha información, en el Capítulo 7 se procede a calcular la derrama económica que un nuevo proyecto nucleoeléctrico traería para la zona de influencia y el resto del país. Los efectos regionales y nacionales de “multiplicación inicial del gasto” (comúnmente conocidos como efectos multiplicadores) se calculan mediante la matriz insumo-producto elaborada por el INEGI, que desagrega la actividad económica nacional en 20 sectores.

En resumen, este Reporte presenta la situación actual de la Nucleolectricidad en el mundo y los retos y oportunidades de incorporar unidades nucleoeléctricas adicionales en México, con el propósito de satisfacer la demanda de electricidad futura, en armonía con el medio ambiente y de manera segura. Sin embargo, por sí sola la Nucleolectricidad no es la solución a los problemas ambientales y de seguridad en el abasto de combustibles, sino que forma parte de una solución integral en donde las energías renovables y tecnologías nuevas basadas en combustibles fósiles juegan un papel relevante.

ÍNDICE

CAPÍTULO	TÍTULO	PÁGINA
1	LA NUCLEOELECTRICIDAD	1
1.1	Situación Actual y Prospectiva.	1
1.2	Costos de Combustible, Operación y Mantenimiento y Producción.	9
1.3	Ciclo de Combustible Nuclear.	16
1.4	El Desmantelamiento.	36
1.5	Administración de Residuos Radiactivos de Medio y Bajo Nivel.	54
1.6	Seguridad Nuclear.	74
1.7	La Seguridad Física.	84
1.8	No Proliferación.	93
1.9	Licenciamiento.	102
1.10	Capacidad de la Industria Nucleoeléctrica.	110
1.11	La Energía Nuclear y la Sociedad.	118
2	LA EXPERIENCIA DE LAGUNA VERDE	151
2.1	Laguna Verde 1 vs Laguna Verde 2.	151
2.2	Índices de WANO e Indicadores de Comportamiento en CLV:	153
2.3	Costos de Combustible, Operación y Mantenimiento y Producción el la CLV.	169
2.4	El Ciclo de Combustible Nuclear en Laguna Verde 1 y 2.	171
2.5	Experiencias en Desmantelamiento eln la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.	174
2.6	Tratamiento de Desechos Radiactivos de Nivel Bajo y Medio el la Central Laguna Verde.	185
3	REACTORES AVANZADOS A CONSIDERAR PARA UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA.	197
3.1	Diseños Disponibles en el Mercado	197
3.2	Comparativa de los Diseños de Reactores Avanzados.	217
3.3	Diseños Certificados (Estandarizados Bajo Normas Americanas) e Ingeniería de Detalle.	226
3.4	Nuevos Métodos Constructivos.	229
3.5	Programa de Ejecución de un Nuevo Proyecto Nuclear.	245
3.6	Sitios Disponibles Para la Ejecución del Proyecto.	255

3.7	Infraestructura Requerida.	260
4	ASPECTOS AMBIENTALES	263
4.1	El Impacto Ambiental en la Generación de Energía Eléctrica.	263
4.2	El Entorno Ecológico de la Central Laguna Verde.	272
4.3	Gases de Efecto Invernadero.	280
4.4	Propuesta de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero.	290
4.5	Costos Marginales de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero de las Diversas Tecnologías.	294
4.6	Emisiones Evitadas.	296
5	COSTOS DE UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA	301
5.1	Entendiendo Costos. Su Integración y Suposiciones.	301
5.2	Estimaciones Recientes del Costo de Nuevas Unidades Nucleoeléctricas.	316
5.3	Información de Costos Aportada a CFE por Empresas Eléctricas y Tecnólogos y Estrategia de Reducción de Riesgos.	328
5.4	Cálculo del Costo Nivelado.	334
5.5	Flujo de Efectivo Durante la Construcción de una Unidad Nucleoeléctrica Nueva.	341
5.6	Ánálisis de Sensibilidad.	344
6	FINANCIAMIENTO	351
6.1	Contexto General del Financiamiento.	352
6.2	Experiencias Internacionales.	357
6.3	Contexto Nacional de la Energía Nuclear.	369
6.4	Opciones Financieras a Explorar.	377
6.5	Conclusiones.	387
7	IMPACTO SOCIOECONÓMICO	389
7.1	Introducción.	389
7.2	Contexto de los Resultados.	392
7.3	Matriz Insumo-Producto.	396
7.4	Cuantificación de Efectos Económicos.	399
7.5	Impactos Regionales Directos.	405
7.6	La Región Inmediata a Laguna Verde.	407
7.7	El Proceso Constructivo: Principales Efectos.	410
7.8	Acciones Propuestas.	415
7.9	Conclusiones.	417
	CONCLUSIONES GENERALES	419

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1 LA NUCLEOELECTRICIDAD

FIGURA		PÁGINA
1.1.1	Capacidad de Generación de Nucleoelectricidad y Número de Reactores en Operación a Nivel Mundial.	3
1.1.2	Prospectiva de Generación de Energía Eléctrica a nivel Mundial.	4
1.1.3	Proyecciones de capacidad de generación de Nucleoelectricidad para el año 2050, escenarios alto y bajo de la Agencia de la Energía Nuclear.	5
1.1.4	Ejemplos de reactores nucleares en construcción: Corea del Norte (Shin-Kori 1&2), Rusia (Beloyarsk 4), Francia (Flamanville 3).	8
1.2.1	Costo Mensual de Combustible de Centrales Americanas.	9
1.2.2	Costos de Producción de Electricidad en E.U.A.	12
1.2.3	Combustible como % de Costos en la Generación Eléctrica.	13
1.3.1	El Ciclo de Combustible Nuclear.	19
1.3.2	Extracción del Urano Natural de las Minas.	21
1.3.3	Fabricación de Pastillas y Ensamblés de Combustible Nuclear.	21
1.3.4	Almacenamiento Húmedo y Almacenamiento en Seco del Combustible Gastado.	23
1.3.5	Potenciales sitios Identificados para Repositorios Geológicos.	24
1.3.6	Repositorios Geológico Yucca Mountain en Construcción.	24
1.3.7a	Transporte de los Contenedores de Combustible Gastado.	26
1.3.7b	Grúa lista para levantar contenedores de combustible gastado.	26
1.3.7c	Un ensamblé de combustible gastado siendo cargado dentro de su contenedor.	27
1.3.7d	Transporte marítimo de Contenedores con combustible gastado.	27
1.3.8	Pruebas de Integridad para el transporte de Paquetes tipo B.	28
1.3.9	Composición de Combustible Gastado en Reactores de Agua Ligera	29
1.3.10	Composición y Reprocesamiento de Combustible Gastado.	30
1.3.11	Capacidad mundial anual de producción de uranio y	33

	requerimiento mundial de uranio para reactor proyectado por el NEA 2007-2030.	
1.4.1	Etapas de Desmantelamiento.	39
1.4.2	Generador de vapor removido del edificio del Reactor.	40
1.4.3	Demolición de la estructura de Contención del edificio del Reactor.	40
1.4.4	Nucleoeléctrica Vandellós 1, en España; Actualmente haciendo uso de la alternativa para desmantelamiento SAFSTOR.	41
1.4.5	Estructura de acero usado para “sellarse” y/o resguardar el edificio de reactor.	42
1.4.6	Remoción de Combustible Gastado de la Alberca de Combustible Gastado.	50
1.4.7	Almacenamiento de Combustible Gastado.	51
1.4.8	Maine Yankee antes de la descontaminación y el desmantelamiento.	53
1.4.9	Maine Yankee después de la descontaminación y el desmantelamiento.	53
1.5.1	Relación de Desechos Radiactivos con Respecto a los Desechos Tóxicos Totales.	55
1.5.2	Filtros con elementos filtrantes.	60
1.5.3	Filtro con precava.	61
1.5.4	Centrifugadora.	61
1.5.5	Evaporador.	62
1.5.6	Intercambiador iónico.	63
1.5.7	Tambor Metálico 208 lts.	64
1.5.8	Contenedor de Alta Integridad (HIC).	65
1.5.9	Segregación de desecho.	66
1.5.10	Desmantelamiento.	67
1.5.11	Tinas de Ultrasonido.	68
1.5.12	Proceso de compactación.	69
1.5.13	Incinerador.	70
1.5.14	Repositorio Final.	71
1.6.1	Barreras de Contención en un Reactor Nuclear.	77
1.6.2	Relación de Accidentas vs Años de Operación Reactor.	78
1.6.3	Comparación de las curvas frecuencia-consecuencia.	82
1.7.1	Doble cerca que divide la zona controlada y zona protegida en la CN Laguna Verde.	85
1.7.2	Doble cerca de la CN Laguna Verde y al fondo se observa la Casa de Guardias.	85
1.7.3	Lectoras de Tarjetas Magnéticas.	86
1.7.4	Ciclo de Vida de la Amenaza Base de Diseño (ABD).	87
1.7.5	Muros de Concreto y Acero en el edificio del Reactor de la Unidad 2 en la CN Laguna Verde.	89
1.7.6	Estudios realizados del Impacto de un Jet F4 Phantom a 765 km/hr.	90
1.9.1	Secuencia en el Proceso de Licenciamiento.	106

1.9.2	Etapas Clave de Licenciamiento en la Construcción de Nuevas Nucleoeléctricas.	109
1.10.1	Evolución de la Industria de Reactores Nucleares.	110
1.10.2	Vasija del reactor y sus secciones forjadas.	115
1.10.3	Proceso de Forjado de vasijas de reactores.	117
1.10.4	Prensa para forjado de 10,000 toneladas	118
1.11.1	Opinión en la Unión Europea en relación a la construcción de nuevas centrales Nucleoléctricas.	121
1.11.2	Porcentaje a favor de la energía nuclear en Europa (%).	122
1.11.3	Comparación de la opinión pública en los países de la Unión Europea (2005-2008).	123
1.11.4	Porcentaje a favor y en contra de la energía nuclear.	127
1.11.5	Opinión pública en Estados Unidos acerca de nuevas plantas nucleares.	128
1.11.6	Opinión pública de los beneficios obtenidos a partir de la energía nuclear.	129
1.11.7	Percepción de la seguridad de centrales nucleares.	130
1.11.8	Opinión pública acerca del uso de fuentes de energía ambientalmente limpias.	130
1.11.9	Porcentaje a favor de la energía nuclear.	131
1.11.10	Opinión pública a favor y en contra de la energía nuclear en los Estados Unidos.	132
1.11.11	Número de personas encuestadas en el Distrito Federal, Sonora, Veracruz y a nivel nacional.	134
1.11.12	Perfiles de los grupos de enfoque.	135
1.11.13	Opinión pública de la energía nuclear.	135
1.11.14	Comparativo internacional de la opinión entorno a la energía nuclear.	136
1.11.15	Principales factores de oposición a la energía nuclear.	137
1.11.16	Acuerdo en que se use la energía nuclear para producir electricidad, comparativo internacional.	137
1.11.17	Opinión sobre la confiabilidad de las centrales nucleares.	138
1.11.18	Opinión sobre Termoeléctricas y Nucleoeléctricas.	138
1.11.19	Conocimiento sobre la existencia de centrales nucleares en México.	139
1.11.20	Conocimiento sobre la existencia de Laguna Verde.	139
1.11.21	Opinión sobre la seguridad de Laguna Verde.	140
1.11.22	Opinión sobre la construcción de centrales nucleares en México.	140
1.11.23	Construcción de centrales nucleares cercanas a la vivienda.	141
1.11.24	Opinión sobre la construcción de centrales nucleares en base a sus ventajas y riesgo.	142
1.11.25	Resultados de la encuesta en relación al Plan de Emergencia Radiológico Externo (PERE).	146
1.11.26	Resultados de la encuesta realizada dentro de los 16	147

	km alrededor de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.	
1.11.27	Resultados de la evaluación del impacto del PERE en una escala de 0 a 10 puntos.	148
1.11.28	Resultados de la evaluación del impacto para el Desarrollo Social en una escala de 0 a 10 puntos.	148

CAPÍTULO 2 LA EXPERIENCIA DE LAGUNA VERDE

FIGURA		PÁGINA
2.2.1	Indice de WANO (Método 4).	155
2.2.2	Pérdida de capacidad forzada CLV.	156
2.2.3	Pérdida de capacidad no planeada CLV.	157
2.2.4	SCRAM automáticos no planeados por 7,000 horas críticas.	158
2.2.5	Índice químico Unidad 2.	159
2.2.6	Energía eléctrica bruta CLV.	160
2.2.7	Energía eléctrica neta CLV.	161
2.2.8	Factor de capacidad.	162
2.2.9	Factor de disponibilidad.	163
2.2.10	Costo unitario de producción.	164
2.2.11	Costo unitario de producción por concepto.	165
2.2.12	Volumen de desechos radiactivos sólidos.	166
2.2.13	Porcentaje de reuso de agua.	167
2.2.14	Índice de accidentes de seguridad industrial.	168
2.4.1	Almacenamiento de combustible gastado.	171
2.4.2	Ciclo de combustible abierto.	172
2.4.3	Generación de desechos mínima.	172
2.4.4	Mejor aprovechamiento de energía y reducción de desechos.	173
2.4.5	Decaimiento de Radiactividad de Desechos de Alto Nivel.	174
2.5.1	Porcentaje de materiales obtenidos durante el primer periodo del proyecto.	177
2.5.2	Rapidez de exposición de radiación para cada tipo de material obtenido.	177
2.5.3	Salida de un intercambiador de calor de los edificios de proceso.	178
2.5.4	Traslado del intercambiador.	179
2.5.5	Intercambiador en tránsito saliendo de la doble cerca.	179
2.5.6	Intercambiador iniciando su entrada a la instalación de almacenamiento.	180
2.5.7	Trabajos en el Condensador.	180
2.5.8	Curva de comportamiento rem-hombre durante los trabajos del Condensador	180
2.5.9	Extracción de un Calentador.	181
2.5.10	Curva de comportamiento rem-hombre durante los	181

	trabajos en los Calentadores.	
2.5.11	Traslado de un MSR.	182
2.5.12	Curva de comportamiento rem-hombre durante los trabajos en los MSR's.	182
2.5.13	Volumen de residuos sometidos al proceso de descontaminación.	183
2.5.14	Porcentaje de efectividad en la descontaminación de los diferentes materiales.	183
2.6.1	Almacenamiento temporal de los desechos radiactivos húmedos.	188
2.6.2	Procesamiento de desechos radiactivos líquidos.	189
2.6.3	Generación de Desechos Radiactivos Sólidos Secos en la CLV.	190
2.6.4	Procesamiento de aceites gastados.	191
2.6.5	Almacenamiento de desechos radiactivos en la CLV.	192
2.6.6	Volumen de aceites contaminados y tambores compactados para su disposición final.	194
2.6.7	Confinamiento definitivo de desechos radiactivos de nivel medio y bajo.	195

CAPÍTULO 3 REACTORES AVANZADOS A CONSIDERAR PARA UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA.

FIGURA		PÁGINA
3.1.1	Tecnologías de Generación Nucleoeléctrica.	198
3.1.2	Generaciones de Reactores.	199
3.1.3	Reactor ABWR (1371 MWe).	202
3.1.4	Cuarto de control del ABWR	203
3.1.5	AP1000 (1150 MWe) de Westinghouse.	204
3.1.6	Reducción en las estructuras, equipos y componentes en comparación con otros reactores PWR convencionales.	205
3.1.7	Cuarto de Control del AP1000.	206
3.1.8	GE ESBWR (1150 MWE).	207
3.1.9	MHI APWR (1700 MWe).	208
3.1.10	APR 1400 MMIS (Sistema de Interfase Hombre-Máquina).	209
3.1.11	Areva US EPR (1600-1750 MWe).	210
3.1.12	Edificios en el Areva EPR.	211
3.1.13	Cuarto de Control del US-EPR.	212
3.1.14	Central Nuclear Embalse.	214
3.1.15	Círculo primario y secundario.	214
3.1.16	Calandria y Ensamble de Combustible de un reactor CANDU-1000.	215
3.1.17	Edificio del Reactor en un ACR-1000.	215
3.1.18	Cuarto de Control Principal ACR-1000.	216

3.2.1	Tecnologías y Estado al 2009.	221
3.3.1	Estado de Licenciamiento de Reactores en EUA.	229
3.4.1	Comparación entre Concreto Reforzado y Concreto Reforzado con Placa de Acero.	233
3.4.2	Modelo en 3D del Condensador Principal utilizado durante los trabajos de Aumento de Potencia de la CN Laguna Verde.	234
3.4.3	Nuevos equipos MSR's arribando vía marítima a la CN Laguna Verde.	236
3.4.4	Ejemplo de Grúas de gran capacidad.	238
3.4.5	Dos ejemplos de rodamientos de elastómero.	239
3.4.6	(a) Amortiguador de acero; (b) Amortiguador de plomo junto con un rodamiento de goma de alto amortiguamiento.	239
3.4.7	Ubicación de Grúa Principal.	241
3.4.8	Infraestructura para apoyo a la Construcción.	241
3.4.9	Proceso constructivo.	243
3.5.1	Programa del Proyecto ABWR de TVA.	251
3.5.2	Programa del Proyecto APWR Turkey Point.	248
3.5.3	Programa del Proyecto (1/3).	252
3.5.3	Programa del Proyecto (2/3).	253
3.5.3	Programa del Proyecto (3/3).	254
3.6.1	Ubicación de los Sitios posibles para el emplazamiento de una Nueva Planta.	258
3.7.1	Infraestructura para apoyo a la Construcción.	261

CAPÍTULO 4 ASPECTOS AMBIENTALES

FIGURA	PÁGINA	
4.4.1	Equipo para el Control de Emisiones Atmosféricas.	264
4.1.2	Emisiones durante el Ciclo de Vida – Japón 1.	265
4.1.3	Emisiones durante el Ciclo de Vida – Japón 2.	266
4.1.4	Emisiones durante el Ciclo de Vida – Canadá.	266
4.1.5	Emisiones durante el Ciclo de Vida – Alemania.	267
4.1.6	Sistema de Enfriamiento Abierto.	268
4.1.7	Sistema de Enfriamiento Húmedo.	269
4.1.8	Balance de agua de la Central Laguna Verde, agua usada para el enfriamiento (agua de mar) en relación al agua de pozo consumida para servicios y reposición.	271
4.2.1	Dinoflagelado sp.	272
4.2.2	Esqueletonema sp.	273
4.2.3	Nauplius sp.	273
4.2.4	Diaptomus sp	273
4.2.5	Canal de descarga.	273
4.2.6	Actividad β en partículas suspendidas en el aire.	275
4.2.7	Niveles de Exposición Medidos con TLD.	276
4.2.8	Pesca en Villa Rica.	279

4.3.1	El efecto invernadero.	280
4.3.2	Variaciones de la temperatura de la superficie de la Tierra.	282
4.3.3	Niveles de Estabilización y Gamas de Probabilidad para los Aumentos de Temperatura.	286
4.3.4	Escenarios Ilustrativos de Emisiones para conseguir una Estabilización a 550 ppm CO ₂ .	288
4.3.5	Gráfica de Dispersión – Proyecciones de Costos.	289
4.4.1	Emisiones de CO ₂ de Diversos Sectores.	291
4.4.2	Porcentaje de Contribución por opción para la reducción de emisiones, 2005-2050.	292
4.4.3	Propuesta de Mitigación de CO ₂ – Estados Unidos.	292
4.4.4	Propuesta de Mitigación de CO ₂ – México.	293
4.5.1	Costo Marginal de Mitigación (Vattenfall).	294
4.5.2	Costo Marginal de Mitigación (McKinsey).	295
4.5.3	Costo Marginal de Mitigación (Centro Mario Molina).	295

CAPÍTULO 5 COSTOS DE UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA

FIGURA		PÁGINA
5.1.1	Curva de Aprendizaje Costo de Capital.	305
5.1.2	Incremento en el Costo de los Materiales para la Construcción.	307
5.1.3	Índice IHC CERA Power Capital Cost.	308
5.1.4	Dinámica del Precio del Contrato y las Contingencias del Propietario.	310
5.1.5	Porcentaje del Costo del Combustible en el Costo de Producción de Generación Eléctrica.	312
5.1.6	Distribución de Costos de una Unidad de Generación Nuclear.	313
5.1.7	Estructura de Costos para Diferentes Tecnologías.	314
5.1.8	Efectos ocasionados por la variación del precio del energético.	315
5.1.9	Flujo de Efectivo de una Unidad de Generación Nuclear.	315
5.3.1	Curva de Riesgo Acumulado.	329
5.3.2	Mapa del proyecto. Administrando riesgos.	331
5.5.1	Flujo de Efectivo Unidad Nucleoeléctrica Nueva.	343
5.6.1	Sensibilidad a Tasa de Descuento.	344
5.6.2	Sensibilidad al Costo de Combustible.	345
5.6.3	Sensibilidad de la Tecnología Nuclear a cambios en Tiempos de Construcción y a Cambios en el Costo de Inversión al Inicio de la Operación.	347
5.6.4	Sensibilidad al Factor de Planta y a la Vida Útil de la Unidad Nuclear.	349

CAPÍTULO 6 FINANCIAMIENTO

FIGURA	PÁGINA
6.2.1 Unidades Nucleares Construidas.	358
6.3.1 Opciones Financieras.	376
6.4.1 Comparación de flujos anuales descontados.	379
6.4.2 Distribución de las inversiones en el tiempo.	380
6.4.3 Financiamiento de una Unidad Nucleoeléctrica, Opción 1	384
6.4.4 Flujos Remanentes sin Fondos Nucleares y sin Costo de Emisiones.	385
6.4.5 Flujos Remanentes con Fondos Nucleares y Costo de Emisiones.	385

CAPÍTULO 7 IMPACTO SOCIOECONÓMICO

FIGURA	PÁGINA
7.5.1 Población Total México/Veracruz.	407
7.5.2 Tasa de Crecimiento Anual de la Población México/Veracruz.	407

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1 LA NUCLEOELECTRICIDAD

TABLA	PÁGINA
1.1.1 Panorama mundial de plantas nucleoeléctricas en operación, construcción o planeadas, incluyendo sus requerimientos de Uranio.	2
1.1.2 Reactores en Construcción o a punto de iniciar su construcción.	7
1.1.3 Reactores planeados.	7
1.2.1 Costos de O&M en Unidades de Generación Americanas.	10
1.2.2 Costos de Producción en Unidades de Generación Americanas.	11
1.2.3 Cuadro A.1 Costos de Combustible, Operación y Mantenimiento (COPAR).	15
1.3.1 Reservas de Uranio en el Mundo.	17
1.3.2 Capacidad de Servicios de Conversión.	18
1.3.3 Capacidad de Enriquecimiento.	20
1.3.4 Ejemplos de Repositorios Geológicos en el Mundo.	25
1.3.5 Capacidad de Reprocesamiento Comercial a Nivel	31

	Mundial.	
1.4.1	Estado de Desmantelamiento en Reactores de Potencia en los Estados Unidos.	48
1.5.1	Volumen de Desechos Radiactivos Líquidos Procesados.	57
1.5.2	Generación de Desechos Sólidos Secos (de todo tipo).	58
1.5.3	Repositorios Definitivos a Nivel Mundial.	72
1.6.1	Fatalidades Producidas en el uso de Energía.	79
1.6.2	Accidentes Relacionados con el Uso de Energía.	81
1.6.3	Accidentes Graves en la Industria Nucleoeléctrica.	81
1.7.1	Instrumentos Internacionales relacionados con la Seguridad Física.	92
1.8.1	Inventario de Organizaciones y Regímenes Internacionales de No Proliferación.	99
1.10.1	Proveedores de Centrales Nucleoeléctricas con el número total de reactores que han construido a nivel mundial.	112
1.10.2	Proveedores de Centrales Nucleoeléctricas con el número de reactores terminados en el año 2000 o posteriormente, o aquellos bajo construcción.	113
1.10.3	Proveedores y el número potencial de reactores solicitados en los EUA, a principios del año 2008.	113

CAPÍTULO 2 LA EXPERIENCIA DE LAGUNA VERDE

TABLA		PÁGINA
2.1.1	Fechas importantes de la Central Laguna Verde.	152
2.3.1	Costos de Producción en la CLV	169
2.3.2	Importe del Costo de Producción en la CLV para el periodo Enero-Diciembre del año 2008.	170
2.5.1	Equipos a reemplazar a consecuencia del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la Central Laguna Verde.	176
2.5.2	Contenedores obtenidos durante el primero periodo del proyecto.	176
2.6.1	Proyección de Desechos Sólidos en la CLV en 60 años de operación.	193

CAPÍTULO 3 REACTORES AVANZADOS A CONSIDERAR PARA UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA

TABLA		PÁGINA
3.2.1	Tabla Comparativa Reactores Generación III.	223
3.4.1	Tecnologías Avanzadas para la Construcción.	230

3.6.1	Estado de los Estudios de Sitios para Plantas Nucleoeléctricas.	259
-------	---	-----

CAPÍTULO 4 ASPECTOS AMBIENTALES

TABLA		PÁGINA
4.2.1	Datos de monitoreo de agua y del plancton durante la etapa operacional y la preoperacional.	277
4.6.1	Datos para el Cálculo de Emisiones.	296
4.6.2	Emisiones para diversas tecnologías.	297
4.6.3	Costo de Emisiones.	298
4.6.4	Emisiones Evitadas por la Central Laguna Verde en 2008.	298
4.6.5	Generación y Emisiones por tecnología durante el 2007.	299

CAPÍTULO 5 COSTOS DE UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA

TABLA		PÁGINA
5.1.1	Conceptos Clave en la estimación de costos.	306
5.1.2	Riesgos en el contrato EPC.	309
5.1.3	Costos de Construcción Proyectados y Reales de Unidades Nucleoeléctricas en los Estados Unidos.	311
5.2.1	Estimación de Costos de Nucleoeléctricas de publicaciones recientes	319
5.2.2	Grupo Brattle - Análisis de los costos de generación.	321
5.2.3	Costo de la Electricidad para varias tecnologías de generación (Modelo de Financiamiento del NEI)	326
5.2.4	Actualización de Estimación de Costos del MIT.	327
5.3.1	Mapa del proyecto. Administrando riesgos.	333
5.4.1	Datos técnicos de diferentes tecnologías de generación.	335
5.4.2	Costos y Comportamiento de Tecnologías de Generación con Captura y Almacenamiento de Carbono.	336
5.4.3	Costo de Inversión Nivelado.	337
5.4.4	Costos de Operación y Mantenimiento (O&M).	337
5.4.5	Costos de Combustible.	338
5.4.6	Fondos de Reserva.	338
5.4.7	Costos de emisiones de CO ₂ .	339
5.4.8	Costo de Generación sin Costo de Emisiones.	339
5.4.9	Costos Nivelados de Generación.	340
5.5.1	Costos de Inversión Instantáneos 2009 de Unidad Nucleoeléctrica.	341
5.5.2	Flujo de Efectivo Unidad Nucleoeléctrica Nueva.	342

5.5.3	Flujos de Inversión de Diversas Tecnologías (%).	343
5.6.1	Sensibilidad a Tasa de Descuento.	344
5.6.2	Sensibilidad al Costo de Combustibles.	345
5.6.3	Sensibilidad al Costo de Emisiones.	346
5.6.4	Sensibilidad al Tiempo de Construcción Nuclear.	346
5.6.5	Sensibilidad a Cambios en el Costo de Inversión al Inicio de la Operación Nuclear.	347
5.6.6	Sensibilidad a la Vida Útil de la Unidad Nuclear.	348
5.6.7	Sensibilidad al Factor de Planta de la Unidad Nuclear.	348

CAPÍTULO 6 FINANCIAMIENTO

TABLA		PÁGINA
6.1.1	Generación y Capacidad Nuclear en Distintos Países	355
6.1.2	Generación Anual de Electricidad Nuclear per capita 2007.	356
6.4.1	TIR para unidad nucleoeléctrica y de ciclo combinado (Opción 1), y sensibilidad de la TIR al incremento en costo de combustible.	383

CAPÍTULO 7 IMPACTO SOCIOECONÓMICO

TABLA		PÁGINA
7.3.1	Matriz Insumo-Producto 2003, INEGI y Estimaciones Propias de la Central Laguna Verde.	398
7.4.1	Composición y Montos Estimados del Gasto Nacional en Componentes y Servicios.	401
7.4.2	Matriz Insumo-Producto para los Sectores en la Construcción de una Nucleoeléctrica.	402
7.4.3	Sector Manufacturero.	404
7.4.4	Valor Agregado Directo en la Producción Nacional de Componentes, Equipos y Servicios.	404
7.5.1	Población por Condición de Pobreza en Veracruz, 2005.	405
7.5.2	Producto Interno Bruto - Veracruz	406
7.6.1	Uso de Suelo en la Región Inmediata a Laguna Verde.	408
7.6.2	Población en el Municipio de Alto Lucero.	408
7.6.3	Edad Media Estatal y Municipal.	409

1.-LA NUCLEOELECTRICIDAD

1.1.- SITUACIÓN ACTUAL Y PROSPECTIVA

A partir del uso pacífico de la energía nuclear a mediados del siglo pasado, ésta ha evolucionado hasta llegar a tener una importante contribución en la producción de electricidad en los 31 países que la usan. En la Tabla 1.1.1⁽²⁾ podemos observar que al 1 de junio de 2009 se encontraban en operación 436 unidades nucleoeléctricas en el mundo con una capacidad instalada total de 372,533 MWe, produciendo en el año 2008, 2,600 millones de MWh. Es importante destacar que en esa misma fecha del 1 de junio de 2009, se encontraban en construcción en 14 países, 47 plantas nucleares con una capacidad a ser instalada de 42,128 MWe.

PAÍS	GENERACIÓN DE NUCLEOELECTRICIDAD 2008		REACTORES OPERABLES 1 JUN 2009		REACTORES EN CONSTRUCCIÓN 1 JUN-2009		REACTORES PLANEADOS JUNIO 2009		REACTORES PROPUESTOS JUNIO 2009		URANIO REQUERIDO 2009
	Billones kWh	% e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	Ton. de U
Argentina	6.8	6.2	2	935	1	692	1	740	1	740	122
Armenia	2.3	39.4	1	376	0	0	0	0	1	1000	51
Bangladesh	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	2	2000	0
Bielorrusia	0.0	0.0	0	0	0	0	2	2000	2	2000	0
Bélgica	43.4	53.8	7	5728	0	0	0	0	0	0	1002
Brasil	14.0	3.1	2	1901	0	0	1	1245	4	4000	308
Bulgaria	14.7	32.9	2	1906	0	0	2	1900	0	0	260
Canadá	88.6	14.8	18	12652	2	1500	3	3300	6	6600	1670
China	65.3	2.2	11	8587	14	14280	35	37460	80	72000	2010
República Checa	25.0	32.5	6	3686	0	0	0	0	2	3400	610
Egipto	0.0	0.0	0	0	0	0	1	1000	1	1000	0
Finlandia	22.0	29.7	4	2696	1	1600	0	0	1	1000	446
Francia	418.3	76.2	59	63473	1	1630	1	1630	1	1630	10569
Alemania	140.9	28.3	17	20339	0	0	0	0	0	0	3398
Hungría	14.0	37.2	4	1826	0	0	0	0	2	2000	274
India	13.2	2.0	17	3779	6	2976	23	21500	15	20000	961
Indonesia	0.0	0.0	0	0	0	0	2	2000	4	4000	0
Irán	0.0	0.0	0	0	1	915	2	1900	1	300	143
Israel	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	1	1200	0
Italia	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	10	17000	0
Japón	240.5	24.9	53	46236	2	2285	13	17915	1	1300	8388

Kasajastán	0.0	0.0	0	0	0	0	2	600	2	600	0
Corea del Norte	0.0	0.0	0	0	0	0	1	950	0	0	0
Corea del Sur	144.3	35.6	20	17716	5	5350	7	9450	0	0	3444
Lituania	9.1	72.9	1	1185	0	0	0	0	2	3400	0
México	9.4	4.0	2	1310	0	0	0	0	2	2000	242
Holanda	3.9	3.8	1	485	0	0	0	0	0	0	97
Pakistán	1.7	1.9	2	400	1	300	2	600	2	2000	65
Polonia	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	5	10000	0
Rumania	7.1	17.5	2	1310	0	0	2	1310	1	655	174
Rusia	152.1	16.9	31	21743	8	5980	8	9360	28	25880	3537
Eslovaquia	15.5	56.4	4	1688	2	840	0	0	1	1200	251
Taiwán	39.3	17.1	6	4927	2	2600	0	0	6	8000	831
Eslovenia	6.0	41.7	1	696	0	0	0	0	1	1000	137
Sudáfrica	12.7	5.3	2	1842	0	0	3	3565	24	4000	303
España	56.4	18.3	8	7448	0	0	0	0	0	0	1383
Suecia	61.3	42.0	10	9104	0	0	0	0	0	0	1395
Suiza	26.3	39.2	5	3237	0	0	0	0	3	4000	531
Tailandia	0.0	0.0	0	0	0	0	2	2000	4	4000	0
Turquía	0.0	0.0	0	0	0	0	2	2400	1	1200	0
Ucrania	84.3	47.4	15	13168	0	0	2	1900	20	27000	1977
Emiratos Árabes	0.0	0.0	0	0	0	0	3	4500	11	15500	0
Reino Unido	52.5	13.5	19	11035	0	0	0	0	6	9600	2059
Estados Unidos	809.0	19.7	104	101119	1	1180	11	13800	20	26000	18867
Vietnam	0.0	0.0	0	0	0	0	2	2000	8	8000	0
MUNDIAL	2600	15	436	372,533	47	42,128	133	145,025	282	295,205	65,505
PAIS	Billones kWh	% e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	Ton. de U
	GENERACIÓN DE NUCLEOELECTRICIDAD 2008		REACTORES OPERABLES 1 JUNIO 2009		REACTORES EN CONSTRUCCIÓN 1 JUNIO 2009		REACTORES PLANEADOS JUNIO 2009		REACTORES PROPUESTOS JUNIO 2009		URANIO REQUERIDO 2009

Tabla 1.1.1 Panorama mundial de plantas nucleoeléctricas en operación, construcción o planeadas, incluyendo sus requerimientos de Urano.

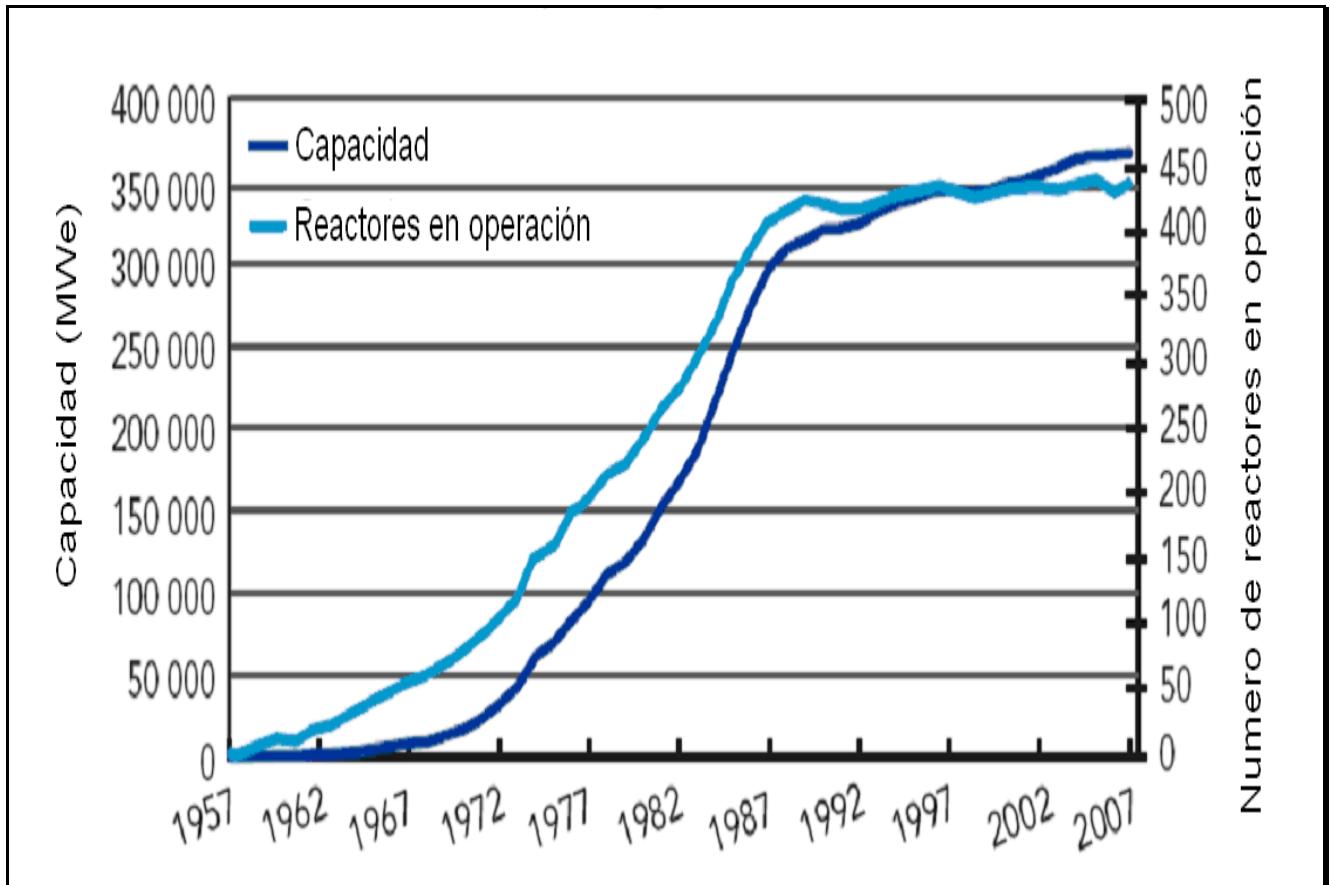


Fig.1.1.1 Capacidad de generación de Nucleoeléctricidad y número de reactores en operación a nivel mundial.

Por otra parte y desde el punto de vista de operación de las plantas nucleoeléctricas, los factores de planta han mejorado de manera importante si consideramos que en 1990 menos de la cuarta parte de los reactores en operación en esa fecha tuvieron factores de planta superiores al 80% mientras que en el 2008, las plantas nucleoeléctricas en los Estados Unidos tuvieron factores de planta promedio de 81.5%⁽³⁾. Lo anterior demuestra la competitividad de la nucleoeléctricidad para satisfacer la demanda de carga base, comparada con otras tecnologías.

De acuerdo a la información contenida en la Ref. 1, la generación de electricidad a nivel mundial, casi se duplicará de 2004 al 2030, al pasar de 16,424 MMWh a 30,364 MMWh tal como se muestra en la siguiente figura:

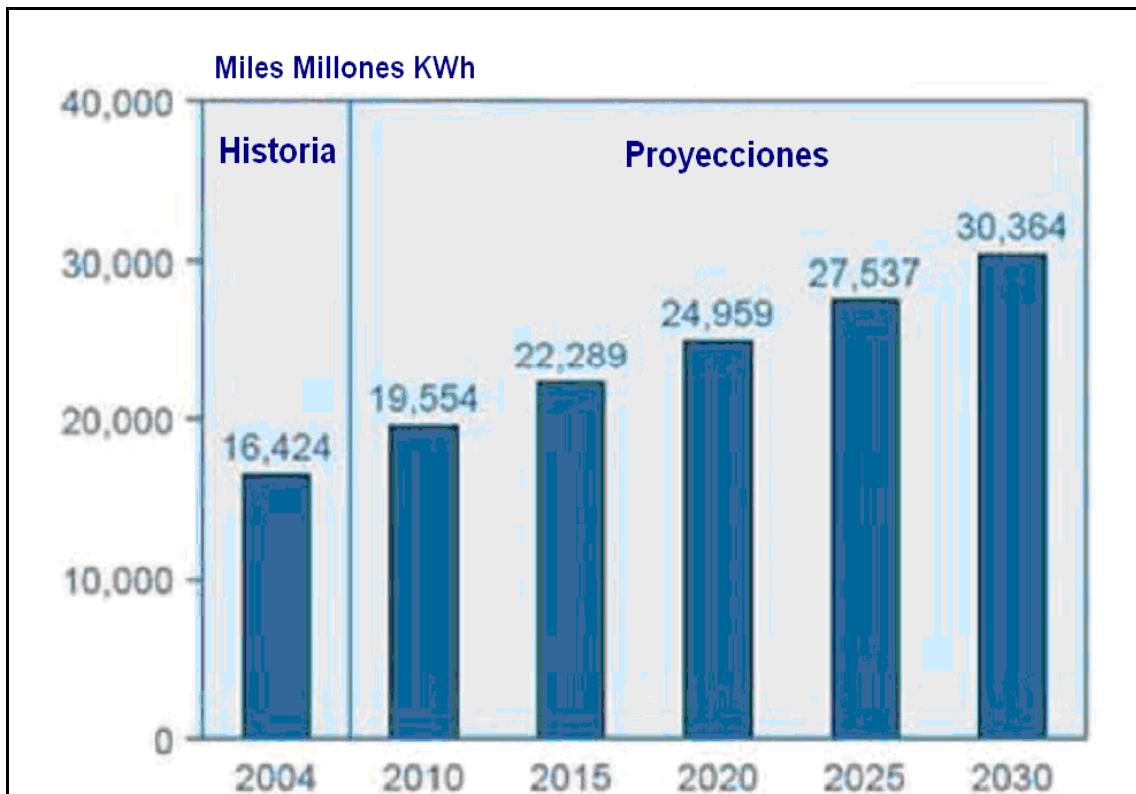


Figura 1.1.2 Prospectiva de Generación de Energía Eléctrica a nivel Mundial

Asimismo se proyecta que la electricidad obtenida de plantas nucleoeléctricas se incrementará en alrededor del 40% en ese mismo período al pasar de 2,619 TWh en 2004 a 3,619 TWh en 2030. Se considera además que este incremento puede ser mayor si consideramos la inestabilidad en los precios de los combustibles fósiles, seguridad en el suministro eléctrico, diseño mejorado de reactores y consideraciones ambientales.

Para el año 2050, la Agencia de la Energía Nuclear (AEN) de la OCDE proyecta que la capacidad nuclear instalada será de entre 580 y 1400 GWe de capacidad eléctrica comparado con los 372 GWe en el 2007. En la Fig.1.1.3 se muestran las proyecciones de la AEN, para un escenario alto un incremento en la capacidad nuclear de 1 000 GWe para el año 2050, y para un escenario bajo un incremento de solamente de 200 GWe ⁽⁴⁾.

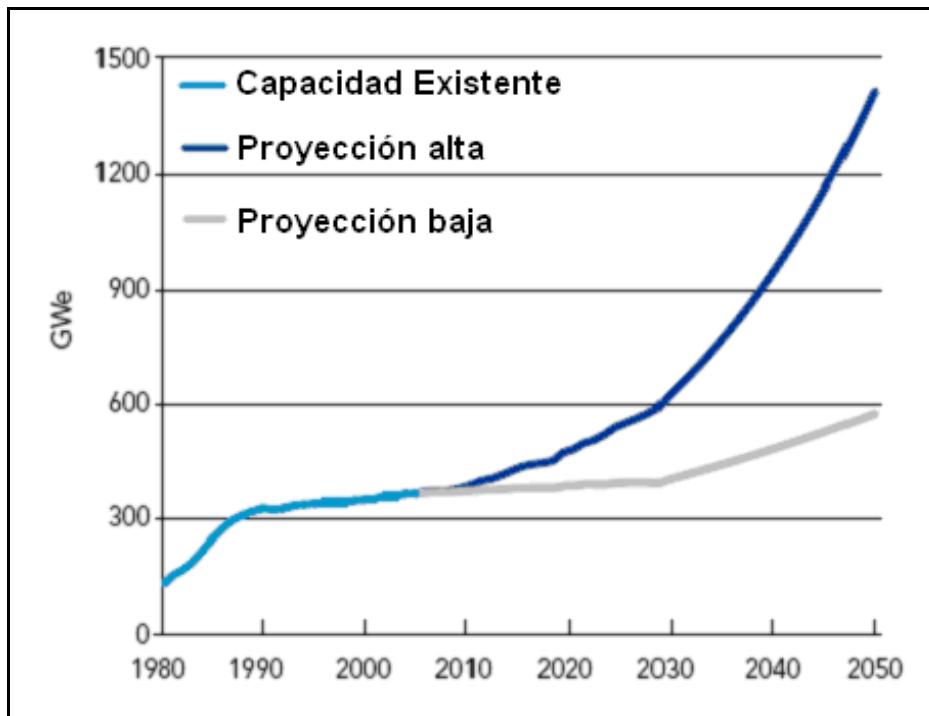


Fig. 1.1.3 Proyecciones de capacidad de generación de Nucleoeléctricidad para el año 2050, escenarios alto y bajo de la Agencia de la Energía Nuclear.

De la información anterior podemos observar que aún con los incrementos en la generación de electricidad por medio de unidades nucleoeléctricas, la participación de la energía nuclear es una pequeña porción del total. La demanda adicional será cubierta mediante otras tecnologías, especialmente carbón y gas, con las consecuencias que ello representará en la emisión a la atmósfera de gases efecto invernadero, si no son tomadas las medidas correspondientes para evitar esto.

La experiencia acumulada en más de 50 años de operación de plantas nucleoeléctricas ha permitido incorporar en el diseño de nuevas plantas todos los avances tecnológicos y de seguridad disponibles, evolucionando para incorporar el estado del arte. Adicionalmente a lo anterior, se ha evolucionado en áreas de la ingeniería y diseño de tal manera que, además de contar con unidades más seguras y eficientes, se ha logrado reducir de manera considerable los tiempos de construcción y los costos de generación. En este último tema la globalización de la tecnología ha jugado un papel muy importante ya que la integración y fusión de empresas a nivel global, ha promovido la incorporación de experiencias a nivel mundial en los diseños de los nuevos reactores. Lo anterior está reflejado en la Figura 1.10.1.1 de este Informe, en donde observamos que entre los reactores actualmente disponibles se encuentran el ABWR, el EPR, el AP-1000, el APR-1400, el ESWR, el USAPWR, el WWER-1000 y el ACR-1000. De estos reactores únicamente se encuentran en operación reactores ABWR con cuatro unidades en Japón. Se encuentran en construcción dos plantas, una en Finlandia y otra en Francia, con reactores EPR que entrarán en operación entre 2012 y 2015.

Una descripción completa del estado que guarda cada uno de estos reactores desde el punto de vista de licenciamiento, construcción y operación se encuentra en la sección 3.1 de este Reporte.

Todos estos reactores, al contar con diseños más compactos, reducen las dimensiones en la construcción de manera que existe un ahorro sustancial en su costo de inversión y al realizar la construcción mediante módulos, los tiempos requeridos para el montaje se reducen drásticamente.

Todo lo anterior, aunado a la inestabilidad de los precios de los combustibles fósiles y la preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero ha promovido el resurgimiento de la energía nuclear, tal como se muestra en la siguiente tabla obtenida de la Ref 2.

Inicio de Operación	País	Reactor	Tipo	MWe (net)	Inicio de Operación	País	Reactor	Tipo	Mwe (net)
2009	India, NPCIL	Rawatbhata 5	PHWR	202	2013	Rusia, Energoatom	Leningrad 5	PWR	1070
2009	India, NPCIL	Kaiga 4	PHWR	202	2013	Rusia, Energoatom	Novоворонеж 7	PWR	1070
2009	India, NPCIL	Kudankula 1	PWR	950	2013	Rusia, Energoatom	Rostov/Volgodonsk 3	PWR	1070
2009	India, NPCIL	Rawathata 6	PHWR	202	2013	Corea, KHNP	Shin Kori 3	PWR	1350
2009	Irán, AEOI	Bushehr 1	PWR	950	2013	China, CGNPC	Yangjiang 1	PWR	1080
2009	Rusia, Energoatom	Volgodonsk 2	PWR	950	2013	China, CGNPC	Taishan 1	PWR	1700
2009	Japón,Hokkaido	Tomari 3	PWR	912	2013	China, CNNC	Fangjiashan 1	PWR	1000
2010	India, NPCIL	Kudankalam 2	PWR	950	2013	China, CNNC	Fuqing 1	PWR	1000
2010	Canadá,BrucePower	Bruce A1	PHWR	769	2013	Eslovaquia, SE	Mochovce 4	PWR	440
2010	Canadá,BrucePower	Bruce A2	PHWR	769	2014	China, CGNPC	Hongyanhe 2	PWR	1080
2010	Corea, KHNP	Shin Kori 1	PWR	1000	2014	China , CNNC	Sanmen 2	PWR	1100
2010	China, CGNPC	Lingao 3	PWR	1080	2014	China , CPI	Haiyang 1	PWR	1100
2010	Argentina, CNEA	Atucha 2	PHWR	692	2014	China , CGNPC	Ningde 3	PWR	1080
2010	Rusia,Energoatom	Severodvinsk	PWR	70	2014	China , CGNPC	Hongyanhe 3	PWR	1080
2011	India, NPCIL	Kalpakkam	FBR	470	2014	China, CNNC	Fangjiashan 2	PWR	1000
2011	China, Taipower	Lungmen 1	ABWR	1300	2014	China, CNNC	Fuqing 2	PWR	1000
2011	Rusia,Energoatom	Kalinin 4	PWR	950	2014	China, Huaneng	Shidaowan	HTR	200
2011	Corea, KHNP	Shin Kori 2	PWR	1000	2014	Corea, KHNP	Shin-Kori 4	PWR	1350
2011	China, CNNC	Qinshan 6	PWR	650	2014	Japón , Tepco	Fukushima I-7	ABWR	1080
2011	China, CGNPC	Lingao 4	PWR	1080	2014	Japón, EPDC/J	Ohma	ABWR	1350
2011	Pakistán, PAEC	Chashma 2	PWR	300	2014	Bulgaria, NEK	Belene 1	PWR	1000
2012	Finlandia, TVO	Olkiluoto 3	PWR	1600	2014	Rusia , Energoatom	Leningrad 6	PWR	1200
2012	China, CNNC	Qinshan 7	PWR	650	2014	Rusia , Energoatom	Rostov/Volgodonsk 4	PWR	1200
2012	China, Taipower	Lungmen 2	ABWR	1300	2015	Japón. Tepco	Fukushima I-8	ABWR	1080
2012	Corea, KHNP	Shin Wolsong 1	PWR	1000	2015	China, CGNPC	Yangjiang 2	PWR	1080

2012	Francia, Edf	Flamanville 3	PWR	1630	2015	China, CGNPC	Taishan 2	PWR	1700
2012	Rusia,Energoatom	Beloyarsk 4	FBR	750	2015	China, CPI	Haiyang 2	PWR	1100
2012	Japón, Chugoku	Shimane 3	PWR	1375	2015	Rumania, SNN	Cernavoda 3	PHWR	655
2012	Rusia,Energoatom	Novovoronezh 6	PWR	1070	2015	Korea, KHNP	Shin-Ulchin 1	PWR	1350
2012	Eslovaquia,SE	Mochovce 3	PWR	440	2015	Rusia, Energoatom	Seversk 1	PWR	1200
2012	China, CGNPC	Hongyanhe 1	PWR	1080	2015	Rusia, Energoatom	Baltic 1	PWR	1200
2012	China, CGNPC	Ningde 1	PWR	1080	2015	Rusia, Energoatom	Tver 1	PWR	1200
2013	China, CNNC	Sanmen 1	PWR	1100	2015	Rusia, Energoatom	Leningrad 7	PWR	1200
2013	China, CGNPC	Ningde 2	PWR	1080	2015	Japón, Chugoku	Kaminoseki 1	ABWR	1373
2013	Corea, KHNP	Shin Wolsong 2	PWR	1000	2015	Japón , Tepco	Higashidori 1	ABWR	1080

Tabla 1.1.2 Reactores en Construcción o a punto de iniciar su construcción

Inicio de Operación	Inicio de Construcción	País, Empresa	Reactor	Tipo	Mwe
	2011	Bulgaria, NEK	Belene 2	PWR	1000
2018	?	Japan, Tepco	Higashidori 2 (Tepco)	ABWR	1320
2016-17	2010	Japan, JAPC	Tsuruga 3 & 4	APWR	1500
2018	?	Japan, Chugoku	Kaminoseki 2	ABWR	1373
2016		Korea, KHNP	Shin-Ulchin 2	APR-1400	1350
2017		Slovenia, NEK	Krsko 2	PWR?	

Tabla 1.1.3 Reactores planeados

Con lo anterior no se pretende descalificar otras tecnologías, sino todo lo contrario, México no debe permanecer ajeno a la incorporación de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, tales como unidades supercríticas a base de carbón pulverizado con y sin captura y almacenamiento de CO₂, ciclos combinados con gasificación de carbón integrada con y sin captura y almacenamiento de CO₂, además de fuentes renovables como son geotermia, eólicas, solares e hidráulicas.

Si se considera la magnitud de la demanda de energía eléctrica esperada en el mediano plazo, las fuentes primarias más seguras para satisfacer un alto porcentaje de esta demanda como carga base, son el carbón y el uranio. Ambos combustibles han sido utilizados exitosamente por la CFE.



Fig.1.1.4 Ejemplos de reactores nucleares en construcción: Corea del Norte (Shin-Kori 1&2), Rusia (Beloyarsk 4), Francia (Flamanville 3).

REFERENCIAS

- [1] Global Nuclear Energy Partnership, Programmatic Environmental Impact Statement. DOE/EIS-0396, October 2008, U.S.D.O.T. Office of Nuclear Energy.
- [2] Power Reactor Under Construction, UIC/WNA Information Paper and Newsletters, Nuclear Engineering Handbook.
- [3] NEI, Global Energy Decision/Energy, Information Administration, 4/08.
- [4] NEA, Nuclear Energy Outlook 2008, OECD 2008.

1.2.- COSTOS DE COMBUSTIBLE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN.

1.2.1.- COSTOS DE COMBUSTIBLE

Este es el costo total anual asociado con el “quemado” de combustible nuclear como resultado de la operación de la unidad de generación. Este costo está basado en los costos amortizados asociados con la adquisición de uranio, conversión, enriquecimiento y servicios de fabricación; además de costos de almacenamiento y transportación.

Para un reactor típico BWR o PWR, el costo aproximado de combustible para una recarga (reemplazando un tercio del núcleo) es alrededor de 40 Millones USD, basado en un ciclo de operación de 18 meses. En el año 2007, el costo promedio de combustible en una central nuclear fue de 0.47centavos USD/kWh.

Debido a que la recarga de combustible en una unidad de generación nuclear es cada 18-24 meses, las centrales nucleares no están sujetas a la volatilidad del precio del combustible, como las unidades generadoras de electricidad que dependen del gas natural, carbón o combustóleo, debido a que las negociaciones de adquisición del uranio y sus servicios se realizan con varios años de antelación y estas negociaciones no son particularmente sensibles al precio del uranio en el “mercado spot”.

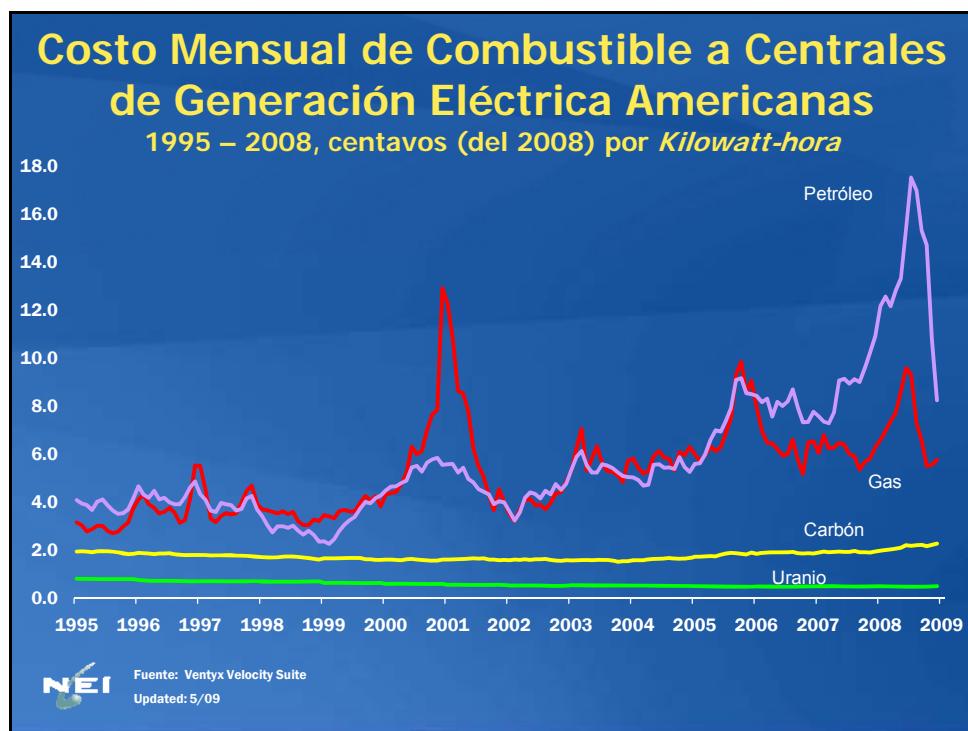


Figura 1.2.1 Costo Mensual de Combustible de Centrales Americanas

1.2.2.- COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

Este es el costo anual asociado con la operación, mantenimiento y administración de una unidad nucleoeléctrica. Estos costos incluyen los costos de inspecciones de seguridad y salvaguardas que requieren este tipo de unidades, así como los costos relacionados con mano de obra, seguros, seguridad física y costos administrativos. El promedio de los costos O&M no relacionados con el combustible en 2008 fue de 1.37 centavos USD/kWh.

Costos O&M en Unidades de Generación Americanas				
1995 – 2008, centavos USD (del 2008) por kilowatt-hora				
Costos Operación y Mantenimiento				
Año	Carbón	Gas	Nuclear	Combustóleo
1995	0.61	0.71	1.89	1.64
1996	0.54	0.70	1.80	1.36
1997	0.52	0.67	1.93	1.16
1998	0.55	0.61	1.76	0.73
1999	0.52	0.51	1.58	1.03
2000	0.52	0.57	1.57	0.81
2001	0.55	0.64	1.49	0.83
2002	0.56	0.66	1.50	0.93
2003	0.55	0.67	1.45	1.10
2004	0.57	0.56	1.42	0.99
2005	0.57	0.53	1.38	0.97
2006	0.59	0.54	1.39	1.32
2007	0.60	0.50	1.36	1.47
2008	0.55	0.55	1.37	1.69

Fuente: Global Energy Decisions
Actualización: 5/09
NEI – NUCLEAR ENERGY INSTITUTE

Tabla 1.2.1 Costos de O&M en Unidades de Generación Americanas.

1.2.3.- COSTOS DE PRODUCCIÓN

Existe una gran cantidad de datos disponibles en lo que se refiere a Costos de Producción que muestra un alto grado de dispersión debido a diferencias en el costo de la mano de obra, capacidad y edad de las diversas unidades generadoras en diferentes países, así como el efecto en las unidades cuyo propietario es el gobierno o bien inversionistas y operadores privados. Así por ejemplo, en Francia y Japón la industria nuclear es una industria madura con un número similar de unidades de generación nucleares, pero se estima que hacia 2010, los costos de operación y mantenimiento en Japón serán 2.3 veces más altos que en Francia. Para unidades de generación basadas en combustibles

fósiles, los costos de producción en Francia y Japón son prácticamente iguales. Los costos de operación y mantenimiento de unidades nucleares han sido influenciados por cambios en las regulaciones nucleares aplicables, sin embargo estudios del Organismo Internacional de Energía/ Organismo de Energía Nuclear (IEA/NEA) de la OCDE realizados entre 1983 y 2005, indican que estos costos en general se han estabilizado.

El costo de producción es la suma de los costos de Operación y Mantenimiento, y los costos de combustible de una unidad de generación. Los Costos de Producción de unidades nucleoléctricas en los Estados Unidos de Norteamérica se han venido reduciendo continuamente desde mediados de la década de los 80s; a partir del 2001, las unidades nucleares (Estados Unidos) han alcanzado costo de producción más bajos que las unidades a base de gas, carbón y combustóleo.

Costos O&M Unidades de Generación Americanas				
1995 - 2008, centavos USD (del 2008) por kilowatt-hora				
Costo Total de Producción				
Año	Carbón	Gas	Nuclear	Combustóleo
1995	2.57	3.74	2.70	5.85
1996	2.42	4.57	2.53	5.95
1997	2.34	4.64	2.64	5.35
1998	2.29	4.08	2.46	3.76
1999	2.21	4.39	2.22	4.52
2000	2.15	7.28	2.17	6.51
2001	2.21	7.36	2.05	6.02
2002	2.19	4.70	2.03	5.76
2003	2.16	6.42	1.99	6.88
2004	2.24	6.42	1.95	6.54
2005	2.43	8.00	1.87	8.96
2006	2.53	6.95	1.89	10.28
2007	2.57	6.69	1.85	10.83
2008	2.75	8.09	1.87	17.26

Fuente: Global Energy Decisions
 Actualización: 5/09
 NEI - NUCLEAR ENERGY INSTITUTE

Tabla 1.2.2 Costos de Producción en Unidades de Generación Americanas.

En Europa costos de producción de 0.01€/kWh han sido alcanzados en Finlandia y Suecia. El costo combinado de operación, mantenimiento y combustible para la flota francesa de 58 unidades nucleoléctricas ha sido de 0.014€/kWh (Stricker y Leclerq, 2004).

En la figura 1.2.2 se hace una comparación de la tendencia de los costos de producción de diferentes tecnologías de generación. Se puede constatar como el costo de producción de una unidad nuclear se ha mantenido estable y/o tendencia a la baja por varios años; a diferencia de las otras tecnologías.

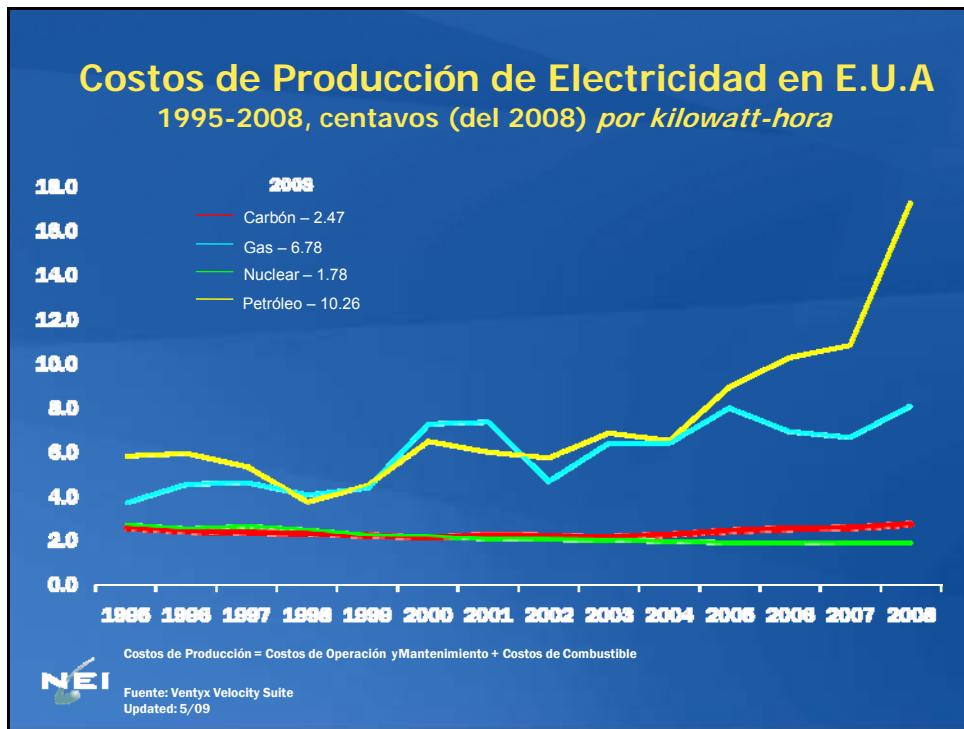


Figura 1.2.2 Costos de Producción de Electricidad en E.U.A

En las unidades nucleares americanas el costo de combustible representa el 27% del costo total de producción. En contraparte, el costo de gas natural, carbón y combustóleo asciende a más del 75% de los costos de producción para las centrales de potencia que dependen de estos combustibles.

En Europa, datos suministrados al IEA/NEA por diez países, a una tasa de descuento de 10%, permiten concluir que el costo del combustible nuclear representa 12% del costo total nivelado de generación eléctrica (Comité de Auditoría Ambiental del Reino Unido, 2006).

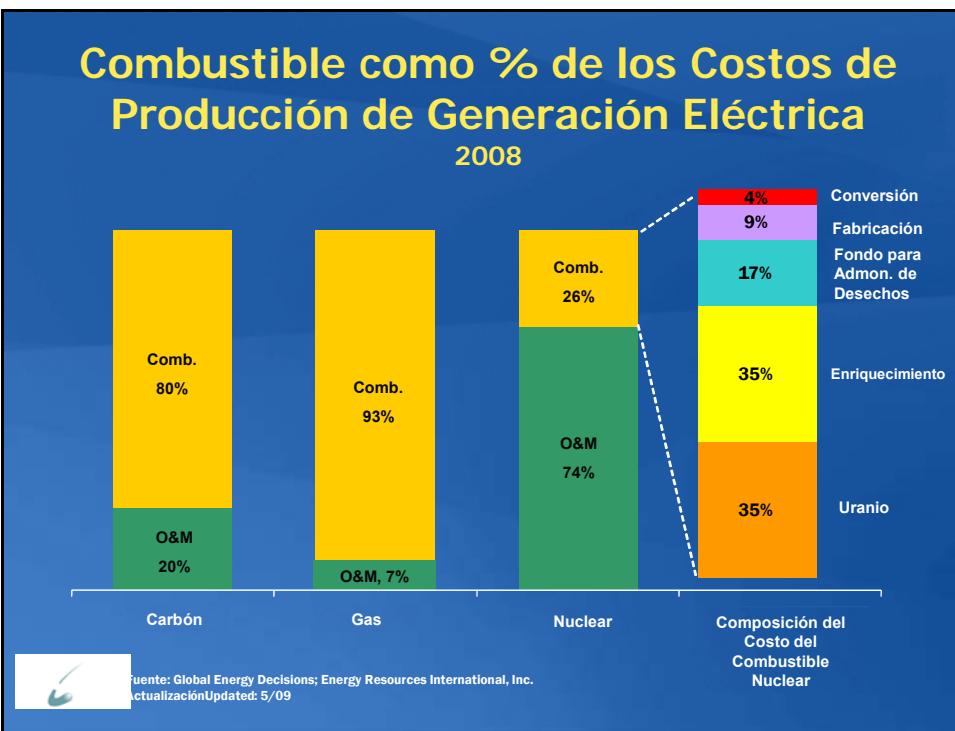


Figura 1.2.3 Combustible como % de Costos en la Generación Eléctrica.

¿Cuáles son los Costos de Combustible y los Costos de Operación y Mantenimiento en México?

En México, Comisión Federal de Electricidad es la Entidad del Gobierno federal encargada de calcular los costos de producción de las centrales generadoras de electricidad. Esta información se publica cada año en un documento denominado "Costos y Parámetros de Referencia", (COPAR).

El COPAR 2008 indica que el Costo de Operación y Mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto del área de operación)

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de la planta. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación.

En cuanto a los combustibles, el COPAR señala que su costo representa uno de los conceptos más importantes durante el período de operación de una unidad generadora de energía eléctrica, bajo las siguientes consideraciones:

- a) Los recursos energéticos son finitos y en la medida que se utilizan, su precio aumenta, aun cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- b) Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio. Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo. Esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- c) Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- d) Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso; esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de equipos para "disminuir" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- e) Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en forma temporal, alterar el precio del combustible.

Tomando en cuenta lo anterior el COPAR presenta el Cuadro A.1 (mostrado en la Tabla 1.2.3) que incluye los costos de combustible, operación y mantenimiento para el portafolio de las diversas tecnologías de generación a ser consideradas, para una tasa de descuento de 12% y en dólares 2008.

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Combustible		Operación y mantenimiento	
		Bruta	Neta	(dól/MWh)	Índice	(dól/MWh)	Índice
Termoeléctrica convencional	2	350.00	329.73	56.86	100	6.55	100
	2	180.00	150.02	59.00	104	9.93	152
	2	84.00	78.58	68.33	117	13.00	198
	2	37.50	34.40	71.52	126	17.81	272
Turbogás aeroderivada gas	1	42.10	41.64	76.53	135	26.60	406
Turbogás aeroderivada gas	1	102.70	101.19	72.32	127	9.88	151
Turbogás industrial gas	1	84.30	83.43	98.75	170	13.77	210
Turbogás industrial gas	1F	189.60	188.08	84.08	148	8.44	129
	1G	266.60	264.55	80.43	141	8.18	94
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.80	39.48	121.85	214	29.13	445
Ciclo combinado gas	1F x 1	289.70	281.27	56.29	99	6.21	95
	2F x 1	582.30	566.03	55.95	98	5.11	78
	3F x 1	874.00	850.45	55.77	98	4.62	71
	1G x 1	406.50	395.19	54.57	96	5.42	83
	2G x 1	815.30	793.48	54.35	96	4.36	67
Combustión interna	1	42.20	40.53	46.28	81	28.35	402
	2	18.40	17.05	48.51	85	25.49	389
	3	3.60	3.27	57.77	102	38.81	593
Carboeléctrica	2	350.00	324.79	22.02	39	8.88	136
Carb. supercrítica s/desulf.	1	700.00	655.10	29.58	52	7.64	117
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.00	625.56	28.88	51	9.04	138
Nuclear (ABWR)	1	1,356.00	1,300.40	10.21	18	9.74	149
Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4	26.95	24.97	41.78	73	8.30	127
Los Azufres	4	26.60	24.98	41.40	73	8.57	131
Hidroeléctricas							
Aguamilpa	3	320.00	318.40	0.84	1	3.48	53
Agua Prieta	2	120.00	119.40	0.26	0	7.13	109
La Amistad	2	33.00	32.84	2.27	4	11.52	176
Bacurato	2	46.00	45.77	1.22	2	8.02	122
Caracol	3	200.00	199.00	1.34	2	3.91	60
Comedero	2	50.00	49.75	1.46	3	8.07	123
Chicoasén	5	300.00	298.50	0.70	1	2.15	33
Peñitas	4	105.00	104.48	3.74	7	3.11	47
Zimapán	2	146.00	145.27	0.23	0	2.55	39

Tabla 1.2.3 Costos de Combustible, Operación y Mantenimiento (Cuadro A.1 del COPAR)

REFERENCIAS

- [1] Energy Technology Perspectives 2008, International Energy Agency, OECD, 2008.
- [2] Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2008, Comisión Federal de Electricidad - Subdirección de Programación, 2008.
- [3] Sitio web NEI,http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics/costs/.

1.3.- CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR.

El ciclo de combustible nuclear está conformado por varios procesos, iniciando con la extracción del uranio de las minas para posteriormente convertirlo y fabricar el combustible nuclear destinado a las unidades de generación nucleares, concluyendo con el tratamiento del combustible gastado producido por la operación de las mismas. El período que el combustible permanece dentro del reactor nuclear para la extracción de energía se considera como parte del ciclo del combustible. Por lo anterior, el ciclo de combustible se identifica en dos etapas, la etapa de pre-irradiación y la etapa de post-irradiación.

Se definen dos tipos de ciclo de combustible, ciclo abierto y ciclo cerrado. El ciclo abierto incluye desde la minería, la conversión del uranio, el enriquecimiento, la fabricación de los ensambles de combustible, su uso en un reactor, pero el combustible irradiado no se reprocesa y por consiguiente es considerado en su totalidad como desecho radiactivo. En el caso del ciclo cerrado, incluye, al igual que para el ciclo abierto, desde la minería, la conversión del uranio, el enriquecimiento, la fabricación de los ensambles de combustible, su uso en un reactor y, a diferencia del ciclo abierto, se considera el reprocesamiento de los elementos combustibles irradiados, para recuperar el uranio remanente y el plutonio producido, separándolos de los residuos radiactivos de alta actividad que hay que eliminar de manera definitiva del combustible irradiado.

1.3.1.- ETAPA DE PRE-IRRADIACIÓN

La etapa de pre-irradiación comprende los procesos de extracción del uranio de las minas, la conversión, el enriquecimiento y la fabricación de ensambles para su uso en unidades de generación nucleares.

1.3.1.1.- MINERÍA Y REFINACIÓN

La extracción del uranio, se realiza de la misma forma que cualquier otro mineral en la industria (Ej.: el cobre). En esta etapa, el uranio de la mina (roca) es reducido físicamente a tamaños adecuados para mejor manejo, después es tratado químicamente para extraerlo y purificarlo. Este proceso reduce el volumen del material para poder transportarlo a la siguiente etapa del ciclo de combustible. El

color y la consistencia del producto en esta etapa es un material sólido y de color amarillo conocido como “torta amarilla”.

Se tienen reservas de uranio distribuidas en el mundo, que cubren las necesidades mundiales del mineral para iniciar el ciclo de un combustible nuclear; se sabe que existen tres gramos de Urano en promedio por cada tonelada de roca. Esto implica que es relativamente más abundante que el oro, la plata, etc. En la siguiente Tabla 1.3.1 se muestra la ubicación de las reservas a nivel mundial.

Reservas de Urano en el Mundo - 2007		
País	Toneladas de Urano	Porcentaje a Nivel Mundial
Australia	1,243,000	23%
Kazajstán	817,000	15%
Rusia	546,000	10%
Sudáfrica	435,000	8%
Canadá	423,000	8%
Estados Unidos	342,000	6%
Brasil	278,000	5%
Namibia	275,000	5%
Nigeria	274,000	5%
Ucrania	200,000	4%
Jordan	112,000	2%
Uzbekistán	111,000	2%
India	73,000	1%
China	68,000	1%
Mongolia	62,000	1%
Otros	210,000	4%
Total a nivel mundial	6,469,000	

Tabla 1.3.1 Reservas de Urano en el Mundo.

1.3.1.2.- CONVERSIÓN

La conversión es el proceso químico que transforma el uranio natural en un compuesto llamado “hexafluoruro de uranio (UF_6)”. Este proceso se lleva a cabo en instalaciones especiales en el mundo, la mayoría en países pertenecientes al OCDE (Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Francia y Rusia) con las capacidades siguientes:

Servicios de conversión y demanda (miles de toneladas de U como UF_6)			
Proveedor	2007	2010	2015
Cameco (Canadá Y Reino Unido)	13.7	15.5	15.5
Areva (Francia)	14.0	14.0	15.0
ConverDyn (Estados Unidos)	12.0	14.0	18.0
Rosatom (Rusia)	5.0	5.5	10.0
China	1.5	2.5	2.5
Inventarios de UF_6 enriquecido	20.1	20.8	11.0
Total	66.3	72.3	72.0
Demanda (Energy Resources International)	59	62-65	67-77
Demanda (World Nuclear Association)	61	61-64	70-77

Tabla 1.3.2 Capacidad de Servicios de Conversión.

Los Estados Unidos llevan a cabo la conversión del uranio mediante un proceso de volatilización de flúor en seco; sin embargo otros países realizan la conversión del uranio mediante un proceso húmedo.

En lo que respecta al proceso de conversión en seco; después del refinamiento inicial, el compuesto de uranio (U_3O_8) es reducido a bióxido de uranio (proceso llevado a cabo en un horno con la adición de hidrógeno). El siguiente paso es calentar en un horno el dióxido de uranio (UO_2) junto con fluoruro de hidrógeno (HF) para formar tetrafluoruro de uranio (UF_4). El tetrafluoruro de uranio es quemado en un reactor de lecho fluidizado junto con flúor en estado gaseoso para producir UF_6 . En el proceso húmedo de conversión de uranio, el UF_4 es obtenido a partir el bióxido de uranio mediante la adición de HF líquido.

El hexafluoruro de uranio se encuentra en estado sólido a temperatura ambiente, pero se vuelve un gas a una temperatura menor a la de ebullición del agua. El hexafluoruro de uranio en forma gaseosa es enviado a la etapa de enriquecimiento. Es práctica común el almacenarlo y transportarlo en cilindros, los cuales tienen un diámetro nominal de 122cm y soportan una carga de

aproximadamente 12,000 kg de UF₆. En este punto, el uranio permanece con la misma composición radioactiva que como fue extraído en su forma natural de las minas.

La administración de la instalación, la afectación ambiental y la seguridad física de una planta de conversión de uranio está sujeta a las regulaciones que rigen cualquier otra planta de procesamiento químico que haga uso de sustancias químicas a base de flúor.

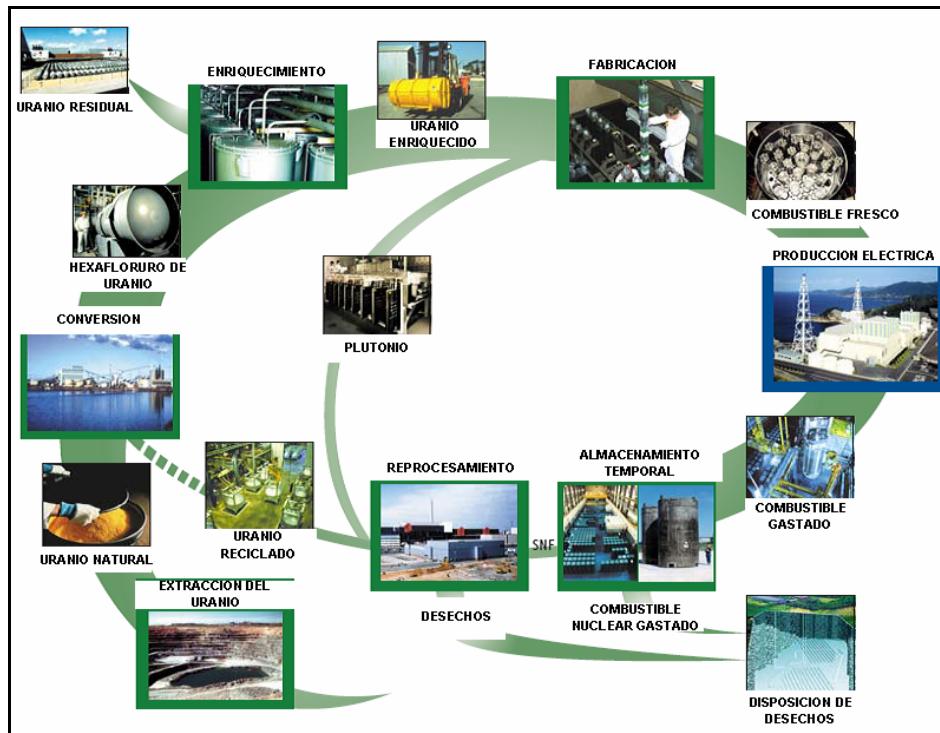


Figura 1.3.1 El Ciclo de Combustible Nuclear

1.3.1.3.- ENRIQUECIMIENTO

El enriquecimiento del uranio consiste en la separación parcial en dos isótopos principales, el uranio-235 y el uranio-238, el primero es enriquecido de tal forma que tenga una concentración mayor de la que tenía en forma natural de las minas (0.711%) y el segundo, en la cantidad que se reemplaza por uranio-235, se considera residual y puede ser empleado en la fabricación de combustible proveniente del re procesamiento. El uranio requerido para la mayoría de los reactores comerciales está enriquecido a un porcentaje entre 4 y 5% de uranio-235.

Actualmente, existen en uso comercial dos métodos de enriquecimiento, la difusión gaseosa y el centrifugado; ambos aplicados al hexafluoruro de uranio (UF₆). Las primeras plantas de enriquecimiento usaron el método de la difusión gaseosa a pesar del alto consumo de electricidad y el gran tamaño de instalaciones requeridas para llevar a cabo dicho proceso, lo que resultó en un

número pequeño de plantas de este tipo en el mundo. Recientemente, avances en tecnología de materiales y métodos de fabricación han originado que la centrifugación tenga un mayor uso comercial, resultando en costos de enriquecimiento mucho más bajos, debido a la reducción de un 98% en el consumo de energía. Actualmente las plantas comerciales de reprocesamiento se ubican en Francia, Alemania, Holanda, Reino Unido, Estados Unidos y Rusia, con las siguientes capacidades:

Capacidad de enriquecimiento a nivel mundial (miles de SWU ^a por año)			
	2002	2006	2015
Francia – Areva	10,800	18,000	7,500
Alemania – Reino Unido – Holanda - Urenco	5,850	9,000	15,000
Japón – JNFL	900	1,050	1,500
Estados Unidos – USEC	8,000	8,000	3,500
Estados Unidos – Urenco	0	0	3,000
Estados Unidos – Areva	0	0	1,000
Rusia – Tenex	20,000	25,000	33,000
China – CNNC	1,000	1,000	2,000
Otro	5	300	300
Total	46,500	54,150	66,800
Demanda (WNA)		48,428	57,000 – 63,000

^a El término SWU, significa *Separative Work Unit*, es una unidad de medida compleja que está en función del volumen de uranio procesado y el grado al cual va a ser enriquecido, es decir, el alcance del incremento en la concentración del isótopo uranio-235, con relación al resto. Esta unidad mide la cantidad de trabajo de separación (indicativa de la energía usada en el enriquecimiento) en el que la materia prima, los residuos y la cantidad de producto están expresados en kilogramos.

Tabla 1.3.3 Capacidad de Enriquecimiento.

El grado de enriquecimiento utilizado en las unidades de generación nucleares es muy bajo (< 5%), mientras que para fabricar una bomba atómica es necesario un uranio muy enriquecido, por encima del 90%, lo que hace imposible que el uranio enriquecido para generar energía eléctrica pueda emplearse como explosivo nuclear. El combustible nuclear contiene insuficiente uranio-235 para que pueda ser usado como explosivo.

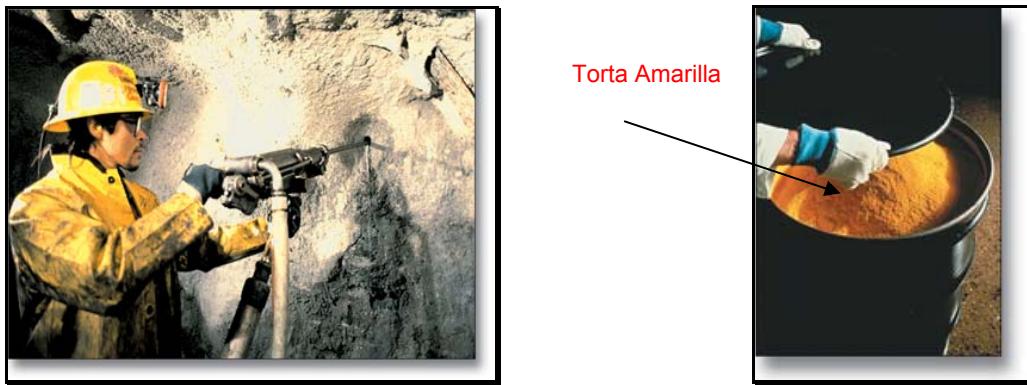


Figura 1.3.2 Extracción del Uranio Natural de las Minas.

1.3.1.4.- FABRICACIÓN

La mayoría de los reactores nucleares utilizan el combustible nuclear en forma de bióxido de uranio (UO_2), así que para fabricarlo, es convertido de hexafluoruro de uranio enriquecido entre un 4 y 5% a menos del 5% a polvo de bióxido de uranio, el cual es prensado y calentado a alta temperatura (mayor a los 1400°C) para fabricar pastillas de combustible de forma cilíndrica. Una vez que se tienen las pastillas listas, se introducen en tubos de metal zircaloy para posteriormente integrarlos para formar un ensamble de combustible.

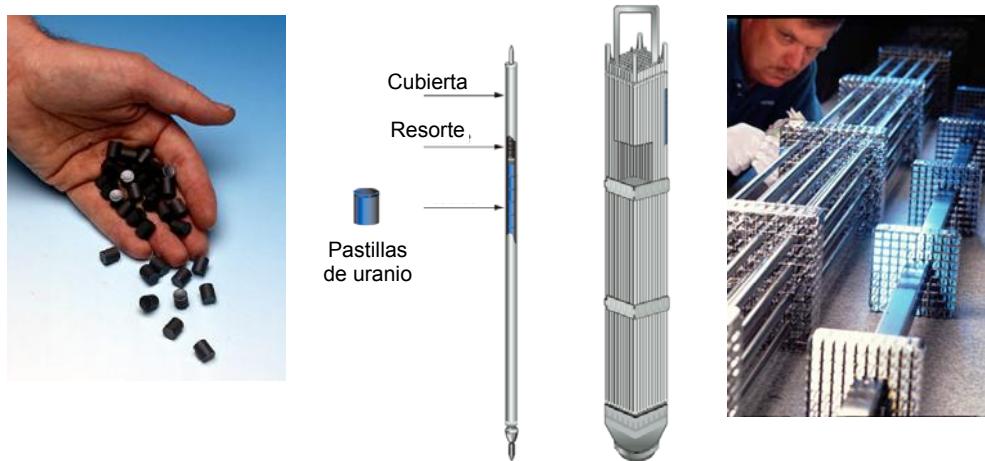


Figura 1.3.3 Fabricación de Pastillas y Ensamblados de Combustible Nuclear.

1.3.2.- ETAPA DE POST-IRRADIACIÓN

La etapa de post-irradiación inicia cuando el combustible irradiado ó “gastado” es descargado del reactor y almacenado, de forma inicial. Este almacenamiento inicial consiste en colocar el combustible gastado en una alberca llena de agua, típicamente dentro del propio edificio del reactor, a la que llega por un canal de transferencia. El agua cumple dos funciones, de blindaje por la radiación que emiten los ensambles gastados recién descargados, y de refrigerante para ayudar a enfriarlos.

Después de unos años de estancia en la alberca de combustible gastado, se puede considerar como desecho radiactivo (ciclo abierto), en cuyo caso se puede proceder al almacenamiento a largo plazo para posteriormente optar por la disposición definitiva, o se considera como un producto del cual se pueden recuperar el uranio y el plutonio que contienen, para su aprovechamiento energético posterior (ciclo cerrado).

1.3.3.- CICLO DE COMBUSTIBLE ABIERTO

1.3.3.1.- ALMACENAMIENTO TEMPORAL

El almacenamiento temporal del combustible gastado puede ser de dos formas: almacenamiento húmedo ó almacenamiento en seco. Si se elige el almacenamiento húmedo, el combustible gastado es llevado a otra alberca de agua, similar a aquella donde permaneció durante el período de almacenamiento inicial y enfriamiento, pero si se eligió el almacenamiento en seco (opción que se ha incrementado en los últimos años), el combustible es colocado en grandes contenedores blindados, con un mecanismo de enfriamiento mediante circulación natural de aire que mantiene el combustible gastado a la temperatura requerida.

El almacenamiento temporal es usado para resguardar combustible gastado que será reprocesado o eventualmente depositado en un repositorio final para su almacenamiento a largo plazo. Este tipo de almacenamiento permite la disminución del calor de decaimiento y de los niveles de radiactividad del combustible gastado disminuyendo la exposición a la radiación de los trabajadores. El combustible gastado puede mantenerse bajo condiciones húmedas o secas (según se haya elegido) entre 30 y 50 años antes de ser empacados ó incluso después de ser empacados, dependiendo de la estrategia elegida, previo a ser enviado a su disposición final.

Las instalaciones para almacenamiento temporal tienen dos funciones principales:

1. Proporcionar almacenamiento seguro del combustible gastado de las unidades nucleoeléctricas que operan actualmente.
2. Proporcionan una ventana de tiempo a investigadores, propietarios de las unidades nucleoeléctricas y al gobierno, para determinar la mejor forma de almacenamiento de combustible gastado y su disposición final.

Actualmente, algunas centrales de generación nuclear almacenan su combustible gastado en contenedores especiales en las instalaciones de la misma central de generación. Los Organismos Reguladores han licenciado el uso de estos contenedores especiales para ser usados en el almacenamiento en seco de combustible gastado.

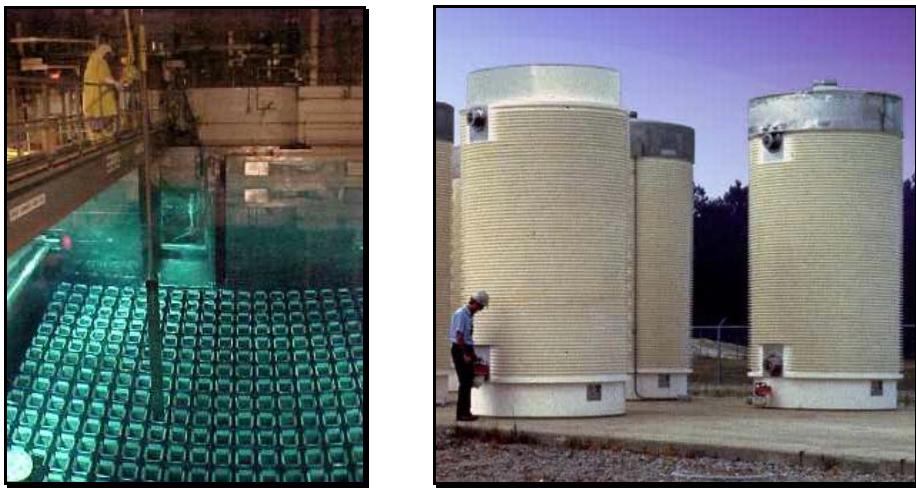


Figura 1.3.4 Almacenamiento Húmedo y Almacenamiento en Seco del Combustible Gastado.

1.3.3.2.- DISPOSICIÓN FINAL EN REPOSITORIOS GEOLÓGICOS

Cuando se ha optado por el ciclo abierto de combustible, la disposición final del combustible en repositorios geológicos es el último paso en el manejo del combustible gastado. Hay una opinión a nivel mundial, la cual establece que los repositorios geológicos profundos para almacenamiento de combustible gastado son el medio más efectivo para proteger la salud pública y el medio ambiente, el reto es encontrar un sitio geológicamente estable.

Estados Unidos, Finlandia, Francia y Suecia tienen identificados sitios para construir repositorios finales de combustible gastado y desechos radiactivos de alto nivel. En el caso de Canadá y Reino Unido, sólo han establecido los métodos para la selección de sitios para la construcción de repositorios finales.

En 1999, Estados Unidos inició la disposición de sus desechos radiactivos provenientes de actividades relacionadas con la milicia, en las instalaciones para el almacenamiento de desechos denominada WIPP en Nuevo México, depositando los desechos en cavernas de 650 metros de profundidad.

En 2002, Estados Unidos propuso, de manera oficial, el sitio llamado Yucca Mountain para que sirviera como un repositorio geológico para desechos de alto nivel, así como para el combustible gastado, una vez que los estudios correspondientes hayan concluido.

Recientemente los trabajos para la disposición final de desechos radiactivos en Yucca Mountain han sido detenidos, por no estar considerados dentro del plan presupuestal 2009 dado a conocer por el Presidente de los Estados Unidos, Barack Obama. Lo anterior es consistente con lo establecido durante su campaña presidencial, en la cual dijo que “Yucca Mountain no era una opción”.



Figura 1.3.5 Potenciales sitios Identificados para Repositorios Geológicos.



Figura 1.3.6 Repositorios Geológico Yucca Mountain en Construcción.

La Tabla 1.3.4 muestra los países que han realizado investigaciones de posibles repositorios geológicos

País	Sitios
Bélgica	Mol/Dessel: Investigación del sitio desde 1984.
Finlandia	Olkiluoto: Investigación del sitio desde 1992.
Francia	Bure: La construcción inició en el 2000.
Alemania	Asse: Investigación del sitio desde 1965. Gorleben: Investigación del sitio desde 1985.
Japón	Mizunami: Investigación del sitio desde 2002. Horonobe: Investigación del sitio desde 2001.
Suiza	Grimsel: Investigación del sitio desde 1984. Mont Terri: Investigación del sitio desde 1995.
Estados Unidos	Yucca Mountain, Nevada: Investigación del sitio desde 1993.

Tabla 1.3.4 Ejemplos de Repositorios Geológicos en el Mundo

Un grupo de catorce países europeos han participado en la elaboración de una propuesta para la creación de una organización asignada al desarrollo e investigación de repositorios geológicos, para la disposición definitiva de desechos nucleares. A inicios del presente año, la propuesta fue presentada a representantes de 21 países; mostrando los resultados de los estudios de factibilidad del uso de repositorios geológicos compartidos en Europa. Entre los temas revisados estuvieron: aspectos legales y organizacionales, afectación económica, consideraciones de seguridad; así como también posiciones públicas y políticas hacia los repositorios multinacionales.

1.3.4.- CICLO DE COMBUSTIBLE CERRADO

1.3.4.1.- TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE GASTADO

El transporte de los materiales radiactivos, está regulado por reglamentos nacionales e internacionales, con el objeto de someter a un grado razonable de control los riesgos de esta actividad, en lo que puedan afectar a las personas y al medio ambiente, tanto en condiciones normales como en accidentes.

Los contenedores del combustible gastado pueden ser transportados vía terrestre (trailers o tren) o vía marítima (embarcaciones especiales), a otros sitios en caso de ser necesario.

Los contenedores que transportan el combustible gastado son extremadamente robustos. Son de grandes dimensiones, en forma de bóveda con múltiples capas de acero, plomo y otros materiales que confinan la radiación del combustible gastado. Estos contenedores de diseño especial pesan (incluyendo el peso del combustible transportado) entre 25 y 40 toneladas para transporte por carretera y entre 75-125 toneladas para transporte por tren.

Desde 1964, la industria nuclear en los Estados Unidos ha transportado de manera segura más de 10,000 ensambles de combustible gastado a lo largo de más de 1.7 millones de millas. Durante este periodo, han ocurrido nueve

accidentes que involucran contenedores de combustible gastado, cuatro en autopistas y 5 por tren. Cuatro de los accidentes involucraron contenedores vacíos, y ninguno resultó en una ruptura del contenedor o en liberación del material radiactivo transportado.



Figura 1.3.7a Transporte de los Contenedores de Combustible Gastado.



Figura 1.3.7b Grúa lista para levantar contenedores de combustible gastado.

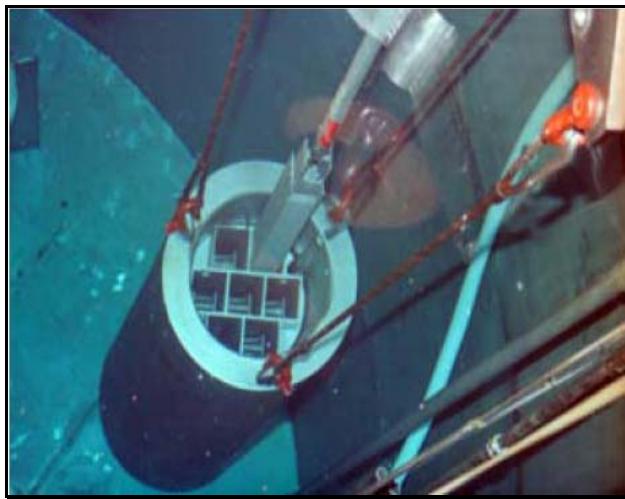


Figura 1.3.7c Un ensamble de combustible gastado siendo cargado dentro de su contenedor.



Figura 1.3.7d Transporte marítimo de Contenedores con combustible gastado.

En el transporte de material radiactivo deben satisfacerse dos clases de requisitos: unos de aseguramiento de calidad y otros de verificación del cumplimiento de las condiciones del transporte. Los primeros incluyen las medidas adoptadas por el transportista en cuanto a los contenedores y los segundos incluyen los exámenes, inspecciones y demás medidas destinadas a confirmar que se cumplen las disposiciones establecidas en la reglamentación.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha establecido estándares para los paquetes a transportar, basados en las características de los diferentes

tipos de materiales nucleares. El transporte de combustible gastado, desecho vitrificado y combustible MOX (combustible de una mezcla de óxidos el cual se explicará más adelante), están en la categoría de paquetes tipo B. Este tipo de paquetes, deben pasar por una serie de pruebas con el objetivo de demostrar resistencia a impactos severos, fuego e inmersión.

Cada contenedor debe ser diseñado para soportar las siguientes pruebas, las cuales son realizadas consecutivamente:

- Dos pruebas de caída libre, una sobre concreto reforzado y una punta de acero, y la segunda sobre una superficie no uniforme desde una altura de 9 metros. La superficie no uniforme simula un impacto real desde grandes alturas sobre rocas.
- Prueba contra incendio a todo el embalaje, alcanzando 800 °C durante 30 minutos. Esta prueba es mucha más destructiva que incendios reales que puedan alcanzar temperaturas más altas.
- Inmersión desde 15 a 200 metros de agua, dependiendo el tipo de material para el cual se diseño el contenedor (los contenedores transportados por la compañía PNTL pueden soportar su inmersión en profundidades mucho mayores, miles de metros de agua).

Después de que estas pruebas han sido realizadas en secuencia, el diseño del contenedor debe mantener su integridad; con lo que su uso para transporte de material nuclear es autorizado.

La mayoría de los países han adoptado como base de su legislación el “Reglamento para el Transporte Seguro de los Materiales Radiactivos” publicado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). En la última edición de este Reglamento, se toma en cuenta la experiencia de más de treinta y cinco años en este tema.



Figura 1.3.8 Pruebas de Integridad para el transporte de Paquetes tipo B

El Organismo Internacional de Energía Atómica, reporta que más de 20,000 viajes de combustible nuclear gastado y residuos de alto nivel radiactivo han sido efectuados de manera segura, recorriendo millones de kilómetros desde 1971. No se han reportado accidentes y ningún contenedor ha sido dañado.

1.3.4.2.- RECICLADO DE COMBUSTIBLE GASTADO (REPROCESAMIENTO)

El combustible gastado (“quemado en el reactor”) contiene pequeñas cantidades de uranio-235 así como también varios isótopos de Plutonio producidos cuando el combustible fue irradiado (“quemado”) dentro del núcleo del reactor, y cantidades importantes de uranio-238 (ver figura 1.3.9)



Figura 1.3.9 Composición de Combustible Gastado en Reactores de Agua Ligera.

El reprocesamiento del combustible gastado, proceso realizado actualmente en Europa y Rusia, consiste en separar el uranio y el plutonio, que no fueron quemados, de los productos de fisión y los actínidos generados en el núcleo del reactor. El uranio y el plutonio, que también son actínidos, se reciclan en fábricas como material fisionable, cerrando así el ciclo de combustible nuclear. Los residuos (tras unos años de enfriamiento) son solidificados por vitrificación, encapsulándolos en cilindros de acero inoxidable y entonces, constituyen los únicos residuos de alta radiactividad que se generan del ciclo del combustible nuclear. El proceso llevado a cabo en una planta de reprocesamiento se muestra esquemáticamente en la figura 1.3.10.

Un ejemplo del uso del reprocesamiento de combustible gastado, es Francia; el cual almacena el uranio reprocesado hasta por 250 años como reserva estratégica. Actualmente reprocesa 1,150 ton de combustible gastado en los reactores de EDF por año, produciendo 8.5 ton de Pu, y 815 ton corresponden a U reprocesado, de las cuales 650 se convierten en óxidos estables para su almacenamiento en la reserva estratégica.

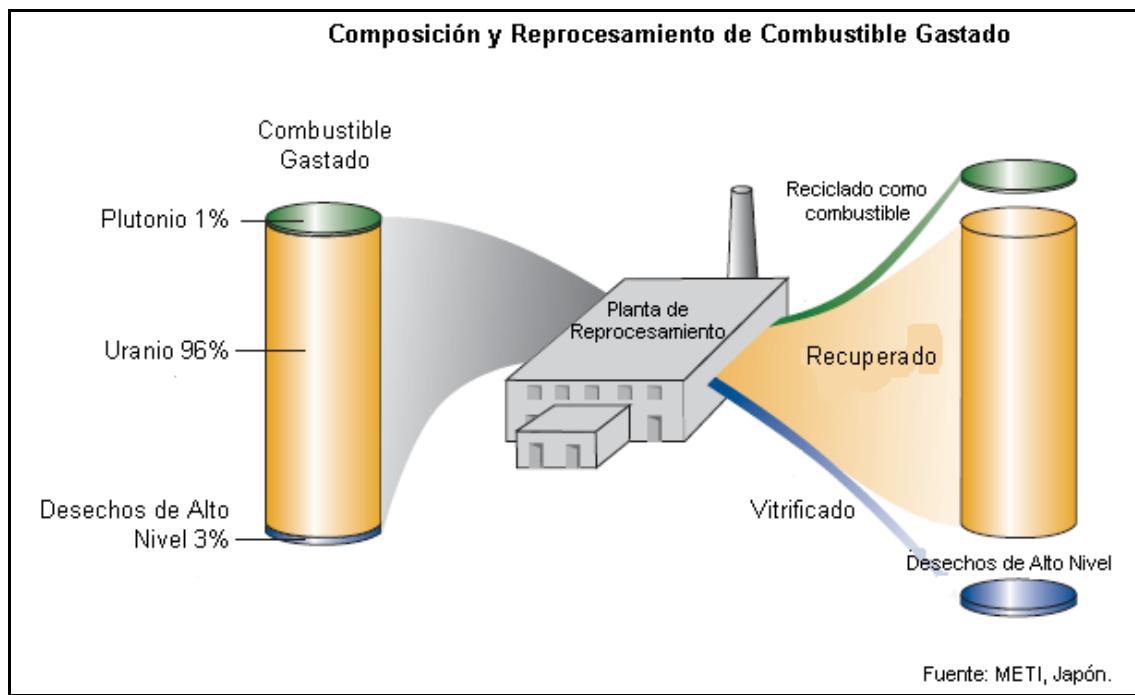


Figura 1.3.10 Composición y Reprocesamiento de Combustible Gastado.

El plutonio es un elemento que tiene fundamentalmente cuatro isótopos – plutonio-239, 240, 241 y 242 - de los que únicamente son físisles los que tienen número impar, 239 y 241, por lo que pueden ser considerados como combustible nuclear. De hecho, el plutonio producido en los combustibles nucleares se quema, en parte, durante la estancia de éste en el reactor, contribuyendo a la producción de energía y al inventario de los productos de fisión. Aunque son datos variables, un tercio de la energía generada en una unidad de generación nuclear procede de ese plutonio, mientras que el 66% restante lo aporta el uranio. En cada tonelada de combustible gastado quedan entre 7 y 8 kilogramos de plutonio sin quemar. Este plutonio, recuperado en el reprocessamiento, se usa para sustituir el uranio-235 en el combustible nuclear, fabricando pastillas de óxido de uranio y óxido de plutonio mezclados, que se llama combustible MOX.

El plutonio separado del combustible gastado es enviado tan pronto como sea posible a la planta de fabricación de combustible tipo MOX, con el propósito de evitar problemas de manejo de materiales, por el decaimiento de isótopos de plutonio de vida media corta. Particularmente, el plutonio-241 (con vida media de 14 años) decae a Americio-241, el cual es un emisor de rayos gama muy energéticos, ocasionando un riesgo potencial hacia la salud del personal ocupacionalmente expuesto en el proceso de fabricación de combustible tipo MOX. Lo anterior sucede cuando se hace uso de plutonio con un tiempo de almacenamiento superior a los 5 años después de haberlo retirado del reactor.

Actualmente, las plantas de reprocessamiento con mayor capacidad operan en Francia, Reino Unido y Rusia, con una capacidad de 5,000 toneladas por año, con una experiencia acumulada para fines pacíficos de 80,000 toneladas en 50 años.

Francia y Reino Unido también brindan servicios de reprocesamiento a otros países, principalmente a Japón, país que ha hecho más de 140 embarques de combustible gastado a Europa desde 1979. Hasta la fecha, la mayoría del combustible gastado japonés es reprocesado en Europa, con el retorno a Japón del uranio y plutonio recuperados (en forma de combustible fresco tipo MOX), así como los desechos vitrificados. Rusia también proporciona servicios de reprocesamiento a otros países, los cuales cuentan con reactores de diseño soviético.

Una alternativa en desarrollo para complementar el proceso reprocesamiento de combustible gastado y hacer más eficiente el uso del combustible nuclear, es separar el plutonio junto con los actínidos menores como un solo producto. Sin embargo, este producto no puede ser empleado para la fabricación de combustible nuclear tipo MOX y usado en reactores convencionales (reactores de agua ligera); este tipo de producto requiere quemarse en reactores de neutrones rápidos de los cuales hay pocos de su tipo. Lo anterior hará que la disposición final de los desechos de alto nivel sea mucho más simple.

La Tabla 1.3.5 muestra la capacidad de reprocesamiento comercial a nivel mundial que ofrecen las diferentes instalaciones de reprocesamiento.

	Instalación	Toneladas por año
Combustible para Reactores de Agua Ligera	Francia, La Hague	1700
	Reino Unido, Sellafield (THORP)	900
	Rusia, Ozersk (Mayak)	400
	Japón (Rokkasho)	800
	Total Aproximado	3800
Otro tipo de Combustibles	Reino Unido, Sellafield	1500
	India	275
	Total Aproximado	1750
	Total	5550

Tabla 1.3.5 Capacidad de Reprocesamiento Comercial a Nivel Mundial.

1.3.4.3.- COMBUSTIBLE MOX

En el ciclo cerrado de combustible, el reprocesamiento se emplea para recuperar el Uranio y el Plutonio del combustible gastado, estos elementos se usan para formar el combustible nuclear tipo MOX (mezcla de óxidos), que puede ser utilizado en Reactores de Agua Ligera.

El combustible tipo MOX no es producido actualmente en Estados Unidos. Sin embargo, varios países europeos han producido este tipo de combustible por más de 20 años. Los suministros de plutonio provienen en mayor grado del combustible nuclear gastado, y en menor proporción de armas nucleares. Por acuerdo con Estados Unidos, Rusia planea construir y operar una planta de fabricación de combustible tipo MOX, para reducir sus reservas de plutonio.

El Congreso de Estados Unidos designó a la NRC como responsable del licenciamiento de una planta de fabricación de combustible tipo MOX propuesta por el Departamento de Energía (DOE por sus siglas en inglés). Así mismo, la NRC será la responsable del licenciamiento del uso de combustible tipo MOX en los reactores de potencia comerciales. El Departamento de Energía de los Estados Unidos ha señalado que no se tiene la capacidad de reprocessamiento y no hay planes para reprocesar combustible gastado.

Personal de la NRC, opina que el combustible tipo MOX puede ser usado en reactores siempre y cuando su desempeño sea muy similar al del combustible actual. Previa aprobación del organismo regulador, el licenciatario realizaría pruebas con combustible tipo MOX, introduciendo una cantidad de ensambles de prueba en el reactor, por lo menos durante dos ciclos de operación. El combustible tipo MOX tendrá que ser probado para verificar la capacidad de los modelos para predecir el desempeño del combustible y la aplicabilidad de la base de datos europea al combustible tipo MOX de Estados Unidos.

Antes de hacer uso del combustible MOX, se necesita un re-licenciamiento del reactor nuclear que vaya a usarlo. Normalmente sólo se cambia a MOX de la tercera parte a la mitad del combustible recargado. El uso de este combustible modifica las características de operación del reactor, y la planta se debe adaptar ligeramente para poder utilizarlo, entre otras cosas, se necesitan más barras de control.

Para poder utilizar más del 50% del combustible MOX se necesita realizar cambios importantes en el reactor. La Estación de Generación Nuclear de Palo Verde cercana a Phoenix (Arizona) se diseñó para que fuera compatible con un uso de combustible MOX al 100%, aunque siempre ha operado con uranio de bajo enriquecimiento.

Más de 30 reactores de agua ligera en Europa utilizan combustible MOX y otros 20 se han licenciado para poder hacerlo. La mayoría de los reactores lo utilizan en una tercera parte del núcleo, pero algunos llegarán a usarlo en un 50%.

La compañía estatal francesa de energía eléctrica espera llegar a tener todos sus reactores de 900 MWe funcionando con al menos una tercera parte de MOX.

Japón espera que la tercera parte de sus reactores utilicen el MOX en 2010, y ha aprobado la construcción de un nuevo reactor que utilizará un núcleo formado completamente por combustible MOX.

1.3.5 SEGURIDAD ENERGÉTICA

Requerimientos de uranio proyectados al 2030

Un balance global del suministro y la demanda de uranio (Figura 1.3.11) se puede llevar a cabo considerando: 1) planes para nueva capacidad de producción, 2) la capacidad de producción de las minas actualmente en operación, y 3) los recursos

convencionales base identificados (hasta el 1º de Enero del 2007). Lo anterior en combinación con la demanda futura de uranio basada en los escenarios de crecimiento de la nucleoelectricidad del NEA al 2030 (404 GWe y 619 GWe para los escenarios bajo y alto, respectivamente).

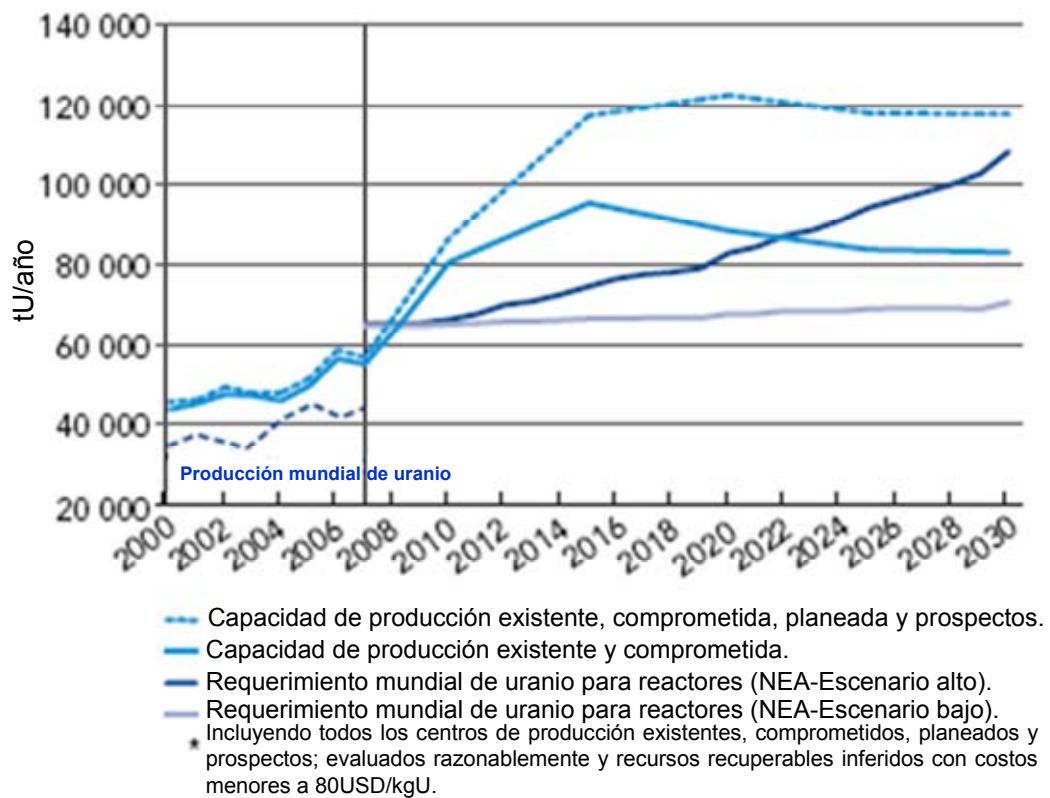


Figura 1.3.11 Capacidad mundial anual de producción de uranio y requerimiento mundial de uranio para reactor proyectado por el NEA 2007-2030

Como se puede apreciar, en la Figura 1.3.11, si los planes para la pronta expansión de la capacidad de producción actual y el desarrollo de la capacidad de producción comprometida son implementados, entonces se tendrá la capacidad suficiente para satisfacer la demanda alta de requerimiento de uranio del NEA hasta el año 2022. Si los centros de producción planeados y los propuestos son considerados, se espera que la capacidad de producción sea más que adecuada para satisfacer la demanda del escenario alto del NEA hacia el 2030.

Aunque se puede interpretar que las proyecciones de la capacidad de producción de uranio mostradas en la Figura 1.3.11, pronto serán superadas por la demanda; la experiencia ha mostrado que este escenario es poco común. La capacidad de producción no es necesariamente la producción. Para ilustrar esta diferencia, en la Figura 1.3.11, a la izquierda de la línea que marca el año 2007, se muestra la producción mundial de uranio entre los años 2000 y 2007. El reto es claro; para satisfacer la creciente demanda, será necesario reducir en el corto plazo, el espacio entre las estimaciones de la producción mundial de uranio y los

requerimientos del mismo en los escenarios de requerimiento alto y bajo; teniendo como base los escenarios de la capacidad nuclear instalada del NEA.

Para satisfacer los requerimientos del mercado hacia el 2030, todos los centros de producción existentes y comprometidos, así como también una parte importante de los centros de producción planeados y los potenciales deberán entrar en producción de acuerdo a programa y la producción debe ser realizada a valores nominales o cerca de estos, durante la vida útil de cada centro de producción. Considerando los registros actuales del desarrollo de las minas de uranio se pueden anticipar demoras en el establecimiento de los nuevos centros de producción, reduciendo y/o retardando la producción anticipada para instalaciones planeadas y potenciales, sin que esto afecte la satisfacción de la demanda. Adicionalmente, como se muestra en la Retrospectiva del Libro Rojo ⁽⁷⁾, la producción mundial nunca ha excedido el 89% de la capacidad de producción reportada. Por esta razón, a pesar de que la industria ha respondido vigorosamente al indicador de altos precios en el mercado, alcanzar un balance en el mercado muy probablemente requerirá suministros de producción primaria adicional y producción secundaria, complementado con el ahorro de uranio mediante el uso de residuos (colas) de enriquecimiento con un bajo contenido de uranio 235.

En resumen, a pesar del basto recurso de uranio base e importantes contribuciones en la capacidad de producción; todavía hay presión para incrementar la producción en los tiempos requeridos. Para llevar a cabo lo anterior, posiciones fuertes de mercado serán requeridas para atraer la inversión necesaria a la industria para incrementar la producción a un ritmo suficiente para satisfacer la creciente demanda del año 2030, como se marca en los escenarios de desarrollo nuclear del NEA.

La energía nuclear permite garantizar el suministro energético en mejores condiciones que el petróleo o el gas porque hay varios proveedores de combustible (uranio) y los principales se encuentran en países políticamente estables.⁽⁸⁾

A diferencia de lo citado en otras publicaciones recientes:

- ◆ los recursos de uranio reconocidos son suficientes para alimentar la expansión de la capacidad mundial de energía nuclear, sin reprocesamiento, al menos hasta 2050. Los datos geológicos regionales indican que puede haber reservas para garantizar el abastecimiento de uranio durante cientos de años.
- ◆ Sería posible alimentar durante miles de años un programa mundial de energía nuclear más importante con las reservas de uranio actuales, utilizando la tecnología de reactores rápidos que aún no se explota comercialmente, aunque ya está desarrollada.

- ◆ Gracias a la elevada densidad energética del uranio (una tonelada de uranio produce la misma energía que 10 000-16 000 toneladas de petróleo con las prácticas actuales), el transporte es menos vulnerable a las perturbaciones y es más fácil almacenar grandes reservas de energía que en el caso de los combustibles fósiles.

1.3.6.- LEGISLACIÓN

Desde la celebración de la Primera Conferencia Internacional sobre los Usos Pacíficos de la Energía Atómica en agosto de 1955 (Primera Conferencia de Ginebra) se han ido creando instituciones para la cooperación e intercambio de información.

Las instituciones que se reseñan a continuación han participado, aunque algunas no de forma exclusiva, en actividades que han alcanzado una cobertura internacional.

1. El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).
2. El Organismo de Energía Nuclear de la OCDE (NEA-OCDE).
3. La Comisión Internacional de Protección Radiológica (CIPR).
4. La Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM).
5. La Organización Mundial de la Salud (OMS).
6. La Organización Internacional del Trabajo (OIT).
7. La Organización Internacional de Normalización (ISO).
8. El Organismo Internacional de la Energía (AIE).
9. El Comité Científico de las Naciones Unidas para el Estudio de las Radiaciones Atómicas (UNSCEAR).
10. El Comité de Efectos Biológicos de las Radiaciones Ionizantes (BEIR).
11. La Sociedad Internacional de Radiología (ICR).
12. La Organización Marítima Internacional (OMI).
13. El Grupo de Expertos para el Estudio de la Prevención de la Contaminación del Medio Marino (GESAMP).
14. La Asociación Nuclear Europea.
15. La Comisión Internacional de Unidades de Radiación (ICRU).

REFERENCIAS

- [1] Organization for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, “Nuclear Energy Today”, 2005.
- [2] World Nuclear Association.
- [3] Organization for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency 2006 “*Nuclear Energy Data, Nuclear Eng. International handbook*”, 2007.
- [4] Foro de la Industria Nuclear Española, “222 Cuestiones sobre la Energía “, Enero del 2007.

- [5] Sitio web de la NRC.
- [6] Sitio web de EPRI.
- [7] Uranium 2007 (Red Book), NEA
- [8] Nuclear Energy Outlook 2008, NEA

1.4.- EL DESMANTELAMIENTO

Las primeras centrales nucleoeléctricas fueron diseñadas para una vida útil de 30 años, aunque algunas han demostrado ser capaces de continuar más allá de este período. Las nuevas unidades están diseñadas para una vida de 40 a 60 años de funcionamiento. Al final de la vida de cualquier unidad de generación nucleoeléctrica, ésta debe ser desmantelada, descontaminada y demolida para que ese sitio esté disponible para otros usos. Para las centrales nucleoeléctricas, el término desmantelamiento incluye toda la limpieza de radiactividad y una descontaminación progresiva de la planta.

La Comisión Reguladora Nuclear (NRC, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos ha establecido reglamentos y guías⁽¹⁾ para el desmantelamiento de una central nuclear en ese país.

La NRC requiere que las centrales nucleoeléctricas reserven los fondos necesarios, durante la operación de las mismas, para su desmantelamiento. Las empresas de generación eléctrica, conjuntamente con el gobierno federal y los reguladores, garantizan que se destinen los fondos suficientes para dicho propósito. Estos fondos no están bajo el control directo de dichas empresas y no pueden ser utilizados para fines distintos al desmantelamiento.

1.4.1.- ETAPAS DEL DESMANTELAMIENTO

Los requisitos para el desmantelamiento de un reactor de generación eléctrica pueden dividirse en tres etapas: a) Actividades Iniciales; b) Actividades mayores de desmantelamiento; y c) Actividades para el finiquito de la licencia de operación.

a) Actividades iniciales

Cuando el licenciatario de una unidad de generación nucleoeléctrica decide finalizar permanentemente la operación de dicha unidad, debe enviar al organismo regulador un comunicado oficial escrito informando el cese permanente de operaciones, en un periodo de 30 días posterior a dicho cese. Cuando el combustible nuclear es retirado permanentemente de la vasija del reactor, el propietario debe enviar otro comunicado oficial escrito al órgano regulador, dando fin a las restricciones establecidas por el mismo organismo para operar el reactor o cargar combustible en la vasija del reactor. Lo anterior, elimina la obligación de cumplir con los requisitos impuestos para la etapa de operación del reactor.

Dentro de un periodo de 2 años después de haber enviado el comunicado oficial escrito informando el cierre permanente de las instalaciones, el licenciatario debe proporcionar al organismo regulador un reporte de actividades de desmantelamiento post-paro de planta (PSDAR, por sus siglas en inglés). Este reporte contiene una descripción de las actividades de desmantelamiento planeadas, junto con su programa de ejecución, además de una estimación de los costos esperados. El PSDAR debe describir las razones para concluir que los efectos ambientales asociados con las actividades de desmantelamiento específicas del sitio han sido evaluados en análisis ambientales anteriores. En caso contrario, el licenciatario debe solicitar una enmienda a la licencia de operación para que las actividades a realizar sean aprobadas, y del mismo modo se debe proporcionar un reporte al organismo regulador acerca de las afectaciones adicionales al medio ambiente que causarán las actividades de desmantelamiento.

El organismo regulador, después de recibir el PSDAR, acusa su recepción mediante una noticia en el Registro Federal, haciendo el reporte del dominio público para revisión y comentarios. También lleva a cabo una audiencia pública en las cercanías del sitio de la unidad de generación nucleoeléctrica, para discutir los planes del licenciatario.

b) Actividades de desmantelamiento mayores

Noventa días después de que el organismo regulador recibió el PSDAR, el licenciatario puede comenzar con las actividades de desmantelamiento mayores aún sin contar con la aprobación específica del organismo regulador. Estas actividades pueden incluir retiro permanente de componentes mayores tales como la vasija del reactor, generadores de vapor, tubería mayor, bombas y válvulas.

Sin embargo, las actividades de desmantelamiento llevadas a cabo sin aprobación del organismo regulador no deben:

- prevenir la liberación del sitio para posibles usos no restringidos.
- resultar en que los fondos para el desmantelamiento no sean suficientes.
- causar cualquier afectación al medio ambiente, no analizada previamente.

Si alguna de las actividades de desmantelamiento no cumple con estos criterios, el licenciatario debe solicitar una enmienda, la cual es comentada en una audiencia pública.

Inicialmente, el licenciatario puede hacer uso de un 3% de los fondos para el desmantelamiento, durante la planeación de las actividades de desmantelamiento. Un 20% más puede ser usado, 90 días después de enviar el PSDAR al organismo regulador. El porcentaje restante estará disponible una vez que el propietario

proporcione al organismo regulador un estudio detallado de costos específicos del sitio.

c) Actividades para el finiquito de la licencia de operación

El licenciatario de la unidad de generación nucleoeléctrica está obligado a proporcionar un plan de finiquito de licencia de operación (LTP, por sus siglas en inglés) 2 años antes de la fecha de finalización de la misma. Este plan evalúa cada uno de los siguientes puntos: caracterización del sitio, identificación de las actividades restantes para el desmantelamiento del sitio, planes detallados de los ensayos radiológicos para la liberación del sitio, método para demostrar el cumplimiento de criterios radiológicos para el finiquito de la licencia, actualización de los costos estimados específicos del sitio para las actividades de desmantelamiento pendientes, y un suplemento para el informe ambiental que describe cualquier información nueva o cambios en el medio ambiente importantes asociados con la decisión del propietario de dar por terminada la operación de la unidad en cuestión. La mayoría de los planes concluyen en una liberación del sitio para el público sin restricciones de uso, lo que significa que cualquier radiación residual estaría por debajo del límite anual de 25mRem por exposición a la radiación y ya no habría ningún control regido por el organismo regulador. Cualquier plan de liberación del sitio con restricciones de uso, debe describir el uso final que se le dará al sitio, la documentación debe estar disponible para consulta pública, tener controles institucionales, y contar con las garantías financieras requeridas para cumplir con los requerimientos de finiquito de licencia con liberación restringida.

Si las actividades de desmantelamiento pendientes han sido llevadas a cabo de acuerdo a lo estipulado en el LTP y los ensayos radiológicos para la finalización de licencia demuestran que las instalaciones y el sitio cuentan con las condiciones adecuadas para su liberación, el organismo regulador emite un comunicado oficial finalizando la licencia de operación.

En la figura 1.4.1 se muestra la secuencia de las etapas que conforman el desmantelamiento, descritas anteriormente.

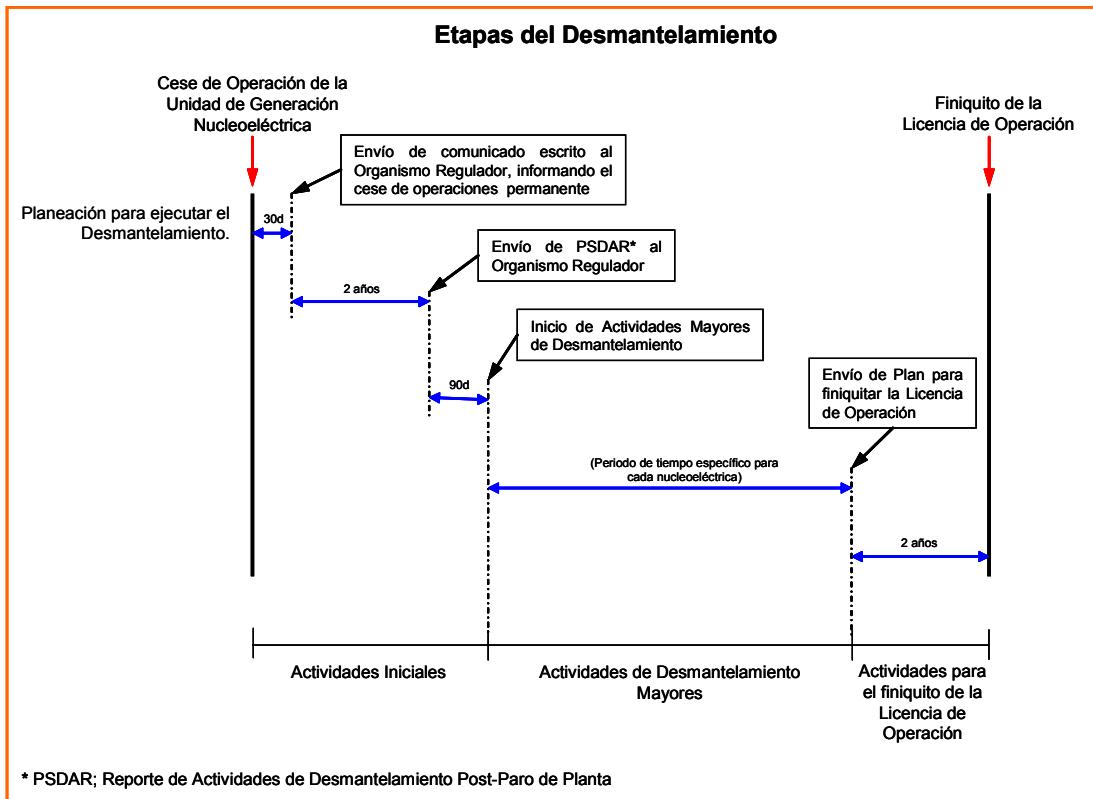


Figura 1.4.1 Etapas de Desmantelamiento.

1.4.2.- OPCIONES DE DESMANTELAMIENTO

Existen tres opciones primarias de desmantelamiento, las cuales son:

- DECON (descontaminación).

En la opción DECON, todos los componentes y estructuras contaminadas se limpian o desmontan, se empacan, y se embarcan a un sitio de disposición de desecho radiactivo de bajo nivel, o son almacenados temporalmente en el sitio. Una vez que esta tarea se finaliza (la cual lleva 5 o más años) y el Organismo Regulador da por terminada la licencia de la unidad generadora, esta parte del sitio puede ser utilizada para otros propósitos.



Figura 1.4.2 Generador de vapor removido del edificio del Reactor.



Figura 1.4.3 Demolición de la estructura de Contención del edificio del Reactor

- SAFSTOR (almacenamiento seguro).

Mediante la opción SAFSTOR, la unidad de generación nuclear se mantiene intacta y se mantiene protegida hasta por más de 60 años. Este método, implica realizar vigilancias en la parte de la central que contiene materiales

radiactivos e inspecciones sobre el terreno el cual se protege con una barrera perimetral de seguridad .Se utiliza el tiempo como el agente principal para la descontaminación del material mediante el decaimiento radiactivo, emitiendo energía adicional hasta llegar a su estado estable. Si a una unidad de generación se le permite estar parada durante 30 años, por ejemplo, la radiactividad del cobalto-60 se reducirá el 98% de su nivel original y después de 50 años el nivel de radiactividad será casi nulo. Una vez que la radiactividad ha decaído a su nivel más bajo, entonces la unidad se desmonta, de forma similar a la opción de desmantelamiento DECON, con la ventaja de que, al final, la cantidad de material a descontaminar es mínima.



Figura 1.4.4. Nucleoeléctrica Vandellós 1, en España; Actualmente haciendo uso de la alternativa para desmantelamiento SAFSTOR.

- ENTOMB (enterrar).

Esta alternativa de desmantelamiento requiere del retiro inmediato del combustible gastado y los componentes internos del reactor, altamente activados; para proceder a la disposición y relocalización de los materiales contaminados restantes dentro de la estructura del edificio del reactor; el cual es sellado. Después de un lapso de tiempo suficiente, la radiactividad de los materiales confinados decaerá a niveles que permita el finiquito de la licencia de operación, por ende la liberación del sitio. Debido a que la regulación actual estipula que el proceso de desmantelamiento debe ejecutarse en un periodo máximo de 60 años, la alternativa de desmantelamiento ENTOMB es una opción no viable.



Figura 1.4.5 Estructura de acero usado para “sellarse” y/o resguardar el edificio de reactor.

1.4.3.- PROCESO DE DESCONTAMINACIÓN

En el proceso de descontaminación, los trabajadores remueven de la superficie el material radiactivo que se ha acumulado dentro de las tuberías y los intercambiadores de calor o en los pisos y paredes, y que no fue removido durante la operación normal de la central debido a la inaccesibilidad o a consideraciones operativas. Para ello se requiere que la central durante su operación, mantenga los registros de las actividades de descontaminación llevadas a cabo en los equipos y componentes de la planta. Los trabajadores utilizan procesos químicos, físicos, eléctricos y de ultrasonido para eliminar el material radiactivo de la superficie de los equipos y componentes de la planta. El material radiactivo removido, es concentrado, envasado y transportado para su disposición a un sitio designado. La reducción en el volumen de desecho concentrado de baja actividad, reducirá el gasto de disposición. Existe una amplia gama de técnicas de descontaminación disponibles, incluidas las desarrolladas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Instituto de Investigaciones Eléctricas de los Estados Unidos (EPRI) y la industria de desmantelamiento. Muchas de estas técnicas están en uso como parte de los programas de mantenimiento preventivo o en los trabajos generales de reparación.

1.4.4.- REQUERIMIENTOS PARA EL FINANCIAMIENTO.

Los requisitos para el financiamiento están específicamente relacionados con la parte de una central nucleoeléctrica que ha sido contaminada por material radiactivo. La NRC podrá exigir a las empresas eléctricas que incluyan los fondos para el desmantelamiento de edificios e instalaciones (tales como edificios de oficinas y subestaciones) que no suponen niveles de radiación peligrosos para los trabajadores o el público.

Los costos de desmantelamiento incluyen tres componentes: mano de obra, consumo de energía y el transporte y disposición de los desechos. La estimación más confiable para el costo de desmantelamiento se origina de un estudio de ingeniería para una central específica. La NRC solicita a las empresas establecer un fondo de desmantelamiento por cada reactor. La empresa debe revisar cada año e informar a la NRC cada año el monto de dinero necesario para el desmantelamiento y la adecuación del fondo. La cantidad del fondo se ajusta periódicamente para tener en cuenta cambios en el costo de mano de obra, el consumo de energía y la disposición de los residuos de bajo nivel, y para tener en cuenta los avances tecnológicos.

Cada empresa que opera una unidad nucleoeléctrica deberá acumular los fondos necesarios para el desmantelamiento. La NRC reconoce tres tipos de fondos de desmantelamiento los cuales son:

- Un estudio externo del fondo de amortización que acumula el dinero para desmantelamiento de manera gradual durante la vida operacional de la unidad. Los ingresos asignados al desmantelamiento se obtienen de las ventas de energía eléctrica y se invierten en un fondo fiduciario que es profesionalmente administrado.
- Una cuenta en prepago mediante depósitos de la empresa eléctrica antes de que la unidad comience su operación. Esto puede ser una cuenta de garantía bloqueada, fondos del gobierno, certificados de depósito o de valores gubernamentales. Cualquiera de ellos que se elija se mantiene separado de la empresa eléctrica y de otros activos y están fuera de su control.
- Un aval, una carta de crédito o seguro, que garantice que el costo de la desmantelamiento será pagado, si la empresa no tuviese los fondos suficientes para pagar dicha obligación.
- Las empresas suelen tener establecidos fondos de financiamiento para acumular los recursos necesarios para el desmantelamiento de la central nuclear. Al inicio de la operación de una unidad de generación nuclear los fondos para el desmantelamiento se incrementan lentamente y posteriormente el incremento se acelera con mayor rapidez, conforme las ganancias compuestas de los fondos fiduciarios de inversión aumentan.

1.4.5.- COSTOS ESTIMADOS PARA EL DESMANTELAMIENTO

Se estima por central nucleoeléctrica, un costo entre 300 y 500 millones de dólares. Este monto incluye costos estimados para cumplir con normas radiológicas (alrededor de 300 millones de dólares), manejo de combustible gastado (entre 100 y 150 millones de dólares) y actividades para restauración del sitio (50 millones de dólares).

1.4.6.- LA EXPERIENCIA MUNDIAL DEL DESMANTELAMIENTO.

Durante los últimos 40 años la experiencia adquirida en diversos tipos de desmantelamiento de instalaciones nucleares ha sido considerable. Alrededor de 100 reactores nucleares comerciales, más de 250 reactores de investigación y varias instalaciones relacionadas con el ciclo del combustible, se han retirado del servicio activo^{(2),(3)}.

1.4.6.1.- REACTORES EN EUROPA

Para desmantelar sus reactores refrigerados por gas en las centrales nucleoeléctricas Chinon, Bugey y St Laurent, "Electricité de France" eligió un desmantelamiento parcial y aplazó el desmantelamiento final y la demolición por 50 años. Como otros reactores siguen operando en esos sitios, la supervisión y vigilancia no han aumentado su costo.

La Comisión de Energía Atómica francesa está desmantelando la central de reprocesamiento de UP1 en Marcoule. Esta central se inició en 1958 y trata 18,600 toneladas de combustibles metálicos provenientes de reactores refrigerados por gas (tanto comerciales como militares). La descontaminación y desmantelamiento progresivo de la central y el tratamiento de residuos se llevará a cabo en 40 años y costará unos 5,6 millones de euros, casi la mitad de esto, para el tratamiento de los residuos almacenados en el sitio.

Los franceses construyeron en Marcoule una central de reciclaje de acero producto del desmantelado de las instalaciones nucleares. Este metal contiene algunos productos de activación, pero puede ser reciclado para otras centrales nucleoeléctricas.

Ha comenzado el desmantelamiento en el Reino Unido de 25 reactores. Una de los primeras centrales nucleoeléctricas fue la central de Berkeley (2 x 138 MWe, reactores Magnox), cerrada por razones económicas en 1989 después de 27 años de funcionamiento; terminando la descarga de combustible en 1992. Los vertederos de enfriamiento fueron drenados, limpiados y rellenados y el edificio de la turbina fue desmantelado y demolido. El edificio del reactor estuvo durante un largo período de cuidado y mantenimiento en la fase SAFESTOR. En última instancia, también se desmanteló, dejando el sitio nivelado para ser utilizado como un paisaje turístico. Este proceso de desmantelamiento se está siguiendo en otros sitios donde se localizan reactores en el Reino Unido.

En España, la unidad nucleoeléctrica "Vandellos 1", un reactor de grafito-gas de 480 MWe, fue cerrado en 1990 después de 18 años la operación. En el 2003, la empresa responsable del desmantelamiento, ENRESA, concluyó la etapa 2 de la clausura y el desmantelamiento del reactor, con lo que se liberó gran parte del sitio. Después de 30 años, haciendo uso de la alternativa SAFSTOR, cuando los niveles de actividad se hayan reducido en un 95%, el resto de la central será removido. El costo de los 63 meses de duración del proyecto fue de 93 millones de euros.

Alemania optó por la alternativa de desmantelamiento SASTOR, para la central nucleoeléctrica de Greifswald en la antigua Alemania Oriental, donde había cinco reactores en funcionamiento. Del mismo modo, el sitio de la central nucleoeléctrica de Niederaichbach de 100 MWe en Bavaria, fue declarado apto para el uso agrícola sin restricciones a mediados de 1995.

Gundremmingen A de 250 MWe fue el primer reactor nuclear comercial de Alemania que operó de 1966 a 1977. El trabajo de desmantelamiento se inició en 1983, y continúo con la parte más contaminada en 1990, utilizando técnicas de corte bajo el agua, para minimizar la exposición a la radiación de los operarios durante las actividades de desmantelamiento. Este proyecto demostró que la clausura de una central podría realizarse con seguridad y que era económicamente factible sin grandes retrasos, con el mayor porcentaje de metales reciclados.

1.4.6.2.- REACTORES EN ASIA

En Japón la central nucleoeléctrica Tokai-1 de 160 MWe tipo Magnox diseñado por el Reino Unido, está siendo desmantelada después de 32 años de servicio. Alrededor del año 2018, después de 5 a 10 años de almacenamiento, la unidad será desmantelada y el sitio liberado para otros usos. El costo total será 943 millones de dólares, de los cuales 355 millones de dólares son para el desmantelamiento y 588 millones de dólares para el tratamiento de los residuos, incluyendo el moderador de grafito (que aumenta significativamente el costo).

1.4.6.3.- REACTORES EN ESTADOS UNIDOS

La experiencia en Estados Unidos ha sido variada, pero 14 unidades nucleoeléctricas están utilizando la alternativa de desmantelamiento SAFSTOR, mientras que 10 utilizan o han utilizado la alternativa DECON. La NRC ha establecido procedimientos para estos procesos, los cuales son el resultado de la experiencia adquirida. Un total de 31 unidades de generación nucleoeléctrica se han cerrado y desmantelado. En la liberación del sitio normalmente se excluyen las instalaciones utilizadas para almacenamiento de combustible en una ISFSI (Instalación Independiente de Almacenamiento de Combustible Gastado), mientras se espera que el Departamento de Energía (DOE) disponga del combustible usado y lo pueda enviar a un repositorio nacional.

Rancho Seco (913 MWe, PWR) fue cerrada en 1989 y en 1995 la NRC aprobó el plan para su desmantelamiento. Sin embargo, la central decidió posteriormente un desmantelamiento gradual y esto va por buen camino. Actualmente sólo el almacenamiento de residuos de construcción continua pendiente y la mayor parte del sitio está abierto para otros usos.

En las centrales que cuentan con varias unidades nucleares, la elección ha sido colocar la primer unidad cerrada en almacenamiento, mientras las otras terminan su vida útil, así pueden ser desmanteladas en secuencia. Esto optimizará el uso

de personal y el equipo especializado requerido para el corte y las operaciones a distancia, así como obtener beneficios en materia de costos.

Después de 14 años de actividades de limpieza, incluyendo la remoción del combustible, residuos metálicos y el agua contaminada, Three Mile Island 2 fue puesta en vigilancia de almacenamiento de post-descarga de combustible (SAFSTOR) hasta que la licencia de la Unidad 1 expiró en 2014, ambas unidades serán desmanteladas posteriormente.

La alternativa de desmantelamiento SAFSTOR también está siendo utilizado por San Onofre 1, la cual cerró en 1992, hasta que las licencias de las Unidades 2 y 3 expiren en 2013, pero el desmantelamiento se adelantó a 1999 y así se convirtió en un proyecto de descontaminación en proceso el cual se espera se complete próximamente. Una pequeña cantidad de trabajo espera ser terminado con el desmantelamiento de las unidades 2 y 3 en este sitio.

El uso de la alternativa de desmantelamiento DECON en Estados Unidos fue el reactor de Shippingport (60 MWe), el cual operó comercialmente desde 1957 a 1982. La descarga de combustible se completó en dos años, cinco años más tarde el sitio fue liberado para su uso sin restricciones. Debido a su tamaño, la vasija de presión pudo ser retirada y eliminada intacta. Este caso se utiliza para demostrar la seguridad y la eficacia en materia de costos del desmantelamiento a escala comercial de las centrales nucleoeléctricas y la liberación rápida del sitio.

La alternativa de desmantelamiento DECON fue la opción elegida para Fort St. Vrain, un reactor de alta temperatura refrigerado por gas (330 MWe) que también se cerró en 1989. Esto se realizó mediante un contrato a precio alzado por 195 millones de dólares. El proyecto procedió en el plazo previsto para limpiar el sitio y finiquitar su licencia a principios de 1997. Ésta fue la primera unidad nucleoeléctrica en Estados Unidos en lograrlo.

Para Trojan (1180 MWe, PWR) en Oregon, el desmantelamiento se llevó a cabo por la misma central. Trojan se cerró en 1993, los generadores de vapor fueron retirados, transportados y eliminados en Hanford en 1995, y la vasija del reactor (con sus partes internas) fue removida y transportada a Hanford en 1999. A excepción del lugar específico destinado para el almacenamiento del combustible gastado, el sitio fue puesto en libertad sin restricciones para su uso en 2005. La torre de enfriamiento fue demolida en 2006.

Yankee Rowe (167 MWe, PWR) fue cerrada en 1991 después de 30 años de servicio. Se trata de un proyecto de DECON y su demolición se terminó en el 2006. El finiquito de la licencia ocurrió en agosto de 2007, permitiendo el acceso público sin restricciones, con excepción de 2 hectáreas usadas para el almacenamiento del combustible gastado.

Otro proyecto de DECON en Estados Unidos fue Maine Yankee, una central tipo PWR de 860 MWe que cerró en 1996 después de 24 años de operación. La estructura de contención finalmente fue demolida en 2004 y con excepción de 5

hectáreas utilizadas para el almacenamiento en seco del combustible gastado, el sitio fue puesto en libertad sin restricciones para el uso público en 2005, cumpliendo con el presupuesto y el calendario previsto.

Connecticut Yankee (590 MW PWR) también cerró en 1996 después de 28 años de operación. El desmantelamiento se inició en 1998 y la demolición se concluyó en 2006. El sitio fue puesto en libertad sin restricciones para el uso público en 2007, con la excepción de 2 hectáreas utilizadas para almacenamiento de combustible gastado en barriles secos. La contaminación residual en la tierra está por debajo del límite establecido por la NRC de 0.25 mSv por año de dosis de radiación.

En 2005, el sitio del pequeño reactor de Saxton, el cual cerró en 1972 estaba listo para ser puesto en libertad sin restricciones para su uso. Fue puesto en SAFSTOR en 1975 y el combustible fue enviado fuera de sitio. La demolición se inició en 1986.

En el sitio de la central nucleoeléctrica de 72 MWe Big Rock Point en Michigan, que paró en 1997 después de 35 años de operación, la mayor parte de la propiedad fue liberada para uso público sin restricciones en enero de 2007, aunque todavía se tienen 43 hectáreas para el almacenamiento de combustible gastado en contenedores secos, para su posterior traslado al repositorio nacional.

La central con las unidades 1 & 2 de Exelon, Zión (2 x 1098 MW), cerró en 1998. Se optó por la alternativa de desmantelamiento SAFSTOR. Se prevé un proceso ligeramente diferente con un desmantelamiento considerablemente acelerado. Exelon ha contratado a una empresa especializada - EnergySolutions, para el desmantelamiento de la central y convertir al sitio en un campo verde. Para lograr esto, la licencia de la central y los fondos de desmantelamiento se transferirán a EnergySolutions, que será entonces el titular y el dueño de la licencia, y el sitio será regresado a Exelon alrededor del año 2018. El combustible gastado permanecerá en el sitio hasta que sea llevado a un Repositorio Nacional.

Otras centrales en Estados Unidos cerradas están en SAFSTOR. Están incluidas las siguientes: Humboldt Bay, Indian Point 1, Dresden 1, Millstone 1, Peach Bottom 1.

A finales del 2005, la OIEA informó que ocho unidades de generación eléctrica han sido completamente descontaminadas y desmanteladas, con sus sitios liberados sin restricciones para su uso. Otras 17 han sido parcialmente desmanteladas y cerradas con seguridad, 31 están siendo desmantelados para su posterior liberación y 30 fueron sometidas a un mínimo desmantelamiento para un periodo largo de entrega del recinto.

TABLA 1.4.1						
ESTADO DE DESMANTELAMIENTO DE REACTORES DE POTENCIA EN USA						
(Enero - 2008)						
REACTOR	TIPO	POTENCIA TÉRMICA	LOCALIZACIÓN	FECHA DE CIERRE	ALTERNATIVA DE DESMANTELAMIENTO	COMBUSTIBLE EN SITIO
BIG ROCK POINT	BWR	67 MW	CHARLEVOIX, MI	AGO - 97	ISFSI	SI
CVTR	TUBO DE PRESIÓN, AGUA PESADA	65 MW	PARR, SC	ENE - 67	LICENCIA TERMINADA	NO
DRESDEN 1	BWR	700 MW	MORRIS, IL	31 / 10 / 78	SAFSTOR	SI
FERMI 1	FAST BREEDER	200 MW	MONROE CO., MI	22 / 09 / 72	SAFSTOR	NO
FORT ST. VRAIN	HTGR	842 MW	PLATTEVILLE, CO	18 / 08 / 89	LICENCIA TERMINADA	SI
GE VBWR	BWR	50 MW	ALAMEDA CO., CA	09 / 12 / 63	SAFSTOR	NO
HADDAM NECHK	PWR	1825 MW	HADDAM NECK, CT	22 / 07 / 96	ISFSI	SI
HUMBOLDT BAY 3	BWR	200 MW	EUREKA, CA	02 / 07 / 76	DECON	SI
INDIAN POINT I	PWR	615 MW	Buchannan, NY	31 / 10 / 74	SAFSTOR	SI
LACROSSE	BWR	165 MW	LACROSSE, WI	30 / 04 / 87	SAFSTOR	SI
MAIN YANKEE	PWR	2772 MW	BATH, ME	DIC - 96	ISFSI	SI
MILSTONE 1	BWR	2011 MW	WATERFORD, CT	04 / 11 / 95	SAFSTOR	SI
N.S. SAVANNAH	PWR	80 MW	NORFOLK, VA	1970	SAFSTOR	NO
PATHFINDER	SUPER-CALENTADOR BWR	190 MW	SIOUX FALLS, SD	16 / 09 / 67	DECON NRC PARTE 30	NO
PEACH BOTTOM 1	HTGR	115 MW	YORK CO., PA	31 / 10 / 74	SAFSTOR	NO
RANCHO SECO	PWR	2772 MW	SACRAMENTO, CA	07 / 06 / 89	DECON	SI
SAN ONOFRE 1	PWR	1347 MW	SAN CLEMENTE, CA	30 / 11 / 92	DECON	SI
SAXTON	PWR	28 MW	SAXTON, PA	MAYO - 72	LICENCIA TERMINADA	NO
SHOREHAM	BWR	2436 MW	SUFFOLK CO., NY	28 / 06 / 89	LICENCIA TERMINADA	NO
THREE MILE ISLAND 2	PWR	2772 MW	MIDDLETOWN, PA	28 / 03 / 79	SAFSTOR	NO
TROJAN	PWR	3411 MW	PORTLAND, OR	09 / 11 / 92	ISFSI	SI
YANKEE ROWE	PWR	600 MW	FRANKLIN CO., MA	01 / 10 / 91	ISFSI	SI
ZION 1	PWR	3250 MW	ZION, IL	FEB - 98	SAFSTOR	SI
ZION 2	PWR	3250 MW	ZION, IL	FEB - 98	SAFSTOR	SI

ISFSI : Instalación Independiente de Almacenamiento de Combustible Gastado

Tabla 1.4.1 Estado de Desmantelamiento en Reactores de Potencia en los Estados Unidos.

1.4.7.- DESCONTAMINACIÓN E IMPACTOS DEL DESMANTELAMIENTO

Siguiendo el registro de decisiones, cualquier instalación que sea construida y operada deberá someterse a la descontaminación y desmantelamiento al final de su vida útil. Debido a que dicha descontaminación y desmantelamiento no es muy común que ocurra durante muchas décadas, hay muchos factores externos (tales como requisitos reguladores y avances de la tecnología) que pueden afectar los impactos asociados al final de la descontaminación y el desmantelamiento. El análisis que sigue se basa en una extrapolación de los impactos ambientales resultantes de la reciente descontaminación y desmantelamiento de la Planta Maine Yankee tipo PWR (900 MWe)⁽⁴⁾. Dicha central nucleoeléctrica se sometió a un exitoso cierre de 1997 a 2005 con todas las estructuras de la planta removidas a 1 metro por debajo del nivel cero de la central y el sitio fue restaurado bajo estrictas normas de limpieza. Maine Yankee fue uno de los primeros grandes reactores comerciales de Estados Unidos en completar el desmantelamiento.

Descontaminación y desmantelamiento del Reactor de la Planta Maine Yankee

Como punto de referencia, esta sección presenta un resumen de los efectos resultantes de la descontaminación y desmantelamiento del reactor de la central Maine Yankee. Esta información se resume a partir del informe de experiencia del Desmantelamiento de la Central Maine Yankee, preparado por: New Horizon Scientific para EPRI (Electric Power Research Institute).

Nivel de limpieza:

Los criterios de liberación fueron 10 mRem/año a través de todas las vías y 4 mRem/año a través de las vías de aguas subterráneas. En estos niveles, los equipos, estructuras y partes de la instalación y el sitio que contengan contaminantes radiactivos, serán descontaminados a un nivel que permita que la propiedad pueda ser liberada sin restricciones para su uso, una vez que el trabajo de limpieza haya sido terminado. El sitio fue limpiado, a un nivel significativamente inferior a estos criterios.



Figura 1.4.6 Remoción de Combustible Gastado de la Alberca de Combustible Gastado.

Zona:

Maine Yankee se encuentra en un área de 820 acres (332 hectáreas) en Wiscasset, Maine. Aproximadamente 179 acres (72 hectáreas) fueron licenciados por la NRC. Después de la descontaminación y desmantelamiento, 200 acres (80 hectáreas) de la propiedad fueron donados para la conservación y educación ambiental; otros 400 acres (160 hectáreas) de la propiedad fueron transferidos para el desarrollo económico. Después de la descontaminación y desmantelamiento, la NRC modificó la licencia de Maine Yankee, reduciendo la propiedad con licencia de 179 acres (72 hectáreas) a 12 acres (5 hectáreas), para la instalación independiente de almacenamiento de combustible gastado, que se encuentra en la Península de Bailey.



Figura 1.4.7 Almacenamiento de Combustible Gastado.

Empleo:

El número máximo de puestos de trabajo durante la descontaminación y desmantelamiento ascendió a aproximadamente 300 personas.

Impacto Radiológico para los trabajadores:

El total de dosis de radiación se estimó en aproximadamente 525 personas-rem, el cual es inferior al 50 por ciento del límite de exposición en el desmantelamiento genérico del Manifiesto de Impacto Ambiental.

Impactos No Radiológicos a los trabajadores:

El proyecto alcanzó más de 2 millones de horas de trabajo seguro sin ningún incidente. En general, el proyecto requirió de 5.4 millones de horas con un registro de 2.3 incidentes por 200,000 horas trabajadas.

Residuos:

Aproximadamente 198 toneladas de residuos totales, de las cuales, 75 toneladas de residuos no radiactivos se generaron como resultado del proceso de descontaminación y desmantelamiento. El principal componente de este flujo de residuos es concreto, con el resto de los residuos en forma de metales reciclables, además de los desechos de construcción y demolición. Estos residuos no radiactivos se envían a rellenos sanitarios estatales para su eliminación, como cualquier residuo de demolición. Aproximadamente 2,265 metros cúbicos de residuos de asbestos también fueron removidos.

Se generaron 123 toneladas de desecho de Bajo Nivel como consecuencia de la descontaminación y desmantelamiento de esta instalación. Los desechos de Bajo Nivel en Maine Yankee incluyeron metales contaminados, concreto, desecho sólido seco, el suelo y los componentes del sistema nuclear de suministro de vapor (vasija de reactor, generadores de vapor, presurizador, y bombas de refrigerante del reactor). Estos residuos se empacaron en el sitio de la central y se enviaron al sitio de disposición de residuos de EnergySolutions / BARNWELL, compañía que brinda servicios de procesamiento de residuos, para su clasificación y disposición final. De esta cantidad, aproximadamente 72 toneladas son de concreto, 36 toneladas de suelo y 15 toneladas de componentes y materiales. Aproximadamente el 90% de los Desechos de Bajo Nivel fueron clasificados como "Clase A", que es el que tiene la menor cantidad de radiactividad. Los desechos "Clase C" incluyen metales irradiados y algunas partes internas de la vasija del reactor. La "Clase C" es la clasificación más alta de desechos que puede almacenarse en un repositorio superficial. Maine Yankee tiene una pequeña cantidad de desechos radiactivos con un nivel de radiación mayor a la "Clase C"(GTCC LLW); estos residuos se componen principalmente de las partes interiores de la vasija del reactor que se segmentan y se remueven . El combustible gastado de la central, así como su GTCC LLW (acero irradiado removido de la vasija reactor), se almacenan en contenedores secos en la instalación independiente de almacenamiento de combustible gastado (ISFSI). El ISFSI fue construido durante la clausura del proyecto.

Transporte:

- Número de embarques en Camión (no radiológico): 1,900
- Número de embarques en Camión (radiológico): 330
- Número de embarques en tren (no radiológico): 80
- Número de embarques en tren (radiológico): 160



Figura 1.4.8 Maine Yankee antes de la descontaminación y el desmantelamiento



Figura 1.4.9 Maine Yankee después de la descontaminación y el desmantelamiento

REFERENCIAS

- [1]. NRC Regulatory Guide 1.184. Julio 2000
- [2]. NRC Fact Sheet “Decommissioning Nuclear Power Plants”, Enero 2008
- [3]. WNA “Decommissioning Nuclear Facilities”, Diciembre 2007
- [4]. DOE “Global Nuclear Energy Partnership”, Oct. 2008

1.5.- ADMINISTRACIÓN DE RESIDUOS RADIACTIVOS DE MEDIO Y BAJO NIVEL.

Los materiales radiactivos que dejan de ser útiles al hombre se convierten en desechos, por lo que se requiere mantenerlos aislados del entorno humano en tanto que sus niveles de radiactividad sean potencialmente nocivos. La radiactividad y por tanto la radio-toxicidad de estos desechos, disminuye exponencialmente con el tiempo y depende del periodo de desintegración de cada uno de los radionúclidos y del contenido de cada radionúclidos en estos desechos. Dichos periodos de desintegración pueden ser de segundos o miles de años. Por eso la protección radiológica frente a las radiaciones debe perdurar durante estos períodos de desintegración.

Cada año se generan en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)⁽¹⁾, aproximadamente 300 millones de toneladas de desechos tóxicos de todo tipo, pero los desechos radiactivos ascienden a únicamente 81,000 metros cúbicos por año, (equivalentes a 81,000 toneladas a la densidad del agua). En aquellos países donde se utiliza la energía nuclear para generar energía eléctrica, los desechos radiactivos son el 1% de todos los desechos tóxicos. Los desechos radiactivos han recibido más atención y han causado mayor preocupación al público, en comparación con otro tipo de desechos igual de tóxicos o de un peligro mayor. Además éstos han sido ampliamente tratados en numerosos estudios científicos, técnicos, políticos, financieros, sociales, legales y éticos, con lo cual se ha generado una base de conocimiento en la administración de los desechos radiactivos.

Uno de los temas claves que ha dominado el debate nuclear en años recientes, ha sido la administración segura de los desechos radiactivos, particularmente la disposición de desechos de vida larga. Aunque existen soluciones técnicas para la administración de este tipo de desechos, la industria nuclear y los gobiernos en muchos países encuentran problemas para aplicar estas soluciones.

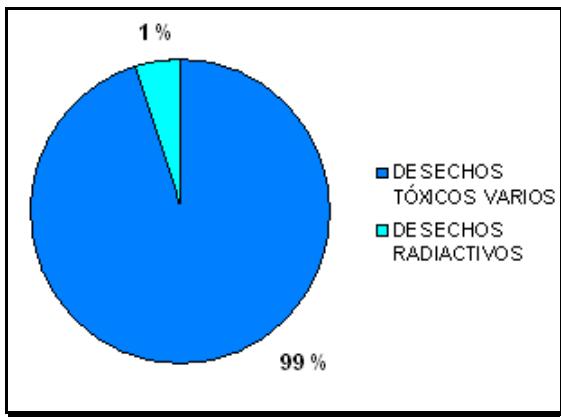


Figura 1.5.1 Relación de Desechos Radiactivos con Respecto a los Desechos Tóxicos Totales.

El desarrollo de la energía nuclear debe ser seguro, aceptado ambientalmente y debe ser una fuente de energía económica. La actitud del público hacia las actividades asociadas con tal desarrollo, depende en gran medida de su entendimiento de éstas y sus implicaciones. Por otra parte, la percepción de ausencia de una solución al problema de la administración de los desechos radiactivos, arriesga el desarrollo de la industria nuclear en algunos países. Así, por ejemplo los gobiernos y las organizaciones responsables de la administración de desechos radiactivos tienen algunas dificultades para obtener la aceptación de las comunidades locales para el establecimiento de los sitios para la disposición definitiva de desechos radiactivos.

La cooperación internacional es un elemento importante en todos los programas nacionales para el establecimiento de estrategias y políticas para obtener el beneficio máximo de las actividades mundiales de investigación y desarrollo. Adicionalmente, existe una conciencia creciente de que muchos problemas de contaminación tienen dimensiones internacionales debido a la posibilidad de esparcirse en grandes regiones que comprenden varios países, y en algunos casos, tener efectos globales causados por emisiones locales. Muchos organismos internacionales tienen una función definida en el campo de la administración de desechos radiactivos. Algunos están relacionados principalmente con la colección, evaluación y difusión de información científica y técnica, otros con el desarrollo de métodos regulatorios y normas, y algunos más con la promoción de acuerdos bilaterales y multilaterales, con proyectos y estudios de cooperación.

1.5.1.- GENERACIÓN DE DESECHOS RADIACTIVOS COMO PRODUCTO DE LAS APLICACIONES NUCLEARES

Gran parte de las actividades que involucran el uso de radionúclidos en diversas aplicaciones, tales como la generación de energía nucleoeléctrica, resultan en la generación de desechos radiactivos. También pueden generarse desechos radiactivos en actividades que no son nucleares, como es el caso del

procesamiento de materias primas que contienen radioisótopos naturales donde, en algunas ocasiones sus desechos se consideran radiactivos.

Se define un desecho radiactivo para fines reglamentarios como aquel “material que contenga o esté contaminado por radionúclidos cuyas concentraciones o niveles de radiactividad rebasen los fijados por las autoridades competentes y para el que no se prevé aplicación alguna”.

El contenido de radionúclidos en los desechos radiactivos generados por las actividades del ciclo del combustible nuclear supera en gran escala al contenido de radionúclidos en desechos generados por otras actividades diferentes. El desecho radiactivo que se genera varía en forma, actividad y tipo de contaminación. Este puede ser sólido, líquido o gaseoso. Dentro de estos grupos hay una variedad de tipos de desechos tales como basura, fuentes radiactivas gastadas, equipos y componentes usados, resinas para intercambio iónico, lodos, combustible nuclear gastado y otros más. Los niveles de actividad van desde los muy altos que corresponden al combustible gastado y residuos del reprocesamiento del combustible, hasta niveles muy bajos asociados con aplicaciones de radisótopos en centros de investigación, hospitales, etc. Igualmente amplio es el espectro de vida media de los radionúclidos contenidos en los desechos radiactivos. Los radionúclidos presentes en los desechos dependen del proceso de generación y pueden incluir el uranio, otros que ocurren naturalmente, los transuránicos y los hechos por el hombre.

1.5.2.- DESECHOS RADIACTIVOS DE NIVEL BAJO Y MEDIO

Los desechos de actividad media y baja se caracterizan por una actividad específica baja, un contenido limitado de emisores alfa y de radionúclidos emisores beta-gamma, con períodos de semi-desintegración inferiores a 30 años.

Esta última característica es la determinante en la concepción de un almacenamiento de baja y media actividad, ya que en unos 300 años (diez veces su período de semi-desintegración), la actividad de los desechos se habrá reducido a menos de la milésima parte. Por lo tanto, el almacenamiento en su conjunto, es decir, el sistema formado por todas las barreras artificiales y naturales, debe garantizar la seguridad para las personas y el medio ambiente durante este período de tiempo.

Por otra parte, la selección de un modelo de almacenamiento gobierna la estrategia para los desechos de actividad baja y media. En una instalación de almacenamiento de desechos, no se pueden almacenar más que aquellos desechos para los que ha sido diseñada y que, por tanto, cumplen con unos criterios de aceptación que están condicionados a su vez por el modelo elegido.

Así pues, en el caso de los desechos de actividad baja y media que presentan una gran variedad de procedencias y una disparidad de características, el sistema de tratamiento y acondicionamiento de los mismos deberá ser tal que permita el

cumplimiento de las especificaciones citadas con vista a su almacenamiento definitivo.

En las tablas 1.5.1 y 1.5.2 ⁽²⁾ se presenta una comparativa del volumen de Desechos Radiactivos Líquidos procesados; así como también de la generación de Desechos Sólidos Secos; en centrales nucleoeléctricas americanas similares a Laguna Verde.

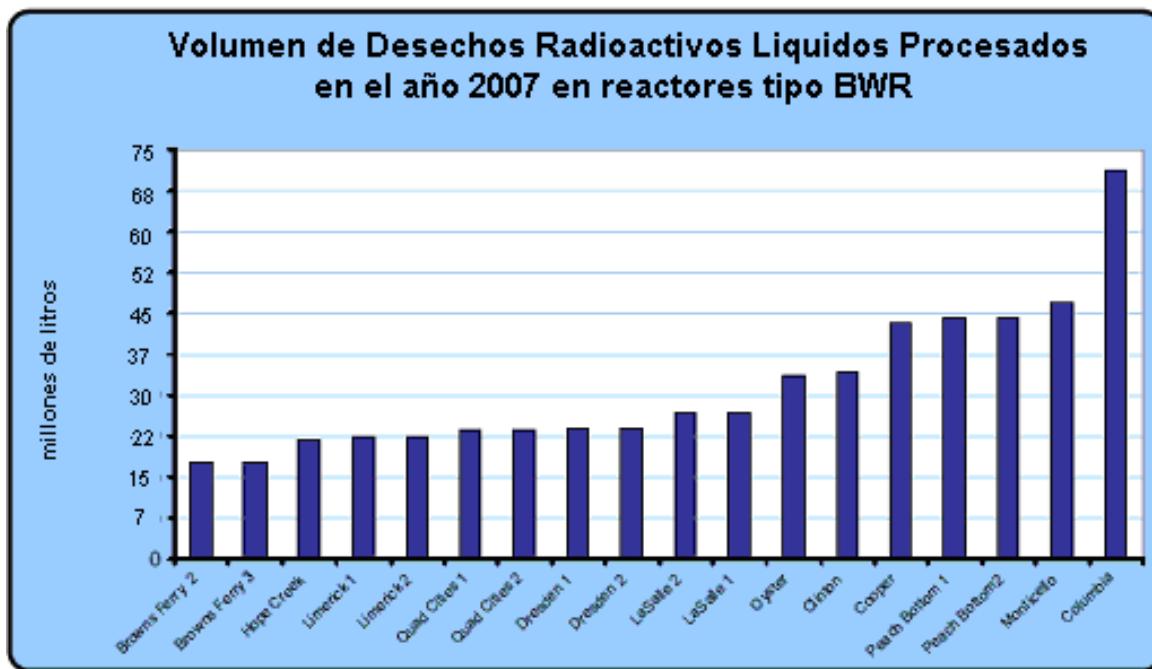
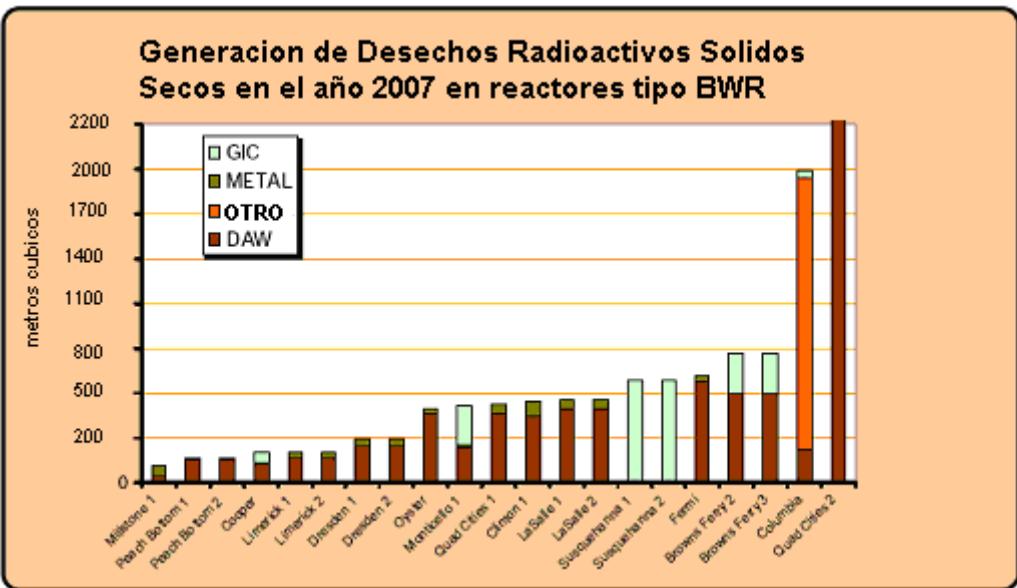


Tabla 1.5.1 Volumen de Desechos Radiactivos Líquidos Procesados.



GIC: Mayor que “Clase C”; DAW: Desecho Radiactivo Sólido Seco Activado.

Tabla 1.5.2 Generación de Desechos Sólidos Secos (de todo tipo)

1.5.3.-ACONDICIONAMIENTO DE LOS DESECHOS DE BAJA Y MEDIA ACTIVIDAD^(3, 4, 5)

El acondicionamiento de los desechos comprende un conjunto de procesos, desde que se generan los desechos hasta su envasado en contenedores calificados, que cumplan con los requisitos para almacenamiento definitivo. Las etapas principales del acondicionamiento de los residuos de baja y media actividad son:

1. Pretratamiento, en el cual los desechos se segregan de acuerdo con su estado físico y su nivel de actividad total. Incluye además otras operaciones que facilitan el proceso de tratamiento posterior.
2. Tratamiento principal, en el cual se concentra la actividad contenida en el desecho en un volumen lo más reducido posible. También es necesario neutralizar aquellos desechos que, al ser químicamente agresivos, puedan tener un efecto destructor sobre los sistemas de confinamiento.
3. Inmovilización y envasado, cuyo objetivo es evitar la dispersión de los radionúclidos, dejando los desechos en una forma sólida y estable, mediante un revestimiento o inclusión en un material aglomerante (cemento, asfalto, etc.) y su posterior confinamiento en un contenedor. Las operaciones necesarias para el acondicionamiento de los residuos están condicionadas por su estado físico. Por ello se analizarán por separado los desechos líquidos y los sólidos.

1.5.4.- PROCESAMIENTO DE DESECHOS LÍQUIDOS RADIACTIVOS

1.5.4.1.- PRETRATAMIENTO DE DESECHOS LÍQUIDOS RADIACTIVOS

El pretratamiento en los líquidos al producirse su segregación en el momento mismo de la colección, generalmente se limita a la colección de los desechos, al almacenamiento temporal para decaimiento radiactivo, cuando esto es posible, y a la neutralización química.

Dentro de la etapa de pretratamiento, la segregación tiene por objeto: a) poder separar corrientes líquidas de diferentes características, y b) poder mezclar corrientes diferentes pero de características semejantes. Esta segregación está condicionada por la estrategia global de la administración de los desechos y se aplica con diferentes criterios.

El criterio para separar los desechos es su composición química, ya que puede condicionar el tratamiento posterior. Además porque debe controlarse en caso de efluentes líquidos de baja actividad, la descarga de materiales tóxicos (metales pesados y compuestos orgánicos) en aguas superficiales y subterráneas.

- i. Desechos de Alta Pureza.- Los drenajes de equipos de los sistemas de la central. Este tipo de desecho es considerado con una conductividad baja.
- ii. Desechos de Baja Pureza.- Los drenajes de pisos con alto contenido de impurezas en suspensión proveniente de todos los edificios principales de la central. Este tipo de desecho es considerado con una conductividad alta con un alto contenido de materia en suspensión.
- iii. Desechos Regenerantes y Químicos.- Los drenajes de los laboratorios y los drenajes del producto de la regeneración de las resinas de los pulidores de condensado principalmente. Son considerado como de alta radiactividad y alta conductividad.
- iv. Desechos Detergentes.- Los drenajes producto del lavado de la ropa y otros en la lavandería. Este residuo tiene un alto contenido de materia en suspensión con un mínimo contenido de radiactividad.

1.5.4.2.- ALMACENAMIENTO DE DESECHOS LÍQUIDOS RADIATIVOS

La administración de los desechos radiactivos líquidos obliga a utilizar sistemas de almacenamiento, tales como tanques, para aumentar la seguridad inherente a cada una de estas etapas. Así, se utilizan tanques para segregación, verificación, sedimentación, decaimiento o simplemente como sistema temporal de almacenamiento hasta decidir el tratamiento a aplicar.

Los tanques se sitúan en el interior de compartimientos, que proporcionan el blindaje radiológico necesario para proteger a los operarios. El piso y paredes de estos compartimientos se revisten interiormente con una pintura especial, para actuar como contención secundaria en caso de fuga o rotura de algún tanque o tubería de servicio.

1.5.4.3.-TRATAMIENTO PRINCIPAL DE DESECHOS LÍQUIDOS RADIACTIVOS⁽⁶⁾

En el tratamiento de los desechos líquidos se utilizan métodos físicos y químicos.

Entre los métodos físicos se encuentran la filtración, la centrifugación, la evaporación y el uso de membranas semi-permeables. También puede emplearse la incineración para los disolventes combustibles sin intención de recuperar.

Entre los métodos químicos se encuentran la precipitación y el intercambio iónico.

En general, una instalación de tratamiento de desechos contempla varias posibilidades de tratamiento y un determinado desecho se suele someter a varios procesos sucesivos de tratamiento, hasta conseguir un factor de descontaminación suficiente para permitir la descarga o reutilización de la fracción descontaminada.

- Filtración y Centrifugación

Estas operaciones tienen como objetivo separar la materia sólida en suspensión o sedimentada presente en los residuos líquidos. Suelen utilizarse:

- a. Como etapa previa a los métodos de intercambio iónico (evita que se aglomere las partículas en la parte superior del lecho) y de evaporación (evita la formación de focos de precipitación durante la evaporación)
- b. Antes de la evacuación de efluentes líquidos, para asegurarse de que no se descargan partículas sólidas radiactivas.



Figura 1.5.2 Filtros con elementos filtrantes

La filtración es un proceso en el que las partículas sólidas no disueltas, transportadas por una corriente líquida, se separan de ésta forzando su paso por un lecho poroso. Los tipos de filtros más utilizados son los de elementos filtrantes, sin precapa y con precapa de resina aniónica y catiónica pulverizada, también están los de cartuchos filtrantes retrolavables.

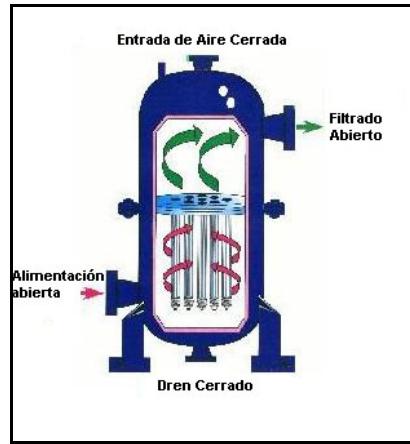


Figura 1.5.3 Filtro con precapa

La centrifugación se basa en la propiedad de que, al girar a alta velocidad, las partículas sólidas tienden a moverse hacia la periferia, debido a la fuerza centrífuga. Existen centrifugadoras diseñadas para tratar soluciones con cantidades de hasta un 75% en peso de sólidos.



Figura 1.5.4 Centrifugadora

- Evaporación

Es el proceso más utilizado para el tratamiento de residuos radiactivos líquidos, obteniéndose buenos factores de descontaminación y de reducción de volumen. En la evaporación, el agua se separa de la solución en forma de vapor, abandonando los componentes no volátiles que la acompañan (sales y radionúclidos). Es el mejor proceso para tratar residuos con alto contenido salino y alta actividad.

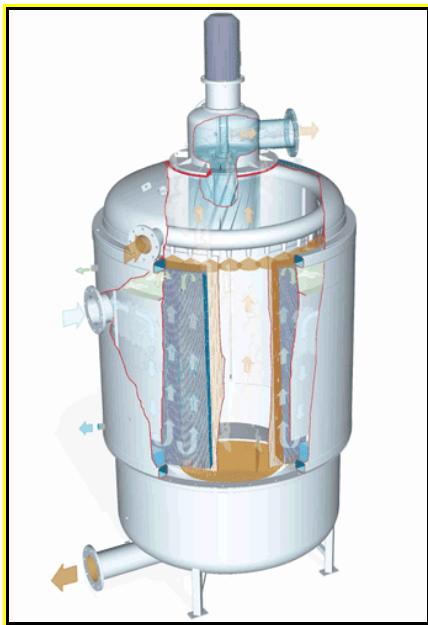


Figura 1.5.5 Evaporador

- Precipitación Química

Muchos radionúclidos pueden separarse de la solución que los contiene, quedando incluidos en un sólido insoluble. Así, mediante una reacción química, los radionúclidos pasan a formar parte de un precipitado o bien son absorbidos por un compuesto insoluble, tales como carbonatos, fosfatos, etc.

La separación de los radionúclidos mediante precipitación no suele ser completa, obteniéndose unos factores de descontaminación bajos. Por ello, este procedimiento sólo se utiliza para residuos de baja y media actividad, y en combinación con otros más eficaces.

El precipitado se forma añadiendo reactivos químicos adecuados y ajustando el pH, para lo cual es necesario dispersar los reactivos en el residuo por agitación violenta. Además, es necesario que se formen partículas grandes de precipitado para que su separación del líquido sea buena.

El proceso de precipitación química origina un líquido clarificado, que a veces podrá requerir un posterior tratamiento, y unos lodos que contienen los radisótopos precipitados. La separación de estos lodos de los clarificados suele llevarse a cabo por sedimentación.

- Intercambio Iónico

Es un método de tratamiento de residuos con gran simplicidad de equipo y de operación, habiendo sido la primera técnica utilizada en el campo nuclear. En el proceso de intercambio de ión, la radiactividad queda incorporada en un pequeño volumen de resina que se puede manejar con facilidad. Por este motivo, los

valores del factor de reducción de volumen y del factor de descontaminación son generalmente altos.

Este método es útil para la descontaminación de desechos de actividad baja y media, que reúnan las siguientes condiciones:

- El contenido total en sales debe ser menor de 2 g/l, pues de lo contrario, el intercambiador se agota rápidamente con los iones no radiactivos.
- No deben contener actividad en forma de especies no iónicas.
- La temperatura del desecho debe estar por debajo de la temperatura de degradación de la resina intercambio iónico.



Figura 1.5.6 Intercambiador iónico

1.5.4.4.- INMOVILIZACIÓN Y ENVASADO DE DESECHOS LÍQUIDOS RADIACTIVOS

En los distintos sistemas de tratamiento de desechos líquidos se obtiene un producto (fracción concentrada) constituido por un sólido húmedo los cuales pueden ser:

- a. Lodos producto de los filtros con precapa.
- b. Resinas producto del intercambio iónico.
- c. Concentrados producto de los evaporadores.

Por razones de seguridad, estos productos deben convertirse en un sólido seco y consistente que facilite su transporte y almacenamiento temporal o definitivo, bajo una forma que impida la migración o dispersión de los radionúclidos por procesos naturales. La conversión en sólidos o inmovilización, se realiza por mezcla del residuo con materiales aglomerantes, formándose un bloque compacto en el que se distribuyen más o menos uniformemente los materiales radiactivos. En

ocasiones, esta mezcla, antes de solidificar, se introduce en un contenedor que actúa como lugar o recipiente de la mezcla.

Para los desechos de actividad baja y media, los materiales normalmente utilizados para la inmovilización son aglomerantes hidráulicos (cemento, asfalto, etc.). En el caso de líquidos acuosos de baja actividad, en ocasiones puede fabricarse el mortero utilizando el propio líquido contaminado.

Las principales ventajas de los aglomerantes hidráulicos, como el cemento, son:

- a) simplicidad de manipulación, avalada por la gran experiencia de uso en la ingeniería civil;
- b) abundancia de las materias primas de las que se componen y a bajo costo,
- c) alta resistencia mecánica y elevada densidad (que proporcionan un autoblindaje);
- d) resistencia al fuego, y
- e) durabilidad.

Su principal desventaja es aumentar el volumen del desecho a inmovilizar.

Una vez que los radionúclidos son inmovilizados mediante las técnicas expuestas, se confinan en tambores metálicos calificados para su uso, que pueden estar o no blindados con una capa de cemento interior. La capacidad de los tambores más utilizados para residuos de baja y media actividad es de 208 litros nominales.



Figura 1.5.7 Tambor Metálico 208 lts.

También se tiene la técnica de desagüe de las resinas y de los lodos. Esto se lleva a cabo mediante un equipo que retira el agua remanente del residuo mediante una bomba de diafragma la cual elimina agua como residuo líquido regresándola a los tanques colectores. En este desagüe se retira el agua hasta llegar a tener menos del 1% en volumen de agua en la mezcla final. Este desecho se inmoviliza en un contenedor de alta integridad (HIC), el cual tiene una capacidad de aproximadamente 4 m^3 .



Figura 1.5.8 Contenedor de Alta Integridad (HIC)

1.5.5.- PROCESAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS RADIACTIVOS⁽⁷⁾

1.5.5.1.- PRETRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS RADIACTIVOS

El objeto del pretratamiento de los desechos sólidos es llevarlos a una forma que mejore las condiciones para su transporte posterior, almacenamiento, tratamiento o eliminación, de manera que se reduzcan las necesidades de manipulaciones subsecuentes, el volumen a manejar, el nivel de radiación y los riesgos de origen convencional (fuego, etc.).

El pretratamiento incluye operaciones de segregación y clasificación de los desechos, reducción de volumen, descontaminación y almacenamiento preliminares.

Dentro del pretratamiento de los desechos sólidos radiactivos, la segregación y clasificación tienen la finalidad de separar los sólidos en grupos, en función del tipo de contaminación y propiedades físico-químicas, de acuerdo con las previsiones de tratamiento, transporte y almacenamiento definitivo.

En el lugar de origen mismo se deben separar los desechos radiactivos de los no radiactivos, reduciéndose así el volumen de desechos a tratar. Para ello se necesita un control radiológico de los residuos potencialmente contaminados, que no siempre es posible, por lo que debe evitarse introducir materiales innecesarios en zonas contaminadas (ej.: cajas de herramientas).

Los criterios de segregación de desechos sólidos están condicionados principalmente por el alto costo de almacenamiento definitivo, por lo que es importante reducir la cantidad de desechos a almacenar. Por ello, se separan del

resto los desechos que se pueden tratar fácilmente por técnicas de reducción de volumen.

En general, los desechos sólidos de baja y media actividad se agrupan en:

- Compactables (papel, telas, vidrios, cables, láminas metálicas, etc.)
- No compactables (metales, concreto, etc.)
- Incinerables (orgánicos, biológicos, etc.)

Dentro de cada uno de estos grupos, se separan los desechos de mayor actividad de los de menor actividad.



Figura 1.5.9 Segregación de desecho

- Reducción Volumen.

Tiene como objetivo mejorar la economía del envasado y transporte previo al tratamiento y preparar los desechos para su tratamiento posterior. Dentro de la reducción de volumen, como pretratamiento, se encuentra el desmantelamiento, el fragmentado y la trituración.

El desmantelamiento consiste en el desmontaje de equipos grandes o partes de instalaciones, con el objeto de llevar a cabo el mantenimiento, rehabilitación, modernización o clausura de las instalaciones.

Las partes o equipos contaminados de gran tamaño, procedentes del desmantelamiento u otras actividades, se fragmentan en partes mediante cortes, para que así se puedan manipular más fácilmente. Las técnicas usadas en muchos casos son convencionales, tales como sierras, cizallas y corte oxiacetilénico, plasma y de arco eléctrico.



Figura 1.5.10 Desmantelamiento

La trituración se emplea como operación previa a los tratamientos de incineración (aumenta la superficie expuesta a la combustión) y de compactación (para disminuir la expansión de los desechos al cesar la fuerza de compresión de la prensa).

- Descontaminación

La descontaminación consiste en la separación del material radiactivo existente en la superficie de un equipo o de un sólido en general. Es una técnica utilizada en el tratamiento de desechos para disminuir los riesgos de irradiación y contaminación en las operaciones subsecuentes de tratamiento, reduciendo así el costo de estas operaciones.

Las técnicas usadas para la descontaminación pueden ser de dos tipos: mecánicas y químicas. Entre los métodos mecánicos, el más sencillo es la limpieza manual frotando con cepillos o estropajos, usando agua con detergentes o disolventes adecuados. Este método se usa para objetos de tamaño pequeño.

Un método más técnico que se usa para equipos grandes y superficies de instalaciones, consiste en el empleo de chorros de agua a alta presión o vapor de agua, que eliminan la contaminación al incidir en la superficie a gran velocidad.

También se utilizan técnicas destructivas (inutilizar el equipo para su uso), que arrancan una capa más o menos gruesa del equipo a descontaminar. Para ello, se emplean máquinas basadas en esmeriles y otros materiales a desbastar o bien, martillos neumáticos para suelos y paredes de concreto.

Entre los métodos químicos se encuentran las tinas con productos químicos, en los que el material a descontaminar se sumerge en una solución de productos

químicos adecuados (como ácido nítrico, fosfórico, etc.) debiendo tratarse posteriormente esta solución como desecho líquido.

También se tienen las tinas de ultrasonido donde el material contaminado se introduce en estas tinas y mediante ondas ultrasónicas se elimina el desecho de la superficie del componente.



Figura 1.5.11 Tinas de Ultrasonido

- Transporte

Los desechos tienen que ser transportados para su tratamiento dentro de la propia instalación, bien sea en el interior de un mismo edificio o entre edificios distantes, pero situados dentro del predio licenciado de la central. También, si la instalación que produce los desechos no tiene equipos de tratamiento, los desechos tienen que transportarse entre instalaciones situadas a distancia y empleando vías de comunicación públicas.

Para el movimiento dentro del mismo edificio, se emplean técnicas que incluyen el empleo de sistemas mecánicos como montacargas, grúas, manipuladores, plataformas, carretillas móviles, etc. dependiendo del tipo y de la cantidad de los residuos a manejar.

Los sistemas de transporte entre edificios de un emplazamiento son semejantes a los utilizados para transportes por el exterior, siendo necesario controlar la dosis de los paquetes para proteger a los operarios.

- Almacenamiento Previo

El almacenamiento previo al tratamiento es útil, desde el punto de vista operativo, para planear los procesos de reducción de volumen. También puede concebirse como una etapa que posibilita el decaimiento de los radionúclidos de vida corta.

El almacenamiento provisional de los desechos de media actividad, puede obligar a la construcción de edificios con requerimientos específicos de seguridad y blindaje, lo cual conlleva un costo elevado.

1.5.5.2.- TRATAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS RADIACTIVOS

Los métodos más empleados en el tratamiento de desechos radiactivos sólidos son, la compactación, la incineración y la inmovilización directa.

- Compactación

En este método se concentra, mediante medios mecánicos, toda la actividad en un volumen menor y no se origina ninguna fracción descontaminada como en otros procesos de tratamiento.

Existe una precompactación que consiste en introducir los desechos en el propio contenedor que se va a usar para su transporte y almacenamiento y prensarlos en el propio contenedor. El espacio libre conseguido al prensar, se rellena con nuevos desechos hasta que por operaciones sucesivas se completa el contenedor. Esta técnica tiene el inconveniente de que al cesar la fuerza de compresión, el desecho se expande recuperando parcialmente el volumen inicial, salvo que se recurra a artificios de fijación (discos, tirantes, etc.).

El problema de la expansión se soluciona en los sistemas de compactación de gran potencia en los que los residuos se compactan con los propios bidones de colección. Después del prensado, se obtienen unas “discos” con la suficiente resistencia mecánica como para evitar la expansión. Posteriormente, estos discos se introducen en un contenedor de mayor tamaño y se inmovilizan con cemento.

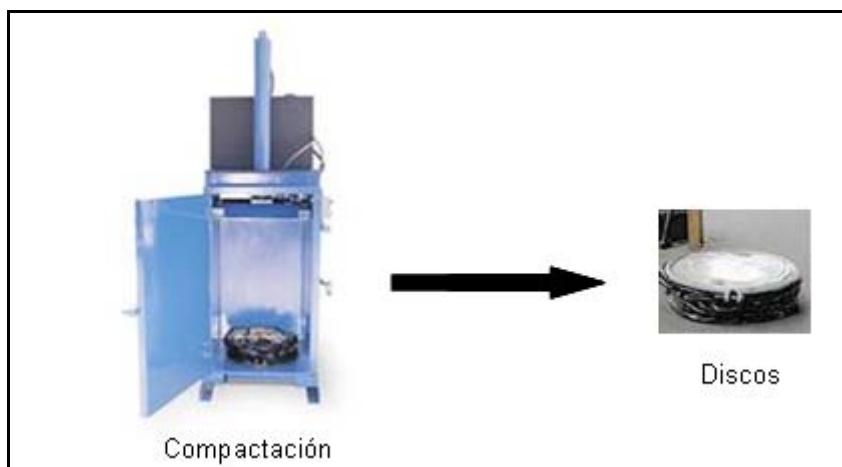


Figura 1.5.12 Proceso de compactación.

- Incineración

Es una técnica utilizada en el tratamiento de desechos orgánicos y biológicos, apta también para líquidos combustibles, en la que se produce una considerable reducción en el volumen y peso de los residuos.

Se utilizan sistemas de doble cámara de combustión, seguido de un tratamiento de gases adecuado para evitar el riesgo que representa la dispersión de los aerosoles generados.



Figura 1.5.13 Incinerador

1.5.5.3.- INMOVILIZACIÓN Y CONFINAMIENTO DE DESECHOS SÓLIDOS RADIACTIVOS

En el proceso de incineración se producen cenizas que requieren ser inmovilizadas, para lo cual se depositan en tambores metálicos. La inmovilización se lleva a cabo mediante un mezclado con concreto.

1.5.6.- SISTEMAS DE CONFINAMIENTO FINAL DE DESECHOS RADIACTIVOS DE NIVEL BAJO Y MEDIO

Después de las reuniones de la “Convención de Londres” para la prevención de la contaminación de los mares del año 1983, la opción del vertido marino quedó en moratoria hasta el año 1993 en que se prohibió definitivamente este sistema de descarga de desechos radiactivos.

En la actualidad, las dos opciones que se contemplan para este tipo de residuos son las siguientes:

- a. Repositorio Subterráneo (Caverna o Repositorio Geológico Profundo)

Este método consiste en aprovechar minas o galerías subterráneas artificiales, para almacenar los residuos de baja y media actividad, previamente acondicionados. Cuando el repositorio esté lleno, los túneles de entrada serán sellados con bentonita. Una vez que el repositorio se haya sellado, los túneles de transporte también serán sellados hasta la superficie para evitar la posibilidad de acceso futuro. Con lo anterior el repositorio no necesitará ninguna vigilancia posterior.

Algunos países como Suecia, Alemania y Finlandia han optado por esta modalidad de almacenamiento (Tabla 1).

b. Repositorio Superficial con o sin Barreras de Ingeniería

El tipo de repositorio terrestre superficial con barreras de ingeniería, proporciona tres acciones en serie que separan los radionúclidos contenidos en los residuos de la biosfera:

- El contenedor de confinamiento (tambores o HICs) donde están situados los desechos que han sido previamente inmovilizados y que requieren cumplimiento con criterios de aceptación para su disposición final.
- Las barreras u obras de ingeniería.
- El propio terreno que retarda la migración de los radionúclidos que escapan de las barreras anteriores.



Figura 1.5.14 Repositorio Final

- la etapa de vigilancia, la cual dura mientras los desechos almacenados puedan presentar riesgo radiológico. Una vez concluida esta etapa, el emplazamiento puede ser empleado sin restricciones de orden radiológico para cualquier uso.

País	Sitio (Año de Inicio de Actividades)	Categoría de Desechos a confinar y capacidad del Repositorio	Tipo de Repositorio	Estado actual del Repositorio
Bélgica	Región de Dessel y Mol (TBD)	LILW-SL	ENSF	En preparación de Solicitud de Licencia
Canada	Kincardine (TBD)	LILW 160,000m ³	GR	En proceso de Licenciamiento
República Checa	Richard II (1964)	LILW-SL 8,500m ³	RC	En Servicio
	Bratrtsvi (1974)	LILW-SL 1,200m ³	RC	En Servicio
	Dukovany (1994)	LILW-SL 55,000m ³	ENSF	En Servicio
Finlandia	Loviisa (1998)	LILW	RC	En Servicio
	Olkiluoto (1992)	LILW	RC	En Servicio
Francia	Centro de l'Aube (1992)	LILW-SL 1,000,000m ³	ENSF	En Servicio
	Centro de la Manche (1979)	LILW-SL 527,000m ³	ENSF	Cerrado en 1994
	Centro de Morvilliers (2003)	VLLW 650,000m ³	SNSF	En Servicio
Alemania	Konrad (2013)	LILW	GR	En Construcción
	Morsleben (1981)	LILW	GR	Cerrado en 1998
Hungria	Bátaapáti (2009)	LILW	GR	En Construcción
	RWTDF, Püspökszilág (1976)	LILW-SL 5,040m ³	ENSF	En Servicio
Japón	Rokkasho (1992)	LLW-SL 80,000m ³	ENSF	En Servicio
	TBD	LILW-SL	RC	En proceso de selección del sitio
Corea	Wolsong, Gyungju (2010)	LLW-SL 160,000m ³	RC	En proceso de Licenciamiento
Eslovaquia	Mochovce (2001)	LILW-SL 22,300m ³	ENSF	En Servicio
España	El Cabril (1992)	LILW-SL	ENSF	En Servicio
	El Cabril (2007)	VLLW	SNSF	En Servicio
Suecia	SFR (1998)	LILW-SL	RC	En Servicio
Reino Unido	Drigg (1959)	LLW-SL 1,400,000m ³	E/SNSF	En Servicio
Estados Unidos	Barnwell, South Carolina (1971)	LLW-SL 890,000m ³	ENSF	En Servicio
	Richland, Washington	LLW-SL	SNSF	En Servicio
	Clive, Utah (1988)	LLW-SL y NORM	SNSF	En Servicio
	Andrews, Texas	LLW-SL y NORM	SNSF	En proceso de Licenciamiento
	WIPP (1999)	TRU (LILW-SL) 175,000m ³	GR	En Servicio

SNSF: Repositorio Superficial sin Barreras de Ingeniería; ENSF: Repositorio Superficial con Barreras de Ingeniería; E/SNSF: Repositorio Superficial con y sin Barreras de Ingeniería; RC: Repositorio Subterráneo (Caverna o Repositorio Geológico de Profundidad Intermedia); GR: Repositorio Subterráneo (Repositorio Geológico Profundo); TBD: a ser determinado(a). LILW: Desechos Radiactivos de Nivel Medio y Bajo; LILW-SL: Desechos Radiactivos de Nivel Medio y Bajo con Vida Media Corta; LLW: Desechos Radiactivos de Nivel Bajo; LLW-SL: Desechos Radiactivos de Nivel Bajo con Vida Media Corta; VLLW: Desechos Radiactivos de Nivel Muy Bajo; TRU: Desechos Transuránicos; NORM: Material Radiactivo Generado Naturalmente.

Tabla 1.5.3 Repositorios Definitivos a Nivel Mundial ⁽¹⁾

El fin primordial de las barreras de ingeniería es impedir que el agua, superficial o subterránea, entre en contacto con los tambores o HICs, por lo que las características esenciales del almacenamiento deben ser:

- Estar situado por encima del nivel más alto que puedan alcanzar las aguas subterráneas (nivel freático)
- Estar protegido de las aguas superficiales (lluvia, etc.) por una cobertura impermeable, y
- Disponer de sistemas colectores y de control radiológico donde se detecten, y eventualmente se traten, las aguas infiltradas.

Esta modalidad de repositorios con barreras de ingeniería ha sido adoptada por diversos países como España, Francia y Japón.

1.5.7.- SELECCIÓN DE SITIOS PARA EL CONFINAMIENTO FINAL DE DESECHOS RADIACTIVOS DE NIVEL BAJO Y MEDIO

El proceso de selección de un sitio para la disposición de desechos radiactivos, tiene como objetivo básico determinar un sitio adecuado para la disposición y demostrar que este sitio en conjunto con el diseño del repositorio y envasado empaquetado de los desechos, tienen en su conjunto las características que garantizan el aislamiento adecuado entre los radionúclidos y el ambiente durante el tiempo requerido. Las características del sitio deben brindar una barrera natural que ayude a mantener el impacto radiológico al ser humano y al ambiente dentro de los límites establecidos por el organismo regulador. En general, se reconoce que la mejor selección de un sitio no depende de las características geológicas únicamente, sino que es necesario considerar la ingeniería del repositorio para garantizar la seguridad total. Con el propósito de mantener las liberaciones potenciales de radionúclidos dentro de los límites establecidos, el sistema de almacenamiento debe desarrollarse tal que, el diseño e ingeniería del repositorio sean compatibles con las características del sitio y el medio geológico que lo rodea. En general, el proceso de selección de un sitio comprende las etapas de planeación, exploración, concientización preliminar, caracterización y confirmación.

REFERENCIAS

- [1] Waste Management in the Nuclear Fuel Cycle, World Nuclear Association, August 2008
- [2] Reporte 1018247, “2008 ASME/EPRI Radwaste Workshop, Noviembre 2008.

- [3] USNRC Regulatory Guide 1.143, "Design Guidance for Radioactive Waste Management Systems, Structures and Components Installed in Light-Water-Cooled Nuclear Power Plants", Junio 2003.
- [4] ANSI/ANS-55-6-1993 "Liquid Radioactive Waste Processing System for Light Water Reactor Plants", Julio 1993.
- [5] "Radioactive Waste Technology", ASME y ANS, 1986.
- [6] EPRI NP-7386-V3P1. "Radwaste Desk Reference Volumen 3, Part 1: Processing Liquid Waste", Mayo 1994.
- [7] EPRI NP-7386. "Radwaste Desk Reference Volumen 1, Dry Active Waste", Junio 1991.

1.6.- SEGURIDAD NUCLEAR.

En lo que se refiere a generación nucleoeléctrica, la Seguridad Nuclear está íntimamente ligada a la Seguridad Física y también a las Salvaguardias. Sin embargo para evitar confusiones es pertinente señalar sus diferencias:

- La Seguridad Nuclear se enfoca hacia condiciones anormales o eventos que puedan resultar en la liberación de materiales radiactivos que provengan de actividades autorizadas que se ejecutan en las unidades nucleoeléctricas.
- La Seguridad Física se enfoca al uso indebido e intencional de material nuclear u otras substancias radioactivas por grupos terroristas o de sabotaje con el propósito de causar daños. Ésta se relaciona principalmente con amenazas externas a las centrales nucleoeléctricas y a los materiales que estas manejan.
- Las Salvaguardias se enfocan a restringir a las naciones, las actividades que puedan llevar a la adquisición o manufactura de armamento nuclear.

Después del lanzamiento de las bombas nucleares sobre las ciudades japonesas de Hiroshima y Nagasaki, que terminó con la Segunda Guerra Mundial, la atención se centró en controlar la energía liberada por la fragmentación (fisión) del núcleo de uranio o plutonio, aprovechando el calor generado de una manera estable para la generación de energía eléctrica. Lo anterior originó preocupaciones sobre accidentes y sus efectos posibles. En particular el escenario de pérdida de enfriamiento para remover el calor generado por la liberación de energía del combustible nuclear, que podría resultar en el fundido del mismo, motivó un conjunto de estudios sobre la posibilidad física y química de su ocurrencia y los efectos biológicos de cualquier radiactividad que se disperse.

En respuesta a esas preocupaciones los científicos y técnicos del mundo occidental dedicaron sus mejores esfuerzos para asegurar que el fundido del

combustible nuclear no ocurriese, ya que se suponía que este fundido podría representar un peligro mayor para el público si este no se contenía, resultando en un accidente trágico con fallecimientos de personas.

Para lograr una Seguridad Nuclear óptima, los diseños de las unidades nucleoeléctricas del mundo occidental utilizaron el concepto de “defensa a profundidad” con múltiples sistemas de seguridad que complementan las características naturales del núcleo integrado por los ensambles de combustible nuclear. Algunos aspectos clave de este concepto son:

- Ingeniería y Construcción bajo Programas de Aseguramiento de Calidad.
- Equipo que evita que perturbaciones operacionales se conviertan en problemas.
- Sistemas redundantes y diversos que detecten problemas, que prevengan daños al combustible nuclear y que eviten la liberación significativa de material radiactivo.
- Barreras que confinan los efectos de daño severo al combustible nuclear al interior de la propia central nucleoeléctrica (contenedores primario y secundario de concreto y acero).

1.6.1.- BARRERAS DE CONTENCIÓN

La seguridad nuclear tiene como meta que durante la operación de una central no haya liberación de productos radiactivos ni de radiación, y que no se occasionen daños al público, al personal o al medio ambiente. Para ello, el diseño de la central requiere el paro súbito de la reacción nuclear, que se mantenga refrigerado el combustible nuclear y que se tenga el control y el confinamiento de los materiales y de las sustancias radioactivas.

Para cumplir con este criterio básico, las centrales nucleares se construyen de acuerdo con el principio de seguridad, el cual consiste en prevenir, en lo posible, las fallas que podrían producirse a consecuencia de errores de diseño, fabricación, construcción u operación o por causas externas. Aún así, se puede desarrollar alguna falla, por lo que además, se han incorporado sistemas conocidos como “salvaguardias de ingeniería” para controlarlas, y adoptar medidas en la central que anulen o minimicen las consecuencias de dichas fallas.

La seguridad nuclear establece medidas de seguridad, de tal modo que si alguna de éstas falla, quedan todavía las siguientes para evitar daños; para ello, las centrales se diseñan y construyen con parámetros y materiales capaces de manejar las situaciones de accidente (incluidos incendios, explosiones, etc.) e impedir que éste se produzca por sucesos naturales externos en la zona del sitio, como sismos, huracanes, etc.

Los niveles de calidad que se adoptan son muy superiores a los de la mayoría de las instalaciones industriales, incorporando sistemas de seguridad que suplen ó duplcan a los sistemas principales en caso de falla de los sistemas mismos o de alguno de sus componentes.

En relación con otro tipo de acciones no naturales, como son las intencionadas de tipo terrorista, en todas las centrales existe un plan y medidas de protección físicas y de vigilancia que prevén tales acciones. A pesar de estas medidas, nunca se podrá eliminar completamente la posibilidad de falla, como en cualquier actividad humana, pero su probabilidad es muy pequeña.

Las vías de escape de la radiación son similares en cualquier tipo de central nuclear. Para impedir esta liberación se interponen barreras de seguridad (ver Fig. 1.6.1), las cuales se describen a continuación:

- La primera barrera es el combustible nuclear, material cerámico, formado por pastillas de óxido de uranio de gran densidad, y constituye la primera barrera, pues retiene una gran cantidad de productos de fisión que no pasan a la cubierta del combustible. Normalmente, a la temperatura de operación retiene todos los productos de fisión sólidos y el 90% de los gases producidos.
- La segunda barrera es la cubierta de las barras de combustible donde se apilan y encierran herméticamente las pastillas de uranio, y que no deja pasar los productos de fisión al líquido que funge como refrigerante.
- La tercera barrera es el llamado circuito primario, que está compuesto por la vasija del reactor, que es de acero especial de 20 a 25 cm de espesor.
- La cuarta barrera es la estructura de la contención primaria, construida de concreto reforzado con un espesor de metro y medio. Toda esta estructura va recubierta interiormente por una placa de acero para asegurar su hermeticidad. En los reactores soviéticos no existía esta cuarta barrera o contención primaria, lo que habría aminorado las consecuencias del accidente de Chernobyl. En la actualidad, esta cuarta barrera se incluye en ese tipo de centrales y se está procediendo al cierre de los que no la incluyen.
- La quinta barrera la constituye la estructura de la contención secundaria, construida de concreto reforzado con un espesor de 1.20 mts en la parte inferior y de 0.60 mts en la parte superior.

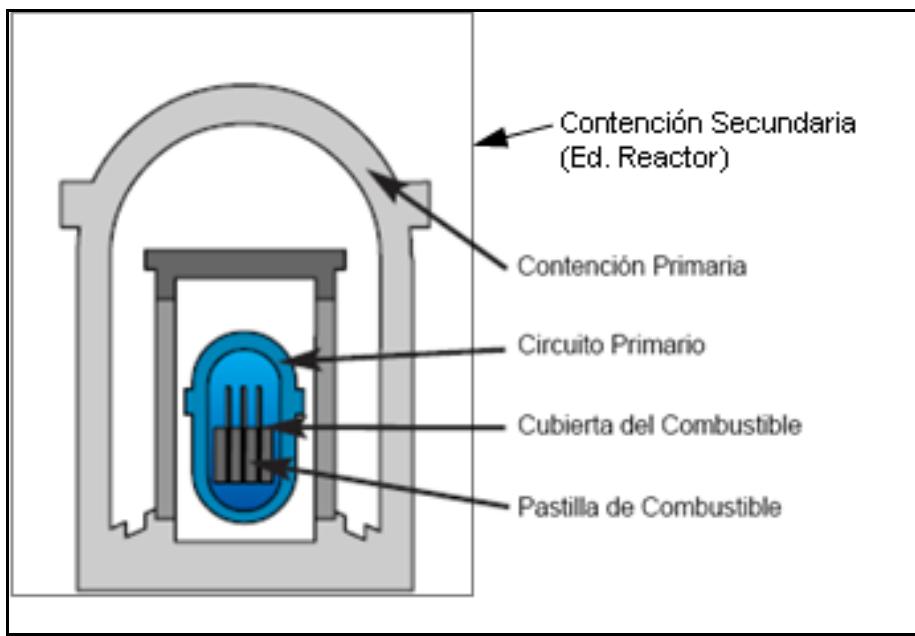


Figura 1.6.1 Barreras de Contención en un Reactor Nuclear.

1.6.2.- SEGURIDAD NUCLEAR DURANTE LA OPERACIÓN

La seguridad de una central nuclear, durante su operación, se proporciona mediante varios sistemas. El control de la operación se basa en mantener la potencia del reactor y regular su reactividad, para ello, el sistema de instrumentación y control del reactor determina el valor de todas las variables de la operación, como son el flujo neutrónico, la temperatura del refrigerante, caudal, presión, etc., limitando sus valores y regulándolos mediante las barras de control y otros equipos y componentes.

Además, existe el sistema de protección del reactor cuyo fin es la parada instantánea del reactor mediante una inserción súbita de las barras de control ante una indicación de que algún parámetro del reactor se encuentre fuera del intervalo previsto. Junto con estos sistemas, la seguridad durante la operación de la central se complementa con la inspección, vigilancia y comprobación periódicas de los sistemas, equipos y componentes, mediante pruebas previamente programadas.

Durante todo el período de operación, existe un plan de vigilancia radiológica ambiental, tanto en el sitio de la central, como en los alrededores, que consiste básicamente en:

- Toma de datos de dosis en las estaciones ambientales seleccionadas.
- Toma de muestras de la fauna y la flora de la zona.
- Toma de muestras de agua, aire y leche.
- Preparación y conteo radiológico de las muestras.
- Evaluación radiológica y cálculo de dosis acumuladas.

En 51 años de generación nucleoeléctrica han ocurrido 2 accidentes significativos y estos son:

- Isla de las 3 Millas (Estados Unidos de Norteamérica – 1979) en el cual el reactor nuclear sufrió daños severos, pero no existió liberación de material radiactivo al medio ambiente, y por tanto no hubo consecuencia alguna que afectase la salud del público o medio ambiente.
- Chernobyl (Ucrania – 1986) donde el reactor fue destruido por la explosión de vapor y el fuego resultante mató a 31 personas, además de consecuencias muy graves a la salud y al medio ambiente. El número de muertos resultante de este accidente ha ascendido a un total de 56 personas. El desastre de Chernobyl fue resultado de deficiencias graves en el diseño del reactor soviético tipo RBMK, la violación flagrante de los procedimientos operativos y la ausencia de una cultura de seguridad.

Estos son los dos únicos accidentes severos que han ocurrido en más de 12,000 años-reactor acumulados de operación comercial en 32 países. De todos los accidentes e incidentes que han ocurrido hasta la fecha, únicamente en Chernobyl se han alcanzado dosis de radiación al público superiores a la dosis que se recibe como resultado de la exposición a fuentes naturales. La radiación de otros incidentes (ej. Isla de las 3 Millas) ha sido confinada al interior de la propia central nucleoeléctrica.

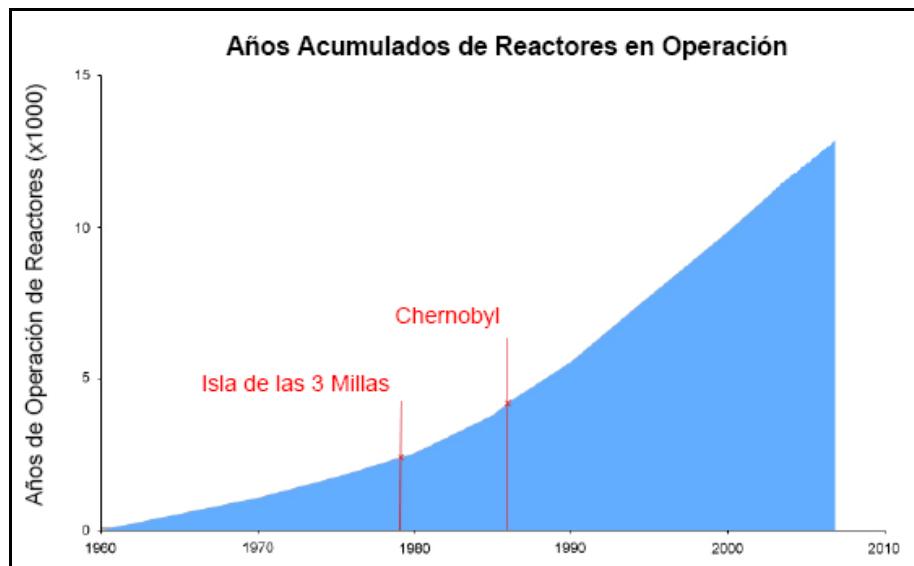


Figura 1.6.2 Relación de Accidentes vs Años de Operación Reactor.

De cualquier manera se debe enfatizar que una central de generación nucleoeléctrica no puede explotar bajo ninguna circunstancia, como lo hacen las bombas nucleares.

Una gran cantidad de estadísticas sobre accidentes ocupacionales se ha generado en los últimos 50 años. En las estadísticas se pueden comparar las diversas fuentes utilizadas para generar energía eléctrica, destacando la energía nuclear como la fuente más segura. Una de las razones para esto es la cantidad tan enorme de combustible fósil que debe ser extraído y transportado para una sola unidad de generación eléctrica. El manejo de tal cantidad de energéticos fósiles con sus peligros inherentes se refleja en la Tabla 1.6.1

(Generación de Electricidad considerando el 40% de la energía primaria total)			
Combustible	Fatalidades Inmediatas 1970-92	¿Quién?	Estad. Normaliza de muertes por TW _{año} de Electricidad
Carbón	6400	Trabajadores	342
Gas Natural	1200	Trabajadores y público	85
Hidro	4000	Público	883
Nuclear	31	Trabajadores	8

Tabla 1.6.1 Fatalidades Producidas en el uso de Energía.

La Tabla 1.6.2 muestra todos los accidentes relacionados con el uso de la energía desde 1977, que han resultado en fatalidades múltiples:

Lugar	Año	Número de Muertes	Comentarios
Machhu II, India	1979	2500	Falla en presa hidroeléctrica
Hirakud, India	1980	1000	Falla en presa hidroeléctrica
Ortuella, España	1980	70	Explosión de gas
Donbass, Ucrania	1980	68	Explosión de metano en mina de carbón
Israel	1982	89	Explosión de gas
Guavio, Colombia	1983	160	Falla en presa hidroeléctrica
Nile R, Egipto	1983	317	Explosión de LPG
Cubatao, Brasil	1984	508	Incendio
Ciudad de México	1984	498	Explosión de LPG
Tbilisi, Rusia	1984	100	Explosión de gas
Taiwán	1984	314	3 accidentes en minas de carbón
Chernobyl, Ucrania	1986	31+	Accidente en reactor nuclear
Océano Nárdico	1988	167	Explosión en plataforma
Asha-ufa, Siberia	1989	600	Fuga e Incendio en tubería de LPG
Dobrnja, Yugoslavia	1990	178	Mina de carbón

Lugar	Año	Número de Muertes	Comentarios
Hongton, Shanxi, China	1991	147	Mina de carbón
Belci, Rumania	1991	116	Falla en presa de hidroeléctrica
Kozlu, Turquia	1992	272	Explosión de metano en mina de carbón
Cuenca, Ecuador	1993	200	Mina de carbón
Durunkha, Egipto	1994	580	Almacén de Combustible impactado por un rayo
Seúl, Corea de Sur	1994	500	Incendio
Minanao, Filipinas	1994	90	Mina de carbón
Dhanbad, India	1995	70	Mina de carbón
Taegu, Corea del Sur	1995	100	Explosión de combustible y gas
Spitsbergen, Rusia	1996	141	Mina de carbón
Henan, China	1996	84	Explosión de metano en mina de carbón
Datong, China	1996	114	Explosión de metano en mina de carbón
Henan, China	1997	89	Explosión de metano en mina de carbón
Fushun, China	1997	68	Explosión de metano en mina de carbón
Kuzbass, Rusia/Siberia	1997	67	Explosión de metano en mina de carbón
Huainan, China	1997	89	Explosión de metano en mina de carbón
Huainan, China	1997	45	Explosión de metano en mina de carbón
Guizhou, China	1997	43	Explosión de metano en mina de carbón
Donbass, Ucrania	1998	63	Explosión de metano en mina de carbón
Liaoning, China	1998	71	Explosión de metano en mina de carbón
Warri, Nigeria	1998	500+	Fuga e Incendio en tubería de petróleo
Donbass, Ucrania	1999	50+	Explosión de metano en mina de carbón
Donbass, Ucrania	2000	80	Explosión de metano en mina de carbón
Shanxi, China	2000	40	Explosión de metano en mina de carbón
Muchonggou, Guizhou, China	2000	162	Explosión de metano en mina de carbón
Zasyadko, Donetsk, Ucrania	2001	55	Explosión de metano en mina de carbón
Jixi, China	2002	115	Explosión de metano en mina de carbón
Gaoqiao, China	2003	234	Explosión de gas con H2O
Kuzbass, Rusia	2004	47	Explosión de metano en mina de carbón
Donbass, Ucrania	2004	36	Explosión de metano en mina de carbón
Henan, China	2004	148	Explosión de metano en mina de carbón
Chenjiashan, Shaanxi, China	2004	166	Explosión de metano en mina de carbón
Sunjiawan, Liaoning, China	2005	215	Explosión de metano en mina de carbón
Shenlong/ Fukang, Xinjiang, China	2005	83	Explosión de metano en mina de carbón
Xingning, Guangdong, China	2005	123	Inundación de mina de carbón
Dongfeng, Heilongjiang, China	2005	171	Explosión de metano en mina de carbón
Bhatdih, Jharkhand, India	2006	54	Explosión de metano en mina de carbón

Lugar	Año	Número de Muertes	Comentarios
Ulyanoyskaya, Kuzbass, Rusia	2007	108	Explosión de metano en mina de carbón
Zhangzhuang, Shandong, China	2007	181	Inundación de mina de carbón
Zasyadko, Donetsk, Ucrania	2007	101	Explosión de metano en mina de carbón

Tabla 1.6.2 Accidentes Relacionados con el Uso de Energía.

Para fines de comparación a continuación se listan los accidentes graves que han ocurrido en la industria nucleoeléctrica (Tabal 1.6.3).

Reactor	Fecha	Muertes Inmediatas	Efectos Ambientales	Acción Tomada
NRX, Canadá (experimental, 40 MWt)	1952	Ninguna	Ninguno	Reparación (nuevo núcleo) Cerrado en 1992
Windscale-1, Reino Unido (producción de plutonio – milicia)	1957	Ninguna	Dispersión en aire. Granjas afectadas (1.5×10^{15} Bq liberados)	Encapsulado (llenado con concreto) En demolición.
SL-1, USA (experimental, milicia, 3 MWt)	1961	Tres operadores	Liberación radiactiva menor.	Retirado de servicio activo.
Fermi-1 USA (experimental cría, 66 MWe)	1966	Ninguna	Ninguno	Reparado, re-arrancado, y posteriormente cerrado en 1972
Lucens, Suiza (experimental, 7.5 MWe)	1969	Ninguna	Liberación radiactiva menor.	Retirado de servicio activo.
Browns Ferry, USA (comercial, 2 x 1080 MWe)	1975	Ninguna	Ninguno	Reparado
Isla de las 3 Millas-2, USA (comercial, 880 MWe)	1979	Ninguna	Dosis de corto plazo al público (dentro de límites), 2×10^{14} Bq de dosis por decaimiento del Kr-85	Programa de limpieza integral; en etapa de monitoreo para el retiro de servicio activo.
Saint Laurent-A2, Francia (comercial, 450 MWe)	1980	Ninguna	Liberación radiactiva menor (8×10^{10} Bq)	Reparado, (Retiro de servicio activo en 1992)
Chernobyl-4, Ucrania (comercial, 950 MWe)	1986	56 población, trabajadores y bomberos (31 inmediatamente)	Liberación de radiación significativa a Europa del Este y Escandinavia (11×10^{18} Bq)	Encapsulado
Vandellos-1, España (comercial, 480 MWe)	1989	Ninguna	Ninguno	Retirado de servicio activo.

Tabla 1.6.3 Accidentes Graves en la Industria Nucleoeléctrica.

(El muy publicitado accidente en Tokaimura, Japón en 1999; fue en una planta de fabricación de combustible para reactores experimentales, y murieron dos personas por exposición a radiación. Muchos otros accidentes críticos han

ocurrido, algunos fatales, y prácticamente todos antes de 1980 en instalaciones militares.)

Por otra parte, la Base de Datos de Accidentes Severos (ENSAD) establecida por el Instituto Paul Scherrer en Suiza contiene datos de más de 18,000 accidentes a partir de 1969, de los cuales el 35% están relacionados con energía. Más de 3000 de estos se clasificaron como severos (con 5 o más muertes inmediatas). En la figura 1.6.3 se muestran las curvas de frecuencia-consecuencia con los datos mencionados para los países miembros de la OCDE. Los datos para LPG, carbón, petróleo y gas natural son datos de accidentes reales para el ciclo de vida completo del combustible (incluyendo exploración, extracción, procesamiento, almacenamiento, transporte y administración de residuos). Durante todo este período sólo ha habido 1 accidente severo relacionado con la hidroelectricidad y que resultó en 14 muertes inmediatas. En países miembros de la OCDE no se ha presentado accidente alguno relacionado con la nucleoeléctricidad bajo esta clasificación. Esta Figura también muestra los resultados del análisis probabilístico de seguridad (PSA, por sus siglas en inglés) realizado específicamente para una planta nucleoeléctrica suiza aunque su resultado es representativo de lo que resultaría en cualquier otra planta nucleoeléctrica en Occidental y en Japón; la línea de la nucleoeléctricidad no es directamente comparable con las líneas para otras fuentes de energía ya que ilustra las muertes inmediatas de un accidente hipotético. De esta Figura se puede inferir que las tecnologías basadas en energía hidráulica y nuclear, son más seguras que otras tecnologías.

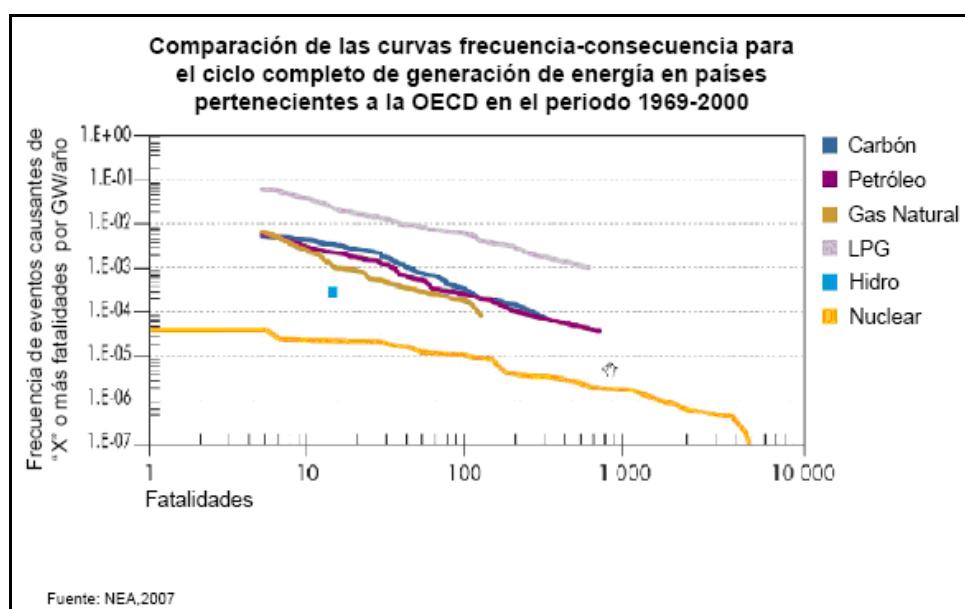


Figura 1.6.3 Comparación de las curvas frecuencia-consecuencia.

1.6.3.- ANÁLISIS DE SEGURIDAD

La seguridad de cualquier instalación nuclear debe ser analizada mediante un análisis sistemático de un conjunto definido de posibles fallas así como la

interacción con las barreras de seguridad, a éste análisis se le conoce como análisis determinístico de seguridad. En este tipo de análisis, se utilizan suposiciones conservadoras para demostrar la respuesta de la planta y de sus sistemas de seguridad ante un conjunto de “accidentes base de diseño” tales como la perdida de refrigerante del reactor.

El análisis determinístico no toma en cuenta la probabilidad de ocurrencia y asume que todos los sistemas de seguridad estarán disponibles para realizar su función de seguridad. Este tipo de análisis se realiza antes de que el diseño de la planta sea terminado con el propósito de confirmar que la planta puede operar de manera segura y dentro de los límites establecidos por los órganos reguladores para el sitio propuesto. Este análisis se documenta en un reporte llamado “Informe de Seguridad”, el cual es revisado en diversas etapas por las autoridades reguladoras antes de otorgar la licencia de operación de la central; este análisis constituye el punto de partida como referencia para la operación segura de la planta.

Las regulaciones requieren actualizaciones del análisis de seguridad a través de toda la vida de la planta para asegurar que la planta continúa operando bajo condiciones de seguridad analizadas.

Desde los 80's, ha sido una práctica común, complementar el análisis determinístico usando una metodología denominada “Análisis Probabilístico de Seguridad”, donde se analizan todas los escenarios de accidente, incluyendo las fallas de los equipos y los errores humanos que pudieran ocasionar un accidente. También se identifican combinaciones de eventos y fallas que pudieran potencialmente producir un accidente, estimando su probabilidad de ocurrencia.

El resultado de estos análisis se usan para varios propósitos, como son: mejoras a la seguridad de la planta, entrenamiento a los operadores de la central y jerarquización de las inspecciones a los equipos de la central.

REFERENCIAS.

- [1]. Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, “Nuclear Energy Today”, 2005
- [2]. Foro de la Industria Nuclear Española, “222 Cuestiones sobre la Energía”, Enero del 2007.
- [3]. Sitio web de la Agencia de Energía Nuclear (NEA) - <http://www.nea.fr> -
- [4]. Foro de la Industria Nuclear Española, “Energía Nuclear, El recorrido de la Energía”, 2004.
- [5]. Severe Accidents in the Energy Sector, Paul Scherrer Institute, 2001.
- [6]. Paul Scherrer Institute Report, 1998.

1.7.- LA SEGURIDAD FISICA

La Seguridad Física está centrada en evitar el mal uso de materiales nucleares u otros materiales radiactivos con el objetivo de causar daño intencional. Se relaciona directamente con amenazas externas a materiales o instalaciones nucleares.⁽²⁾

Desde el punto de vista de Seguridad Física y para efectos del control de acceso, se clasifican tres zonas en una central nucleoeléctrica:

Zona Controlada: Es la zona delimitada por todo el predio propiedad de la CFE y que de acuerdo a los lineamientos de Seguridad Física tiene acceso controlado y no podrá ser usada como propiedad privada o para uso del público en general. En la Central Laguna Verde, es la cerca perimetral del Sitio.

Es un área grande que rodea a la Central. Incluye barreras contra vehículos y/o otras barreras físicas que aseguran que el área protegida no pueda ser alcanzada por un asalto vehicular directo o por la detonación de un coche bomba.

Todos los vehículos, personal y material que entran a la zona controlada deben pasar por una inspección de los oficiales de seguridad para asegurar que armas, explosivos u otros artefactos no sean introducidos a la central.

Zona Protegida: Se ubica dentro de la zona controlada, es el área delimitada por las cercas perimetrales con sistemas de seguridad para la detección de intrusos, y que contiene los edificios, sistemas y equipo de la Central, incluye las zonas vitales, en el caso de Laguna Verde esta barrera es una doble cerca (Fig.1.7.1 y 1.7.2). El ingreso al área Protegida es a través de la Casa de Guardias, donde se lleva a cabo un estricto control de entrada y salida de personal, de equipo, de vehículos y de materiales.



Figura 1.7.1 Doble cerca que divide la zona controlada y zona protegida en la CN Laguna Verde



Figura 1.7.2 Doble cerca de la CN Laguna Verde y al fondo se observa la Casa de Guardias.

Zona Vital: Es un área dentro de la zona protegida que contiene equipo, sistemas, dispositivos y/o material nuclear, que si son objeto de sabotaje, pueden dar lugar directa o indirectamente a consecuencias radiológicas inaceptables. Su acceso se controla mediante la tarjeta magnética asignada a cada trabajador, la cual está codificada por niveles de acceso de acuerdo con la actividad a desarrollar.⁽³⁾

El acceso a las zonas vitales también es controlado mediante el uso de barreras físicas, puertas cerradas y con alarmas monitoreadas por un sistema general, lectoras de tarjetas o de la geometría de la mano (Fig.1.7.3).

Todas estas barreras, de acuerdo con el análisis de vulnerabilidad de cada central nucleoeléctrica, deber ser suficientes para retrasar efectivamente la entrada de intrusos y permitir una respuesta armada efectiva por parte de las fuerzas de seguridad de la central.



Figura 1.7.3 Lectoras de Tarjetas Magnéticas

Amenaza Base de Diseño: Son los atributos y características de adversarios potenciales internos y/o externos que pueden atentar contra la substracción ilícita de material nuclear o el sabotaje, contra la cual el sistema de protección física se diseña y evalúa⁽³⁾. Después de los ataques del 11 de Septiembre del 2001 a las

Torres Gemelas de la ciudad de Nueva York, los Organismos Reguladores especifican que la Amenaza Base de Diseño debe representar la amenaza mayor razonable contra la cual se espera que el grupo armado de seguridad física pueda defender a la Central Nucleoeléctrica.⁽⁴⁾

Esta Amenaza Base de Diseño proporciona una base racional para el diseño del Sistema de Protección Física y para la evaluación de la capacidad del mismo en sus tres aspectos detección y evaluación, retardo y respuesta. Al mismo tiempo, nos permite determinar la necesidad de la modificación de contramedidas, el desarrollo de estrategias de defensa que cubren varias situaciones e incluso condiciones del licenciamiento. Esta base de diseño es determinada usando estudios técnicos e información recibida de expertos en inteligencia, agencias federales y organizaciones gubernamentales, documentando las motivaciones creíbles (ideología, personal, recursos económicos, etc.), intenciones (robo o sabotaje), y capacidades de adversarios potenciales (tamaño del grupo, armamentos, explosivos, transporte, etc.) que puedan provocar consecuencias indeseables a los materiales nucleares y a las instalaciones.

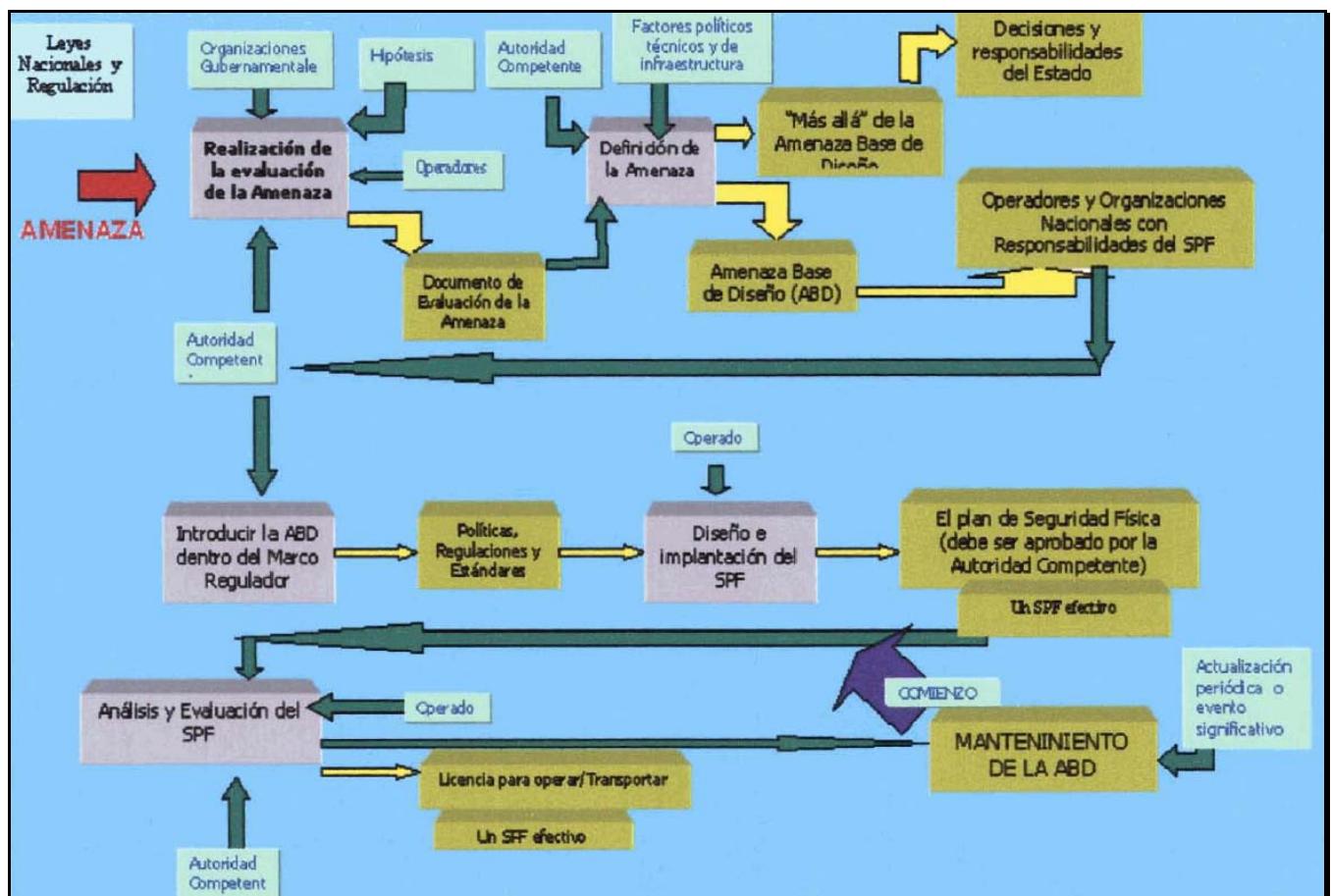


Figura 1.7.4 Ciclo de Vida de la Amenaza Base de Diseño (ABD)

En los últimos años se ha incrementado el alcance de la base de diseño. Actualmente hay medidas adicionales como la toma de huellas digitales y revisión

de antecedentes de los empleados, ambos actualmente utilizados en la CN Laguna Verde.

Adicionalmente cada central nucleoeléctrica debe cumplir con lo indicado en las secciones aplicables del Código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos parte 73, por ejemplo, 10.CFR.73.40 Requerimientos Generales de Seguridad Física para Sitios Fijos y 10.CFR.73.55 Requerimientos para Seguridad Física de Actividades Licenciadas en las Plantas Nucleares contra el Sabotaje Radiológico. Adicionalmente el 10.CFR.73.56 incluye los requisitos de autorización para acceso del personal a las Centrales Nucleoeléctricas.

Como parte de la respuesta de la Central ante un evento terrorista y/o accidente, todas las plantas nucleares comerciales tienen procedimientos de emergencia y planes de contingencia, como son el Plan de Emergencia Interno (PEI) y el Plan de Emergencia Radiológica Externo (PERE) en el caso de la CN Laguna Verde. Los simulacros continuos permiten el entrenamiento del personal de la central en estos procedimientos de emergencia que serán utilizados para conservar la central segura en caso de sabotaje.

Adicionalmente se realizan ejercicios periódicos de seguridad para probar su capacidad de defensa en contra de la Amenaza Base de Diseño, estos ejercicios son observados por los Organismos Reguladores. Desde el punto de vista de diseño, cualquier modificación propuesta al sistema de seguridad física es previamente evaluada mediante el uso de simuladores que permiten evaluar tiempos para asegurar que el grupo de respuesta armado de la central es capaz de detener la amenaza base de diseño, y consecuentemente entrenar al grupo de seguridad física para cumplir los tiempos y requerimientos satisfactorios de acuerdo con lo obtenido en las simulaciones.

El edificio del reactor incluye en su diseño contenciones de concreto reforzadas con acero que protegen físicamente al reactor, sistemas redundantes de seguridad y de apagado del reactor han sido diseñados para resistir el impacto de terremotos, huracanes, tornados e inundaciones (Fig.1.7.5). Incluso, como se explica abajo, las áreas de la planta que contienen al reactor y el combustible gastado también resistirán el impacto de una aeronave comercial de acuerdo con análisis efectuados en los Estados Unidos.

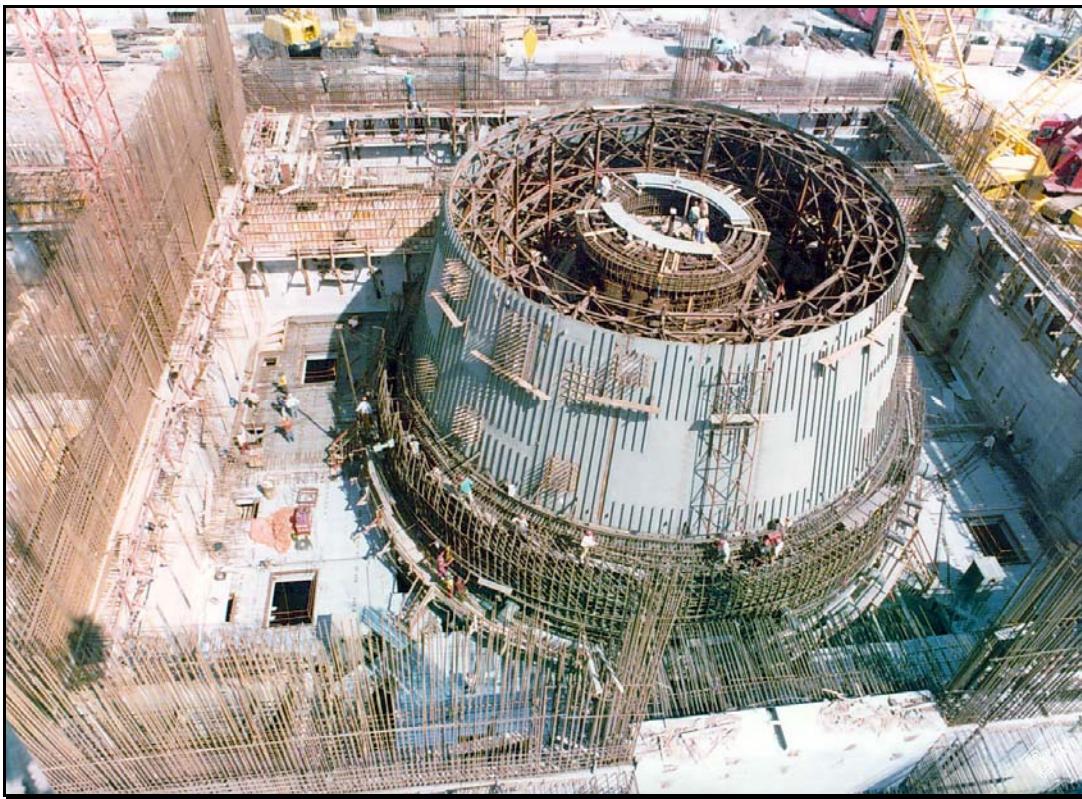


Figura 1.7.5 Muros de Concreto y Acero en el edificio del Reactor de la Unidad 2 en la CN Laguna Verde.

Después de los ataques al World Trade Center en Nueva York y al Pentágono en el 2001, han surgido preocupaciones acerca de las consecuencias de un ataque a una central nuclear utilizando grandes aviones comerciales. Varios estudios han analizado ataques similares a las centrales nucleares. Los resultados muestran que los reactores nucleares son más resistentes a estos ataques que cualquier otra instalación civil. Un estudio exhaustivo fue realizado por EPRI con expertos en la materia, concluyendo que las estructuras de los reactores occidentales son robustas y protegerían el combustible de impactos de grandes aviones comerciales.

Los análisis utilizaron un Boeing 767-400 totalmente cargado de combustible, con un peso superior a 200 toneladas, viajando a 560 km/h – la máxima velocidad para volar con precisión cerca del suelo. La envergadura es mayor que el diámetro de los edificios que contienen al reactor y los motores de 4.3 toneladas se encuentran a una distancia de 15 metros. Los análisis se enfocaron en un impacto directo de un solo motor en el centro del edificio (este sería el caso de misiles más penetrante) y en el impacto del avión completo si el fuselaje impacta en el centro del edificio (en este caso los motores rebotaran en los costados). En cualquiera de los dos casos ninguna parte del avión o de su combustible penetraría la contención del reactor. Otros estudios han confirmado estos resultados.⁽²⁾

Otras evaluaciones realizadas en el pasado mediante análisis, trabajos y pruebas en laboratorio, encontraron que las consecuencias, incluyendo el peor escenario

(fundimiento del núcleo y falla de la contención) causarían muy pocas o ninguna muerte al público. Estas conclusiones fueron documentadas en un documento de EPRI en 1981.

En 1988 los Laboratorios Nacionales Sandia en EUA demostraron la distribución desigual que ocurre cuando una aeronave impacta un objetivo endurecido. La prueba involucró un Jet F4 Phantom impulsado por cohetes, con ambos motores juntos en el fuselaje, impactando un muro de concreto de 3.7 metros de espesor a una velocidad de 765 km/h. Mostrando como el 96% de la energía cinética durante el impacto se utiliza para la autodestrucción de la aeronave y algo de penetración en el concreto, mientras que el 4% restante se disipa al acelerar el bloque de acero de 700 toneladas. La penetración máxima en el concreto fue de 60 mm, pero la comparación con un reactor fijo también debe tomar en cuenta el 4% de la energía que fue transmitida al bloque (Fig.1.7.6).

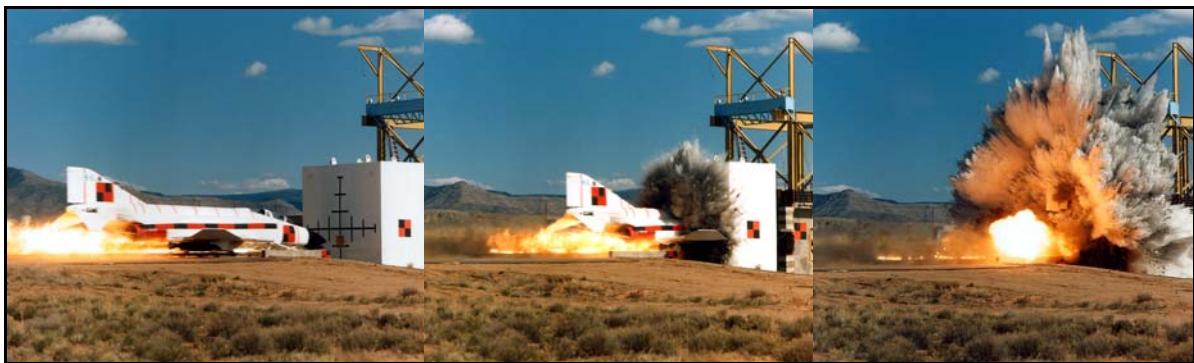


Figura 1.7.6 Estudios realizados del Impacto de un Jet F4 Phantom a 765 km/hr.

Un estudio realizado en los años 70's en una Central Nuclear en un área altamente poblada evaluó los efectos posibles de un ataque terrorista exitoso, resultando en el fundimiento del combustible nuclear y una ruptura mayor en la estructura de contención (ambos extremadamente improbables). El estudio mostró que una gran proporción de los isótopos radiactivos liberados, como los iodos y telurios, permanecerían dentro del predio de la central. Muchos de los materiales radiactivos se pegarían a las superficies dentro del contenedor o se vuelven sales solubles que permanecen dentro del edificio dañado.

No obstante, parte del material radiactivo se dispersará en el ambiente algunas horas después del ataque afectando áreas de varios kilómetros a la redonda. La extensión y el tiempo de estos daños significan que con una evacuación pacífica y controlada se evitaría un daño severo a la salud. Sin embargo, quedarían áreas contaminadas, obligando al desplazamiento de personas, de la misma manera que un desastre natural lo provocaría.

Con respecto a la alberca de combustible gastado se han realizado estudios similares que han demostrado que no se provocarían rupturas.

En Febrero del 2009, la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos (NRC) aprobó la propuesta final sobre la consideración del impacto de aeronaves sobre los nuevos reactores nucleares. Este nuevo requerimiento implica una enmienda al Código de Regulaciones Federales en las partes 10.CFR.50 y 10.CFR.50.52, requiriendo que todas las solicitudes de nuevos reactores nucleares deben incluir una evaluación específica de diseño de los efectos del impacto de una aeronave comercial de gran tamaño sobre la instalación nuclear. De acuerdo con la evaluación realizada, los solicitantes deberán identificar e incorporar dentro del diseño aquellas características de diseño, capacidades funcionales y estrategias para evitar o mitigar, en la medida posible y reduciendo al máximo las acciones requeridas al operador, los efectos del impacto de la aeronave sobre las siguientes funciones de seguridad ⁽⁸⁾.

1. Capacidad de enfriamiento del núcleo.
2. Integridad de la contención.
3. Capacidad de enfriamiento del combustible gastado.
4. Integridad de la alberca de combustible gastado.

Estas enmiendas contienen los requisitos para el control de cambios de cualquier característica de diseño o capacidad funcional acreditada para evitar o mitigar los efectos del impacto de una aeronave.

Entre Junio y Diciembre del 2007, la NRC proporcionó a los vendedores involucrados en procesos de certificación de diseño (Westinghouse, GE-Hitachi Nuclear Energy (GEH), Mitsubishi Heavy Industries y Areva) todos los parámetros que considera apropiados para el desarrollo de la evaluación. Adicionalmente, la NRC informó a Westinghouse, GEH y Areva sobre los resultados que produce el impacto de una aeronave en sus respectivos diseños. Actualmente Westinghouse ya ha realizado este análisis dentro de la enmienda realizada a la certificación de su AP1000, Westinghouse concluyó en su evaluación que el impacto de una aeronave no inhibirá la capacidad de enfriamiento del núcleo, la integridad de la contención, la integridad de la alberca de combustible gastado, o la capacidad de enfriamiento del combustible gastado. Esta enmienda actualmente está en revisión por parte de la NRC.

De acuerdo con lo indicado en la sección de licenciamiento de este reporte (sección 1.9), los diseños de reactores disponibles a instalar en México deberán cumplir con los requerimientos para el licenciamiento de la NRC, lo cual significa que en el caso de una futura central nucleoeléctrica en México, el diseño elegido, cualquiera que esté fuese, cumplirá con lo relacionado a la evaluación del impacto de aeronaves incorporando las características de diseño derivadas de la propia evaluación.

Existen Convenciones e Instrumentos relacionados con la seguridad física, el primero de ellos es la Convención sobre la Protección Física de Materiales Nucleares (CPFMN, 1980), este es el primer instrumento internacional sobre seguridad física, incluyendo protección de materiales nucleares como se define en

la convección. La enmienda del 2005 es una clara muestra de la reciente preocupación de la comunidad internacional en relación con el incremento de los riesgos en la seguridad física. La enmienda extiende significativamente el alcance de la Convención cubriendo las actividades nucleares domésticas, y el sabotaje de instalaciones nucleares o de materiales en uso, almacenamiento o transporte.

Por otro lado, existe un instrumento multilateral en el campo de la seguridad física que es la Convención Nuclear de Terrorismo de la ONU (2005), que entró en vigor en Julio del 2007. La Convención surgió de la necesidad urgente de promover la cooperación internacional entre países para adoptar medidas efectivas y prácticas para la prevención de actos de terrorismo nuclear. Se definen una serie de ataques con el objetivo de causar muertes, lesiones corporales serias o daños sustanciales al ambiente, incluyendo actos de terrorismo asociados con el desarrollo de explosivos nucleares, instrumentos para la dispersión radiológica (bombas sucias), y daño a instalaciones nucleares.

La convención también contiene obligaciones relacionadas con las medidas contra el terrorismo, intercambio de información, así como detección, prevención y respuesta a los actos terroristas a instalaciones y materiales nucleares.⁽¹⁾

Tratado	Miembros	Firma y ⁽⁷⁾ Entrada en Vigor
Convención sobre la protección física de los materiales nucleares (CPFMN).	136	26/Oct/1979 08/Febrero/1987
Enmienda del 2005 a la CPMFN.	16	8/Jul/2005 Aún no
Convenio Internacional para la represión de los actos de terrorismo nuclear	29	13/Abr/2005 07/Jul/2007

Tabla 1.7.1 Instrumentos Internacionales relacionados con la Seguridad Física

REFERENCIAS

- [1]. Nuclear Energy Agency (NEA), Nuclear Energy Outlook 2008, Published by OECD.
- [2]. World Nuclear News, Safety of Nuclear Power Reactors, Junio 2008,
- [3]. IAEA, The Physical Protection of Nuclear Material and Nuclear Facilities, INFCIRC/225/Rev.4 (Corrected), Junio 1999.
- [4]. Congressional Research Service Report (CRS), Nuclear Power Plant: Vulnerability to Terrorist Attack, February 2005.

- [5]. Nuclear Energy Institute (NEI), Nuclear Power Plant Security, Febrero 2008.
- [6]. IAEA, Annual Report for 2004, Nuclear Security section.
- [7]. Sitio del Consejo de Seguridad de la Organización de las Naciones Unidas (ONU).
- [8]. Rulemaking Issue Affirmation, SECY-08-0152, Final Rule-Consideration of aircraft impacts for new nuclear power reactors, October 15, 2008.

1.8.- NO PROLIFERACION

Las acciones realizadas por la Comunidad Internacional, y por México en particular, en la búsqueda de garantizar la No Proliferación de armas nucleares en el mundo se resumen en esta sección. Se inicia con la definición de algunos conceptos básicos relacionados con la fabricación de un arma nuclear, y posteriormente se describen los acuerdos y tratados internacionales para la No Proliferación.

1.8.1.- CONCEPTOS BÁSICOS

Fisión Nuclear: Es la fragmentación del núcleo de un átomo en dos o más partes. Este es un proceso que normalmente sólo ocurre en elementos pesados como el uranio y plutonio cuando son bombardeados por neutrones bajo ciertas condiciones que son muy específicas. No todos los isótopos de estos elementos pesados fisionan bajo estas circunstancias, aquellos que si lo hacen se denominan materiales físimos. Los materiales físimos más comunes son los isótopos de Urano 235 (U-235) y de Plutonio 239 (Pu-239). En la naturaleza el uranio natural solamente tiene 0.7% de U-235, y en su mayoría se forma de U-238 que no es físim. El Plutonio no existe en forma natural y se obtiene a partir del uranio. Esto se logra colocando uranio en un reactor, donde parte de U-238 captura neutrones para formar Pu-239. ⁽¹⁾

Enriquecimiento: El uranio debe ser enriquecido para poder ser utilizado en reactores y en armas nucleares. La concentración natural del isótopo 235 es de 0.7%, y la concentración típica para obtener una reacción en cadena en reactores de agua ligera es entre 3-4%. Se requiere un enriquecimiento superior al 90% para ser utilizado en Reactores de Alta Temperatura (HTGR, enfriados con helio y con grafito como moderador), en la mayoría de las unidades de propulsión de submarinos o en armas nucleares. Muy pocos países tienen el conocimiento tecnológico y las instalaciones para producir Uranio con grado para armas. ⁽¹⁾

Reprocesamiento: Este es un proceso por el cual el uranio y el plutonio en el combustible gastado de un reactor son separados del resto de los productos de fisión por medios químicos. Una vez separados el Uranio puede ser utilizado como

combustible en reactores, y en el caso del plutonio este puede ser utilizado en armas.⁽¹⁾

Dispositivo de Fisión: Un arma o dispositivo de fisión es diseñado de manera que una masa crítica (masa necesaria para iniciar y mantener una reacción en cadena) de material físil pueda ser ensamblada y mantenida unida antes que el dispositivo se autodestruya.⁽¹⁾

Materiales Físiles con grado para armas: El tamaño de un dispositivo de fisión está directamente relacionado con la concentración de isótopos físiles en el núcleo de los elementos que lo integran. Con el propósito de construir un arma práctica, el enriquecimiento mínimo necesario del Uranio en U-235 es del orden de 50%. Sin embargo, para permitir la compactación y obtención de un diseño ligero y práctico, los países que fabrican este tipo de armas utilizan entre 10 y 25 kilos de Uranio enriquecido a más del 90% de U-235. Este enriquecimiento solamente se puede lograr en una instalación especial con tecnología avanzada denominada planta de enriquecimiento.

El Plutonio se prefiere al Uranio en el diseño de armas nucleares, ya que se requiere menos Plutonio, alrededor de 5 a 8 kilos para un arma. El plutonio formado por más del 93% en forma de Pu-239 es considerado como material con grado para armas.

Como se comentó previamente el Plutonio no existe de manera natural y se obtiene a partir del Uranio, todos los reactores de fisión que utilizan Uranio producen Plutonio, sin embargo para que el Plutonio tenga una cantidad elevada de Pu-239 (más del 93%) es necesario retirar el combustible de Uranio del núcleo después de un periodo corto de operación (de 2 a 6 meses) en los llamados reactores de cría. Si el combustible permanece más tiempo, se generan grandes cantidades de Pu-240 y otros isótopos pesados, empobreciendo la capacidad del Plutonio para ser utilizado en el diseño de armas nucleares.

El Plutonio se obtiene del combustible gastado a través de un proceso químico conocido como reprocesamiento. Típicamente, en el combustible gastado se tiene solamente un 1% de Plutonio, de esta cantidad el 50% es Pu-239 y 15% es Pu-241, ambos físiles. El único uso para plutonio grado de reactor es como combustible nuclear, no es y nunca ha sido utilizado para armas nucleares, debido a la relativamente alta tasa de fisiones espontáneas y radiación de los isótopos más pesados como el Pu-240.⁽¹⁾

1.8.2.- TRATADOS POR LA NO PROLIFERACIÓN

EL 14 de Febrero de 1967 se abrió a la firma el Tratado Para la Proscripción de las Armas Nucleares en América Latina y el Caribe, también conocido como Tratado de Tlatelolco. Actualmente, los 33 estados que conforman América Latina y el Caribe son miembros de pleno derecho de este tratado.

Mediante el Tratado de Tlatelolco fue creado El Organismo para la Proscripción de las Armas Nucleares en América Latina y el Caribe (OPANAL), Organismo Intergubernamental que vela por el buen funcionamiento de la primera Zona Libre de Armas Nucleares (ZLAN) establecida en una zona densamente poblada, asegurando que las obligaciones establecidas en el tratado sean cumplidas.

El Tratado de Tlatelolco es un instrumento pionero y visionario que ha servido como modelo para el resto de Zonas Libres de Armas Nucleares (ZLAN). Ejemplo de ello son los tratados de Rarotonga (1985), Bangkok (1995), Pelindaba (1996) y Semipalatinsk (2006). México funge como Depositario del Tratado de Tlatelolco y como país sede del OPANAL.

Posteriormente, el 1 de Julio de 1968, surge el Tratado para la No Proliferación de las Armas Nucleares (TNP), actualmente firmado por 189 países a nivel mundial, el TNP evidentemente ha sido un éxito a nivel internacional para evitar la desviación del uranio civil hacia los usos militares. Se ha involucrado la cooperación entre los países para el desarrollo de la energía nuclear mientras se asegura que el uranio civil, plutonio y plantas asociadas son usados únicamente con fines pacíficos y que no contribuyan de ninguna manera a la proliferación o a los programas de armas nucleares. En 1995 éste tratado fue extendido indefinidamente y su alcance se ha ampliado incluyendo actividades nucleares no declaradas.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) fue creado por resolución unánime de las Naciones Unidas en 1957 con el objetivo de ayudar a que las naciones desarrollaran la energía nuclear con fines pacíficos, cumpliendo con la función de administrar todas las salvaguardias que proporcionan la seguridad a la comunidad internacional de que cada país, individualmente, está honrando al Tratado haciendo uso de los materiales e instalaciones nucleares exclusivamente para fines pacíficos.

Por lo tanto, el OIEA lleva a cabo inspecciones regularmente a instalaciones nucleares civiles para verificar la validez de la documentación suministrada por las mismas. Estas salvaguardias son diseñadas para detectar la desviación de materiales nucleares con fines pacíficos, maximizando la posibilidad de una detección temprana. Dichas salvaguardias se complementan con controles basados en tecnologías de alta sensibilidad provenientes de países como el Reino Unido y Estados Unidos, a través de Organizaciones de Voluntarios tales como el Grupo de Suministradores Nucleares (GSN).

La mayoría de los países han renunciado a las armas nucleares, reconociendo que su posesión amenaza a la seguridad nacional de su país en lugar de aumentarla. Consecuentemente han adoptado al TNP como un compromiso público para usar los materiales y la tecnología nuclear únicamente para fines pacíficos.

Los principales países que se mantienen fuera del TNP son Israel, India y Pakistán, además de Corea del Norte que recientemente se unió a ellos al

retirarse del TNP (2003). Todos estos países tienen programas de armas que han madurado desde 1970, por lo tanto no se pueden unir al TNP sin renunciar y desmantelar estos programas.

Por su parte, Irán miembro del TNP, empezó en el año 2000 la construcción de una sofisticada planta piloto para enriquecimiento en Natanz, sin embargo, fue declarada hasta el 2002, después de que un grupo disidente la identificó. Adicionalmente, también en Natanz se desarrolló una planta subterránea para enriquecimiento de combustible.

De manera similar, Corea del Norte realizó el 9 de Octubre del 2006 una detonación subterránea de una bomba nuclear en la región de Gilju; el tamaño de la bomba es desconocido, la acción fue inmediatamente rechazada por la comunidad internacional y considerada como una amenaza a la seguridad y paz internacional, desafiando a la voluntad de la comunidad internacional y a la oposición universal hacia la proliferación de armas nucleares.

Los estados que han rehusado a la posesión de armas nucleares que se han adherido al TNP concuerdan en aceptar la aplicación de medidas técnicas como salvaguardias del OIEA. Lo anterior requiere que los operadores de instalaciones nucleares mantengan y declaren detalladamente todos los movimientos y transacciones que involucren materiales nucleares. Para los 5 estados poseedores de armas nucleares, los estados no incluidos en el TNP (India, Pakistán, Israel, Corea del Norte) e Irán (miembro del TNP), se aplican salvaguardias específicas para las instalaciones en plantas relevantes. Los inspectores del OIEA visitan regularmente estas instalaciones para verificar la integridad y exactitud de sus registros. El sistema se basa en⁽⁹⁾:

Rendición de cuentas de materiales – rastreo de todas las transferencias de entradas y salidas y el flujo de materiales en cualquier instalación nuclear. Esto incluye el muestreo y análisis de materiales nucleares, inspecciones en sitio, revisión y verificación de los registros de operación.

Seguridad Física – acceso restringido a los materiales nucleares en el sitio de uso.

Contención y vigilancia - uso de sellos, cámaras automáticas y otros instrumentos para detectar movimientos no reportados o manipulación de materiales nucleares, además de verificaciones en sitio.

En 1993 se inició un programa para fortalecer y extender el sistema de salvaguardias clásico, acordando un protocolo adicional por la Junta de Gobernadores del OIEA en 1997. Lo anterior con el objetivo de impulsar la habilidad del OIEA para detectar actividades nucleares no declaradas, incluyendo aquellas actividades que no tienen conexión con el ciclo de combustible civil, por lo que El Protocolo Adicional fue creado.

El Protocolo Adicional proporciona al OIEA la autoridad para realizar actividades indirectas, que incluyen las actividades de minería y de desechos; declaraciones sobre el estado global de todas las actividades nucleares; análisis y comparación entre las declaraciones de los estados y otras fuentes de información disponibles para el OIEA, incluyendo fuentes abiertas como imágenes satelitales; muestreos ambientales cubriendo todo el territorio del estado; y el derecho de acceder a otras ubicaciones para confirmar el estado de desmantelamiento de las instalaciones y para resolver inconsistencias entre las declaraciones de los estados y otras fuentes. Lo anterior permite asegurar que no existe evidencia de que ese estado está desviando los materiales nucleares declarados o está en posesión de materiales nucleares no declarados o que participan en actividades no declaradas. El objetivo de este nuevo sistema de salvaguardias es ofrecer la combinación óptima de todas las medidas de salvaguardias y alcanzar una efectividad y eficiencia máximas con los recursos disponibles. ⁽¹⁾

Para aquellos países que han rehusado a la posesión de armas nucleares, que tienen acuerdos de salvaguardias con el OIEA y que han firmado el protocolo adicional, como es el caso de México, el OIEA es capaz de afirmar con certeza, año tras año, que el material nuclear declarado es utilizado para actividades pacíficas y además que no existen materiales o actividades nucleares no declaradas.

Por su parte, Irán aceptó de manera oficial en el 2003 la implantación del Protocolo Adicional informando que suspendería todas sus actividades relacionadas con el enriquecimiento y reprocesamiento de combustible, sin embargo, a principios del 2006 suspendió el proceso de implementación del Protocolo Adicional e Irán continuó con sus actividades de enriquecimiento. Actualmente más de una tonelada de hexafluoruro de uranio con bajo enriquecimiento ha sido producida. El OIEA continúa involucrado con los asuntos nucleares en Irán, estableciendo como prioridad principal la ratificación e implementación de las salvaguardias adicionadas por el Protocolo Adicional.

Poco tiempo después de la entrada en vigor del TNP, se crearon dos mecanismos, independientes entre si, para lidiar con las exportaciones nucleares: El Comité Zangger creado en 1971 y el Grupo de Suministradores Nucleares creado en 1975.

El Comité Zangger, también conocido como El Comité de Exportadores del Tratado de No Proliferación, fue creado para asegurar que tanto los procedimientos para exportaciones de materiales nucleares, como equipo relacionado, cumple con los compromisos del TNP. Este Comité cuenta con 31 miembros ⁽⁹⁾.

El Grupo de Suministradores Nucleares fue establecido en 1974, después de que India detonó su primer dispositivo nuclear. La razón principal fue la adhesión de Francia al TNP ya que en aquel momento no pertenecía al mismo. El Grupo comunicó al OIEA en 1978 sus lineamientos (básicamente una serie de reglas de exportación), teniendo como objetivo asegurar que la transferencia de materiales o

equipos nucleares no fuese desviada hacia ciclos de combustibles nucleares sin salvaguardias, y las garantías gubernamentales formales que son requeridas para los beneficiarios. Empezó con 7 miembros EUA, la URSS, el Reino Unido, Francia, Alemania, Canadá y Japón, actualmente incluye 45 países.

Es importante destacar la importancia de la “sombrilla nuclear” (la amenaza de tomar represalias contra un adversario utilizando armas nucleares a nombre de un tercero) como un factor vital para alentar a otras naciones a renunciar a sus capacidades de enriquecimiento y reprocesamiento, con el objetivo de evitar el desarrollo de sus propios arsenales de armas nucleares. Alrededor de 30 naciones dependen de los Estados Unidos para la protección contra armas nucleares. La mayoría de estas naciones cuenta con tecnología avanzada y una economía segura (por ejemplo, Japón y Alemania), que de manera fácil y en el corto plazo podrían proliferar desarrollando sus propios arsenales nucleares si creyeran que una fuerza nuclear independiente fuese necesaria para su propia protección. Por lo tanto, los Estados Unidos deben continuar proporcionando su sombrilla nuclear a estas naciones garantizando la disuasión nuclear en contra de las amenazas de hoy y mañana, de otra forma existe un serio riesgo de la proliferación. ⁽⁵⁾

El compromiso de México con la No Proliferación continúa incluso con más fuerza que en 1967 cuando fue creado el Tratado de Tlatelolco, actualmente forma parte de los siguientes organismos:

ORGANIZACIONES INTERNACIONALES	ESTADO**
Organización de las Naciones Unidas (ONU)	Miembro
Conferencia de Desarme (CD)	Miembro
Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)	Miembro
Organización para la Prohibición de las Armas Químicas (OPAQ)	Miembro
Comisión Preparatoria de la Organización del Tratado de la Prohibición Total de los Ensayos Nucleares	Miembro
Tratados y Acuerdos	
Nuclear:	
Tratado para la No Proliferación de las Armas Nucleares	Estado Miembro
Tratado de Prohibición Total de Ensayos Nucleares	Estado Miembro
Tratado de Prohibición Parcial de Ensayos Nucleares	Estado Miembro
Acuerdo de Salvaguardias del OIEA	Si (INFCIRC 197)
Protocolo Adicional del OIEA	Firmado 3/29/04
Convención Sobre Seguridad Nuclear	Estado Miembro
Convención Conjunta sobre Seguridad en Gestión de Combustible Gastado	-----
Convención sobre la Protección Física de Materiales Nucleares	Estado Miembro
Tratado de Tlatelolco	Estado Miembro
Químicos y Biológicos	
Convención sobre Armas Químicas	Estado Miembro
Convención sobre Armas Biológicas	Estado Miembro

Protocolo de Génova	Estado Miembro
Controles de Exportación y No Proliferación	
Comité Zanger (Comité de Exportadores Nucleares)	-----
Grupo de Suministradores Nucleares	-----
Grupo Australiano	-----
Régimen de Control de Tecnología de Misiles	-----
Acuerdo de Wassenaar	-----
Convenios y Obligaciones Contra el Terrorismo	
Convenio para la Represión de la Financiación del Terrorismo	Estado Miembro
Convenio Internacional para la Represión de los Atentados Terroristas Cometidos con Bombas	Estado Miembro
Convenio sobre la Marcación de Explosivos Plásticos para los Fines de Detección.	Estado Miembro
Convención Internacional Contra la Toma de Rehenes	Estado Miembro
Convenio sobre las Infracciones y Ciertos Otros Actos Cometidos a Bordo de las Aeronaves	Estado Miembro
Convenio para Represión del Apoderamiento Ilícito de Aeronaves	Estado Miembro
Convenio para la Represión de Actos Ilícitos Contra la Seguridad de la Aviación Civil	Estado Miembro
Protocolo para Represión de Actos Ilícitos de Violencia en Aeropuertos que Presten Servicios a la Aviación Civil Internacional	Estado Miembro
Convenio para la Represión de Actos Ilícitos Contra la Seguridad de la Navegación Marítima	Estado Miembro
Protocolo para Represión de Actos Ilícitos Contra la Seguridad de Plataformas Fijas Emplazadas en la Plataforma Continental	Estado Miembro
Convención sobre la Prevención y el Castigo de Delitos Contra Personas Internacionalmente Protegidas	Estado Miembro
Convenio Internacional para la Represión de los Actos de Terrorismo Nuclear	Firmado

Tabla 1.8.1 Inventario de Organizaciones y Regímenes Internacionales de No Proliferación⁽⁷⁾

Nota: Un **Estado Miembro cumple e implementa prácticas legales en su territorio para cumplir con la aplicación legal del tratado en el gobierno y otras entidades a las cuales aplica el tratado. Un estado que ha **firmado un tratado** se refiere a un estado cuya autoridad competente ha colocado su firma en un texto del tratado lo cual indica la aceptación del tratado y un compromiso de no tomar ninguna acción que pudiera quebrantar el propósito del tratado.

Acciones adicionales denotan el compromiso y muestran la participación de México en el ámbito internacional como las siguientes:

- Actualmente México es el décimo contribuyente para la erogación del costo financiero del régimen del TNP, por encima de países como República de Corea, Países Bajos, Australia, Brasil, Suiza, China, Finlandia.⁽⁶⁾
- El 29 de marzo de 2004, México firmó el protocolo adicional al acuerdo de salvaguardias con el Organismo y se encuentra avanzando en el objetivo de

contar con la legislación, la estructura administrativa y de nomenclatura para dar pleno cumplimiento al protocolo y proceder a su pronta ratificación.⁽⁴⁾

- México ha expresado formalmente su interés por ingresar al Grupo de Suministradores Nucleares impulsando con ello, la adopción de medidas adicionales que colaboren con los instrumentos jurídicos internacionales existentes a fin de evitar la proliferación nuclear y promoviendo la transferencia segura de materiales nucleares y sensibles conexos.⁽⁴⁾
- En programas de radio titulados “Las relaciones internacionales de México”, se ha promovido el tema del desarme nuclear mediante emisiones como:⁽³⁾
 - ✓ “El Tratado de Prohibición Completa de Ensayos Nucleares”, entrevista con Gerardo Suárez, ex Director de la División del Sistema Internacional de Vigilancia de la Secretaría Técnica Provisional de la Comisión Preparatoria de la Organización del CTBT, 17 de octubre de 2006.⁽³⁾
 - ✓ “El OPANAL y el 40° aniversario del Tratado de Tlatelolco” entrevista con Edmundo Vargas Carreño, Secretario General del OPANAL, 13 de febrero de 2007.⁽³⁾
- El Embajador Juan Manuel Gómez Robledo, Subsecretario para Asuntos Multilaterales y Derechos Humanos, durante la sesión especial de la OPANAL con motivo de la visita del Secretario General de las Naciones Unidas, Excmo. Sr. Ban Ki-Moon, México D.F., 4 de agosto de 2008, declaro:

“En esta sesión especial le reitero el absoluto apoyo de México a los esfuerzos que realiza la Organización de las Naciones Unidas, particularmente la Oficina de Desarme, en materia de desarme y no proliferación, temas a los que mi país asigna una alta prioridad. Para México, la paz y seguridad internacionales duraderas no pueden construirse sobre la base de esquemas de disuasión o doctrinas de seguridad estratégicas fundadas en el almacenamiento o desarrollo de armas nucleares. Lo que no existe, no prolifera.”

La nucleolectricidad no ha sido la causa o ruta hacia armas nucleares en ninguno de los países que tiene armas nucleares, el uranio utilizado para la generación de electricidad nunca ha sido utilizado para usos militares. Todos los programas de armas nucleares han sido precedidos o han surgido independientemente de la nucleolectricidad, como se demostró recientemente en Corea del Norte.

La tendencia actual hacia un renacimiento nuclear tiene implicaciones obvias tanto para la no proliferación como para la seguridad nuclear. La operación de más instalaciones nucleares crea más objetivos para sabotaje e incrementa el movimiento de materiales nucleares, creando vulnerabilidades a robos o desviación en su uso, al menos teóricamente. Estos asuntos no son insuperables,

pero las políticas deben anticiparlos y tratarlos seriamente. Es necesaria la cooperación y asistencia de las naciones con mayor experiencia nuclear y de las organizaciones multilaterales y aquellos países que estén incrementando significativamente sus programas nucleares necesitan asegurar que sus marcos legales propios son adecuados.

Instrumentos internacionales nuevos y revisados son continuamente adoptados, mientras que los regímenes, como el TNP y las salvaguardias usadas por el OIEA, se encuentran constantemente sometidos a nuevos retos. Hasta el momento, los intentos por resolver los temas que surgen de este ambiente cambiante todavía necesitan un consenso, pero al menos existe voluntad política para continuar en la búsqueda de nuevos acercamientos y encontrar nuevas soluciones. Tanto los estados como las organizaciones internacionales necesitan continuar dando prioridad a estos temas en los años venideros. ⁽⁸⁾

REFERENCIAS

- [1]. The Mountbatten Centre for International Studies, MCIS CNS NPT BRIEFING BOOK 2008 EDITION.
- [2]. NPT/CONF.2005/34, Informe nacional de México sobre medidas aplicadas para la instrumentación del estudio de las Naciones Unidas sobre la educación para el desarme y la no proliferación, Reporte Nacional de México, 11 Mayo 2005.
- [3]. NPT/CONF.2010/PC.I/6, Medidas aplicadas para la instrumentación del estudio de las Naciones Unidas sobre la educación para el desarme y la no proliferación, Reporte Nacional de México, 30 abril 2007.
- [4]. NPT/CONF.2010/PC.I/5, Aplicación del artículo VI del Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares, así como del inciso c) del párrafo 4, de los principios y objetivos para la no proliferación de las armas nucleares y el desarme, adoptados en 1995, Reporte Nacional de México, 30 abril 2007.
- [5]. International Security Advisory Board, Report on Proliferation Implications of the Global Expansion of Civil Nuclear Power, 7 April 2008.
- [6]. Conferencia de las Partes del Año 2005 Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares, Lista de la distribución de los gastos, NPT/CONF.2005/51, 27 mayo 2005.
- [7]. Center for Nonproliferation Studies, Inventory of International Nonproliferation Organizations and Regimes, Last Updated 9/30/2008.
- [8]. Nuclear Energy Agency, Nuclear Energy Outlook 2008, OECD Publishing 2008.

[9]. World Nuclear Association, Safeguards to Prevent Nuclear Proliferation, January 2009.

1.9.- LICENCIAMIENTO.

En el pasado, las unidades nucleares fueron licenciadas bajo un proceso de licenciamiento de dos etapas. Este proceso requería tanto el Permiso de Construcción como la Licencia de Operación. La Regulación aplicable por la Nuclear Regulatory Commission (NRC) de los Estados Unidos era 10CFR Parte 50.

En 1989, la NRC emitió un proceso de licenciamiento alternativo regulado bajo el 10CFR Parte 52 que esencialmente combina un permiso de construcción y una licencia de operación bajo ciertas condiciones (COL, por sus siglas en inglés). Bajo cualquier proceso (ya sea previo o posterior a 1989), antes de que el solicitante pueda construir y operar una nucleoeléctrica; deberá obtener la aprobación del organismo regulador correspondiente.

1.9.1.- PROCESO DE LICENCIAMIENTO LAGUNA VERDE 1 Y 2

El proceso de Licenciamiento empleado por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) para dar el Permiso de Operación de Laguna Verde, fue en base al 10CFR Parte 50 utilizado por la Nuclear Regulatory Commission (NRC) de los Estados Unidos para las unidades nucleoeléctricas que actualmente se encuentran en operación y que fueron construidas entre 60s y 70s. Esta política en México se basó en el criterio de usar los requerimientos de licencia aplicables en el País de origen del Reactor, que en el caso de Laguna Verde, el País de origen es los Estados Unidos.

Este proceso de Licenciamiento se desarrolló de acuerdo al 10 CFR parte 50 y se identifican dos etapas. Básicamente consiste en obtener primero un Permiso de Construcción y posteriormente el Permiso de Operación.

En la primera etapa del proceso de Licenciamiento se presenta una solicitud de Permiso de Construcción (PC). En esta etapa, el personal evaluador de la CNSNS se enfoca en la revisión del diseño preliminar de la instalación y en la evaluación de lo adecuado del emplazamiento propuesto con el propósito de autorizar la construcción de la instalación.

El solicitante de un PC para una planta nuclear presenta la información requerida en dos partes:

1. Informe de Selección de Sitio y Afectación Ambiental.
2. Informe de Seguridad de Primera Etapa (ISPE).

El Informe de Selección de Sitio y Afectación Ambiental por lo general precede al ISPE. Los aspectos de seguridad radiológica y de seguridad nuclear del Informe

de Afectación Ambiental son evaluados por el Organismo Regulador de acuerdo a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, emitiendo un Informe de Evaluación en el que describe los resultados de su revisión.

El PC debe incluir un ISPE, conteniendo la información de los criterios de diseño para el reactor, así como datos completos del sitio propuesto. Este informe presenta también varias situaciones de accidente hipotéticas y las características de seguridad de la planta que previenen o mitigan dichos accidentes.

La CNSNS, después de revisar la información incluida en el ISPE, prepara un Informe de Evaluación de Seguridad (IES), el cual resume los efectos anticipados de la instalación propuesta, en la salud y seguridad del público, turnándolo a la Secretaría de Energía (SENER) quien toma una decisión sobre el otorgamiento del PC.

Durante la revisión del PC de los reactores de la CLV, se autorizó la realización de algunos trabajos en el emplazamiento antes de la emisión del permiso. Dicha autorización se conoce como Permiso Provisional de Construcción. Este tipo de permiso puede otorgarse después de hacer una revisión inicial de la documentación que acompaña la solicitud del PC, encontrando que ésta cumple en forma general con el marco regulador aplicado y que existe una certeza razonable de que el emplazamiento propuesto es una localización adecuada, desde el punto de vista de seguridad radiológica y de seguridad nuclear.

El marco regulador permite dos tipos de autorizaciones de trabajo limitado. La primera, puede autorizar el trabajo de preparación del emplazamiento, construcción de instalaciones de soporte temporales, excavación, construcción de instalaciones de servicio, y otras construcciones no sujetas a los requerimientos de garantía de calidad. La segunda, puede autorizar la instalación de cimientos estructurales y partes de las estructuras relacionadas con seguridad. Este tipo de autorización requiere que se haya finalizado la revisión de los aspectos radiológicos y de seguridad nuclear del informe de impacto ambiental, concluyendo que no existen temas de seguridad no resueltos con relación a estas actividades.

Luego de ser notificada de la intención de construir una planta nucleoeléctrica, la CNSNS debe establecer un programa de inspección antes de otorgar el PC, enfocado al programa de garantía de calidad que el solicitante aplique en la implementación de las actividades en curso de ingeniería y suministros. La CNSNS prepara un programa de inspecciones durante la construcción, cuyo propósito es verificar la aceptabilidad de la planta al término de su construcción en cumplimiento con las regulaciones aplicables.

La segunda etapa del proceso de Licenciamiento inicia cuando la construcción de una planta nuclear ha llegado al punto en el que se dispone de la información final de ingeniería y de los planes para la operación, el solicitante debe presentar el Informe Final de Análisis de Seguridad (FSAR) y un Informe Ambiental actualizado para apoyar la solicitud de Licencia de Operación (LO).

El FSAR describe las bases de diseño de la instalación, los límites de operación, y presenta un análisis de las estructuras, sistemas y componentes de la instalación; también incluye los planes de operación y procedimientos para enfrentar emergencias. Después de revisar la información, la CNSNS prepara un informe de evaluación de seguridad y lo entrega a la SENER quien toma una decisión, sobre el otorgamiento de la Licencia de Operación. Esta licencia tendrá carácter provisional hasta la finalización satisfactoria de las pruebas de arranque.

El solicitante de la LO debe presentar a la CNSNS, antes de la carga inicial de combustible, los programas para llevar a cabo, el mantenimiento, pruebas, exámenes e inspecciones de estructuras, sistemas y componentes de la instalación nuclear. Estos programas de pruebas habrán de ser aprobados por la CNSNS, emitiendo un dictamen que deberá ser satisfactorio para que la instalación nuclear entre a la etapa de operación comercial.

1.9.2.- ASPECTOS RELEVANTES DEL PROCESO DE LICENCIAMIENTO BASADO EN LA PARTE 50 DEL 10CFR

En los 60s y 70s, el gobierno federal de los Estados Unidos autorizó la licencia de operación para las 104 plantas nucleares que actualmente están operando. El uso comercial de la energía nuclear era una tecnología emergente, y el proceso regulatorio estaba embebido en la nueva industria. El órgano regulador emitió permisos de construcción para unidades nucleares basados en diseños preliminares. Los asuntos relacionados con seguridad no eran completamente resueltos hasta que la planta estaba casi terminada – una falla en el proceso que tuvo implicaciones financieras substanciales.

Otro aspecto relevante de este proceso fue que los diversos grupos de interés (organizaciones no-gubernamentales y comunidades de vecinos, entre otros) no tuvieron acceso a los detalles del diseño hasta que la construcción estaba casi terminada.

Laguna Verde fue uno de los últimos proyectos licenciados bajo este criterio, lo que permitió tomar ventaja de las experiencias durante la construcción de las plantas en los Estados Unidos. Por ello, los retrasos que sufrió Laguna Verde durante su construcción, no son atribuibles a aspectos de licenciamiento.

Tomando en cuenta la experiencia de licenciamiento de las plantas nucleoeléctricas en los Estados Unidos, se emitió el 10 CFR Parte 52 que presenta un nuevo proceso para licenciar las plantas nucleoeléctricas el cual no ha sido puesto en práctica al 100% debido a que no se han construido nuevas unidades nucleoeléctricas en los Estados Unidos.

1.9.3.- NUEVO PROCESO DE LICENCIAMIENTO (PARTE 52 DEL 10CFR)

En 1989, la NRC estableció en la Parte 52 del 10CFR nuevas alternativas para el licenciamiento de nuevas centrales nucleares, las cuales describen los siguientes procesos:

- Proceso de Certificación de Diseño de Planta Estándar.
- Proceso de Permiso anticipado de emplazamiento.
- Proceso de Licenciamiento Combinado (Construcción y Operación).

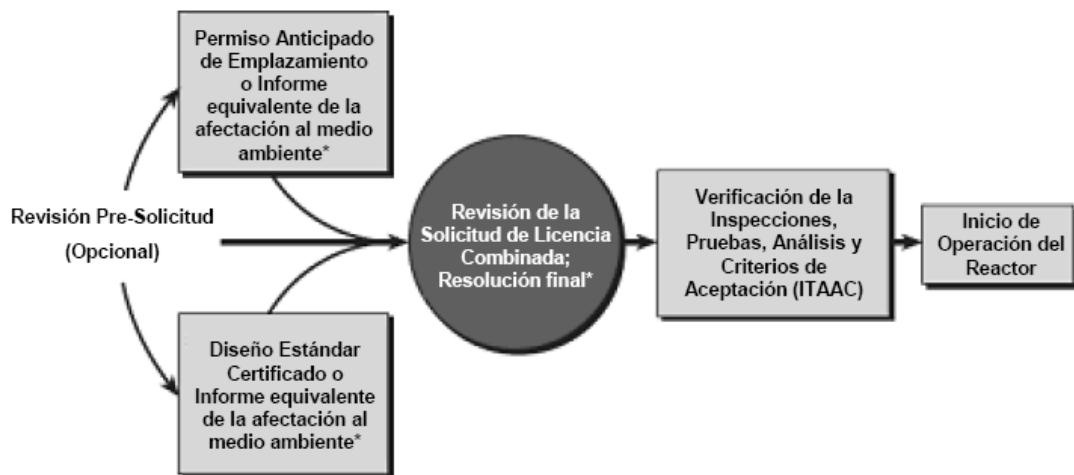
Este método de licenciamiento proporciona certeza a la empresa eléctrica que pretenda construir una planta nucleoeléctrica, utilizando un diseño estándar de tecnología aprobada y certificada por el Organismo Regulador (Certificación del Diseño) que no tendrá problemas de autorización para iniciar la operación de la unidad nucleoeléctrica si se cumple con las especificaciones previamente indicadas en la Licencia Combinada de Construcción y Operación.

Una solicitud de una licencia combinada puede llevar como referencia una certificación de un diseño estándar, un permiso anticipado de emplazamiento, o ninguna de estas dos referencias. Esta metodología permite la resolución temprana de asuntos relacionados con la seguridad y el medio ambiente. Todos los asuntos resueltos durante el proceso de certificación de diseño de planta estándar, y durante el proceso de permiso anticipado de emplazamiento, no serán considerados durante la revisión a la solicitud de licencia combinada. La figura 1.9.1 muestra la relación en estos tres procesos.

Además, el organismo regulador puede llevar a cabo una revisión de la pre-solicitud de licencia combinada antes del envío a revisión oficial. Esta interacción temprana, entre el organismo regulador, los solicitantes, vendedores y agencias de gobierno; facilitan la revisión de la solicitud oficial de licencia combinada.

Tomando en cuenta la posibilidad de que la CNSNS pueda revisar diseños que han sido aprobados en los EUA por la NRC, se analizan los procesos establecidos en el 10 CFR Parte 52, los cuales se describen a continuación.

Relación entre Licencia Combinada, Permiso de Emplazamiento Anticipado, y Diseño Estándar Certificado



*Una Solicitud de Licencia Combinada puede hacer referencia a un Permisos de Emplazamiento Anticipado, a un Diseño Estándar Certificado, a ambos, o a ninguno. Si la solicitud no hace referencia a un Permiso de Emplazamiento Anticipado y/o a un Diseño Estándar Certificado, la Solicitud de Licencia Combinada debe contener la información equivalente (mismo nivel de detalle).

Figura 1.9.1 Secuencia en el Proceso de Licenciamiento.

1.9.4.- CERTIFICACIÓN DE DISEÑO ESTÁNDAR

La NRC puede certificar el diseño de un reactor por 15 años a través del proceso de creación y promulgación de regulaciones con base a lo establecido en la parte 52 del 10CFR. Una solicitud para una certificación de un diseño estándar debe contener información y pruebas propuestas, inspecciones, análisis, y criterios de aceptación del diseño estándar a certificar.

Una vez certificado el diseño estándar por la NRC, este se convierte en apéndice de la parte 52 del 10CFR. Sólo bajo circunstancias limitadas, el organismo regulador es el único que puede hacer cambios en los requerimientos de los certificados de diseño.

1.9.5.- PERMISO ANTICIPADO DE EMPLAZAMIENTO

Bajo la regulación 10CFR Parte 52, la NRC puede otorgar un permiso anticipado de emplazamiento por la aprobación de un sitio, en forma separada de la solicitud del permiso de construcción o licencia combinada. La validez de dichos permisos va de 10 a 20 años, y puede ser renovado por otros 10 a 20 años más. Estos permisos discuten asuntos de seguridad, asuntos de protección ambiental, y planes para hacer frente a emergencias; independientemente de la revisión al diseño específico de la unidad nuclear.

Una solicitud de permiso anticipado de emplazamiento debe contener la siguiente información:

- Las fronteras del sitio; incluyendo una discusión acerca de las áreas de exclusión, dentro de las cuales el solicitante tiene la autoridad de remover o excluir personas o propiedades.
- Las características del sitio; incluyendo características sísmicas, meteorológicas, hidrológicas y datos geológicos.
- La localización y descripción de cualquier instalación industrial, militar, transportación y caminos cercanos al sitio seleccionado.
- La población existente y proyectada a futuro de los alrededores del sitio, incluyendo una discusión acerca de las zonas de baja población cercanas al sitio y de la localización de los centros de población más cercanos.
- Una evaluación de sitios alternativos para determinar si no hay una mejor alternativa de selección de sitio que el propuesto.
- Una propuesta de localización general de cada unidad o edificios en el sitio propuesto.
- El numero, tipo y el nivel de potencia de las unidades nucleares; o un pronóstico de las posibles unidades para el sitio propuesto.
- Los máximos efluentes radiológicos y térmicos esperados.
- El sistema de enfriamiento que se planea usar.
- Una estimación de la dosis radiológica como consecuencia de accidentes hipotéticos.
- Planes (procedimientos) para hacer frente a emergencias en el sitio.

Para los planes de emergencia, la solicitud debe identificar las características físicas del sitio (tales como medios de acceso) que puedan interferir en el desarrollo de un plan de emergencia integral. La solicitud debe también describir los contactos y arreglos hechos con el gobierno local, estatal y federal; así como las responsabilidades asignadas.

El organismo regulador documenta sus conclusiones acerca de las características de seguridad del sitio y planes de emergencia en un reporte de evaluación de seguridad; y los asuntos relacionados con la protección ambiental se documentan en un reporte borrador y final de afectación ambiental. El permiso anticipado de emplazamiento da la autorización de trabajos limitados no relacionados con seguridad que tengan que ver con actividades de preparación del sitio antes de la emisión de la licencia combinada.

1.9.6.- LICENCIA COMBINADA

Una licencia combinada autoriza la construcción y operación condicionada de una unidad nucleoeléctrica. La solicitud de una licencia combinada esencialmente debe contener la misma información requerida que una solicitud de licencia de operación bajo los lineamientos de la Parte 50 del 10CFR. La solicitud debe también describir las inspecciones, pruebas, análisis y criterios de aceptación (ITAAC, por sus siglas en inglés) que son necesarios para asegurar que la central nuclear se construirá de acuerdo a las especificaciones técnicas establecidas y que tendrá una operación segura.

Como se mencionó previamente, una solicitud de licencia combinada puede hacer referencia a un diseño estándar certificado, a un permiso anticipado de emplazamiento, a ambos, o a ninguno. Si la solicitud refiere a un diseño estándar certificado; el solicitante debe realizar las inspecciones, pruebas, análisis y criterios de aceptación para el diseño certificado y las características de diseño del sitio específico. Si la aplicación no hace referencia a un diseño estándar certificado, el solicitante debe suministrar información completa del diseño, incluyendo la información que debería haber sido sometida a revisión para la certificación del diseño estándar.

Si la solicitud refiere a un permiso anticipado de emplazamiento, el solicitante debe demostrar que el diseño de la planta es compatible con el permiso anticipado de emplazamiento. La solicitud debe también incluir la información de aquellos asuntos que no fueron discutidos durante la solicitud del permiso anticipado de emplazamiento. Si la solicitud no hace referencia a un permiso anticipado de emplazamiento, el solicitante deberá suministrar la información que sería incluida por una solicitud de permiso anticipado de emplazamiento, así como incluir un plan de emergencia integral.

Antes de emitir la licencia combinada definitiva, el organismo regulador verifica que el licenciatario ha completado las inspecciones requeridas, pruebas, análisis, y que los criterios de aceptación han sido cumplidos, antes de que la central pueda operar.

En la figura 1.9.2, se muestra el proceso de licenciamiento de una nueva central nucleoeléctrica en Estados Unidos, de acuerdo a la Parte 52 del 10CFR.

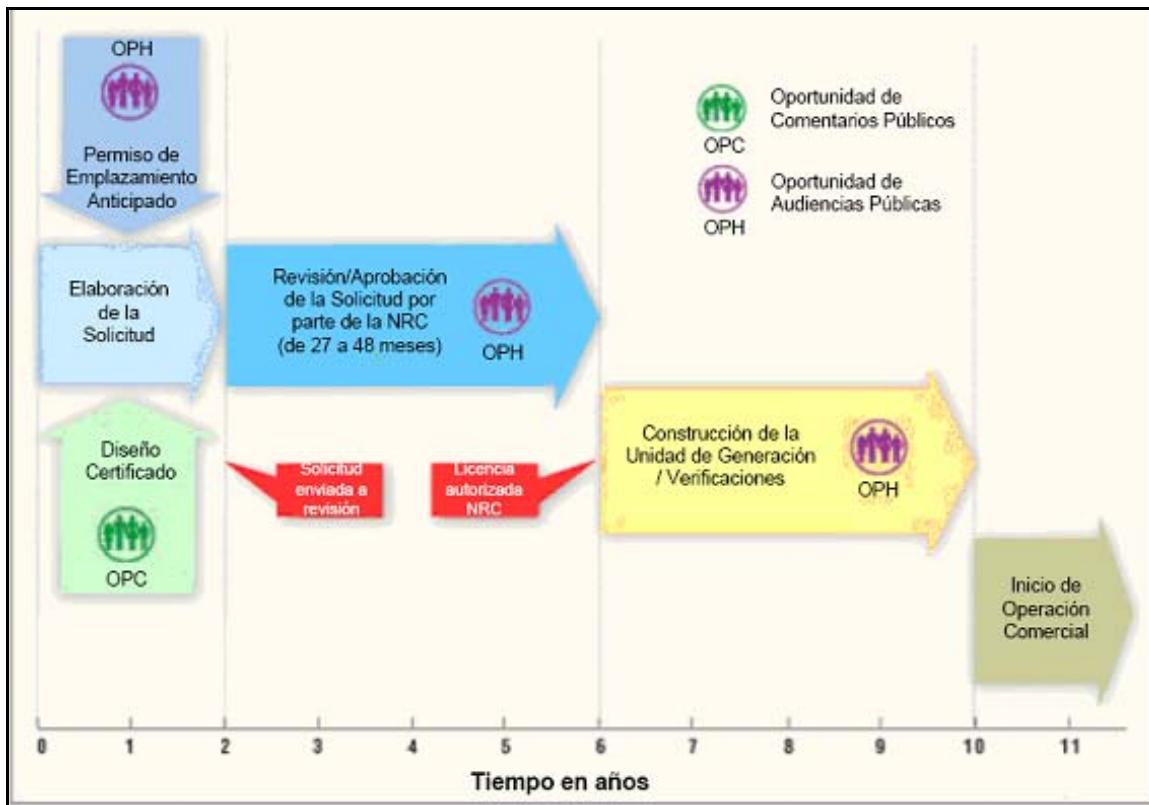


Figura 1.9.2 Etapas Clave de Licenciamiento en la Construcción de Nuevas Nucleoeléctricas

1.9.7.- ESTRATEGIA DEL LICENCIAMIENTO

El proceso de Licenciamiento a ser usado en los próximos proyectos nucleoeléctricos en México, estará definido por los procesos que se siguen en el resto del Mundo. En general, todas las tecnologías disponibles en este momento siguen el esquema de la Parte 52 del 10CFR.

Partiendo de un emplazamiento conocido como Laguna Verde y suponiendo que todos los Licitantes ofrecerán diseños certificados los cuales ya han sido evaluados y aprobados por otro Organismo Regulador, se considera adecuado para México seguir el mismo proceso. En su momento, es conveniente involucrar a la CNSNS en la definición del proceso ya que podría ser conveniente definir desviaciones al mismo con base a la situación real que se presente. Si suponemos que las nuevas unidades se instalarían en Laguna Verde, el trabajo necesario para generar la Solicitud del Permiso de Emplazamiento Anticipado sería mucho menor que en el caso de un sitio diferente, por lo que la estrategia a definir sería para la solicitud de una Licencia Combinada.

REFERENCIAS

- [1]. NRC NUREG/BR-028

1.10.- CAPACIDAD DE LA INDUSTRIA NUCLEOELÉCTRICA.

1.10.1.- COMPETENCIA EN EL DISEÑO, INGENIERIA Y CONTRUCCIÓN DE PLANTAS NUCLEOELECTRICAS.

El siguiente esquema (Fig. 1.10.1)⁽⁵⁾ muestra como las compañías que han desarrollado la Industria Nuclear a nivel global, se han unido para competir en el mercado mundial que promete un renacimiento de la industria nucleoeléctrica muy importante.

En este esquema podemos observar que, para reactores de agua ligera, originalmente la tecnología del PWR fue desarrollada por Westinghouse, Combustion Engineering y Babcock & Wilcox, mientras que la tecnología BWR fue implementada por General Electric. La tecnología de reactores de agua pesada fue desarrollada principalmente por Canadá y Rusia.

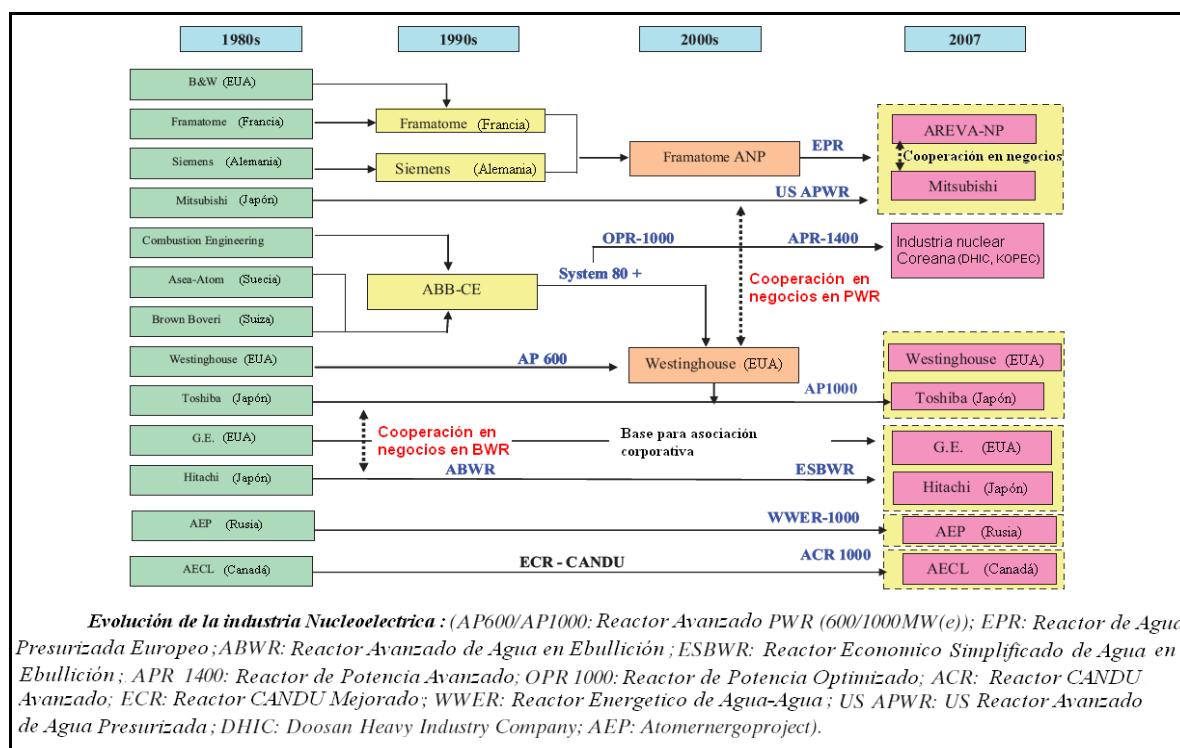


Figura 1.10.1 Evolución de la Industria de Reactores Nucleares

Actualmente existen 3 proveedores principales de reactores de agua ligera: AREVA NP, General Electric (GE) Energy y Westinghouse, asociados básicamente con las compañías japonesas Hitachi, Toshiba y Mitsubishi, tal como se observa en el esquema anterior.

AREVA NP es una compañía Franco-Alemana, GE Energy es una subsidiaria de la compañía americana General Electric, mientras que Westinghouse es una compañía principalmente con base americana de la cual Toshiba (Japón) es actualmente socio mayoritario. AREVA NP es el sucesor de las actividades nucleares de Babcock & Wilcox (B&W), Framatome y Siemens, mientras que Toshiba (a través de una participación mayoritaria en Westinghouse) es el sucesor de ABB, Combustion Engineering (C-E) y Westinghouse (aunque Westinghouse continua operando de manera independiente).

Para el mercado de los BWR, GE Energy continua siendo el proveedor dominante a nivel mundial. GE ha licenciado en el pasado su tecnología a Toshiba y Hitachi en Japón. Sin embargo, después de que Toshiba adquirió a Westinghouse, GE ha anunciado la formación del consorcio con Hitachi (conocido como GE-Hitachi) para el mercado de los BWR's a nivel mundial (excepto en Japón), con 60% de GE y 40% de Hitachi. Una asociación por separado, 80% de Hitachi y 20% de GE, operará sólo en Japón. Por otra parte para el Proyecto South Texas en Estados Unidos, se firmó en febrero del 2009 un contrato para la construcción de dos ABWRs con Toshiba.

En Japón, la tecnología PWR de Westinghouse ha sido licenciada a Mitsubishi Heavy Industries (MHI), que actualmente tiene una unidad en construcción. En el 2007, MHI y AREVA NP anunciaron su asociación, denominada ATMEA, para el desarrollo de un nuevo diseño PWR para mercados entre 1 000 y 1,150 MWe. Mientras tanto, MHI ha comenzado a ofrecer su PWR avanzado (desarrollado junto con Westinghouse) en el mercado de los EUA.

Otras licencias de largo plazo existen entre C-E (ahora parte de Westinghouse) y Doosan Heavy Industries (y otras compañías coreanas) para el desarrollo de la industria nuclear en Corea. Este proceso ha llegado al punto en que Corea es el proveedor principal de centrales nucleoeléctricas en Corea, construyendo 3 centrales actualmente. Un acuerdo similar ocurrió en el 2007 entre Westinghouse y China para la transferencia gradual de tecnología hacia compañías chinas. La Corporación Nacional Nuclear China (CNNC) tiene dos unidades en construcción en China y una más en Pakistán.

En el 2007, AREVA firmó un contrato con organizaciones chinas para el suministro de 2 unidades EPR's junto con todo el combustible y servicios requeridos para su operación (incluyendo suministro de Uranio). Asimismo, el contrato contempla acuerdos de cooperación en el área de combustible gastado que podrían llevar a la construcción de una planta de reprocesamiento en China.

Atomic Energy of Canada Limited (AECL) ha construido sus reactores PHWR, conocidos como CANDU, en Canadá y varios países. Una nueva unidad acaba de ser terminada en Rumania. Esta tecnología ha sido replicada por la Corporación de Nucleolectricidad de la India (NPCIL), que actualmente tiene 3 plantas en construcción en la India.

La industria nuclear rusa, ahora consolidada estatal Atomenergoprom, ha construido todas las centrales nucleoeléctricas en la Ex Unión Soviética, la mayoría en Europa Central y Europa del Este, y en otros países. Todos los nuevos modelos son diseños VVER (enfriados y moderados con agua ligera), los cuales en concepto son similares a los PWR. Actualmente 10 reactores están en construcción en Bulgaria (2 unidades), India (2), Irán (1), Rusia (3) y Ucrania (2), mientras que otras dos unidades en China entraron en operación en el 2006 y 2007. Mediante un acuerdo entre la Unión Soviética y la antigua Checoslovaquia, Škoda fue el vendedor de la mayoría de los VVER en la República Checa y la República de Eslovaquia.

Tomando en cuenta las adquisiciones que han ocurrido, una evaluación de la flota mundial existente (excluyendo las plantas cerradas, pero incluyendo las que están bajo construcción), muestra que la combinación de Toshiba/Westinghouse (incluyendo las anteriores ABB y C-E) ha construido 120 de un total de 434 reactores, lo que representa un 27.6%. AREVA NP (incluyendo las operaciones previas de Framatome y Siemens) cuenta con 96 centrales o 22.1% del total.

Compañía	Número de Reactores	%
Toshiba/Westinghouse (inc. ABB, C-E)	120	27.6
AREVA (inc. Framatome, Siemens)	96	22.1
General Electric (GE) Energy	54	12.4
Atomenergoprom	52	12.0
Atomic Energy of Canada Ltd (AECL)	34	7.8
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	19	4.4
Nuclear Power Corporation of India Ltd	16	3.7
Hitachi	10	2.3
Škoda Praha	10	2.3
Doosan Heavy Industries	9	2.1
Babcock & Wilcox (B&W)	7	1.6
China National Nuclear Corp. (CNNC)	7	1.6
Total	434	100.0

Tabla 1.10.1 Proveedores de Centrales Nucleoeléctricas con el número total de reactores que han construido a nivel mundial.⁽²⁾

Compañía	Numero de Reactores	%
Atomenergoprom	14	25.0
Nuclear Power Corporation of India Ltd	9	16.1
AREVA (inc. Framatome, Siemens)	8	14.3
Doosan Heavy Industries	7	12.5
China National Nuclear Corp. (CNNC)	6	10.7
Atomic Energy of Canada Ltd (AECL)	3	5.4
Toshiba/Westinghouse (inc. C-E)	3	5.4
General Electric (GE) Energy	2	3.6
Škoda Praha	2	3.6
Hitachi	1	1.8
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	1	1.8
Total	56	100.0

Tabla 1.10.2. Proveedores de Centrales Nucleoeléctricas con el número de reactores terminados en el año 2000 o posteriormente, o aquellos bajo construcción. ⁽²⁾

Es muy útil considerar el caso particular de los EUA, donde a principios del 2008 se anunció que existen planes tentativos para la construcción de cerca de 30 nuevas centrales Nucleoeléctricas. Para 27 de estas centrales ya se ha elegido (tentativamente) el diseño del reactor y el proveedor ha sido anunciado públicamente.

Compañía	Numero de Reactores	%
Westinghouse	12	44.4
General Electric (GE)	7	25.9
AREVA	6	22.2
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	2	7.4
Total	27	100.0

Tabla 1.10.3. Proveedores y el número potencial de reactores solicitados en los EUA, a principios del año 2008. ⁽²⁾

1.10.2.- MANUFACTURA PESADA PARA INDUSTRIA NUCLEAR ⁽¹⁾

Actualmente es necesaria la fabricación de vasijas para los nuevos reactores, dicho en términos de manufactura, son necesarias prensas de forja de 14,000 a 15,000 toneladas de capacidad que acepten lingotes de acero de 500 a 600 toneladas. Estas prensas no son comunes, y las grandes prensas individuales no tienen la capacidad de producir más de 4 vasijas por año como parece ser el caso en la industria actualmente.

Los proveedores de reactores prefieren grandes forjas que son integrales, como productos individuales, pero es posible utilizar varias piezas forjadas que se sueldan entre sí. Estas soldaduras necesitan ser inspeccionadas durante toda la vida de la planta.

Westinghouse establece que los requerimientos mínimos para fabricar los componentes más grandes de su AP1000 es una prensa de 15,000 toneladas que acepte lingotes de 350 toneladas.

La mayor capacidad en la industria de la forja actualmente en operación se encuentra en Japón (Japan Steel Works), China (China First Heavy Industries) y Rusia (OMX Izhora). Se está instalando capacidad adicional en Japón (JSW), Corea del Sur (Doosan), Francia (Le Creusot) y se planea también en el Reino Unido (Sheffield Forgemasters) y la India (Larsen & Toubro).

Actualmente en Norteamérica nada se aproxima a estas capacidades. Sin embargo, Westinghouse está instalando fábricas en EUA y China para producir módulos de sus reactores AP1000. En los EUA, Global Modular Solutions, una asociación con el grupo Shaw, está construyendo una fábrica en Louisiana que empezará a producir este año, y en China el año pasado (Julio 2008) se abrió una similar.

La combinación de forjas de alta calidad y disminución de uniones por soldadura, el mayor proceso de manufactura para grandes vasijas de presión con un gran diámetro y con paredes de alto espesor, ofrece las siguientes ventajas⁽³⁾:

- Eliminación de costuras longitudinales que son sometidas a altos esfuerzos debido a las presiones internas, resultando en una alta integridad de la vasija.
- Propiedades mejores y más homogéneas (mecánicas y metalúrgicas) a través del espesor de la pared, comparada con placas obtenidas de un proceso ordinario de rolado.
- Una mayor exactitud dimensional de la vasija (diámetro interior, espesor de la pared y alineamiento del borde de soldadura), mejorando la eficiencia durante la fabricación, la seguridad y confiabilidad de las vasijas.
- Reducción de los períodos de fabricación y extensión de las inspecciones en servicio (ISI) debido a soldaduras más cortas.

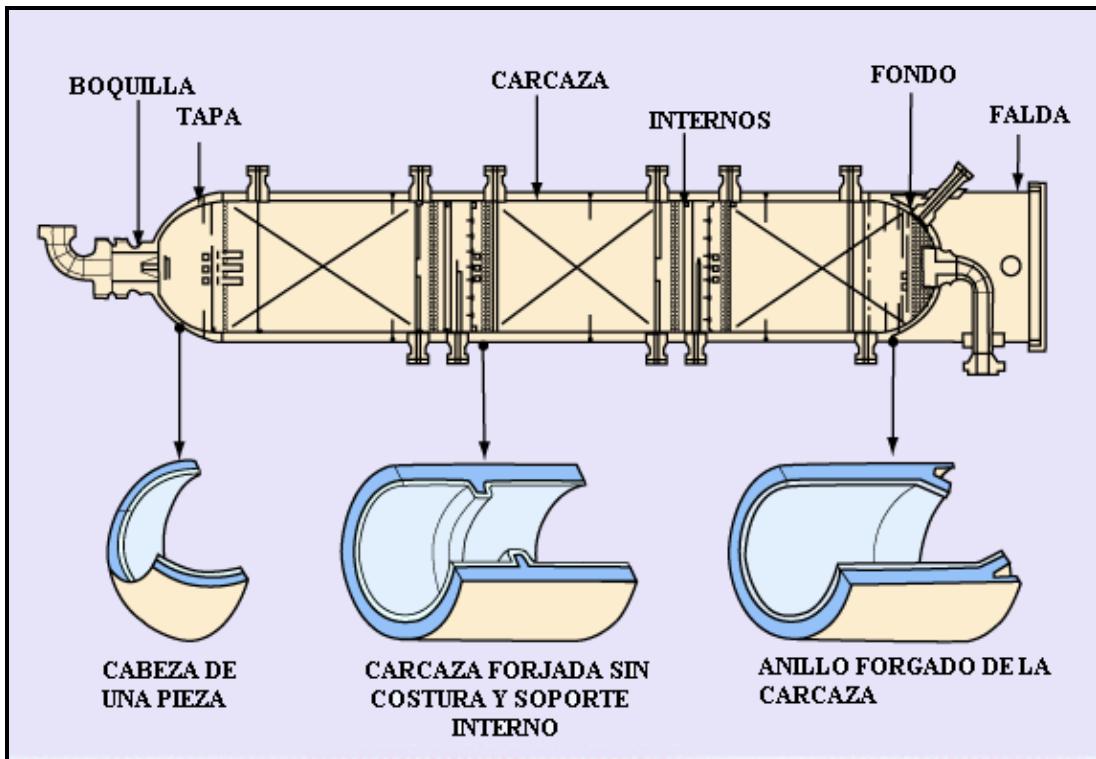


Figura 1.10.2 Vasija del reactor y sus secciones forjadas.

Los proveedores de equipo nuclear deben ser calificados. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) cuenta con una acreditación internacionalmente reconocida, que se llama Estampado ASME (N-stamp). El estampado ASME significa que el proveedor autorizado ha producido el componente de grado nuclear de acuerdo con lo establecido en los estándares y Código ASME de Vasijas y Recipientes a Presión. Este estampado aplica tanto para el diseño como para la fabricación de los componentes. Algunos de los líderes mundiales en el mercado de manufactura de vasijas y grandes componentes nucleares son los siguientes:

Japón: El más grande y conocido suministrador de forja pesada es Japan Steel Works (JSW). JSW produce grandes forjas para vasijas de reactores, generadores de vapor y flechas de turbinas, y abarca el 80% del Mercado mundial en lo que respecta a los grandes componentes de plantas nucleares. Tiene la distinción de proveer las vasijas de los dos primeros reactores EPR en Finlandia y Francia. Tiene un contrato para suministrar grandes piezas de forja a Areva hasta el 2016. En su planta en Hokkaido tienen presas hidráulicas para forjado de 3000 a 14,000 toneladas, la más grande es capaz de aceptar lingotes hasta de 600 toneladas.

Mitsubishi (MHI) tiene contrato para suministrar dos reactores APWR de 1700 MWe en Texas para Comanche Peak. Actualmente Kobe Shipyard, fundada en 1905, construye vasijas con lingotes hasta de 590 toneladas para el APWR.

Corea del Sur: Doosan Heavy Industries está realizando una gran inversión en su capacidad de forjado y fundición, incluyendo una prensa de forja de 17,000 toneladas, que entrará en línea en el 2010. Tiene contratos con Westinghouse para suministrar las vasijas y generadores de vapor para cuatro nuevos reactores AP1000 en EUA, y dos más en China.

China: China First Heavy Industries (CFHI) produce vasijas de reactores de hasta 1080 MWe. Ha ofrecido el suministro de las vasijas del reactor y generadores de vapor para dos reactores AP100 actualmente en construcción en China. En el año 2008 comenzó la construcción de una nueva fábrica que permitirá la construcción de dos AP1000 cada año en tan sólo 11 meses.

India: En la India, Larsen & Toubro Ltd., es la compañía de ingeniería y construcción más grande. Construye las vasijas para reactores Candu, reactores rápidos de cría y generadores de vapor usados en las centrales de India. En Enero del 2009 firmó acuerdos con Westinghouse para la construcción de los reactores AP1000 y con Atomic Energy of Canada Ltd para la construcción de los reactores ACR1000.

Europa: En el 2006 Areva compró SFARsteel, una de las compañías líderes a nivel mundial en la manufactura de grandes partes forjadas. Con una posición estratégica en Europa para la fabricación de componentes mecánicos muy pesados (hasta 60 toneladas en una pieza), incluyendo vasijas de reactores y generadores de vapor. Cuenta con una prensa de forja de 11,300 toneladas y otra de 7,500 toneladas.

La empresa británica Sheffield Forgemasters International tiene una prensa de 10,000 toneladas que trabaja lingotes de 300 toneladas. Adicionalmente existe capacidad de manufactura en países como España, Italia y República Checa.

Norte América: El grupo de generación nuclear Babcock & Wilcox es especialista en el manejo de materiales, instalaciones y tecnologías nucleares, y ha sido el principal proveedor de componentes con el estampado ASME. Domina el mercado en Norte América y durante el año 2008 fue el único proveedor de grandes vasijas de presión.

En el 2008 el grupo Shaw y Westinghouse crearon una compañía conjunta llamada Global Modular Solutions que está construyendo una empresa de 100 millones de dólares, para producir módulos de estructuras, tuberías y equipos para nuevas centrales utilizando la tecnología del AP1000.

Areva está construyendo una nueva instalación de manufactura e ingeniería con una inversión de 360 millones de dólares, esta instalación servirá para componentes pesados, como vasijas de reactor, generadores de vapor y presurizadores.

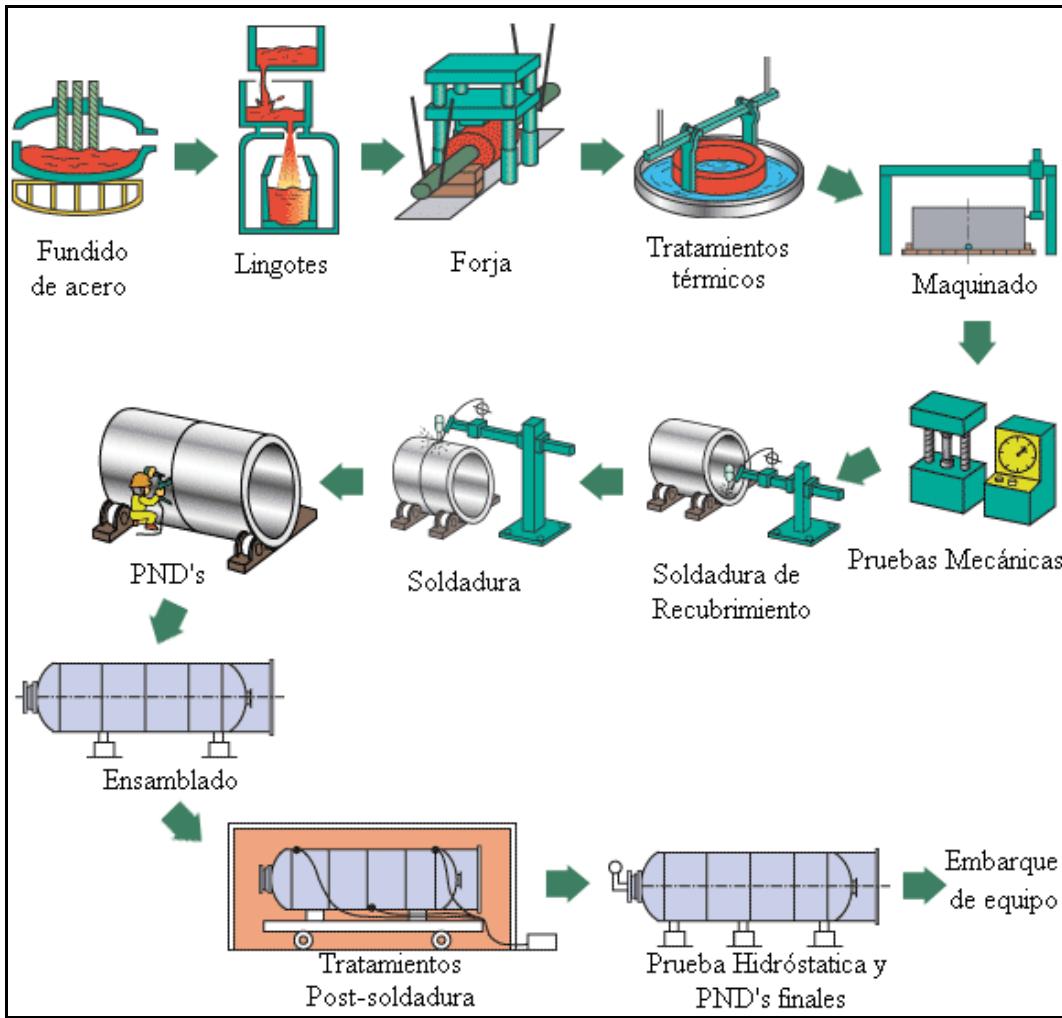


Figura 1.10.3 Proceso de Forjado de vasijas de reactores

Rusia: El principal proveedor de componentes en Rusia es OMZ's Izhorskiye Zavody que está duplicando su capacidad de producción para producir de 3 a 4 vasijas para el 2011. En el 2008 la compañía remodeló su prensa hidráulica de 12,000 toneladas, presume ser la más grande de Europa, y una segunda etapa de remodelación incrementará la capacidad de la prensa a 15,000 toneladas.

La compañía ZiO-Podolsk está incrementando su capacidad de construcción con el objetivo de ser capaz de producir 4 juegos de componentes nucleares por año. La compañía tiene el objetivo de terminar a principios del 2010 la vasija BN-800 para el reactor rápido de Beloyarsk. La vasija de un reactor BN-800 tiene 13 metros de diámetro, y para su construcción es necesario el uso de una fresadora especial de 16 metros con mesa rotatoria.⁽⁴⁾



Figura 1.10.4 Prensa para forjado de 10,000 toneladas

REFERENCIAS

- [1]. World Nuclear News, Heavy Manufacturing of Power Plants, February 2009.
- [2]. Nuclear Energy Agency, Market Competition in the Nuclear Industry, OECD 2008.
- [3]. Sitio web de Japan Steel Works, [www.http://www.jsw.co.jp/en](http://www.jsw.co.jp/en)
- [4]. World Nuclear News, Capacity boost for Russian nuclear supply Chain, March 2009.
- [5]. Nuclear Technology Review 2008, IAEA.

1.11.- LA ENERGÍA NUCLEAR Y LA SOCIEDAD

Las necesidades energéticas de la población crecen continua y paralelamente al desarrollo económico. Producir una energía barata, libre de efectos indeseables y accesible a toda la población, es una necesidad apremiante en todo el Mundo. Se dispone de diversos modos de producir electricidad, pero cada uno de ellos posee sus inconvenientes, bien porque se utiliza una materia prima cuya duración es efímera, como es el caso de los combustibles fósiles (combustóleo, carbón y gas natural), bien porque su consumo presenta un impacto ambiental considerable, como los temidos sulfuros y el bióxido de carbono y su efecto sobre el calentamiento global, bien porque, como en el caso de las energías eólica y solar,

poseen intermitencias que resultan en factores de planta bajos lo que las hace no aptas para energía base y difícil su explotación rentable a gran escala.

La energía nuclear, desarrollada en la segunda mitad del siglo XX, es posiblemente la fuente cuyo uso ha creado más controversia. No en vano, hemos de reconocer que esta forma de energía hace su aparición en la historia de la humanidad bajo un signo negativo con la destrucción de Hiroshima y Nagasaki, y años más tarde con el accidente de Chernobyl (Ex Unión Soviética 1986). Además la contribución de los medios de comunicación al temor a la energía nuclear hicieron que se formara una barrera de la opinión pública hacia todo lo relacionado con esta forma de energía. Sin embargo, en los últimos años, se ha ido gestando una corriente positiva a favor de ésta y, ante la preocupación por el calentamiento global, gases efecto invernadero y el cambio climático, se ha vuelto a poner en el contexto mundial el uso de la energía nuclear mediante diseños de reactores avanzados más seguros, eficientes y económicos. En varios países, la opinión pública está a favor de la energía nuclear, tan es así que varios de estos han iniciado la construcción de nuevos reactores con tecnología avanzada (Japón, Finlandia, India, Francia, Rusia y China), por lo cual, la población mundial tiende a polarizarse en dos bandos, uno a favor y el otro en contra de su utilización. Se han realizado encuestas en diferentes partes del mundo donde se utiliza la energía nuclear como medio para generar electricidad, con el fin de conocer la opinión pública y su nivel de información sobre este tema controversial.

1.11.1.- LA OPINIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL

Los resultados de la encuesta realizada en varios países del mundo, publicados por el World Nuclear News⁽⁶⁾ en marzo del 2009, indican que cada vez existe más apoyo a la energía nuclear por parte de las personas de todo el mundo cuando se tiene acceso a la información sobre la misma. En Polonia destaca la aceptación pública en favor de la energía nuclear.

La encuesta internacional fue realizada por el Global Management Consulting y Technology Company Accenture en noviembre del 2008, engloba una serie de entrevistas de 20 minutos realizadas en línea utilizando los idiomas nativos, a un total de 10,508 personas en 20 países. La encuesta se llevó a cabo en Australia, Bélgica, Brasil, Canadá, China, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, India, Italia, Japón, Países Bajos, Rusia, Eslovaquia, Sudáfrica, España, Suecia, el Reino Unido y los Estados Unidos.

Aproximadamente el 29% de los encuestados respondieron que apoyan el uso de la energía nuclear además del aumento de su utilización como fuente de energía. Por otro lado, el 40% de los encuestados opinó que apoyaría a la energía nuclear siempre y cuando las opiniones negativas que han existido con respecto a ésta sean aclaradas.

En general, la aceptación de la población se ha ido inclinando con el paso del tiempo en favor de la energía nuclear. El 29% de los encuestados dicen que se tiene más apoyo en su país con la introducción o el aumento del uso de la energía

nuclear comparado con lo que era hace tres años, caso opuesto a lo mencionado por el 19% de la población, que opinó que se tiene menos interés en la actualidad si se compara con lo que era hace tres años.

Por otro lado, el 43% de los encuestados opina que la energía nuclear es un medio para lograr la reducción de las emisiones de carbono al medio ambiente, el 9% solicita un aumento en el uso de la energía nuclear para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Otro 34% dijo que debería combinarse el uso de la energía nuclear y las energías renovables.

Las tres preocupaciones principales de los encuestados que se opusieron al uso de la energía nuclear en su país, fueron los temas relacionados con la eliminación de residuos, la seguridad y el desmantelamiento, cuestiones citadas por el 91%, 90% y el 80% de los encuestados respectivamente. La encuesta de Accenture, menciona que el 45% de quienes se oponen al uso de la energía nuclear opina que el contar con más información sobre los beneficios y la aclaración de mitos con respecto a este tipo de energía, haría cambiar la opinión negativa de manera parcial o hasta total en la población.

Sin embargo, la encuesta indicó que sólo el 28% de los consultados mencionó que estaban bien o muy bien informados sobre la estrategia de su país con respecto al uso de la energía nuclear y el resto (72% por ciento) afirma no estar bien informado o no informado en lo absoluto.

1.11.2.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN LA UNIÓN EUROPEA

La encuesta realizada por la Comisión Europea ⁽²⁾, revela que la opinión pública acerca de la energía nuclear parece estar fuertemente dividida en la Unión Europea, el 44% de los encuestados manifiestan su apoyo a la energía nuclear mientras que el 45% se opone a ésta. Aquellas personas cuya respuesta fue "muy a favor" de la energía nuclear, representan el mayor segmento de la encuesta (33%) y una proporción ligeramente inferior (28%) confirma que se encuentra "muy en contra".

El apoyo para la producción de energía por medio de centrales nucleares ha aumentado considerablemente en la Unión Europea desde el invierno de 2005, siendo el cambio climático uno de los factores más importantes en el mundo. Las medidas para combatir el cambio climático se han convertido en un tema siempre presente en los debates públicos en toda la Unión Europea. La energía nuclear juega un papel importante en la reducción de emisiones de bióxido de carbono en comparación con otras fuentes de energía. Lo anterior ha influido inevitablemente en la opinión pública, lo cual se ve reflejado en la encuesta. Desde el 2005, los europeos se han inclinado a favor de la producción de energía nuclear. En total, el apoyo se incrementó desde el 7% hasta el 44% y se ha producido un descenso del 10% en la proporción que se le opone (45%).

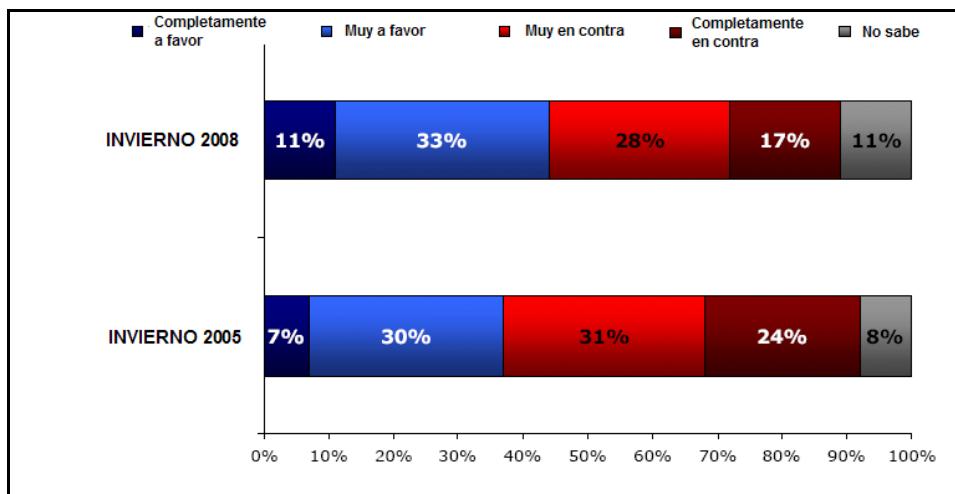


Figura 1.11.1 Opinión en la Unión Europea en relación a la construcción de nuevas centrales Nucleoléctricas.

El nivel de apoyo a la energía nuclear varía fuertemente de un país a otro. Destaca la opinión de los ciudadanos de países que tienen centrales nucleoeléctricas en operación que la opinión de la población de otros países sin energía nuclear.

El apoyo más fuerte a la energía nuclear se encuentra en la República Checa y Lituania, pero también en Hungría, Bulgaria, Suecia, Finlandia y Eslovaquia, donde seis de cada diez encuestados se mostró a favor de la producción de energía por medio de centrales nucleares.

Una excepción a este patrón en la opinión pública se presentó en Rumania y España. Estos son los dos únicos países de la Unión Europea que cuentan con centrales nucleoeléctricas en funcionamiento donde el nivel de apoyo a la energía nuclear está por debajo de la media.

En España, una clara mayoría se opone a este tipo de energía (57%), mientras que el bajo nivel de apoyo en Rumania puede ser explicado en parte por el hecho de que los rumanos en gran medida no tienen opinión alguna o no sabe nada al respecto (27%).

El menor apoyo a la energía nuclear se encuentra claramente en países donde no tienen centrales nucleoeléctricas. El mínimo apoyo a este tipo de energía se encuentra en Austria, Chipre y Grecia, donde ocho de cada diez encuestados se oponen a este tipo de energía.

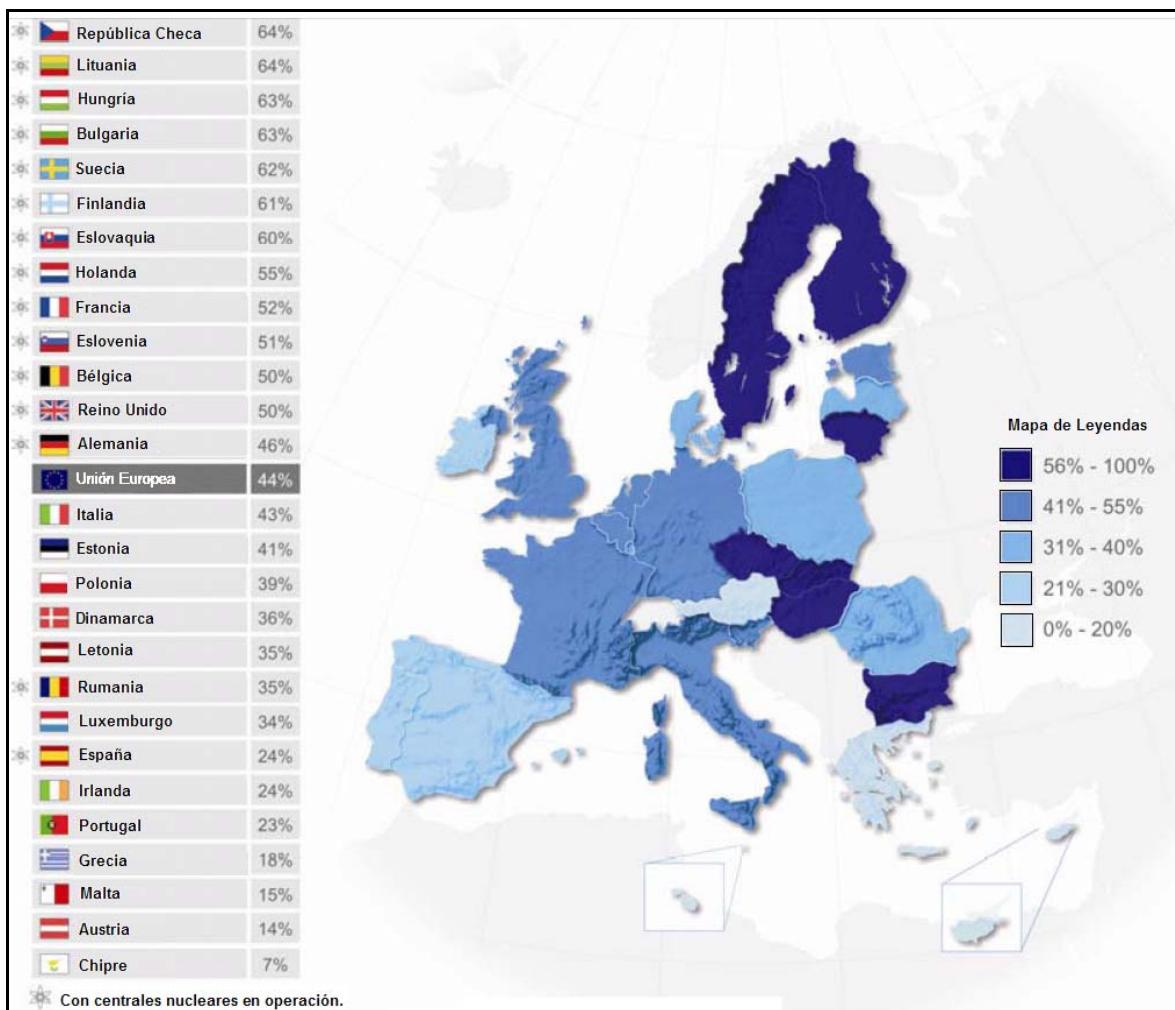


Figura 1.11.2 Porcentaje a favor de la energía nuclear en Europa (%)

Un análisis de la evolución de la opinión pública en 17 de los 27 países de la Unión Europea, revela que se ha generado un cambio positivo desde el 2005 en las actitudes entorno a la energía nuclear, mientras que existió una disminución significativa en el apoyo de sólo dos países.

Desde el invierno del 2005, la energía nuclear ha adquirido mucho más apoyo público en Italia, Polonia (ambos con el 13%), Irlanda (11%) y Grecia (9%) recalmando que estos países no cuentan con centrales nucleoeléctricas en operación.

Esta tendencia sin embargo es también muy visible en Alemania y España (ambos con el 8%). Sin embargo, en Letonia la opinión pública tiende a ser menos favorable para este tipo de energía.

	Invierno 2005	Invierno 2008	Diferencia 2008 - 2005
UNIÓN EUROPEA	37%	44%	+7
ITALIA	30%	43%	+13
POLONIA	26%	39%	+13
IRLANDA	13%	24%	+11
GRECIA	9%	18%	+9
ALEMANIA	38%	46%	+8
ESPAÑA	16%	24%	+8
DINAMARCA	29%	36%	+7
ESLOVENIA	44%	51%	+7
AUSTRIA	8%	14%	+6
REINO UNIDO	44%	50%	+6
LITUANIA	60%	64%	+4
ESLOVAQUIA	56%	60%	+4
REP. CHECA	61%	64%	+3
LUXEMBURGO	31%	34%	+3
HOLANDA	52%	55%	+3
FINLANDIA	58%	61%	+3
PORTUGAL	21%	23%	+2
ESTONIA	40%	41%	+1
BÉLGICA	50%	50%	0
FRANCIA	52%	52%	0
HUNGRÍA	65%	63%	-2
MALTA	17%	15%	-2
SUECIA	64%	62%	-2
CHIPRE	10%	7%	-3
LETONIA	39%	35%	-4

País con centrales nucleares en operación

Figura 1.11.3 Comparación de la opinión pública en los países de la Unión Europea (2005-2008)

Encuestas de opinión pública realizadas en Agosto del 2008, han encontrado un amplio apoyo para la construcción de nuevas centrales nucleoeléctricas de los italianos, polacos y residentes de la provincia canadiense de Saskatchewan además de las zonas que actualmente se encuentran sin energía nuclear pero buscando nuevos proyectos para la construcción de nuevas centrales nucleares.

1.11.3.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN POLONIA

Una reciente encuesta en Polonia ⁽⁶⁾, muestra también que la opinión pública para la construcción de una nueva central nuclear en el país está creciendo. La encuesta realizada a principios de marzo por GfK de Polonia, con el nombre del periódico Rzeczpospolita, muestra que el 40% de los 1000 polacos cuestionados apoyan la construcción de una central nucleoeléctrica nueva, donde el 42% se opone. Una encuesta similar realizada en enero del 2008 mostró que el 33% de

los encuestados apoya la construcción de una nueva central, donde el 56% se mostró en contra. Una encuesta similar realizada en junio del 2006 encontró que sólo el 25% de los encuestados se mostró a favor de la energía nuclear.

Polonia es muy dependiente del carbón como fuente de energía, además de tener las mayores reservas de carbón en la Unión Europea (14 millones de toneladas), generando el 93% de su electricidad a partir de éste, pero también es uno de los países con muy altas emisiones de bióxido de carbono. En el 2005, el Gobierno polaco tomó la decisión de utilizar la energía nuclear con el fin de diversificar el suministro de energía y reducir las emisiones de bióxido de carbono al medio ambiente. Actualmente Polonia está participando en proyectos para la construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas en unión con Lituania y Estonia.

1.11.4.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN ITALIA

La encuesta realizada en Italia ⁽⁶⁾ por la empresa Confesercenti, encontró que el 54% de los encuestados se encuentra a favor de la construcción de nuevas centrales nucleares en Italia, donde la opinión del 17% fue muy a favor. En general, el 36% de los encuestados se manifestó en contra, donde el 21% se opuso firmemente a la idea de la existencia de una nueva central. La principal razón de esta oposición (citada por el 70% de los que se opusieron) fue a la disponibilidad de fuentes “limpias” de energía con las que actualmente se cuenta, seguida de la preocupación del público referente a la seguridad (58%) y de las inquietudes sobre la gestión de residuos radiactivos (51%).

Sorprendentemente, a pesar del apoyo a la energía nuclear, pareciera que la población italiana prefiere que la energía nuclear sea de manera local. Una gran mayoría (82%) de los 800 encuestados se opuso a la importación de energía proveniente de nuevas centrales nucleoeléctricas construidas en países vecinos. Sólo el 11% se mostró a favor de esa idea. Los encuestados fueron seleccionados para ser una representación del país, basado en términos de género, edad y domicilio.

Italia fue uno de los primeros pioneros en el uso de la energía nuclear, operando centrales nucleares en el pasado, pero decidió cerrar a raíz del accidente de Chernobyl en 1986. Actualmente es el mayor importador de energía eléctrica en el mundo. El gobierno italiano ha anunciado el plan de iniciar con la construcción de nuevos reactores en los próximos cinco años con el fin de reducir su dependencia del petróleo, gas y de la energía importada.

1.11.5.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN CANADÁ

Una encuesta llevada a cabo por la compañía Bruce Power en la provincia canadiense de Saskatchewan ⁽⁶⁾, reveló el apoyo de la mayoría de los residentes de esa provincia con relación a la energía nuclear. En la provincia de Ontario, lugar donde se encuentran ubicadas unidades nucleoeléctricas en funcionamiento de Bruce Power, el 55% de los residentes encuestados se manifiesta a favor de la energía nuclear.

La encuesta se concluyó a finales del 2008, forma parte de la iniciativa de construcción de nuevas unidades en Saskatchewan, como parte de una visión más amplia para el uso de tecnologías de energía limpia.

Según la encuesta de Bruce Power, las cinco razones principales por las cuales el público se opone al uso de la energía nuclear son la seguridad, impacto ambiental, salud, los desechos y un rechazo general a la tecnología. Por otra parte, la encuesta reveló tres factores principales para el apoyo a la energía nuclear los cuales se refieren a que las centrales nucleoeléctricas no emiten gases de efecto invernadero, a la presencia de uranio en la provincia y a las ventajas desde el punto de vista económico.

1.11.6.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN RUSIA

Una encuesta realizada por el Centro Levada de Rusia ⁽⁶⁾ ha encontrado que el 72% de los rusos consideran que la energía nuclear se debe conservar y desarrollar activamente". Según la agencia de noticias Interfax, el 41% de los encuestados consideró que la energía nuclear es la única alternativa ante el agotamiento del gas y petróleo. El 18% de los encuestados aprobó el uso de la energía hidroeléctrica y un 10% al carbón como otras posibles alternativas de energía.

El Centro Levada llevó a cabo la encuesta durante el vigésimo segundo aniversario del accidente de la central nucleoeléctrica de Chernobyl en Ucrania. Más de la mitad de los encuestados expresaron su indignación ante los intentos de las autoridades soviéticas de mantener en silencio el accidente ocurrido en 1986.

1.11.7.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN EL REINO UNIDO

Una encuesta realizada por la revista Utility Week y por la compañía de consultoría Accenture en abril del 2008⁽⁶⁾, revela que más de la mitad de los 1,100 encuestados opina que se debe aumentar la el uso de la energía nuclear en el Reino Unido.

Los resultados de la encuesta revelaron que durante los últimos cinco años, la opinión pública en favor de la energía nuclear aumentó un 30%. El 88% de los encuestados opinó que es importante reducir la dependencia de la generación de energía a partir de combustibles fósiles y el 33% de los encuestados espera que esta dependencia sea sustituida por la energía nuclear. Por otro lado, el 85% de los encuestados respondió que les gustaría que el Reino Unido aumentara el uso de las energías renovables. Sólo el 25% de los encuestados opinó que las energías renovables podrían satisfacer por sí mismas los requerimientos de energía en el Reino Unido debido a la reducción del uso de combustibles fósiles.

La encuesta también encontró que más de la mitad de los encuestados consideró de manera general, que el Reino Unido debe aumentar su capacidad de

generación de energía por medios nucleares. Actitudes más positivas se encontraron entre aquellos que viven cerca de centrales nucleares, sin considerar al personal que labora en las centrales nucleoeléctricas.

Cuando en el Reino Unido se cuestionó acerca de la empresa más confiable para ofrecer nuevas centrales nucleares más seguras, se obtuvo que el 61% de los cuestionados manifestó su confianza en los consorcios dirigidos por el Reino Unido, el 7% optó por los consorcios nucleares con liderazgo extranjero, mientras que el 31% dijo que no confiaría en ninguno.

Los principales factores citados en la opinión pública como motivos recurrentes para frenar el crecimiento de la energía nuclear, son los desechos radiactivos y la seguridad de las centrales nucleares. Sin embargo, la encuesta reveló un ligero aumento en la preocupación del público en relación al incremento de los niveles de dióxido de carbono en el medio ambiente durante los próximos 20 años, comparada con la preocupación que provoca el tema de los desechos radiactivos.

El Reino Unido ha iniciado recientemente un programa para construir nuevas centrales nucleoeléctricas. El primer ministro Gordon Brown anunció recientemente en una cumbre de productores de petróleo celebrada en Arabia Saudita, que el Reino Unido está comprometido con la "mayor expansión de la energía nuclear en Europa". El Reino Unido ha iniciado también un programa para construir una instalación para el almacenamiento geológico de desechos nucleares de alto nivel, para lo cual ha invitado a las comunidades a registrar su interés como sitios potenciales.

1.11.8 LA OPINIÓN PÚBLICA EN LOS ESTADOS UNIDOS.

Los Estados Unidos poseen el mayor programa nucleoeléctrico del mundo con 104 centrales que suministran alrededor del 20% de la electricidad que se consume en el país. Hoy la creciente necesidad de electricidad accesible, fiable y libre de emisiones despertó nuevamente el interés por la energía nuclear, motivo por el cual se encuentran en proceso de ingeniería y adquisiciones nuevas centrales nucleoeléctricas con reactores de tecnología moderna.

Las encuestas nacionales de opinión pública en los Estados Unidos, patrocinadas por el Instituto de Energía Nuclear (NEI), revelan cambios favorables en el apoyo público a la energía nuclear.

La última encuesta, efectuada del 18 al 21 de septiembre del 2008 por Bisconti Research, Inc.⁽¹⁾, publicada en noviembre del mismo año, revela que se ha producido un salto sin precedentes en el apoyo público a la energía nuclear y construcción de nuevas centrales nucleoeléctricas. Dicha encuesta revela un récord del 74% de los estadounidenses encuestados en septiembre, a favor de la energía nuclear, en comparación con el 63% reportado en la encuesta de abril, notándose significativamente que la población a favor de la energía nuclear es más numerosa comparada con la que se opuso firmemente, casi cuatro a uno (38% a 10%). Esos cambios positivos están directamente vinculados a la percepción de la necesidad de utilizar energía nuclear. Las encuestas se realizan

por teléfono, se basan en muestras representativas nacionales de 1,000 adultos estadounidenses, y tienen un margen de error de más o menos tres puntos porcentuales, a quienes se les pide su opinión acerca de si está completamente a favor, parcialmente a favor, parcialmente en contra o definitivamente en contra del uso de la energía nuclear como una de las maneras de generar electricidad en los Estados Unidos, teniendo el siguiente resultado;

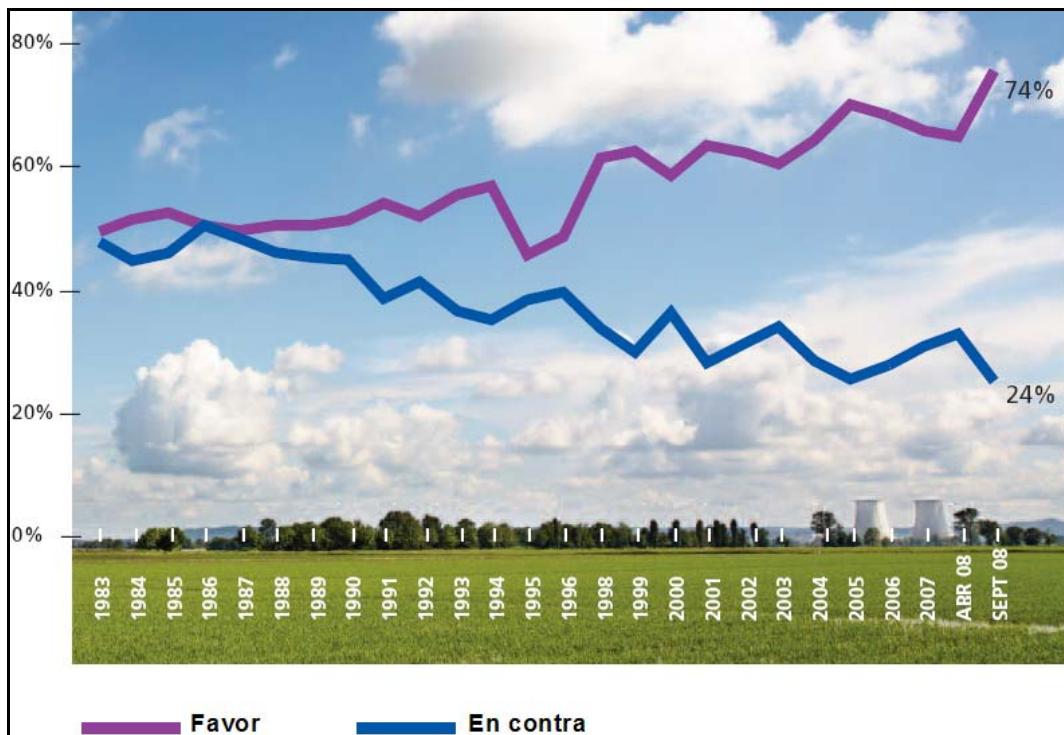


Figura 1.11.4 Porcentaje a favor y en contra de la energía nuclear

La última encuesta nacional encontró que el 89% de los adultos de los Estados Unidos, creen que la energía nuclear será importante para el futuro, y el 85% está de acuerdo con la renovación de las licencias de las centrales nucleoeléctricas que operan cumpliendo con las normas de seguridad federales. Comparando estos resultados con los de la encuesta de abril, se nota un aumento del 17% (de 35% a 52%) en la opinión acerca de la importancia de la energía nuclear para el futuro, y un aumento del 10% (de 44% a 54%) referente a la renovación de las licencias de operación de centrales nucleoeléctricas.

El reporte del Instituto de Energía Nuclear (NEI), también constata un aumento significativo en la aceptación de nuevas centrales nucleoeléctricas: el 69% está de acuerdo en que los Estados Unidos deberían construir más centrales nucleares en el futuro (arriba del 59% de la población encuestada en abril). El 75% dijo que sería aceptable construir un nuevo reactor en los sitios donde operan centrales nucleoeléctricas, valor que rebasa al 66% de la encuesta de Abril.

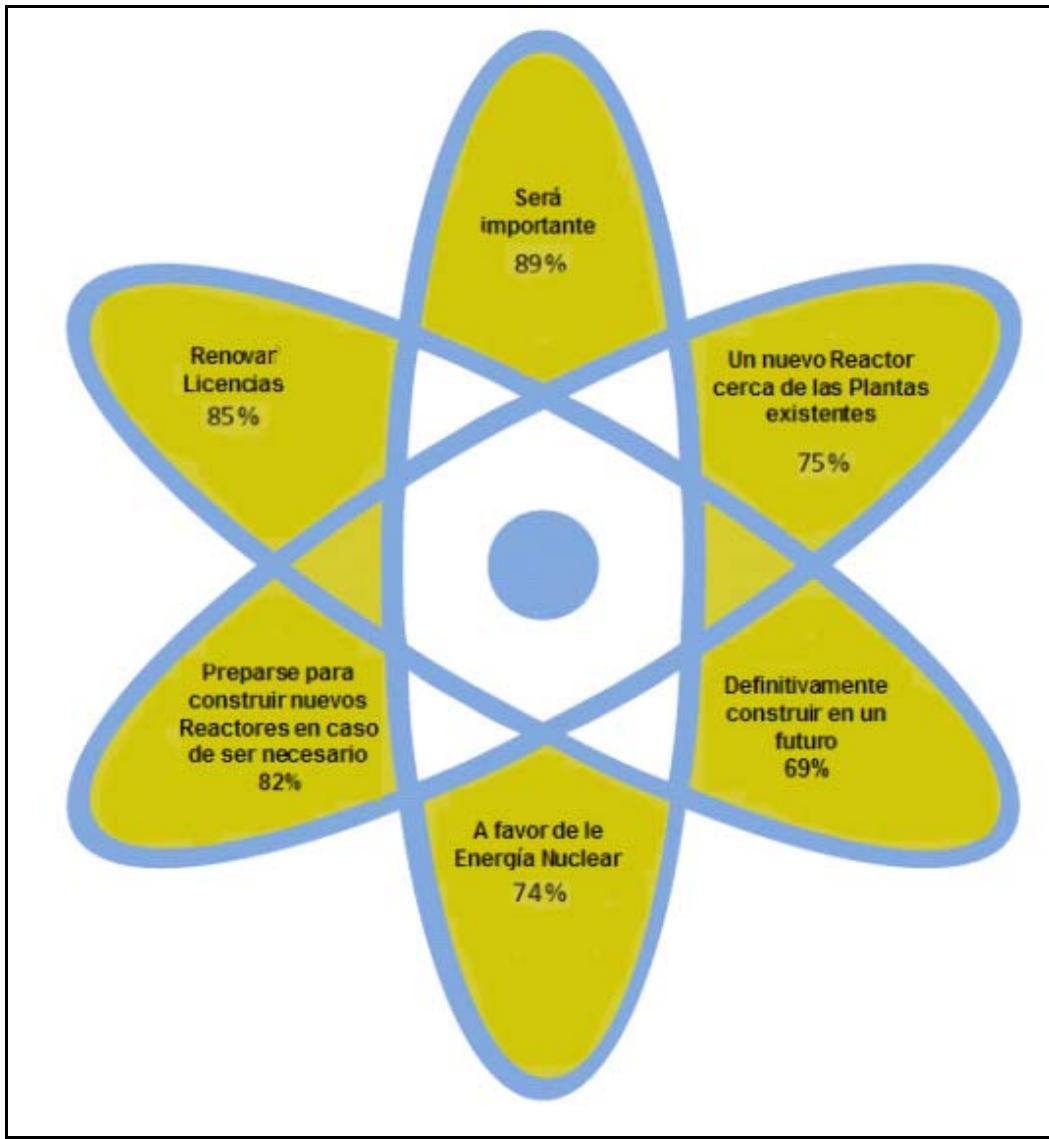


Figura 1.11.5 Opinión pública en Estados Unidos acerca de nuevas plantas nucleares.

Los niveles nuevos de aceptación se atribuyen a la creciente preocupación sobre la demanda de energía así como al aumento de interés en materia de energías alternativas. Todos aquellos que están a favor de la energía nuclear, opinaron con mayor frecuencia que; los estadounidenses necesitan la energía (18%), la energía nuclear es accesible (16%), la energía nuclear es limpia (16%), la energía nuclear es necesaria para la independencia energética (13%), y la energía nuclear es segura (11%).

La mayoría de los encuestados asocia la energía nuclear con la independencia energética, seguridad en el abasto, la sustentabilidad, la eficiencia, el crecimiento económico, el precio de la electricidad y el calentamiento global. El asociar la energía nuclear en términos significativos con la seguridad energética ha aumentado de 44% en abril al 56% en septiembre.

En la actual crisis financiera y económica generalizada, la relación de la energía nuclear con precios accesibles de electricidad, ha aumentado del 47% en abril al 57% en septiembre.

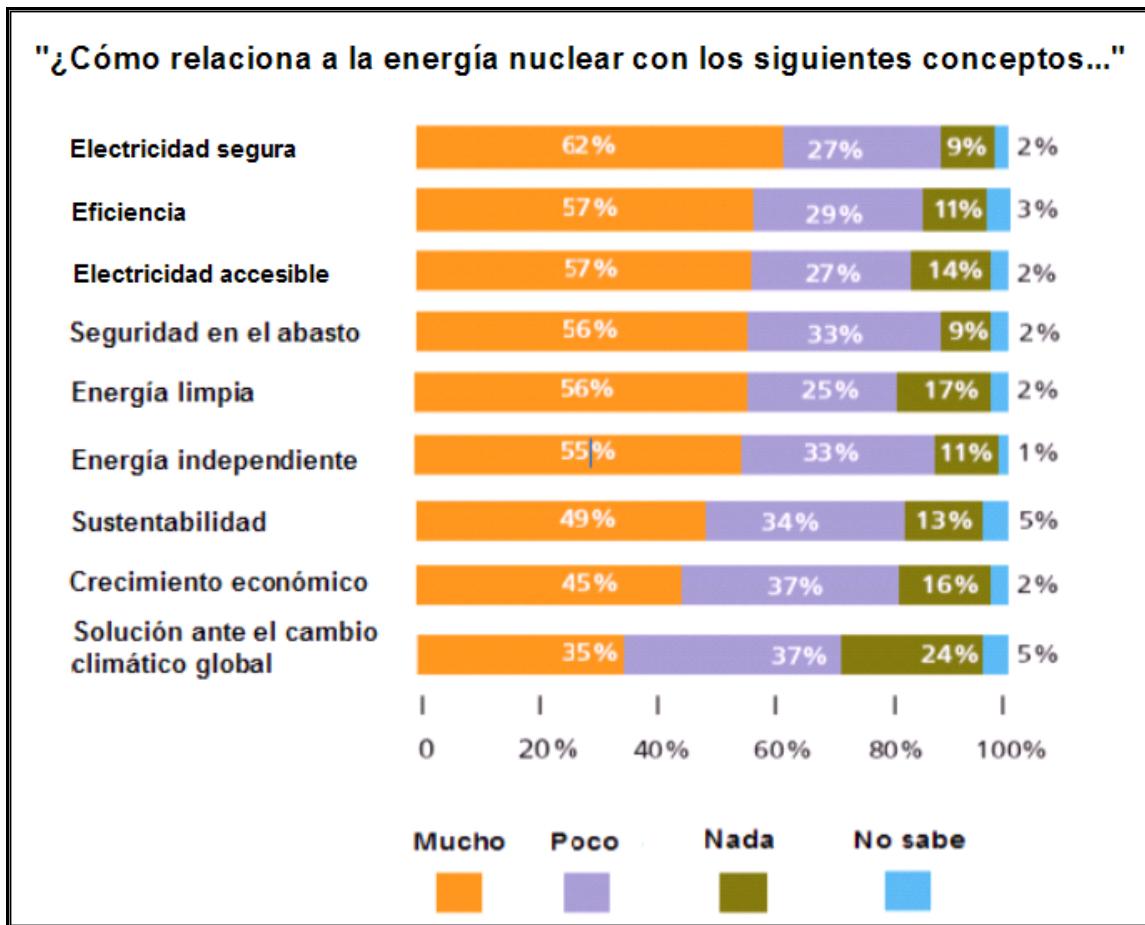


Figura 1.11.6 Opinión pública de los beneficios obtenidos a partir de la energía nuclear.

El público está cada vez más conforme con la energía nuclear. Durante los últimos 25 años, el porcentaje de puntuaciones altas referentes a la seguridad de las centrales nucleares (5-7 sobre una escala de 1 a 7) se ha duplicado del 35% a 72%. Asimismo, el 78% registrado en la última encuesta, señala que las centrales nucleares son seguras desde el punto de vista de "Seguridad Nuclear" y "Seguridad Física", en comparación con el 71% de la pasada encuesta del mes de abril. Sin embargo, una cuarta parte de la población todavía está preocupada por la energía nuclear. Comentarios que se oponen a la energía nuclear indican que el 25% de ellos tienen una visión negativa, debido a percepciones sobre peligros potenciales y riesgo de accidentes. Otro 19% de los que se oponen, citan la administración de desechos radiactivos como un problema no resuelto, el 18% piensa que otras opciones energéticas pueden satisfacer las necesidades de

electricidad de los Estados Unidos, y el 14% refiere a que las centrales nucleoeléctricas afectan el medio ambiente.

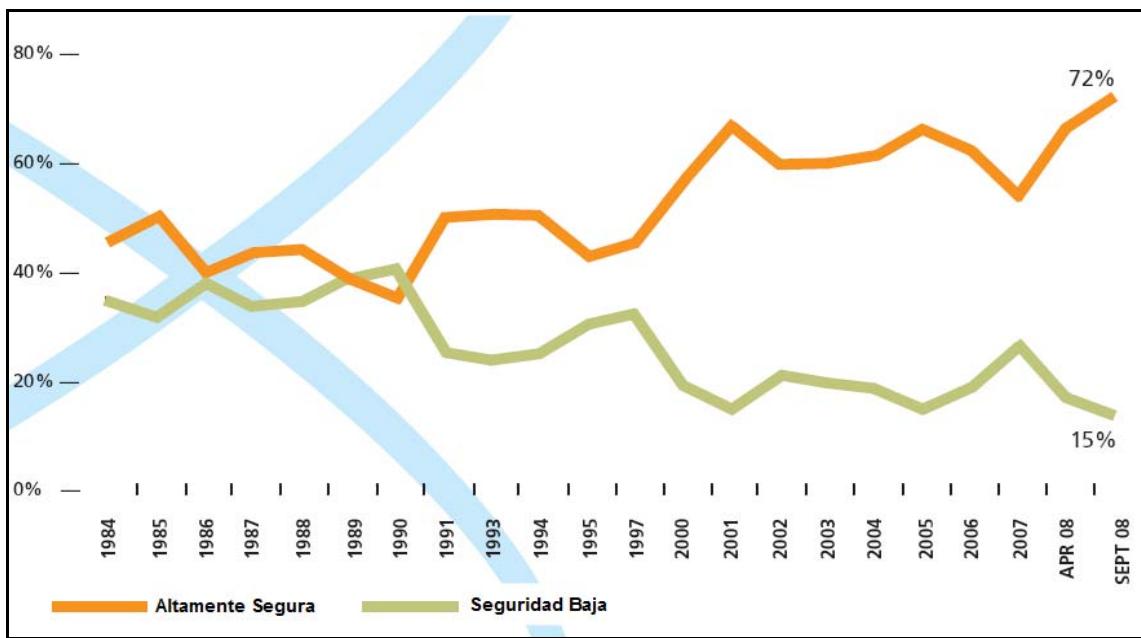


Figura 1.11.7 Percepción de la seguridad de centrales nucleares

Por otra parte, la encuesta refleja que la población muestra gran interés en fuentes de energía limpias. El 89% está de acuerdo en que los Estados Unidos debería adoptar las ventajas de todas las fuentes de energía con bajas emisiones de carbono, incluyendo la nuclear, la hidroelectricidad y las energía renovables, para producir la electricidad necesaria mientras se contribuye a la reducción de emisiones de gases que provocan el efecto invernadero. Además, el 74% opina que la energía nuclear es una energía ambientalmente limpia.

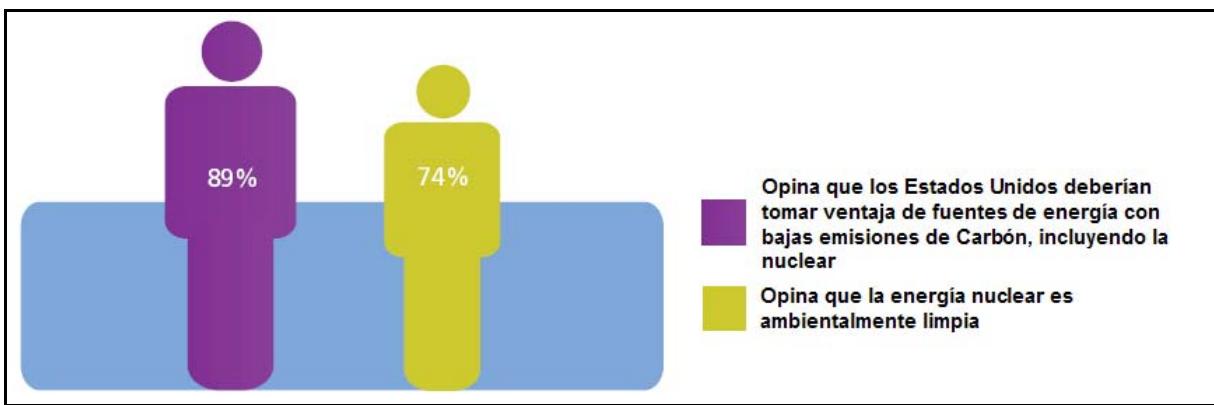


Figura 1.11.8 Opinión pública acerca del uso de fuentes de energía ambientalmente limpias.

Finalmente, la encuesta de Septiembre muestra el porcentaje de la población de los Estados Unidos que opina que la energía nuclear puede ayudar a reducir la

dependencia de combustibles fósiles y, por tanto, mejorar la situación con respecto a la dependencia energética y el cambio climático del planeta.

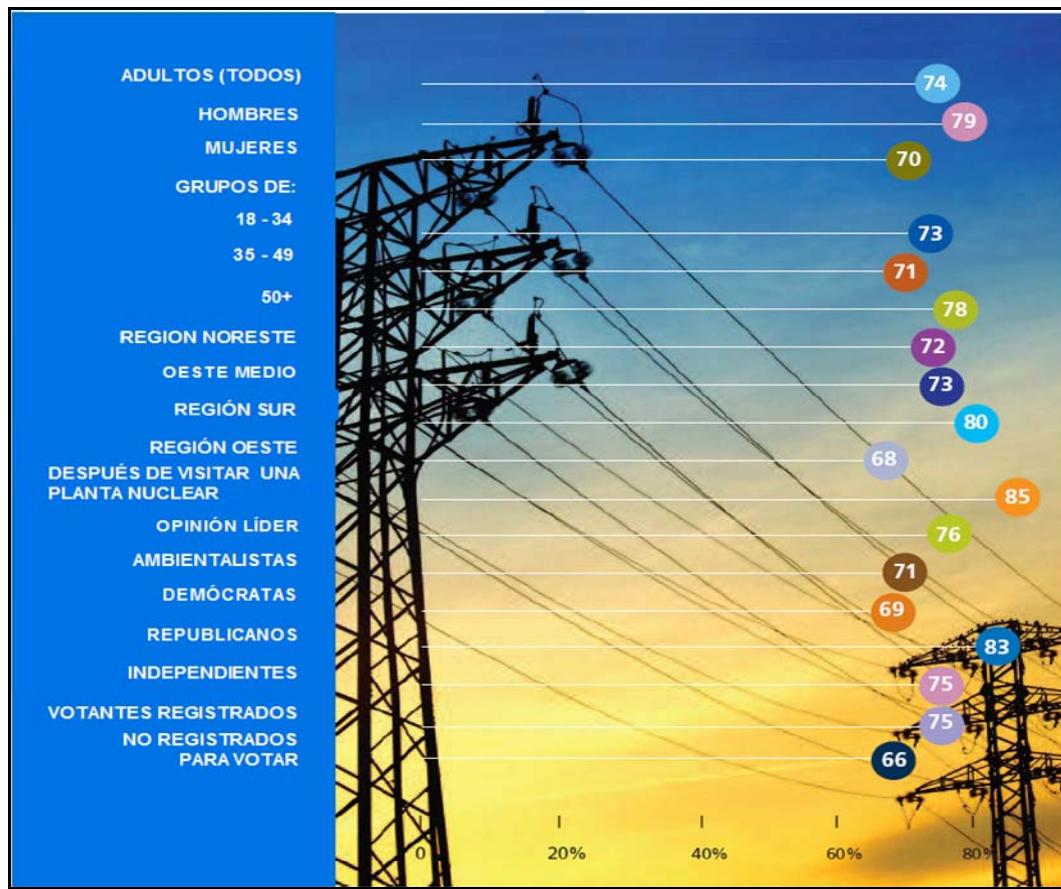


Figura 1.11.9 Porcentaje a favor de la energía nuclear.

Otra encuesta realizada por Gallup polling organization ⁽⁸⁾ en marzo del 2009 a un total de 1,012 adultos estadounidenses, reveló que alrededor del 59% de los encuestados se encuentra a favor o muy a favor de uso de la energía nuclear como medio de generación de electricidad, y un 37% que se opone.

En todas las encuestas de Gallup desde 1994, la proporción de personas que no opina sobre la energía nuclear ha sido siempre el 7% o menos.

En común con muchas otras encuestas de opinión nacional sobre las armas nucleares, se puede observar que los niveles de apoyo y la oposición tienden a moverse simultáneamente. Esto indica un cuerpo relativamente grande de personas que no tienen una fuerte opinión sobre la energía nuclear y su posición cambia con la actualidad.

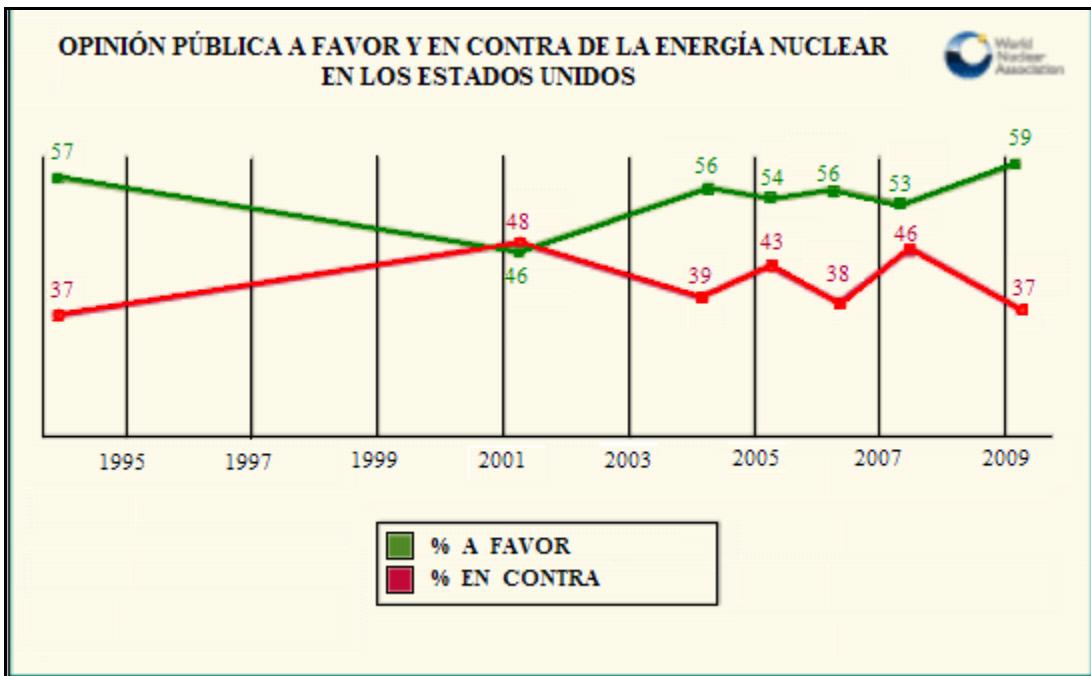


Figura 1.11.10 Opinión pública a favor y en contra de la energía nuclear en los Estados Unidos.

Los resultados de la encuesta muestran que la gran mayoría de los encuestados que respondieron a favor de la energía nuclear se encontró entre los hombres (71%), mientras que las mujeres registran niveles inferiores (47%). Otro factor importante mencionado por la encuesta, fue la seguridad la cual sigue siendo un motivo de preocupación para el 42% de los encuestados, quienes consideran que las centrales nucleoeléctricas no son seguras. Sin embargo, el 56% de los encuestados se manifestó a favor a la seguridad que ofrecen estas centrales. Una vez más, la encuesta de Gallup señaló una gran diferencia entre la opinión de los estadounidenses de ambos sexos: el 72% de los hombres considera a la energía nuclear como una fuente segura, valor superior al 41% de las mujeres que opinaron lo mismo.

El 27 de Marzo del 2009, el World Nuclear News publicó una nota, la cual menciona que los Estadounidenses reportan apoyo récord para la energía nuclear, mencionando lo anteriormente descrito con relación a la encuesta realizada por Gallup y otra encuesta –realizada por Bisconti Research y GfK NOP a petición del Instituto de Energía Nuclear de Estados Unidos, la cual encontró que el 84% de quienes respondieron consideran que la energía nuclear será importante para satisfacer las futuras necesidades de electricidad de los Estados Unidos. El mismo porcentaje apoyó el re-licenciamiento de plantas nucleares, suponiendo que reúnen los estándares federales de seguridad.

Con preguntas generales se encontró que dos tercios de los encuestados apoyan la energía nuclear. La mayoría consideró que las plantas nucleares son ahora más seguras que hace 30 años cuando el accidente Three Mile Island.

69% dijeron que favorecen el uso de la energía nuclear como medio de generar electricidad en E.U. 30% se manifestaron decididamente en contra del uso de la energía nuclear.

62% estuvieron de acuerdo en que E.U. debería construir más plantas nucleares en el futuro en comparación con el 34% que se oponen a ello.

Respecto a la seguridad de las plantas nucleares, 76% de los encuestados dijeron que las consideran seguras, en oposición al 21% que no. 83% las consideran más seguras ahora que en 1979 cuando ocurrió el accidente de Three Mile Island; 46% dijeron que la seguridad a mejorado mucho desde entonces y 12% que sigue siendo la misma. Sólo 4% piensa que la seguridad es ahora menor que entonces.

63% de los encuestados dijeron que los desechos podrían ser almacenados con seguridad en el sitio mismo de la planta hasta ser trasladados a un depósito permanente seguro; 80% piensan que es más apropiado que los desechos sean depositados en uno o dos sitios en donde sea más seguro y eficiente.

Aún cuando el gobierno de Barak Obama ha dicho que no procederá con el desarrollo de un depósito de desechos en Yucca Mountain en Nevada, el 77% de los encuestados dijeron que el gobierno debería continuar desarrollando la instalación en tanto que cumpla con las regulaciones federales. 89% dijeron que se debería establecer un panel independiente de expertos para asesorar al presidente Obama y al Congreso sobre cómo manejar adecuadamente los desechos a largo plazo. El alto porcentaje de respuestas en ese sentido indica un gran deseo de ver resuelto el asunto de los desechos nucleares.

83% de las personas también apoyaron los planes de E.U. para reciclar el combustible nuclear usado para generar más electricidad y reducir la cantidad de desechos a ser depositados. El 13% se opuso a ese plan.

La encuesta telefónica se realizó con 1000 adultos de todo el país entre el 12 y 15 de marzo.

Ann Bisconti, presidenta de Bisconti Research, comentó que el fuerte apoyo público para la energía nuclear –y el hecho de que ese apoyo se haya sostenido en niveles tan altos durante los 26 años que ellas ha hecho estudios de opinión sobre este tema—indica un “cambio real”.

Bisconti considera que el público está hoy más preocupado sobre el empleo, el crecimiento económico y la independencia energética que sobre el cambio climático y la contaminación ambiental. La población ve a la energía nuclear como una de las maneras de hacer frente a esos desafíos, dijo.

1.11.9.- LA OPINIÓN PÚBLICA EN MÉXICO

En la encuesta realizada en el 2008 por el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)⁽³⁾⁽⁴⁾, la metodología de investigación se realizó comenzando con

una primera fase cualitativa y finalmente una fase cuantitativa. Las encuestas telefónicas se realizaron mediante el sistema CATI (Computer Assisted Telephone Interview) y marcación digital aleatoria. El alcance de este tipo de encuestas, por su propia naturaleza, contempla a la población que cuenta con servicio telefónico en su hogar.

En cada caso se identificó el hogar y mediante un filtro se identificó a la población específica. El tamaño de muestra garantiza un nivel de confianza de 95%. Al igual que en el estudio anterior, se consideró al Distrito Federal como una población específica porque en esta localidad se concentra la población más informada; a la población de Veracruz, puesto que allí se encuentra la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde; y a los habitantes de Sonora puesto que allí se encuentra la Hidroeléctrica de Puerto Libertad.

El diseño del cuestionario, precedido por la investigación cualitativa, tuvo como objetivo determinar el nivel de conocimiento, asociaciones y el posicionamiento real del tema de la energía nuclear y los reactores nucleares, precisando los términos de la controversia que suscita y la percepción y expectativas en torno a sus ventajas y desventajas, con objeto de sugerir líneas rectoras, elementos determinantes y mensajes eficaces para la estrategia más adecuada de comunicación y de persuasión de la conveniencia de ampliar la infraestructura de generación de este tipo de energía. El cuestionario tuvo 34 preguntas, contando con el visto bueno del ININ. Para las principales variables de control se buscó información de otros países a fin de contar con un parámetro de contraste adicional. Se realizaron cruces de variables por género, escolaridad, edad y estrato AMAI y se reportaron las diferencias de opinión más importantes.

La encuesta fue realizada vía telefónica a una población total de 10,603 personas, el tamaño de la muestra garantiza un nivel de confianza de 95% con un margen de error teórico de ± 5.0 puntos para la población general, ± 5.3 puntos para el Distrito Federal y ± 5.7 puntos para Sonora y Veracruz, según se muestra a continuación;

Población	Número de entrevistas	Margen de error	Porcentaje de la población que cuenta con teléfono fijo	Número de contactos utilizados para obtener las entrevistas efectivas
Nacional	400	± 5.0	57%	2, 956
Distrito Federal	350	± 5.3	83%	3, 479
Sonora	300	± 5.7	61% (concentrada en Hermosillo y Cajeme)	2, 534
Veracruz	300	± 5.7	33% (concentrada en Jalapa, Orizaba y Puerto de Veracruz)	1, 659

Figura 1.11.11 Número de personas encuestadas en el Distrito Federal, Sonora, Veracruz y a nivel nacional.

Plaza	Fecha / Lugar	Género	Edad	Estrato	Características
DISTRITO FEDERAL Población general de al menos cuatro delegaciones políticas	Martes 25 Nov. 10:00	Mujeres	26-40	C Tipico	Amas de casa. Nivel de escolaridad secundaria o preparatoria. Ingreso familiar aprox. \$7,000 a \$25,000.
	Martes 25 Nov. 15:00	Mixto	20-28	D+C	Jóvenes estudiantes de universidades públicas y de varias disciplinas (UNAM y Politécnico); habiendo cursado al menos dos años de estudios allí. Ingreso familiar aprox. \$4,000 a \$26,000.
	Martes 25 Nov. 18:30	Hombres	30-55	C+	Gerentes o ejecutivos secundarios en empresas grandes o profesionistas independientes. Nivel de escolaridad preparatoria. Ingreso familiar aprox. \$25,000 a \$30,000.
	Viernes 28 Nov. 15:00	Mixto	20-28	C+	Jóvenes estudiantes de universidades privadas (ITAM, IBERO, ANAHUAC, TEC DE MONTERREY) habiendo cursado al menos dos años de estudios allí. Ingreso familiar aprox. \$4,000 a \$26,000.
SONORA Hermosillo	Miércoles 26 Nov. 18:00	Hombres	30-55	C+	Gerentes o ejecutivos secundarios en empresas, dueños de pequeños negocios o profesionistas independientes. Nivel de escolaridad preparatoria. Ingreso familiar aprox. \$25,000 a \$30,000.
SONORA Bahía de Kino	Jueves 27 Nov. 19:00	Hombres	26-40	D+	Con alguna actividad remunerada. Nivel de escolaridad mínimo primaria. Ingreso familiar aprox. \$4,000 a \$7,000.
VERACRUZ Alto Lucero	Miércoles 26 Nov. 18:00	Hombres	20-35	D+	Con alguna actividad remunerada fuera de Laguna Verde. Nivel de escolaridad mínimo primaria. Ingreso familiar aprox. \$4,000 a \$7,000.
VERACRUZ Veracruz	Jueves 27 Nov. 18:00	Mujeres	30-50	D+	Jefas de familia. Nivel de escolaridad secundaria. Ingreso familiar aprox. \$4,000 a \$7,000.

Figura 1.11.12 Perfiles de los grupos de enfoque.

En relación a la Energía Nuclear, los resultados de la encuesta señalan que la opinión pública relacionada con la energía nuclear, es desfavorable comparándola con los resultados de la encuesta realizada del 30 de Noviembre al 4 de Diciembre del 2006, como se muestra en la siguiente tabla:

P20 Con lo que usted sabe o ha escuchado, ¿qué opinión tiene usted de la energía nuclear: una opinión muy favorable, favorable, desfavorable o muy desfavorable?								
	DF		Sonora		Veracruz		Nacional	
	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008
Muy favorable / favorable	45	41	45	33	41	42	41	39
Muy desfavorable / desfavorable	42	47	38	44	46	50	44	46
No tiene opinión	7	8	8	12	6	5	7	6
No sabe	6	4	9	11	7	3	8	9

Figura 1.11.13 Opinión pública de la energía nuclear.

Cada uno de los entrevistados expresa espontáneamente la respuesta socialmente esperada respecto a la frase “energía nuclear”. La tabla anterior representa un 38.75% de la población a favor de la energía nuclear obtenido de la encuesta del 2008, valor reducido comparado con el 43% de la encuesta del 2006. La población que tiene una opinión desfavorable es del 46.75%, valor incrementado comparado con el 42.5% de la encuesta del 2006. La población sin opinión alguna aumentó de 7%, valor registrado en el 2006, al 7.75%, caso contrario a la población que no tiene conocimiento del tema, la cual disminuyó en el 2008, de 7.5% a un 6.75%.

Los resultados obtenidos en México fueron comparados con los obtenidos con la encuesta realizada en Reino Unido por MORI Internacional en noviembre del 2008, en donde se aprecia que en el 2008 existió una opinión favorable con relación a la energía nuclear (35% contra 33%), y una disminución en la opinión desfavorable enfocado en el mismo tema (del 27% al 19%):

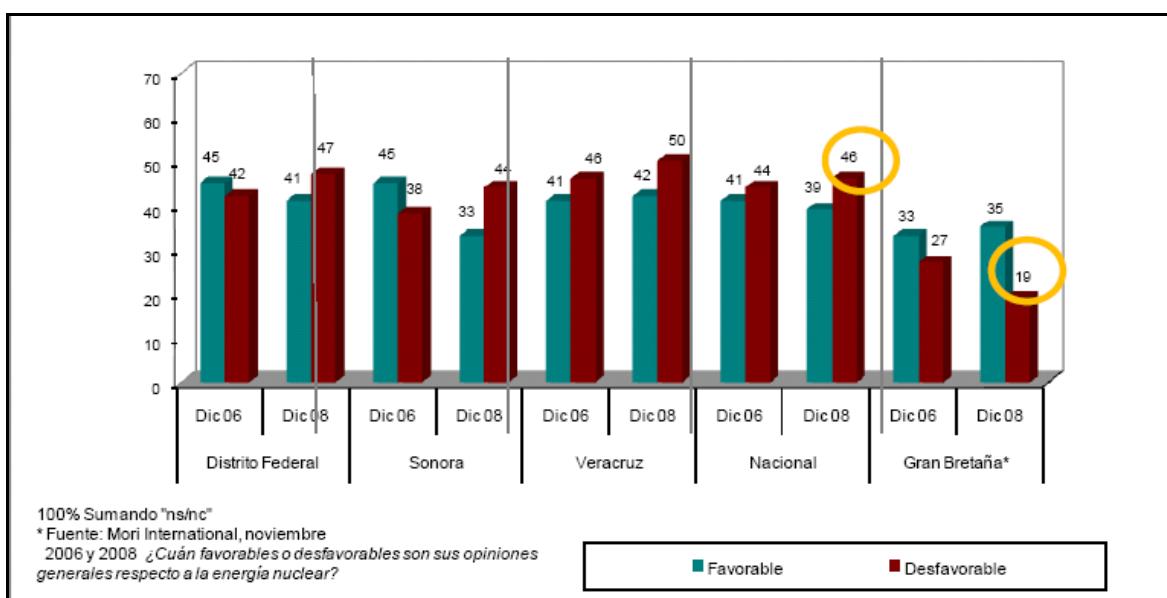


Figura 1.11.14 Comparativo internacional de la opinión entorno a la energía nuclear.

Los motivos por los cuales la población opinó de manera desfavorable con relación a la energía nuclear, fueron principalmente al peligro que ésta representa, a la contaminación que ésta genera, por el daño que le provoque al medio ambiente y al sistema ecológico, a la falta de capacidad para manejarla y a la emisión de radicaciones, como puntos más relevantes;

	DF		Sonora		Veracruz		Nacional*	
	2006 (42%)	2008 (47%)	2006 (38%)	2008 (44%)	2006 (46%)	2008 (50%)	2006 (44%)	2008 (46%)
Es peligrosa	25	31	10	27	22	32	26	26
Genera contaminación	18	14	27	13	17	16	22	17
Destroza el sistema ecológico/ daña el medio ambiente	4	22	-	23	-	18	6	18
No tenemos la capacidad para manejarla	5	9	4	7	7	6	5	2
Emite radiaciones	12	5	6	5	15	9	-	5
Ns/Ic	14	10	21	15	17	12	24	19

Sumando "Otro" = 100%

* En el conjunto Nacional se mencionó marginalmente: "Provoca accidentes", "Hay explosiones", "Es perjudicial para la salud" y "Es tóxica".

Figura 1.11.15 Principales factores de oposición a la energía nuclear

Por otro lado, la encuesta del 2008 reportó buenos resultados en la opinión pública a nivel nacional con relación a la generación de electricidad basada en energía nuclear, coincidiendo con la tendencia registrada en los Estados Unidos, cuyos índices aumentaron favorablemente en el 2008 comparados con los valores registrados en el 2006. La utilización de la energía nuclear para producir energía eléctrica tiende a dividir opiniones entre quienes la aprueban (50%) y quienes la rechazan (40%), como se muestra en los resultados para el 2008 de la siguiente gráfica:

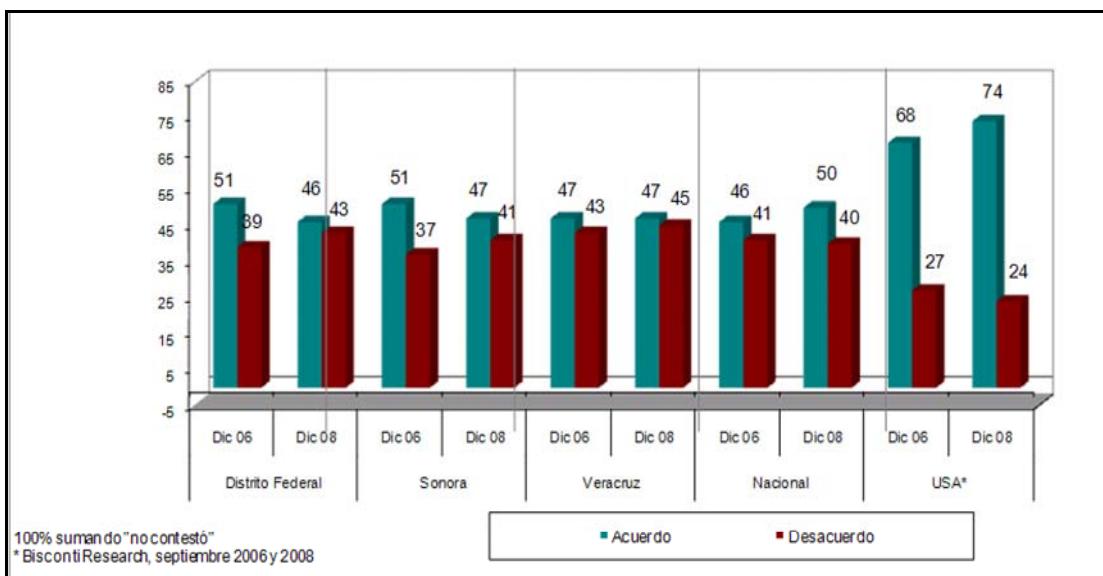


Figura 1.11.16 Acuerdo en que se use la energía nuclear para producir electricidad, comparativo internacional.

Tomando como base la encuesta realizada a fines del 2006, se nota que predomina el porcentaje de quienes expresan no tener información suficiente para formarse una opinión respecto a la confiabilidad de las centrales nucleoeléctricas (66%), como lo muestra la siguiente figura:

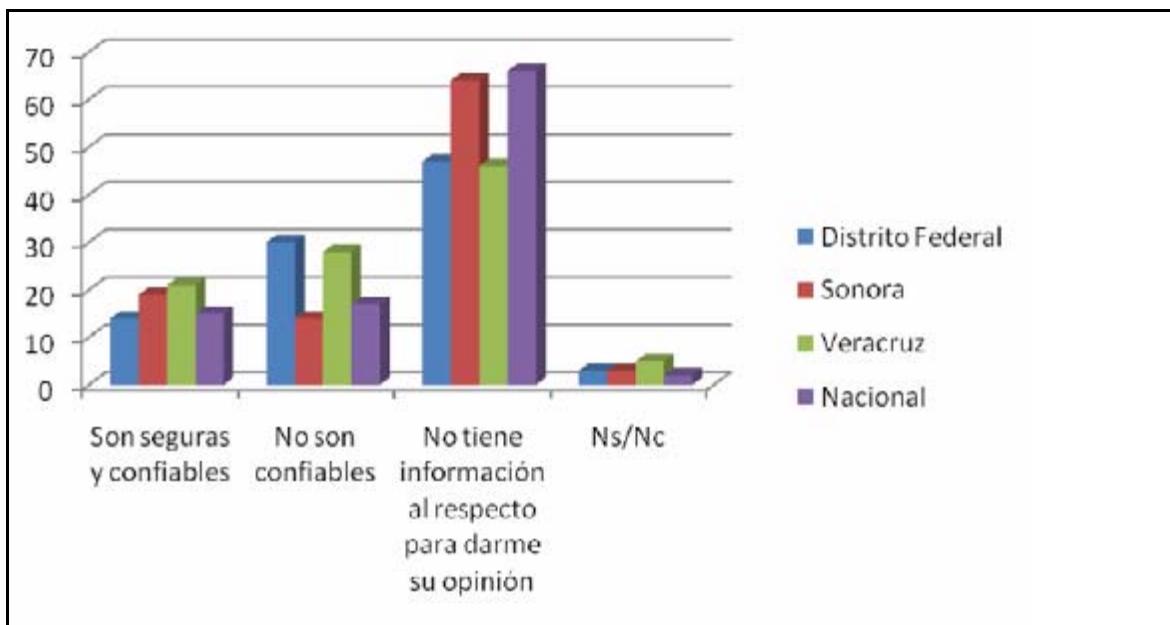


Figura 1.11.17 Opinión sobre la confiabilidad de las centrales nucleares.

Asimismo, la población entrevistada se inclina a creer en mayor medida que una central termoeléctrica (52%) que opera con combustóleo y petróleo contamina más que una central nucleoeléctrica (30%);

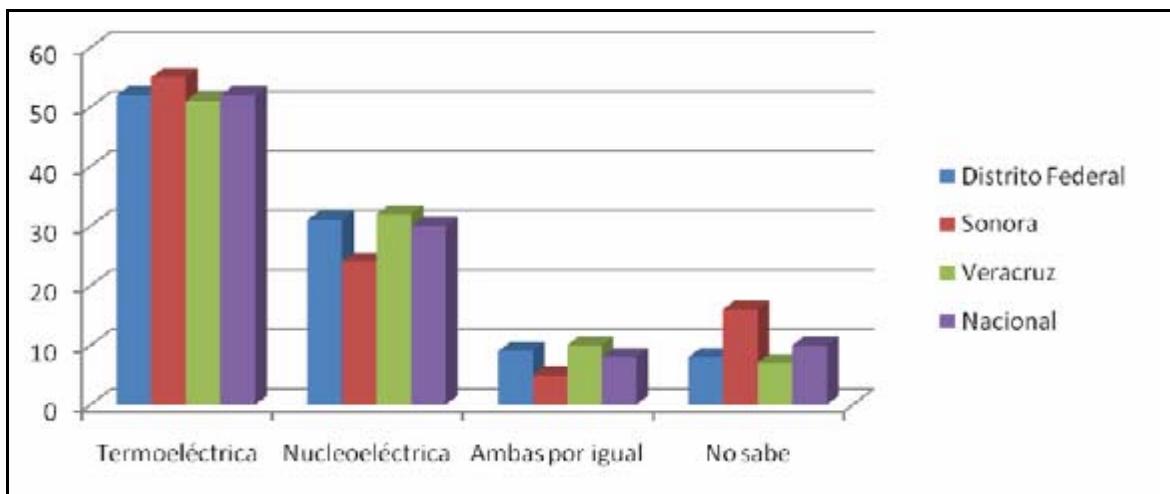


Figura 1.11.18 Opinión sobre Termoeléctricas y Nucleoeléctricas.

Una cuarta parte de la población encuestada (26%) está enterada de que México cuenta con Centrales Nucleoeléctricas. El 77% de los enterados mencionan la existencia de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. La mitad de los enterados

opina que la Central nucleoeléctrica Laguna Verde es segura y el 41% opina que no es segura, como lo muestran las siguientes figuras;

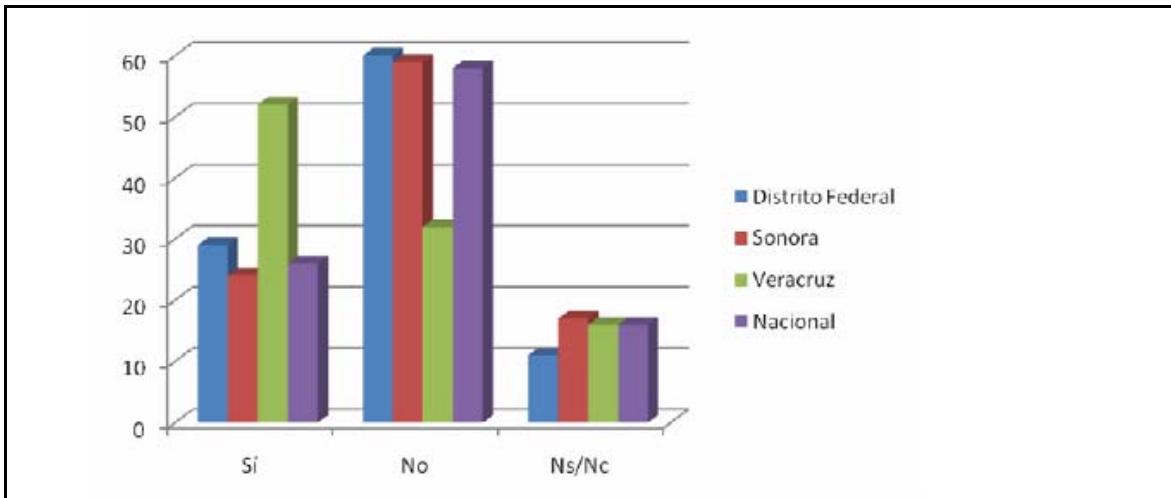


Figura 1.11.19 Conocimiento sobre la existencia de centrales nucleares en México.

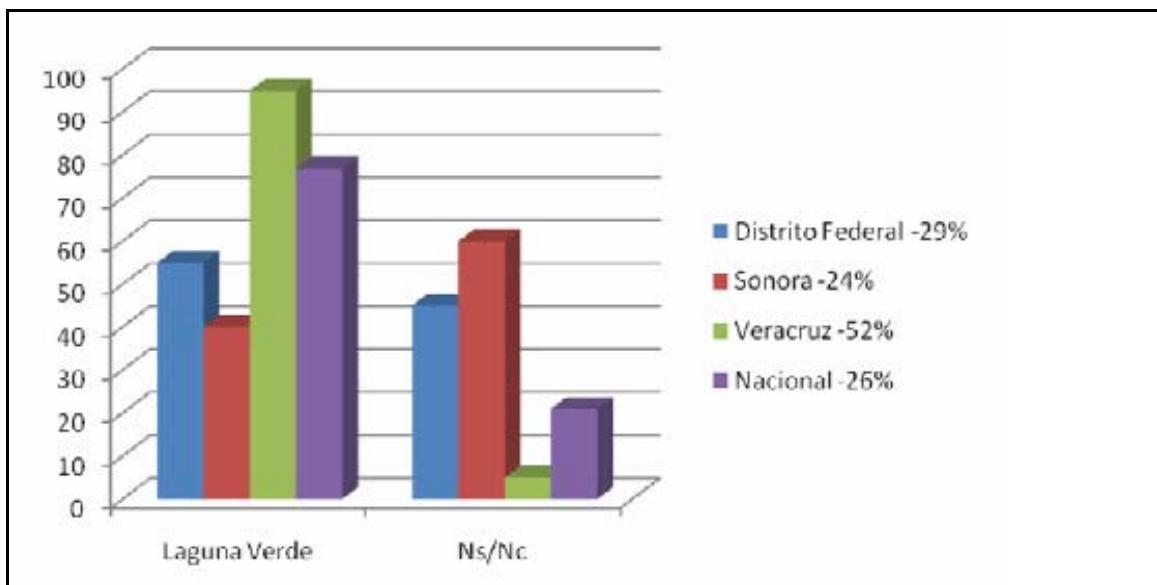


Figura 1.11.20 Conocimiento sobre la existencia de Laguna Verde.

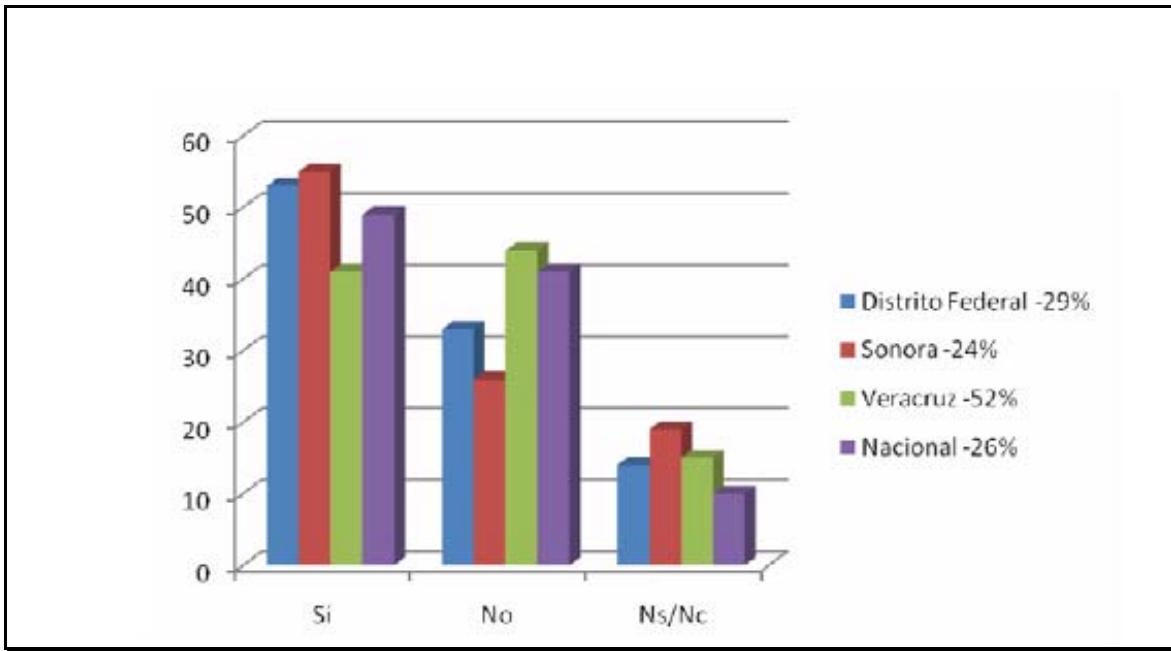


Figura 1.11.21 Opinión sobre la seguridad de Laguna Verde.

Entre la población entrevistada, no se puede concluir concretamente el acuerdo o desacuerdo con la construcción de centrales nucleoeléctricas en México. El 42% de la población entrevistada se manifestó de acuerdo y otro 43% se manifestó en desacuerdo, según se muestra en la siguiente figura:

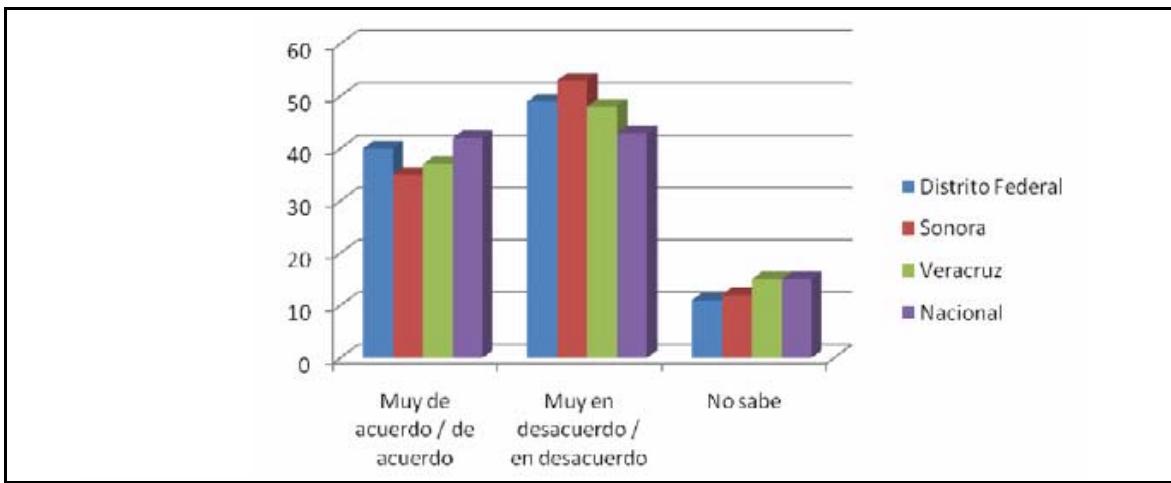


Figura 1.11.22 Opinión sobre la construcción de centrales nucleares en México.

No obstante, el acuerdo con la construcción de centrales nucleoeléctricas desciende mucho cuando se le pregunta al encuestado si estaría de acuerdo con la construcción de una central en un lugar cercano a donde vive. Sólo 17% se manifiesta de acuerdo, mientras que 76% se manifiesta abiertamente en desacuerdo. Entre las razones que esgrimen los encuestados en desacuerdo, como es socialmente esperado destacan porque es peligroso (10%), porque hay

riesgo radiactivo (7%) y porque genera contaminación (6%), como se puede apreciar a continuación:

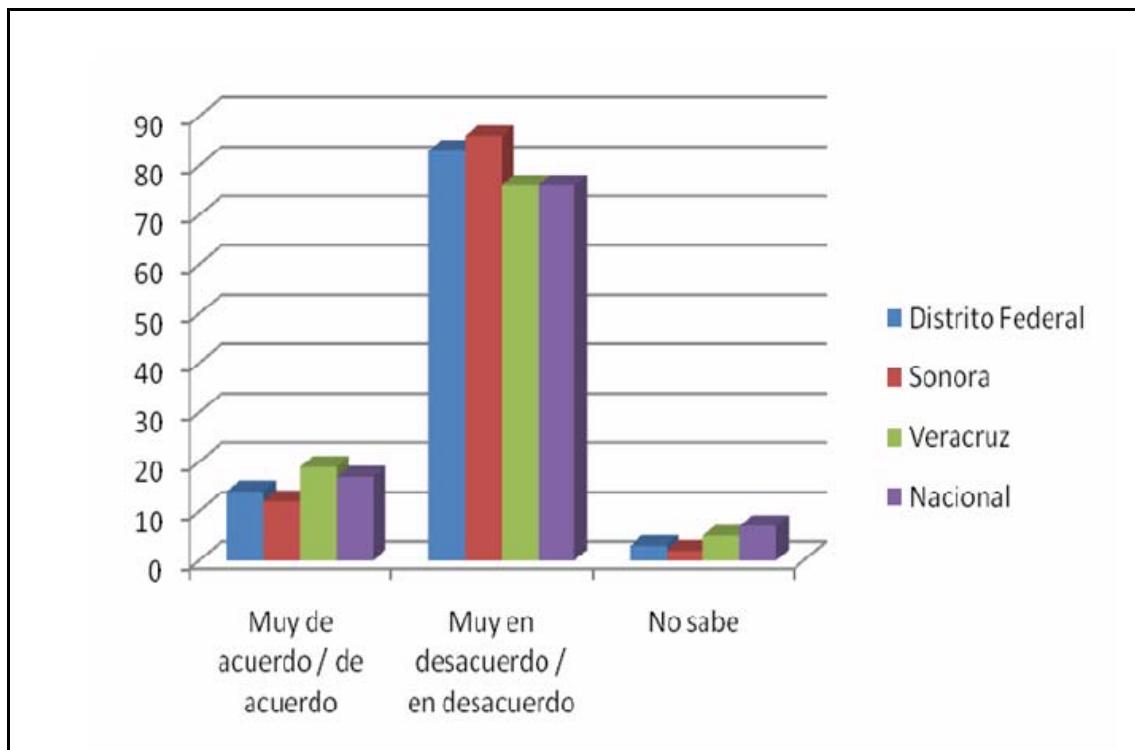


Figura 1.11.23 Construcción de centrales nucleares cercanas a la vivienda.

Más de la mitad de los encuestados (57%) no saben o no contestan cuáles podrían ser los beneficios de usar la energía nuclear como energía eléctrica. El 11% afirma que uno de los beneficios es que la energía sería más barata, 7% afirma que aumentaría la producción de energía y 4% afirma que no contamina.

Similar a lo que sucede con los beneficios, el 54% de los encuestados no expresan ninguna desventaja del uso de energía nuclear. Entre las desventajas que le atribuyen los encuestados al uso de la energía nuclear como energía eléctrica, resaltan por la radiación (10%), porque contamina más (9%) y porque causaría enfermedades (6%).

La población está más de acuerdo con la frase de que nuestro país debe escoger energías renovables, que no tienen riesgos, pero generan poca energía eléctrica (47%), que con las frases de que nuestro país debe escoger la energía nuclear que genera mucha electricidad, aunque se sostenga que existe riesgo de que escapen materiales tóxicos (27%) y nuestro país debe escoger las centrales hidroeléctricas, que son limpias y seguras, aunque pueden tener un impacto ambiental al inundar valles por las presas o afectar el clima al desviar los ríos (18%). No obstante, la población entrevistada está más de acuerdo con que se deben de aprovechar las ventajas que ofrece la energía nuclear para generar la

electricidad que requiere el país (54%), que en contra de la construcción de centrales nucleoeléctricas (40%), como se muestra en el siguiente gráfico:

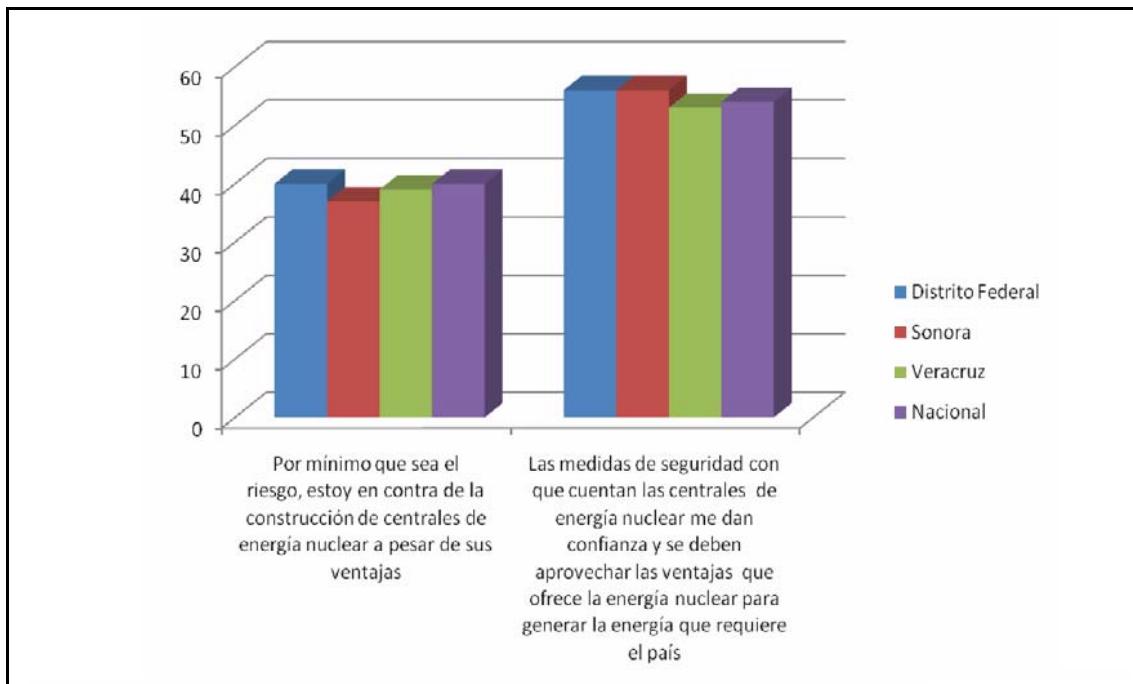


Figura 1.11.24 Opinión sobre la construcción de centrales nucleares en base a sus ventajas y riesgo.

La población encuestada respondió favorablemente a las frases evaluadas como elementos de comunicación. Al informarles algunos hechos relacionados con la energía nuclear, la población tendió a manifestarse dispuesta a apoyarla como fuente de generación de electricidad en México, como se muestra a continuación;

- 65% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde tiene más de 19 años en operación, sin accidente alguno y está certificada por Organismos Internacionales y la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardia.
- 65% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que favorecería la economía local a través de la generación de empleos.
- 64% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que la energía nuclear es energía limpia, porque las centrales nucleoeléctricas no emiten gases que contribuyan al calentamiento global como lo hacen las centrales termoeléctricas y las centrales carboeléctricas.
- 61% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que actualmente se emplea la energía nuclear en diferentes campos, como la medicina nuclear y la esterilización de alimentos y otros productos.

- 60% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que la energía nuclear es una de las fuentes más confiables, porque un solo reactor produce energía suficiente para 750,000 hogares.

58% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que con las centrales nucleoeléctricas, México estaría a la altura de la tecnología más moderna de los países europeos o de los Estados Unidos.

- 55% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que el Organismo internacional de Energía Atómica que depende de la ONU inspecciona y certifica todas las centrales nucleoeléctricas del mundo incluyendo a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

• 54% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que Estados Unidos tienen en operación más de 100 reactores de energía nuclear desde hace más de 25 años; más del 80 % de la electricidad de Francia se genera con Energía Nuclear y hay más de 400 reactores funcionando en el mundo.

• 54% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que con la construcción de más centrales nucleoeléctricas, se garantiza que se pueda generar electricidad a futuro y que la economía del país mejore por menores costos de la electricidad.

• 53% estaría dispuesta a apoyarla al informarles que la mayoría de las 400 centrales Nucleoeléctricas modernas tienen un sistema y estructura de protección que las hace muy seguras.

1.11.9.1.- CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados de la encuesta se puede observar en el público lo siguiente:

- Manifiesta espontáneamente su preocupación por la contaminación del medio ambiente.
- Apoyarían a una energía que no contamine y que sea más barata, pero incluso estarían dispuestos a pagar más si además fuera segura, siempre disponible y segura para los trabajadores.
- Con respecto a la energía nuclear no hay una opinión clara, debido a que existe una falta de información muy grande, lo cual conlleva a que la opinión pública sea “volátil” y sea fácilmente manipulable por quien domine los medios de comunicación.
- La misma falta de información es la que contribuye para que sólo una cuarta parte de la población mexicana sepa que existe una central nucleoeléctrica. La opinión se divide en cuanto a la construcción de más centrales nucleoeléctricas, aunque el desacuerdo aumenta al decirles de la construcción de una central nucleoeléctrica cerca de su vivienda.

- Finalmente, la opinión se vuelve muy favorable si se les diera la información suficiente sobre la energía nuclear y las centrales en operación a nivel mundial. Con esto se puede concluir que el principal motivo por el que el público no acepta o está en desacuerdo con el uso de la energía nuclear, es la desinformación que existe en torno al tema y la manipulación que se hace de ello por diferentes organizaciones y los medios de comunicación. A este respecto, la comunidad nuclear, y en especial la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde, las Sociedades involucradas en el campo nuclear (SNM, SMSR, etc.), y las instituciones educativas que ofrecen opciones en el área nuclear deben de hacer un mayor esfuerzo en cuanto a cultura nuclear se refiere para revertir las opiniones adversas relacionadas con el tema de la energía nuclear en México y en el mundo.

1.11.10.- LA CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA LAGUNA VERDE Y SU ENTORNO SOCIAL

En los inicios de la construcción de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, el impacto inmediato que tuvo fue el económico y social por la demanda de mano de obra local, asimismo, por la gran cantidad de trabajadores de construcción, muchos de los cuales vinieron de otros estados del país, se produjo por un lado una gran derrama económica en la región y por otro, el acceso a servicios públicos y de salud que se instalaron para atender, inicialmente, a toda esta gran fuerza de trabajo y, posteriormente, a la población de la región. Gracias a todo esto, prácticamente nunca hubo una oposición real al proyecto, sin embargo, aunque durante la construcción, aprovechando la gran cantidad de maquinaria y materiales para la misma, se construyeron muchas obras de beneficio social incluyendo caminos, en especial los del Plan de Emergencia Radiológica Externa (PERE), no existió un plan integral y consistente de apoyo a las poblaciones circunvecinas.

Por la necesidad de establecer la vinculación entre el Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y las poblaciones aledañas (16 Km), en el año 1989 se creó la oficina de Desarrollo Social con el fin de implantar programas de información al público y apoyo en el desarrollo de la población. Las acciones entre ese año hasta la fecha son:

- Construcción y habilitación de caminos.
- Construcción de escuelas (jardín de niños y primarias).
- Rehabilitación de escuelas y bibliotecas.
- Construcción de dispensarios médicos.
- Construcción de espacios recreativos (parques infantiles y canchas deportivas).
- Rehabilitación de iglesias.
- Centros de capacitación para el trabajo
- Desarrollo e implantación del PERE
- Construcción del Centro de Superación (jardín de niños, escuela para niños con capacidades diferentes y aula de capacitación)
- Programa de apoyo a la salud

- Programa de fomento deportivo
- Programa de apoyo comunitario
- Programa de apoyo a la ecología
- Programa de capacitación para el trabajo
- Programa de educación para adultos

1.11.10.1.- ENCUESTAS LOCALES

La última encuesta realizada en las comunidades de los 16 kilómetros⁽⁵⁾ alrededor de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde en el año 2008, se realizó con el fin de evaluar el efecto comunitario de las acciones de desarrollo social y del centro de información de la Central y evaluar el impacto del Plan de Emergencia Radiológico Externo (PERE) que toda Central Nucleoeléctrica debe tener implantado. La encuesta fue realizada a una población de 1,195 personas, los cuales, de acuerdo con el diseño metodológico de la investigación, fueron divididos en 5 grupos por zona geográfica para su análisis:

GRUPO 1

- 1.- Mujeres (Zona Norte y Sur):
 - 92 Jóvenes (14 a 24 años)
 - 345 Adultos (25 a 59 años)
 - 80 Tercera Edad (60 o más años)
- 2.- Hombres (Zona Norte y Sur):
 - 63 Jóvenes (14 a 24 años)
 - 199 Adultos (25 a 59 años)
 - 77 Tercera Edad (60 o más años)
- 3.- Estudiantes niños (Zona Norte y Sur)
 - Femenino 48 (10 a 13 años)
 - Masculino 50
- 4.- Estudiantes adolescentes (Zona Norte y Sur)
 - Femenino 108 (14 a 24 años)
 - Masculino 111
- 5.- Profesores (Zona Norte y Sur)
 - Femenino 9
 - Masculino 13

En los siguientes gráficos, se representan algunos de los resultados obtenidos de los cuestionarios con relación al Plan de Emergencia Radiológico Externo (PERE).

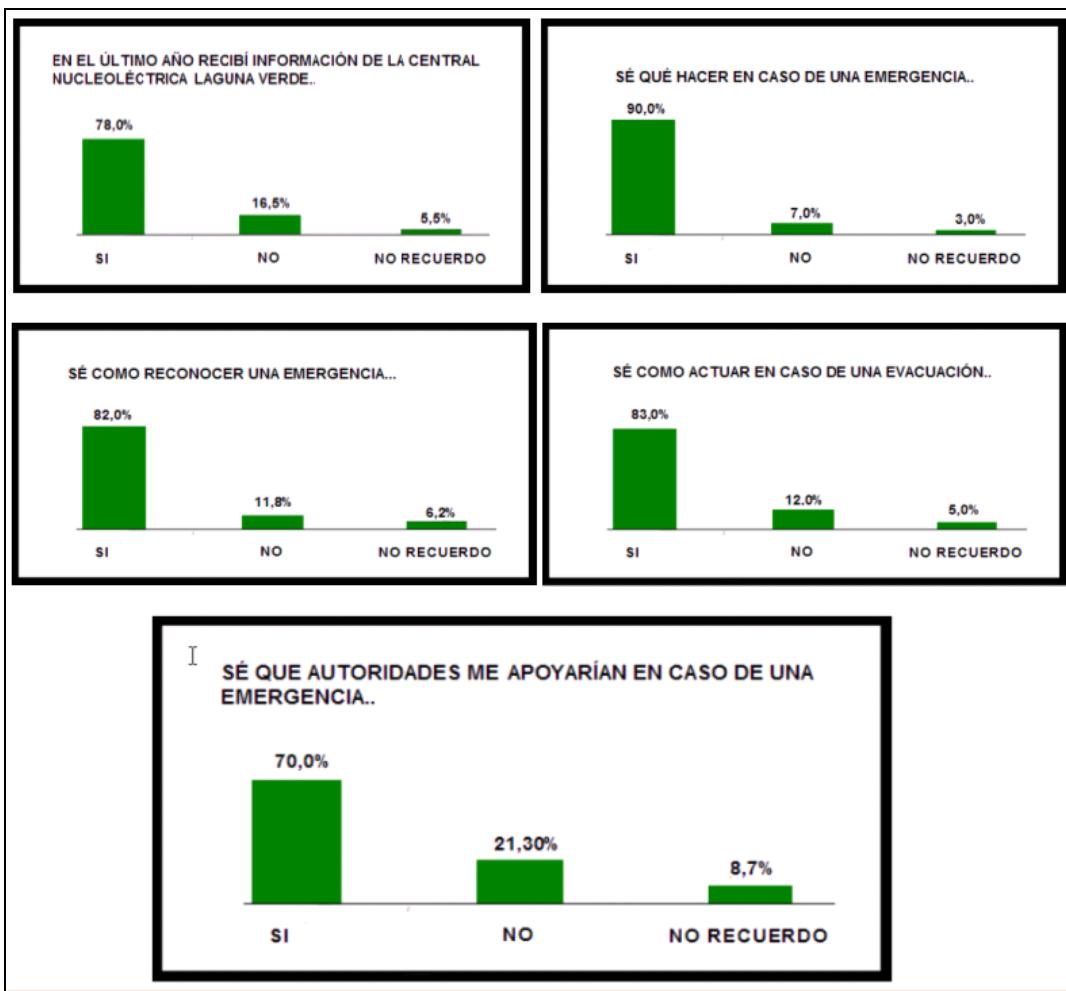


Figura 1.11.25 Resultados de la encuesta en relación al Plan de Emergencia Radiológico Externo (PERE).

Asimismo, mediante las siguientes gráficas, se muestran los resultados de la encuesta realizada dentro de los 16 km alrededor de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, referente a la aceptación de la central y al uso eficiente de energía;

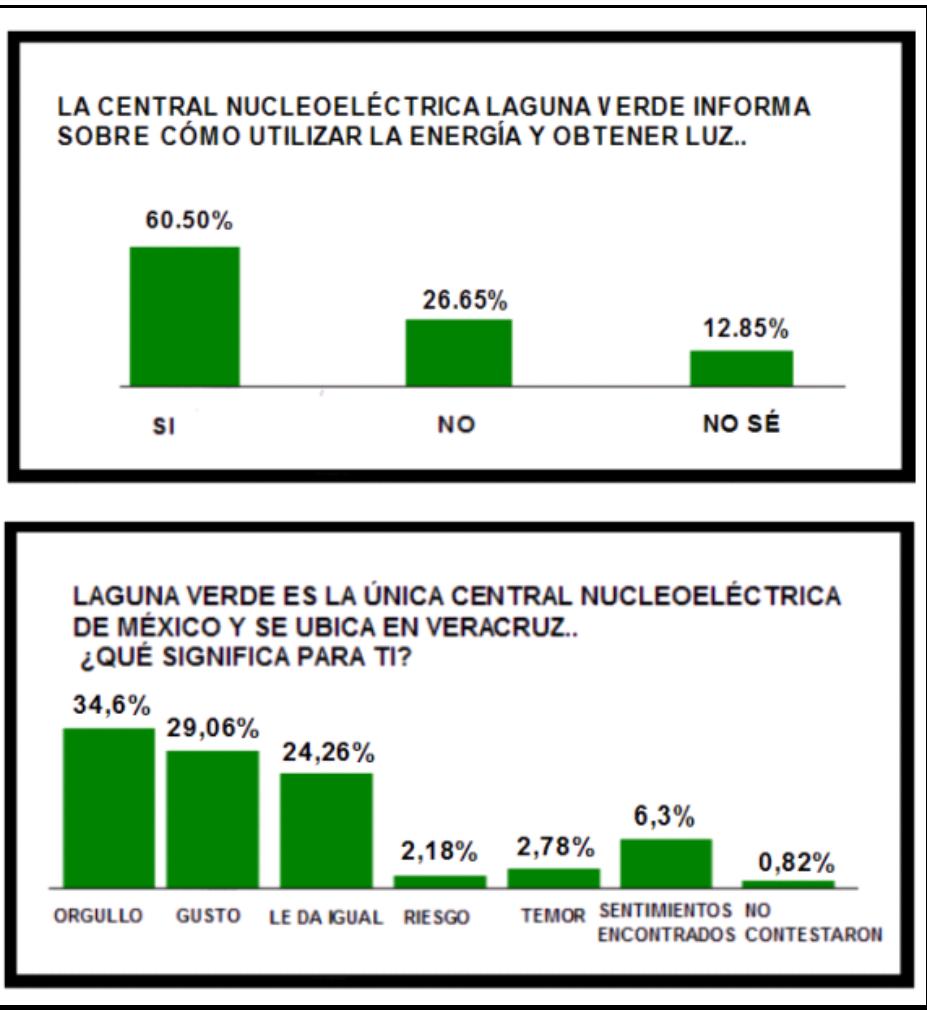


Figura 1.11.26 Resultados de la encuesta realizada dentro de los 16 km alrededor de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde

En las siguientes tablas, se muestran los resultados de la encuesta realizada dentro de los 16 km alrededor de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde:

Variable	Dimensiones	Indicadores	Resultados
IMPACTO DEL PERE Definición conceptual: Nivel de contribución, influencia y/o efecto* de la información proporcionada por el PERE en el comportamiento* de los habitantes de la Zona Vía Pluma. * Atributos del impacto con características propias y que guardan interconexión. ➤ Contribución: Entendido como un beneficio. ➤ Influencia: Entendida como la capacidad de persuadir. ➤ Efecto: Entendido como el resultado ó producto. *Comportamiento: Formas de conducta objetivas que caracterizan el proceder humano individual y/o grupal.	CONTRIBUCIÓN/ INFLUENCIA/ EFECTO EN EL COMPORTAMIENTO INDIVIDUAL Y COMUNITARIO	1. Conocimiento sobre las acciones de Seguridad	7.37 Alto

Figura 1.11.27 Resultados de la evaluación del impacto del PERE en una escala de 0 a 10 puntos.

Variable	Dimensiones	Indicadores	Resultados
IMPACTO PARA EL DESARROLLO SOCIAL Definición conceptual: Nivel de contribución, influencia y/o efecto* de las acciones de desarrollo social y del centro de información de la CNLV en las condiciones comunitarias* de la Zona Vía Pluma. * Atributos del impacto con características propias y que guardan interconexión. ➤ Contribución: Entendido como un beneficio. ➤ Influencia: Entendida como la capacidad de persuadir. ➤ Efecto: Entendido como el resultado ó producto. * Condiciones Comunitarias: Estado ó situación colectiva social manifiesta.	CONTRIBUCIÓN/ INFLUENCIA/ EFECTO EN LAS CONDICIONES COMUNITARIAS	De acuerdo con objetivos del milenio/SEDESOL: Erradicar la pobreza extrema y el hambre. Lograr la enseñanza primaria universal (Alfabetización/Educación/Educ. Adultos) Promover la equidad de género y autonomía de las mujeres. Reducir la mortalidad de niños (<5años). Mejorar la salud materna. (Salud física y mental) Combatir VIH-SIDA, Paludismo y otras enfermedades. Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente. (Protección del medio ambiente)	Se atendió: 8.1 Muy Bien Se logró: 2.5 Regular Se promovió: 1.9 Mal Se atendió: 1.9 Mal Se logró: 0.9 Mal Se atendió: 2.1 Mal Se logró: 3.7 Regular

Figura 1.11.28 Resultados de la evaluación del impacto para el Desarrollo Social en una escala de 0 a 10 puntos.

Como se pude observar, en las encuestas entre la población circunvecina se puede asegurar que no hay una oposición real a la existencia de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, sólo a veces existe alguna inquietud por las noticias que difunden grupos antinucleares. Sin embargo, generalmente dura poco

tiempo está inquietud aunque, en ocasiones, esta inquietud es aprovechada por los funcionarios de los municipios vecinos para requerir algunas obras a la central. La Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, por otro lado, ha mantenido una coordinación constante con el gobierno del estado, lo que le ha permitido que algunas de estas obras se realicen, si bien con algún apoyo de la central, pero no bajo la responsabilidad y recursos de ésta.

Se puede concluir que, actualmente, la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde no constituye ningún motivo real de preocupación en su entorno y, si bien en ocasiones se le presiona para que continúe realizando obras, esto no constituye un problema serio para su operación y, se tiene un programa continuo de soporte a las poblaciones circunvecinas que funciona exitosamente.

REFERENCIAS

- [1] Bisconti Research, Inc., & Nuclear Energy Institute; “Perspective Public Opinion”, November 2008.
- [2] Comisión Europea; Attitudes towards radioactive waste”; Eurobarometer, June 2008.
- [3] Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ); “Percepción de la Energía Nuclear en México”, Simposio LAS/ANS 2007/ XVIII Congreso Anual de I SNM/XXV Reunión Anual de la SMSR/ Copatrocinado por la AMEE; Julio 1-5, 2007, 2008.
- [4] Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ); “Percepción de la Energía Nuclear en México”, Actualización 2008.
- [5] Comisión Federal de Electricidad (CFE) CN Laguna Verde; “Estudio Evaluativo: Acciones y Actividades del PERE, Desarrollo social y Centro de Información –Reporte Técnico-”; Agosto, 2008.
- [6] www.world-nuclear.org
- [7] www.nei.org

2.- LA EXPERIENCIA DE LAGUNA VERDE

2.1.- LAGUNA VERDE 1 vs LAGUNA VERDE 2.

Como sucede en la construcción de dos o más unidades nucleoeléctricas en un mismo sitio, en Laguna Verde, la experiencia de la primera unidad fue capitalizada por la Unidad 2. A continuación se citan las áreas donde la experiencia de la Unidad 1 generó un beneficio importante en la Unidad 2.

Administración del Proyecto.

Fue hasta principios de 1980 cuando CFE tomó el control de la Administración del Proyecto. Para esa fecha CFE ya contaba con personal capacitado en todas las áreas del Proyecto. Esto permitió formar la Oficina de Ingeniería con capacidad multidisciplinaria y tomar paulatinamente la responsabilidad del Diseño de la Planta. Se formaron grupos de especialistas en actividades específicas de diseño que permitieron realizar trabajos de alta especialidad técnica como lo son los Análisis de Esfuerzos para tuberías clase 1 o análisis dinámicos de estructuras.

Las áreas de Garantía de Calidad y Control de Calidad contaban con el personal e inspectores calificados para todas las actividades de Ingeniería y Construcción, incluyendo trabajos en los sistemas de NSSS.

Ingeniería de Diseño.

La experiencia ganada por el personal de CFE en actividades de diseño de la Unidad 1 y con la formación de la Oficina de Ingeniería permitió a CFE tomar la responsabilidad el diseño y modificar documentos bases de diseño para mejorar el proceso de construcción de la Unidad 2. Uno de los casos fue el permitir el uso de soportes multifuncionales en la Unidad 2 cuando esto no fue permitido en la Unidad 1. Este cambio se reflejó en una reducción importante del número de estructuras de soportes en la Unidad 2.

Construcción.

Una fuente de grandes retrasos en la construcción de la Unidad 1 lo fue el procedimiento para resolver problemas constructivos en campo debido a que, como la responsabilidad del Diseño lo tenía Ebasco, todo se debía resolver desde sus oficinas en Nueva York. Al tomar CFE la responsabilidad el Diseño, se apoyó a Construcción con un grupo de Ingeniería en sitio. Aunado a esto, la emisión de documentos para construcción ya no se hizo componente por componente sino mediante “paquetes constructivos” (unidad de construcción que puede ser montada de manera independiente, semejante al alcance de un módulo pero en pequeño). Además, estos “paquetes constructivos” salían acompañados con todo el material requerido para su montaje, ya que los almacenes se manejaban por Ingeniería de manera técnica además de cumplir con toda la normatividad administrativa de su manejo.

Las actividades de pre-fabricación en sitio también fue un factor importante en el mayor rendimiento en la construcción de la Unidad 2. En este tema, lo más impactante fue el cambio en el proceso de fabricación y montaje de soportes de tuberías NF. En la Unidad 2 todos los soportes fueron fabricados y en su caso modificados en sitio, considerando además que procedía la fabricación una vez verificado el montaje en campo, lo que nuevamente agilizaba el montaje.

Momentos Trascendentales para la Central Laguna Verde.

Dentro del programa de construcción de una planta nucleoeléctrica, se identifican eventos que por su trascendencia reciben una atención especial. Para Laguna Verde, estos eventos se indican a continuación:

Fechas importantes de la Central Laguna Verde		
EVENTOS	UNIDAD 1	UNIDAD 2
Inicio de construcción	Octubre 1976	Junio 1977
Autorización de carga de Combustible	Octubre 1988	Junio 1994
Inicio de carga de combustible	Octubre 1988	Agosto 1994
Primera criticidad	Noviembre 1988	Septiembre 1994
Primera vez, presión y temperatura nominal	Marzo 1989	Octubre 1994
Primer rodado de turbina principal	Abril 1989	Noviembre 1994
Primera sincronización a la red	Abril 1989	Noviembre 1994
Inicio de operación comercial	Julio 1990	Abril 1995

Tabla 2.1.1 Fechas importantes de la Central Laguna Verde.

La Central Laguna Verde ha obtenido, en los últimos años las siguientes certificaciones y reconocimientos:

Estándares Nucleares Internacionales		1995
Acreditación del laboratorio de Ingeniería ambiental por la entidad Mexicana de Acreditación		1995
Certificación ISO-9001:1994	Septiembre	1997
Premio a la Calidad total de CFE	Octubre	1997
Medalla Estatal de Garantía de Calidad	Abril	1998
Certificación ISO-14001 (Norma de calidad en Protección ambiental)	Enero	1999
Certificación Sistema de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo NMX-SAST-001-2000	Noviembre	2002
Certificación ISO-9001:2000 (norma de calidad)	Diciembre	2003
Certificación de Industria Limpia	Octubre	2006
Acreditación del Laboratorio de Metrología Nivel 2 de WANO, siendo el Nivel 1 el máximo		2006
Reconocimiento de Excelencia ambiental	Noviembre	2007
Distintivo de Empresa Socialmente Responsable	Marzo	2008
Premio Nacional de Calidad 2007	Mayo	2008

2.2 INDICES DE WANO E INDICADORES DE COMPORTAMIENTO EN LA CLV.

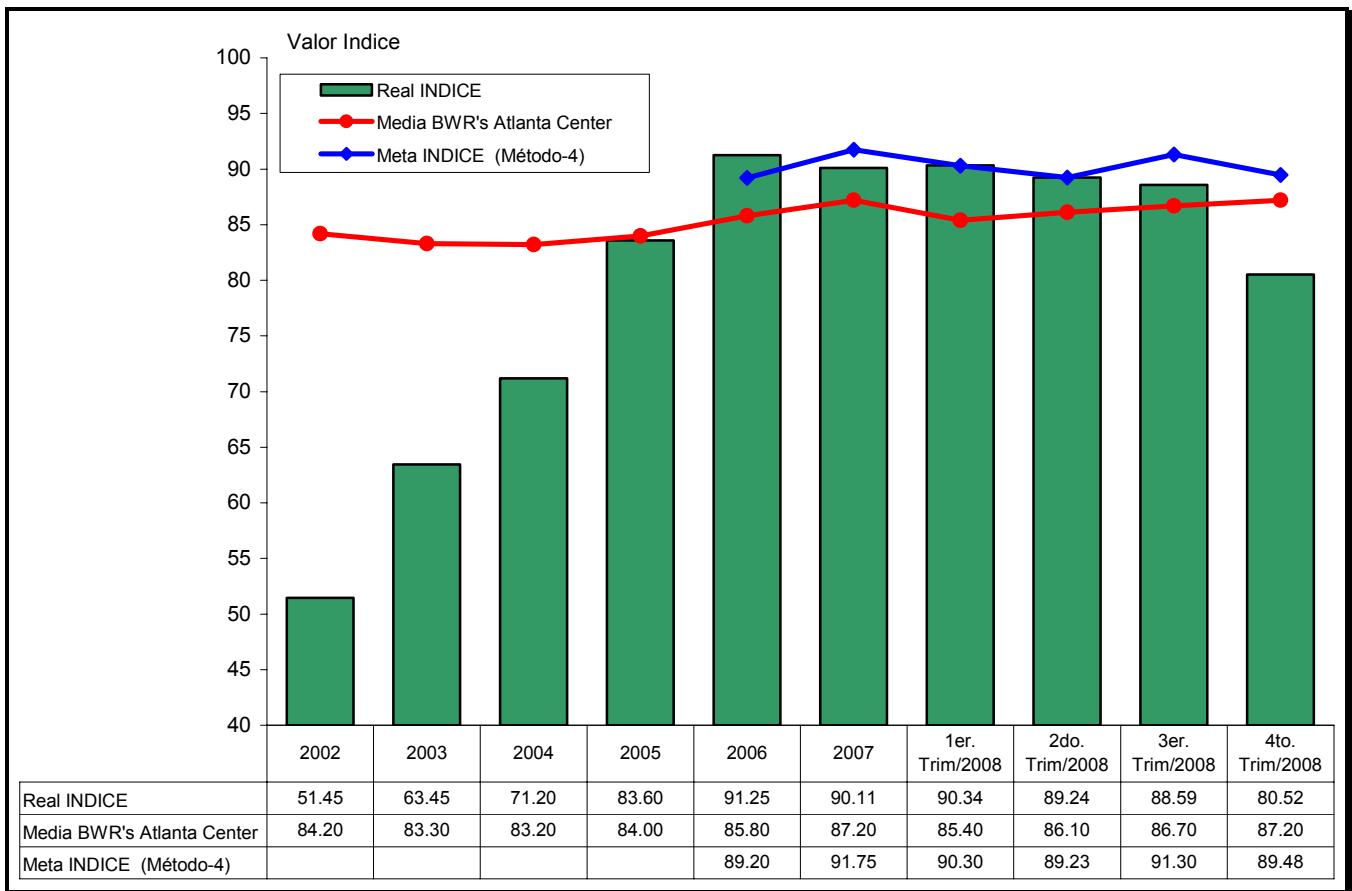
Con el propósito de asegurar que la operación de Laguna Verde sea sujeta de comparaciones referenciales con plantas de su tipo que operan en otros países, se decidió utilizar los Indicadores de Comportamiento establecidos por la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO). A continuación se presentan los resultados obtenidos en los Indicadores más relevantes, comparando en todos los casos con la meta comprometida, o bien con la media de WANO.

Como parte del sistema de mejora continua de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas (GCN) se utilizan indicadores con el objetivo de proporcionar, a los directivos y responsables de los procesos, elementos para identificar y atender áreas de mejora, los indicadores más importantes se clasifican en indicadores Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3.

Los indicadores estratégicos (Nivel 1) estructurados como, Excelencia Operacional, Competitividad y Excelencia Organizacional de la GCN, están enfocados a monitorear el cumplimiento de los Objetivos estratégicos, para comprobar si estos se están llevando a cabo con eficacia.

Los indicadores de Gestión (Nivel 2) son el medio para evaluar el cumplimiento del desempeño de los procesos de la GCN, al comparar cada indicador con el valor de referencia, es posible que indiquen una desviación del resultado esperado, evidenciando la necesidad de elaborar planes de acciones preventivas o correctivas aplicables para mantener, mejorar o lograr el rendimiento esperado.

Los indicadores Nivel 3, forman parte del monitoreo estratégico y son complemento de los niveles 1 y 2, incluyendo indicadores como producción de agua desmineralizada, consumo de agua crudo, porcentaje de reuso de agua, etc.



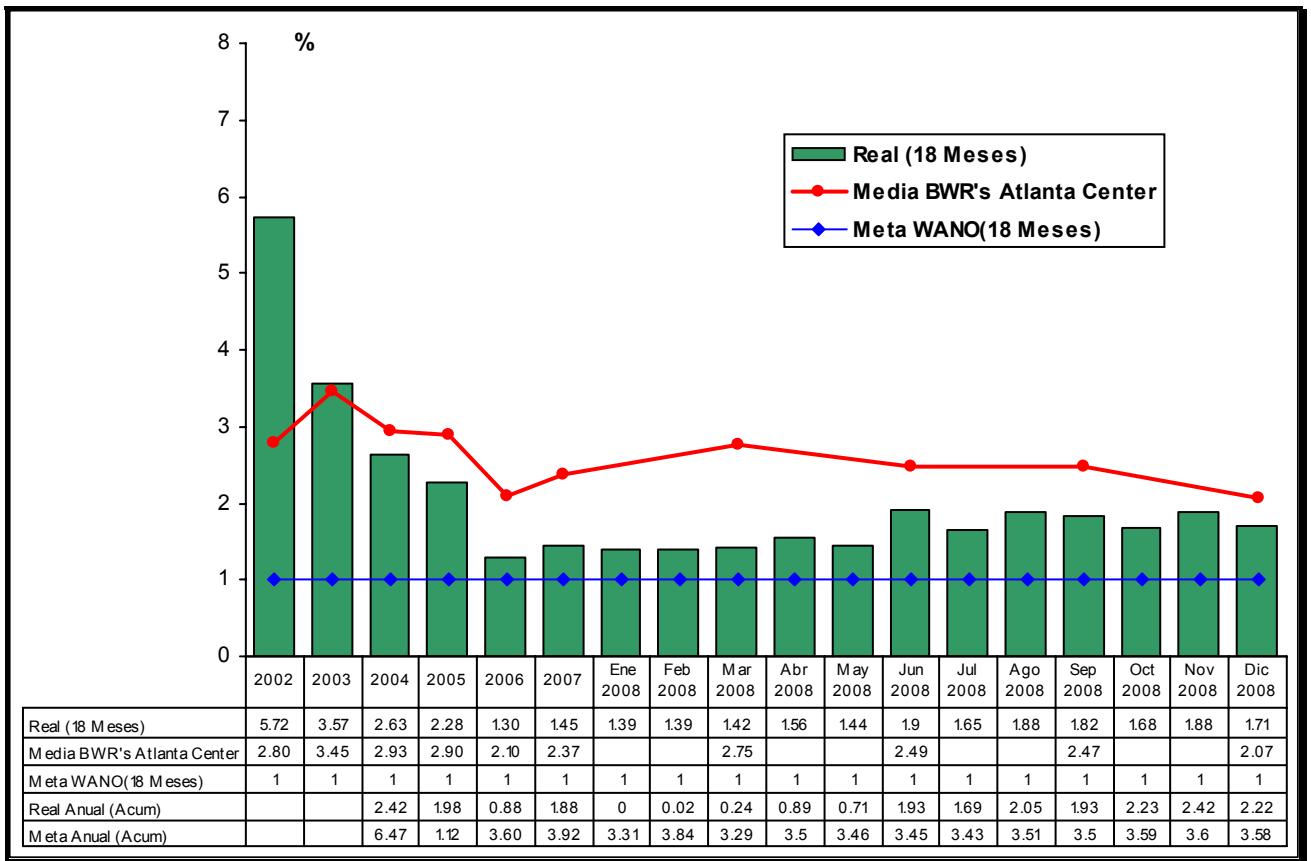
Descripción:

Indicador Estratégico N-1

El INDICE de WANO (Método 4), es el resultado de evaluar los siguientes Indicadores:

- Factor de Capacidad en un periodo de 18 meses.
- Pérdidas Forzadas de energía, en un periodo de 18 meses.
- Scrams Automáticos no planeados por 7,000 hrs de RX crítico, en un periodo de 24 meses.
- Índice Químico, en un periodo de 18 meses.
- Sistemas de Emergencia (HPCS/RCIC, RHR A/B, GDs), en un periodo de 36 meses.
- Dosis Colectiva de Exposición a la radiación, en un periodo de 18 meses anualizado.
- Confiabilidad del Combustible, Resultado del trimestre más reciente en los últimos 12 meses.
- Accidentes de Seguridad Industrial, evaluado en un periodo de 18 meses.

Figura 2.2.1 Índice de WANO (Método 4)



Indicador Estratégico N-1

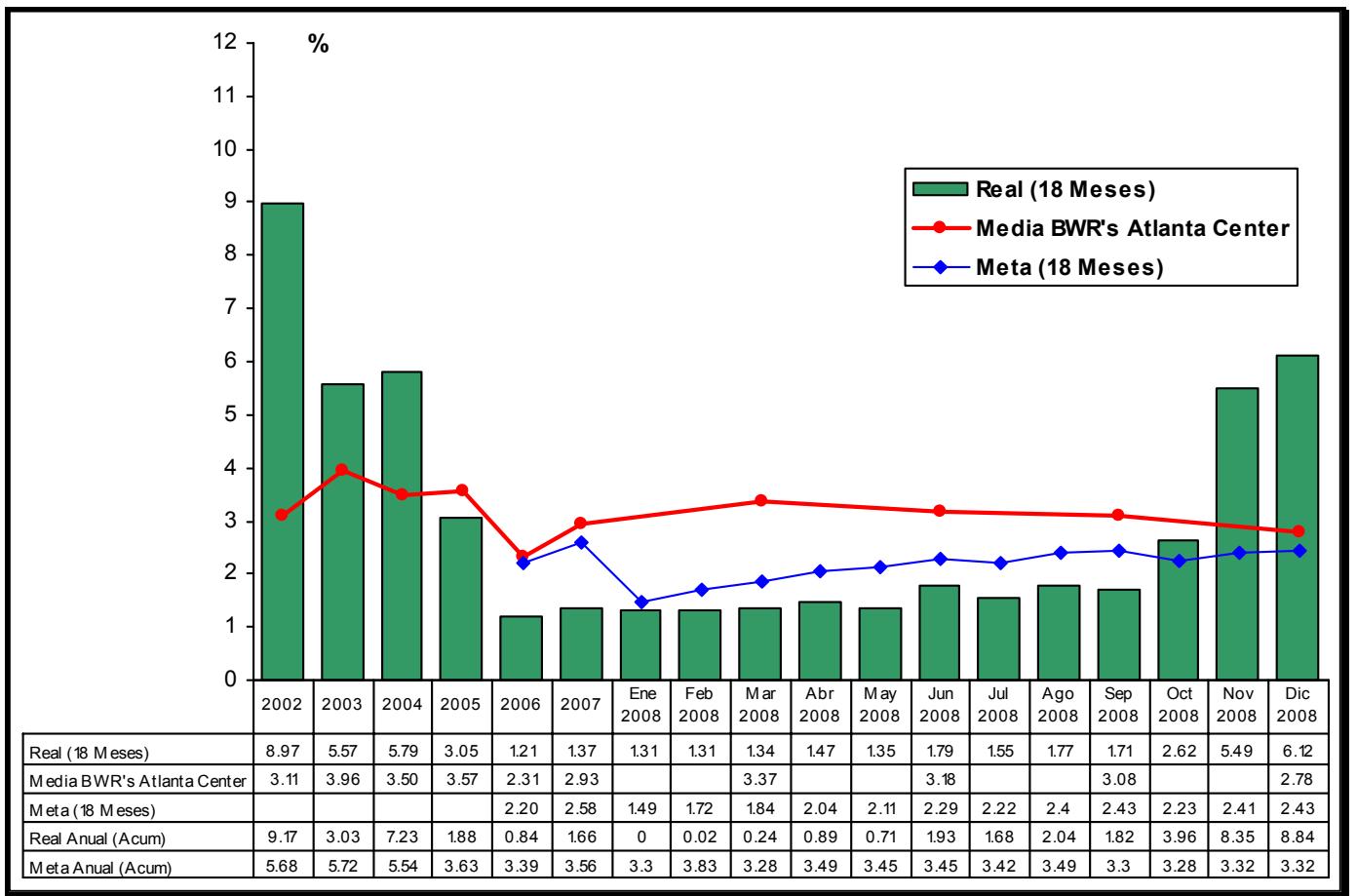
Descripción:

Es el porcentaje de la energía perdida por falla, con respecto a la energía teórica de referencia menos las pérdidas planeadas y de extensión de recarga.

Nota: Este Índice se calcula a partir del año 2000.

$$FLR = \frac{\text{Energía no generada por falla}}{[\text{Energía de Referencia} - (\text{Pérdidas planeadas} + \text{Pérdidas por ext. recarga})]}$$

Figura 2.2.2 Pérdida de capacidad forzada CLV.



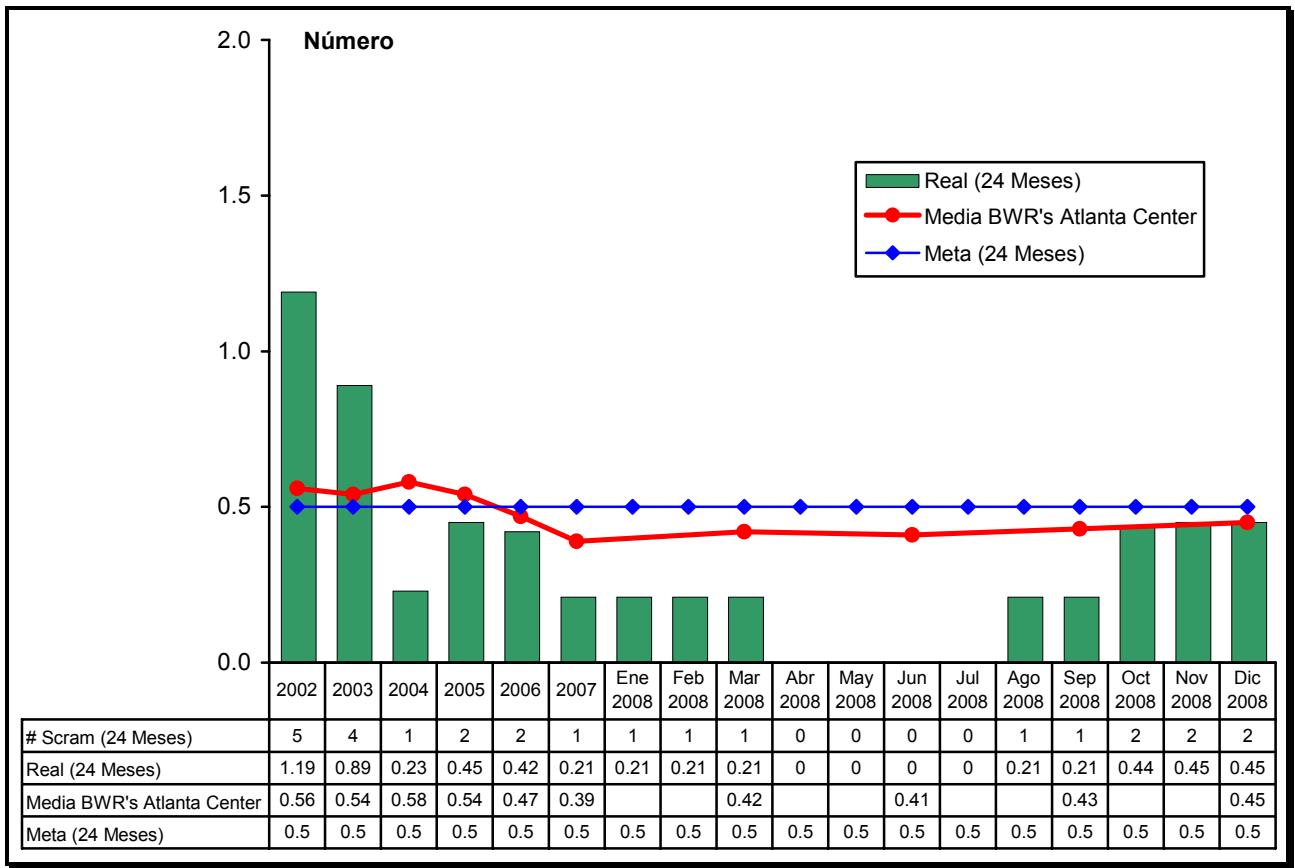
Indicador Estratégico N-1

Descripción:

Es el porcentaje de las perdidas de energía no planeadas con respecto a la energía teórica de referencia. (Paros o derrameos de unidad no planeados y extensiones de recarga).

$$PCNP = \frac{\text{Energía perdida no planeada}}{\text{Energía de Referencia}} \times 100$$

Figura 2.2.3 Pérdida de capacidad no planeada CLV.



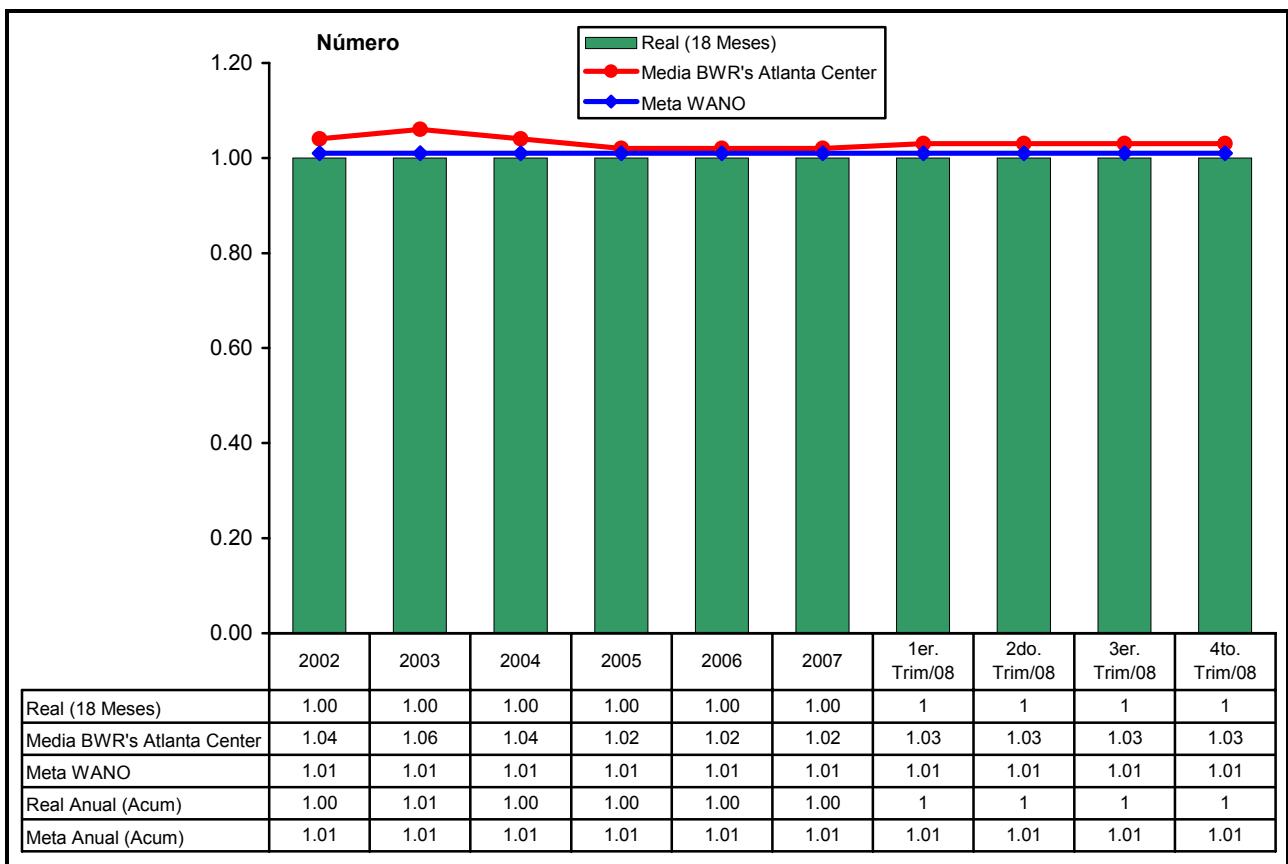
Indicador Estratégico N-1

Descripción:

Indica número de SCRAM's automáticos NO Planeados por 7000 horas críticas, de acuerdo al criterio de WANO se evalúan períodos de 24 meses.

$$\text{Indice} = \frac{\text{SCRAM's X 7000 Hrs}}{\text{Hrs. críticas (24 Meses)}}$$

Figura 2.2.4 SCRAM automáticos no planeados por 7,000 horas críticas.



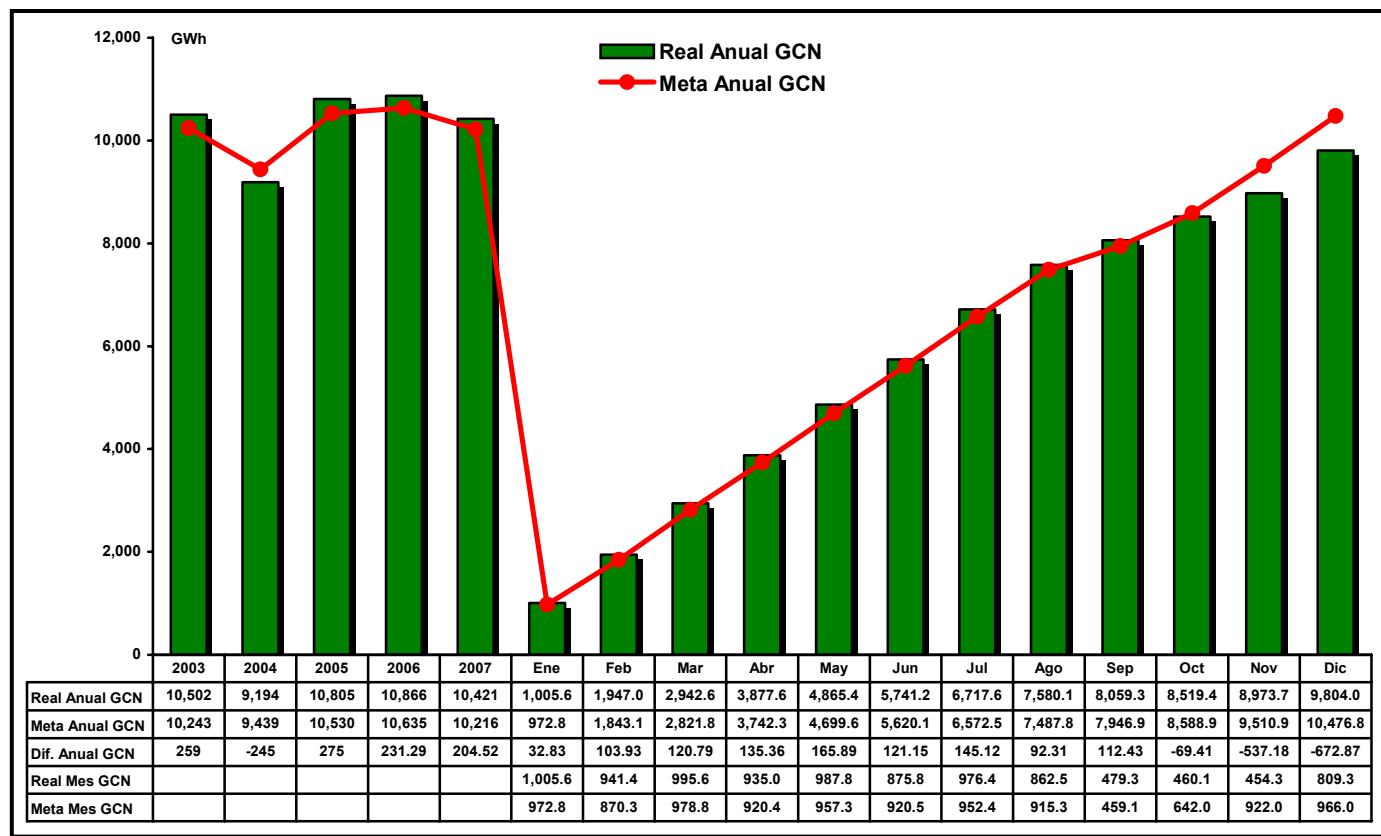
Indicador Estratégico N-1

Descripción:

El indicador mide la concentración de impurezas en el agua de la vasija del reactor. La fórmula considera la suma de cloruros, sulfatos y fierros en ppb. Los límites permitidos son:

LVxCL	1.00 ppb
LVxSO4	2.00 ppb
LVxFe	2.10 ppb

Figura 2.2.5 Índice químico Unidad 2.



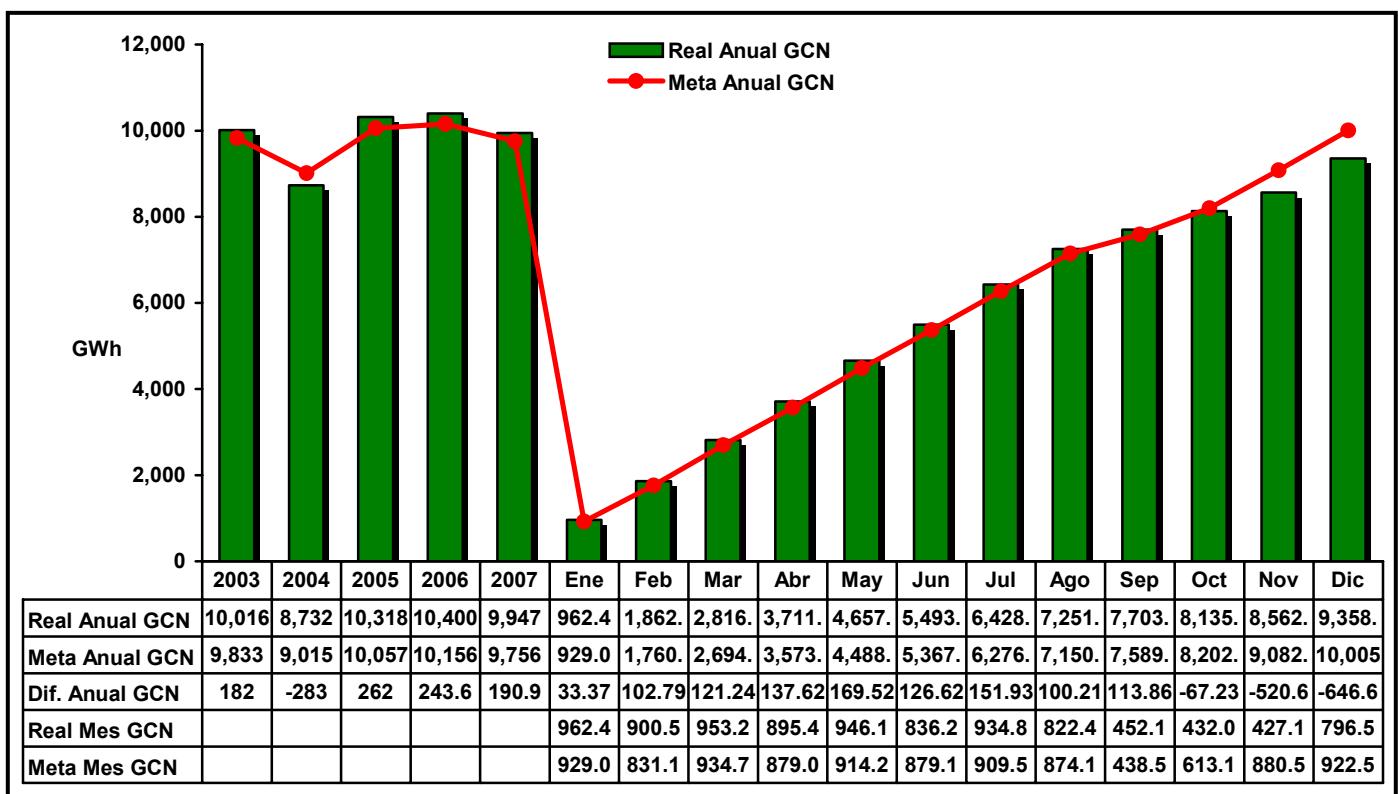
Indicador de Gestión N-2

Descripción

Este Indicador monitorea el volumen de Energía Eléctrica Bruta producida para dar cumplimiento a la Meta comprometida en el contrato cliente-proveedor con el CENACE, ésta energía eléctrica es medida en el integrador OPH oficial de la U-1.

OPH - Omnipotencihorímetro (Medidor digital de energía eléctrica)
CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Figura 2.2.6 Energía eléctrica bruta CLV.



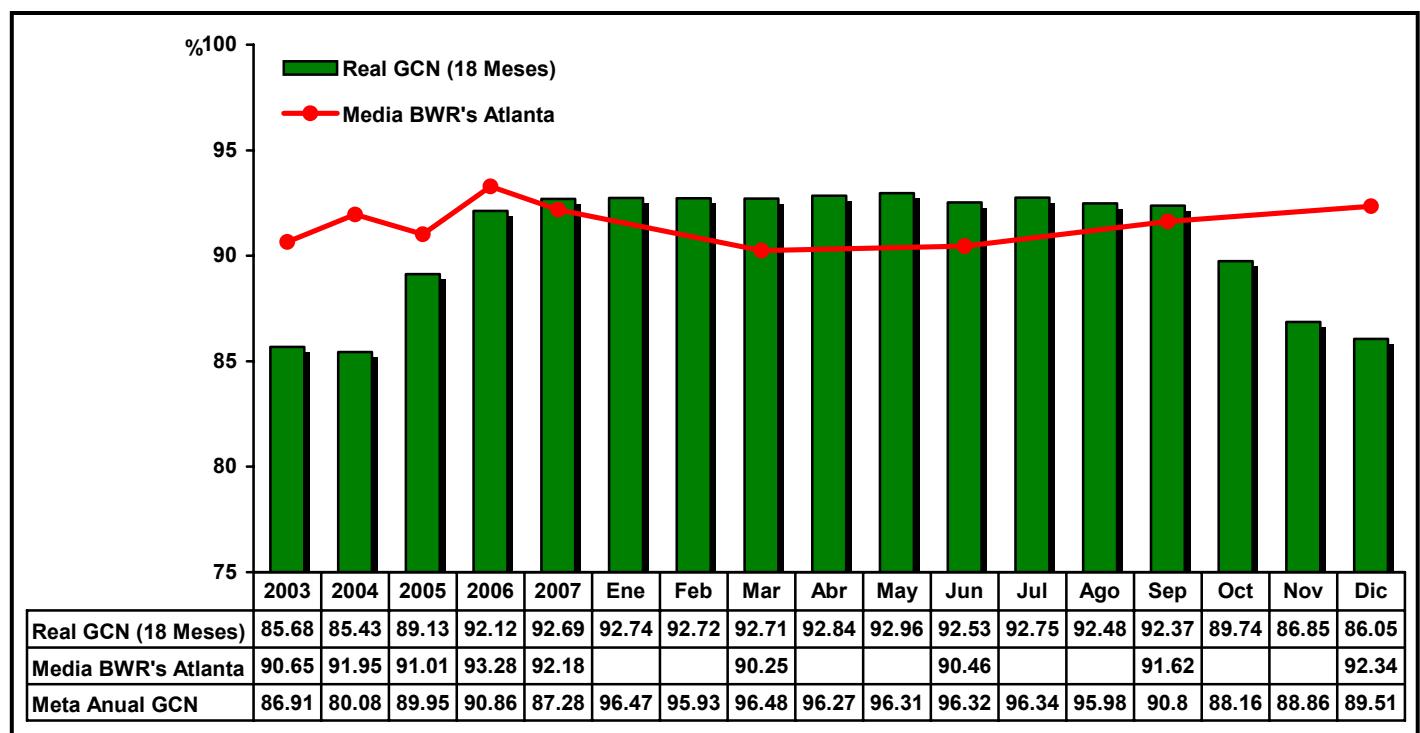
Indicador de Gestión N-2

Descripción

Este Indicador monitorea el volumen de Energía Eléctrica Neta producida para dar cumplimiento a la Meta comprometida en el contrato cliente-proveedor con el CENACE, ésta energía eléctrica es medida en el integrador OPH oficial de la U-1.

OPH - Omnipotencihorímetro (Medidor digital de energía eléctrica)
CENACE - Centro Nacional de Control de Energía.

Figura 2.2.7 Energía eléctrica neta CLV.



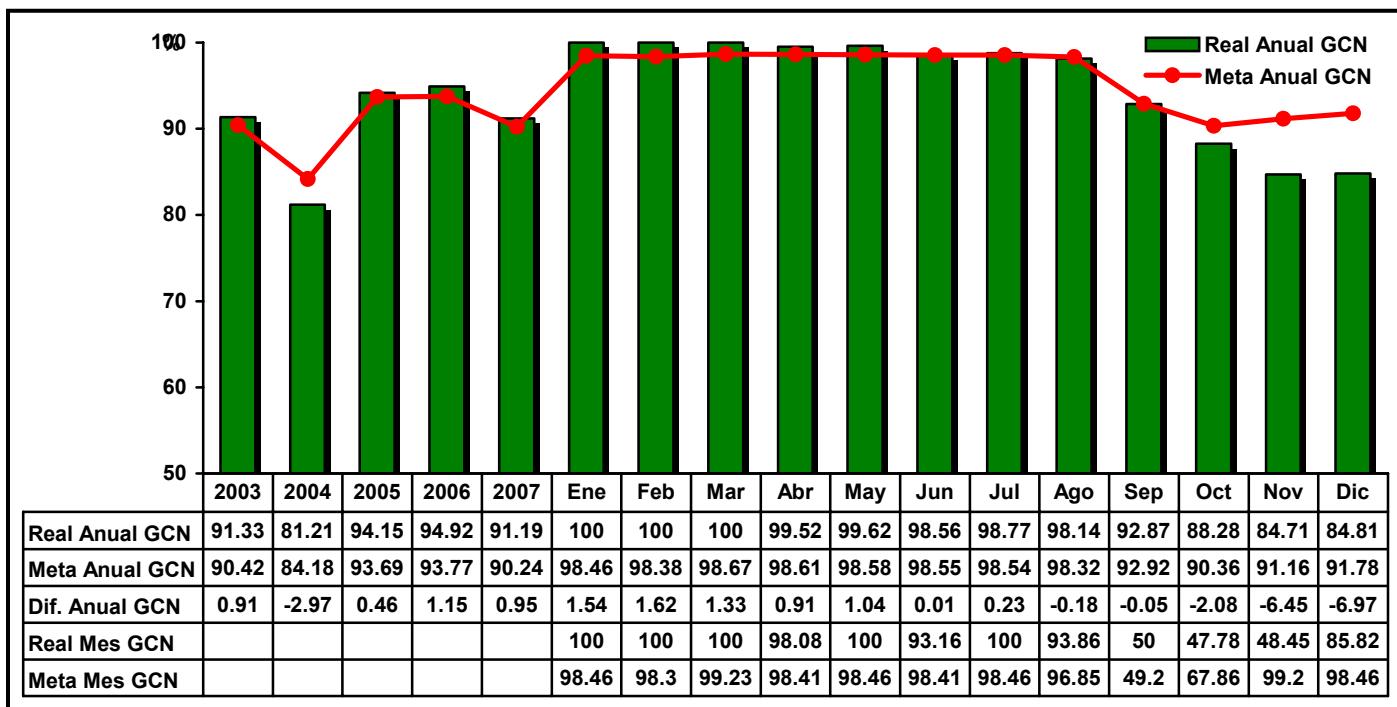
Indicador de Gestión N-2

Descripción:

Factor de Capacidad es la relación de la generación de energía disponible en un periodo, con respecto a la generación teórica de referencia. La energía de referencia es determinada por la capacidad efectiva de la unidad (682.44 MWe).

La disminución que se muestra entre Septiembre-Diciembre 2008 es debido al periodo de la 13 RU1, durante la cuál se presento falla de las bombas Jet y la 1ra etapa de implementación del proyecto de aumento de potencia de la unidad 1.

Figura 2.2.8 Factor de capacidad.



Indicador de Gestión N-2

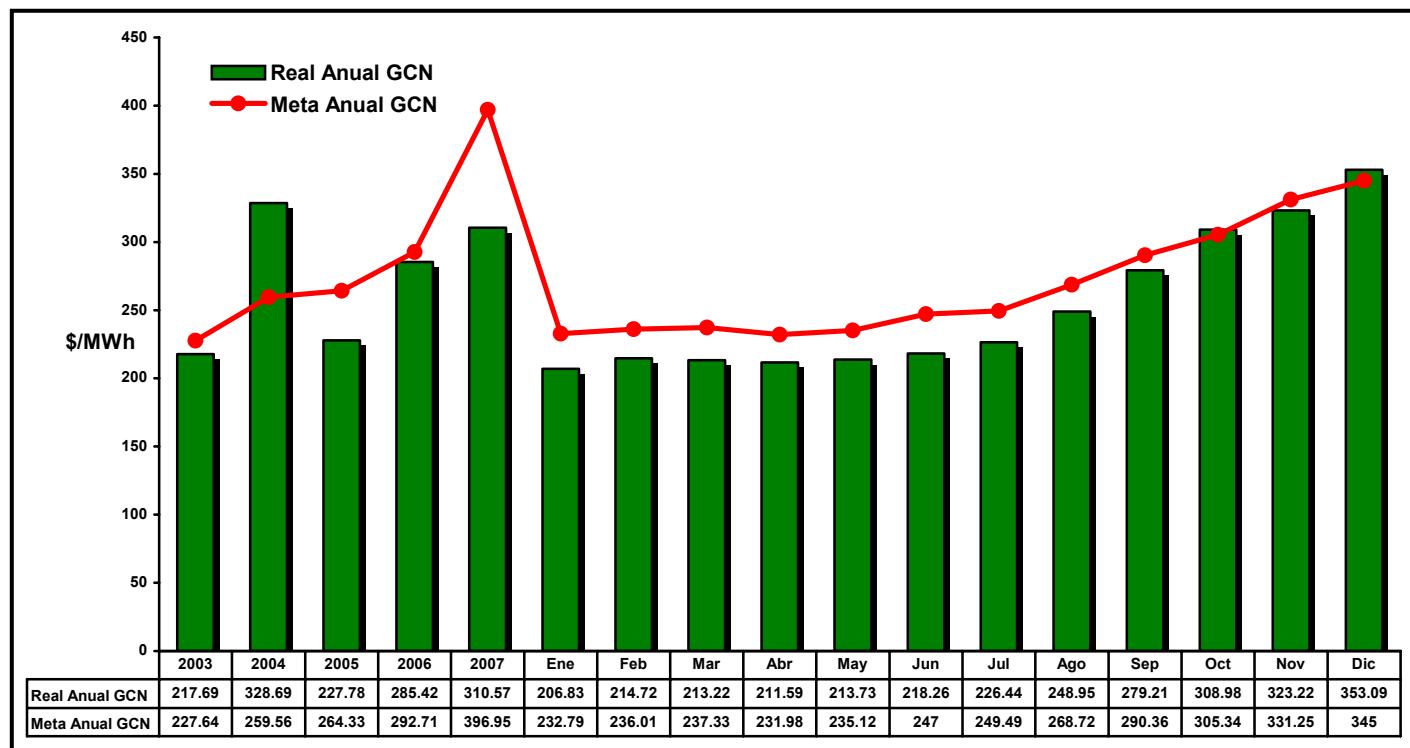
Descripción:

El Factor de Disponibilidad se obtiene de dividir las horas en línea del generador entre las horas del periodo, multiplicado por 100; su fórmula es:

UNIDAD 1: Horas Fuera de Línea por Paros: 194.55 (8.11 Días)
 Horas Fuera de Línea por Recarga: 1,200.00 (50.00 Días)
 Horas Fuera de Línea Ext. Recarga: 1,219.07 (50.79 Días)

UNIDAD 2: Horas Fuera de Línea por Paros: 55.52 (2.31 Días)

Figura 2.2.9 Factor de disponibilidad.



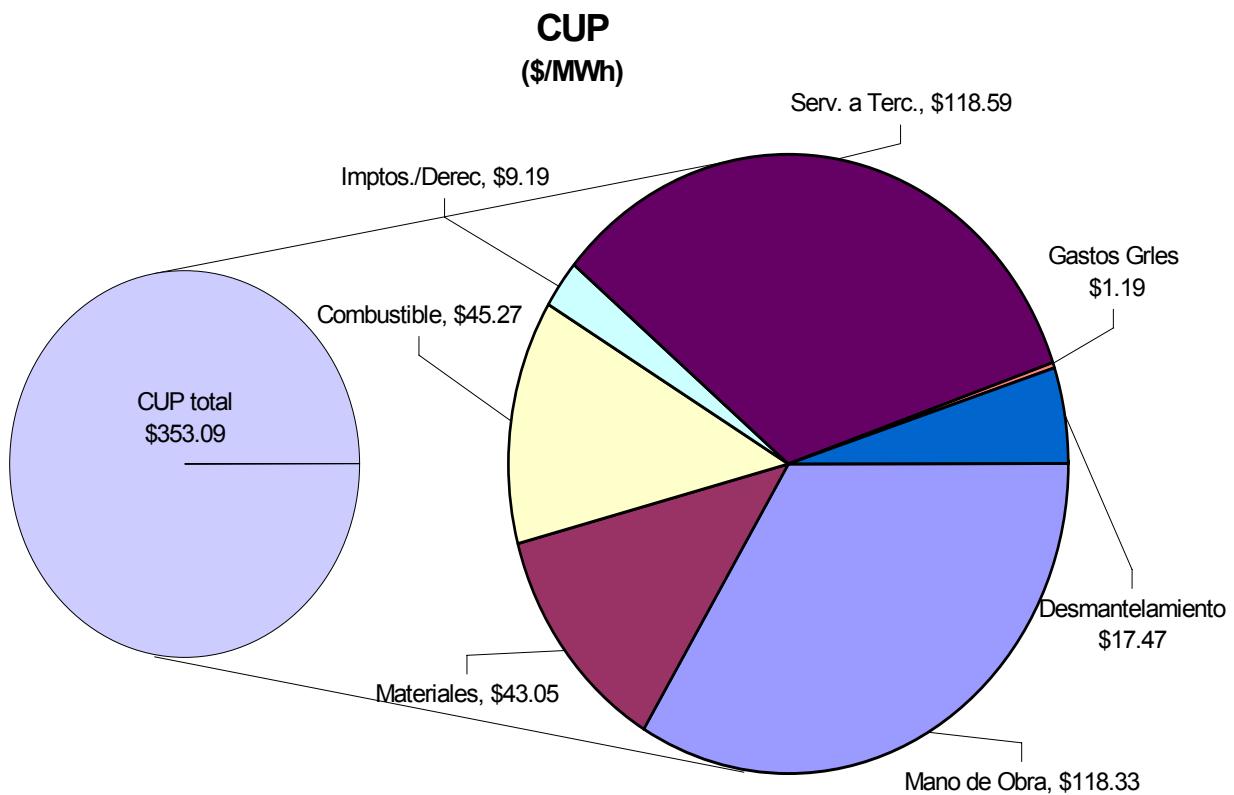
Indicador de Gestión N-2

Descripción:

El costo unitario es el costo de la mano de obra necesaria para generar una unidad de producto. Sus cuentas son: MANO DE OBRA (Prestaciones y Salarios), MATERIALES, COMBUSTIBLE, IMPUESTOS Y DERECHOS, SERVICIOS A TERCEROS, COSTOS GENERALES.

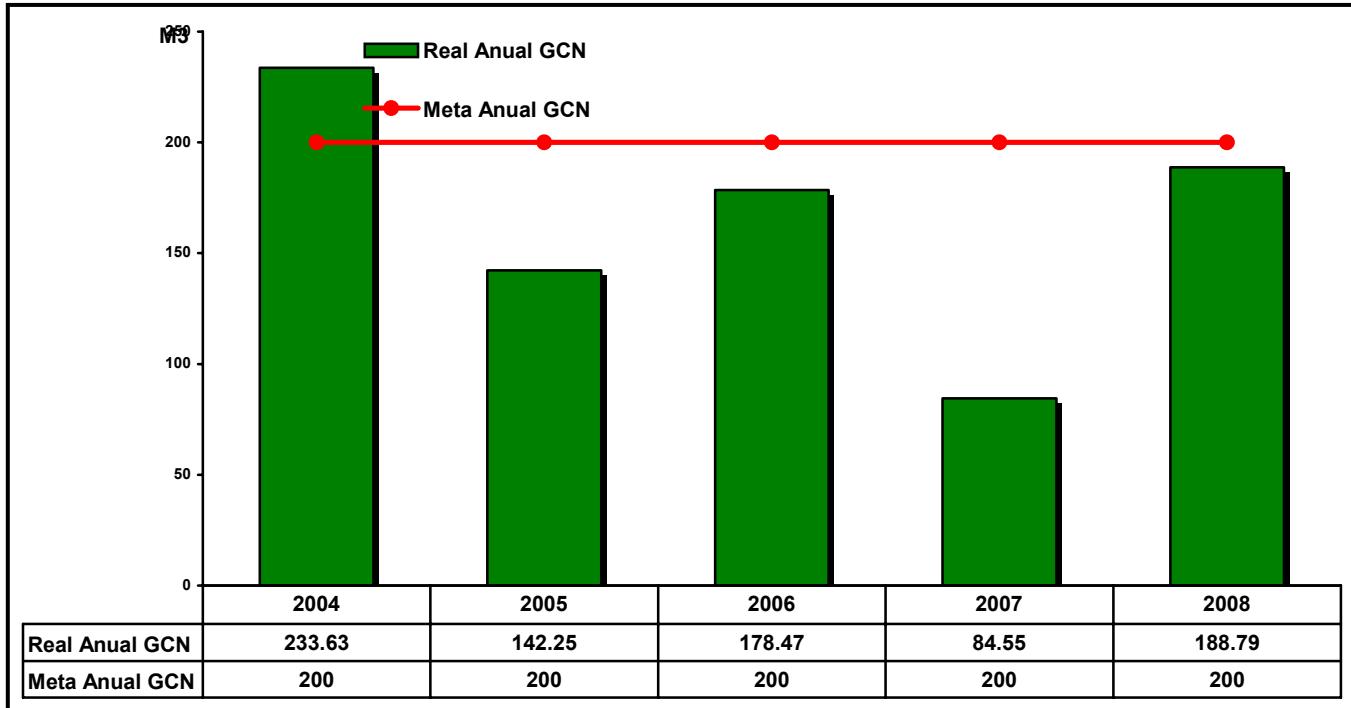
$$CUP = \frac{\text{Costo de Producción Acumulado}}{\text{Generación Neta Acumulada}}$$

Figura 2.2.10 Costo unitario de producción.



Indicador de Gestión N-2

**Figura 2.2.11 Costo unitario de producción por concepto.
Enero-Diciembre 2008**

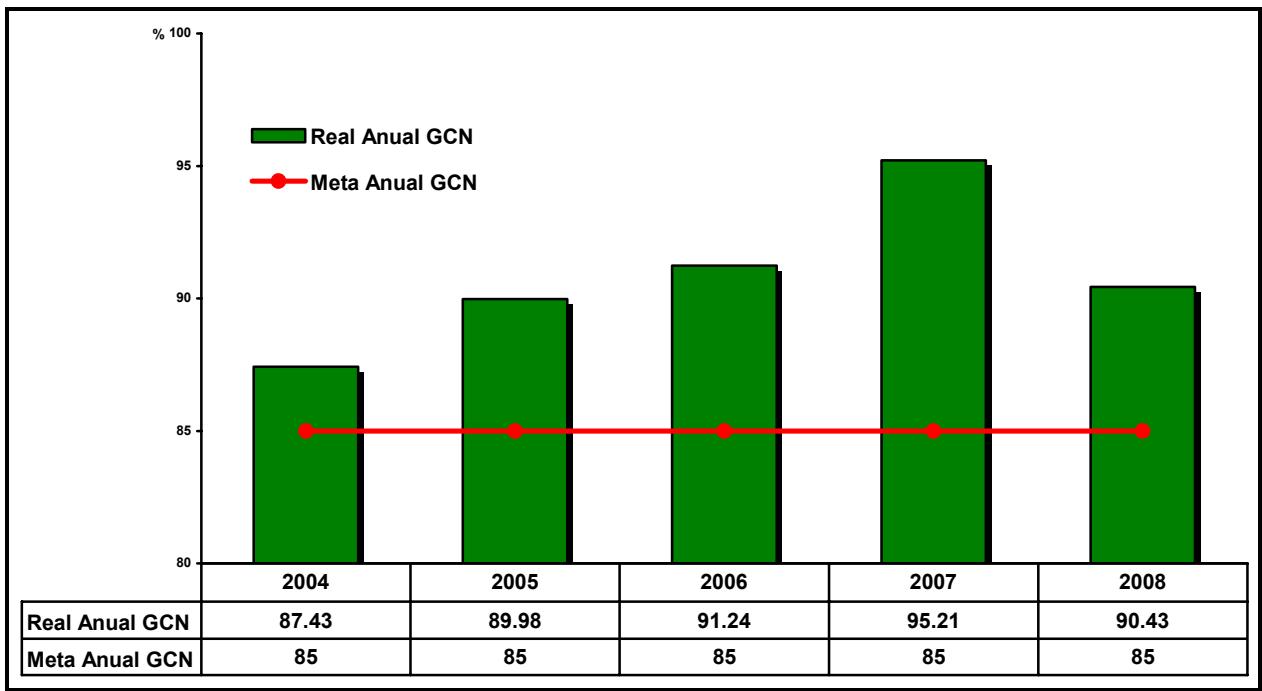


Indicador Nivel 3

Descripción:

Es la suma de los desechos procesados sólidos en bidones (Compactados, no compactados, cementos y asfaltos), y los desechos líquidos en HICs, contenedores de alta integridad que pueden ser (lodos o resinas).

Figura 2.2.12 Volumen de desechos radiactivos sólidos.



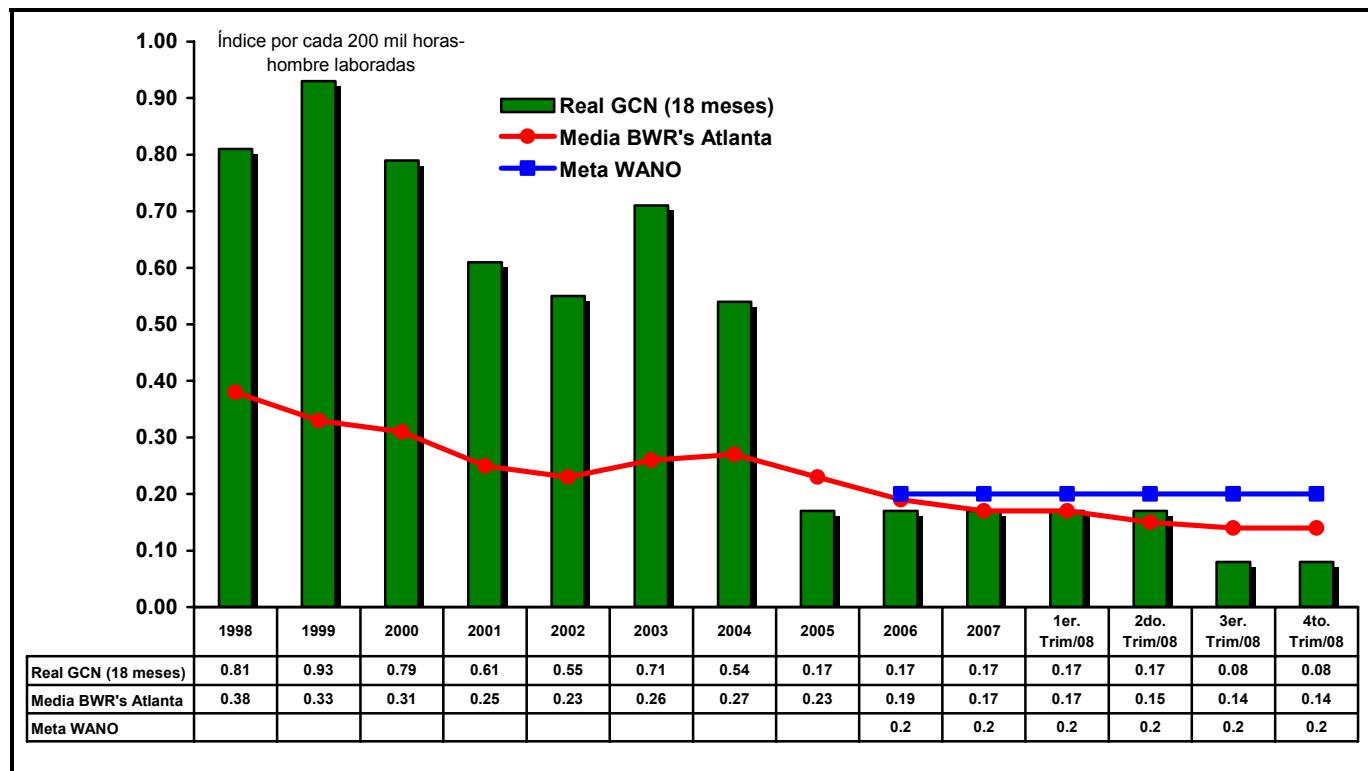
Indicador Nivel 3

Descripción:

% REUSO

Porcentaje de agua recuperada por el tratamiento de los desechos líquidos.

Figura 2.2.13 Porcentaje de reuso de agua.



Indicador Nivel 1

Descripción:

Relaciona el número de Accidentes por cada 200 mil horas-hombre laboradas, entre el promedio de las horas- hombre laboradas reales en el periodo de cálculo. (Incluye personal permanente y temporal).

ISA X 200,000

Periodo	Accidentes	H-H
2007Q2	0	786,732.00
2007Q3	0	793,645.20
2007Q4	0	924,614.24
2008Q1	1	800,185.80
2008Q2	0	792,453.00
2008Q3	1	825,542.96
2008Q4	0	825,542.96
Acum 2008Q4	2	4,961,984.16
Indice =		0.08

Figura 2.2.14 Índice de accidentes de seguridad industrial.

2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN EN LA CLV

En la tabla 2.3.1 se muestra un resumen de los costos reales de producción de la CLV reportados en el año 2008. Las medias del costo de producción de los años 2003 al 2007 también se incluyen en la tabla 2.3.1⁽¹⁾

Año	Costos de Producción (\$/MWh)
2003	217.69
2004	328.69
2005	227.78
2006	285.42
2007	310.57
2008	
Enero	206.83
Febrero	214.72
Marzo	213.22
Abril	211.59
Mayo	213.73
Junio	218.26
Julio	226.44
Agosto	248.95
Septiembre	279.21
Octubre	308.98
Noviembre	323.22
Diciembre	353.09

Tabla 2.3.1 Costos de Producción en la CLV

En el mes de septiembre del año 2008 se inicio el proyecto de Rehabilitación y Modernización para el Aumento de Potencia de la CLV, por lo que los costos de producción tuvieron una tendencia a la alta, a partir del este mes, como se puede verificar en la tabla 2.3.1

El desglose de los costos de producción del periodo Enero-Diciembre del año 2008, se presenta en la tabla 2.3.2.

ANÁLISIS			
Concepto	Gastos Totales (Millones de Pesos)	Pesos (\$/MWh)	Porcentaje (%)
Mano de Obra	1,107.44	118.33	33.51
Materiales	402.86	43.05	12.19
Combustible	423.67	45.27	12.82
Impos./Derec.	86.06	9.19	2.60
Servicios a terc.	1,109.82	118.59	33.59
Gastos Generales	11.13	1.19	0.34
Desmantelamiento	163.50	17.47	4.95
Totales	3,304.48	353.09	100 .00

Tabla 2.3.2 Importe del Costo de Producción en la CLV para el periodo Enero-Diciembre del año 2008

Es importante hacer notar que los costos de producción mostrados anteriormente, incluyen un porcentaje para cubrir las actividades de desmantelamiento de la CLV, una vez que se finique el periodo de operación comercial de ambas unidades. Actualmente el fondo para actividades desmantelamiento y liberación del sitio para uso público, asciende a **\$ 2,297 Millones de Pesos 2009**. Como referencia el costo internacional de desmantelamiento de una unidad nucleoeléctrica está entre 300 y 500 millones de dólares americanos.

Sería recomendable que se considere un concepto adicional como parte del costo de producción de una central nucleoeléctrica en México, el cual tendría como objetivo formar un fondo para la disposición de los Desechos Radiactivos de Nivel Alto, Medio y Bajo.

(1) Información proporcionada por la Subgerencia Administrativa de la CLV

2.4.- EL CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR EN LAGUNA VERDE 1 Y 2

Laguna Verde compra por separado el compuesto de hexafluoruro de uranio (UF_6) enriquecido en uranio-235; aunque también se ha adquirido sin enriquecimiento.

Se tiene un contrato vigente con la compañía GNF (Global Nuclear Fuel) para la fabricación de los ensambles de combustible, los cuales una vez fabricados se envían vía terrestre al sitio de Laguna Verde (un mes antes de cada recarga de combustible).

Actualmente el ciclo de combustible nuclear en Laguna Verde se encuentra en la fase de almacenamiento inicial. El combustible gastado está siendo almacenado en las respectivas albercas localizadas en el edificio del reactor de cada unidad (ver figura 2.4.1). En la alberca de la unidad 1 se encuentran 1,904 ensambles almacenados y en la alberca de la unidad 2 se almacenan 1,471 hasta el momento. Cada alberca tiene capacidad para almacenar 3177 ensambles, y en cada recarga de combustible se reemplaza la tercera parte del número total de ensambles contenidos en el núcleo del reactor. Se prevé que para principios del año 2020 la alberca de combustible gastado de la Unidad 1 alcance su capacidad de diseño.⁽⁴⁾

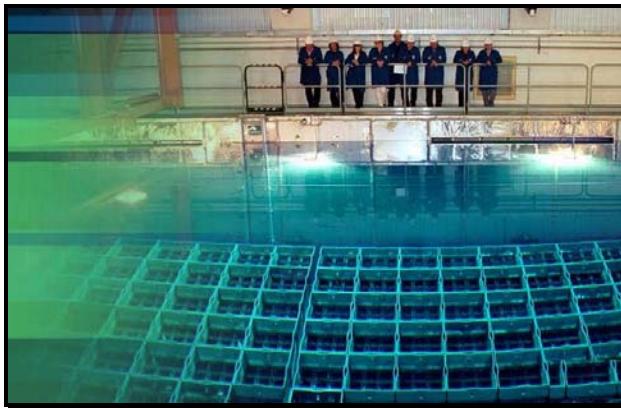


Figura 2.4.1 Almacenamiento de combustible gastado.

Un tiempo razonable antes de agotar la capacidad de las albercas de combustible gastado, la CLV negociará de las opciones descritas a continuación, la más conveniente desde el punto de vista radiológico y económico:

- a. Opción de Ciclo Abierto⁽³⁾. Todo el combustible gastado será depositado en un repositorio final, sin reducir su volumen, ni obtener parte de la energía remanente, todo el ensamble de combustible gastado es considerado desecho. El volumen final de desecho de alto nivel a confinar definitivamente sería de $6,300\text{m}^3$, después de 60 años de operación en ambas unidades. Esta opción de describe en la figura 2.4.2

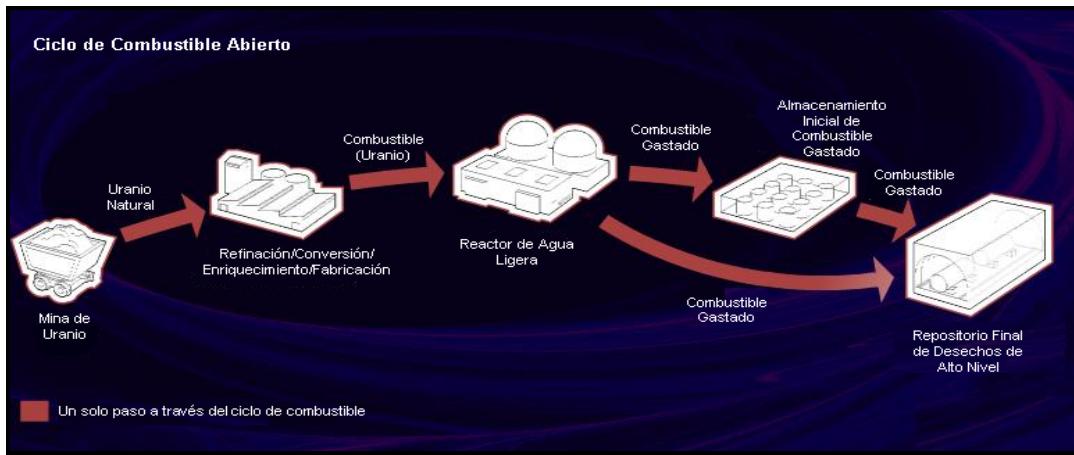


Figura 2.4.2 Ciclo de combustible abierto.

- b. Opción Generación de Desechos Mínima. Es atractiva porque el volumen de desechos radiactivos para disposición final se reduce en un 88%, al disponer únicamente productos de fisión. La figura 2.4.3⁽¹⁾ describe esta opción, suponiendo que la planta de reprocesamiento sólo retorna los productos de fisión vitrificados. El volumen final de desecho de alto nivel a confinar definitivamente sería de 784m³ después de 60 años de operación en ambas unidades.



Figura 2.4.3 Generación de desechos mínima

- c. Opción Mejor Aprovechamiento de Energía y Reducción de Desechos⁽³⁾. Esta es la opción más sofisticada técnicamente, ya que permite la reducción del volumen de desechos en un 74% y además el aprovechamiento de la energía remanente del combustible gastado, dando pie a la fabricación de combustible nuclear tipo MOX (como regla simple por cada 7 ensambles de combustible gastado original se produce un ensamble

de combustible MOX). Lo propuesto es esta opción requiere de un arduo proceso de análisis, negociaciones y licenciamiento para su implementación en Laguna Verde (ver figura 2.4.4). El volumen final de desecho de alto nivel a confinar definitivamente sería de 1,639m³ después de 60 años de operación en ambas unidades.

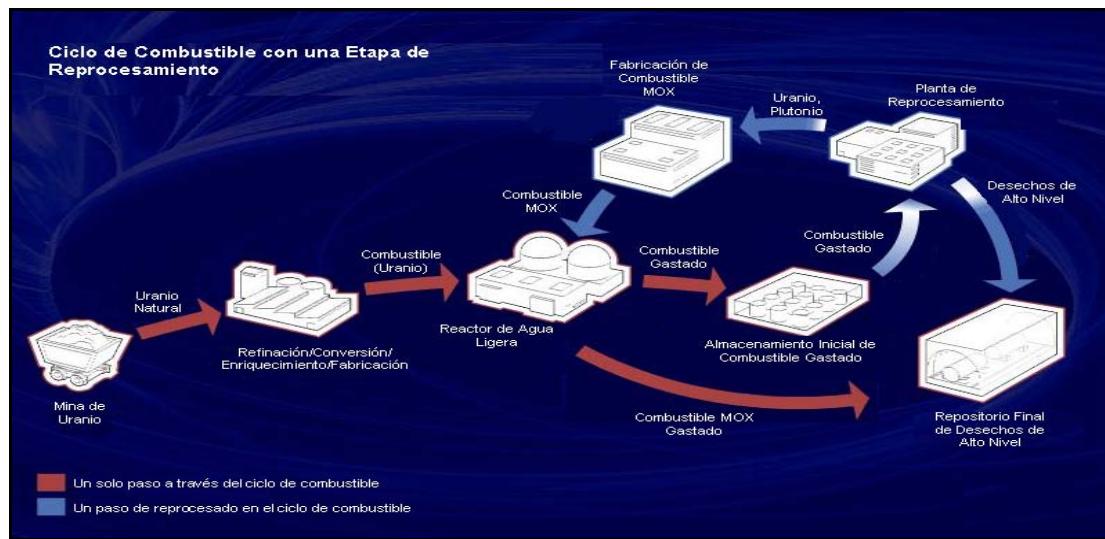


Figura 2.4.4 Mejor aprovechamiento de energía y reducción de desechos.

En cuanto a los requisitos para Repositorios Geológicos para Disposición Definitiva, el nivel radiactivo de los productos de fisión separados mediante el proceso de reprocessamiento de combustible gastado, es casi nulo después de un periodo de 600 años, como se muestra en la figura 2.4.5 ⁽²⁾; por lo que los requerimientos del repositorio geológico profundo no deberán ir más allá de este tiempo. Lo anterior, supone que el plutonio, uranio y actínidos menores son reutilizados en el ciclo de combustible (fabricación de combustible nuclear tipo MOX y fabricación de combustible para reactores rápidos).

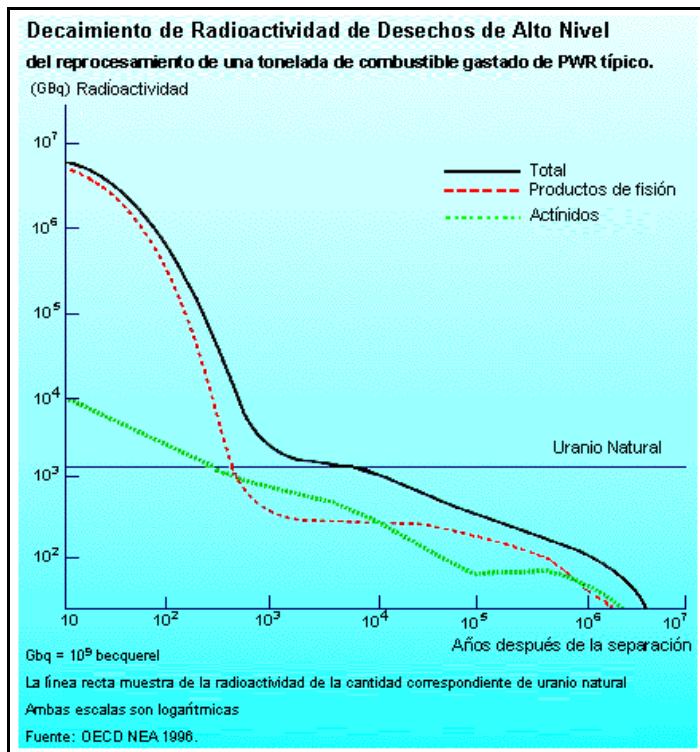


Figura 2.4.5 Decaimiento de Radiactividad de Desechos de Alto Nivel.

REFERENCIAS.

- [1] Sitio web de Areva <http://www.lahague.areva-nc.com/>
- [2] Sitio web del Word Nuclear Association <http://www.world-nuclear.org/info/inf60.html>
- [3] Sitio web EPRI
<http://my.epri.com/portal/server.pt?open=512&objID=319&PageID=0&cache=d=true&mode=2>
- [4] Información proporcionada por la Subgerencia de Ingeniería de la CFE
(Grupo de Análisis de Ingeniería)

2.5.- EXPERIENCIAS EN DESMANTELAMIENTO EN LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA LAGUNA VERDE.

La Central Laguna Verde, al igual que el resto de las Centrales Nucleares, al final de su vida útil tendrá que ser desmantelada siguiendo uno de los métodos de desmantelamiento que fueron brevemente descritos anteriormente en la Sección 1.4 de este Reporte.

Actualmente se está creando un fondo para desmantelamiento de las unidades 1 & 2 de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas. El importe a crear es de 250'000,000.00 USD por unidad, dando un total de 500'000,000.00 USD, de los

cuales al mes de febrero del año en curso se han aplicado 152'408,051.32 USD, lo cual equivale a \$2,296'758,851.78 utilizando el tipo de cambio de \$15.0698.

Recientemente la Central Laguna Verde, Unidades 1 y 2, inició la ejecución del proyecto de Rehabilitación y Modernización 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.

La remoción de estos equipos, así como los materiales contaminados radiológicamente y los residuos radiactivos que se generan durante la realización de las actividades de remoción pueden considerarse como un desmantelamiento a baja escala. Enseguida se da un breve bosquejo del alcance del proyecto mencionado desde el punto de vista de desmantelamiento.

Los grandes equipos y componentes que se reemplazan son los que se indican en la siguiente tabla, que muestra sus pesos y dimensiones. Los componentes menores y/o misceláneos se almacenan en contenedores metálicos especiales. En esta tabla se muestran únicamente equipos de la Unidad 1.

IDENTIFICACIÓN EQUIPO/COMPONENTE	DESCRIPCIÓN	Largo (Metros)	Ancho (Metros)	Altura (Metros)	Peso de Equipo vacío (Kilogramos)
1-OG-HX- 2A y 2B.	Condensador del OG.	5.89	0.97	1.59	4,717
1-COND-HX-006	Condensador de Vapor de Sellos	3.8	1.5	1.8	12,000
1-COND-HX - 7A y 7B	Condensador de eyectores	8.79	4.31	2.80	6,123
1-COND-P-3A y 3B	Bomba de drenes (sólo motor)	N/A	2.6 dia.	3.75	17,000
1-COND-HX - 8A / 8B	Condensador Principal (haz de tubos)	11.58	0.32 dia.	N/A	560,000 (40,784 tubos)
1-MS-EHV-7,8,& 9	Válvulas de By-pass / Cabezal	4.34	0.76dia.	3.86	2,850 Valv. 3,800 Cab.
1-RFW-HX-6 A / B	Calentadores de alta presión	12.9	1.84	2.86	45,359
1-COND-HX - 5A	Calentador de baja presión	12.65	2.24	2.96	37,195
1-COND-HX - 5B	Calentador de baja presión	12.73	2.24	2.96	37,195
1-MS-HX- 1A / 1B	Separadores de humedad y recalentadores.	17	4.48 dia.	5.75	147,500
	Tubería Cross-Under	144	1 dia.		
6-18"-COND(55)-3-R 6-18"-COND(56)-3-R 6-24"-COND(57)-3-R	Tubería salida Calentadores 1-COND-HX-5A y B.	38.9	0.46 dia.	N/A	
Turbina de HP (1)	Turbina alta presión				139,390
Turbinas de LP (LP1 Y	Turbina de baja presión				327,200

LP2)					
Contenedores B25& Contenedores ISO	Contenedores para almacenamiento de componentes y materiales contaminados	1.87/ 6.06	1.204/ 2.44	1.321/ 2.89	**
<p>** En la 13^aR-U1 se utilizaron 266⁽¹⁾ contenedores B25 (para almacenar material misceláneo, tuberías, soportes, aislamiento, etc) y 41⁽¹⁾ contenedores ISO (éstos últimos para almacenar tubos del condensador y aislamiento), se espera un volumen similar para la 10^aR-U2 con inicio el 5 de abril del 2009. Se considera un total de 1200 contenedores B25 utilizados para la gestión de todo tipo de desecho contaminado generado durante la ejecución del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la central.</p>					

Tabla 2.5.1 Equipos a reemplazar a consecuencia del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la Central Laguna Verde.

La siguiente tabla muestra las cantidades de tales equipos y materiales que se desmantelaron durante el primero de cuatro de los períodos de rehabilitación y modernización (Recargas) en los que se implementará físicamente el proyecto. De estos cuatro períodos, corresponden dos a cada una de las unidades de Laguna Verde. La Tabla muestra un resumen de los materiales y equipos que fueron removidos durante el primer periodo (13^a Recarga) de la Unidad 1.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Condición para almacenamiento
Equipo mayor	6	Descontaminado y pintado externamente.
Aislamiento	52	En Contenedores de 2.55 m ³
Concreto, escombros	16	En Contenedores de 2.55 m ³
Partes Metálicas	194	En Contenedores de 2.55 m ³
Cables	1	En Contenedores de 2.55 m ³
Paneles de haces tubulares	35	En Contenedores de 32.9 m ³
Aislamiento térmico	3	En Contenedores de 32.9 m ³
Partes metálicas	2	En Contenedores de 32.9 m ³

Tabla 2.5.2 Contenedores obtenidos durante el primer periodo del proyecto.

El peso total de los 6 equipos mayores es de 460,108 Kg⁽¹⁾, mientras que para el resto de los materiales el peso es de 1,302,191 Kg⁽¹⁾, haciendo un gran total de

1,762,299 Kg ⁽¹⁾. Para el caso de los materiales contaminados que se encuentran depositados en Contenedores de 2.55 m³ (B25) se muestran en la siguiente gráfica los porcentajes de cada uno de los tipos de materiales indicados arriba.

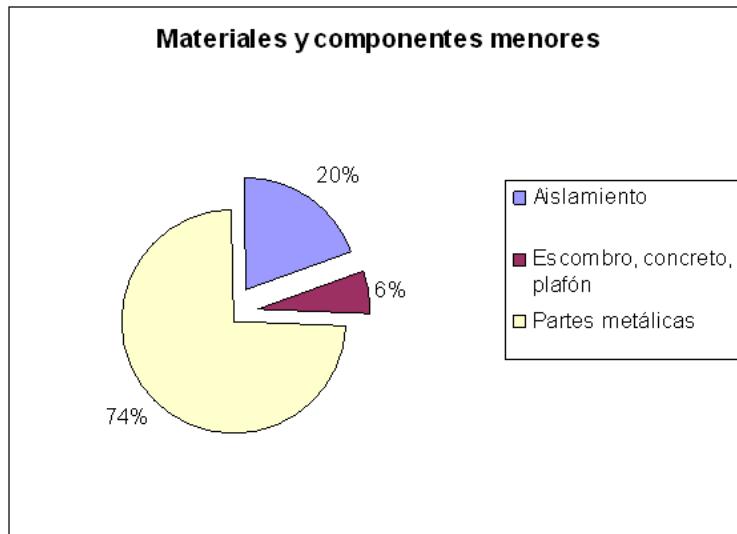


Figura 2.5.1 Porcentaje de materiales obtenidos durante el primer periodo del proyecto.

El rubro de Aislamiento está compuesto por materiales como fibra de vidrio, silicatos y colchonetas. En lo que corresponde a Partes Metálicas, lo conforman hierros, haces tubulares de intercambiadores de calor, láminas, tuberías, estructuras, soportes y varillas. Se tomaron mediciones de los valores máximos de exposición de radiación a contacto en el exterior de cada uno de los contenedores que albergan los materiales y componentes, los cuales se ha dividido en rangos y se incluyen en la siguiente tabla. Como puede observarse la mayoría de los contenedores presentan valores muy bajos de exposición.

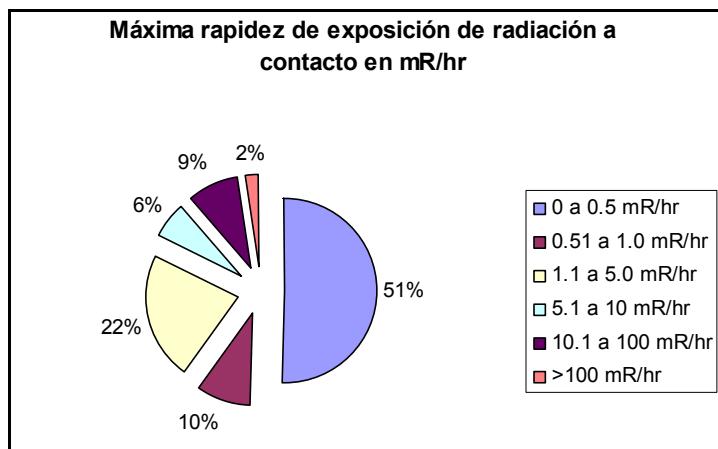


Figura 2.5.2 Rapidez de exposición de radiación para cada tipo de material obtenido.

Actualmente la Central Laguna Verde dentro y fuera del área restringida no cuenta con espacio disponible y estructuras especiales (área controlada, cimentación especial, muros de blindaje, sistema de ventilación , alarmas, pozo colector y rejillas para captación de líquidos, monitores de radiación) para el almacenamiento temporal de los materiales, equipos y componentes contaminados, a retirarse durante el proyecto de rehabilitación y modernización, el cual dio inicio en septiembre del 2008 y concluirá a finales del año 2010.

Por lo cual, se requiere espacio para su almacenamiento temporal. Este espacio ha sido provisto por una instalación, la cual cuenta con sistemas de seguridad física y controles adecuados, consistente en 2 módulos de almacenamiento de 20.60 metros de ancho por 60 metros de largo y 7.5 metros de altura libre, construidos a base de estructuras de concreto prefabricadas y con cubierta metálica. Estos módulos de almacenamiento se han ubicado fuera del área controlada.

En las siguientes fotos se muestran diversas operaciones de traslado de los equipos desde los edificios de la Unidad 1, hasta los módulos de almacenamiento temporal destinados para ello.



Figura 2.5.3 Salida de un intercambiador de calor de los edificios de proceso



Figura 2.5.4 Traslado del intercambiador



Figura 2.5.5 Intercambiador en tránsito saliendo de la doble cerca.



Figura 2.5.6 Intercambiador iniciando su entrada a la instalación de almacenamiento

2.5.1 ANÁLISIS DE DOSIS DERIVADO DEL LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LA U1

2.5.1.1 CONDENSADOR

Los trabajos relacionados con el desmantelamiento en el condensador principal para cambio de haces de tubos en la elevación 1.90 del edificio del turbogenerador ⁽²⁾, fueron realizados con 175 174 horas-hombre ⁽²⁾, 69 572 ⁽²⁾ registros de acceso, una dosis colectiva de 172 rem-hombre ⁽²⁾ y una rapidez de dosis promedio se presentó en el rango de 1.7 a 8.8 mrem-hombre/hora-hombre⁽²⁾ en el periodo. Lo anterior se muestra en la siguiente tabla:



Figura 2.5.7 Trabajos en el Condensador

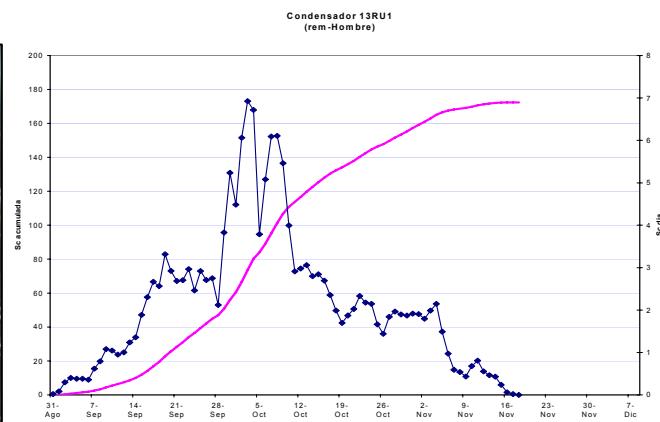


Figura 2.5.8 Curva de comportamiento rem-hombre durante los trabajos del Condensador.

2.5.1.2 CALENTADORES DE AGUA DE ALIMENTACIÓN Y TUBERÍAS DE ACERO

Análisis del comportamiento radiológico de los trabajos realizados en la sustitución de los calentadores 5&6 A/B de agua de alimentación del reactor.

Para la sustitución de los calentadores 5&6 A/B se demolió el muro ubicado en el nivel 10.15 del edificio de turbina zona este, además de instalarse plataformas reforzadas en el Hatch para la extracción de los calentadores desde su base de concreto. Se desmontaron de manera temporal interferencias asociadas para el cambio (soportes, tuberías, aislamiento, válvulas).

A estos calentadores se les retiró el aislamiento térmico tapando también las boquillas del mismo, con el fin de aplicarles limpieza y pintura para su traslado fuera de los edificios de proceso mediante el uso de equipo hidráulico, así como plataformas móviles para el desplazamiento hacia el Almacén de Materiales Contaminados Radiológicamente (AMAC). La actividad se realizó con 111,064 horas-hombre⁽²⁾, 48859 registros de acceso⁽²⁾ y una dosis colectiva de 99 rem-hombre⁽²⁾ en el periodo. Lo anterior se muestra en la siguiente tabla:



Figura 2.5.9 Extracción de un Calentador.

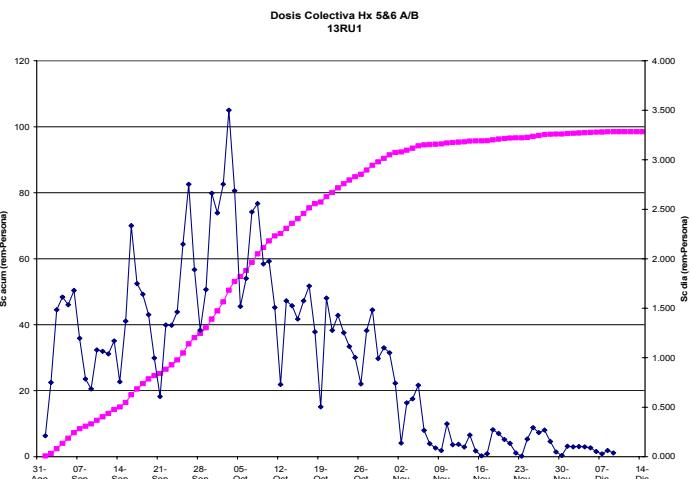


Figura 2.5.10 Curva de comportamiento rem-hombre durante los trabajos en los Calentadores.

2.5.1.3 RECALENTADORES Y SEPARADORES DE HUMEDAD

Para el desmantelamiento de los separadores de humedad y recalentadores (MSR's) de vapor se realizaron maniobras de desplazamiento con equipos hidráulicos para ser posicionados en los claros de maniobra de la grúa principal-lado este. Se removieron interferencias, se retiró aislamiento térmico, se taparon y soldaron todas las líneas del mismo, se descontaminaron y pintaron para ser retirados de la elevación 18.70 m del edificio del turbogenerador.

La actividad se realizó con 61,076 horas-hombre ⁽²⁾, 23,593 registros de acceso ⁽²⁾ y una dosis colectiva de 14.9 rem-hombre ⁽²⁾ en el periodo, lo anterior se muestra a continuación:



Figura 2.5.11 Traslado de un MSR.

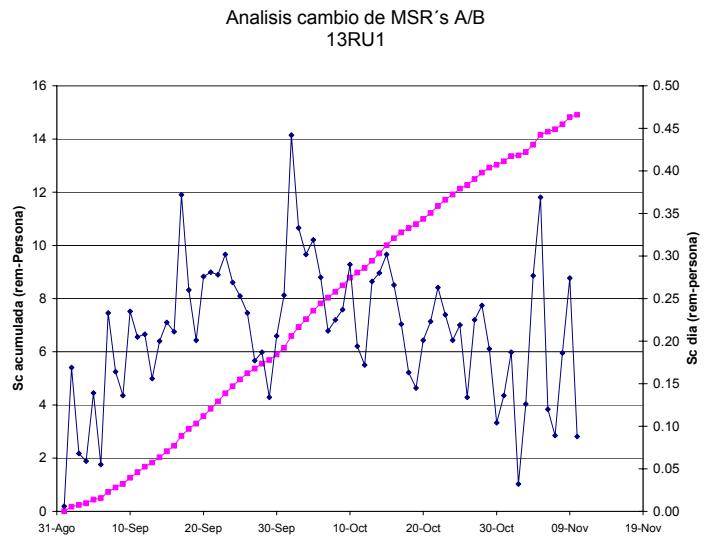


Figura 2.5.12 Curva de comportamiento rem-hombre durante los trabajos en los MSR's.

2.5.2 .-TRATAMIENTO DE RESIDUOS

2.5.2.1 .-TRATAMIENTO DE RESIDUOS DERIVADOS DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

Como resultado de la operación y mantenimiento de la Central Laguna Verde, se han desmantelado **700** ⁽³⁾ m³ de materiales metálicos, los cuales no están relacionados con el Proyecto de Rehabilitación y Modernización para Aumento de Potencia. **Del total de estos materiales, 350** ⁽³⁾ m³ han sido sometidos al proceso de descontaminación obteniendo un total de **333.95** ⁽³⁾ m³ de materiales limpios que cumplen con la norma para su liberación sin restricciones; lo anterior representa una eficiencia del 91%, quedando únicamente **16.05** ⁽³⁾ m³ como desecho remanente el cual será tratado para su disposición final. Lo anterior se puede apreciar en la siguiente gráfica:

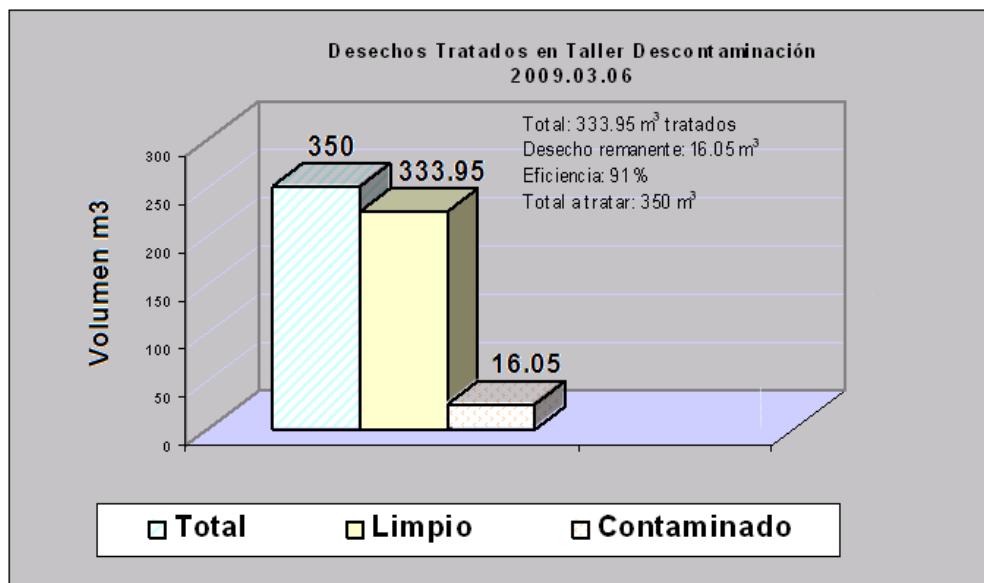


Figura 2.5.13 Volumen de residuos sometidos al proceso de descontaminación.

Dichos materiales se sometieron a un proceso de descontaminación, la eficiencia con la que se obtiene la limpieza de éstos depende de su procedencia dentro de los edificios de proceso así como del tipo de material. La dosis obtenida en la realización de los trabajos de descontaminación fue de 1.45 Rem-persona ⁽³⁾ empleando 245 días en jornadas de 12 horas. El Nivel de contaminación transferible es de 2 Mdpm/100 cm² ⁽³⁾ y la rapidez de exposición 100 mR/hr ⁽³⁾.

En la siguiente tabla se muestran el porcentaje de efectividad en la descontaminación en función del tipo de material;

MATERIAL	EFFECTIVIDAD %	RENDIMIENTO DIAS	VOLUMEN M ³ /DIA	% MATERIAL R.L.	M ³ R.L.
ALUMINIO	95	10	2.5		
ACERO AL CARBON	90	5	1		
ACERO INOXIDABLE	40	5	1		
COBRE	85	5	1		
GALVANIZADO	90	5	1		

Figura 2.5.14 Porcentaje de efectividad en la descontaminación de los diferentes materiales.

2.5.2.2.-TRATAMIENTO DE RESIDUOS DERIVADOS DEL PROYECTO DE REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN.

En total, se considera un desmantelamiento de equipos, componentes y materiales de aproximadamente 1,762 toneladas ⁽²⁾, además de un total de 350 tambores con desechos sólidos secos compactables, derivados de los trabajos en la Unidad 1 de la central Laguna Verde.

Del total anterior 1,302 toneladas ⁽²⁾ corresponden a material contaminado almacenado en contenedores ISO y B25 como resultado del proceso de desmantelamiento, donde el principal componente de este flujo son materiales en forma de metales (válvulas, tuberías, láminas, fierros, estructuras) y otros desechos de construcción y demolición en menor proporción (concreto, silicatos, aislamiento térmico, desechos sólidos secos, etc). Asimismo, los equipos mayores con bajo nivel de radiación retirados de la unidad 1 de la central, suman un total de 460 toneladas. Estos contenedores y equipos se encuentran ubicados en los almacenes AMAC de la central, a la espera de ser descontaminados, y en caso de no obtener niveles aceptables para su liberación después de dicha descontaminación en sitio, estos serán transportados para su tratamiento y disposición final.

Aproximadamente 4 toneladas ⁽²⁾ de material se ha descontaminado para su liberación sin restricciones. Del total de los materiales almacenados en el AMAC, se estima que el 60% pueden ser descontaminados para ser subastados como chatarra industrial; este porcentaje incluye tubos de cobre-níquel, tuberías, lámina y fierros.

El concreto no contaminado obtenido del desmantelamiento, se envía al relleno sanitario ubicado dentro del predio de la central y el resto de los desechos no contaminados también se subastan como chatarra industrial.

2.5.2.2.1.-TRANSPORTE

Se estima que durante el Proyecto de Rehabilitación y Modernización para Aumento de Potencia se generarán alrededor de 4,500 ⁽⁴⁾ toneladas de materiales en forma de metal de bajo nivel de radiación y aproximadamente 1500 bidones⁽³⁾ con desecho sólido seco compactable. En la actualidad, se consideran los siguientes embarques de metales para su tratamiento y disposición:

- Número de embarques en Camión (descontaminados) ⁽⁴⁾: 66 (Los metales considerados son tubos de cobre-níquel, mismos que serán subastados).
- Número de embarques en Camión (contaminados) ⁽⁴⁾: 46(4) (Los metales considerados son principalmente los equipos mayores y algunos componentes los cuales se tratarán para su disposición final).

REFERENCIAS:

- [1] Central Nucleoeléctrica Laguna Verde; “Reporte de Material Contaminado de desecho EPU (Contenedor B25, ISO Y EQUIPO MAYOR). Protección Radiológica; Enero del 2009.
- [2] Central Nucleoeléctrica Laguna Verde; “Reporte de Análisis de Dosis derivado de los trabajos del EPU en la 13^a R-U1”; Protección Radiológica; Enero del 2009.
- [3] Central Nucleoeléctrica Laguna Verde; “Reporte de Descontaminación de materiales derivados de la Operación y Mantenimiento de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde”; Protección Radiológica; Enero del 2009.
- [4] Energy Solutions; “Processing of Metal Scrap form the Laguna Verde Power Uprate”; Marzo del 2008.

2.6.- TRATAMIENTO DE DESECHOS RADIACTIVOS DE NIVEL BAJO Y MEDIO EN LA CENTRAL LAGUNA VERDE

Como resultado de la operación de la Central Laguna Verde se generan los siguientes tipos de Desechos Radiactivos:

1. Desechos Radiactivos Líquidos,
2. Desechos Radiactivos Sólidos, y
3. Aceites Gastados.

Estos Desechos Radiactivos son procesados mediante técnicas probadas internacionalmente por la industria nuclear y que fueron descritas en secciones anteriores de este reporte. Dichos procesos tienen como objetivo minimizar su volumen y reciclar la mayor cantidad de agua posible.

Los sistemas de tratamiento de Desechos Radiactivos en Laguna Verde están diseñados y operan de tal modo que:

- la dosis por radiación al medio ambiente por la descarga de cualquier efluente de material radiactivo durante la operación normal de la central no excede los límites administrativos establecidos por la CLV, ni los límites establecidos en el Apéndice I de la Parte 50 del 10CFR (norma establecida por el organismo regulador en Estados Unidos y adoptado por el organismo regulador mexicano).
- la descarga de material radiactivo durante transitorios de operación anormal, estará por debajo del límite establecido en la Parte 20 del 10CFR (regulación americana adoptada por el organismo regulador mexicano); y

- la descarga de material radiactivo durante accidentes postulados estará limitada por lo establecido en la Parte 100 del 10CFR (regulación americana adoptada por el organismo regulador mexicano).

En los párrafos siguientes, se describe brevemente como se lleva a cabo el procesamiento de cada tipo de Desecho Radiactivo en la Central Laguna Verde.

2.6.1.- PROCESAMIENTO DE LOS DESECHOS RADIATIVOS LÍQUIDOS

Los Desechos Radiactivos Líquidos se originen en los sellos y fugas canalizadas de equipos, así como de derrames en pisos conducidos a coladeras, provenientes de la operación de los diferentes sistemas de la Central Laguna Verde, de los edificios del reactor, control, turbina y desechos radiactivos.

El Sistema de Procesamiento de Desechos Radiactivos Líquidos de la Central Laguna Verde está diseñado para recolectar todos los desechos líquidos potencialmente radiactivos producidos por la operación de la Central, y mediante diversos procesos reducir la concentración de radionúclidos en el agua para mejorar su calidad y permitir que el agua se pueda reciclar o bien descargar al medio ambiente.

Para hacer más eficiente el proceso, se separan los desechos radiactivos líquidos provenientes de los drenes de equipos (conductividad baja), de los que provienen de los drenes de piso (conductividad alta). La conductividad del líquido a procesar es un parámetro muy importante para poder reutilizar el líquido procesado, específicamente el agua.

Los medios de colección utilizados como estaciones de transferencia de los diferentes desechos líquidos son los sumideros colectores situados estratégicamente en cada área, hacia los cuales los equipos ó componentes de sistemas por causas inherentes a sus funciones puedan generar, verter o derramar líquidos radiactivos.

En la Central Laguna Verde los Sistemas de Tratamiento de Desechos Radiactivos se ubican en el Edificio de Desechos Radiactivos de la Unidad 1 y en el Edificio de Purificación de la Unidad 2.

El procesamiento de Desechos Líquidos Radiactivos se realiza por diferentes sistemas diseñados para colectar los diferentes tipos de Desechos Radiactivos Líquidos, Lodos y Resinas resultantes, de acuerdo a las fuentes que los generan, su composición química y requerimientos de proceso. Una breve explicación de cada sistema se da a continuación:

i. Sistema de Drenes de Equipo

El Sistema de Drenes de Equipo cuenta con un tanque colector de desechos con capacidad de 64,000 litros y un tanque colector de demásías de 227,000 litros, el

cual sirve como respaldo del tanque colector de desechos. Ambos tanques reciben líquidos de actividad alta y pureza alta (conductividad baja y bajo contenido de sólidos) provenientes de equipos, componentes y sumideros de equipo. Este sistema procesa 9 millones de litros al año, por cada unidad de la CLV.

ii. Sistema de Drenes de Piso

El Sistema de Drenes de Piso cuenta con un tanque colector de drenes de piso, el cual recibe líquidos de actividad intermedia y pureza intermedia (contenido de sólidos intermedio), provenientes de diversos componentes y sumideros. Este sistema maneja 6.5 millones de litros por año, por cada unidad de la CLV.

iii. Sistema de Desechos Químicos

El propósito de este sistema es procesar los Desechos Químicos, principalmente soluciones utilizadas para la limpieza química de equipos tales como filtros desmineralizadores, cuerpos de vapor de los concentradores, soluciones descontaminantes y desechos de laboratorios y muestras de soluciones químicas las cuales son colectadas en sumideros químicos. Este sistema trata 2.5 millones de litros anuales, por cada unidad de la CLV.

iv. Sistema de Desechos Detergentes.

Este sistema está fuera de servicio en la CLV, debido a que el lavado de ropa y otros enseres se realiza por terceros, en instalaciones fuera del sitio de la CLV.

v. Sistema de Reducción de Volumen y Acondicionamiento.

El Sistema de Reducción de Volumen y Acondicionamiento recolecta los desechos de lodos y resinas generados en la CLV producto de los procesos de limpieza del agua; este sistema incluye separadores de fase y el tanque de resinas gastadas. Para llevar a cabo este proceso se cuenta con dos sistemas:

- Sistema de Desagüe de Contenedores de Alta Integridad (comúnmente llamados “HIC’s”, por sus siglas en inglés).
- Sistema Secador de Desechos Concentrados y Lodos.

Una vez que se han desagüado las resina y lodos en HIC’s, secado los concentrados y envasados en tambores, los HIC’s y tambores son trasladados y almacenados un almacén temporal en el sitio (ver figura 2.6.1)



Figura 2.6.1 Almacenamiento temporal de los desechos radiactivos húmedos.

vi. Sistema Avanzado para Tratamiento de Desechos Líquidos

En cada Unidad se tiene un sistema de tratamiento para remover las impurezas de los desechos de actividad alta y conductividad alta. Este sistema cuenta con los siguientes equipos: filtro retrolavable, vasijas de carbón activado, membranas de ultrafiltración, membranas de osmosis Inversa e intercambiadores iónicos. El efluente líquido se colecta en tanques de muestreo donde mediante un muestreo químico y radioquímica se determina si se reusa o descarga al medio ambiente el agua.

2.6.2.- MÉTODOS DE TRATAMIENTO EN LA CENTRAL LAGUNA VERDE

La CLV cuenta con varios equipos de tratamiento físico de desechos radiactivos líquidos, tales como: filtros (con y sin precapa), filtros retrolavables, vasijas de carbón activado, centrifugadora de aceites contaminados, evaporador de desechos líquidos, membranas de ultrafiltración y membranas de osmosis inversa. Por otra parte se tienen intercambiadores iónicos como método de tratamiento químico para procesar los diferentes desechos generados en la central.

La figura 2.6.2 describe en forma esquemática el procesamiento de los Desechos Radiactivos Líquidos llevado a cabo por los sistemas descritos.

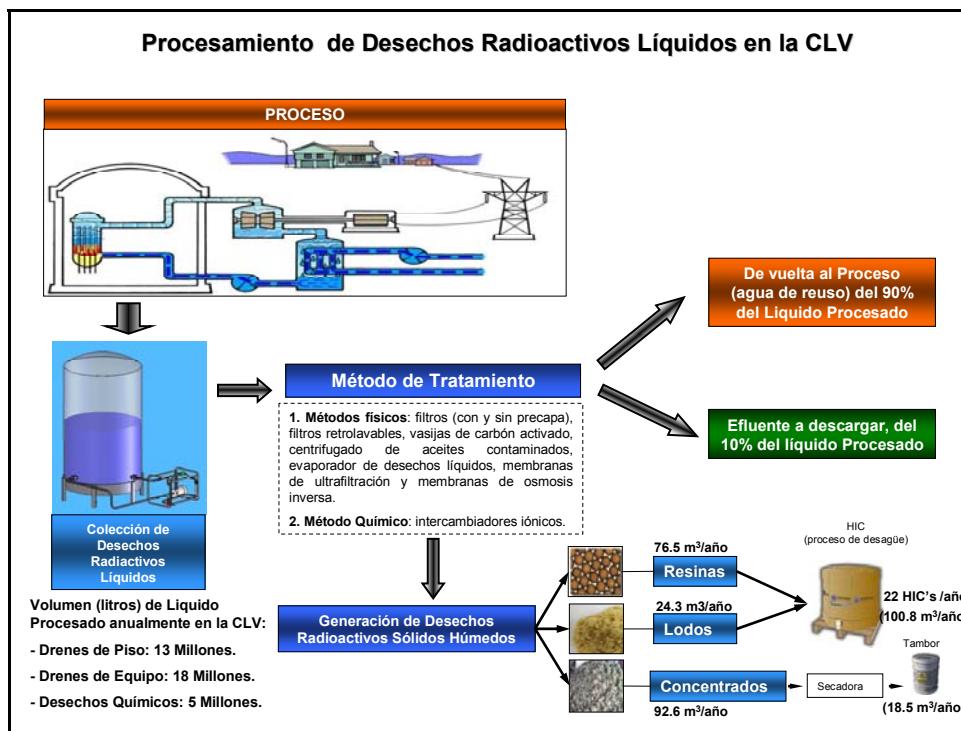


Figura 2.6.2 Procesamiento de desechos radiactivos líquidos.

Como se puede observar en la figura 2.6.2, el resultado del procesamiento de los Desechos Líquidos Radiactivos es la reutilización del agua en el ciclo de generación de vapor, y ocasionalmente la descarga de este debido a consideraciones de inventario. Como se mencionó previamente, todos los efluentes radiactivos descargados al medio ambiente están siendo monitoreados continuamente y cumplen con las normas aplicadas por el organismo regulador mexicano.

2.6.3.- PROCESAMIENTO DE LOS DESECHOS RADIACTIVOS SÓLIDOS SECOS

Los Desechos Radiactivos Sólidos Secos se dividen en compactables y no compactables (metales). En cuanto a los Desechos Sólidos Compactables, el proceso de compactación reduce el volumen de estos desechos dentro de tambores en una razón de 5 a 1. Posteriormente estos tambores son supercompactados en una razón 2.1 a 1, para ser depositados en contenedores tipo B-25, los cuales son trasladados a un almacén temporal en el sitio de la central.

En lo que se refiere a Desechos Sólidos No Compactables, estos son sometidos a un proceso de descontaminación inicial. Aquellos desechos que puedan ser descontaminados a un nivel inferior al requerido por la norma oficial mexicana NOM-035-NUCL-2000, son trasladados a un Centro de Acopio Temporal de Metales dentro del predio de la CLV, para su subasta como chatarra industrial, sin restricción de uso. En cambio si la descontaminación de los desechos no satisface

la norma señalada, estos desechos son depositados en contenedores B-25, si su tamaño lo permite, para su resguardo en un almacén temporal en el sitio. A la fecha se estima que del orden del 60% de estos desechos pueden ser descontaminados y por tanto considerados chatarra industrial.

La Figura 2.6.3 describe el procesamiento de desechos sólidos secos llevado a cabo en la CLV.



Figura 2.6.3 Generación de Desechos Radiactivos Sólidos Secos en la CLV

2.6.4.- PROCESAMIENTO DE LOS ACEITES

En la Central Laguna Verde, algunos equipos utilizan aceite lubricante para su operación y durante este proceso el aceite tienen contacto con el agua del ciclo de vapor, esto hace que se contamine el aceite con el agua radiactiva, por lo que es necesario centrifugar el aceite para retirar las partículas del aceite. Este proceso no llega a ser 100% efectivo por lo que el desecho remanente se almacena en tambores de 208 litros, los cuales son confinados temporalmente en un almacén dedicado para este fin.

La figura 2.6.4 describe el procesamiento de los aceites en la CLV.

Procesamiento de Aceites Gastados en la CLV

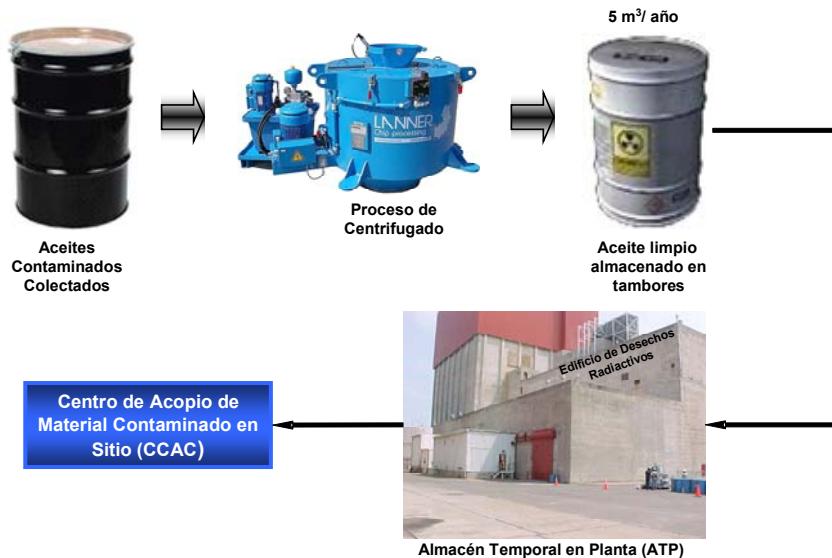


Figura 2.6.4 Procesamiento de aceites gastados.

2.6.5.- ALMACENES EXISTENTES EN LA CLV PARA EL RESGUARDO TEMPORAL DE DESECHOS RADIACTIVOS

En la figura 2.6.5 se muestran los diferentes almacenes que se han mencionado en párrafos anteriores, los cuales se localizan dentro del predio de la CLV según se muestra:

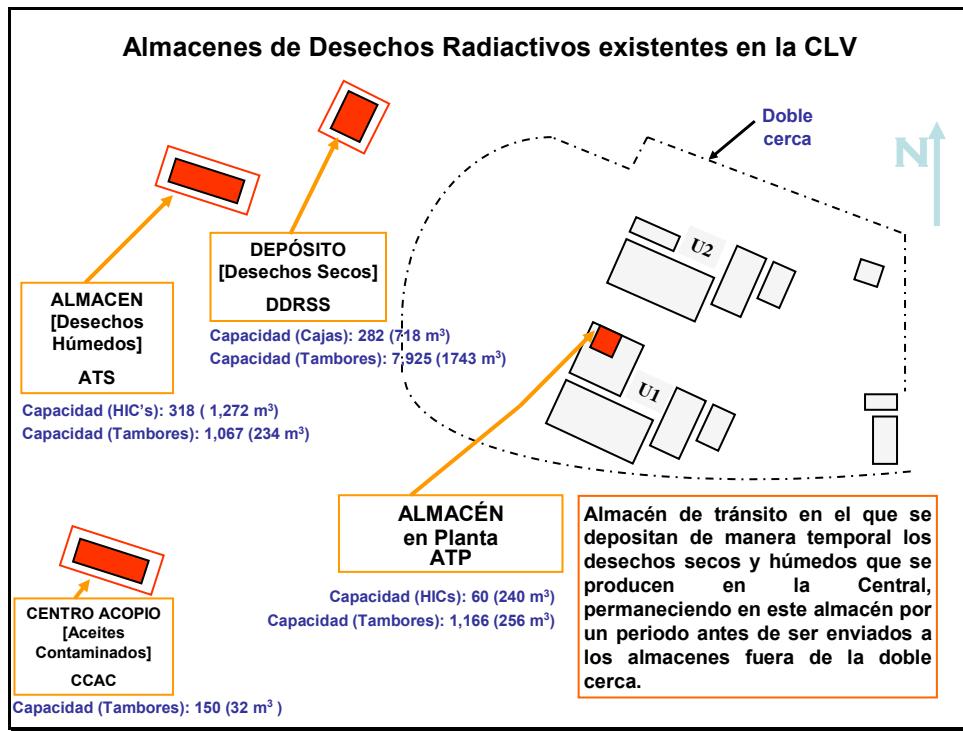


Figura 2.6.5 Almacenamiento de desechos radiactivos en la CLV.

2.6.6.- PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN DE DESECHOS SÓLIDOS EN LA CLV DURANTE 60 AÑOS DE OPERACIÓN COMERCIAL.

La tabla 2.6.1 muestra las cantidades estimadas de generación de desechos sólidos secos para la Central Laguna Verde

Desecho Radiactivo	Volumen (m ³)
Sólido Húmedo	6,048
Concentrado Seco	1,111
Sólido Seco Compactable	3,780
Sólido Seco No Compactable	1,560
Aceites Gastados	300
Inmovilizado en Asfalto*	274
Inmovilizado en Concreto*	44
Total	13,117

*Durante los primeros años de operación comercial de la CLV, los Desechos Sólidos Secos Radiactivos eran inmovilizados con asfalto o concreto dentro de tambores, generándose 1,368 tambores con asfalto y 219 tambores con concreto. Esta técnica de confinamiento temporal de Desechos Sólidos Radiactivos, fue reemplazada por técnicas más eficaces en busca de conseguir la reducción máxima del volumen de los Desechos Radiactivos Sólidos generados.

Tabla 2.6.1 Proyección de Desechos Sólidos en la CLV en 60 años de operación.

Actualmente existen técnicas usadas en la industria nuclear para reducir los volúmenes de Desecho Radiactivo Sólido generado por la operación de una nucleoeléctrica. Ejemplo de dichas técnicas son la incineración, pirólisis y la fundición. La figura 2.6.6 esquematiza lo mencionado este párrafo.

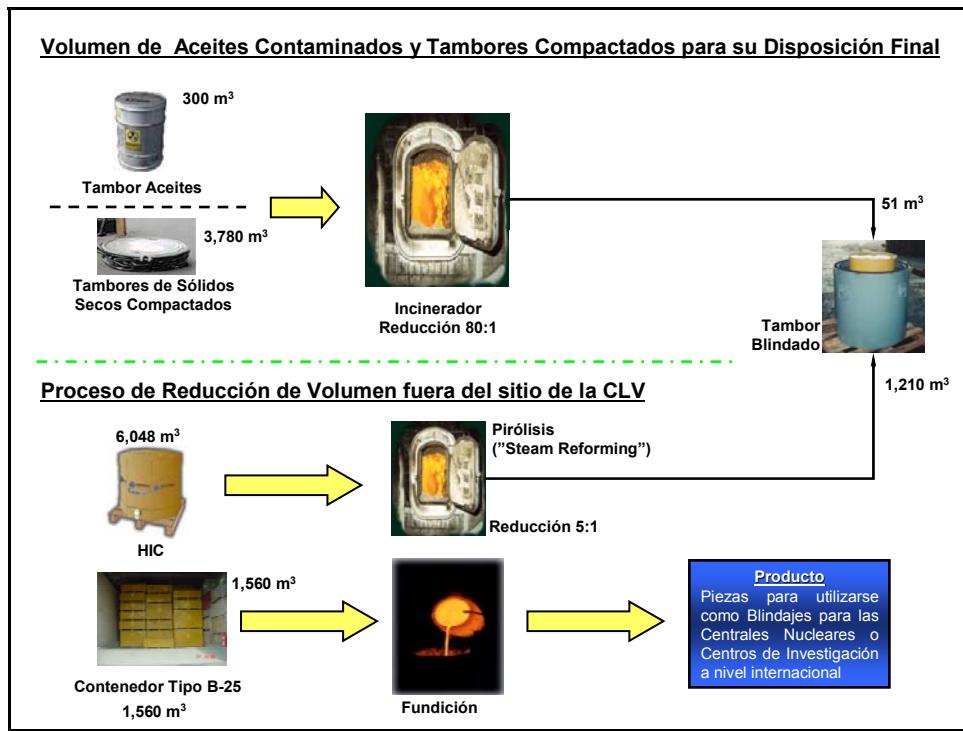


Figura 2.6.6 Volumen de aceites contaminados y tambores compactados para su disposición final.

2.6.7.- DISPOSICIÓN FINAL DE DESECHOS RADIACTIVOS DE NIVEL BAJO Y MEDIO.

La CLV ha analizado las alternativas usadas a nivel mundial por la industria nuclear, para disponer en forma definitiva los Desechos Radiactivos de Nivel Medio y Bajo. El confinamiento definitivo es la etapa posterior a la aplicación de las técnicas de reducción de volumen descritas anteriormente, lo que resulta en que el volumen final de Desechos Radiactivos a disponer (tambores blindados producto de la reducción de volumen, y desechos inmovilizados con concreto o asfalto en tambores) se ha reducido considerablemente.

Entre las estrategias consideradas se tienen: 1) Repositorio Subterráneo (Caverna o Repositorio Geológico Profundo), y 2) Repositorio Superficial con o sin Barreras de Ingeniería. En la figura 2.6.7 se ejemplifica la opción de Repositorio Superficial, actualmente usada por Estados Unidos y Francia.

Confinamiento Definitivo de Desechos

Radiactivos de Nivel Medio y Bajo

(Repositorios Superficiales con y sin Barreras de Ingeniería)

Repositorio Superficial sin
Barreras de Ingeniería



Trincheras el confinamiento de Desechos Radiactivos de
Nivel Medio y Bajo en los Estados Unidos

Repositorio Superficial con
Barreras de Ingeniería



Trincheras para el confinamiento de Desechos
Radioactivos de Nivel Medio y Bajo en Francia

Figura 2.6.7 Confinamiento definitivo de desechos radiactivos de nivel medio y bajo.

Se tiene estimado que el volumen de Desechos Radiactivos de Nivel Medio y Bajo, a confinar definitivamente al final de la operación comercial de la CLV (después de 60 años de operación comercial) será de $2,690 \text{ m}^3$ que incluyen $1,111 \text{ m}^3$ de tambores llenos de concentrado seco. Este volumen equivale a aproximadamente la capacidad de una alberca olímpica.

3.- REACTORES AVANZADOS A CONSIDERAR PARA UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA.

3.1.- DISEÑOS DISPONIBLES EN EL MERCADO

La tecnología de las plantas nucleoeléctricas ha venido evolucionando durante los últimos 50 años en los Estados Unidos de Norteamérica, Europa y Asia. A la fecha se cuenta con 436 unidades nucleoeléctricas operando en 45 países en el mundo, además de otras 47 plantas en construcción, 133 adicionales planeadas y 282 propuestas⁽¹⁾. La evolución de las tecnologías y las tecnologías nuevas pretenden, además de proporcionar plantas más eficientes y amigables al operador, dar respuesta a la demanda de mayor seguridad, así como procesar y acondicionar los desechos radiactivos para su disposición final.

3.1.1.- TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA UNA NUEVA NUCLEOELÉCTRICA

Se considera conveniente para una nueva unidad nucleoeléctrica en México, considerar capacidades de 1000 MWe o mayores, debido al tamaño actual del Sistema Eléctrico Nacional, y con objeto de poder aprovechar al máximo el espacio en los sitios seleccionados y licenciados por la CNSNS, con las economías de escala muy significativas que ofrece la tecnología nuclear.

Las tecnologías nuevas y evolucionadas disponibles pueden ser agrupadas de la manera siguiente:

- **Reactores Avanzados:** Son reactores que han resultado de incorporar mejoras a los reactores existentes que, sin modificar los conceptos básicos de diseño y operación, fijan criterios de diseño más estrictos, con lo que se obtienen parámetros de seguridad y confiabilidad del reactor superiores a los anteriores. Estas tecnologías requieren tiempos de construcción inferiores a los de generaciones anteriores y han incorporado la experiencia de sus antecesores.
- **Reactores Avanzados/Pasivos:** Son reactores con los mismos principios de operación fundamentales, pero que incorporan conceptos de diseño nuevos, ya sea en los sistemas de seguridad de los reactores o en sus sistemas de operación, teniendo como objetivo central la simplificación de los sistemas mismos y la reducción del número de elementos activos en el sistema del reactor. El principio central de estos diseños es la utilización de la fuerza de la gravedad para provocar el flujo de enfriamiento del reactor durante operación y en caso de emergencia, eliminando el uso de sistemas activos, tales como bombas de recirculación del reactor. Al igual que los reactores avanzados estas tecnologías también buscan, entre otros requisitos, reducir tiempos de construcción.
- **Reactores de Nueva Generación:** Son reactores basados en principios de operación diferentes a los de sus antecesores y que utilizan criterios de diseño nuevos acorde a los requisitos inherentes a los reactores en

desarrollo. Se prevé su entrada en operación comercial en 20 o 30 años más.

Lo anterior puede ser resumido en la siguiente figura:

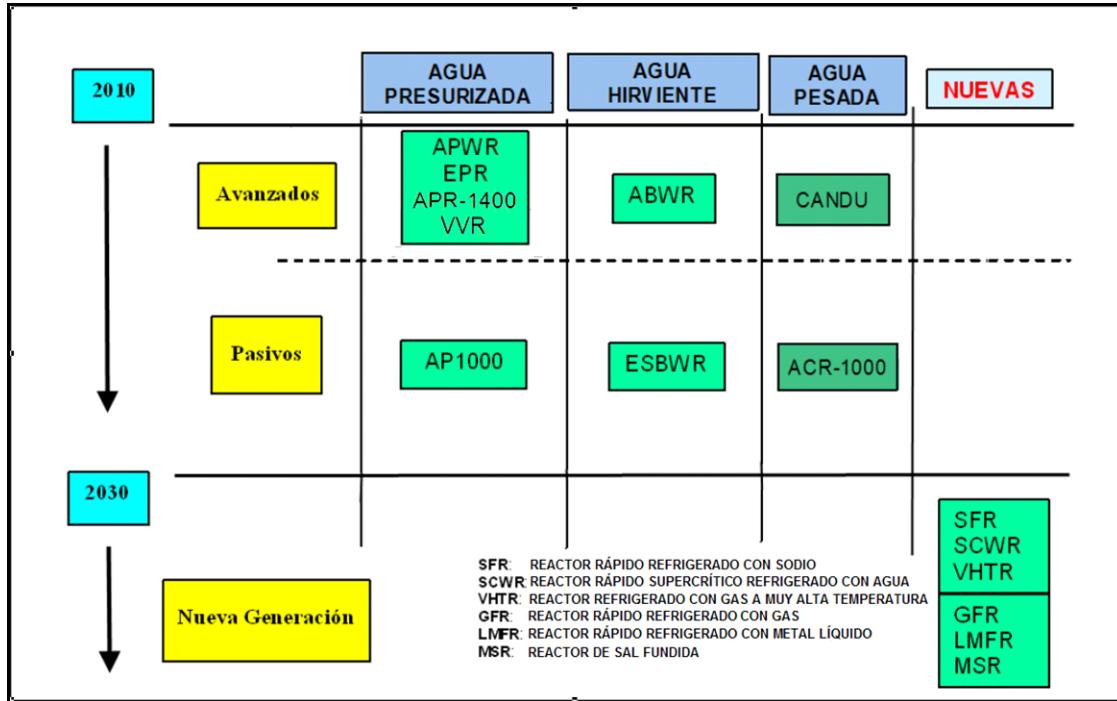


Figura 3.1.1 Tecnologías de Generación Nucleoeléctrica

3.1.2.- GENERACIONES DE REACTORES

Los reactores nucleares pueden clasificarse cronológicamente de la siguiente manera:⁽³⁾⁽⁵⁾

Generación I de reactores. Fueron los prototipos y las primeras unidades nucleoeléctricas comerciales desarrolladas en los años 50s y 60s, muy pocos aún operan en la actualidad.

Generación II de reactores. Estas unidades nucleoeléctricas se comercializaron y construyeron en los años 70s y 80s, la mayoría basadas en un número reducido de diseños pre-establecidos. La mayoría de estas unidades siguen funcionando hoy en día, a menudo con licencias de extensión de vida, típicamente hasta 60 años. Las unidades de Laguna Verde corresponden a esta generación.

Generación III de reactores. Estos fueron desarrollados en la década de 1990, los cuales presentan una serie de mejoras en sus diseños basándose en la experiencia de las generaciones anteriores, así como innovaciones tecnológicas en los sistemas de seguridad, además de ser más económicos en sus costos de operación y mantenimiento, proporcionando una mayor disponibilidad y vida útil, generalmente de 60 años.

Generación III+ de reactores. Son los desarrollados recientemente y con características más avanzadas como por ejemplo, sistemas pasivos en algunas funciones de seguridad del reactor. Sólo un pequeño número de reactores Generación III/III+ han sido construidos y ya están en funcionamiento. Se espera que estos sean la piedra angular de la energía nuclear para la producción de electricidad en los próximos 50 años.

Generación IV de reactores. Ofrecen la perspectiva de mejorar la seguridad nuclear y que presentan un mayor número de ventajas económicas, además de reducir la producción de desechos radiactivos, mejorar la seguridad física y la resistencia a la proliferación. Existe una amplia cooperación internacional para desarrollar los reactores de generación IV, cuya disponibilidad se prevé a partir de 2030.

La siguiente figura muestra los distintos diseños de reactores nucleares pertenecientes a las generaciones mencionadas anteriormente, donde los reactores de nuevas generaciones se encuentran ubicados en las generaciones III, III + y IV:

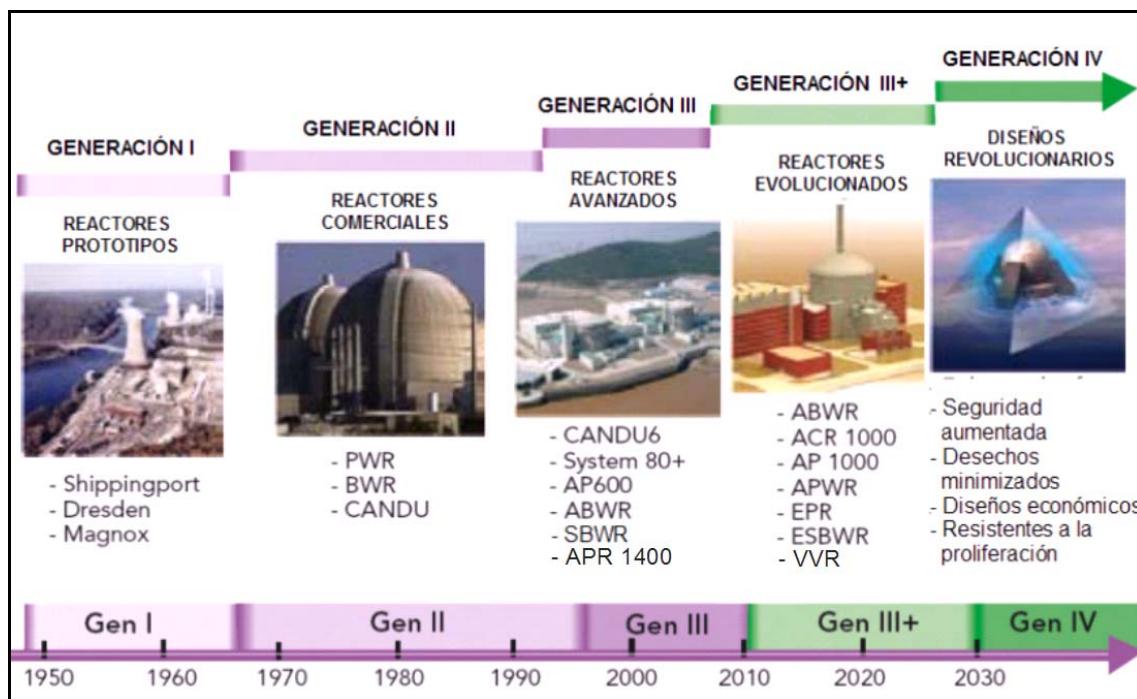


Figura 3.1.2 Generaciones de Reactores

Con el fin de aprovechar los avances en las tecnologías nuevas o evolucionadas, es recomendable dejar al margen los reactores convencionales conocidos como de segunda generación, que son aquellos que se construyeron en el pasado y se encuentran en operación y que, han sido modernizados y rehabilitados pero han sido rebasados significativamente en cuanto a economía, seguridad y eficiencia por los nuevos Reactores.

3.1.3.- DISEÑOS EXISTENTES DE REACTORES NUCLEARES.

La energía nuclear tiene la capacidad de proporcionar electricidad a gran escala y sin emitir bióxido de carbono, con un gran potencial para desempeñar un papel muy importante en la reducción del uso de combustibles fósiles.

El combustible utilizado en los reactores nucleares, tiene un porcentaje relativamente bajo en el total de los costos de generación. La energía nuclear es mucho menos sensible a las variaciones del precio del uranio comparándolo con los precios de los combustibles fósiles utilizados para generar electricidad. El uranio se encuentra disponible en una gran cantidad de países, donde los principales proveedores son políticamente estables, por lo que las reservas de uranio no son un factor limitante para la generación de energía nuclear.

Actualmente, las grandes compañías que han desarrollado las tecnologías nucleares a nivel global, se han unido para competir en el mercado mundial con el fin de crear nuevos reactores nucleares con tecnologías innovadoras, como es el caso de los proveedores de reactores de agua ligera AREVA NP, General Electric (GE) Energy y Westinghouse, asociados básicamente con las compañías japonesas Hitachi, Toshiba y Mitsubishi.

AREVA NP es una compañía Franco-Alemana la cual está asociada con Mitsubishi, formando la empresa ATMEA. GE Energy (subsidiaria de la compañía americana General Electric) formó un consorcio con Hitachi conocido como GE-Hitachi, mientras que Westinghouse es una compañía principalmente con base americana de la cual Toshiba (Japón) es actualmente socio mayoritario. Mitsubishi junto con Westinghouse, se encuentran desarrollando reactores para el mercado estadounidense.

La tecnología de reactores de agua pesada fue desarrollada principalmente por Canadá y Rusia. La Atomic Energy of Canada Limited (AECL) ha construido reactores PHWR, conocidos como CANDU en Canadá y varios países. Esta tecnología ha sido replicada por la Corporación de Nucleoeléctricidad de la India (NPCIL), que actualmente tiene 3 unidades en construcción en dicho país.

La industria nuclear rusa, ha construido todas las centrales nucleoeléctricas en la ExUnión Soviética, la mayoría en Europa Central y Europa del Este, y en otros países. Mediante un acuerdo entre la Unión Soviética y la antigua Checoslovaquia, Škoda fue el vendedor de la mayoría de los reactores rusos en la República Checa y la República de Eslovaquia. En la sección 1.10 de este reporte se menciona a mayor detalle lo anteriormente expuesto.

A continuación se mencionan los diseños de reactores nucleares avanzados que se encuentran disponibles en el mercado internacional con capacidad de generación mayor a los 1000 MWe y pertenecientes a las generaciones III y III+. Es importante mencionar que un aspecto a considerar al momento de seleccionar un reactor, es el tema de licenciamiento y la normatividad aplicable al diseño de los equipos, sistemas y componentes. El desconocimiento de la normatividad en

las diferentes etapas de un proyecto puede ser un ingrediente importante para que no se logren los programas comprometidos, tal como sucedió en el caso de Laguna Verde, en donde el tiempo de aprendizaje fue muy largo. Por lo anterior, es conveniente considerar aquellos diseños que han sido certificados y licenciados en los Estados Unidos ya que en ese caso la normatividad aplicable es conocida y utilizada en México. Estos reactores serían los ofrecidos por las distintas compañías existentes en el mundo en respuesta a una licitación para la adquisición de un nuevo reactor nuclear en México:

3.1.3.1.- REACTORES DE AGUA LIGERA

ABWR (Advanced Boiling Water Reactor):

El reactor avanzado de agua en ebullición (ABWR) ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾⁽¹⁰⁾ tiene una capacidad de generación eléctrica de 1371 MWe con una potencia térmica de 3926 MWt, y una probabilidad de daño al núcleo del reactor, del orden de 10^{-7} por año de operación del reactor (RY) ⁽²⁾. Este reactor fue diseñado por General Electric y certificado por la NRC en 1997. Como referencia se han construido dos ABWRs por Hitachi y dos por Toshiba, los cuales están en operación comercial en Japón, además de existir otros en construcción. Aunque GE y Hitachi se han unido, Toshiba tiene algunos derechos sobre el diseño. Tanto GE-Hitachi, como Toshiba (con NRG Energy en Estados Unidos), comercializan el diseño. Es importante indicar que las unidades nucleoeléctricas construidas por Hitachi y Toshiba se encuentran en Japón y su diseño sufrió modificaciones con respecto al diseño original de General Electric, por lo que esta versión del ABWR no está certificada en los Estados Unidos.

El ciclo de operación del reactor ABWR dura 18 meses con capacidad para llegar a un máximo de duración de 24 meses, teniendo como característica importante la factibilidad de utilizar el combustible MOX ⁽¹⁾⁽²⁾. El tiempo de recarga para cada ciclo de combustible es de 43 a 45 días. Estas etapas de recarga suponen que únicamente se hará el trabajo de mantenimiento habitual y ningún trabajo importante en el turbogenerador principal. Todas estas características mejoran el factor de capacidad en aproximadamente un 2.5%. En general la dosis ocupacional se ha reducido a aproximadamente 0.36 Sv-hombre/año ⁽¹⁶⁾ con respecto al BWR anterior.

El proyecto de construcción para el reactor ABWR consiste de un periodo de construcción de 48 a 54 meses, medido desde el primer colado hasta que entra en operación comercial. Esta etapa es precedida por un periodo de cuatro años durante el cual se realiza la ingeniería de detalle, se prepara la documentación para la obtención de la licencia combinada (COL) y se prepara el sitio para la construcción, incluyendo un periodo de excavación de aproximadamente tres meses.

Las unidades en Kashiwazaki fueron construidas en un tiempo record para unidades nucleares. Desde el primer colado hasta la carga de combustible, la

construcción de la planta tomó tan sólo 36 meses. El periodo completo de construcción fue de 48 meses.⁽¹⁴⁾⁽¹⁵⁾⁽¹⁶⁾

Una característica única de los ABWR es que se ha simplificado la activación de los sistemas de seguridad. El ABWR tiene tres divisiones completamente independientes y redundantes de sistemas de seguridad. Los sistemas están mecánicamente separados y no tienen ningún tipo de conexión como las tenían los BWR anteriores. Los sistemas de seguridad están eléctricamente separados así que cada división tiene acceso a fuentes redundantes de corriente alterna CA y, para aumentar la seguridad, cada división tiene su propio generador diesel de emergencia. Las divisiones están físicamente separadas por paredes a prueba de incendio y localizadas en un cuadrante diferente dentro del edificio del reactor. Un incendio, inundación o pérdida de potencia que deje fuera de servicio una división, no afectará la capacidad de los otros sistemas de seguridad.

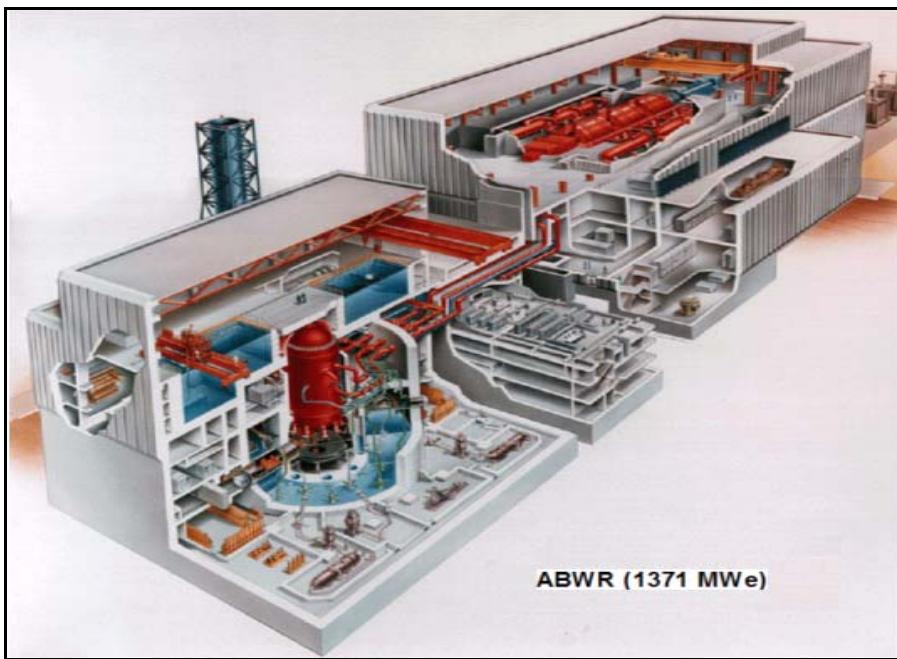


Figura 3.1.3 Reactor ABWR (1371 MWe)

El reactor ABWR cuenta con un sistema de control digital NUCAMM-90 (Nuclear Power Plant Control Complex with Advanced Man-Machine Interface 90), lo cual hace más sencilla la interfase hombre-máquina y expande el alcance del control automático.



Figura 3.1.4 Cuarto de control del ABWR

Los paneles de control se dividen en tres partes. La parte de la izquierda controla los sistemas de seguridad de la planta; el panel de la derecha, el balance de la planta, y el panel central controla los demás sistemas que no tienen que ver con la seguridad de la planta.

AP1000 (Advanced Passive Reactor):

El AP1000 ⁽¹⁾⁽¹³⁾ es un reactor nuclear avanzado de agua presurizada (PWR) de al menos 1150 MWe⁽²⁾, que utiliza fuerzas naturales, como la gravedad, y la simplicidad de su diseño para dar énfasis a la seguridad y operación de la planta, así como reducir costos de construcción. El diseño AP1000 se deriva directamente del diseño AP600, y fue certificado por la NRC en enero del 2006.

El diseño de Westinghouse AP1000 simplifica sistemas de planta, operación, inspecciones, mantenimiento, y requerimientos de garantía de calidad reduciendo el número de válvulas, bombas, tuberías y otros componentes complejos.

Los sistemas de seguridad del reactor AP1000 son predominantemente pasivos, es decir, dependen de fenómenos físicos tales como la gravedad, circulación natural, convección, evaporación y condensación, en lugar de utilizar equipos impulsados por motores. El principal objetivo del desarrollo de la tecnología del AP1000 consiste en conservar los detalles del diseño y las bases de licencia de la tecnología del reactor anterior AP600 (reactor de tamaño mediano con capacidad de 600 MWe y primero en ser aprobado por la NRC dentro de los llamados "pasivos" de seguridad), pero con una optimización en la potencia de salida.



Figura 3.1.5 AP1000 (1150 MWe) de Westinghouse

Dentro de las principales características de diseño del reactor AP1000 se pueden mencionar las siguientes:

- La potencia eléctrica neta es de al menos 1150 MWe aproximadamente y la potencia térmica del reactor es de 3400 MWt⁽²⁾.
- Varias opciones de uso combustible, incluyendo el combustible MOX⁽¹⁾⁽²⁾.
- Los sistemas de seguridad son pasivos, es decir; no requiere acción alguna por parte del operador hasta por 72 horas después de un accidente, manteniendo enfriados tanto el núcleo del reactor como el contenedor del mismo durante un tiempo determinado sin requerir corriente alterna⁽¹⁶⁾.
- La probabilidad de daño al núcleo es de 2.9 E-07/año de operación del reactor, valor que se encuentra por debajo del valor requerido que es de 1E-04 /año⁽²⁾.
- Se espera que la exposición a la radiación por parte del personal ocupacionalmente expuesto sea menor a 70 man-rem/año (0.7 man-Sv/año)⁽¹⁶⁾.
- El núcleo está diseñado para un ciclo de combustible de 18 meses⁽¹⁶⁾.
- Los períodos de recarga pueden ser menores a 17 días⁽¹⁶⁾.
- La disponibilidad de la unidad es mayor a 93%⁽¹⁶⁾, incluyendo interrupciones imprevistas y planeadas; la meta para las paradas no planeadas es menor a 1 /año.

- Reducción de válvulas, tuberías de grado de seguridad, cables de control, bombas que no son de seguridad y edificios del AP1000 en comparación con otros reactores convencionales. Los porcentajes de reducción anticipados se muestran a continuación ⁽¹³⁾⁽¹⁶⁾.

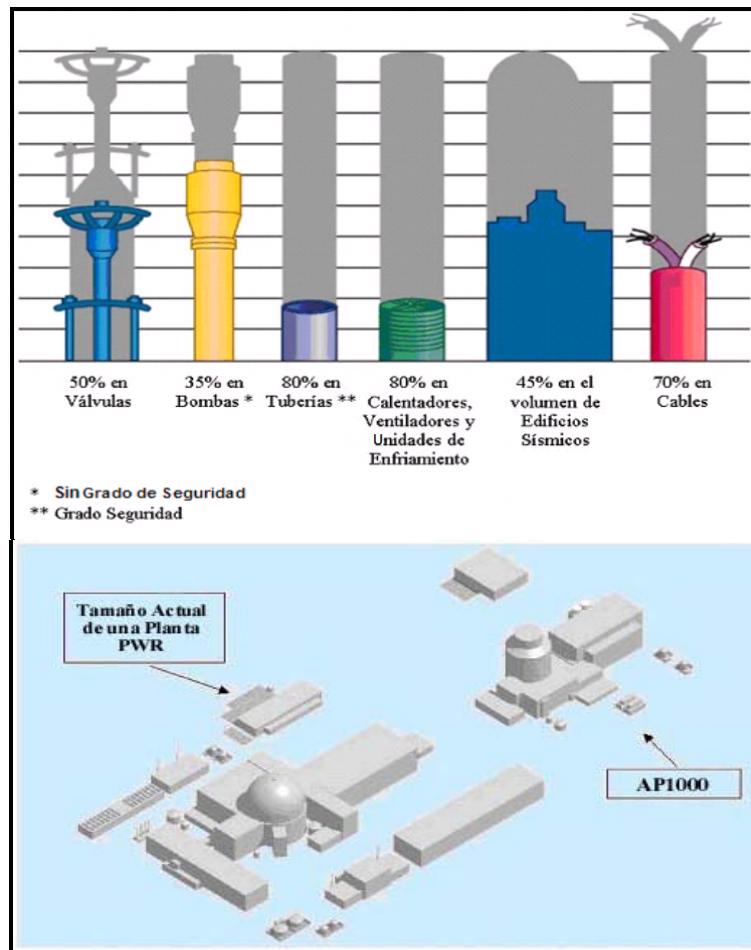


Figura 3.1.6 Reducción en las estructuras, equipos y componentes en comparación con otros reactores PWR convencionales.

El reactor AP1000 está diseñado para que la turbina sea capaz de ofrecer una operación estable y continua, con una vida útil de 60 años ⁽²⁾. El diseño contempla el reemplazo de otros componentes importantes, incluyendo los generadores de vapor y cuenta con sistemas centrales de instrumentación y control que incluyen el alcance operacional completo del cuarto de control, la estación de parada remota, el centro de soporte técnico, las instalaciones para operaciones de emergencia, las estaciones de control local y los sitios de trabajo asociados para estos centros.



Figura 3.1.7 Cuarto de Control del AP1000

ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor)

El reactor ESBWR ⁽¹⁾⁽⁹⁾ de General Electric-Hitachi es un diseño innovador aprovechando la tecnología del reactor ABWR, y con menores costos de construcción, capaz de producir una potencia eléctrica de 1,550 MWe ⁽²⁾ con una potencia térmica de 4500 MWt⁽²⁾, y tiene una vida útil de 60 años. El reactor ESBWR es una tecnología perteneciente a la Generación III+ con características de seguridad pasiva y principios de circulación natural para el funcionamiento normal y es, esencialmente, una evolución del diseño de su predecesor, el SBWR de 670 MWe. El reactor ESBWR se encuentra en proceso de certificación de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) de los Estados Unidos y se espera obtener su certificado en el 2010-11.

El diseño simplificado ESBWR prevé mejoras en la seguridad; excelente economía, tiene un diseño sísmico robusto, además de aumentar la flexibilidad operacional y disponibilidad de la planta.

Dentro de las principales características de diseño del reactor ESBWR se pueden mencionar las siguientes:

- Circulación natural debido a las diferencias en densidades del agua de enfriamiento del reactor ESBWR como parte del diseño, mejorando el rendimiento y simplificando el diseño de la unidad.
- Eliminación de las bombas de recirculación.
- El reactor ESBWR tiene menos partes móviles (bombas, válvulas, etc.) que el actual diseño BWR. El diseño del reactor ESBWR contempla una simplificación de la unidad mediante la incorporación de innovaciones en los sistemas operativos de la misma como parte del diseño.

- Características de seguridad pasivas eliminando la necesidad del uso de bombas y fuentes de alimentación de corriente alterna.
- La simplificación del diseño también se traduce en una reducción del volumen de la construcción en comparación con el reactor ABWR, y la salida del generador eléctrico se incrementa en casi un 15%.
- Mayor generación de electricidad (1,550 MW).
- Casi todos los sistemas de seguridad se encuentran en la contención o directamente encima de la estructura donde se encuentra ubicado el reactor.

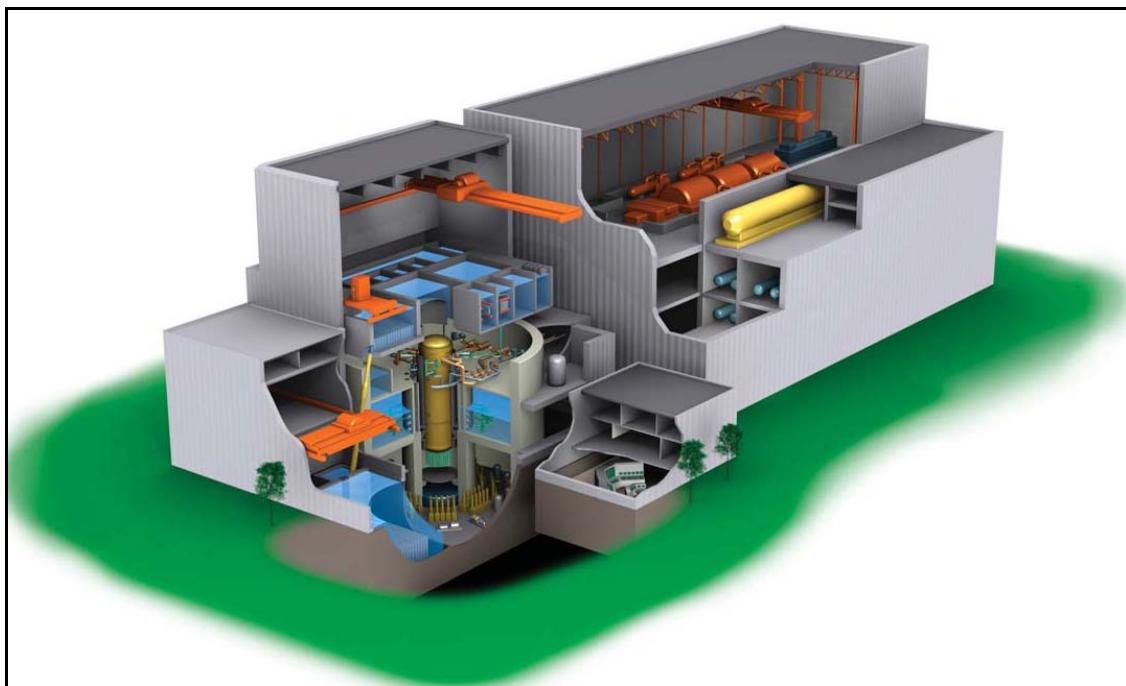


Figura 3.1.8 GE ESBWR (1150 MWe)

APWR (Advanced Pressurized Water Reactor).

El reactor avanzado de agua presurizada (APWR) desarrollado por Mitsubishi Heavy Industries (MHI) pertenece a la generación III+ de reactores nucleares y está basado en la tecnología de los reactores de agua presurizada (PWR) y tiene una capacidad de generación eléctrica de 1538 MWe ⁽²⁾. El diseño muestra innovaciones que mejoran la eficiencia de la central además de modernizar la seguridad mediante el uso de sistemas pasivos y activos. El próximo reactor APWR+ contará con una potencia eléctrica de 1700 MWe ⁽³⁾ con la gran ventaja de utilizar combustible nuclear tipo MOX).⁽¹⁾⁽³⁾

El US-APWR ⁽³⁾⁽⁸⁾, fue desarrollado por Mitsubishi modificando el diseño del APWR con el fin de satisfacer las normas del organismo regulador de los Estados Unidos.

Este reactor cuenta con una gran variedad de características en el diseño las cuales mejoran la economía de la central, pues utilizan generadores de vapor más avanzados en comparación con los utilizados en los reactores APWR, los cuales producen vapor más seco, lo que permite el uso de turbinas de mayor capacidad aumentando así la eficiencia del ciclo alrededor de un 10% en comparación con la eficiencia del reactor APWR. El núcleo está diseñado para un ciclo de combustible de 24 meses y las innovaciones en la redundancia de los sistemas de seguridad son notables, lo cual se traduce en la reducción del uso de sistemas de seguridad activos.

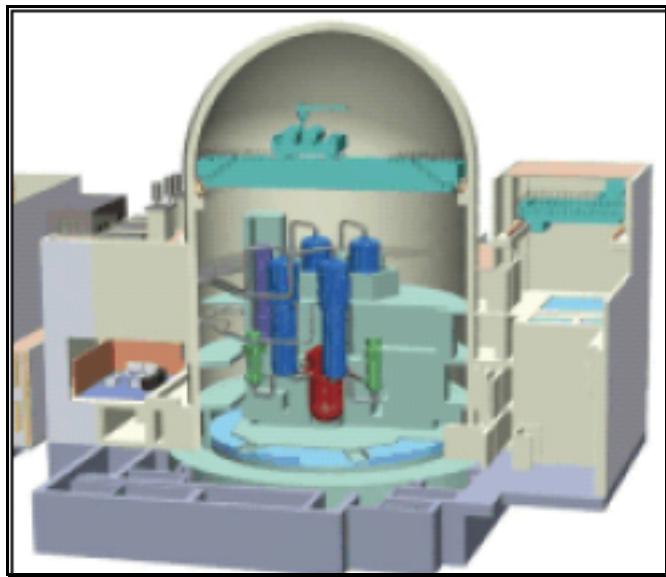


Figura 3.1.9 MHI APWR (1700 MWe)

APR-1400 (Advanced Power Reactor)

El reactor APR-1400 ⁽¹⁾ desarrollado por Corea del Sur con una potencia eléctrica de 1400 Mwe, tiene un diseño avanzado basado en los reactores de agua presurizada (PWR) que ha evolucionado mejorando los sistemas de seguridad, además de tener diseños sísmicos más robustos. El tiempo de construcción de estos reactores es de 48 meses con una vida útil de 60 años.

Las principales características de diseño del reactor APR-1400 son las siguientes:

- Factor de planta: 90%.
- Ciclos de operación: 18 meses.
- Frecuencia de daño al núcleo (RY): « 10^5
- Dosis ocupacional a trabajadores: « 1Sv-hombre/año.
- Incluye sistemas digitales compactos de comunicación de datos y de instrumentación y control (APR-1400 MMIS)



Figura 3.1.10 APR 1400 MMIS (Sistema de Interfase Hombre-Máquina)

El diseño de este reactor fue certificado por el Instituto Coreano de Seguridad Nuclear en mayo del 2003. Los primeros 2 reactores con capacidad de 1,400 MWe se encuentran en construcción en Corea de Sur (Shin-Kori 3 y 4) y se anticipa su operación comercial hacia 2012, además de 2 reactores más en etapa de planeación (Shin Ulchin 1 y 2).

EPR (European Pressurized Water Reactor):

Areva NP (antes Framatome ANP) ha desarrollado el reactor de agua presurizada Europeo (EPR)⁽¹¹⁾⁽¹²⁾ que es descendiente directo de los más recientes reactores franceses (N4) y los alemanes (KONVOI). El reactor EPR fue diseñado con estrictos criterios de seguridad nuclear y física que ofrecen una resistencia excepcional a los peligros externos, tales como accidentes de avión y terremotos contemplando también cuatro sistemas redundantes de seguridad adicionales, en lugar de utilizar sistemas de seguridad pasivos.

El aspecto de la eficiencia termodinámica del ciclo es muy importante en el aspecto económico a lo largo de la vida de la planta. La eficiencia que puede alcanzar una planta nuclear con un EPR es de alrededor del 37%⁽¹⁶⁾, dependiendo de las condiciones del sitio, la potencia eléctrica generada sería desde 1600 MWe hasta 1750 MWe con un factor de disponibilidad del 94%.⁽¹⁶⁾

Los objetivos primarios que tiene el EPR son: satisfacer los requisitos de las empresas generadoras de electricidad, cumplir con los estándares establecidos por los organismos reguladores y lograr que la energía nuclear sea competitiva con aquella generada usando combustibles fósiles. Teniendo en mente estos tres objetivos, el diseño del EPR tiene varias características que lo distinguen de sus predecesores, los reactores franceses N4, y los Convoy alemanes.

Entre las innovaciones tecnológicas que presenta el EPR, y que contribuyen significativamente a una mayor eficiencia, rendimiento económico y seguridad están: el núcleo del reactor está rodeado por un reflector de neutrones que mejora el uso del combustible y protege la vasija contra fenómenos de envejecimiento relacionados con la irradiación; la vasija de presión está fabricada de un acero optimizado resistente al envejecimiento y diseñado con un número reducido de soldaduras; los generadores de vapor están equipados con un economizador axial que permite operar a una presión de vapor alta, y por tanto una alta eficiencia de la planta; las bombas de enfriamiento primario están manufacturadas con un diseño hidráulico mejorado; el sistema de protección del reactor usa tecnología digital probada; y el cuarto de control de la planta es totalmente computarizado con una interfase hombre-máquina amigable al operador. Las dos primeras características tecnológicas permiten que la vasija y varios componentes del reactor tengan una vida útil de 60 años, y que no se requieran, en principio, rehabilitaciones y modernizaciones a los equipos durante los primeros 40 años de servicio.



Figura 3.1.11 Areva US EPR (1600-1750 MWe)

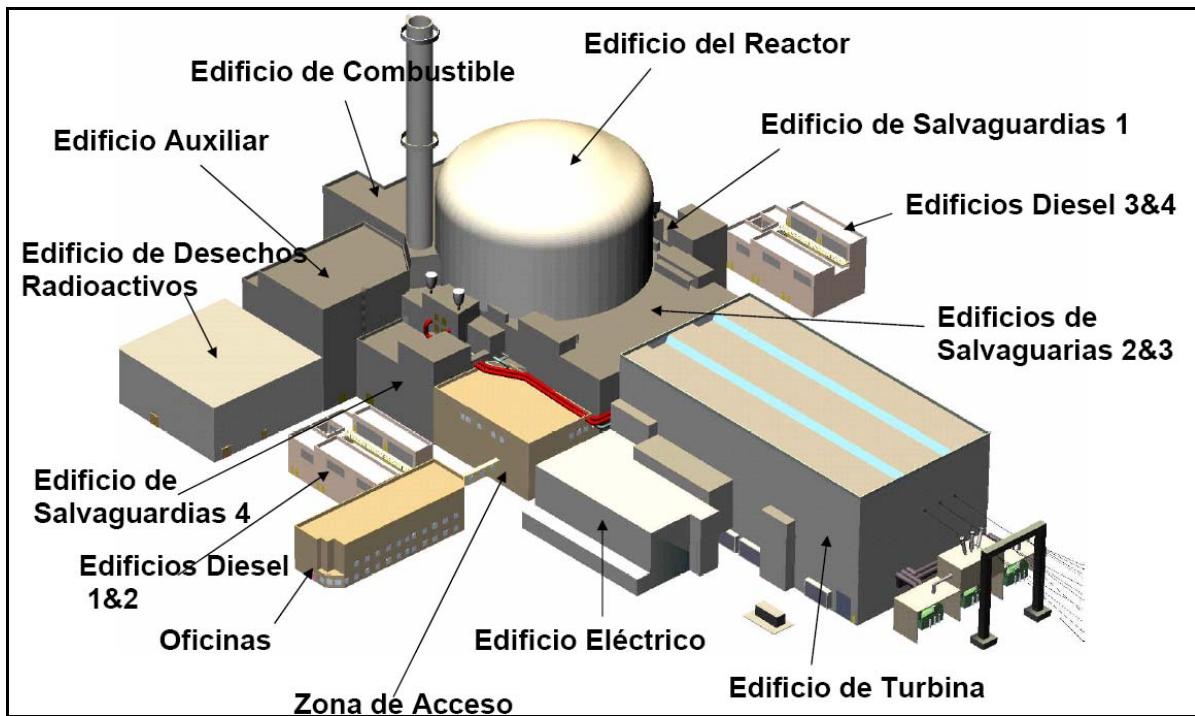


Figura 3.1.12 Edificios en el Areva EPR

Las principales características de diseño del reactor EPR que corresponden a diseño son:

- Potencia eléctrica superior a los 1000 MWe con el 37% de eficiencia térmica.⁽¹⁶⁾
- Factor de capacidad del 94%.⁽¹⁶⁾
- Uso de 7% menos combustible (Urano) que los actuales reactores con lo cual se generan menos desechos radiactivos.
- Vida útil de 60 años.
- Preparado para la utilización de combustible MOX.⁽¹⁾
- Diseño resistente contra peligros externos.
- Redundancia en sistemas de seguridad, lo cual garantiza el apagado del reactor en caso de incendio o inundación.
- Ofrece un sistema de retención del núcleo en caso de que este se funda, confinando el material radiactivo dentro del edificio del reactor.
- Diseño simplificado de la central lo que minimiza los costos de operación y mantenimiento.

- Avanzado diseño y equipamiento del cuarto de control principal, lo que incrementa la eficiencia del operador.



Figura 3.1.13 Cuarto de Control del US-EPR

VVER (Reactor Energético de Agua-Agua).

Las siglas **VVER** o **WWER**⁽¹⁾ hacen referencia al reactor nuclear de agua presurizada (*PWR*) desarrollados en la ExUnión Soviética y la Rusia actual. El reactor VVER es la transcripción del acrónimo ruso **ВВЭР** (Водо-водянной энергетический реактор, Reactor Energético de Agua-Agua). Dicho nombre se deriva del hecho de que el agua funciona tanto como refrigerante como moderador de neutrones.

Los VVER han sido diseñados por el Instituto Kurchatov y el OKB Gidopress mientras que la construcción corre a cargo de Izhorsky Zavod y Atomeiegoproekt y la exportación le corresponde a Atomstroyexport.

Los VVER tienen un coeficiente de vacío negativo que convierte al reactor en intrínsecamente seguro: en el caso de una pérdida de refrigerante el efecto moderador también disminuye, lo cual produce una disminución de potencia que compensa la pérdida de refrigerante.

El combustible utilizado en estos reactores es óxido de uranio (U_2O), compactado en pastillas y ensamblado en las barras de combustible. Estas barras de combustible se sumergen totalmente en agua la cual se mantiene a una presión suficientemente alta de modo que el agua no pueda hervir. Todo el reactor está ensamblado en un recipiente a presión de acero sólido.

Se tienen VVER en funcionamiento o construcción en Armenia, Bulgaria, República Checa, China, Eslovaquia, Finlandia, Hungría, India, Irán, Rusia y Ucrania.

La marina soviética y rusa adaptaron reactores PWR para sus submarinos y barcos de superficie, si bien no reciben de nombre "VVER".

Un estándar de reactores VVER-1200 con capacidades de 1150-1200 MWe⁽¹⁾, se utiliza como prototipo en la central Novovoronezh II en Rusia, donde se tienen 2 unidades bajo construcción con reactores VVER-1200/V-491(AES-2006). El reactor VVER-1200 presenta un diseño con desarrollo evolutivo de los reactores VVER-1000/V412(AES-92) ubicados en la central Koodankulam, en la India. El reactor VVER-1200 tiene una vida útil de 60 años y una eficiencia de 36,56% (en lugar del 31,6% del VVER-1000) y factor de capacidad del 90%. El tiempo de construcción es de 54 meses. El diseño de los reactores VVER incluye nuevas medidas de seguridad como un doble muro de contención (el primero tiene 1,2 metros de espesor y el segundo 2,2 metros) que le permite resistir impactos de aviones de 20 toneladas que se muevan a 200 m/s además de terremotos. El reactor está también diseñado para soportar terremotos de magnitud 8 en la escala MSK (Medvedev-Sponheuer-Karnik) utilizada en Rusia.

La frecuencia de daño al núcleo con la que cuenta este reactor es del orden del 1×10^{-7} RY.⁽¹⁾ Este reactor se ajusta tanto a las normas rusas como a las de Europa del Este. Se considera que el VVER-1200 pertenece a la III Generación + de reactores nucleares.

3.1.3.2.- REACTORES DE AGUA PESADA

Este tipo de reactores presentan el inconveniente de requerir un proceso adicional para la generación del agua pesada, lo cual se traduce en costos adicionales a los contemplados si fuese un reactor de agua ligera, quedando con pocas probabilidades de ser elegidos estos reactores como resultado de una licitación. Sin embargo, se enuncian en esta sección los reactores de agua pesada con capacidades de generación mayores a los 1000 MWe.

CANDÚ (Canadian Deuterium Uranium):

El reactor CANDU ⁽¹⁾⁽¹⁶⁾ utiliza principalmente el uranio natural como combustible y agua pesada como refrigerante y moderador. Tiene la particularidad de realizar recargas de combustible estando la unidad en operación, lo anterior debido a la configuración de los elementos combustibles en un sistema llamado Calandria. Los reactores CANDU también se encuentran operando fuera de Canadá en China, Rumania, Corea del Sur, India y Argentina. Un ejemplo de este reactor se encuentra ubicado en la costa sur del Embalse de Río Tercero, Provincia de Córdoba, en Argentina.



Figura 3.1.14 Central Nuclear Embalse

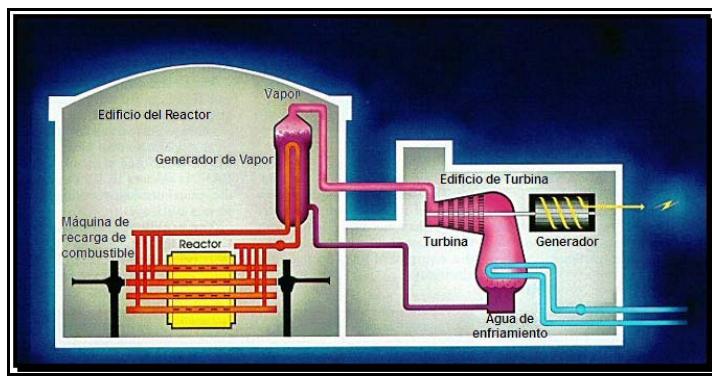


Figura 3.1.15 Circuito primario y secundario

Los reactores CANDU modernos representan una tecnología probada con un largo historial de innovaciones para reducir costos de capital, mejorar la seguridad y explotar la flexibilidad excepcional en el ciclo de combustible de este diseño. Los reactores CANDU-6, con capacidad de 700 MWe y el reactor CANDU-9 de 900 MWe tienen un diseño evolucionado basado en los reactores de unidades múltiples existentes en las centrales nucleares de Darlington y Bruce B. en Canadá.

ACR-1000 (Advanced Reactor CANDU-1000)

Los recientes avances del reactor CANDU, han incluido el uso de agua ligera como refrigerante además de continuar con el uso del agua pesada como moderador dentro de la calandria, lo cual resulta en una disminución del inventario de agua pesada con la correspondiente reducción en los costos. Este diseño, perteneciente a la generación III+ de reactores, incluye sistemas de seguridad pasivos con el objetivo de reducir significativamente los tiempos de mantenimiento además de reducir los costos de operación.

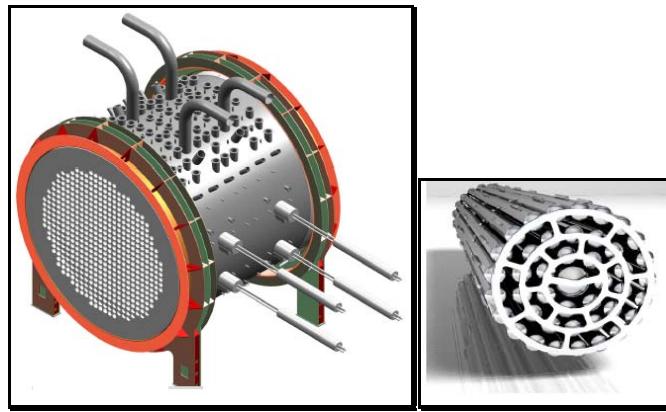


Figura 3.1.16 Calandria y Ensamble de Combustible de un reactor CANDU-1000

El último reactor desarrollado por la Atomic Energy of Canada Limited (AECL) fue el reactor ACR-1000 perteneciente a la Generación III de reactores, con capacidad de hasta 1,200 MWe⁽¹⁾⁽⁷⁾ y un factor de capacidad del 90%. El reactor ACR-1000 tiene 520 canales de combustible, para lo cual se considera que cada canal o módulo corresponde a una potencia de aproximadamente 2,3 MW.

El diseño del ACR-1000 incorpora dos sistemas pasivos de seguridad de acción rápida los cuales son independientes uno del otro. Este reactor puede operar utilizando uranio enriquecido al 1.5% o 2.0% de Urano-235, así como con el combustible MOX, Torio y antínidos⁽¹⁾. El tiempo de construcción de este reactor es de 3.5 años y tiene una vida útil de 60 años bajo la consideración de realizar el reemplazo de los tubos de presión además de realizar actividades de mantenimiento mayor al llegar a la mitad de la vida útil de la unidad. El ACR-1000 tiene también la ventaja de realizar recargas estando la unidad en operación.

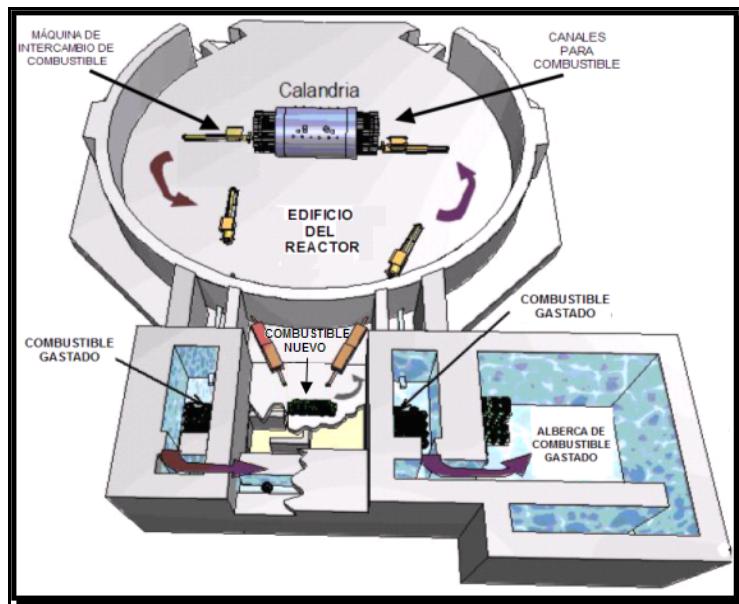


Figura 3.1.17 Edificio del Reactor en un ACR-1000

El edificio que aloja al cuarto de control del reactor ACR-1000 está calificado sísmicamente y está diseñado para resistir agentes externos como tornados. Cuenta con una zona de control secundaria la cual es totalmente independiente al cuarto de control principal, para una parada remota del reactor. El cuarto de control principal es compacto y cuenta con pantallas que facilitan la operación de la central.



Figura 3.1.18 Cuarto de Control Principal ACR-1000

Actualmente se encuentra en proceso de diseño el reactor CANDU X o SCWR el cual es una variante de la ACR pero utilizando agua ligera supercrítica como refrigerante lo cual incrementará la eficiencia térmica hasta un 40%⁽¹⁾. El rango de tamaño previsto es de 350MWe a 1150 MWe, en función del número de canales de combustible utilizado. La comercialización de este reactor se prevé para después del 2020.

REFERENCIAS

- [1] www.world-nuclear.org
- [2] www.nrc.gov
- [3] www.nei.org
- [4] EPRI Electric Power Research Institute; “Program on Technology Innovation: Nuclear Power Generation Technologies, Current Status and Trends”; Final report, June 2007.
- [5] Nuclear Energy Agency (NEA); “Nuclear Energy Outlook 2008”; © OECD 2008.
- [6] United States Department of Energy Office of Nuclear Energy, Science and Technology and its Nuclear Energy Research Advisory Comité,

Subcommittee on Generation IV Technology Planning; “A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010”; October 31 2001.

- [7] Energy Information Administration (EIA), Official Energy Statistics From the U.S. Government;”New Commercial Reactors Desings”; November 2007.
- [8] Mitsubishi US-APWR. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., July 2006.
- [9] The ESBWR Plant. General Description. General Electric Co., June 2006.
- [10] ABWR Cost/Schedule/COL Project at TVA’s Bellefonte Site. Toshiba Corp., GE Co., USEC, Bechtel Power Corp., Global Nuclear Fuel. August 2005.
- [11] AREVA and EPR Overview; EPR construction Planning and Activities in the USA; Reference Plant Costing Information; EPR Licensing Certainty in The USA. October 24, 2006.
- [12] AREVA NP, Inc; “A process heat source to power many industrial applications”; © 2006 AREVA NP, Inc .
- [13] AP1000 Design for Security L. Long (*Southern-USA*), W.E. Cummins, J.W. Winters (*Westinghouse-USA*). Proceedings of the 2006 ICAPP. Reno, Nevada. June 2006.
- [14] U.S. Department of energy. “DOE NP2010 Construction Schedule Evaluation”, contract DE-AT01-020NE23476, September 24, 2004.
- [15] U.S. Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Science and Technology; “A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010, Volume II, Main Report”; October 31, 2001.
- [16] Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ); “Descripción Técnica de los Reactores Nucleares ABWR, ACR, AP1000 y EPR”; Reporte ININ-GCA/DSN-01/04

3.2 COMPARATIVA DE LOS DISEÑOS DE REACTORES AVANZADOS

El análisis de las tecnologías que se han utilizado recientemente o que se están empezando a utilizar, así como de las tecnologías que se están desarrollando, nos permite identificar ciertas diferencias entre ellas e identificar también ciertas implicaciones en las decisiones que se deberán tomar en México.

Estudios recientes de la expansión de generación eléctrica en México, desarrollados por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), por el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y por la propia Comisión

Federal de Electricidad (CFE), muestran que se podría aumentar la participación de la energía nuclear para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, tener un sistema de generación eléctrica más diversificado con menos riesgos económicos ante los aumentos de los precios de combustibles, o la escasez de los mismos, y que ofrezca bajas emisiones de gases de lluvia ácida y de gases que provocan el efecto invernadero. Una alternativa para México, es la selección y construcción de nuevos reactores nucleares disponibles en el mercado internacional para coadyuvar al desarrollo sustentable del país.

Las tecnologías actuales también presentan diferencias en cuanto al grado de innovación que representan en relación a las unidades de las décadas anteriores. Los reactores nucleares actuales se pueden agrupar en dos conjuntos. Por un lado están las tecnologías que han adoptado la mayoría de los países del mundo, que son las tecnologías de reactores de agua ligera, y por otro lado está la tecnología canadiense de reactores moderados con agua pesada.

Como ya se mencionó en la sección 3.1, existen reactores que presentan pocas posibilidades de ser seleccionados como resultado de una licitación para la adquisición de un nuevo reactor nuclear en México, motivo por el cual no son contemplados en este estudio comparativo, tal es el caso de los reactores de agua pesada, que requieren un proceso adicional para la generación de agua pesada, lo cual se traduce en un mayor costo de operación, así como dependencia tecnológica del poseedor de la tecnología. Otros reactores son los de Corea y Rusia, los cuales tienen una normatividad diferente a la utilizada en el mundo occidental, lo que dificultaría el proceso de licenciamiento en México y el proceso de aprendizaje sería mayor repercutiendo en los costos y programas del proyecto, además de tener una experiencia operacional limitada. Los reactores coreanos sólo han sido construidos en su propio país de origen y los reactores rusos han sido comercializados en Europa del Este y ciertos países.

Es importante mencionar que un aspecto a considerar al momento de seleccionar un reactor, es el tema de licenciamiento y la normatividad aplicable al diseño de los equipos, sistemas y componentes. El desconocimiento de la normatividad en las diferentes etapas de un proyecto puede ser un ingrediente importante para que no se logren los programas comprometidos, tal como sucedió en el caso de Laguna Verde, en donde el tiempo de aprendizaje fue muy largo. Por lo anterior, es conveniente considerar aquellos diseños que han sido certificados y licenciados en los Estados Unidos ya que en ese caso la normatividad aplicable es conocida y utilizada en México.

Es claro que se tiene más experiencia global acumulada en la tecnología de agua ligera en relación con los reactores de agua pesada. Dentro de las tecnologías de agua ligera hay dos aspectos que es conveniente considerar; Uno, es la ventaja que representa el hecho de que la Central Laguna Verde tenga 2 reactores BWR operando exitosamente desde 1990 y 1995 y con reconocimiento internacional de buena operación avalado por la World Nuclear Association of Nuclear Operators (WANO), para inclinar la balanza a favor de los sistemas con reactores con agua hirviente, que son esencialmente el ABWR y el ESBWR, el otro aspecto que es

necesario contraponer a la ventaja anterior, es el hecho de que en el mundo operan más reactores tipo PWR que BWR.

Los diseños de reactores de tercera generación evolucionaron a partir de la generación anterior, logrando características económicas y de seguridad que superan ampliamente a los reactores de segunda generación. Al comparar estas dos generaciones de reactores se observa que los reactores de tercera generación tienen tiempos de construcción inferiores, factores de disponibilidad superiores, la energía extraída por unidad de masa de combustible es mayor y los rendimientos termodinámicos son ligeramente más altos. Por otro lado, los sistemas de seguridad tienen mejoras considerables y a la vez son más simples, y los reactores con diseños más recientes como el AP1000 y el ESBWR se apoyan en sistemas pasivos.

Un grupo de reactores con diseños como el ABWR, el EPR, y el APWR, muestran mejoras incrementales con relación a los mismos diseños que antes se tenían, en los que no se ha cambiado el esquema de operación del reactor ni de sus sistemas de protección, sino que se han incorporado medidas de seguridad adicionales. Para este grupo de tecnologías, al ser la operación la misma que ya se ha probado durante años, las grandes interrogantes que se presentan son posibilidades de problemas constructivos, los cuales será necesario enfrentar durante la construcción. Es prudente recordar que, en el caso del ABWR se han construido 4 centrales de este tipo en Japón, mismas que están operando satisfactoriamente, lo cual no ha ocurrido con ningún otro reactor avanzado.

Otro grupo de reactores, que incorpora innovaciones tecnológicas más radicales, incluye al AP1000 y al ESBWR. Estas tecnologías presentan mejoras en la confiabilidad del reactor y en la seguridad del mismo, al incorporar sistemas de protección pasivos y al simplificar los sistemas, reduciendo el número de elementos activos. Sin embargo, por su novedad en estos sistemas hay interrogantes, tanto sobre posibles problemas constructivos, como sobre posibles problemas de operación.

Optar por una tecnología del primer grupo, en este momento es una opción más segura desde el punto de vista económico, aunque no se estarán incorporando todas las tecnologías en proceso de certificación y desarrollo en los Estados Unidos.

El impacto de una decisión sobre este punto dependerá en gran medida de cómo se desarrolle la situación a nivel mundial. Por el momento se recomendaría mantener las opciones abiertas y posponer la decisión hasta el momento de preparar las Bases de Licitación, para evaluar entonces la situación prevaleciente.

3.2.1 CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE REACTORES AVANZADOS EN EL MUNDO

Resulta de interés analizar a mayor detalle, el estado actual que guarda cada una de las 5 tecnologías mencionadas anteriormente y en función de ello establecer los diversos escenarios para un posible proceso de licitación:⁽¹⁾⁽²⁾

Actualmente, en lo que se refiere a ABWR's, se tienen 4 unidades nucleoeléctricas en operación en Japón (Kashiwazaki-Kariwa 6 y 7, Hamaoka 5 y Shika 2), además de otras 5 unidades nucleares programadas para operar en el 2014 y 2015 (Tepco Fukushima I-7/Fukushima I-8/Higashidori 1, EPDC/J Power Ohma y Chugoku Kaminoseki 1). En cuanto a Taiwán se tienen 2 unidades programadas para iniciar su operación en 2010/2011 (Taipower Lungmen 1 y 2). En EUA, en South Texas Project se ha firmado el contrato para la construcción de dos unidades con este tipo de reactor, Además de la compañía Exelon Nuclear Texas Holdings, quien hasta fines del 2008 tenía contempladas 2 nuevas unidades ESBWR, optó por construir 2 unidades ABWR en lugar de éstas.

Con relación al reactor EPR, este está siendo construido en Finlandia y su operación comercial se contempla para el 2012. Otra unidad nucleoeléctrica de este tipo se encuentra bajo construcción en Flamanville, Normandía, Francia, la cual corresponde a la Unidad 3 de ésta central. En EUA se encuentra en proceso ante la NRC la licencia combinada para la adquisición de 4 unidades (Bell Bend, Callaway Unidad 2, Calvert Cliffs Unidad 3 y Nine Mile Point Unidad 3) y 3 unidades más se encuentran bajo consideración para su construcción (Owyhee ID, Amarillo TX vicinity y Susquehanna, PA). Este reactor también fue ofertado en China con dos unidades, esta licitación se encuentra en proceso.

Por otro lado, el EPR está siendo adaptado a la reglamentación y normas industriales americanas por el consorcio UniStar formado por AREVA y Constellation que, en principio, planea tener una unidad en operación para el año 2015 por lo que se realiza actualmente un gran esfuerzo en su ingeniería de detalle incluyendo también la adquisición de partes y componentes con tiempos de entrega largos. Seguramente, si se ofertara un EPR a México sería el que se está adaptando en los Estados Unidos y, podría ser prácticamente una copia del mismo, lo cual facilitaría todo su proceso de licenciamiento en México suponiendo que el avance en la ingeniería de detalle sea el requerido.

En Japón el APWR está programado para iniciar su construcción en el 2010 y su operación comercial en 2016/2017 (Tsuruga 3 y 4). En Estados Unidos se tienen considerados y en proceso de licencia combinada, 2 unidades con este tipo de reactor (Comanche Peak, Texas). Sin embargo, aún no está completamente licenciado en su país de origen, Japón, y todavía requiere un tiempo más para ser certificado en Estados Unidos.

Los reactores AP1000 y ESBWR constituyen los reactores llamados "Avanzados/Pasivos" que, en principio, tienen ventajas en seguridad por usar este tipo de sistemas pasivos. Sin embargo, ninguno de ellos ha sido construido por lo que no se han probado estas ventajas de seguridad. Se trata de un concepto

nuevo que se aplica por primera vez y no de un desarrollo evolutivo. También está por probarse su constructibilidad, operabilidad y mantenibilidad.

Sin embargo, el AP1000 se está considerando en EUA por las empresas eléctricas Duke Power con 2 unidades, Tennessee Valley Authority (TVA) con 2 unidades, Progress Energy con 4 unidades, South Carolina Electric & Gas con 2 unidades, Southern Nuclear Operating Company con 2 unidades. Estas compañías presentaron sus solicitudes de licencia combinada ante la NRC las cuales están en proceso. Asimismo, en Zhejiang, China se dará inicio a la construcción de 2 unidades con este tipo de reactor en el 2009, contemplando que se tendrá en operación el primero de ellos en agosto del 2013.

El ESBWR está considerado en EUA por las empresas eléctricas Dominion Virginia Power con 1 unidad, Entergy Operations Inc. con 2 unidades y Detroit Edison Company con 1 unidad. Este diseño de reactor participó en la licitación de Olkiluoto, Finlandia con 1 unidad y no ganó la licitación.

La disponibilidad de estas tecnologías también puede ser comparada en términos del grado de avance en su desarrollo, licenciamiento, construcción y operación, tal y como se muestra en la siguiente Figura:

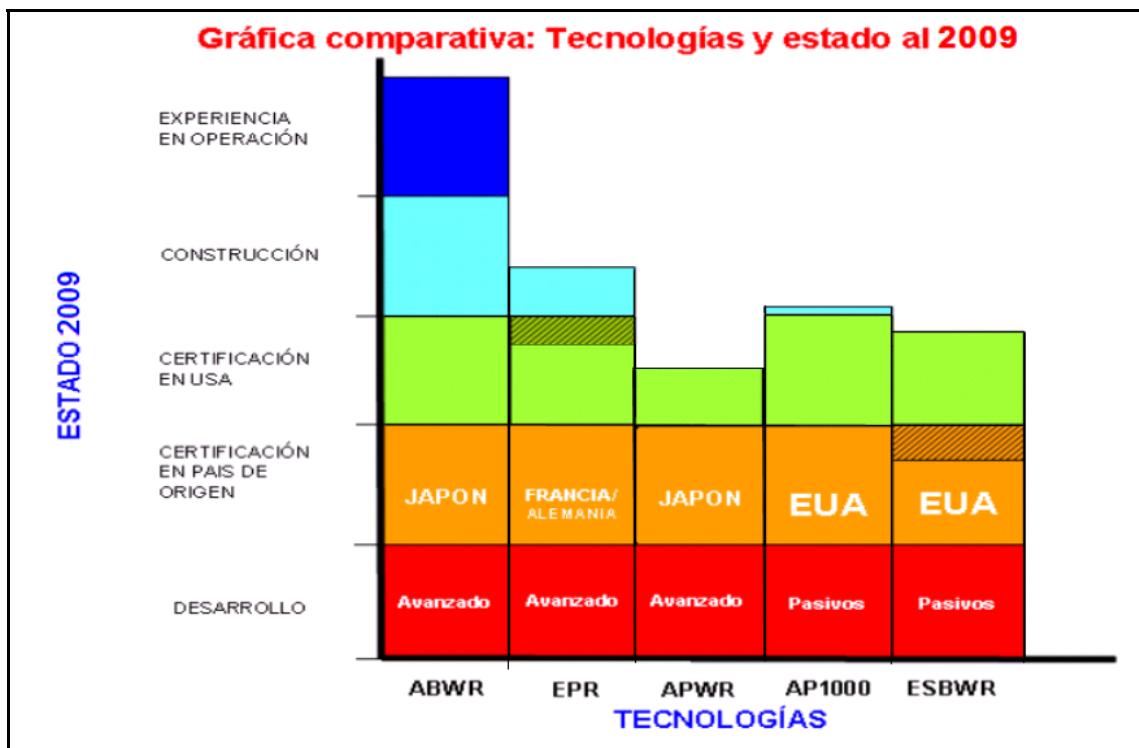


Figura 3.2.1 Tecnologías y Estado al 2009

Cabe mencionar que los métodos de construcción de estos nuevos reactores incorporan los últimos desarrollos tecnológicos de construcción como son el uso de modelos basados en AUTOCAD siendo una herramienta valiosa en las actividades constructivas y de planeación de obra que ayudan al seguimiento y

cumplimiento de los programas , así como la técnica conocida “de arriba hacia abajo” (top to bottom) mediante ensamblaje modular, es decir, la construcción en el sitio inicia a la vez que los equipos y muchos de los componentes principales son ensamblados en diferentes talleres y/o almacenes formando módulos los cuales posteriormente, mediante el empleo de grandes grúas, se introducen por la parte superior de la construcción contribuyendo al avance de la obra y evitando el almacenamiento de estos componentes. Todas estas técnicas permiten que los tiempos de construcción, de acuerdo al tipo de reactor, oscilen entre cuatro y cinco años desde el primer colado en sitio hasta la entrada en operación de la central. Prueba de estas técnicas han sido los reactores ABWR construidos en Japón, estos reactores han sido construidos de acuerdo a lo programado y dentro del presupuesto originalmente planeado.⁽¹³⁾

Asimismo, todos estos diseños incorporan diseños compactos, los cuales reducen las dimensiones en la construcción de manera que existe un ahorro sustancial en su costo, así como en los tiempos de construcción, aproximadamente a 5 años en comparación con los 8 años o más de la década de los 80s.

Con la finalidad de representar de manera simple las ventajas entre cada uno de los diseños de reactores mencionados anteriormente, se muestra la siguiente tabla comparativa:

**TABLA COMPARATIVA
REACTORES GENERACIÓN III**

DATOS	TIPO DE REACTOR				
	ABWR	EPR	APWR	AP1000	ESBWR
Potencia Térmica, MWt	3926 4300 (UPRATE)	4590	4451	3400	4500
Potencia Electrica, MWe	1371 1465 (UPRATE)	1600	1538	1150	1550
Eficiencia, %	34	37	39**	34	34.7
Factor de Planta	90%	94%		93%	95%
No. De Lazos Primarios	0	4	4	2	0
Masa del Combustible (UO_2) ton ⁽²⁾	172	129.2	157.37	95.97	163
Vida de Diseño (Años) ⁽²⁾	60	60	60	60	60
Capacidad de Alberca Combustible Gastado, Ciclos ⁽²⁾	10	10	10	10	10
Frecuencia de Daño al Núcleo del	2×10^{-7}	3.6×10^{-7}	1.8×10^{-6}	2.9×10^{-7}	3×10^{-8}

Reactor (RY) ⁽²⁾	Si	Si	Si	Si	Si
Diseño contra impacto de avión ⁽²⁾	0.3g	0.3g	0.3g	0.3g	0.3g
Diseño Sísmico para Parada Segura (SSE) ⁽²⁾	Uranio enriquecido/ MOX	Uranio enriquecido/ MOX	Uranio enriquecido/ MOX***	Uranio enriquecido/ MOX	Uranio enriquecido
Tipo de Combustible	General Electric/Hitachi; Westinghouse/ Toshiba; EUA/Japón	Areva Francia	Mitsubishi Japón	Westinghouse/ Toshiba; EUA/Japón	General Electric: EUA
Compañía/ País de origen					
Tiempo requerido para Ingeniería de Detalle, (Años)	4	5		4	3.7
Tiempo requerido para Preparación de Sitio y Excavación) (Años)	1	1.3	1.3	1.5	1
Tiempo entre el Primer Colado y la Carga de Combustible (Años)	3	3.3	3.3	3	3.45
Dosis a trabajadores (Sv-Hombre/año)	0.36	0.35		0.7	0.604
No de Obreros en el Pico de la Obra ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	4500	2600			
No Pico de Personas de Supervisión y Administrativas en la Obra ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	750	300			
Número de unidades en Operación ⁽¹⁾⁽²⁾	4				
Número de Centrales bajo construcción	5*	2		1	

* En marzo del 2009, se firmó el contrato para la construcción de 2 nuevas unidades en Estados Unidos (South Texas), para un total de 7 unidades bajo construcción.

** Eficiencia para un diseño de reactor del tipo US-APWR.

*** El reactor APWR+ podrá utilizar combustible MOX.

Tabla 3.2.1 Tabla Comparativa Reactores Generación III

De la información presentada anteriormente, podemos resumir como atributos comunes a las 5 tecnologías, los siguientes puntos:

- Capacidad por unidad mayor o igual a 1000 MWe.
- Son reactores de Tercera Generación (Avanzados y Avanzados/Pasivos), con diseños avanzados, desde el punto de vista tecnológico, con respecto a los reactores que actualmente operan en la Central de Laguna Verde.
- Los diseños de reactores se encuentran certificados o en proceso de certificación en los Estados Unidos.
- Cuentan con el Certificado de diseño de la tecnología otorgado por el país de origen, o dicho de otra manera, que la tecnología es licenciable en el país de origen.
- Son reactores ofertados por las compañías que han diseñado y construido el mayor número de reactores de los que se encuentran actualmente en operación a nivel mundial.
- Dada la evolución de la tecnología cumplen con una frecuencia de daño al núcleo inferior a 1×10^{-4} .⁽²⁾

3.2.2 CONCLUSIONES

La inclusión de cualquier tipo de estos reactores como parte del Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano permitiría satisfacer las necesidades futuras de energía eléctrica, evitando la dependencia que conlleva el uso del gas y energéticos fósiles como principales alternativas de crecimiento, además de no contribuir al calentamiento global disminuyendo los gases que provocan el efecto invernadero, complementando la participación de las energías renovables.

Los diversos escenarios posibles para un proceso de licitación en México para la construcción de una nueva central nucleoeléctrica con un diseño de reactor de tercera generación son:

- Por ser el único con experiencia en operación, realizar una licitación para adquirir un reactor del tipo ABWR. En este caso, existen dos proveedores posibles: General Electric de Estados Unidos (creador de este tipo de reactor) con Hitachi de Japón y Toshiba de Japón con NRG Energy de Estados Unidos.
- Una licitación para adquirir un reactor del tipo ABWR o del tipo AP-1000 o EPR, considerando que estos últimos 2 reactores tendrán algunos años de experiencia operacional al momento de entrar en operación en México. Este caso tiene la ventaja para la licitación, de establecer una fuerte competencia entre varios tipos de tecnologías desarrolladas separadamente por proveedores completamente independientes, lo que podría representar ahorros sustanciales para el país.
- Una licitación para adquirir un reactor del tipo Avanzado o Avanzado/Pasivo. En este caso se considerarían reactores del tipo ABWR, EPR, APWR, ESBWR y AP1000. Este caso tiene la desventaja de considerar reactores donde todavía no se tiene ninguna experiencia ni en

construcción ni en operación, por lo que no se podría tener ninguna central nucleoeléctrica de referencia y la central nucleoeléctrica mexicana podría construirse en paralelo con las primeras a nivel mundial donde se probaría este tipo de diseños. Adicionalmente, conviene considerar que el evaluar más tipos de reactores en una licitación internacional requiere de un esfuerzo considerablemente mayor y conlleva también un riesgo mayor para la terminación exitosa de la licitación.

Por último y tomando como referencia la experiencia de Laguna Verde, es muy importante para CFE invitar a proveedores con experiencia en diseño, licenciamiento, construcción y operación del reactor que propongan. Las modificaciones más costosas tanto en lo económico como en tiempo se debieron a aspectos de seguridad no contemplados en el diseño original. Otro aspecto igualmente importante es lo relacionado con la normatividad. El desconocimiento de las normatividad aplicable y los códigos y estándares de diseño correspondientes no permitieron a CFE tomar el control de la supervisión de la obra mucho menos la responsabilidad del diseño y construcción sino ya muy avanzada la obra.

Considerando los costos que representa construir una nueva central nucleoeléctrica y de los financiamientos requeridos, CFE debe ser muy selectiva al momento de llevar a cabo una licitación con respecto a las tecnologías a considerar, ya que ello será un factor decisivo para el cumplimiento de los programas y el presupuesto correspondiente.

REFERENCIAS

- [1] Sitio Web www.world-nuclear.org.
- [2] Sitio Web de la NRC, www.nrc.gov.
- [3] Sitio Web de la NEI, www.nei.org
- [4] ABWR Cost/Schedule/COL Project at TVA's Bellefonte Site. Toshiba Corp., GE Co., USEC, Bechtel Power Corp., Global Nuclear Fuel. August 2005
- [5] AREVA and EPR Overview; EPR construction Planning and Activities in the USA; Reference Plant Costing Information; EPR Licensing Certainty in The USA. October 24, 2006.
- [6] AP1000 Design for Security L. Long (*Southern-USA*), W.E. Cummins, J.W. Winters (*Westinghouse-USA*). Proceedings of the 2006 ICAPP. Reno, Nevada. June 2006.
- [7] Instituto de Investigaciones Eléctricas. “Prospectiva, Entorno Político, Regulación, Impacto Ambiental, Tecnologías y Licitación Nuclear”.- Preliminar. Inf. IIE/44/13130/I 001/P—GPT 44758.

- [8] U.S. Department of energy. "Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs" contract DE-AT01-020NE23476; Dominion Energy Inc., Bechtel Power Corporation, TLG, Inc, MPR Associates; May 27, 2004.
- [9] U.S. Department of energy. "DOE NP2010 Construction Schedule Evaluation", contract DE-AT01-020NE23476, September 24, 2004.
- [10] U.S. Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Science and Technology; "A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010, Volume II, Main Report"; October 31, 2001.
- [11] Nuclear energy Institute (NEI); "Status and Outlook for Nuclear Energy in the United States", February 2009.
- [12] Electric Power Research Institute; "Program on Technology Innovation: Nuclear Power Generation Technologies current Status and Trends", June 2007
- [13] Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ); "Análisis de los Reactores ABWR, ACR, AP1000 y EPR como opción para nuevas Centrales Nucleoeléctricas en México"

3.3.- DISEÑOS CERTIFICADOS (ESTANDARIZADOS BAJO NORMAS AMERICANAS) E INGENIERÍA DE DETALLE

3.3.1.- ANTECEDENTES.

El organismo regulador americano ha promovido la estandarización de los diseños de Reactores de Generación III+, para simplificar el proceso de licenciamiento de estos. Los nuevos diseños de reactores son más seguros y hacen uso de medios simples, pasivos e innovadores para realizar funciones de seguridad. En el marco regulador americano (la parte 52 del 10CFR) se contempla dentro del proceso de licenciamiento la certificación de nuevos diseños de unidades de generación nucleoeléctrica. Este proceso representa el resultado de décadas de experiencia e investigación considerando la operación y diseño de reactores. El proceso de certificación de diseño brinda la oportunidad de una participación temprana del público y la resolución de asuntos de seguridad antes de la solicitud para construir una central nucleoeléctrica, que refiera al diseño en cuestión.

3.3.2.- PROCESO DE REVISIÓN PARA LA CERTIFICACIÓN DE DISEÑOS.

El proceso de revisión de nuevos diseños de reactores, conlleva a la certificación del diseño estándar de un reactor, independiente del sitio específico a utilizar; lo anterior a través de un proceso de proposición y promulgación de regulaciones (Subparte B de la Parte 52 del 10CFR). Este método de proposición y promulgación de regulaciones puede certificar un diseño de reactor por 15 años. Las solicitudes para certificar un diseño deben contener la información técnica necesaria para demostrar el cumplimiento de los estándares de seguridad

establecidos en las regulaciones aplicables del organismo regulador americano (Partes 20, 50, 73 y 100 del 10CFR). La solicitud también debe incluir la información para resolver cualquier asunto de seguridad genérico, o cualquier comentario al diseño pendiente de ser resuelto. La solicitud para certificar un diseño estándar de reactor, debe incluir el análisis detallado de las vulnerabilidades del diseño propuesto ante ciertos accidentes o eventos, así como inspecciones, pruebas, análisis y criterios de aceptación para verificar las características más importantes del diseño. El organismo regulador americano requiere que el nivel de protección de los nuevos diseños sea capaz de evitar y/o mitigar los efectos del impacto de una aeronave comercial grande, así como minimizar la necesidad de la intervención humana para la protección del público y la seguridad.

Actualmente hay cuatro diseños de reactores que pueden ser referenciados en la solicitud de una licencia combinada (COLA, por sus siglas en inglés) para la construcción y la operación de una unidad de generación nucleoeléctrica. Los diseños actualmente certificado por el organismo regulador americano son:

1. **Advanced Boiling Water Reactor** diseñado por GE Nuclear Energy (Mayo 1997);
2. **System 80+** diseñado por Westinghouse (Mayo 1997);
3. **AP600** diseñado por Westinghouse (Diciembre 1999); y
4. **AP1000** diseñado por Westinghouse (Enero 2006).

3.3.3.- ESTADO ACTUAL DE LA REVISIÓN A NUEVOS DISEÑOS DE REACTORES.

A continuación se enlista el estado de las solicitudes para certificación del diseño de reactores avanzados, ordenadas alfabéticamente:

- **AP1000 (Solicitud de enmienda)** – En Julio del 2007, Westinghouse emitió una solicitud de enmienda al diseño certificado AP1000, con el propósito de: 1) solucionar cuestionamientos pendientes que de otra manera tendrían que ser resueltos en la solicitud de licencia combinada, 2) cumplir voluntariamente con la regulación que requiere se determinen los efectos del impacto de una aeronave comercial, y 3) modificar el diseño del presurizador del reactor. Esta solicitud de enmienda fue aceptada para revisión en Enero del 2008 y se espera que la revisión esté terminada en el 2009. La incorporación de dicha enmienda como regulación en la parte 52 del 10CFR esta programada para el 2010
- **ESBWR** – El 24 de Agosto del 2005, General Electric solicitó la certificación del su diseño de reactor denominado ESBWR. El 1° de Diciembre del 2005, se aceptó para revisión esta solicitud y se espera que el proceso de certificación finalice en el 2010

- **EPR** – Areva solicito la certificación de su diseño denominado EPR en Diciembre del 2007. Se tiene programado que el proceso de certificación se complete en el 2011
- **US-APWR** – En Diciembre del 2007, la firma japonesa, Mitsubishi Heavy Industries, solicitó la certificación de la versión específica para los Estados Unidos del diseño Advanced Pressurized Water Reactor. Se espera que el proceso de certificación finalice en el 2011

Una breve descripción de cada uno de los diseños mencionados en esta sección se ha incluido en secciones anteriores de este Reporte. En la figura 3.3.1 se muestra el programa del organismo regulador americano para las actividades de certificación de diseño y licenciamiento de nuevas unidades de generación nucleoeléctricas.

Para el año 2012, las tecnologías señaladas estarán certificadas bajo la normatividad norteamericana y disponibles a nivel internacional.

El alcance de la Ingeniería en un Certificado no es fijo y depende del tecnólogo, pero en términos generales se tiene entre 30 y 40 por ciento de la Ingeniería. Es importante el determinar el alcance de la Ingeniería incluido en un Certificado ya que por lo menos deberá incluir los criterios de diseño y la Ingeniería Básica de los sistemas del reactor y sus auxiliares. A partir de esa información se desarrolla la Ingeniería de Detalle y la compra de equipos y componentes, lo cual puede realizarse en paralelo al proceso de Licenciamiento.

Tanto los requisitos de Licencia como los procesos constructivos requieren que la Ingeniería de Detalle esté terminado antes de iniciar construcción. En un proyecto prototípico, este trabajo puede necesitar hasta cuatro años para su realización.

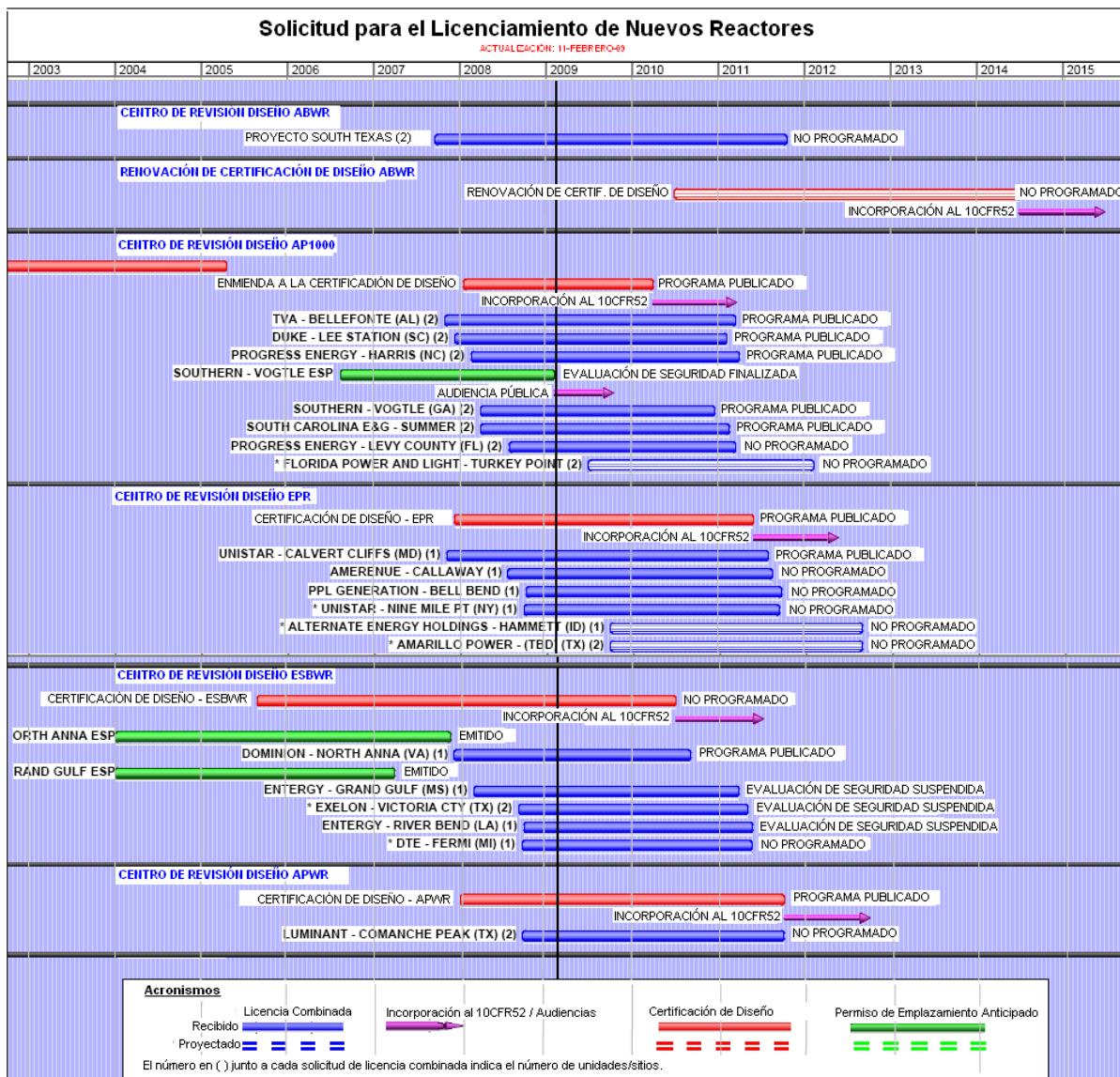


Figura 3.3.1 Estado de Licenciamiento de Reactores en EUA.

3.4 NUEVOS MÉTODOS CONSTRUCTIVOS

La experiencia reciente de Reactores Avanzados puestos en operación, muestra que un factor clave de éxito es el tiempo de construcción. En el caso mexicano, para contribuir a las necesidades de demanda hacia el periodo 2018-2030, se requieren tiempos de construcción en el rango de 40 a 50 meses.

El reto a vencer tiene dos vertientes. La primera, relacionada con la tecnología de construcción propiamente dicha, y la segunda, con la Ingeniería de Diseño y el abastecimiento de equipos y componentes.

3.4.1 TECNOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN

Tecnología de Construcción	ABWR	ESBWR	AP1000	ACR-700
Prefabricación, preensamble y Construcción Modular	Si	Si	Si	Si
Estructuras de Concreto reforzadas con placas de acero	No	No	Si	No
Jalado y empalmes de cables	No	No	No	No
Tecnologías sobre la composición del Concreto	Si	Si	No determinado	Si
Soldadura con alta tasa de aporte	Si	Si	No determinado	Si
Soldadura robotizada	Si	Si	No determinado	Si
Modelado en 3D	Si	Si	Si	Si
Aplicaciones con posicionamiento (GPS y escaneo con láser)	Si	Si	No determinado	Si
Construcción desde arriba a techo abierto	Si	Si	Si	Si
Tubería doblada vs. Codos soldados	Si	Si	No determinado	Si
Dinamitado con Precisión/Remoción de rocas	Según sitio	Según sitio	Según sitio	Según sitio
Control y manejo avanzado de información	Si	Si	Si	Si

Tabla 3.4.1 Tecnologías Avanzadas para la Construcción ⁽¹⁾

A continuación se describen las tecnologías más importantes:

a) Estructuras de Concreto reforzadas con placas de acero ⁽¹⁾

La mayoría de las estructuras, cimentaciones y contenciones en las antiguas unidades nucleares eran construidas con concreto reforzado. Esta construcción es en el sitio, con barras de refuerzo y cimbra normalmente de madera para crear las formas externas de la estructura a la cual posteriormente se le coloca el concreto. El tiempo requerido mediante este proceso para cada sección de la estructura es de mínimo 28 días.

Una técnica alternativa para el concreto reforzado es una estructura compuesta de acero-concreto-acero la cual es construida colocando concreto entre un par de

placas de acero que dan la forma a la estructura y proporcionan las caras exteriores de la estructura (Ver Fig.3.4.1). Para lograr el trabajo conjunto acero-concreto, se sueldan espárragos en las caras interiores de las placas de acero para que al quedar embebidas en el concreto se asegure la unión estructural del concreto con las placas de acero.

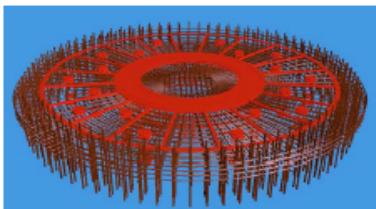
Debido a que la estructura formada por las placas de acero está diseñada para ser auto-soportada (unida mediante barras de unión) es posible fabricar las secciones de acero fuera del sitio, transportarlas como una unidad para ser colocadas en el sitio y luego soldar las secciones entre sí. Posteriormente se coloca el concreto.

**PRINCIPALES TECNICAS DE CONSTRUCCIÓN UTILIZADAS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE
UNA CENTRAL NUCLEAR TIPO ABWR**

Grúas de Gran Capacidad



Módulo Central de Cimentación

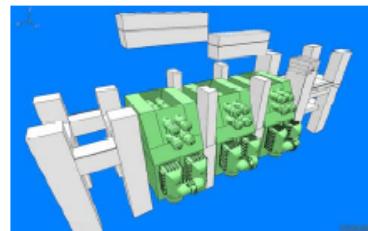


Módulo de Contención
Primaria de la Vasija

Construcción a Techo Abierto



Módulo del Pedestal de Turbina



Módulo con Tuberías,
Estructuras y Equipos

Módulo de un Cuarto con tuberías y Equipos



Módulo de Tuberías y estructuras
compuestas de Acero-Concreto



Bloques del Condensador
Principal

Tal como se muestra en la Fig. 3.4.1, los tiempos estimados por sección de estructura para este proceso de construcción son del orden de la mitad del requerido por el proceso anterior dando al final un ahorro muy importante en los tiempo de construcción del proyecto.

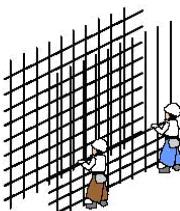
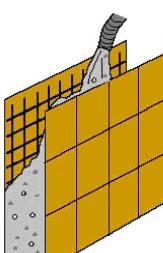
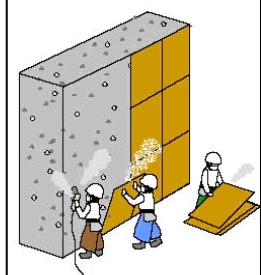
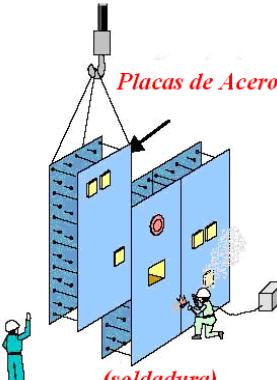
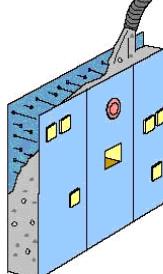
<i>Act. Estructura</i>	<i>Colocación de Refuerzo</i>	<i>Colocación de Cimbra</i>	<i>Colocación de Concreto</i>	<i>Remoción de Cimbra</i>
<i>Concreto Reforzado</i>				
28 días	13 días	7 días	4 días	4 días
<i>Concreto Reforzado con Placa de Acero</i>	—			—
14 días	—	10 días	4 días	—

Figura 3.4.1 Comparación entre Concreto Reforzado y Concreto Reforzado con Placa de Acero

b) Modelado Informático en 3D

Los sistemas informáticos (software) para el modelado tridimensional (3D) de estructuras y componentes de un proyecto es una herramienta utilizada para el diseño de instalaciones, proporcionando información por capas en tercera dimensión de la instalación propuesta al detalle requerido dependiendo de la etapa en que se encuentre el proyecto. Actualmente su uso es común para la ingeniería de planta. Los beneficios de estos modelos en 3D aparecen en todas las etapas desde la fase de diseño conceptual, fase de ingeniería de básica y de detalle, fase de construcción y fase de operación y mantenimiento.

El proceso de utilizar el software en 3D para diseño de una planta empieza con la generación de un modelo sólido de los componentes de la planta o sistema. Luego los espacios del “modelo” son alimentados con la información al detalle requerido

de las componentes que serán alojadas en esos espacios. Después de que el modelo con toda la información requerida es terminado, el software es usado para generar automáticamente varios planos, vistas en elevación, y vistas de detalles necesarios y útiles para la etapa en que se encuentre el proyecto. Las aplicaciones futuras del modelado en 3D están íntimamente relacionadas con actividades de operación, mantenimiento y modificaciones de la planta.

Esta herramienta es utilizada en la CN Laguna Verde de manera limitada. La última ocasión fue durante los trabajos de Sustitución de Haces tubulares del Condensador Principal debido al Aumento de Potencia de la Central. La Fig.3.4.2 muestra una sección del modelo en la cuál se puede observar una interferencia entre un par de tuberías (tubería de color negro y tubería de color amarillo).

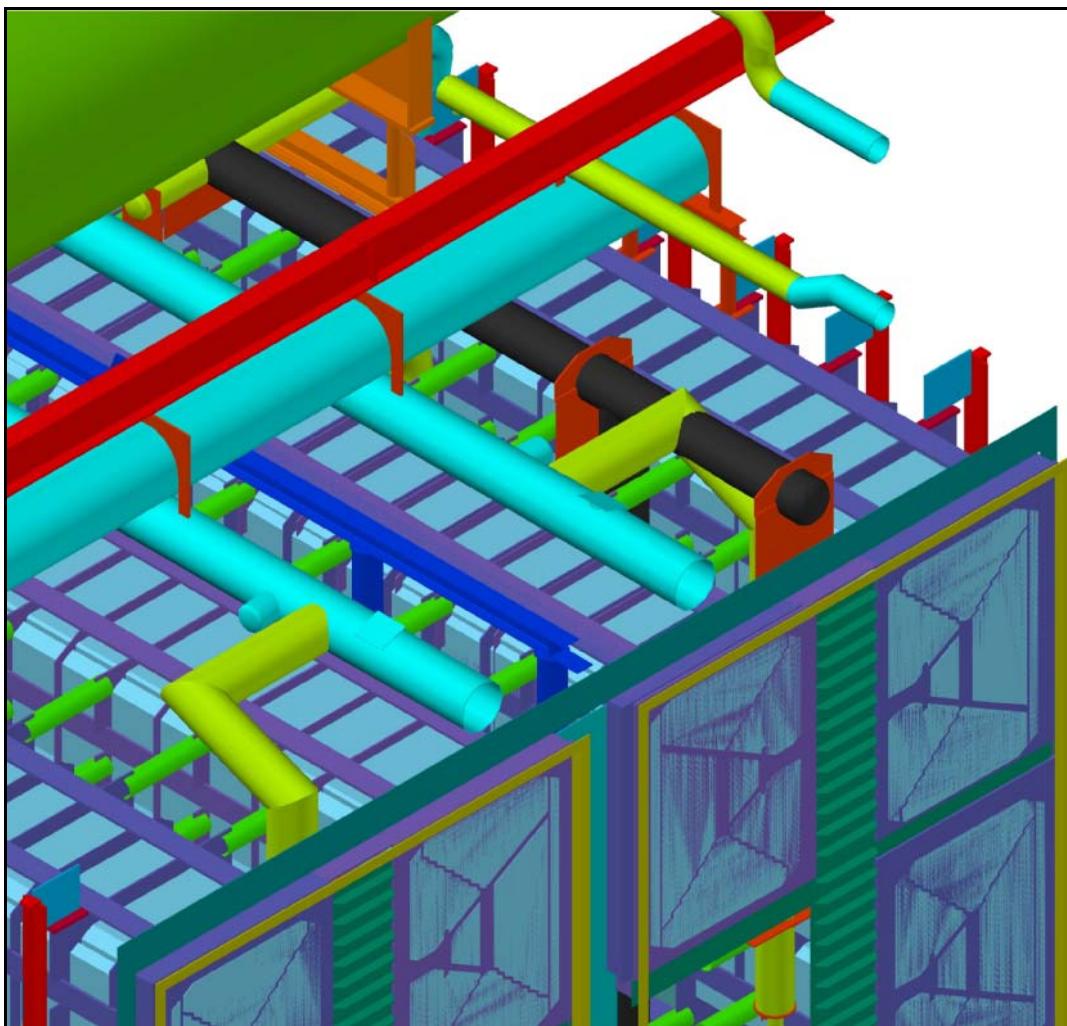


Figura 3.4.2 Modelo en 3D del Condensador Principal utilizado durante los trabajos de Aumento de Potencia de la CN Laguna Verde.

c) Construcción Modular

La prefabricación, preensamblado y construcción modular son técnicas de construcción que están siendo utilizadas en muchas industrias., incluyendo la construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas.

La prefabricación es un proceso de manufactura, generalmente realizado en una instalación especial, donde los materiales son unidos para formar parte de un componente o de una instalación final. La prefabricación de componentes normalmente involucra el trabajo de una sola especialidad, por ejemplo tubería ⁽²⁾.

El preensamblado es un proceso mediante el cual varios metales, componentes prefabricados y/o equipos son reunidos en un lugar fuera del sitio para su subsecuente instalación como unidad. El preensamblado típicamente contiene porciones de sistemas y requiere trabajo de varias especialidades ⁽²⁾.

Un módulo resulta de una serie de operaciones de ensamblado, posiblemente involucrando prefabricación y preensamblado. Normalmente los módulos son las unidades más grandes a transportar al sitio. Un módulo en su versión completa es un volumen ajustado con todos los elementos estructurales, con acabados, y componentes de procesos que están diseñados para ocupar ese espacio. Los módulos pueden ser construidos en una ubicación remota o dentro del sitio y posteriormente colocados en su posición final.

Éstos módulos son aplicados a los componentes que pueden formar parte de la ruta crítica del proyecto de construcción, como por ejemplo la contención primaria del edificio de Reactor, los internos del reactor, y el condensador en el edificio de Turbina., todo con el objetivo de disminuir la duración de la construcción además de reducir el trabajo de instalación en campo.

La experiencia muestra la necesidad de manejar de 12 a 15 módulos en la ruta crítica del Edificio del Reactor. El peso de cada módulo oscila entre 200 y 1050 toneladas. ⁽³⁾

La localización de la CLV (acceso por el Golfo de México) es ideal para maximizar el uso de la construcción modular fuera del sitio. Por ejemplo, en la Fig.3.4.3 se observan los nuevos MSR's (separador y recalentador de humedad) diseñados para las nuevas condiciones de Aumento de Potencia de la Central que arribaron al sitio vía marítima.



Figura 3.4.3 Nuevos equipos MSR's arribando vía marítima a la CN Laguna Verde.

Las ventajas y desventajas de la construcción modular son las siguientes:

Ventajas:

- ✓ Se reduce el tiempo de construcción y el trabajo en campo.
- ✓ Se reducen de manera importante los costos de capital durante la construcción debido a menores tiempos de ejecución de obra.
- ✓ Se incrementa la productividad y calidad por ser trabajo en ambiente controlado o en un taller.
- ✓ Se incrementa la seguridad y la eficiencia debido a que se trabaja a la altura del suelo.
- ✓ Se puede reutilizar la ingeniería modular a las nuevas plantas.

Desventajas:

- ✓ Se incrementa la ingeniería de detalle para los módulos.
- ✓ Se requiere un avance importante de la ingeniería de detalle antes de iniciar construcción.
- ✓ Se requiere disponibilidad temprana de equipos y materiales.
- ✓ Costos adicionales por el transporte.
- ✓ Se incrementan los requisitos para maniobras, siendo necesario el uso de grúas de gran capacidad.

d) Construcción desde arriba a techo abierto

La construcción desde arriba a techo abierto permite trabajar nivel por nivel, colocando mediante grúas, equipos y componentes, en paralelo con el trabajo de columnas y paredes, antes de colocar la losa superior del nivel trabajado, de esta manera se evita la técnica convencional de dejar aberturas temporales, con ahorros importantes en los tiempos de ejecución de la obra. A manera de ejemplo, en los Reactores ABWR japoneses, se han llegado a manejar con este método, aproximadamente el 90% de equipos, el 86% de las tuberías y sus soportes y el 20% de las charolas de cables.

Ésta técnica de construcción involucra técnicas que integran la construcción de losas y paredes de los edificios con la instalación de equipo mecánico e instalaciones eléctricas. Los equipos, componentes y materiales son colocados en su posición final, en la elevación adecuada, antes de que se coloque la losa de la elevación en cuestión.

La construcción desde arriba a techo abierto reduce las aperturas temporales que son utilizadas para la introducción de equipos después de la construcción del edificio en el método convencional de construcción.

De acuerdo con la secuencia de construcción, primero se construye parte del edificio del reactor, posteriormente se coloca el reactor, generadores de vapor, y otros equipos mayores en su lugar dentro del edificio mediante el uso de grúas de gran capacidad. Este tipo de grúas permite que cargas muy pesadas sean colocadas en su lugar, expandiendo la viabilidad de la construcción desde arriba a techo abierto mediante el uso de técnicas como la construcción modular.

e) Estructuras compuestas de acero-concreto

Las estructuras compuestas de acero-concreto consisten en vigas de acero integralmente unidas con las losas de concreto mediante conectores a cortante utilizando cimbras metálicas para el colado de concreto reforzado. Esto elimina el tiempo necesario para colocar la cimbra y retirar ésta una vez terminado el curado de concreto, para lo cual la estructura compuesta está diseñada para soportar la carga de verter el concreto.

Mediante el uso de aditivos (acelerantes) aprobados para el concreto, el concreto puede alcanzar su dureza de diseño en pocos días, permitiendo que el siguiente nivel se instale casi inmediatamente⁽³⁾.

f) Grúas de gran capacidad

Las grandes dimensiones de los equipos usados en centrales nucleares como son la vasija del reactor, el condensador principal, los MSR's (Separador y Recalentador de Humedad) son levantados por encima del edificio (construcción a techo abierto) para evitar las interferencias con el edificio en construcción.

Tanto la capacidad de carga como el alcance de las nuevas grúas se ha incrementado, las nuevas grúas son capaces de levantar hasta 1000 toneladas y de alcanzar varios cientos de metros de elevación.

El modulo de la contención primaria (RCCV) pesa aproximadamente 1,000 toneladas (el módulo más pesado en el caso de la construcción de un ABWR). Por este motivo, las grúas necesitan cumplir con esta capacidad de carga, permitiendo levantar el modulo y colocarlo en su lugar final dentro del edificio⁽³⁾.



Figura 3.4.4 Ejemplo de Grúas de gran capacidad.

Del mismo modo, los nuevos procedimientos constructivos mediante módulos implican la necesidad de contar con grúas de gran capacidad, ya que, como se indicó anteriormente, se construirán módulos cuyos pesos oscilan entre 200 y 1000 toneladas.

g) Aislamiento Sísmico de Edificios

El aislamiento sísmico de edificios (aisladores de terremotos) es un concepto relativamente nuevo en proyectos nucleoeléctricos, aunque ha sido utilizado en

muchos edificios durante la década de los 80s y 90s. Este aislamiento tiene la función de aislar a los edificios de los efectos de un terremoto.

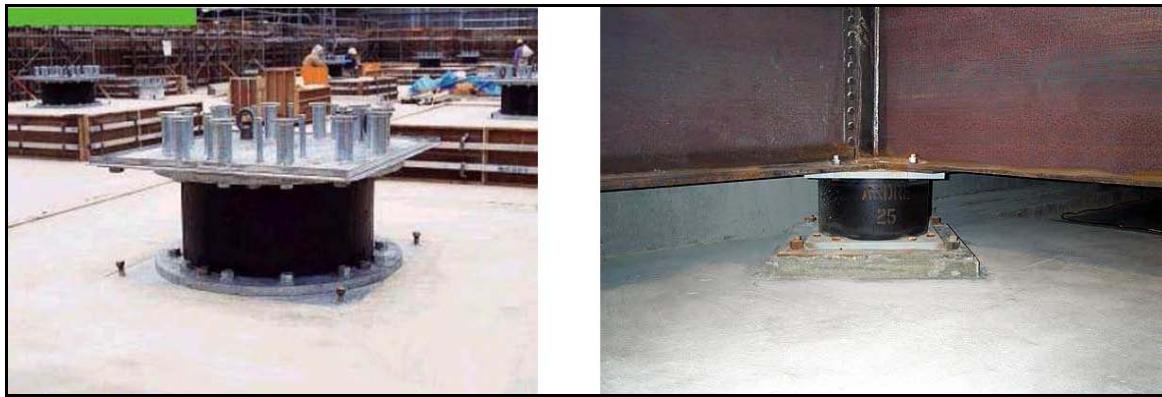


Figura 3.4.5 Dos ejemplos de rodamientos de elastómero.



Figura 3.4.6 (a) Amortiguador de acero; (b) Amortiguador de plomo junto con un rodamiento de goma de alto amortiguamiento.⁽⁴⁾

Actualmente este tipo de aislamiento sísmico es utilizado en varias centrales nucleoeléctricas en Francia, como las 4 unidades PWR en Cruas (900 MWe cada una). Adicionalmente, se encuentra en proyecto su uso en el Reactor Rápido Europeo de 1500 MWe. En Sudáfrica las 2 unidades PWR (900 Mwe cada una) de Koeberg están aisladas mediante sistemas deslizantes formados por rodamientos de neopreno acoplados con placas de fricción. En España, la vasija del reactor enfriado por gas de Vandellós fue aislado usando rodamientos de neopreno, de manera similar a los reactores del mismo tipo en Saint Laurent y Bugey en Francia⁽⁵⁾. En el Reino Unido existe una planta de reprocesamiento de combustible que también cuenta con esta tecnología de aislamiento.

El uso de aislamiento sísmico provoca mejoras sustanciales tanto en el costo como en el tiempo de construcción, con beneficios potenciales como:

- Se estandarizan los diseños para la producción de energía mediante la eliminación de las influencias sísmicas de cada sitio específico.
- Se eliminan o minimizan los soportes sísmicos para el soportado de tuberías, placas y charolas de cables.
- Se maximiza el uso de equipo grado comercial en lugar de equipo con categoría sísmica que es mucho más costoso.⁽²⁾

De todas las tecnologías descritas, los trabajos en paralelo mediante el uso de la construcción modular y la construcción desde arriba a techo abierto, son las que tienen el mayor potencial para permitir alcanzar una reducción considerable en los tiempos y costos de construcción. Los avances tecnológicos en las nuevas grúas de gran capacidad son el factor principal que ha permitido el uso de estas dos técnicas en la construcción de plantas nucleares.

La adaptación de la tecnologías, como el uso de estructuras compuestas de acero-concreto y el aislamiento sísmico de los cimientos de edificios, también pueden apoyar en la reducción de costos y tiempos de construcción.⁽²⁾

Se estima que una adecuada combinación de estas “nuevas” técnicas de construcción puede reducir tiempos de construcción de 10 a 15 años (construcción antigua) a tiempos tan reducidos como 4 ó 5 años desde el primer concreto nuclear en la cimentación hasta la carga de combustible.⁽¹⁾

3.4.2 PREPARACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN

Durante esta fase, se tienen que realizar las excavaciones, trincheras y plantillas de cimentaciones para los Edificios, así como para los conductos de agua de enfriamiento, de acuerdo con el Arreglo General de Planta y considerando para ello las características y distribución del subsuelo.

Adicionalmente se deben prever, la preparación también de aquellas áreas donde se colocarán las grúas para apoyar el proceso constructivo.⁽³⁾ Esto implica contar ya con una planeación inicial de las maniobras a realizar con cada una de las grúas, como se muestra a continuación en la figura 3.4.7.

La construcción modular requiere contar con talleres de primer orden que permitan trabajar en la fabricación de los módulos en condiciones óptimas. El tiempo de construcción o habilitación de estos talleres se debe considerar en el programa de ejecución de la obra. Estos talleres podrán estar en el sitio de construcción, y en los casos que apliquen, los módulos podrán ser construidos fuera del sitio, y posteriormente trasladados a la central en construcción.

Experiencias en esta práctica indican que, además de los talleres, se deben asignar algunas áreas para habilitación, prefabricación de componentes, almacenes etc., que oscilan entre 6000 a 25000 m² cada una pudiendo llegar a ser 200,000m² en total (Ver Fig. 3.4.8). Estas zonas de trabajo estarán cubiertas para evitar afectaciones por condiciones meteorológicas.

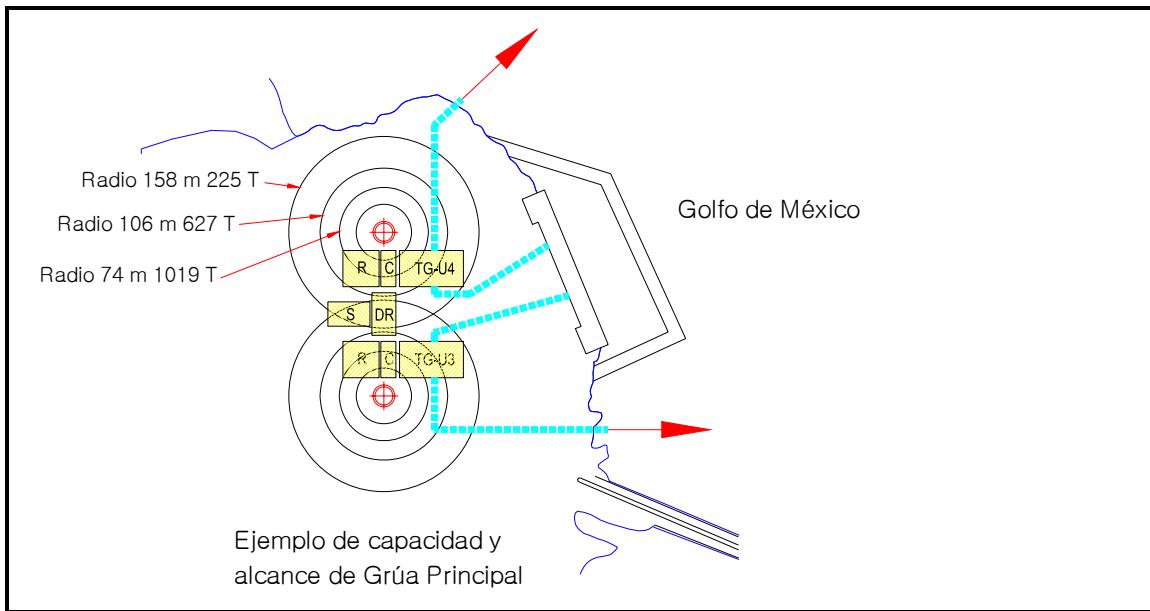


Figura 3.4.7 Ubicación de Grúa Principal



Figura 3.4.8 Infraestructura para apoyo a la Construcción

3.4.3 INFLUENCIA EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA INGENIERÍA DE DISEÑO Y LA ADQUISICIÓN DE EQUIPOS Y COMPONENTES.

El éxito del proceso acelerado de construcción mediante módulos tiene que estar sustentado en un avance importante en la Ingeniería de Diseño así como la disponibilidad temprana de materiales, equipos y componentes. La construcción modular requiere ingeniería complementaria para el diseño de cada módulo, incluyendo adicionalmente el diseño de elementos de izaje y de soporte temporal. Se debe contar también con la ingeniería que permita adquirir a tiempo aquellos equipos y componentes que serán ensamblados en cada módulo.

Adicionalmente, se debe considerar que bajo la idea de avanzar de arriba hacia abajo, nivel por nivel, resulta importante el trabajo de Ingeniería de detalle que se requiere para aquellos equipos y componentes que no forman parte de los módulos, pero deberán instalarse inmediatamente después de colocado el módulo y antes de levantar paredes y cerrar niveles.

Resulta de interés señalar como ejemplo que, para un nivel dado, en el módulo puede tenerse desde un 10% hasta un 50% del total de la tubería mayor (mayor a 4") en tanto que de la tubería menor (4" o menor) este porcentaje oscila entre un 5% y un 20%.⁽³⁾

En el caso de componentes eléctricas como charolas y conduit, así como la tubería y el "tubing" de Instrumentación y Control, en general, éstos no forman parte de los módulos. Esto muestra la importancia de contar a tiempo con la ingeniería de detalle para la instalación de la tubería y otros componentes que no formen parte de los módulos.

En forma esquemática podemos ver el proceso en la figura 3.4.9.

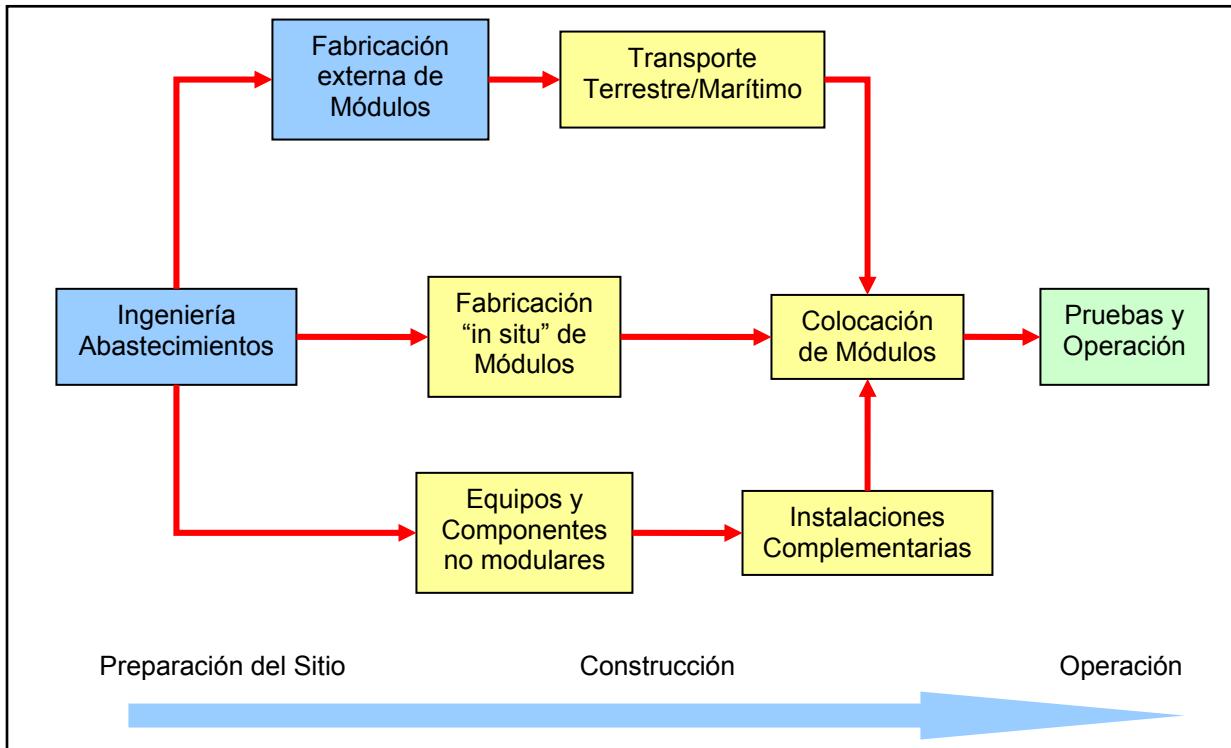


Figura 3.4.9 Proceso constructivo

3.4.4 PRODUCTIVIDAD EN LA CONSTRUCCIÓN Y COMPETENCIAS DE LA MANO DE OBRA.

Un programa de construcción de 40 a 50 meses es un programa agresivo tanto para la construcción misma como para la Ingeniería Básica y de Detalle que apoye la secuencia de construcción.

Es evidente que se le debe dar una especial atención al control y a la planeación detallada de las actividades de construcción, así como su coordinación y monitoreo, para capitalizar la modulación y el trabajo desde arriba a techo abierto.

En lo que se refiere a fuerza de trabajo, la información que se tiene indica un promedio de 300 trabajadores en Ingeniería, y en construcción, promedios de 1600 a 2000 trabajadores con picos de hasta 3000 para la construcción de una unidad⁽⁷⁾ y hasta 4500 en el caso de dos unidades en el mismo sitio.⁽³⁾

Esta fuerza de trabajo comprende trabajadores de todas las especialidades y se reconoce que ingenieros y constructores mexicanos que participen en los nuevos reactores deberán desarrollar las habilidades técnicas necesarias para lograr estos tiempos de construcción.

Esto es importante considerando que en la actualidad, existe buena experiencia de la construcción mexicana en actividades de prefabricación, alguna experiencia en preensamble y en el caso de obras de CFE (Termoeléctricas de

SAMALAYUCA y TUXPAN), se tiene experiencia en manejo de módulos, si bien no del nivel y tamaño que demanda una planta nucleoeléctrica.

3.4.5 ASPECTOS CLAVE PARA LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

La Construcción de Nuevas Plantas Nucleoeléctricas, requiere la participación de ingenieros y constructores locales.

Se plantea entonces una gran oportunidad para la Ingeniería y Construcción Mexicanas, para asimilar tecnologías y métodos de estado del arte que demandan este tipo de plantas, como el proceso de construcción modular y el desarrollo de la ingeniería asociada a este proceso.

Se debe desarrollar capacidad de ejecución y supervisión de obra.

En el caso de la Ingeniería, se requiere actualizar cuadros multidisciplinarios, para la Ingeniería Básica, la Ingeniería de Detalle y la Ingeniería de Campo en Apoyo a Construcción.

En la Construcción, de manera prioritaria se deben asimilar las diversas etapas del trabajo de módulos en este tipo de plantas a fin de cumplir las exigencias de tiempo que demandan estos programas.

Adicionalmente, se debe definir la instalación de talleres de primer orden para la fabricación y ensamble de los módulos. La ubicación de los talleres puede ser en el sitio de cada planta o bien en un punto estratégico para apoyar la construcción de plantas en diversos sitios. En ambos casos, se debe prever el transporte de los módulos hasta su colocación final.

REFERENCIAS

- [1] U.S. Department of Energy, Application of Advanced Construction Technologies to New Nuclear Power Plants, September 24, 2004.
- [2] United States Department of Energy, Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs, May 27, 2004
- [3] Tennessee Valley Authority, ABWR Cost/Schedule/COL Project at TVA's Bellefonte Site, August 2005.
- [4] H.M.R. Suy, Nonlinear Dynamic Analysis of a Structure with a Friction-Based Seismic Base Isolation System, March 2005.
- [5] IAEA-TECDOC—819, Earthquakes: Isolation, energy dissipation and control of vibrations of structures for nuclear and industrial facilities and buildings, September 1995.

- [6] Construction Technology in the Latest ABWR/BWR Toshiba; Feb. 22, 2006.
- [7] EPR Construction Planning and Activities in the USA. AREVA, October, 2006.

3.5.- PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE UN NUEVO PROYECTO NUCLEAR.

Un aspecto importante de conocer al momento de tomar la decisión de construir una nueva nucleoeléctrica, es cuanto tiempo tomará el construirla y ponerla en operación. El programa de construcción es claramente un elemento importante pero no el único. La definición de un programa completo del Proyecto deberá incluir temas tan importantes como:

- Preparación de la Especificación del Concurso.
- Preparación de las Ofertas por los Proveedores.
- Revisión de Ofertas y Firma de Contrato.
- Desarrollo de la Solicitud de la Licencia Combinada Construcción-Operación, (COL).
- Revisión de la COL por el Organismo Regulador.
- Construcción de la Planta.
- Pruebas de Arranque.

Los tiempos estimados para cada etapa del Proyecto varían para cada proveedor del reactor. El tiempo total puede estar entre 35 y 60 meses dependiendo del Proveedor. Es necesario indicar que estos tiempos suponen que partimos de un Diseño Certificado de Reactor y de un Sitio previamente aprobado por el Organismo Regulador. De no ser así, el tiempo requerido por el Organismo Regulador para aprobar la solicitud de la COL se puede incrementar hasta en un año más.

Bajo el nuevo proceso de licenciamiento es necesario desarrollar las actividades de Ingeniería de Detalle para la preparación de la COL. La Ingeniería específica del sitio así como aquella Ingeniería de Detalle que se realiza en campo, es posible realizarla durante la revisión de la COL por el Organismo Regulador. Asimismo, bajo este nuevo proceso de licenciamiento, la construcción inicia hasta que es emitida la aprobación de la COL por el Organismo Regulador.

A manera de ejemplo, a continuación se presentan dos programas correspondientes el primero a la construcción de una unidad nucleoeléctrica ABWR⁽¹⁾ y el segundo, a una unidad nucleoeléctrica APWR⁽²⁾. Tal como se ha indicado en secciones anteriores, la tecnología ABWR cuenta con certificado en Estados Unidos mientras que el APWR aquí mostrado es diseño japonés de MHI y

está en proceso de ser certificado en Estados Unidos, por lo que ninguno de ellos a sido construido en ese País.

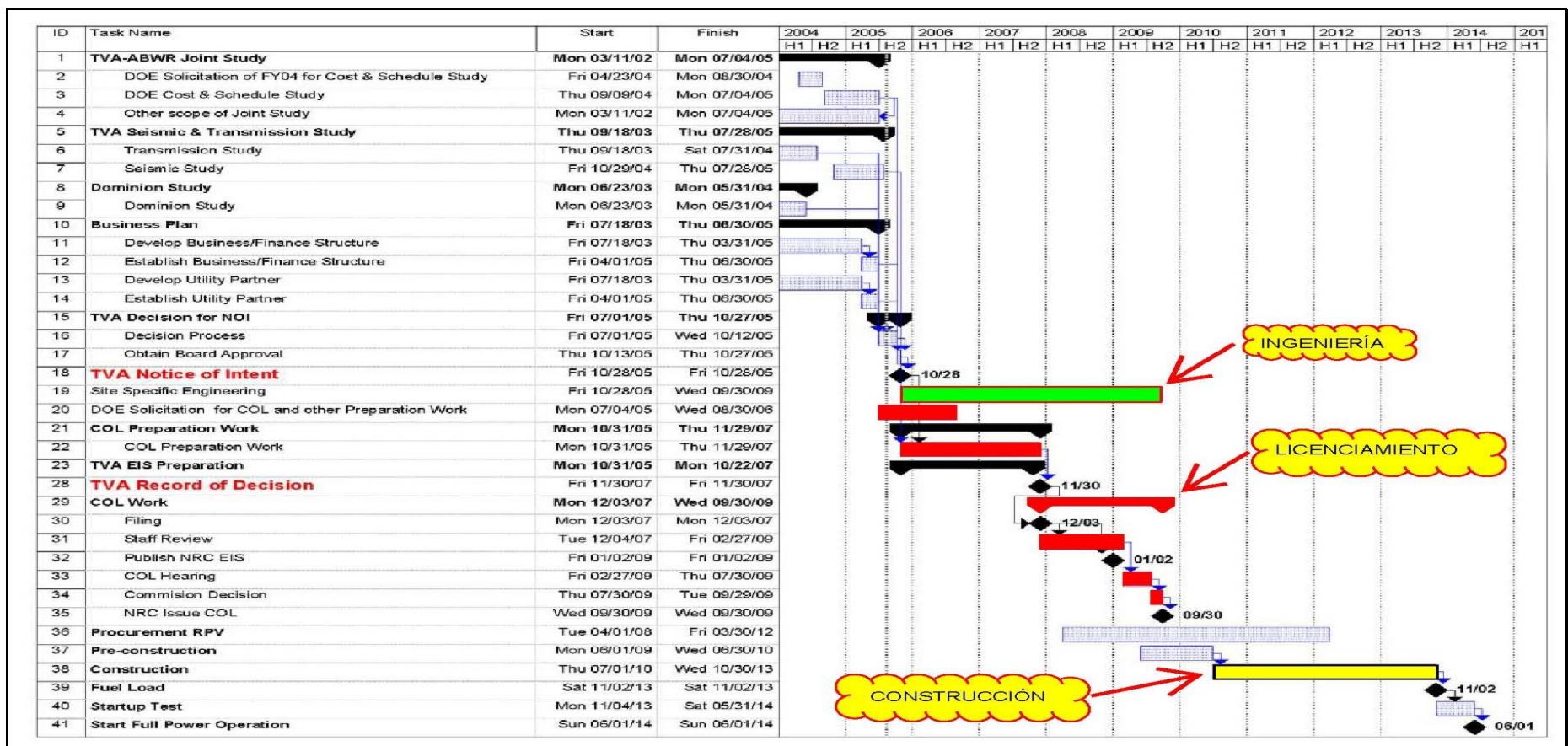


Figura 3.5.1 Programa del Proyecto ABWR de TVA.

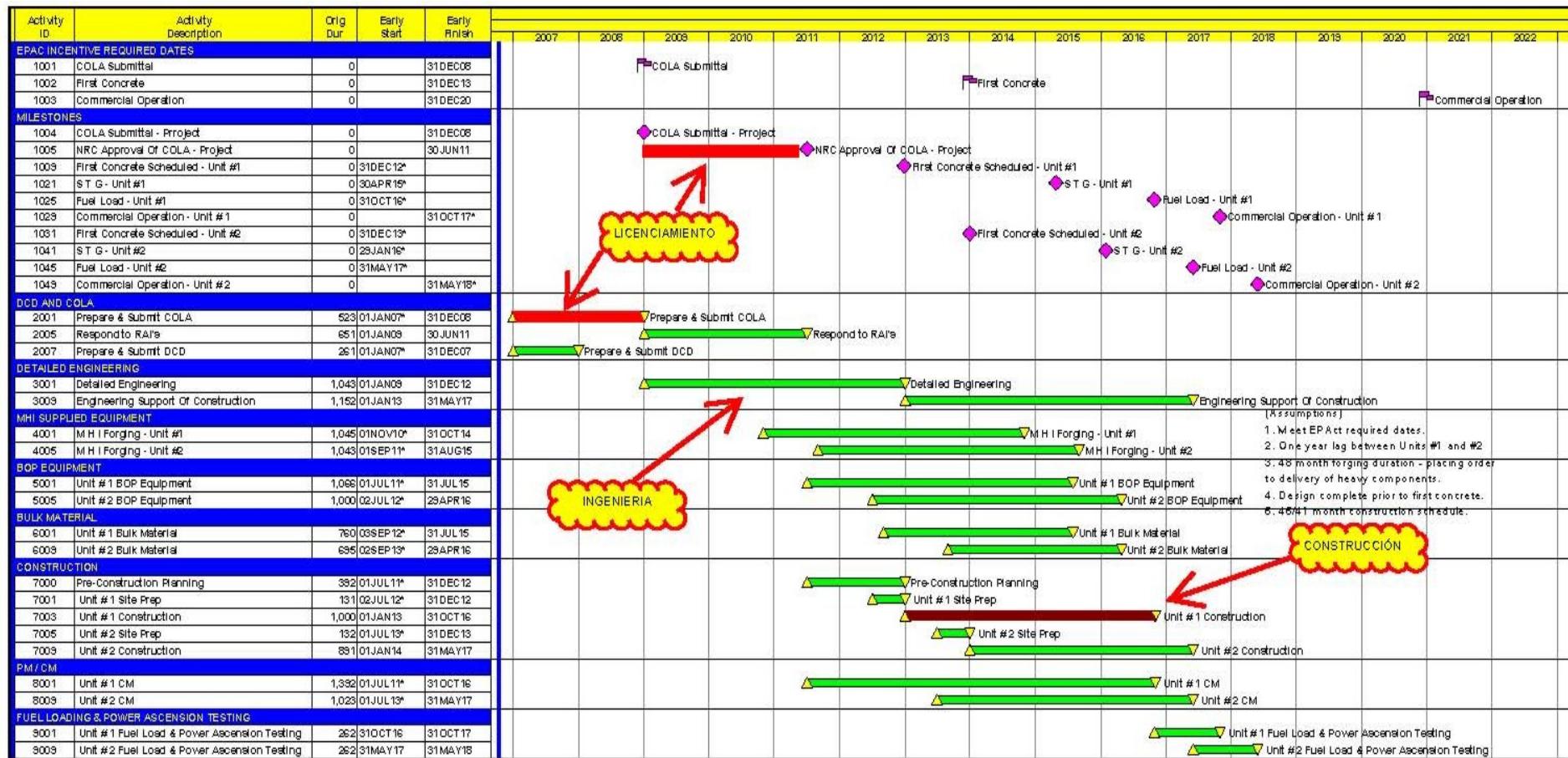


Figura 3.5.2.- Programa del Proyecto APWR Turkey Point.

De los programas anteriores, destacan las siguientes actividades críticas:

Para el ABWR, se tiene un periodo de 48 meses para actividades de Licenciamiento que va desde la solicitud del permiso combinado construcción-operación al momento en que es emitido por la NRC; 47 meses para desarrollar por primera vez bajo normatividad norteamericana, la Ingeniería de Detalle; y 40 meses para la construcción, desde la primera excavación a carga de combustible.

Para el APWR y considerando los mismos alcances indicados para el ABWR, se tienen para Licenciamiento, 55 meses; para la Ingeniería de Detalle, 48 meses; y para construcción, 46 meses.

Para la preparación del programa de un nuevo proyecto nucleoeléctrico, un aspecto importante son las proyecciones de requerimientos de electricidad que se reflejan en el POISE que anualmente prepara CFE. Con esta información se conocerá el tiempo con el que se cuenta para desarrollar dicho proyecto.

Hay otros aspectos igualmente importantes de tomar en cuenta, como son los que se presentan a continuación:

Definición del esquema de contratación. Para el programa que se presenta, se considera un “proyecto llave en mano” bajo el esquema de Obra Pública Financiada.

Parámetros Específicos del Sitio. Se supone que la nueva unidad nucleoeléctrica será construida en el Sitio de Laguna Verde.

Preparación del Sitio. Se debe conocer la condición en que se encuentra el sitio así como la localización de la unidad dentro del predio. Esto influye de manera importante en las obras a realizar, tanto temporales como permanentes.

Capacitación de Personal. Aun cuando estamos hablando de un proyecto llave en mano, la participación de CFE no será de manera directa en las actividades pero sí como mínimo a nivel supervisión. Considerando que ha pasado mucho tiempo desde que se terminó la construcción de Laguna Verde, se deberá incluir una capacitación de personal de ingeniería y construcción así como de apoyo como lo es licenciamiento, garantía de calidad, etc.

Elaboración de Bases de Licitación Para iniciar la elaboración de las Bases de Licitación es necesario tener resueltos todos los aspectos como la definición de las tecnologías a considerar, parámetros específicos del Sitio, capacidad de generación a ser instalada, esquema de enfriamiento de la central y número de unidades a licitar son algunos de los temas más importantes.

Publicación de Convocatoria. Como se indica en el programa, se recomienda haber ingresado, previo a la publicación de la convocatoria, la Manifestación de Impacto Ambiental a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Igualmente será importante asegurar la inclusión de aquella normatividad de cumplimiento obligatorio durante el proceso de construcción de la planta.

Elaboración de Propuestas. Para esta actividad que desarrollará el licitante, el programa contempla 9 meses y pudieran llegar a requerirse hasta 12 meses entre la publicación de la convocatoria y la firma del contrato. Este tiempo se considera adecuado tomando en cuenta que, en principio, la propuesta estará basada en un diseño certificado perfectamente conocido por el propio contratista en todas sus áreas, incluyendo actividades constructivas y de arranque de planta, ya que en base a la información disponible, todos los proveedores de equipos de suministro de vapor nuclear (NSSS), han participado en proyectos completos y no sólo en el suministro del equipo.

Evaluación y Dictamen. Considerando el estado actual de certificación de diseños de las diferentes tecnologías y la experiencia en construcción y operación de cada una de ellas, además de otros criterios se consideraron tres meses para desarrollar esta actividad.

Capacitación de Personal. Como se indicó anteriormente, CFE deberá decidir hasta qué punto se involucrará, sin llegar a interferir, en las actividades del contratista. Con la evaluación de ofertas terminada, se tendrá conocimiento de las actividades críticas e importantes en las etapas de Ingeniería de Detalle, Construcción y Pruebas. Por lo anterior, es posible crear los programas de capacitación específicos para personal de Ingeniería, Construcción y Apoyo los cuales tendrán bajo su responsabilidad el supervisar las actividades críticas del contratista de acuerdo al alcance que fue definido en las Bases.

Contratación. Después de la adjudicación del contrato, éste deberá ser firmado en el periodo que marca la Ley (no mayor a 30 días).

Preparación del Sitio. De acuerdo a la situación actual de Laguna Verde, los trabajos se concentrarían en actividades internas en el Sitio, ya que en la parte externa, no se considera necesario realizar obras adicionales.

Excavación y Trincheras. Los trabajos de excavación y trincheras que le corresponde realizar al contratista, son los primeros trabajos de preparación que se ejecutan en el Sitio sin llegar a la colocación de alguna componente permanente de la Planta. Por tal motivo, no requieren del Permiso de Construcción de la CNSNS. El alcance de estos trabajos los define el contratista de acuerdo a su Diseño.

Ingeniería, Procura y Construcción. Tal como se indicó en Capítulos anteriores, un Diseño Certificado no incluye la Ingeniería de Detalle. Ésta se desarrolla caso por caso y de acuerdo a las condiciones específicas de cada sitio.

Permisos Ambientales. Con la experiencia que se tiene en Laguna Verde, se ha programado iniciar los trabajos con las Autoridades Ambientales, nueve meses antes de la publicación de la convocatoria.

Pruebas Preoperacionales, de Arranque y Aceptación. Aún cuando en estas pruebas se tiene una participación importante del contratista puesto que

representan la entrega de la planta a CFE, es importante que en ellas participe personal altamente capacitado y entrenado en las pruebas y la operación de la planta, ya que será el personal que opere la Central.

Licencias y otros Permisos. La interfase formal con CNSNS inicia con la solicitud de Licencia Combinada (COL), además cual se cuenta con toda la información del Sitio y los documentos de Certificación de Diseño. Para la preparación del programa del proyecto, es necesario negociar con la CNSNS los tiempos requeridos para las actividades donde se contempla su participación. Adicionalmente a las Licencias que emite la CNSNS, se deben gestionar otros permisos con diversas dependencias como son la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, La Secretaría del Trabajo, etc.

Interfase con Autoridades y Grupos de Interés. Por la experiencia en este campo durante la construcción de Laguna Verde 1 y 2, esta interfase es conveniente iniciarla tan pronto como sea posible. Es por esto que en el programa, esta actividad se inicia una vez hecho público el proyecto de construcción de la Planta, o sea, al momento de la publicación de la convocatoria.

Programa del Proyecto. El programa que se propone incluye todas las actividades requeridas para una obra de este tipo. Fue posible acortar tiempos, sobre todo en actividades previas a la construcción, gracias a suponer que el sitio para esta planta es Laguna Verde. Contribuye también el hecho de suponer que ya se tiene una planta de referencia en operación, reduciendo de esta manera el tiempo de desarrollo de la Ingeniería de Detalle. El programa se presenta en tres etapas del proyecto, las cuales se definen posteriormente en el Capítulo 5.

Etapa 1		Año 1												Año 2												
	Actividad																									
1	Contratación de una firma de Ingeniería Experimentada en Centrales Nucleoeléctricas Avanzadas		■	■																						
2	Contratación de una firma experimentada en manejo de Opinión Pública		■	■																						
3	Parámetros Específicos del Sitio		■	■																						
4	Ejecución de Ingeniería para Preparación del Sitio		■	■	■	■	■	■	■	■																
5	Elaboración de la Especificación de Concurso		■	■	■	■	■	■	■	■	■															
6	Preparación de Oferta								■	■	■	■	■													
7	Revisión y Evaluación de Propuestas													■	■	■										
8	Negociación del Contrato																■	■	■	■						
9	Manejo de Opinión Pública					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					

Figura 3.5.3. Programa del Proyecto (1/3)

Etapa 2													
Actividad	Año 2	Año 3				Año 4							
10	Manifiesto de Impacto Ambiental, Permiso de Sitio y otros Permisos												
11	Preparación de COLA												
12	Ejecución de Ingeniería faltante para Adquisición de Equipos con tiempo de entrega largo y Documentos de Manufactura y Construcción para iniciar construcción												
13	Adquisición de Equipo con tiempo de entrega largo												
14	Supervisión de CFE de Actividades del Contratista												
15	Manejo de Opinión Pública												
16	Preparación del Sitio (caminos de acceso, campamento y oficinas CFE, preparación para suministro de servicios de construcción)												
17	Revisión de COLA, Manifiesto de Impacto Ambiental y Otros Permisos												

Figura 3.5.3. Programa del Proyecto (2/3)

Etapa 3		Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Actividad						
18	Adquisición de otros Equipos					
19	Ingeniería de Soporte a Construcción					
20	Adquisición de Materiales					
21	Administración de la Construcción					
22	Construcción (Instalación y Mano de Obra)					
23	Supervisión de CFE de actividades del Contratista					
24	Manejo de Opinión Pública					
25	Costos de Propietario (subestación, agua de enfriamiento, edificios administrativos)					
26	Arranque de Unidad					
27	Auditorías CNSNS					

Figura 3.5.3. Programa del Proyecto (3/3)

3.6.- SITIOS POSIBLES PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.

3.6.1.- ESTUDIOS DE SELECCIÓN DE SITIOS⁽¹⁾⁽²⁾

Los estudios y requisitos con los que es necesario cumplir para obtener la autorización y aprobación de un Sitio para la construcción de una unidad nucleoeléctrica, están debidamente especificados en el Código de Regulaciones Federales 10CFR-100 de los Estados Unidos ⁽¹⁾, así como la Guía de Seguridad⁽²⁾ 50-SG-SQ del Organismo Internacional de Energía Atómica, (OIEA), los cuales fueron usados para la selección del Sitio de Laguna Verde. Lo anterior implica la elaboración de un reporte que documente los estudios realizados para la determinación del sitio en que se ubicará la planta. Estos estudios deben demostrar y asegurar que la nueva planta será situada en un lugar que estratégicamente resulte conveniente considerando aspectos de seguridad, sociales, ambientales y tecnológicos.

La normatividad internacional indicada anteriormente se complementa con leyes y normas locales y nacionales y para su cumplimiento es necesaria la consideración de los siguientes aspectos:

- Distribución de población
- Disponibilidad de agua de enfriamiento
- La geología y sismicidad.
- Integración al Sistema Eléctrico Nacional.
- Vías de comunicación.
- Las condiciones meteorológicas.

3.6.1.1.- DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE POBLACIÓN⁽³⁾

El análisis que bajo este rubro se realiza, toma como premisa que la planta debe ser localizada relativamente alejada de los centros de población en los cuales exista o pudiera llegar a existir en un futuro, una densidad de población de importancia.

La ubicación de una planta nucleoeléctrica distante de zonas densamente pobladas, junto con la combinación de la geografía de la localidad, está sustentada en la filosofía de “defensa a profundidad” y facilita la organización estratégica de un Plan de Emergencia Radiológica Externa, tendiente a minimizar el impacto potencial que se pudiera tener hacia la población derivado de un accidente severo.

3.6.1.2.- AGUA DE ENFRIAMIENTO⁽⁴⁾

La operación de una unidad nucleoeléctrica requiere disponer de una fuente confiable de agua para sus sistemas de enfriamiento en condiciones de operación, paro normal y paro de emergencia.

La determinación del sitio, debe evaluar el aprovechamiento y uso de cuerpos de agua, con relación a los usos existentes y futuros en el área, con el fin de asegurar su disponibilidad.

Para el caso particular de una nueva nucleoeléctrica en México, es necesario considerar que los requerimientos de agua deberán satisfacer los lineamientos que en su momento queden comprometidos con el Organismo Regulador.

3.6.1.3.- GEOLOGÍA Y SISMICIDAD ⁽⁵⁾

Las instalaciones de una unidad nucleoeléctrica (Estructuras, Sistemas y Componentes) deben estar diseñadas para prevenir la pérdida de sus funciones relacionadas con seguridad de la unidad, durante y después de un evento sísmico. Generalmente, las características más restrictivas del sitio consideradas para la determinación del emplazamiento son las condiciones de fallas en superficie, movimientos de tierra, condiciones particulares para cimentación (incluidas: actividad sísmica, licuefacción, subsidencia y derrumbes), así como inundaciones inducidas por sismo.

Los criterios para determinar el sitio, están asociados a los requerimientos que en esta materia dicta el Organismo Regulador, y que se establecen generalmente bajo conceptos globales como:

- Selección del Sitio para el Reactor
- Condiciones Sísmicas y Geológicas del Emplazamiento.
- Características de Seguridad para el Sitio:
 - Identificación y Caracterización de posibles fuentes sísmicas.
 - Evaluación de Movimientos Telúricos para la determinación de la aceleración de diseño asociado al paro seguro de la planta.
 - Bases de Diseño por inundación para Plantas Nucleares.
 - Condiciones Hidrológicas, incluyendo su coincidencia con eventos de inundación del sitio.

Los estudios geológicos y de sismicidad del sitio son probablemente los que más trabajos e investigación requieren, lo que normalmente lleva años realizarlos. Además este aspecto es importante porque el efecto sísmico es uno de los que mayormente impactan el costo de diseño y construcción de una planta nucleoeléctrica.

3.6.1.4.- INTEGRACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO

Para la integración de la planta al Sistema Eléctrico Nacional se requiere la consideración de los siguientes puntos:

- Cercanía con respecto a centros importantes de consumo eléctrico
- Interconexión con el sistema eléctrico nacional
- Estabilidad del sistema eléctrico

Estos estudios deben realizarse una vez que se determine la capacidad eléctrica a ser instalada con el fin de definir los trabajos necesarios para integrar esta capacidad adicional al Sistema Eléctrico Nacional.

3.6.1.5.- VÍAS DE COMUNICACIÓN

En este tópico, es indispensable analizar los riesgos potenciales asociados con la cercanía de rutas de transporte, instalaciones industriales y militares, las cuales deben ser evaluadas para establecer parámetros del sitio de tal forma que las actividades relacionadas con su cercanía, no pongan en riesgo las instalaciones de la unidad a ser construida en el sitio.

La aceptación de un sitio para una unidad nucleoeléctrica queda supeditado a los estudios que demuestren que la ocurrencia de un accidente en las instalaciones industriales, militares o en las vías de comunicación cercanas no resultará en consecuencias radiológicas que excedan las dosis que establece la regulación correspondiente o que se demuestre que el accidente postulado es de baja probabilidad de ocurrencia o que se demuestre que la unidad está diseñada para poder enfrentar el accidente postulado sin que su seguridad sea afectada.

Adicionalmente, es necesario evaluar las vías de acceso al sitio, ya que una unidad de estas características requiere transportar equipos voluminosos y pesados. Por esta razón, resulta conveniente contar con la alternativa de comunicación vía marítima al emplazamiento.

3.6.1.7.- METEOROLOGÍA⁽⁶⁾

La evaluación de un sitio debe considerar los efectos potenciales de fenómenos meteorológicos extremos sobre las estructuras de la planta, como tornados, huracanes y tsunamis.

Adicionalmente, las características atmosféricas del sitio resultan de importancia en la evaluación de las condiciones ambientales requeridas por el Organismo Regulador con el fin de demostrar que la operación de una unidad nucleoeléctrica no afecta al medio ambiente.

3.6.2.-SELECCIÓN DE SITIOS: ESTADO ACTUAL EN MÉXICO⁽⁷⁾

Los estudios para selección de sitios con el propósito de construir unidades nucleoeléctricas iniciaron en la década de los 60s del siglo pasado con el proyecto de construcción de una central nucleoeléctrica. Se consideraron los sitios potenciales que se muestran en la figura 3.6.1.

- “Laguna Verde”, Veracruz,
- “Cazones”, Veracruz,
- “El Tordo-Soto la Marina”, Tamaulipas,
- “Puerto Libertad”, Sonora, y
- “Zacatecas-San Luis Potosí”.



Figura 3.6.1 Ubicación de los Sitios posibles para el emplazamiento de una Nueva Planta

Muy al principio de los trabajos se hicieron evidentes las ventajas que presentaba el sitio de Laguna Verde, Veracruz, con relación a los otros sitios. Por esta razón, de los sitios antes descritos, sólo en el sitio de Laguna Verde-Veracruz se realizaron a profundidad y detalle los distintos estudios que requiere la normatividad.

Sin embargo, se han seguido estudiando y evaluando todos estos sitios con el fin de contar con información suficiente para que en un momento dado se pueda tramitar ante el Organismo Regulador la autorización y licencia de un sitio diferente a Laguna Verde. Es importante indicar que el obtener la información requerida de un sitio, por ejemplo la información sísmica, lleva mucho tiempo, digamos varios años, de ahí la importancia de desarrollar estos trabajos. El estado actual de estudios e información disponible de los distintos sitios propuestos, se resume en la siguiente tabla, donde se muestra hasta donde se han realizado los trabajos en cada sitio y los trabajos faltantes para contar con toda la información requerida.

ESTADO DE LOS ESTUDIOS DE SITIOS PARA CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

SITIOS	ESTUDIO DE SITIOS PRELIMINARES	ESTUDIO DE SITIOS TENTATIVOS	ESTUDIO DE SITIOS CANDIDATO	ESTUDIOS DE SITIOS DEFINIDOS	TIEMPO Y COSTO ESTIMADO
“LAGUNA VERDE” VERACRUZ	✓	✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> -DETERMINAR DATOS PARA CIMENTACION MECANICA DE ROCAS Y SUELOS. -ESTUDIOS OCEANOGRAFICOS PARA OBRA DE TOMA -ESCRIBIR CAPITULO II ISPE 	1 AÑO \$600,000
“CAZONES” VERACRUZ	✓	✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS AMBIENTALES. -ESTUDIOS GEOTÉCNICOS. -ESTUDIOS GEOHIDROLÓGICOS (LABORATORIO AMBIENTAL + TORRE METEOROLÓGICA) -ISPE/INFORME AMBIENTAL 	2 AÑOS \$800,000/AÑO A \$1'000,000 X
“PUERTO LIBERTAD” SONORA	✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS PARA SITIOS CANDIDATOS -SELECCIÓN DE SITIO DEFINIDO 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS AMBIENTALES. -ESTUDIOS GEOTÉCNICOS. -ESTUDIOS GEOHIDROLÓGICOS (LABORATORIO AMBIENTAL + TORRE METEOROLÓGICA) -ISPE/INFORME AMBIENTAL 	2 AÑOS \$800,000/AÑO A \$1'000,000 X AÑO
“EL TORDO-SOTO LA MARINA” TAMAULIPAS	✓	<ul style="list-style-type: none"> -EVALUACION DE SITIOS TENTATIVOS SELECCIÓN DE SITIOS CANDIDATOS 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS PARA SITIOS CANDIDATOS -SELECCIÓN DE SITIO DEFINIDO 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS AMBIENTALES. -ESTUDIOS GEOTÉCNICOS. -ESTUDIOS GEOHIDROLÓGICOS (LABORATORIO AMBIENTAL + TORRE METEOROLÓGICA) -ISPE/INFORME AMBIENTAL 	2 - 3 AÑOS \$800,000/AÑO A \$1'000,000 X AÑO
“ZACATECAS – SAN LUIS POTOSI”	<ul style="list-style-type: none"> -DETERMINACIÓN DE ACUIFEROS PARA SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE SUBZONAS -LOCALIZACIÓN DE SITIOS 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS DE SITIOS TENTATIVOS -EVALUACIÓN -SELECCIÓN DE SITIOS CANDIDATOS 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS PARA SITIOS CANDIDATOS -SELECCIÓN DE SITIO DEFINIDO 	<ul style="list-style-type: none"> -ESTUDIOS AMBIENTALES. -ESTUDIOS GEOTÉCNICOS. -ESTUDIOS GEOHIDROLÓGICOS (LABORATORIO AMBIENTAL + TORRE METEOROLÓGICA) -ISPE/INFORME AMBIENTAL 	4 AÑOS \$800,000/AÑO A \$1'000,000 X AÑO

Tabla 3.6.1 Estado de los Estudios de Sitos para Plantas Nucleoeléctricas

REFERENCIAS

- [1] Code of Federal Regulations, 10 CFR -100. Criterios de Selección de Sitios para Centrales Nucleoeléctricas. United States Nuclear Regulatory Commission.
- [2] Guía de Seguridad 50-SG-SQ. Estudios del Sitio para Centrales Nucleoeléctricas. Organismo Internacional de Energía Atómica.
- [3] Guía de Seguridad 50-SG-S4. Evaluación y Selección del Sitio de Centrales Nucleoeléctricas desde el Punto de Vista de la Densidad Demográfica. Organismo Internacional de Energía Atómica.
- [4] Guía Reguladora 1.27. Último Sumidero de Calor para Centrales Nucleoeléctricas. United States Nuclear Regulatory Commission.
- [5] Guía Reguladora 1.132. Investigación del Sitio en Relación con la Cimentación de Centrales Nucleares. United States Nuclear Regulatory Commission.
- [6] Guía Reguladora 1.23. Programa Meteorológico del Sitio. United States Nuclear Regulatory Commission.
- [7] Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas. Subgerencia de Ingeniería. Estudios de Selección de Sitios para Centrales Nucleoeléctricas. 1996.

3.7.- INFRAESTRUCTURA REQUERIDA.

La metodología actual de construcción de unidades nucleoeléctricas se basa en la técnica de construcción modular y su utilización estratégica en componentes de ruta crítica. Trabajando con este concepto y el método de instalación de arriba hacia debajo de componentes y equipos, la experiencia a mostrado la conveniencia de manejar de 12 a 15 módulos en la ruta crítica del Edificio del Reactor, sin que este sea el límite de módulos a manejar en la construcción ya que pueden ser muchos más. Esto nos lleva a asegurar que la infraestructura requerida para la construcción de una unidad nucleoeléctrica depende en buena parte del proceso constructivo que se emplee.

La construcción modular requiere contar con talleres de primer orden que permitan trabajar en la fabricación de los módulos en condiciones óptimas. El tiempo de construcción o habilitación de estos talleres se debe considerar en el programa de ejecución de la obra, así como considerar también las instalaciones y facilidades para manejar, transportar e instalar los módulos, considerando que el peso de cada uno de estos módulos puede ser entre 200 y 1050 toneladas.⁽¹⁾

En caso de decidir asentar dichos talleres en el sitio de la obra, esto debe preverse, como parte de la preparación del sitio, en el arreglo general de unidad o central. Si se fabricarán módulos fuera del sitio, es importante considerar los

medios de transporte para los módulos desde el taller hasta su colocación final en los edificios de la planta.

Experiencias en esta práctica indican que, además de los talleres, se deben asignar algunas áreas para habilitación, prefabricación de componentes, almacenes etc., que oscilan entre 6000 a 25000 m² cada una pudiendo llegar a ser 200,000m² en total (Ver Fig. 3.7.1). ⁽¹⁾ En algunos casos estas zonas de trabajo estarán cubiertas para evitar afectaciones por condiciones meteorológicas.



Figura 3.7.1 - Infraestructura para apoyo a la Construcción

El inicio del proceso de construcción, lo marca la colocación del primer concreto nuclear en la Cimentación del Edificio del Reactor.

Previo a ello se debe considerar en la infraestructura del sitio, además de lo indicado anteriormente y que va ligado al proceso constructivo, toda aquella instalación temporal necesaria para una administración adecuada del Proyecto. Esto incluye sin ser limitativa: almacenes, talleres oficinas técnicas y administrativas, servicios (agua, drenajes, electricidad, comunicaciones, etc) y campamentos y transporte para los trabajadores.

Se debe prever en esta etapa, la preparación también de aquellas áreas donde se colocarán las grúas para apoyar el proceso constructivo ^[1]. Esto implica contar ya con una planeación inicial de las maniobras a realizar con cada una de las grúas.

En el caso de sitios donde existen otras plantas en operación, se debe anticipar las limitantes que pudiera tener el uso de explosivos durante las excavaciones.

REFERENCIAS

- [1] ABWR Cost/Schedule/COL/Project at TVA's Bellefonte Site. Tennessee Valley.

4.0.- ASPECTOS AMBIENTALES

4.1.- EL IMPACTO AMBIENTAL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1.1.- EMISIONES AL AIRE

Todas las unidades de generación de energía eléctrica causan algún impacto ambiental. Entre estas, las unidades de generación basadas en combustibles fósiles, tales como las termoeléctricas convencionales, las carboeléctricas y los ciclos combinados son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas y pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional. La combustión que se lleva a cabo en estas unidades resulta en emisiones de dióxido de azufre (SO_2) que provienen de la combustión del azufre contenido en el combustible, óxidos de nitrógeno (NO_x) que se producen durante la combustión a partir de las moléculas de nitrógeno atrapadas en el combustible y el nitrógeno presente en el aire que se utiliza en la combustión, monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y partículas sólidas que provienen de las cenizas contenidas en el combustible y de los productos sólidos no quemados durante la combustión. Las cantidades de cada contaminante dependerán del tipo y el tamaño de la instalación, del tipo y calidad del combustible y de la manera en que éste se queme. La dispersión y las concentraciones de estas emisiones, son el resultado de una interacción compleja entre las características físicas de la chimenea, de la unidad, las características físicas y químicas de las emisiones, las condiciones meteorológicas en el sitio y las condiciones topográficas del mismo así como la naturaleza de los receptores (ej., seres humanos, cultivos y vegetación nativa).

En México la norma oficial mexicana que regula las emisiones de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas totales, por zonas del país y capacidad del equipo de combustión es la “NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica -Fuentes fijas-, para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones”, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de dióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. Las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), que ocasionan el efecto invernadero, no están normadas.

Las técnicas para el control de contaminantes atmosféricos⁽¹⁾ se pueden clasificar en tres categorías: sustitución de combustibles, modificación a la combustión y control después de la combustión.

La sustitución de combustibles reduce los óxidos de azufre o de nitrógeno al quemar combustibles con menores contenidos de azufre y nitrógeno, respectivamente; las partículas sólidas también se reducen cuando energéticos más limpios son utilizados. La modificación a la combustión incluye cualquier

cambio físico u operacional de la caldera y es aplicada principalmente para el control de los óxidos de nitrógeno. El control después de la combustión del combustible se utiliza para el control de emisiones de partículas sólidas y para los óxidos de nitrógeno y azufre.

Se han desarrollado equipos diversos para el control de emisiones:

Bióxido de Azufre (SO_2). A la fecha la tecnología más desarrollada es la desulfurización de los gases producto de la combustión.

Óxidos de Nitrógeno (NO_x). Se pueden clasificar en dos categorías: tecnologías que incluyen la recirculación de los gases, los quemadores de bajo NO_x y la combustión en dos etapas; y tecnologías para el tratamiento de gases de combustión que comprenden la reducción catalítica selectiva y no selectiva.

Partículas Sólidas. Las tecnologías más usuales son las bolsas y los precipitadores electrostáticos.

Algunos de estos equipos se muestran esquemáticamente en la Figura 4.1.1.

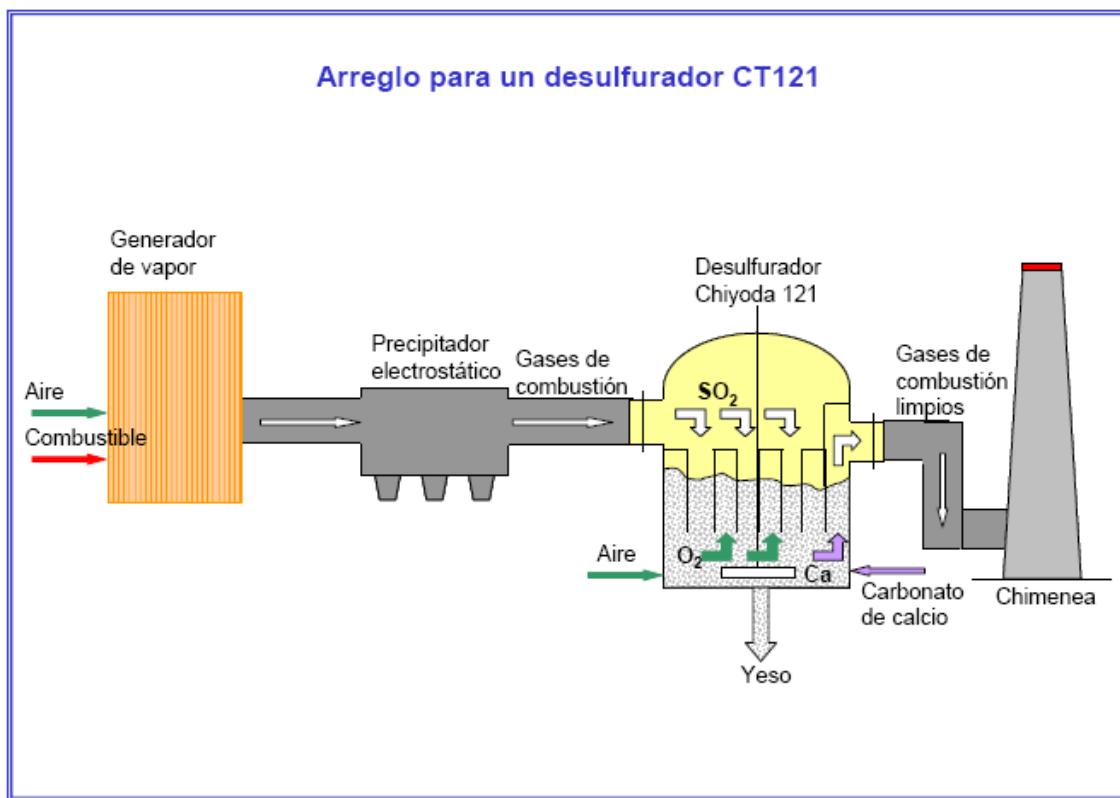


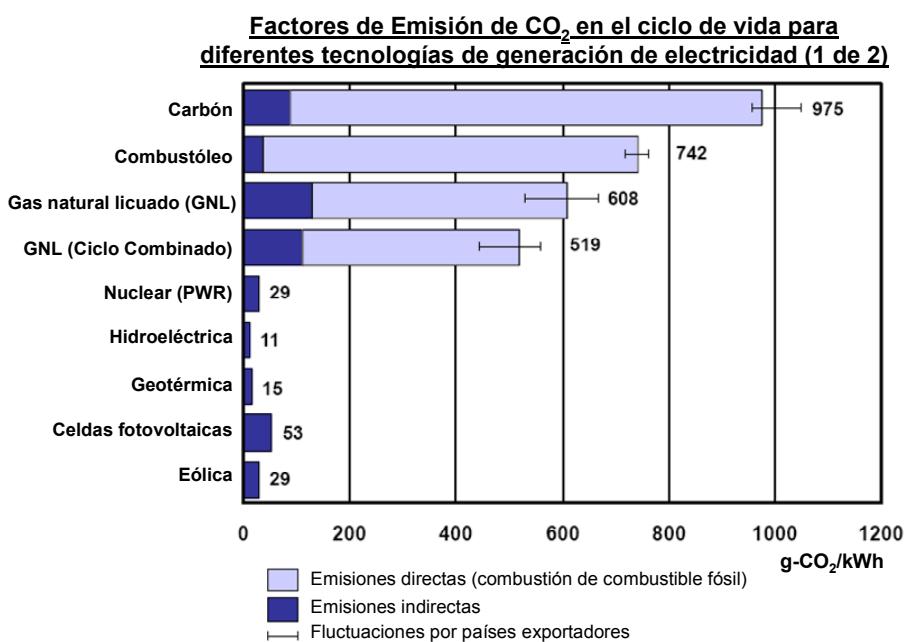
Figura 4.1.1 Equipo para el Control de Emisiones Atmosféricas

La instalación de cualquiera de las tecnologías disponibles para el control de estas emisiones reflejará un aumento en el costo nivelado del MWh neto generado. Los incrementos en el costo de generación asociados con las principales tecnologías para el control de los contaminantes atmosféricos aparecen en el COPAR 2008.

Para obtener el costo total de generación de una unidad con equipo anticontaminante, bastará sumar a los costos unitarios de generación, los del equipo anticontaminante seleccionado.

Adicionalmente es importante señalar que no sólo son importantes las emisiones que se generan durante la operación de una unidad de generación, sino que se generan emisiones durante la extracción, preparación y transporte de combustibles, fabricación de equipos y materiales, así como durante la construcción y desmantelamiento. A la suma de lo anterior se le conoce como emisiones durante el ciclo de vida de una unidad de generación y para ilustrar lo anterior se presentan los resultados de estudios que se han realizado al respecto en algunos países:

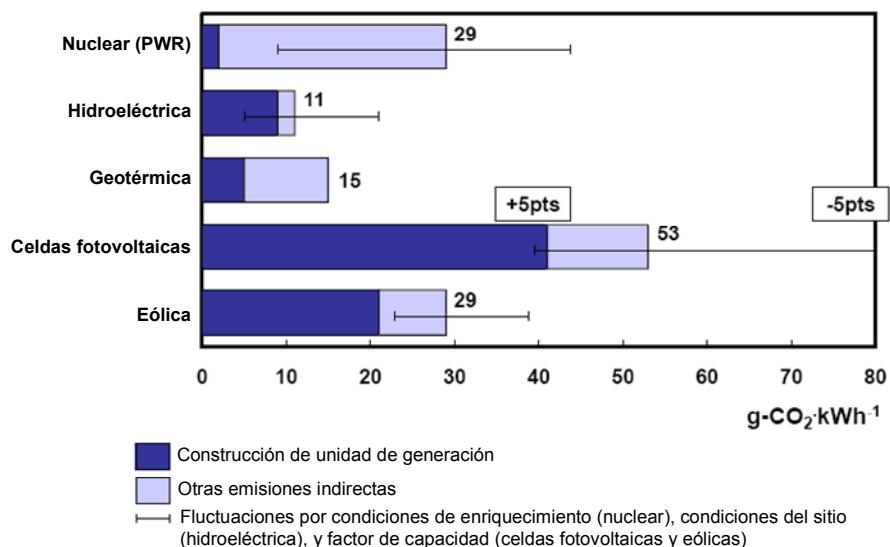
Japón⁽²⁾



Fuente: Central Research Institute of Electric Power Industry, Tokio, Japon, Marzo 2000/Agosto 2001

Figura 4.1.2 Emisiones durante el Ciclo de Vida – Japón 1

Factores de Emisión de CO₂ en el ciclo de vida para diferentes tecnologías de generación de electricidad (2 de 2)



Fuente: Central Research Institute of Electric Power Industry, Tokio, Japon, Marzo 2000/Agosto 2001

Figura 4.1.3 Emisiones durante el Ciclo de Vida – Japón 2

Canadá⁽³⁾

Emisiones Producidas por 1 Kilowatt -hora de Electricidad , basado en un Análisis de Vida Útil

Tecnología de Generación	Emisiones de gases de efecto invernadero Gramos eq.(en CO ₂ / kWh)	Emisiones de dióxido de azufre (en miligramos / kWh)	Emisiones de óxido de nitrógeno (en miligramos / kWh)	NMVOC** (en miligramos / kWh)	Partículas (en miligramos / kWh)
Hidroeléctrica	2 – 48	5 – 60	3 – 42	0	5
Nuclear	2 – 59	3 – 50	2 – 100	0	2
Eólica	7 – 124	21 – 87	14 – 50	0	5 – 35
Solar – Fotovoltaica	13 – 731	24 – 490	16 – 340	70	12 – 190
Biomasa	15 – 101	12 – 140	701 – 1,950	0	217 – 320
Gas Natural (Ciclo Combinado)	389 – 511	4 – 15,000[*]	13 – 1,500	72 – 164	1 – 10
Carbón – Nueva tecnología	790 – 1,182	700 – 32,321	700 – 5,273	18 – 29	30 – 663

[*] El contenido de azufre del gas natural puede tener un amplio rango de valores , cuando proviene del subsuelo . Cuando el contenido de sulfato de hidrógeno es mayor que el 1% , el gas es conocido usualmente como gas amargo . Normalmente , casi todo el azufre es removido del gas y secuestrado como sólido , antes de que el gas sea usado para generar electricidad . Solo en el caso excepcional , cuando el sulfato de hidrógeno es quemado , altos niveles de emisiones de dióxido de azufre ocurrirán.

NMVOC significa , compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano.

Fuente : "Hydropower -Internalized Costs and Externalized Benefits ." Frans H. Koch, International Energy Agency (IEA)-Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs , Ottawa, Canadá, 2000.

Figura 4.1.4 Emisiones durante el Ciclo de Vida – Canadá

Alemania (4)

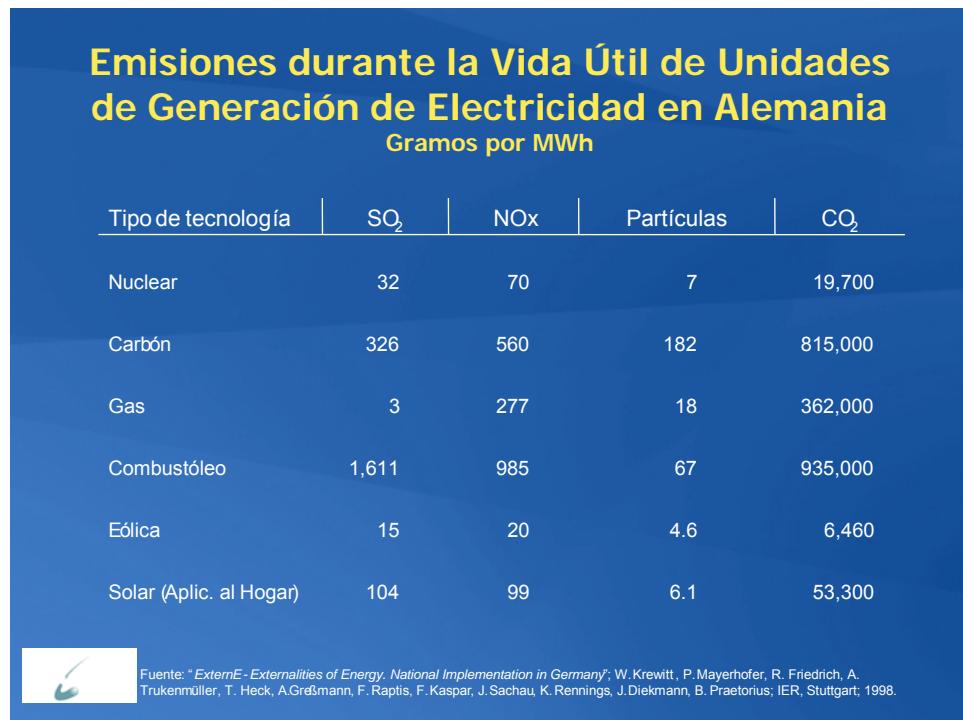


Figura 4.1.5 – Emisiones durante el Ciclo de Vida - Alemania

4.1.2.- CONSUMOS, USOS Y DESCARGAS DE AGUA

Las unidades de generación de energía eléctrica **usan** agua cuando la toman de una corriente derivada de su cauce normal (mar, laguna, río), y la retornan a su cauce natural, sin disminuir su calidad y su volumen originales; en cambio se dice que las unidades de generación **consumen** tal líquido, si durante el proceso de generación eléctrica alteran sus características fisicoquímicas, incluyendo disminución de volumen, o bien si se vierte al alcantarillado o a una descarga de agua residual.

Consumos y Usos de Agua

En las unidades termoeléctricas, carboeléctricas, ciclos combinados y nucleoeléctricas, las cuales se utilizan para generar energía eléctrica base, el uso y consumo de agua está dividido en tres áreas:

1.- Servicios

Este **consumo** de agua comprende el requerido por el personal de la central, el riego de áreas verdes, el sistema contra incendios, el lavado de los precalentadores de aire, el lavado de los aisladores eléctricos y otros usos. Esta agua proviene usualmente de algún acuífero u otras fuentes y es tratada para su consumo como agua de servicio.

2.- Repuesto al Ciclo Termodinámico

Este **consumo** de agua es requerido para reponer al ciclo termodinámico el agua que ha perdido por concepto de fugas tanto de vapor, como de líquido. Esta agua proviene normalmente de un acuífero u otras fuentes y es desmineralizada en una planta de tratamiento para satisfacer los requisitos fisicoquímicos del agua del ciclo termodinámico. Esta agua de repuesto es reinyectada al condensador de las turbinas de vapor.

3.- Enfriamiento

Esta agua se requiere para los servicios de enfriamiento, y para extraer el calor latente al vapor trabajado en la turbina que es descargado al condensador para que se condense a una temperatura constante. Para este enfriamiento se puede tener un sistema abierto o un sistema cerrado.

En un **sistema abierto** se **usan** cuerpos de agua que sean naturales y cercanos. El líquido se pasa a través del condensador para absorber el calor del ciclo termodinámico, para después regresarlo al cuerpo de agua original. Este sistema se usa generalmente cerca de las costas, con el agua de mar como medio de enfriamiento. También pueden usar estanques de enfriamiento naturales o artificiales, ríos, lagos y otras fuentes de suministro de agua en grandes cantidades. Este sistema se muestra esquemáticamente en la Figura 4.1.6

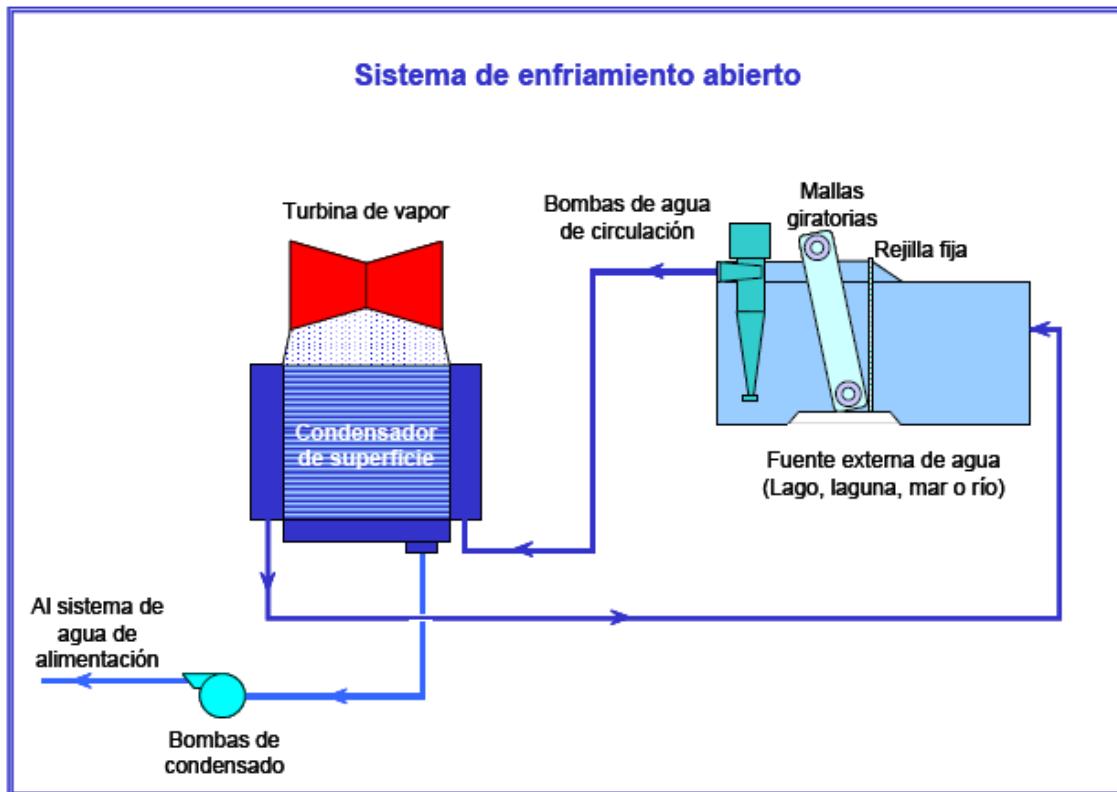


Figura 4.1.6 Sistema de Enfriamiento Abierto

El impacto ecológico del sistema abierto es que la temperatura del agua de enfriamiento se incrementa entre 8 y 14°C, dependiendo del proyecto específico, por lo que deben tomarse las provisiones necesarias para no afectar la vida acuática circundante.

Los **sistemas cerrados** pueden ser de dos tipos: húmedos y secos.

Los sistemas húmedos requieren de agua de enfriamiento de un depósito artificial como estanques o piletas y torres de enfriamiento húmedas; se utiliza normalmente donde el agua es escasa y de buena calidad. En estos sistemas se tienen pérdidas por evaporación y en el caso de torres de enfriamiento, cuyo esquema se ilustra en la Figura 4.1.7, el **consumo** de agua se incrementa considerablemente pues existen pérdidas por arrastre, evaporación y fugas.

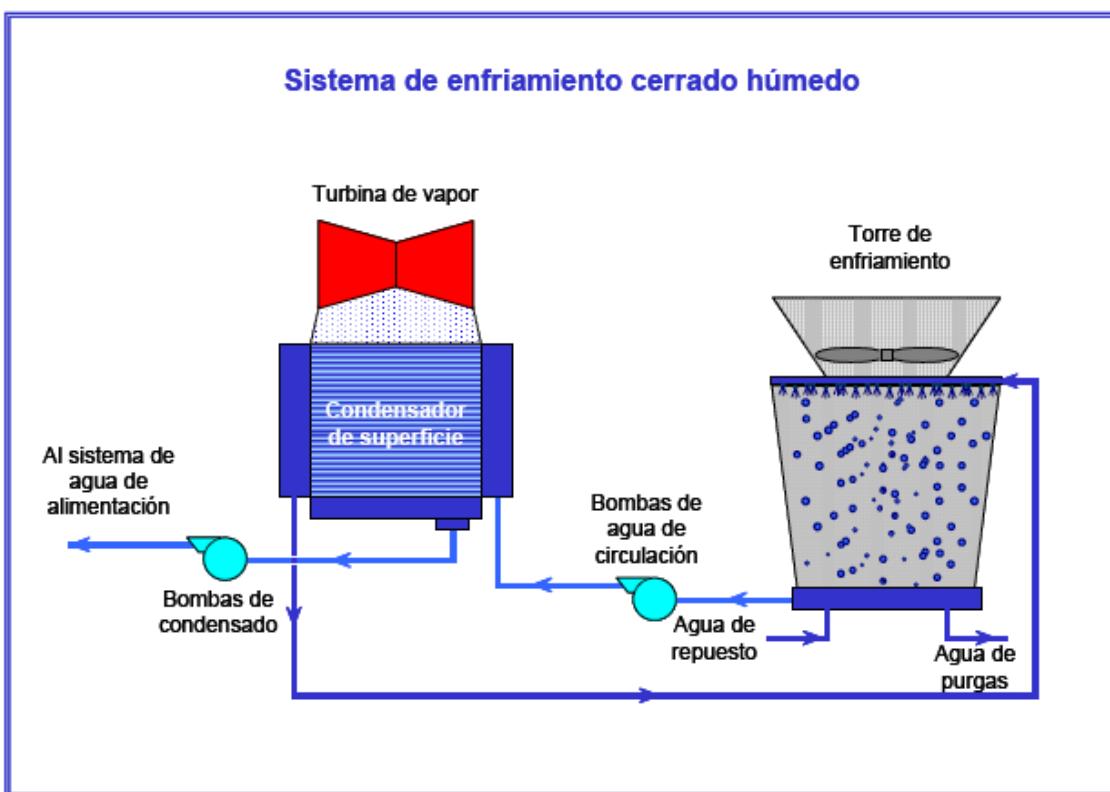


Figura 4.1.7 Sistema de Enfriamiento Húmedo

Los sistemas secos se utilizan en sitios con escasez de agua utilizando enfriamiento con base en aire exclusivamente, donde el vapor de escape de la turbina se condensa.

Descargas de Agua

El agua de servicios de una unidad de generación es usualmente descargada al alcantarillado o como agua residual; mientras que el agua de enfriamiento en los sistemas abiertos, una vez utilizada se conduce mediante obras civiles al cuerpo de agua original.

En México todos los Usos y Descargas de Agua están sujetos a la Ley de Aguas Nacionales, su Reglamento y la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua, siendo la Comisión Nacional del Agua la encargada de la inspección y vigilancia en esta materia, así como también al cumplimiento de la NOM-001-ECOL-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.

En cumplimiento con la normatividad aplicable indicada anteriormente, en la CLV se tienen declaradas y establecidas las Condiciones Particulares de Descarga para las aguas residuales e industriales que se generan, teniendo como finalidad controlar los impactos a los ecosistemas, monitorear de forma permanente la calidad de las aguas residuales e industriales y establecer las acciones necesarias para reducir el impacto generado y asegurar la preservación y recuperación de los ecosistemas, generar un valor superior para la sociedad, a la empresa, al personal y clientes; asegurar el desarrollo sustentable en el proceso de generación de energía eléctrica.

En el caso de unidades nucleoeléctricas del tipo Laguna Verde, tal y como se describió en la Sección 2.6.1 de este Reporte, las fugas de vapor y fugas de líquido del ciclo termodinámico son tratadas en el sistema de tratamiento de desechos radiactivos, por lo que una vez realizado este proceso, esta agua se recicla el 90% de su volumen hacia el ciclo termodinámico. Como resultado de lo anterior, considerando además que se han registrado pocas fugas durante la operación de ambas unidades, se obtiene que el agua consumida es muy baja, lo que se puede observar en la fig. 4.1.8.

Adicionalmente en la figura 4.1.8 se observa el agua usada para enfriamiento (Sistema de Enfriamiento Abierto que usa agua de mar) y el agua extraída de pozos para servicios de la CLV y repuesto al Ciclo Termodinámico. En esta figura se observa claramente que el agua usada para el enfriamiento es órdenes de magnitud más grande que la consumida.

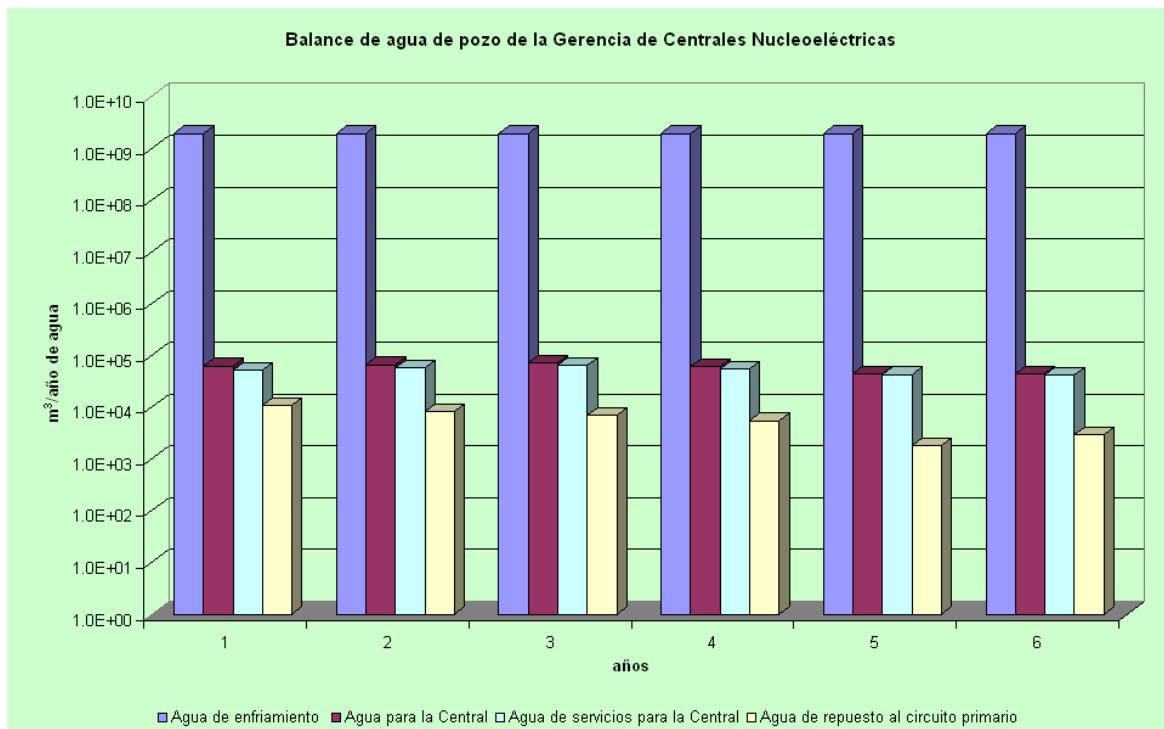


Figura 4.1.8 Balance de agua de la Central Laguna Verde, agua usada para el enfriamiento (agua de mar) en relación al agua de pozo consumida para servicios y reposición.

El promedio de uso y consumo de agua en las unidades nucleoeléctricas que están operando en los Estados Unidos y en la Central Laguna Verde son:

Sistema de Enfriamiento	Uso (litros/MWh)	Consumo (litros/MWh)
Abierto	119,000	519
Cerrado	4,164	2,362
Laguna Verde (abierto)	171,540	5.98

Es de notar que Laguna Verde requiere más caudal de agua de uso para enfriamiento que la mayoría de las unidades americanas porque la temperatura del agua de mar en Laguna Verde es más elevada.

Desechos

En el caso específico de las unidades nucleoeléctricas el origen, tratamiento, almacenamiento temporal y disposición definitiva de los desechos radiactivos de actividad alta, media y baja, han sido descritos a detalle en las Secciones 1.3, 1.5, 2.4 y 2.5 de este Reporte.

REFERENCIAS

- [1] Costos y parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico 2008, CFE Subdirección de Programación, 2008.
- [2] Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Terms of CO2 Emissions, Kazuhiko Yamada, April 2008.
- [3] Hydropower-Internalized Cost and Externalized Benefits, Frans H. Koch, 2000.
- [4] Extern E- Externalities of Energy National Implementation in Germany, W. Krewitt et al, 1998.

4.2.- EL ENTORNO ECOLÓGICO DE LA CENTRAL LAGUNA VERDE

Como se ha presentado en la Sección anterior las unidades nucleoeléctricas, al igual que cualquier otra tecnología no están exentas de efectos ambientales. Sin embargo la tecnología nuclear está en el grupo de impacto ambiental bajo, conjuntamente con las energías renovables y las hidroeléctricas, con la característica adicional que dentro de este grupo es la única tecnología capaz de suministrar grandes volúmenes de energía eléctrica base. Para sustentar el impacto ambiental bajo, en esta sección se describe el comportamiento ambiental en la zona aledaña a la Central Laguna Verde.

4.2.1.- EL IMPACTO AMBIENTAL DE LA CENTRAL

El Laboratorio de Dosimetría y Monitoreo Ambiental, a fin de evaluar los impactos ambientales de la operación de la Central Nuclear de Laguna Verde (CNLV) desde su etapa preoperacional (1980-88) hasta la fecha, ha realizado una serie de vigilancias en la zona de influencia de la CNLV.

Los resultados indican que los niveles de radiación se han mantenido dentro de las variaciones naturales, debajo de los límites normativos, y no se han detectado cambios significativos y ningún peligro para los ecosistemas aledaños ni para los habitantes de la región circunvecina.

De igual manera, los análisis sobre la productividad marina, los parámetros físicoquímicos, y las comunidades de fitoplancton (las plantas más pequeñas en el medio acuático ver figuras 4.2.1 y 4.2.2) y zooplancton (los animales más pequeños de la cadena alimenticia en el medio acuático ver figuras 4.2.3 y 4.2.4) en la zona de descarga ver figura 4.2.5, muestran sólo variaciones naturales a lo largo de 24 años. Ello indica que el impacto de la descarga del agua de enfriamiento es menor que el calculado por los modelos de difusión de la pluma térmica.

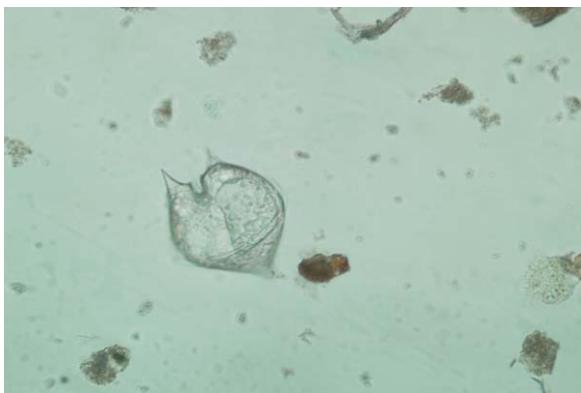


Figura 4.2.1 Dinoflagelado sp.

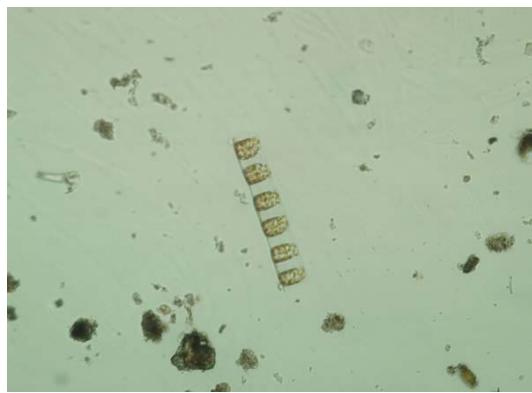


Figura 4.2.2 Esqueletonema sp.



Figura 4.2.3 Nauplius sp.



Figura 4.2.4 Diaptomus sp.



Figura 4.2.5 Canal de descarga

Las emisiones de radionúclidos artificiales liberados al ambiente por la CNLV en forma gaseosa o líquida, se encuentran reglamentadas a nivel nacional, por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS). A nivel internacional este rol le corresponde al Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), que vigila el cumplimiento de los acuerdos y convenios de seguridad nuclear, y por la World Association of Nuclear Operators (WANO), que

agrupa a todos los operadores de reactores nucleares en el mundo, y busca mantener en un nivel inmejorable la seguridad de las Centrales Nucleares.

De acuerdo con los estándares de estos organismos, el control de tales liberaciones debe ser óptimo y las dosis de exposición al medio deben de ser tan bajas como razonablemente sea posible (IAEA, 1986; USNRC, 1992, CNSNS, 1994). El procedimiento para garantizar tales estándares incluye la determinación de las condiciones naturales del lugar, antes del inicio de operaciones de la planta, e iniciar un programa de monitoreo ambiental, el cual continúa durante toda la vida útil del reactor.

4.2.1.1.- NIVELES DE RADIACIÓN

El transporte atmosférico de materiales radiactivos desde una central nuclear hacia el ambiente circundante representa la ruta directa de exposición hacia el hombre. Existen radionúclidos presentes en el ambiente distribuidos a nivel mundial cuyas fuentes son de origen: natural y artificial, la última, principalmente a partir de pruebas de armamento nuclear /1/. Los principales radionúclidos naturales pertenecen a los productos de decayamiento de las cadenas naturales del U238 y Th232, junto con otros de origen cosmogénico que están presentes en el aire y las rocas como el Be7 y K40. En cambio, los radionúclidos artificiales producidos en la operación de centrales nucleoeléctricas, pueden ser liberados al medio por descargas operacionales, efluentes del reactor, reprocesado de combustible o almacenamiento de desechos radiactivos.

En la Figura 4.2.6 se observa el promedio mensual integrado de la actividad beta total en partículas suspendidas en aire de 1978 al 2008. Se observa que ningún dato rebasó el límite del valor máximo del rango de mediciones del periodo preoperacional (0,04 – 3,5 mBq/m³), excepto los registrados entre 1980 y 1981, atribuibles a las pruebas atómicas y a la detonación de armamento nuclear en China. En general, los valores son similares a los preoperacionales, es decir, la actividad beta total en partículas en el aire se ha mantenido con las mismas variaciones observadas en años anteriores. En esta figura también se observan las concentraciones elevadas de la actividad beta total producida en 1986 por el accidente nuclear de la Central de Chernobyl en la ex Unión Soviética.

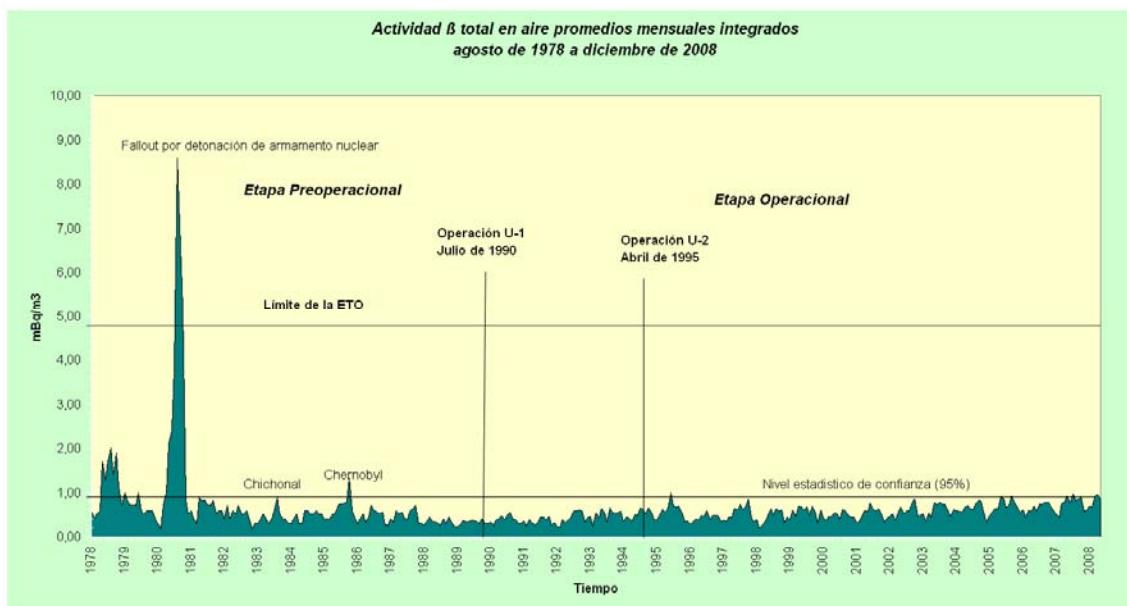


Figura 4.2.6 Actividad β en partículas suspendidas en el aire

En la figura 4.2.7 se observan los niveles de exposición medidos con TLD (Dosimetría Termoluminiscente) en las etapas pre y operacional (1982-2008). Es notable la similitud de la exposición y el patrón de comportamiento en ambas etapas. Es de notarse que los promedios de las estaciones alrededor de la CNLV oscilan en los $600 \mu\text{Gy/año}$, y el promedio de la estación de referencia Xalapa registrado durante el 2008 fue de $1001,84 \mu\text{Gy/año}$. Por otro lado la mayor dosis medida debida a la operación de la CLV hasta el 2008 ha sido de apenas $7,70 \mu\text{Gy/año}$; es decir, una persona que viva en los alrededores de la CNLV recibe una dosis por exposición promedio de $600 \mu\text{Gy/año}$, más $7,7 \mu\text{Gy/año}$ que podría recibir por la operación de la CNLV, sumando un total de $607,70 \mu\text{Gy/año}$. Por otro lado, una persona por el simple hecho de vivir en Xalapa recibe en promedio una dosis por exposición de $1001 \mu\text{Gy/año}$ debida a los rayos cósmicos, ya que esta población se encuentra a 1400 msnm .

Las mediciones anteriores y los resultados obtenidos hasta 2008 indican el buen funcionamiento de la CNLV. A la fecha, no se ha registrado ningún impacto ambiental radiológico alguno, en los ecosistemas circundantes, ocasionado por la operación de la misma.

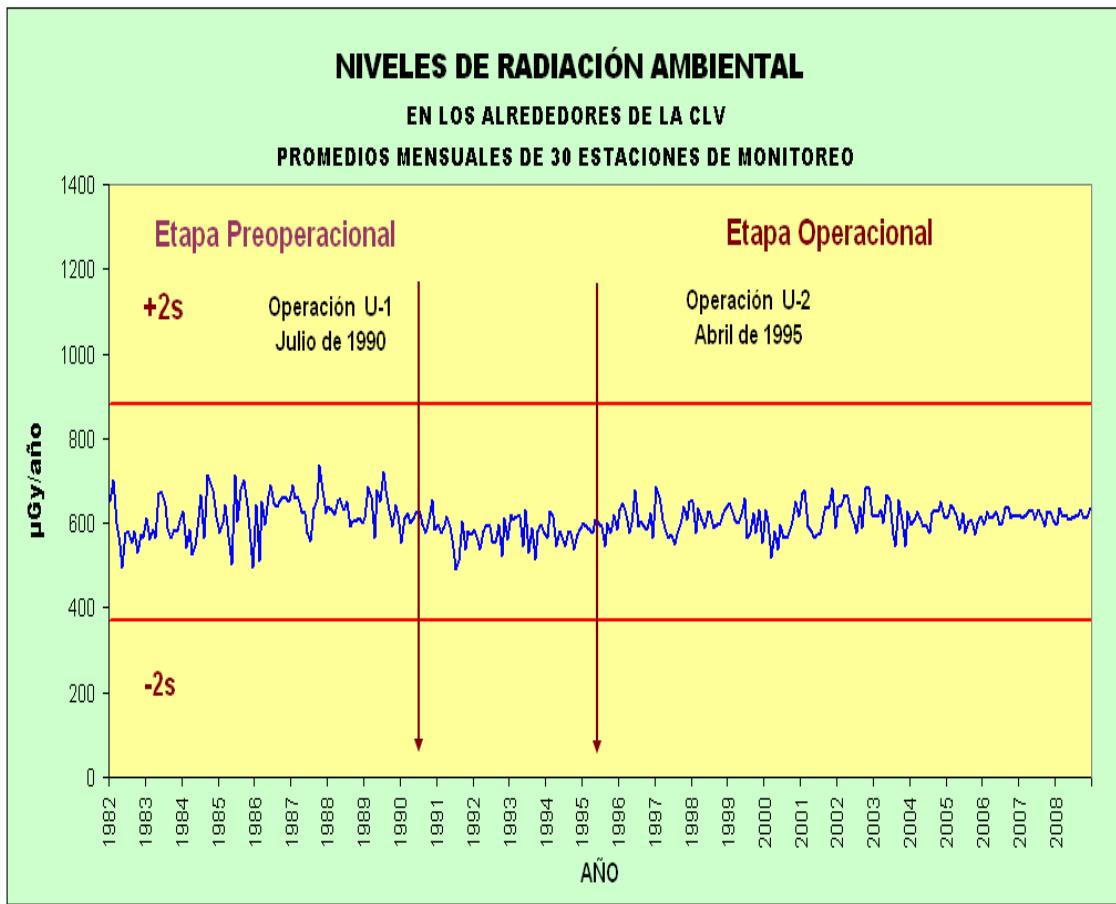


Figura 4.2.7 Niveles de Exposición Medidos con TLD

En la tabla 4.2.1 se resumen los resultados de las características más importantes del Programa de Monitoreo Ecológico (PME) durante su etapa preoperacional (1982-1988) y en los 19 años de operación de la CNLV.

Cuadro que muestra los datos de monitoreo de agua y del placton durante la etapa operacional y la preoperacional				
Variable	Operacional 2008		Preoperacional	
	Promedio	Nº datos	Intervalo	Nº datos
Características Abióticas medidas en agua				
Salinidad 0/00	35,2	2824	34,9 – 35,8	922
Temperatura °C	26,1*	2031	25,6 – 25,9	803
Transparencia m	3,4	908	1,7- 4,4	397
pH	8,2	1608	8,31 – 8,34	494
Oxígeno mg/l	6,2	2759	6,5 – 6,6	947
Clorofila "a" µg/l	0,7	948	1,3 – 5,2	399
Nitritos µg/at/l	0,07	1879	0,09 – 0,26	814
Nitratos µg/at/l	1,01	1866	1,65 - 2,38	814

Cuadro que muestra los datos de monitoreo de agua y del placton durante la etapa operacional y la preoperacional				
Variable	Operacional 2008		Preoperacional	
	Promedio	Nº datos	Intervalo	Nº datos
Amonio µg/at/l	1,6	1863	1,8 – 2,2	814
Silicatos µg/at/l	9,3	1157	6,6 – 10,7	814
Ortofósforatos µg/at/l	0,2	1857	0,3 – 0,5	814
Características Bióticas medidas en organismos				
Fitoplancton				
Densidad No. Cel/ml	235	863	79 - 317	367
Géneros/muestreo	20	863	19 - 27	367
Diversidad H' bits/ind	2,72	863	2,69 – 2,99	367
Equidad J' bits/ind	0,66	863	0,58 – 0,71	367
Zooplancton				
Densidad ind/m3	2961	943	2928 - 3405	407
Biomasa g/m3	0,29	943	0,61 – 0,89	367
Diversidad H' bits/ind	1,44	943	1,24 – 1,35	407
Equidad J' bits/ind	0,35	943	0,32 – 0,35	407

* Límite de temperatura establecido en las Condiciones Particulares de Descarga a la Central por la Comisión Nacional del Agua 40°C promedio mensual y 41°C promedio diario.

Tabla 4.2.1 Datos de monitoreo de agua y del plancton durante la etapa operacional y la preoperacional

4.2.1.2.- CARACTERÍSTICAS ABIÓTICAS DEL AGUA

El monitoreo llevado a cabo por el personal de CNLV muestra que hay muy poca diferencia en los parámetros físico-químicos y biológicos en el agua marina, entre la etapa preoperacional y la operacional, en los parámetros donde se presenta una pequeña variación fuera del intervalo preoperacional, esta variación no significa un impacto significativo en el entorno ecológico, ya que estas diferencias se encuentran dentro de las variaciones estadísticas esperadas en la etapa preoperacional. A continuación se describen algunos datos.

Salinidad: La comparación de los resultados se encuentra dentro del rango preoperacional.

Temperatura: Este factor es de vital importancia para el desarrollo y distribución de muchos organismos. Presentó un promedio en la etapa operacional de 26,1. El resultado del análisis de varianza indicó que entre las estaciones no existieron diferencias significativas, a pesar de ser el parámetro que más influencia recibe de la descarga de la CNLV. En la tabla 4.2.1 se muestra el intervalo de los datos medidos en la etapa preoperacional. El promedio del año 2008 se encuentra 0,2 décimas por encima del valor máximo preoperacional, sin embargo esta variación

se puede considerar estadística y nos deja ver que la pluma térmica no tiene influencia directa más allá de los 500 m del punto de descarga.

pH: El pH en la etapa operacional fue de 8,2 estando sólo una décima por abajo del rango medido durante la etapa preoperacional

Oxígeno: El análisis de varianza puso de manifiesto la estabilidad del mismo, ya que no hubo diferencias significativas entre las estaciones. Tanto en la etapa preoperacional como en la operacional. La mayoría de los datos estuvieron cercanos a la saturación y en algunos casos alcanzaron niveles de sobresaturación. Debe notarse que los promedios son mayores de 5,7 mg/l establecido para zonas de alta fotosíntesis por Raymont (1980).

Nutrientes (nitratos, nitritos, amonio, sílice y ortofosfatos): De manera general, los valores promedio de estos parámetros son muy similares en las etapas pre y operacional. Esto fue confirmado al no presentarse diferencias significativas en el análisis de varianza que pudieran indicar cambios drásticos en el área de estudio y que pudieran atribuirse a las descargas de la CNLV.

4.2.1.3.- CARACTERÍSTICAS BIÓTICAS DEL PLANCTON

Fitoplancton: El análisis estadístico de la densidad del fitoplancton con un promedio de 235 celulas/ml en la etapa operacional se encuentra comprendido en el rango medido durante la etapa preoperacional. Las variaciones en la densidad del fitoplancton son fenómenos naturales que se deben en gran medida a la influencia que tienen las condiciones meteorológicas sobre la zona costera, principalmente la remoción de los sedimentos por la acción de los vientos. Figura 4.2.1 y 4.2.2.

Zooplancton: el análisis de varianza mostró que no hubo diferencias significativas entre estaciones y etapas. En cuanto a la densidad, el valor medio fue de 2961 individuos/m³ en la etapa operacional quedando comprendido en el rango medido durante la etapa preoperacional. En cuanto a la diversidad, el valor promedio fue similar y los análisis de similitud mostraron altos porcentajes a través del tiempo, lo que indica que la comunidad zooplánctica es estable figura 4.2.3 y 4.2.4.

Por todo lo anterior, puede afirmarse que el impacto ambiental de la descarga de la CNLV sobre el ecosistema marino adyacente, es mínimo y se restringe a un área menor de 500 m de radio del punto de la descarga.

Pesquerías: Siendo el necton el último eslabón de la cadena trófica en el ecosistema costero, puede verse afectado de manera directa por la descarga del agua de enfriamiento de la CNLV, ya sea por la pérdida de hábitats, disponibilidad de alimento o que pudiera ser atrapado en las mallas de la obra de toma. Por lo tanto, se hizo necesaria una evaluación del comportamiento de las pesquerías en el área de la CNLV, mediante el estudio de la producción pesquera en Villa Rica, Ver. Comunidad de pescadores más cercana a la central. Los datos de la etapa preoperacional abarcan 9 años (1980-1988) y las capturas totales oscilaron entre 40 y 72 toneladas anuales con un promedio de 56,7 toneladas/año.

Para el año 2006, la captura total anual fue de 45,0 toneladas, valor comprendido en el rango de la etapa preoperacional. Por lo tanto, las actividades pesqueras en la Villa Rica no han sido afectadas por la descarga de la CNLV y se ha mantenido el volumen de capturas durante casi 29 años, sin mostrar tendencias de modificación.



Figura 4.2.8 pesca en Villa Rica.

4.2.1.4.- CONCLUSIONES

Después de 19 años de operación de la CNLV, 1988 - 2008, los análisis realizados para evaluar los impactos ambientales (Radiológicos y Ecológicos) producidos por la CNLV mostraron lo siguiente:

- La actividad beta total detectada durante 2008 tiene el mismo comportamiento que en años anteriores y sus variaciones están comprendidas dentro de las que se han observado de 1981 a la fecha.
- En las muestras pertenecientes al monitoreo de rutas de exposición al hombre, no se detectaron radionúclidos que contribuyeran a incrementar la dosis de radiación.
- Los únicos radionúclidos artificiales que se han detectado son Cs-137 y Sr-90. Sin embargo, no son atribuibles a la operación de la CNVL, por dos razones: su origen es la detonación de armamentos nucleares y han llegado al área por lluvias radioactivas, y segundo, las concentraciones medidas están dentro de los límites establecidos en la etapa preoperacional.
- Las características bióticas, que pudieron haber sido afectadas por la descarga del agua de enfriamiento, no mostraron diferencias significativas entre las etapas pre y operacional, al igual que los promedios de densidad de organismos e índices de diversidad.
- Por lo tanto, el impacto ambiental de la descarga del agua de enfriamiento de la CNLV es mínimo, estadísticamente no detectable y se restringe a una área menor de 500 m de radio alrededor de la descarga.
-

4.3.- GASES DE EFECTO INVERNADERO

El término “efecto invernadero” se refiere al papel que desempeña la capa de gases que retiene el calor del sol en la atmósfera de la tierra, como se ilustra en la Figura siguiente:

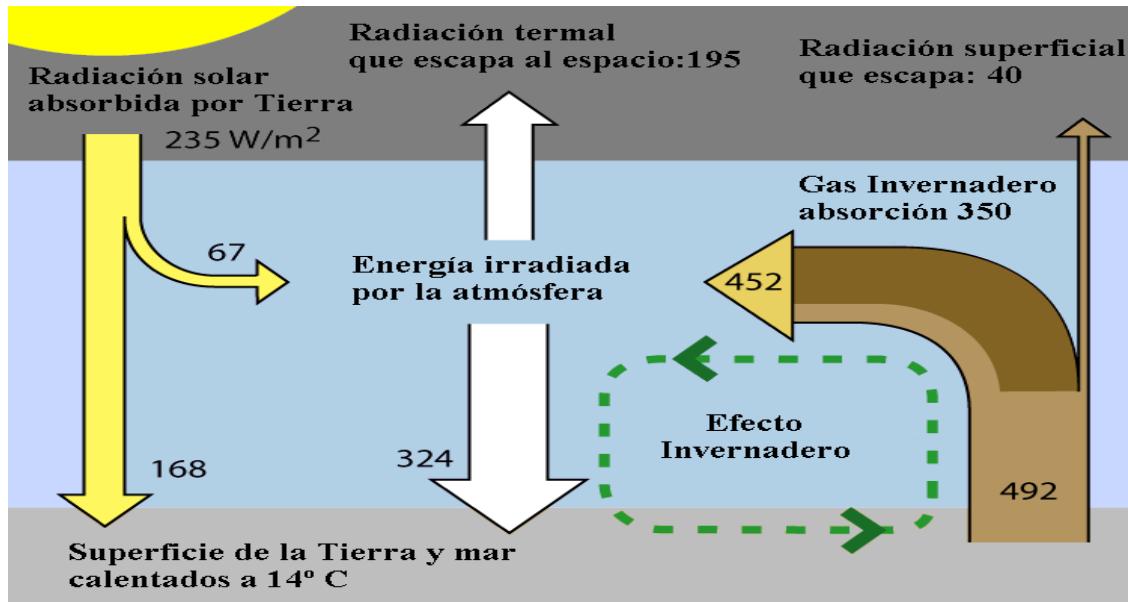


Figura 4.3.1 El efecto invernadero.

Los pasos del efecto invernadero son:

- Parte de la energía se refleja en el espacio, el resto, sobre todo en forma de luz, entra a la atmósfera y cae sobre la Tierra.
- La luz calienta la Tierra que después emite energía, principalmente en forma de energía infrarroja o calor.
- La energía del sol cae sobre la Tierra.
- Parte de esta energía infrarroja se refleja hacia la Tierra mediante gases en la atmósfera llamados GASES DE EFECTO INVERNADERO.
- Los Gases de Efecto Invernadero como el dióxido de carbono están presentes en forma natural, pero la actividad humana aumenta sus concentraciones.
- La energía infrarroja tiene una longitud de onda larga. Los Gases de Efecto Invernadero, a diferencia de otros, poseen moléculas que pueden absorberla.
- Las moléculas absorben la energía infrarroja y luego la vuelven a emitir en muchas direcciones.
- Parte de la energía se emite al espacio. Otra parte se refleja a la Tierra, calentándola todavía más.
- Entre más GASES DE EFECTO INVERNADERO haya, mayor cantidad de calor se absorberá y retendrá.

¿Cuáles son los Gases de Efecto Invernadero?

- Vapor de Agua (H_2O)
- Bióxido de Carbono (CO_2)
- Metano (CH_4)
- Clorofluorocarburos (artificiales)
- Óxidos de Nitrógeno (NO_x)
- Ozono (O_3)

Si bien estos gases (salvo los clorofluorocarburos) son naturales, en tanto que ya existían en la atmósfera antes de la aparición del hombre, desde la Revolución Industrial y debido principalmente al uso intensivo de los combustibles fósiles en las actividades industriales y de transporte, se ha producido un incremento sensible de Óxidos de Nitrógeno y Bióxido de Carbono, agravado por la deforestación del planeta.

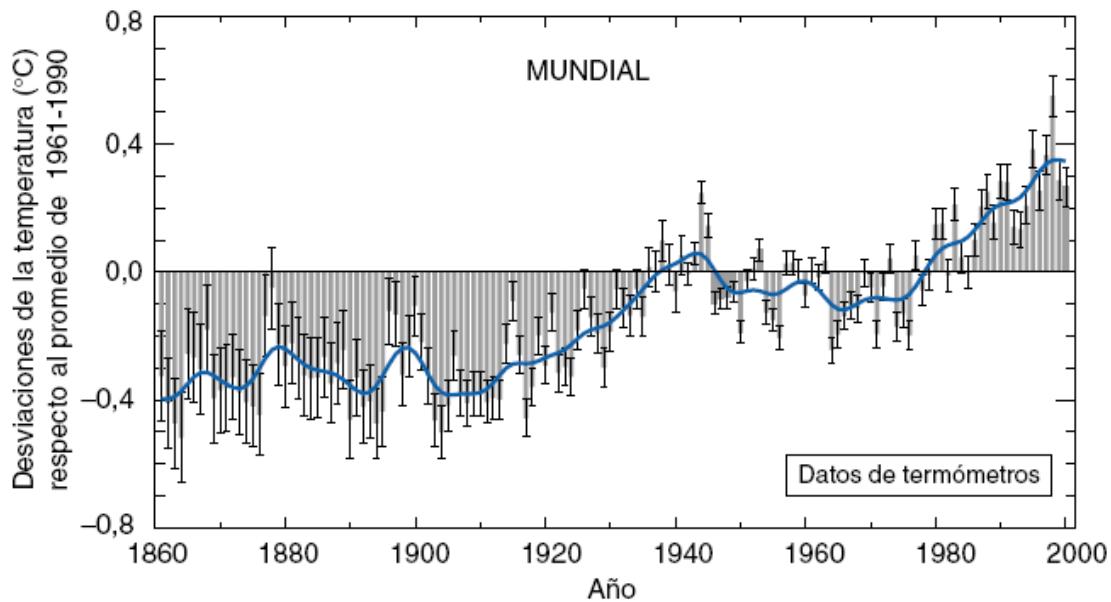
4.3.1.- CAMBIO CLIMÁTICO. LA BASE CIENTÍFICA

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático ⁽¹⁾ señala lo siguiente:

- Un conjunto de observaciones cada vez mayor describe la imagen global de un mundo en fase de calentamiento y de otros cambios en el sistema climático.
- La temperatura media mundial de la superficie terrestre ha aumentado aproximadamente $0.6^{\circ}C$ en el siglo XX.
- Las temperaturas han aumentado durante los cuatro últimos decenios en los 8 kilómetros inferiores de la atmósfera. En las dos figuras siguientes se muestra la variación de la temperatura en los últimos 140 y 1000 años.

Variaciones de la temperatura de la superficie de la Tierra en:

a) los últimos 140 años



b) los últimos 1.000 años

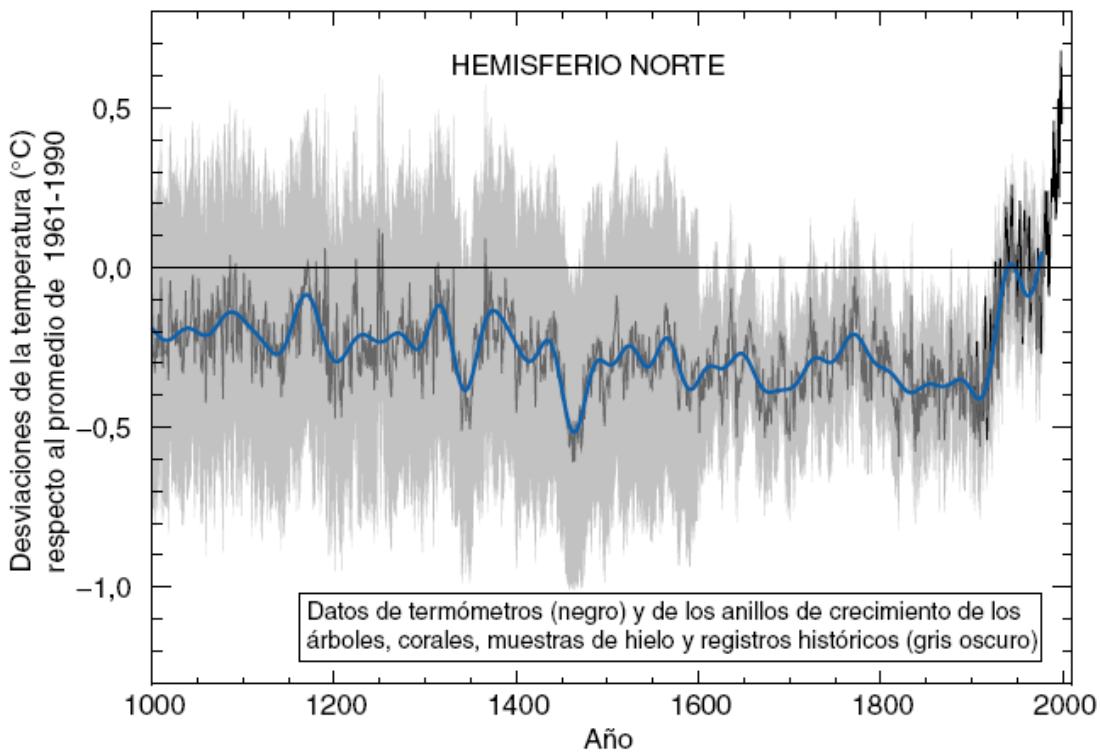


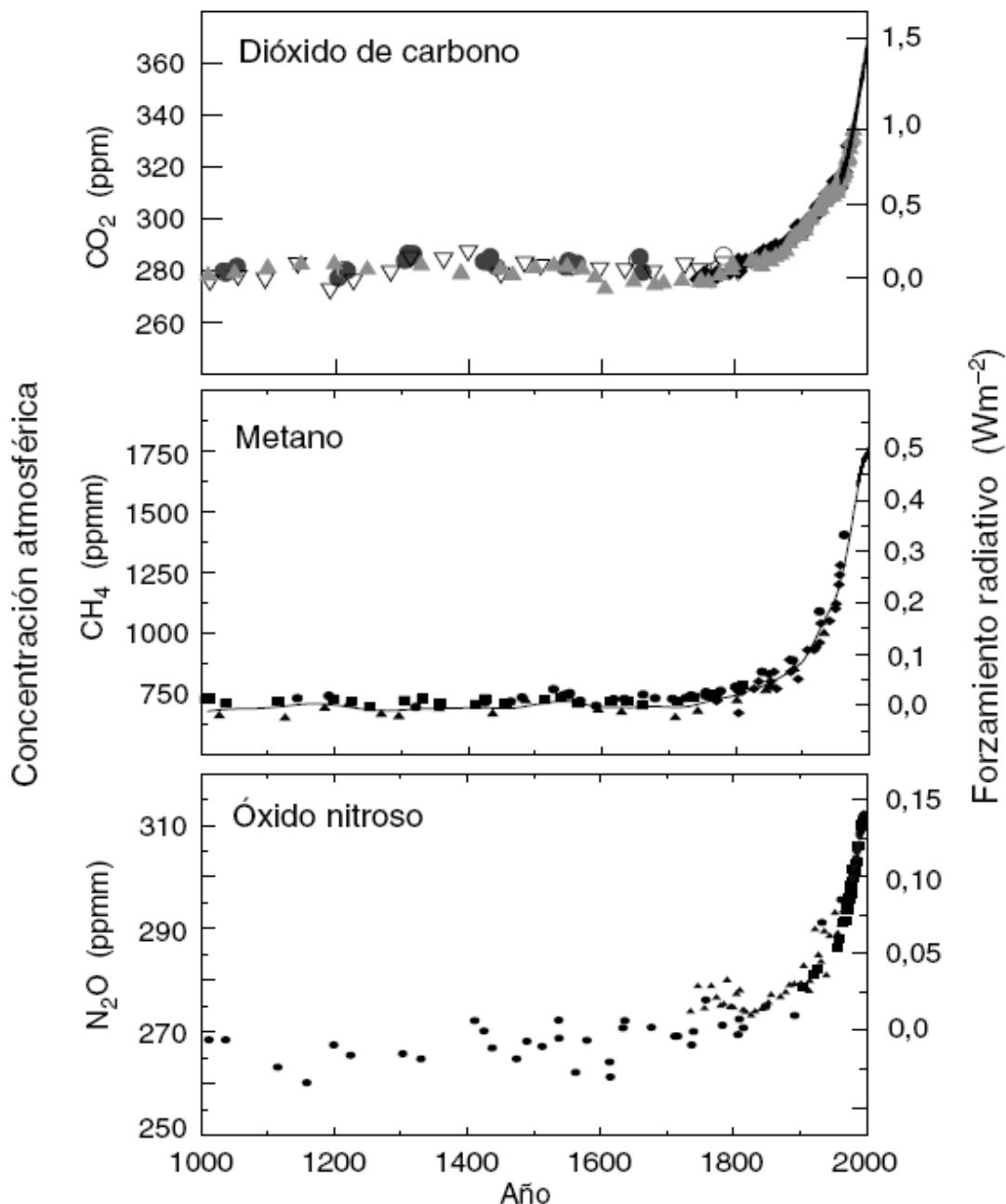
Figura 4.3.2 Variaciones de la temperatura de la superficie de la Tierra.

- La extensión del hielo y de la capa de nieve ha disminuido.

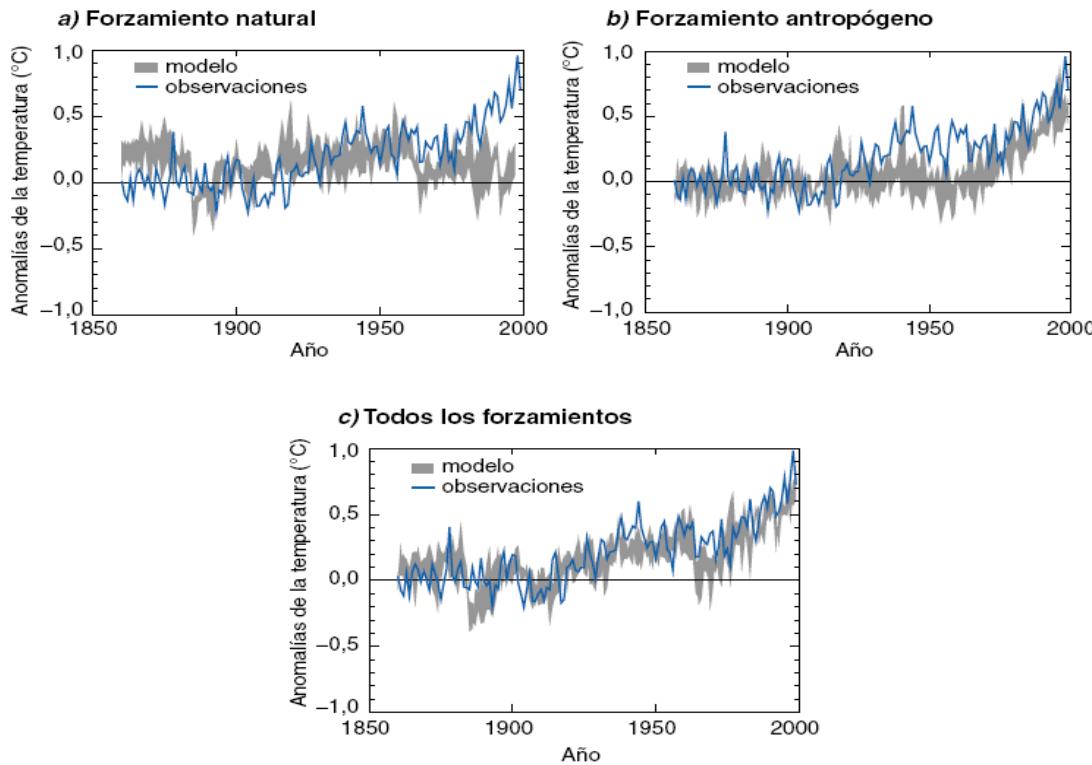
- El nivel medio del mar en todo el mundo ha subido y el contenido de calor de los océanos ha aumentado.
- Las concentraciones de gases atmosféricos de efecto invernadero siguen aumentando como consecuencia de las actividades humanas.
- Hay nuevas pruebas fehacientes de que la mayor parte del calentamiento observado en los últimos 50 años se debe a actividades humanas.
- La confianza en la capacidad de los modelos para proyectar el clima futuro ha aumentado.
- Los puntos anteriores gráficamente se encuentran representados en las figuras siguientes:

Indicadores de la influencia humana en la atmósfera durante la era industrial

- a) Concentraciones atmosféricas mundiales de tres gases de efecto invernadero (GEI) bien mezclados



Temperaturas medias mundiales anuales simuladas



4.3.2.- EL REPORTE STERN, LA ECONOMÍA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El Reporte Stern ⁽²⁾ es uno de los reportes más valiosos de los últimos tiempos, el cual fue preparado como aportación a la evaluación de los datos y al fomento de un mayor conocimiento de los aspectos económicos del cambio climático. Dicho Reporte fue solicitado por el Ministro de Hacienda de Inglaterra y coordinado por Sir Nicholas Stern, para su presentación al Primer Ministro.

Este Reporte concluye lo siguiente:

- Los beneficios de la adopción de medidas prontas y firmes sobre el cambio climático superarán con creces los costos.
- Las pruebas científicas apuntan a la existencia de un riesgo cada vez mayor de que una actitud del “mantenimiento del statu quo” (business as usual-BAU) con respecto a las emisiones tenga consecuencias graves e irreversibles.

Figura 2 Niveles de estabilización y gamas de probabilidad para los aumentos de temperatura

La siguiente figura pone de relieve los tipos de consecuencias que podrían experimentarse a medida que el mundo se equilibra con una mayor cantidad de gases invernadero. El cuadro superior muestra la gama de temperaturas proyectada a niveles de estabilización de entre 400 ppm y 750ppm de CO₂e en equilibrio. Las líneas horizontales sólidas indican la gama entre 5 y 95%, sobre la base de cálculos de la sensibilidad climática del IPCC en el 2001² y de un reciente estudio combinado del Hadley Centre³. La linea vertical indica la media del percentil 50. Las líneas discontinuas muestran la gama entre 5 y 95% sobre la base de once estudios recientes⁴. El cuadro inferior viene a ilustrar la gama de repercusiones esperadas a distintos niveles de calentamiento. La relación entre los cambios térmicos medios globales y los cambios climáticos regionales es muy incierta, particularmente, por cuanto respecta a los cambios en las precipitaciones (véase el recuadro 4.2). Esta figura muestra los cambios posibles, sobre la base de la bibliografía científica actual.

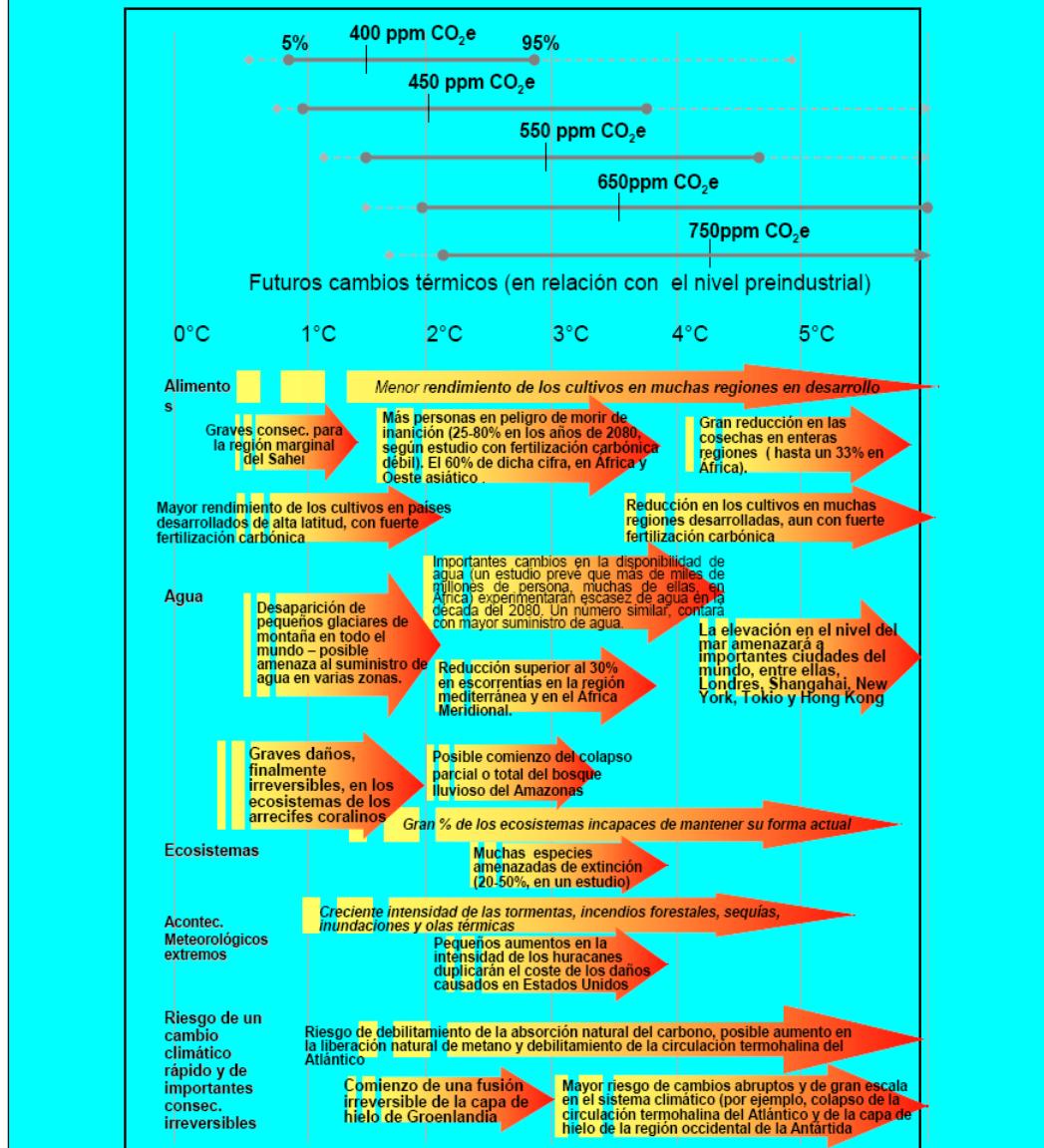


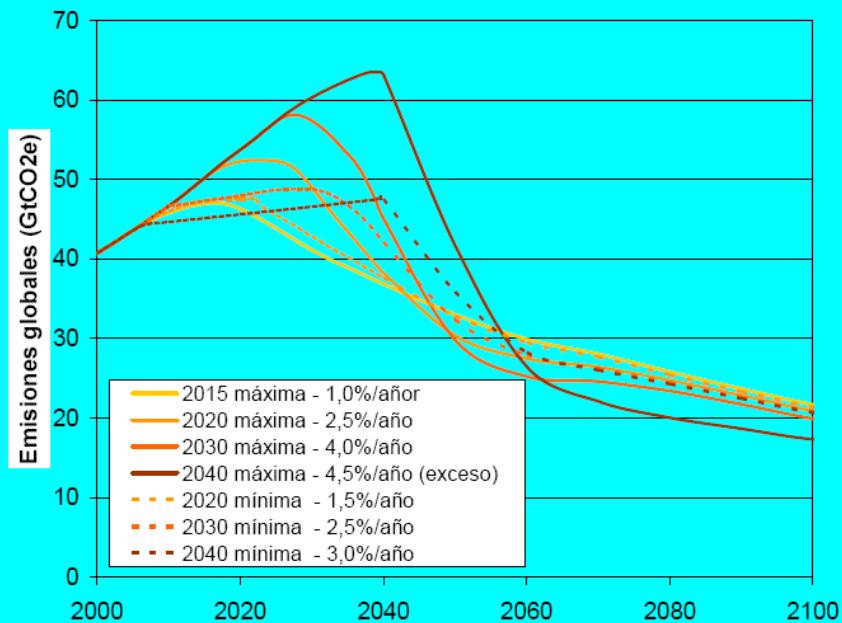
Figura 4.3.3 Niveles de Estabilización y Gamas de Probabilidad para los Aumentos de Temperatura

- El cambio climático constituye una amenaza contra los elementos básicos de la vida humana en distintas partes del mundo: acceso a suministro de agua, producción de alimentos, salud, uso de tierras y medio ambiente.

- Los daños resultantes del cambio climático se acelerarán a medida que el mundo se va calentando más.
- Las repercusiones del cambio climático no se distribuirán equitativamente, siendo los países y las poblaciones más pobres las que sufrirán las consecuencias antes y con mayor intensidad.
- Si bien es posible que, en un principio, el cambio climático tenga consecuencias de poca envergadura para un reducido número de países desarrollados, es probable que, de mantenerse el statu quo (BAU), resulte altamente nocivo cuando se alcancen las temperaturas más altas esperadas entre mediados y finales del siglo.
- Los modelos integrados de evaluación constituyen una herramienta para calcular el impacto total sobre la economía. Los cálculos parecen indicar que dicho impacto será probablemente superior a lo anteriormente sugerido.
- Aunque las emisiones han estado y siguen estando impulsadas por el crecimiento económico, la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera no es solamente viable sino compatible con un crecimiento sostenido.

Figura 3 Escenarios ilustrativos de emisiones para conseguir una estabilización a 550ppm CO₂e.

La figura siguiente muestra seis escenarios ilustrativos de estabilización a 550ppm CO₂e. Los índices de reducción de emisiones que aparecen en el texto explicativo son el índice medio *máximo* decenal de reducción de las emisiones globales. La figura muestra que de retrasarse la reducción de las emisiones (es decir, desplazando la máxima a la derecha) significará que será necesario reducir las emisiones de manera más rápida para lograr el mismo objetivo de estabilización. El índice de las reducciones de las emisiones es también muy sensible a la altura de la máxima. Por ejemplo, si las emisiones alcanzan su máxima a 48Gt CO₂ en vez de a 52Gt CO₂ en el 2020, el índice de las reducciones requeridas disminuiría de 2,5%/año a 1,5%/año.



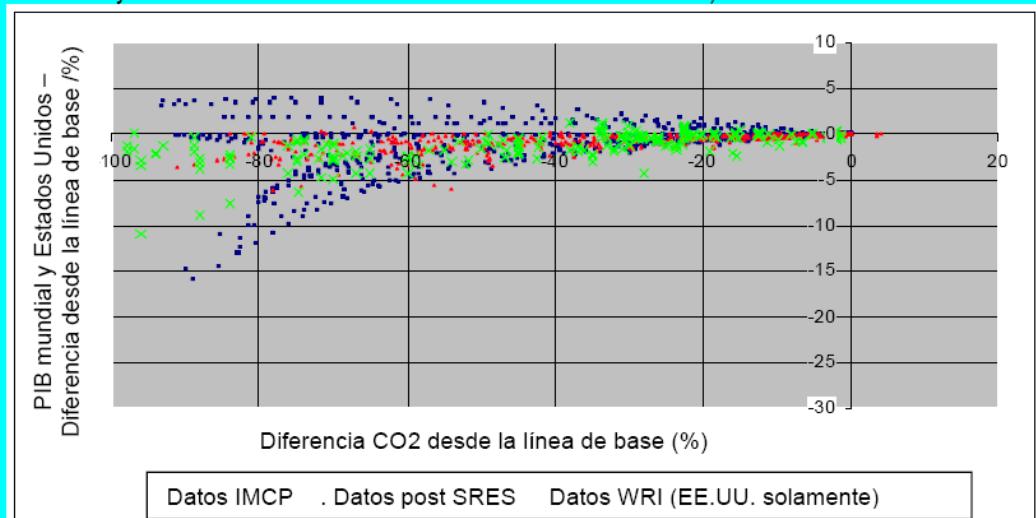
Fuente: Reproducido por el Stern Review, basándose en Meinshausen, M. (2006): 'What does a 2°C target mean for greenhouse gas concentrations? A brief analysis based on multi-gas emission pathways and several climate sensitivity uncertainty estimates', Avoiding dangerous climate change, in H.J. Schellnhuber et al. (eds.), Cambridge: Cambridge University Press, pp.265 - 280.

Figura 4.3.4 Escenarios Ilustrativos de Emisiones para conseguir una Estabilización a 550 ppm CO₂

- El logro de esta importante reducción en las emisiones tendrá su costo. El Reporte ha calculado que los costos anuales de estabilización a 500-550 ppm de CO₂ serían del 1% del PIB aproximadamente para el 2050, nivel indudablemente significativo, pero viable.

**Figura 4 Gráfica de dispersión – Proyecciones de coste modelo
Coste de las reducciones en CO₂ como fracción del PIB mundial, contra nivel de reducción**

PIB mundial y Estados Unidos – Diferencia desde la línea de base (%)



Fuente: Barker, T., M.S. Qureshi and J. Köhler (2006): 'The costs of greenhouse-gas mitigation with induced technological change: A Meta-Analysis of estimates in the literature', 4CMR, Cambridge Centre for Climate Change Mitigation Research, Cambridge: Universidad de Cambridge.

Una amplia gama de estudios de modelización, de la que forman parte estudios realizados por IMCP, EMF y USCCSP, además de los trabajos encargados por el IPCC, muestran que, para el 2050, los costes relacionados con una trayectoria de emisiones que lleve a una estabilización alrededor de 500-550 ppm CO₂e se congregan en la gama de -2% a 5% del PIB, con una media del 1%, aproximadamente, del PIB. Esta gama refleja incertidumbres relacionadas con la escala de mitigación requerida, el ritmo de la innovación tecnológica y el grado de flexibilidad de la política.

La figura anterior utiliza los datos combinados de tres modelos de Barker para mostrar la reducción en las emisiones anuales de CO₂ desde la línea de base, junto con los cambios asociados en el PIB mundial. La amplia gama de resultados refleja el diseño de los modelos y la elección de supuestos en ellos incluida, cosa que refleja de por sí las incertidumbres y distintos planteamientos inherentes en cualquier proyección del futuro. Esto indica que la gama completa de cálculos extraídos de distintas opciones y años de estabilización abarca desde -4% del PIB (es decir, ganancias netas) hasta +5% del PIB. Valga señalar que esto refleja, principalmente, estudios periféricos y que la mayor parte de los cálculos siguen centrándose en torno al 1% del PIB. Los modelos que apuntan a cálculos de costes más elevados se basan en supuestos altamente pesimistas sobre el progreso tecnológico.

Figura 4.3.5 Gráfica de Dispersión – Proyecciones de Costos

- La transición a una economía baja en carbono llevará consigo retos de competencia y oportunidades de crecimiento.
- La política de reducción de emisiones debería estar basada en tres elementos esenciales: asignación de precio al carbono, política económica y eliminación de barreras al cambio.

- El establecimiento de un precio para el carbono, mediante la imposición de impuestos, comercio o reglamentación es un factor de crucial importancia para toda política sobre el cambio climático.
- Se necesita una política que apoye urgentemente el desarrollo de una gama de tecnologías altamente eficientes y bajas en carbono.
- Si bien la introducción de una política de adaptación posee gran importancia para poder hacer frente a las inevitables consecuencias de cambio climático, han sido muchos países en los que este factor ha sido infravalorado.
- Toda respuesta eficaz al cambio climático dependerá de la creación de condiciones que hagan posibles medidas internacionales colectivas.
- La creación de un precio al carbono similar, en líneas generales, por todo el mundo, y el uso del financiamiento del carbono para acelerar la introducción de medidas en los países en desarrollo son prioridades urgentes de cooperación internacional.
- Las decisiones adoptadas ahora durante la tercera fase del plan de comercio de los derechos de emisión de la Unión Europea (EU ETS) ofrecen una oportunidad para que el plan ejerza influencia y se convierta en el núcleo de los futuros mercados globales de carbono.
- El incremento del financiamiento de carbono a los países en desarrollo en apoyo de medidas y programas eficaces de reducción de emisiones podría acelerar la transición a una economía baja en carbono.
- El costo de la mitigación se verá reducido mediante una mayor cooperación internacional que acelere la innovación y difusión tecnológicas.
- El fomento y mantenimiento de una acción colectiva se ha convertido en un reto urgente.

REFERENCIAS

- [1] Tercer Informe de Evaluación Cambio Climático 2001, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el cambio Climático, 2001.
- [2] Stern Review, The Economics of Climate Change.

4.4.-PROPUESTAS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El sector eléctrico es la fuente principal del incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero, en comparación con las emisiones de otros sectores, tal y como se ilustra en la Figura 4.4.1:

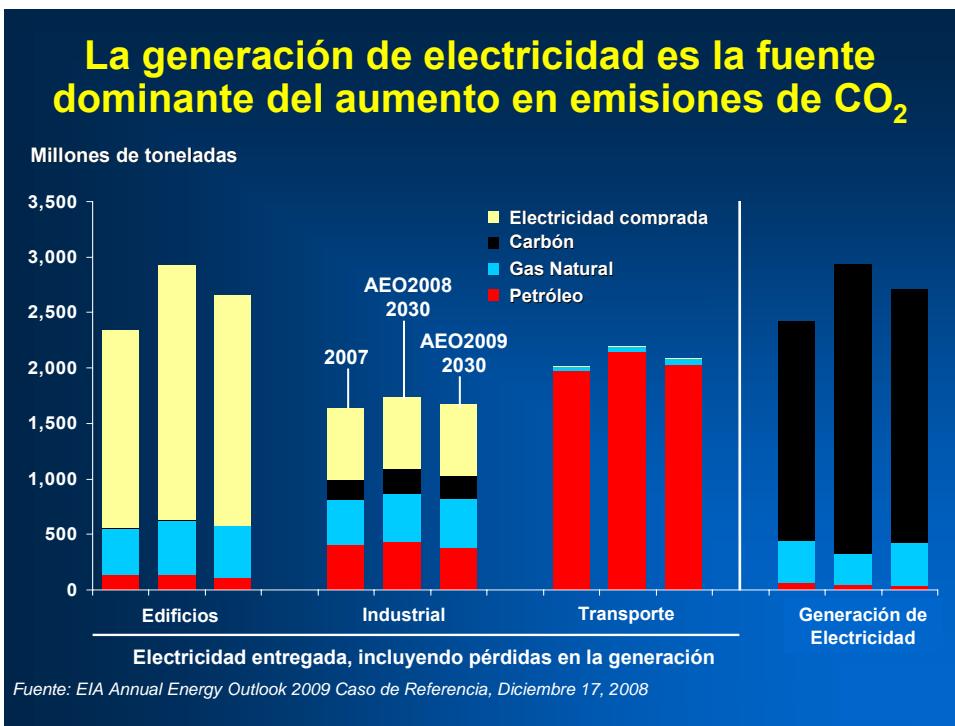


Figura 4.4.1 Emisiones de CO₂ de Diversos Sectores

El problema de los gases de efecto invernadero es global y no tiene fronteras, razón por la cual se han preparado diversas propuestas de mitigación a nivel global, regional y nacional. Algunos ejemplos se resumen en los párrafos que siguen.

4.4.1 AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA ⁽¹⁾

En 2008 la Agencia Internacional de Energía (AIE) propuso 2 escenarios a nivel mundial para la mitigación de gases de efecto invernadero, el escenario “blue” y el escenario “act”. El escenario “act” pretende que en el 2050 las emisiones de gases invernadero sean similares a las que se tuvieron en el 2005. El escenario “blue” es consistente con una elevación global en la temperatura de 2 a 3°C, siempre y cuando la reducción en las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, se combinen con reducciones drásticas en las emisiones de otras fuentes. A continuación se presentan gráficamente la mitigación de las emisiones en el sector eléctrico bajo el escenario “blue”, utilizando diversas tecnologías.

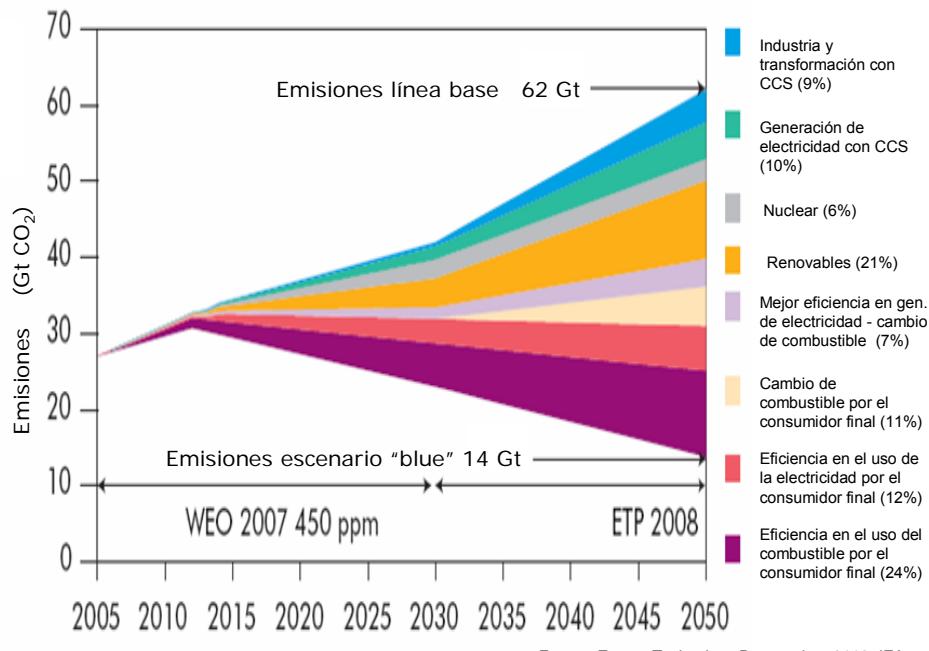


Figura 4.4.2 Porcentaje de Contribución por opción para la reducción de emisiones, 2005-2050

4.4.2 ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA

En el 2007 el Instituto de Investigaciones Eléctricas ⁽²⁾ de los Estados Unidos (EPRI por sus siglas en inglés) presentó su propuesta de mitigación de CO₂, utilizando tecnologías en el sector eléctrico que logren emisiones al 2030 inferiores a los valores que se tuvieron en 1990, tal y como se muestra a continuación:

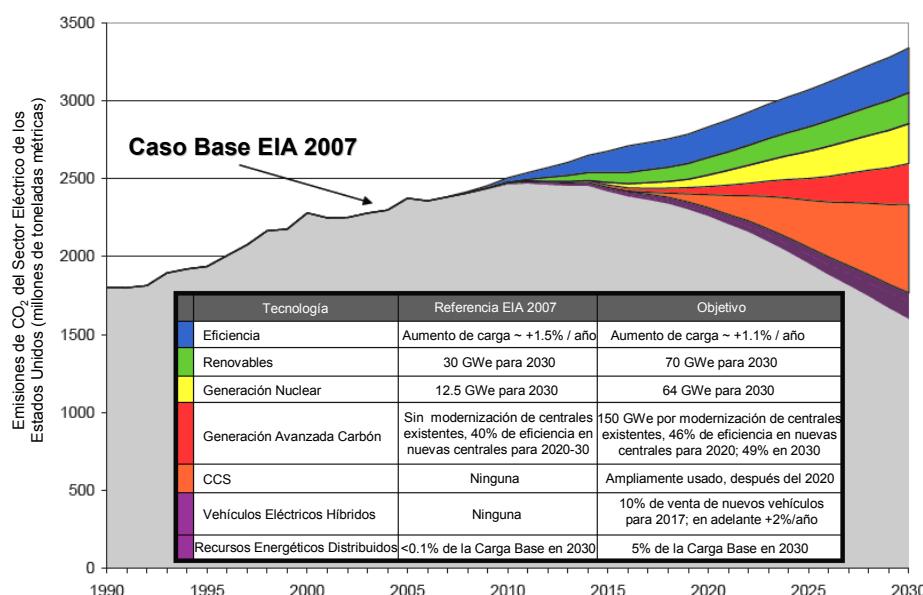


Figura 4.4.3 Propuesta de Mitigación de CO₂ – Estados Unidos

4.4.3 MÉXICO

En nuestro país el Centro Mario Molina realizó un estudio ⁽³⁾ para el sector eléctrico como Apoyo en el Desarrollo del Reporte de Impactos Económicos del Cambio Climático, en el cual se presentan las estrategias de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico mexicano, para reducir al 2030 las emisiones a niveles inferiores a los anticipados en 2010. Las estrategias de mitigación se presentan en la Figura siguiente:

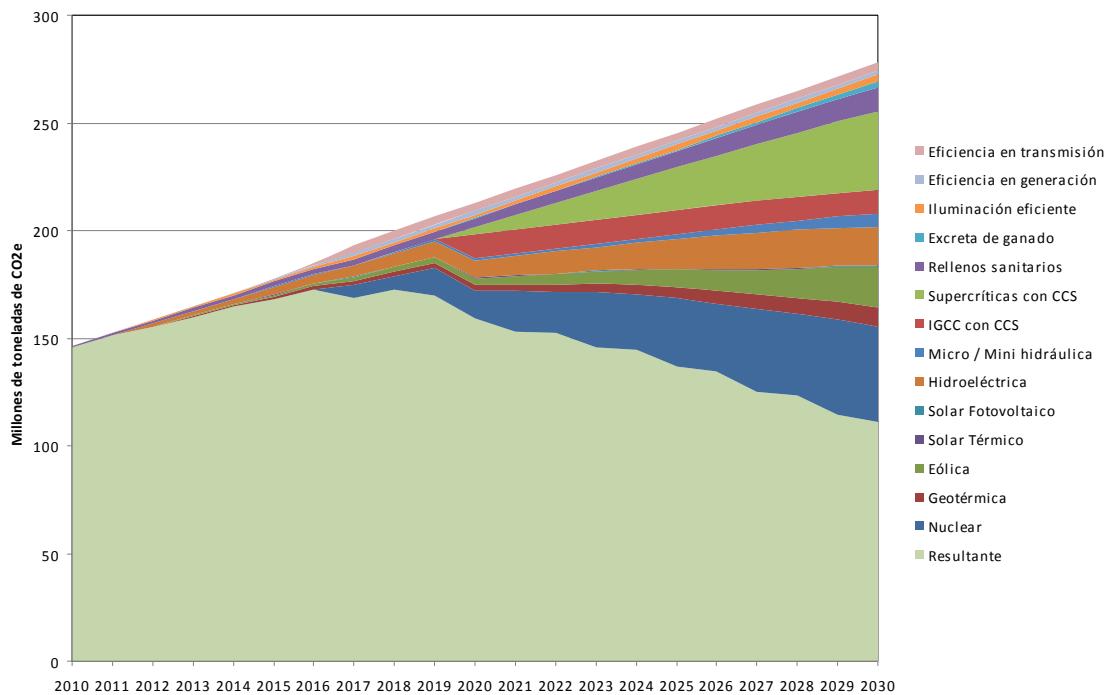


Figura 4.4.4 Propuesta de Mitigación de CO₂ – México

Un denominador común de estas propuestas de mitigación es que la tecnología nuclear está incluida en el portafolio de tecnologías de generación eléctrica que mitigan la emisión de gases invernadero. Para reducir las emisiones es necesario utilizar una mezcla de tecnologías que además de ocuparse de los gases de efecto invernadero, satisfagan otros requisitos, como la seguridad en el abasto de combustibles y por ende la generación de energía eléctrica, mediante la diversidad energética.

REFERENCIAS

- [1] Energy Technology Perspectives 2008, Internaciona Energy Agency, OECD, 2008.
- [2] Electricity Technology in a Carbon-Constrained Future, Steven Specker, Electric Power Research Institute, February 2007.

[3] Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico, Centro Mario Molina, 2008.

4.5.-COSTOS MARGINALES DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LAS DIVERSAS TECNOLOGÍAS

La generación de energía eléctrica utilizando tecnologías libres de carbón tiene indudablemente un costo, que puede ser inferior o superior al de generación mediante combustibles fósiles. En el próximo Capítulo se tratará con detalle la determinación del costo nivelado de generación en pesos/MWh o en USD/MWh.

El costo nivelado de generación de cada tecnología depende de un conjunto de variables como son: el costo de la inversión, el costo del combustible, el costo de operación y mantenimiento, el factor de planta, la vida útil de la unidad de la generación, los costos de financiamiento y la tasa de descuento.

Para determinar el costo marginal de mitigación de una tecnología libre de carbón en USD/ ton CO₂ es necesario determinar la diferencia en el costo de generación de esa tecnología versus el costo de generación de la mezcla de combustibles fósiles, para dividirla entre las toneladas de emisiones de CO₂ evitadas por el uso de esa tecnología libre de carbón.

A continuación se muestran gráficas de costos marginales de mitigación basadas en estudios realizados en diversos países, considerando su situación energética específica:

Vattenfall⁽¹⁾

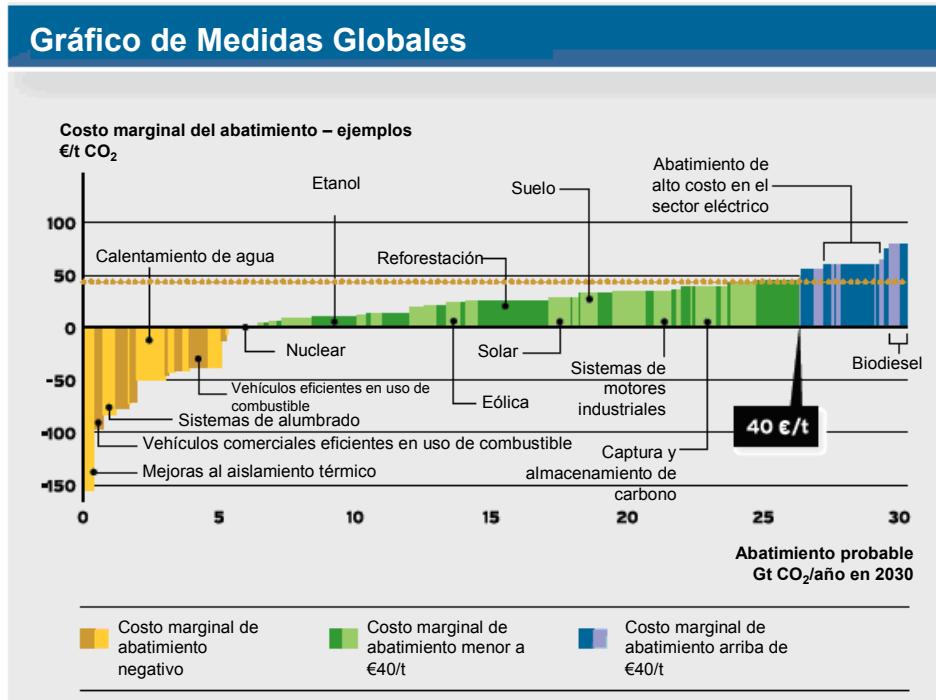


Figura 4.5.1 Costo Marginal de Mitigación (Vattenfall)

McKinsey⁽²⁾

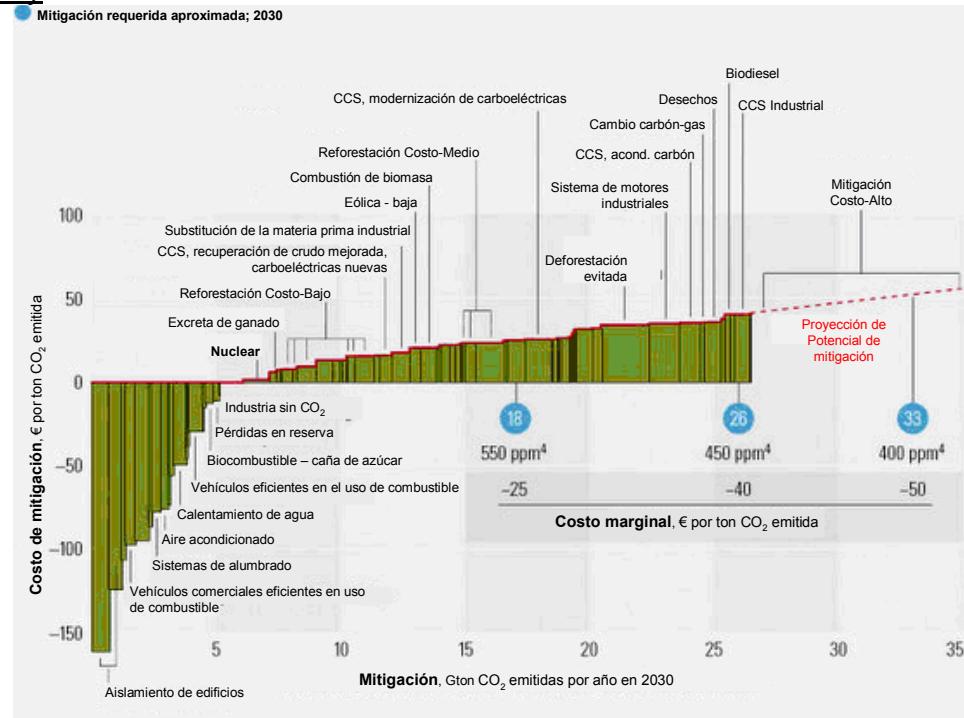


Figura 4.5.2 Costo Marginal de Mitigación (McKinsey)

Centro Mario Molina⁽³⁾

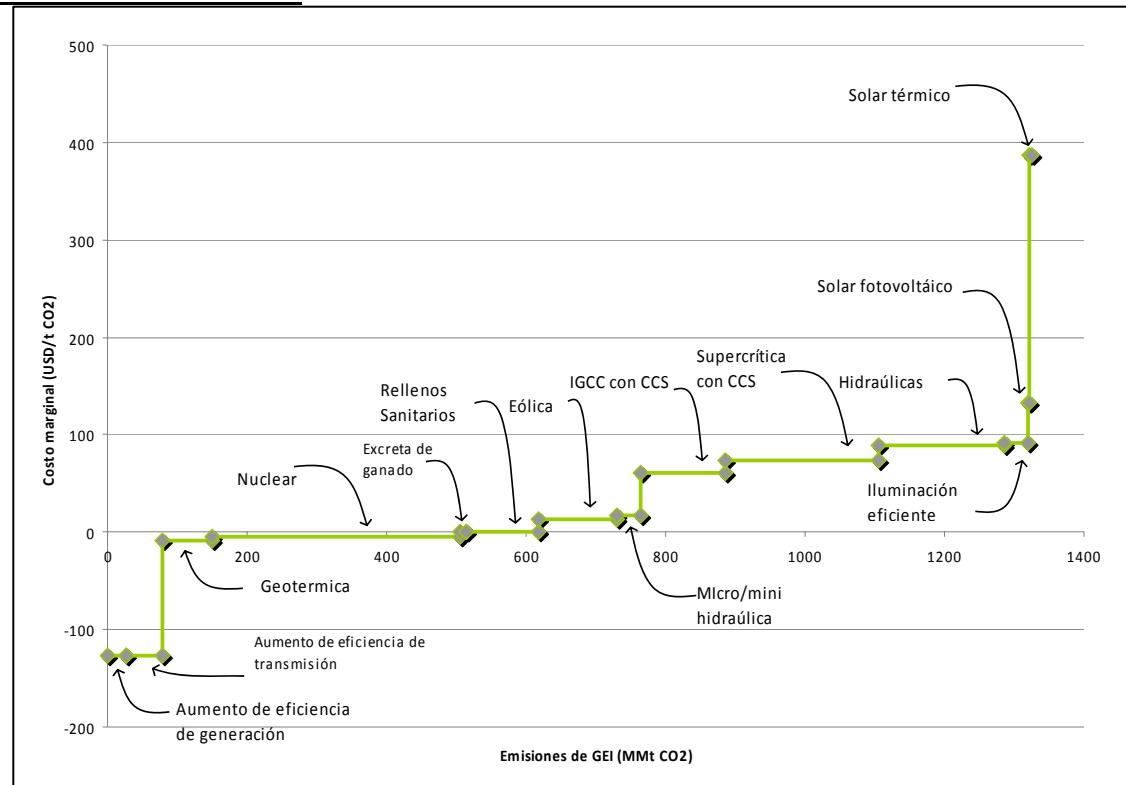


Figura 4.5.3 Costo Marginal de Mitigación (Centro Mario Molina)

En las gráficas anteriores se puede constatar que la tecnología nuclear tiene costos marginales muy bajos y que compite favorablemente versus las energías renovables y tecnologías avanzadas de generación con combustibles fósiles, incluyendo la captura y el almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés).

REFERENCIAS

- [1] The Climate Threat Conclusion from Vattenfall's Climate Survey, 2007.
- [2] The Cost of Carbon Abatement May 2008.
- [3] Estrategias de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico, Centro Mario Molina, 2008.

4.6 EMISIONES EVITADAS

En el siguiente Capítulo el tema de los costos de generación nivelados será abordado con profundidad. En esta sección sólo se presenta el cálculo de las Emisiones/MWh de cada tecnología:

En este sentido la comparación sólo es justa si se compara la tecnología nuclear con tecnologías de generación eléctrica basadas en combustible fósiles “quasi limpias” y por tener una referencia con tecnología fósiles “sucias”. Se utiliza el término Emisiones Evitadas debido a que si la generación nucleoeléctrica reemplazase la generación fósil, se evitarían las emisiones resultantes de la combustión de combustibles fósiles.

Los datos necesarios para el cálculo de las Emisiones de las tecnologías en cuestión se muestran en la siguiente Tabla:

Tecnología	Combustible	Factor IPCC (MtCO ₂ /GWh)	Factor de planta (%)	Eficiencia (%)	Capacidad por unidad (MW)	Vida Util (años)
Ciclo Combinado	Gas	0.3863	80	52.3	700	30
Ciclo Combinado con CSC	Gas	0.05	80	47	700	30
Carbón Supercrítica	Carbón	0.7904	80	43.1	700	30
Carbón Supercrítica con CSC	Carbón	0.116	80	37.1	700	30
IGCC	Carbón	0.757	70	46	700	30
IGCC con CSC	Carbón	0.113	70	38	700	30
Nuclear	Uranio	0	90	34.5	1400	60

Tabla 4.6.1 Datos para el Cálculo de Emisiones ^{(1) (2)}

Tecnología	Generación Anual (MWh)	Emisiones Anuales (ton CO ₂)	Emisiones (ton CO ₂ /MWh)
Ciclo Combinado	4,905,600	1,895,033.28	0.3863
Ciclo Combinado con CSC	4,905,600	245,280	0.05
Carbón Supercrítica	4,905,600	3,877,386.24	0.7904
Carbón Supercrítica con CSC	4,905,600	569,049.6	0.116
IGCC	4,292,400	3,249,346.8	0.757
IGCC con CSC	4,292,400	485,041.2	0.113
Nuclear	11,037,600	0.0	0.0

Tabla 4.6.2 Emisiones para diversas tecnologías

Los resultados que se muestran en la Tabla anterior indican que por ejemplo, por cada MWh que se genere con una carboeléctrica supercrítica se evitaría la emisión a la atmósfera de 0.7904 toneladas de CO₂, si esta energía se generase con una nucleoeléctrica o cualquier otra tecnología libre de carbono. En la Tabla también se aprecia la disminución en las emisiones al incorporar en las tecnologías fósiles la captura y secuestro de carbono (CSC). Esta disminución requiere altos costos de inversión, incremento en energía eléctrica para usos propios y reducción en la eficiencia de conversión.

En la Tabla anterior no se está considerando el hecho de que las unidades nucleoeléctricas nuevas están diseñadas para una vida útil de 60 años, mientras que la vida útil de las unidades basadas en combustibles fósiles es 40 años, por lo que las emisiones evitadas por una nucleoeléctrica son aún más altas.

4.6.1 COSTO DE EMISIONES

El mercado de transacciones de CO₂ está en desarrollo. En Europa occidental se encuentran valores entre 10 y 30 € por tonelada de CO₂, mientras que en los Estados Unidos se tienen valores cercanos a 25 USD por tonelada de CO₂. Con el objeto de apreciar el efecto en el costo nivelado del MWh generado por cada tecnología, a continuación se presentan estos efectos a 10,15, 20, 25 y 30 USD/ton CO₂:

Tecnología	Costo de Emisiones a 10USD/ton CO ₂ (USD/MWh)	Costo de Emisiones a 15USD/ton CO ₂ (USD/MWh)	Costo de Emisiones a 20USD/ton CO ₂ (USD/MWh)	Costo de Emisiones a 25USD/ton CO ₂ (USD/MWh)	Costo de Emisiones a 30USD/ton CO ₂ (USD/MWh)
Ciclo Combinado	3.863	5.7945	7.726	9.6575	11.59
Ciclo Combinado con CSC	0.5	0.75	1	1.25	1.50
Carbón Supercrítica	7.904	11.856	15.808	19.76	23.71
Carbón Supercrítica con CSC	1.16	1.74	2.32	2.9	3.48
IGCC	7.57	11.355	15.14	18.925	22.71
IGCC con CSC	1.13	1.695	2.26	2.825	3.39
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 4.6.3. Costo de Emisiones

La Central Laguna Verde generó durante el 2008, 9804 GWh⁽³⁾, y tuvo un factor de disponibilidad promedio de 84,81%, tomando como base los factores de emisión de la tabla 4.6.1, se estimaron las emisiones evitadas por este tipo de tecnologías, considerando que las otras tecnologías generaron una cantidad igual de GWh, los resultados se muestran en la tabla 4.6.4.

Tecnología	Generación anual (GWh)	Emisiones Evitadas (Miles de ton CO ₂)	Costo de Emisiones Evitadas a 10USD/ton CO ₂ (MMUSD)
Ciclo Combinado	9,804	3,787.28	37.87
Ciclo Combinado con CSC	9,804	490.20	4.9
Carbón Supercrítica	9,804	7,749.08	77.49
Carbón Supercrítica con CSC	9,804	1,137.26	11.37
IGCC	9,804	7,421.63	74.22
IGCC con CSC	9,804	1,107.85	11.08

Tabla 4.6.4. Emisiones Evitadas por la Central Laguna Verde en 2008.

Es claro que aquellas tecnologías que incorporan la captura y secuestro de carbón, emiten menos cantidades de CO₂, sin embargo la industria nuclear sigue siendo una excelente alternativa desde el punto de vista emisiones de GEI.

Por otro lado, Laguna Verde aportó el 4,5%⁽⁴⁾ de la generación total bruta del servicio público a nivel nacional, que fue de 232 552 GWh durante el 2007, esto nos lleva a hacer una reflexión sobre la cantidad de emisiones contaminantes que las centrales eléctricas a base de combustibles fósiles emitieron a la atmósfera durante ese año, en la tabla 4.6.5 se presentan los GWh y emisiones de CO₂ durante el 2007 para las tecnologías más importantes.

Tecnología	% de contribución	Factor IPCC (ton CO ₂ /GWh)	Generación (GWh)	Emisiones (Miles ton CO ₂)
Ciclo Combinado	44.2	386.3	102,787.98	39,706.99
Termoeléctrica convencional	21.3	817.0	49,533.57	40,468.93
Carboeléctrica	13.5	898.8	31,394.52	28,217.39
Nucleoeléctrica	4.5	0.0	10,464.84	0.0
Geotermoeléctrica	3.2	0.0	7,441.66	0.0
Hidroeléctrica	11.6	0.0	26,976.03	0.0

Tabla 4.6.5. Generación y Emisiones por tecnología durante el 2007.

De la tabla anterior podemos deducir que el 79% de la energía eléctrica que se generó en México durante el 2007 fue de plantas a base de combustibles fósiles con una generaron de 108.39 Millones de toneladas de CO₂, contaminantes que se evitarían en la medida que se incrementen las tecnología cuyos factores de emisión son cero.

REFERENCIAS

- [1] Can Innovative Technologies Substantially Contribute to Climate Policy Goals in Germany? , K Shumacher et al, 2005.
- [2] Estrategias de Mitigación de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico, Centro Mario Molina, 2008.
- [3] Reporte Radiológico Ambiental para el año 2008. Laboratorio de Monitoreo y Dosimetría Ambiental. Central Laguna Verde.
- [4] Programa de Obras y Servicios del Sector Eléctrico. POISE 2009-2018.

5.- COSTOS DE UNA NUEVA NUCLEOELECTRICA

5.1.-ENTENDIENDO COSTOS. SU INTEGRACIÓN Y SUPOSICIONES

El análisis detallado de los costos de una unidad de generación eléctrica nueva requiere del entendimiento preciso de lo que se incluye en un conjunto dado de información de costos, particularmente cuando se comparan costos de diversas tecnologías de generación eléctrica. El costo de una unidad nueva se compone de tres elementos principales:

- Costos de capital (el costo de los equipos, materiales y mano de obra necesarios para construir la unidad de generación)
- Costos de financiamiento
- Costos de producción

Los costos de capital y financiamiento integran el costo total del proyecto. El costo de generación de electricidad de una unidad nueva incluye estos costos, además del costo de producción de la unidad.

A los costos de una unidad nueva de generación eléctrica usualmente se les denomina **costos instantáneos**. Dichos costos instantáneos literalmente representan el costo de construcción de un proyecto durante una noche. Estos costos incluyen la ejecución de la **ingeniería, la procura y la construcción (EPC)** por sus siglas en inglés), además de incluir los **costos del propietario**. Estos costos instantáneos no incluyen los costos de financiamiento y no consideran inflación, ni escalación.

Los **costos EPC** incluyen el costo de la ingeniería, los equipos, los componentes, los materiales, las estructuras, el montaje y la mano de obra necesaria para la ejecución del proyecto. Los **costos del propietario** incluyen infraestructura, tal como ampliación de las líneas de transmisión, torres de enfriamiento, obra de toma y tratamiento de agua, edificios administrativos, almacenes, caminos de acceso, subestación, además de costos de desarrollo y administración del proyecto, permisos, impuestos, servicios jurídicos y recursos humanos del propietario y su entrenamiento y capacitación.

Las estimaciones de costos de capital pueden ser muy confusas, a menos que se especifiquen claramente las suposiciones que las sustentan. Estas estimaciones pueden o no incluir contingencias para considerar factores tales como: complejidad del proyecto, grado de avance en la ingeniería, condiciones de mercado o construcción piloto de tecnologías de punta. Estas estimaciones también se pueden referir a los costos de varias unidades de generación. Todas estas suposiciones pueden representar diferencias de cientos de millones de dólares.

El costo total del proyecto debe incluir todos los costos de capital, contingencias y costos de financiamiento. Los costos de financiamiento dependerán de la tasa negociada por la deuda y del apalancamiento del proyecto; estos costos también serán afectados si la construcción de la nueva unidad de generación se realiza

como parte de una entidad con tarifas eléctricas reguladas o desreguladas, como es el caso en los Estados Unidos. Estos proyectos pueden obtener términos de financiamiento más favorables mediante el otorgamiento de garantías soberanas, o políticas de estado que permitan recuperar los costos durante la construcción mediante su inclusión en las tarifas eléctricas. El costo total del proyecto puede también considerar la escalación para inflar el valor del dinero al año en que se gastó.

El costo total del proyecto también se refleja en el costo de generación de la nueva unidad. El costo de generación incluye los costos de capital y financiamiento, así como los costos de operación, mantenimiento y combustible, una vez que la planta genere energía eléctrica. El costo total también incluye el retorno a los inversionistas del proyecto a la tasa de retorno establecida.

En algunos países se regula la generación, transmisión y generación de electricidad. En estos países se tienen comisiones reguladoras que controlan el precio de la electricidad, los costos de la empresa eléctrica y la tasa de retorno a la inversión. Las tarifas eléctricas se determinan de manera tal que las empresas eléctricas puedan recuperar su inversión y sus costos de producción, así como para proporcionar un retorno razonable a los inversionistas. La regulación a las tasas de retorno puede ser resumida mediante las ecuaciones siguientes:

$$(\text{tasa de retorno}) \times (\text{base de la tasa}) = (\text{retorno a la empresa eléctrica})$$

$$(\text{precio de la electricidad}) \times (\text{energía vendida}) = (\text{base de la tasa}) + (\text{retorno a la empresa eléctrica}) + (\text{costos de producción})$$

La **base de la tasa** es una medida de la inversión en capital de la empresa eléctrica. El retorno a la empresa eléctrica a sus inversionistas es igual a la tasa de retorno autorizada por las comisiones reguladoras multiplicada por la base de la tasa. La empresa eléctrica cobrará una tarifa por el consumo de electricidad que genere suficientes ingresos para cubrir la inversión, el retorno autorizado a los inversionistas y los costos de producción.

Cuando una empresa eléctrica construye una nueva unidad de generación se requiere una gran inversión durante la ejecución del proyecto. En la mayoría de los países con tarifas reguladas, las empresas eléctricas recuperan el interés sobre la deuda y el retorno a los inversionistas relacionados con la gran inversión inicial a través de las tarifas eléctricas. El costo de los intereses y el retorno a los inversionistas, o “costos acarreados”, pueden ser capitalizados, sumados a la base de la tasa y recuperados con las tarifas cuando la unidad entra en operación. Estos costos acumulados se denominan “fondos utilizados durante la construcción” (**AFUDC** por sus siglas en inglés).

Antes de que los costos de capital y de producción sean transferidos a los clientes de las tarifas eléctricas, las comisiones reguladoras determinan si la empresa eléctrica incurrió en estos costos de manera prudente. Si estos costos se consideran extravagantes o imprudentes su recuperación no se autoriza.

En algunos casos se permite a las empresas eléctricas recuperar los costos acarreados de inversión en capital durante el período de construcción. A este tipo de arreglo en las tarifas se le denomina “trabajo de construcción en proceso” (**CWIP** por sus siglas en inglés).

Costos Externos. En el ámbito de la teoría económica, el efecto originado por la producción de productos se define como una **externalidad, positiva o negativa**, cuando no se refleja plenamente en el precio de la producción. De manera precisa “existe una externalidad cuando la producción o el consumo afectan directamente a empresas o consumidores que no participan en su compra ni en su venta, y cuando estos efectos no se reflejan totalmente en los precios de mercado”⁽¹⁾. En suma, si una externalidad perjudica a terceros se ocasiona un costo externo, y por el contrario, si mejora a la comunidad se logra un beneficio externo. Hay externalidades de tipo económico y social. Las de tipo social son más difíciles de cuantificar. Las económicas pueden en principio reflejarse en la estructura de precios y costos. El consumo de agua y la contaminación son ciertamente los factores más conocidos. El efecto sobre el ingreso y el consumo local son de importancia.

De manera más específica, las externalidades se definen como aquellos costos, o beneficios, en que se incurre y que están directamente relacionados con la salud, el medio ambiente. Algunos de estos costos son cuantificables pero tradicionalmente no se han incluido en las tarifas que pagan los consumidores de energía eléctrica, más sin embargo los absorbe la sociedad en su conjunto. Estos costos incluyen en particular los efectos de la contaminación del aire en la salud del público, cultivos agrícolas y edificios, así como las muertes ocupacionales y accidentes.

Costos Nivelados. El concepto de costo nivelado⁽²⁾ sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos para generar energía eléctrica.

La determinación del costo nivelado del MWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad de generación, la vida económica y la tasa de descuento. El costo nivelado del MWh por concepto de inversión es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la unidad, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la unidad en cuestión. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}}$$

Donde:

- CI: Costo nivelado del MWh por concepto de Inversión;
I_t: Inversión en el año t (en pesos);
GNA_t: Generación neta en el año t (en MWh);
N: Periodo de construcción (en años);
n: Vida económica (en años); y
i: Tasa de descuento (como fracción de unidad).

La misma técnica puede ser empleada para calcular el costo nivelado por otros conceptos.

Los analistas pueden realizar un análisis económico en **moneda corriente** para incluir los efectos de la inflación, o en moneda **constante** para no incluir dichos efectos. En general los análisis de ingeniería económica de las empresas eléctricas se llevan a cabo en moneda corriente debido a que los valores numéricos de los costos estimados se aproximan a los valores de costos reales que se incurrirán en el futuro, por lo que los valores de un análisis en moneda corriente proporciona una base para presupuestar los gastos futuros.

En cambio los análisis en moneda constante se usan frecuentemente para comparar tecnologías y reconocer su potencial, como es el caso de los análisis basados en costos nivelados ⁽³⁾.

Cuando se comparan diferentes opciones tecnológicas, la opción más económica será evidente, independientemente del método utilizado. El análisis en moneda corriente refleja el flujo de efectivo futuro de manera cercana, lo cual es útil para las empresas eléctricas para negociar con las autoridades que regulan las tarifas eléctricas. El análisis en moneda constante da una mejor percepción de las tendencias en costos reales y de las diferencias en la compra de energía. En cualquier análisis las suposiciones de inflación y el punto de referencia para la moneda (año), deben ser cuidadosamente y claramente especificados.

Como las tecnologías de generación eléctrica son muy intensivas en capital, varios factores técnicos, económicos y financieros ocasionan variaciones en el costo de capital entre una tecnología y otra, así como de un proyecto de generación a otro. Entre mayor sea la incertidumbre del comportamiento de una tecnología, mayor será el impacto en la estimación de costos. Muchos factores contribuyen a la incertidumbre en una estimación de costos y estos pueden ser divididos en cuatro tipos:

Técnicos: Incertidumbre en fenómenos físicos, estadísticas limitadas de nuevas plantas e incertidumbre en factores de escala.

Estimaciones: Incertidumbres en estimados de costos basados en una ingeniería que no ha sido terminada. Las unidades de generación eléctrica requieren grandes cantidades de concreto, acero estructural, equipos que operen a temperaturas y presiones altas y miles de horas-hombre para ejecutar la ingeniería y construcción

de estas instalaciones. La planeación y ejecución de las actividades requiere de varios años y la inversión de capital se realiza a lo largo de varios años. Así una unidad nucleoeléctrica requiere de un período de 10 años para su realización, lo que resalta la diferencia significativa entre manejar moneda corriente versus moneda constante.

Económicos: Incertidumbres que resultan de cambios no anticipados en los costos de capital, materiales y mano de obra. El efecto del financiamiento durante la construcción de la planta, y el financiamiento durante su vida operacional, están ligados a la duración del proyecto. La tasa de descuento, el costo de la deuda, el pago de impuestos y la amortización de la inversión, son algunos de los factores que afectan el estimado de costos de un proyecto.

Otros: Incertidumbres relacionadas con permisos, licenciamiento, regulaciones, huelgas y fenómenos naturales.

Algunos de estos aspectos se reflejan en la curva de aprendizaje que se muestra a continuación:

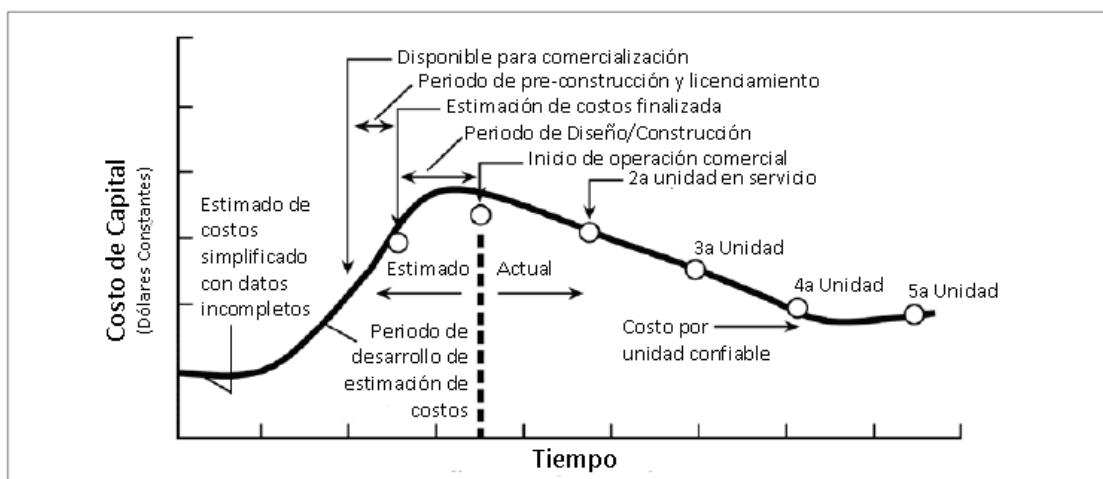


Figura 5.1.1 Curva de Aprendizaje Costo de Capital

Una solicitud reciente a una comisión de empresas eléctricas públicas en los Estados Unidos, ilustra la diferencia entre estimaciones para un proyecto específico y estimaciones genéricas de costos en moneda constante y moneda corriente. Esta solicitud es para un proyecto en dólares americanos corrientes para una unidad nucleoeléctrica que iniciará su operación comercial en 2017, en comparación con una estimación genérica en dólares constantes para iniciar la operación comercial hipotética en 2008. La base es una estimación de la empresa eléctrica en dólares 2007, y la estimación incluye intereses durante la construcción, así como inflación⁽³⁾.

Conceptos Clave del Costo	Proyecto Específico de Sitio	Moneda Constante \$	Moneda Corriente \$
Costos de Capital (Equipo, Materiales y Mano de Obra de Construcción)	2152 ^(A)	2030	2030
Costos de Instalaciones Generales y Preparación del Sitio	315 ^(B)	91	91
Administración de la Ingeniería y Construcción	340	336	336
Contingencias	470	459	459
Costos del Propietario	323	315	315
Costo Instantáneo Total (Dólares 2007)	3600	3231	3231
Fondos Utilizados Durante la Construcción (AFUDC, por sus siglas en inglés)-Financiamiento a Corto Plazo	1837 ^(C)	749	1220 ^(E)
Escalación	892 ^(D)	0	937
Total	6329	3980	5388

- (A) Muestra la confiabilidad y otras preferencias de la especificación de diseño de la empresa interesada.
- (B) Incluye los requerimientos específicos del sitio para transmisión, seguridad física, agua cruda, etc.
- (C) Financiamiento del Proyecto a Corto Plazo @ 11.4%
- (D) Escalación de 2.5% por año.
- (E) Financiamiento del Proyecto a Corto Plazo @ 8.5%

Tabla 5.1.1 Conceptos Clave en la estimación de costos

Es importante señalar las diferencias tan importantes que existen en los costos de financiamiento y que como es de esperarse la estimación en dólares constantes no incluye escalación.

Todas estas incertidumbres se traducen en riesgos, que aplican a todas las tecnologías de generación, pero que pueden ser más pronunciados en el caso nuclear, ya que por ejemplo se requieren 45 toneladas de acero por MW para construir una unidad nucleoeléctrica, mientras que una unidad carboeléctrica requiere entre 15 y 20 toneladas de acero por MW. Un dólar americano débil, y por tanto un peso débil también incrementa el costo de adquisiciones de equipos y materiales en el mercado internacional.

La construcción de una unidad nuclear se enfrenta a incrementos sin precedentes en los costos de materiales ⁽⁴⁾. De acuerdo al Bureau of Labor Statistics de los

Estados Unidos, en agosto de 2008 el Índice de Precios del Productor (PPI por sus siglas en inglés) se incrementó 9.8% en 12 meses, el aumento más alto desde junio de 1981. La inflación en la industria de la construcción ha superado al PPI, subiendo 11.9% en los mismos 12 meses. De acuerdo a la Associated General Contractors of America, los precios de los productos de acero se incrementaron 50% en el primer semestre de 2004, tuvieron un aumento modesto entre 2005 y 2007, pero a julio de 2008 ascendieron a un 125% de su valor en 2003. Los precios de cobre y cemento subieron 170% y 50%, respectivamente, con referencia a su valor en 2003. Esto se ilustra en la Figura siguiente:

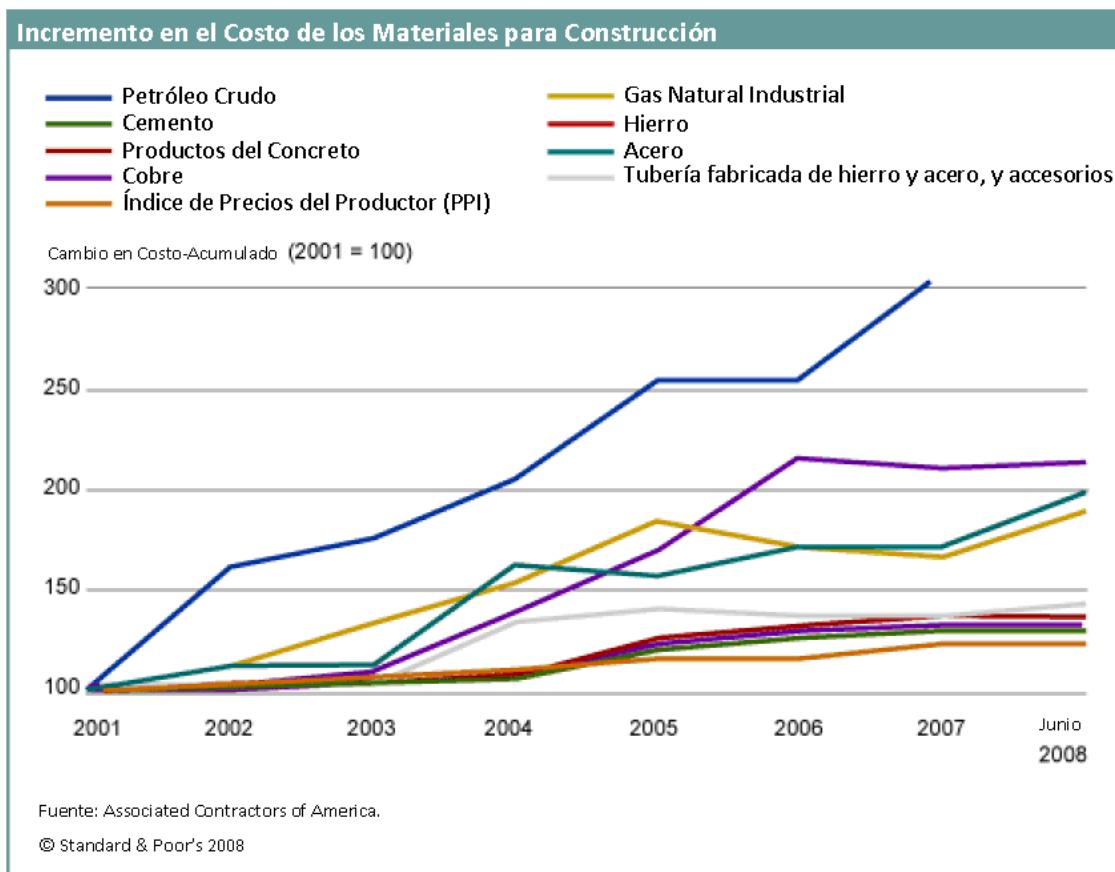


Figura 5.1.2 Incremento en el Costo de los Materiales para la Construcción

El costo de construir una unidad nucleoeléctrica se ha duplicado desde el año 2000 acorde al Índice IHC CERA Power Capital Cost Index (PCCI), lo cual se muestra en la Figura que sigue:

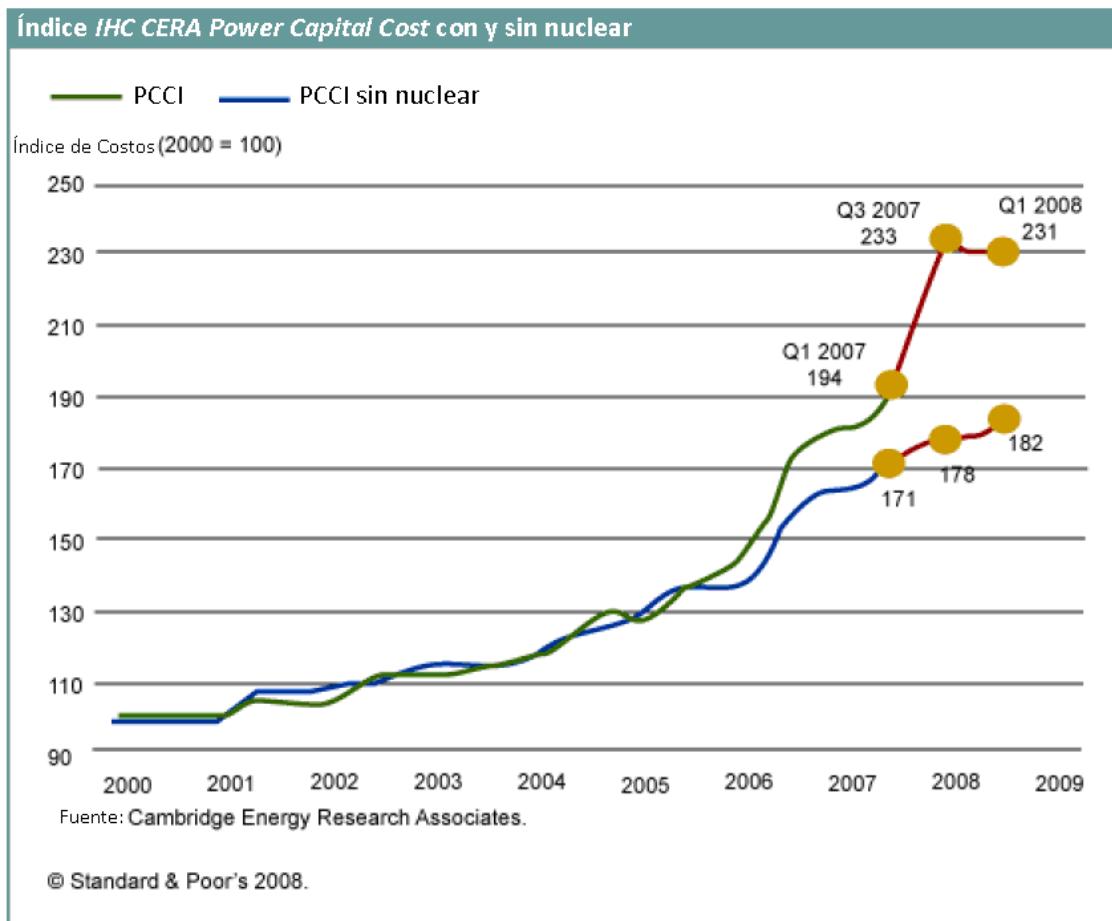


Figura 5.1.3 Índice IHC CERA Power Capital Cost

Otros riesgos provienen de recursos humanos calificados tanto de supervisión, como mano de obra directa para realizar actividades tales como soldaduras especializada, considerando que en muchos países hace tiempo que no se construye una unidad nucleoeléctrica. Un riesgo similar se presenta en la cadena de suministro de equipos y componentes nucleares calificados.

Un riesgo muy importante se deriva de la indisponibilidad de firmar contratos EPC basados en precios fijos. La siguiente Tabla tiene como propósito ilustrar los riesgos de un contrato EPC por categoría de riesgo, así como la fuente potencial de escalación de costos:

Riesgos EPC		
Concepto del Costo	Riesgo/ Categoría EPC	Escalación
Equipo Mayor (forjas de la vasija del reactor y turbina, etc.)	Fijo sin ajuste	Precio fijo
Turbina-Generador; Instrumentación y Control	Firme con ajuste potencial (ajuste fijo)	Precio firme con o sin escalación fija
Equipo misceláneo de balance de planta, arranque de planta, seguros, etc.	Firme con ajuste indexado	Índice <i>Handy-Whitman</i> para todos los trabajos de construcción en ciclo de vapor y la isla nuclear
Toda la mano de obra en el sitio	Costo real de la mano de obra	Costo real, escalado con índice <i>Handy-Whitman</i> para todos los trabajos de construcción en el ciclo de vapor y la isla nuclear
Materiales para la construcción	Consumibles – No relacionados con la mano de obra	Costo real, escalado con índice <i>Handy-Whitman</i> para todos los trabajos de construcción en el ciclo de vapor
Arranque de planta, ingeniería de detalle, soporte técnico a la construcción y licencia de operación	Tiempo y Materiales	Costo real, escalado con índice <i>Handy-Whitman</i> para todos los trabajos de construcción en el ciclo de vapor y la isla nuclear

Tabla 5.1.2 Riesgos en el contrato EPC

Como resultado de estos riesgos se asignan valores altos a las contingencias de un proyecto nuclear pueden para compensar la incertidumbre en los precios, como se ilustra en la Figura siguiente:

Dinámica del Precio del Contrato y las Contingencias del Propietario

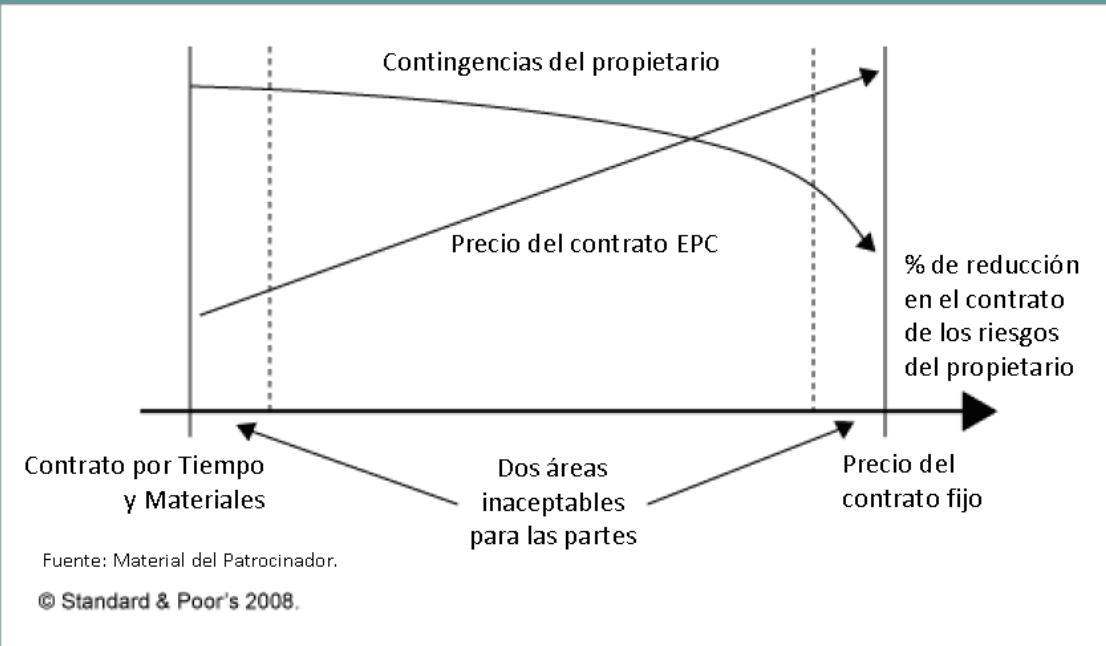


Figura 5.1.4 Dinámica del Precio del Contrato y las Contingencias del Propietario

La percepción de estos riesgos se deriva de experiencias pasadas en las cuales los costos instantáneos reales, superaron con creces los costos instantáneos proyectados en los Estados Unidos ⁽⁵⁾, tal y como se presenta en la Tabla siguiente:

Comienzo de la Construcción		Costos Instantáneos Promedio		
Año de Inicio	Numero de Plantas ²	Proyección de Propietarios (\$ 000/MW)	Real (\$ 000/MW)	Desviación (%)
De 1966 a 1967	11	612	1,279	109
De 1968 a 1969	26	741	2,180	194
De 1970 a 1971	12	829	2,889	248
De 1972 a 1973	7	1,220	3,882	218
De 1974 a 1975	14	1,263	4,817	281
De 1976 a 1977	5	1,630	4,377	169
Promedio Total	13	938	2,959	207

La información mostrada incluye únicamente las centrales que iniciaron su construcción después del año 1965 y la terminaron alrededor del año 1986. Los datos están expresados en dólares del año 1982 y ajustados a dólares de año 2006 usando el Índice de Precios del Bureau of Economic Análisis de los Estados Unidos, para inversiones privadas fijas en generación de electricidad. Los promedios son ponderados por el número de plantas. Los costos de construcción instantáneos no incluyen los cargos por financiamiento. En este estudio, una planta nuclear alberga un solo reactor. (Por ejemplo, si un propietario construye dos reactores en un mismo sitio, tal configuración se consideraría como dos unidades nucleoeléctricas nuevas).

Fuente: Reporte Técnico DOE/EIA-0485 (Enero 1, 1986)

Tabla 5.1.3 Costos de Construcción Proyectados y Reales de Unidades Nucleoeléctricas en los Estados Unidos

Otros riesgos están relacionados con la estadística limitada de relativamente pocos proyectos nucleoeléctricos realizados recientemente, que resulta en pocas experiencias en la construcción modular. Finalmente la certificación de los diseños, la revisión de la solicitud de licencias y la supervisión de los nuevos proyectos por parte de los organismos reguladores responsables está por demostrarse. Tal y como se expuso en el Capítulo 3, la pretensión actual es atenuar estos riesgos mediante Diseños Estandarizados o Certificados de las diversas tecnologías, así como mediante la simplificación del proceso de licenciamiento de una unidad nucleoeléctrica.

En cuanto a los costos de producción, esto es los costos de operación, mantenimiento y combustible, es importante apreciar la participación del combustible en dichos costos para diversas tecnologías, lo cual se muestra en la Figura siguiente:

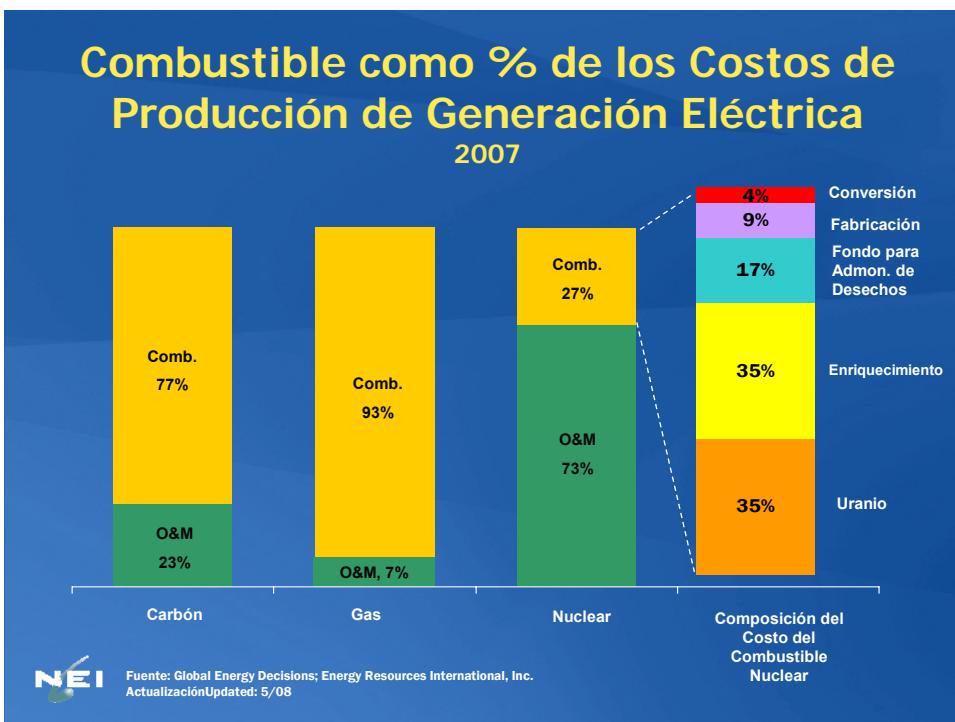


Figura 5.1.5 Porcentaje del Costo del Combustible en el Costo de Producción de Generación Eléctrica

La estructura de costos típica del costo nivelado del MWh de una unidad nucleoeléctrica se ilustra en la figura siguiente, en la cual es evidente la importancia del costo de capital⁽⁶⁾:

Distribución de Costos típica de una Unidad de Generación Nuclear

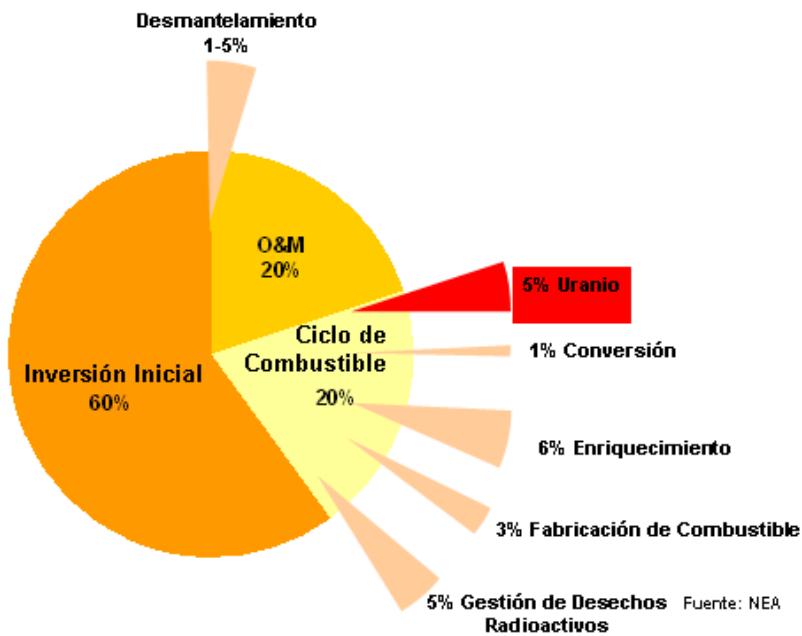


Figura 5.1.6 Distribución de Costos de una Unidad de Generación Nuclear

Esta misma estructura de costos se presenta para diversas tecnologías en la Figura que sigue:

Estructura de los Costos para diferentes tecnologías de generación

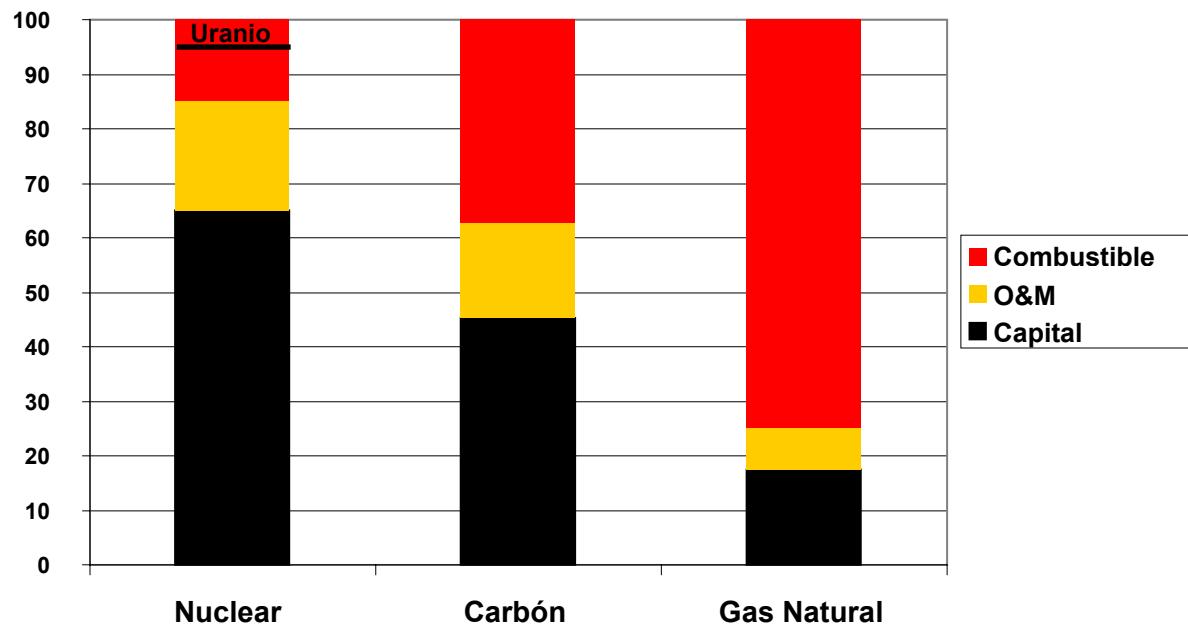


Figura 5.1.7 Estructura de Costos para Diferentes Tecnologías.

El impacto de duplicar el costo de combustible en las diversas tecnologías de generación se presenta a continuación:

Efectos ocasionados por doblar el precio de energético

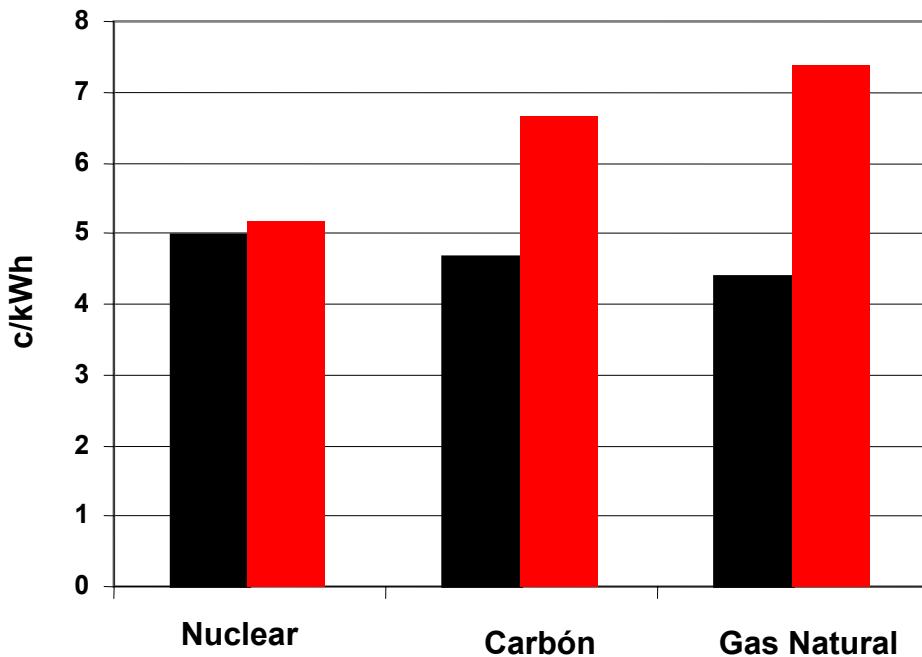


Figura 5.1.8 Efectos ocasionados por la variación del precio del energético.

Por otra parte, la información acerca del **flujo de efectivo** es necesaria porque proporciona las bases para evaluar la capacidad de un proyecto de generación de energía eléctrica, para generar efectivo y equivalentes al efectivo, así como las fechas que se producen y el grado de certidumbre relativa de su aparición. A continuación se representa gráficamente un flujo de efectivo típico de una unidad nucleoeléctrica:

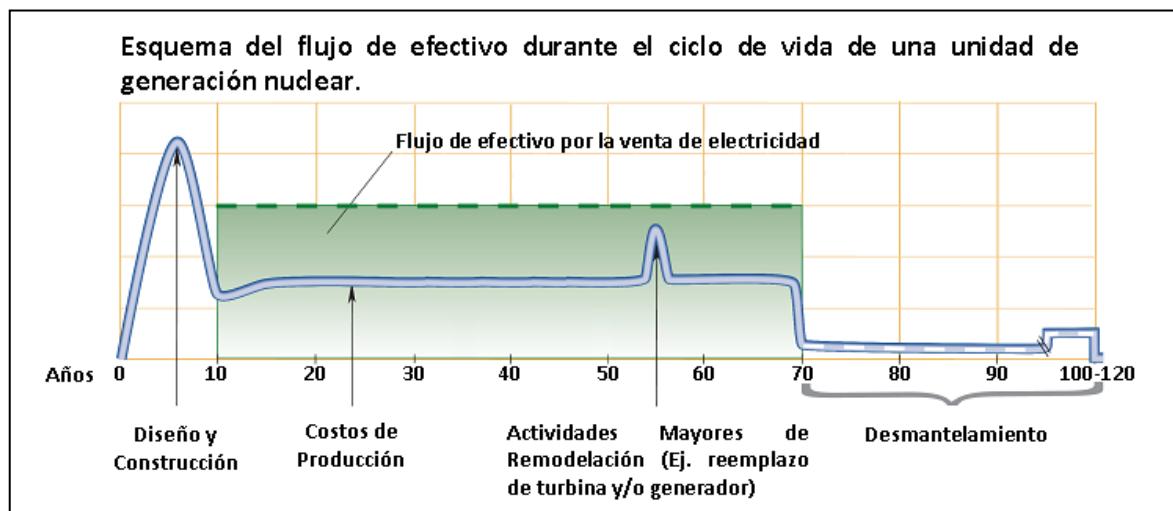


Figura 5.1.9 Flujo de Efectivo de una Unidad de Generación Nuclear.

REFERENCIAS

- [1] Estudio de Impactos Socioeconómicos de la Construcción y Operación de una Nueva Central Nucleoeléctrica, Centro de Estudios Estratégicos, ITESM-CEM, diciembre de 1994.
- [2] Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2008, CFE-Subdirección de Programación.
- [3] Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options, November 2008.
- [4] Construction Cost to Soar for New US Nuclear Power Plants, Standard & Poor's, October 15, 2008.
- [5] Ross McCracken, Patts Energy Economist, New Nuclear: Not if but How, Insight, February 2009.
- [6] H-Holger Rogner, Projecting costs, financial risks and novel financing possibilities, International Atomic Energy Agency, 2008.

5.2.- ESTIMACIONES RECIENTES DEL COSTO DE NUEVAS UNIDADES NUCLEOELÉCTRICAS.

La situación financiera y económica que se ha presentado a finales de 2008 y ha continuado durante 2009, hace que exista incertidumbre en el costo de capital de nuevas unidades nucleoeléctricas. A principios de 2008 y como resultado del buen desarrollo de las plantas nucleoeléctricas, aunado a unos precios elevados de combustibles fósiles, hicieron que la nucleolectricidad surgiera nuevamente como una opción viable de generación de electricidad. Por ello, estimaciones de costos recientes de las comisiones estatales de empresas públicas (PUC, por sus siglas en inglés), como las negociaciones de contratos de ingeniería, procura y construcción (EPC), estaban comenzando a acercarse al rango de costos de capital creíbles antes de esta crisis financiera. Una imagen más precisa de estos costos se estaba desarrollando.

Al respecto, la información más reciente y debidamente documentada se encuentra en la publicación del Nuclear Energy Institute (NEI por sus siglas en Inglés), "The Cost of New Generating Capacity in Perspective" de agosto de 2008, de la cual se ha obtenido la mayor parte del material aquí presentado para de ahí tomar los valores de costos más apegados a la realidad actual.

La información contenida en el informe de la NEI, presenta el trabajo desarrollado por varias empresas y dependencias con el fin de estimar los costos de generación eléctrica para varias opciones tecnológicas. Permite además identificar lo incluido en cada concepto, información que normalmente no está claramente definida. Los costos se indicarán en dólares de los Estados Unidos.

5.2.1.- FLORIDA POWER AND LIGHT COMPANY (FP&L)

En octubre del año 2007, FP&L calculó un estimado no-oficial del costo de capital instantáneo para dos unidades de generación nuclear en el sitio Turkey Point, entre \$3,108/kWe y \$4,450/kWe (dólares 2007). El rango anterior estaba asociado a la escalación de los costos de materiales, alcance y costos del propietario, y la integración requerida a la red de transmisión. FP&L basó su estimado en un estudio reciente hecho por Tennessee Valley Authority (TVA) para el sitio Bellefonte, ajustándolo con factores específicos del sitio y elementos no incluidos en el estudio de TVA.

Los estimados para el costo de capital instantáneo resultaron en un rango entre \$12.1 Mil Millones de Dólares (MMD) y \$24.3 MMD en “dólares escalados al año en que se ejerce el gasto”, para el proyecto por dos unidades. De acuerdo a lo indicado por FP&L, este rango depende de la tecnología seleccionada. El costo total del proyecto incluye una escalación del 2.5%, así como los intereses durante la construcción (AFUDC, por sus siglas en inglés) calculados a una tasa del 11.04%

FP&L también evaluó la factibilidad económica de otras dos tecnologías competitivas: ciclo combinado con gas natural y ciclo combinado con gasificación integrada de carbón (IGCC por sus siglas en inglés). FP&L supuso nueve escenarios económicos incorporando diversos pronósticos de precios de combustibles fósiles y costos de cumplimiento con normas ambientales. La conclusión de dicha comparativa fue:

“El análisis de FP&L muestra que de todos los escenarios evaluados (ocho de nueve), la incorporación de capacidad de generación de electricidad nueva por medios nucleares es económicamente superior respecto a la adición de nuevas unidades de CC (ciclo combinado) requeridas para suministrar la misma potencia, produciendo beneficios económicos directos superiores a los cliente. El único escenario en el cual la energía nuclear no es claramente superior, es cuando el precio del gas natural es considerablemente más bajo que el precio actual y los costos futuros por emisiones de CO₂ son cero. De todos los escenarios evaluados, FP&L considera que estos dos son los menos probables. Incluso, en estos dos escenarios, los resultados de los análisis muestran que la generación de electricidad por medios nucleares es competitiva o tiene una ligera desventaja económica, mientras se conservan las ventajas no cuantificadas de diversidad del combustible, confiabilidad en el suministro del combustible e independencia energética.”

5.2.2.- PROGRESS ENERGY FLORIDA

Calculó un estimado de costos no-oficial, para una central de generación nuclear en Levy. El estimado del costo instantáneo para dos unidades en un sitio nuevo es de \$4,260/kWe (Dólares 2007). Lo anterior resulta en un costo total del proyecto de \$14 MMD (dólares escalados al año en que se ejerce el gasto) para dos unidades, incluyendo una escalación del 3% y \$3.2 MMD de intereses durante la construcción (AFUDC). El estimado inicial no incluyó el costo de modificación del

sistema de transmisión, lo cual es necesario para incorporar las nuevas unidades de generación a la red eléctrica. Progress estima que la modificación requerida costará aproximadamente \$2.4 MMD, excluyendo AFUDC.

Progress comparó la adición de las unidades nucleares propuestas con otras alternativas viables de generación. Las alternativas de generación de electricidad por energía nuclear, carbón pulverizado y combustión de carbón pulverizado en lecho fluidizado atmosférico (AFBC, por sus siglas en inglés), y carbón IGCC, fueron evaluadas versus un caso de referencia en donde toda la generación es a base de gas natural. Las conclusiones de esta comparación son las siguientes:

“En las evaluaciones preliminares, la generación de electricidad mediante la energía nuclear calificó mejor que las tecnologías AFBC e IGCC, cuando se compararon con el caso de referencia que supone toda la generación con gas natural. Además, la energía nuclear representa la alternativa más viable de generación respecto a la generación con gas natural, porque: 1) costos ambientales potenciales altos fueron asociados con AFBC e IGCC por la emisión de gases de efecto invernadero y posibles costos por captura y almacenamiento de CO₂; 2) Las autoridades reguladoras y propietarios decidieron recientemente no hacer uso en estado de Florida de las opciones de generación AFBC e IGCC.”

Progress también concluyó que las unidades propuestas de generación nuclear 1 y 2 de Levy eran más económicas que el caso de referencia en donde toda la generación es a base de gas natural, cuando se evalúa sobre la base de los 60 años de vida operacional de cada unidad de generación nuclear.

“Cuando se analiza un proyecto nuclear con una vida de diseño de 60 años, y se consideran los costos por el cumplimiento con las emisiones al medio ambiente, diversidad en el uso de combustibles y las preocupaciones por la dependencia de combustible fósiles que el estado de Florida requiere sean analizadas por el propietario, la energía nuclear representa mayores ventajas en costos que todo un plan de generación sustentado en el gas natural”.

5.2.3.- SOUTH CAROLINA ELECTRIC & GAS (SCE&G)

En mayo del 2008, SCE&G realizó los estudios de factibilidad para demostrar la conveniencia y ventajas de construir dos unidades de generación nuclear en el sitio de la nucleoeléctrica V.C. Summer. SCE&G y Santee Cooper, forman el consorcio propietario de la unidad de generación V.C. Summer y compartirían los costos y la potencia generada por las dos nuevas unidades. SCE&G y Santee Cooper han firmado un contrato EPC con Westinghouse Electric Company y Stone & Webster, para el diseño y la construcción de las nuevas unidades.

SCE&G estimó su parte del costo total del proyecto (55%) por las dos unidades en \$6.3 MMD. Este costo incluye la escalación del proyecto y un monto de \$268 Millones para AFUDC, calculados a una tasa del 5.52%. Suponiendo que la parte del costo total del proyecto de Santee Cooper es aproximadamente proporcional, el costo total estimado para las dos unidades es de \$11.5 MMD (dólares escalados al año en que se ejerce el gasto).

Compañía	Capacidad de la Unidad de Generación (MWe)	Costo de capital instantáneo (\$/kWe)	Costo total del proyecto-2 unidades (Billones de dólares)**
FP&L	2,200-3,040	3,108-4,450	12.1-24.3
Progress	2,200	4,260	14.0
SCE&G/Santee Cooper	2,200	-	11.5*

*Estimado basado en el 55% del costo total del proyecto cubierto por SCE&G

**Incluye costos del propietario, intereses durante la construcción (AFUDC) y escalación

Tabla 5.2.1 Estimación de Costos de Nucleoeléctricas de publicaciones recientes

SCE&G ha firmado un contrato EPC, por lo que brinda mayor información acerca de las opciones y consideraciones que la compañía utilizó para determinar los factores de escalación en los costos de los materiales, lo cual se indica a continuación.

“Más de 50% del costo total del contrato EPC está sujeto a precio Firme/Fijo. Un porcentaje adicional del contrato puede ser convertido a Fijo/Firme en meses futuros previa aceptación de SCE&G de la cotización de precios Fijo/Firme de Westinghouse/Stone&Webster.”

El alcance del EPC es dividido en una de tres categorías: fijo, firme y “costo real”. Bajo los términos del contrato de SCE&G, los elementos del costo sujetos a precio fijo no tienen tasas de escalación asociadas, mientras que para los elementos sujetos a precio firme se define una tasa de escalación. Por ejemplo, una clase de costos, llamada “Firme con Escalación Indexada”, será costeada acorde al Handy-Whitman All Steam Generation Plant Index (índice de escalación común para materiales y mano de obra en unidades de generación de vapor), para la región del Atlántico Sur. Este tipo de precios ofrece cierta certidumbre acerca de cuál será el costo real de estos elementos. Como resultado de la anterior, SCE&G aplicó una contingencia de riesgo relativamente baja de 5% para estos elementos del costo.

Elementos del costo, tales como mano de obra, indirectos de mano de obra, tiempo y materiales, costos del propietario y costos de transmisión serán pagados a “costo real” - lo que significa que SCE&G estará expuesta a cubrir la escalación real asociada con esos costos. Para propósitos de planeación, SCE&G usa el índice Handy-Whitman para estimar estos costos, pero hay mucho menor certidumbre en que los estimados reflejen el costo real. Por lo tanto, para la mano de obra SCE&G supuso un “riesgo alto” y asignó un 20% de contingencia. A los costos indirectos de la mano de obra, tiempo y materiales, costos de propietario y

transmisión, se les asigna un “riesgo moderado-alto”, aplicándoles un 15% de contingencia.

Al igual que FP&L y Progress, SCE&G analizó diferentes estrategias para satisfacer la demanda de electricidad de South Carolina. El análisis comparó a la energía nuclear, gas natural y carbón; examinó el cumplimiento de varias normas ambientales y los precios del combustible. En todos los casos, SCE&G concluyó que la opción nuclear es la más competitiva a largo plazo:

“Se puede apreciar que la estrategia del gas costaría a los clientes de SCE&G, \$15.1 millones por año más que la estrategia nuclear si una tonelada de CO₂ cuesta \$15 en 2012 y se escala el 7% anual. Con la tonelada de CO₂ en \$30, la ventaja del costo de la opción nuclear sería \$125.2 millones por año. Un precio del gas natural más alto, con el CO₂ en \$15 por tonelada demuestra una ventaja del costo de la opción nuclear de \$68.5 millones por año”.

Incluso en escenarios con las suposiciones desfavorables a la energía nuclear, la opción nuclear se considera la estrategia óptima:

“Si los precios del uranio tienden a la alza, la estrategia nuclear todavía tiene una ventaja positiva sobre la estrategia del gas por \$13.2 millones por año, pero si los precios del gas natural tienden a la baja, entonces la estrategia del gas tiene la ventaja sobre nuclear por \$44.9 millones por año. Además, si no hay legislación que imponga costos adicionales por emisiones de CO₂, la estrategia del gas tiene una ventaja de \$86.5 millones sobre la estrategia nuclear. Sin embargo, mientras los precios altos del uranio son posibles, estos no se esperan. Además, no parece razonable contar con precios del gas bajos o ninguna legislación que restrinja las emisiones de CO₂. ”

5.2.4.- CONNECTICUT INTEGRATED RESOURCE PLAN (IRP)

En enero de 2008, el Brattle Group, subcontratado por Connecticut Light and Power and United Illuminating, publicaron un IRP para el estado de Connecticut. El IRP supuso un costo de capital instantáneo para una planta nuclear nueva de \$4,038/kWe (dólares 2008). Dicho plan también supuso \$2,214/kW para una carboeléctrica supercrítica, \$4,037/kW para una carboeléctrica supercrítica con captura y almacenamiento del carbón (CCS, por sus siglas en inglés), \$2,567/kW para IGCC, \$3,387/kW para IGCC con CCS, \$869/kW para el ciclo combinado con gas natural (CC, por sus siglas en inglés) y \$1,558/kW para el un CC de gas natural con CCS.

En el caso base, la nueva capacidad nuclear produjo un costo nivelado de \$83.40/MWh. La carboeléctrica supercrítica de \$86.50/MWh; la carboeléctrica supercrítica con CCS de \$141.90/MWh; el IGCC de \$92.20/MWh; el IGCC con CCS de \$124.50.MWh; el CC de gas natural de \$76.00/MWh y el CC de gas natural con CCS de \$103.10/MWh. Aunque tuviera el costo de capital más alto, la opción nuclear produjo la electricidad más barata, a excepción de la opción CC con gas natural sin CCS. El Brattle Group analizó cuatro escenarios adicionales que reflejaban diversos costos del combustible, precios del CO₂ y costos de la

tecnología con resultados similares: la opción nuclear produjo la electricidad más barata a excepción del CC con gas natural sin CCS.

Connecticut es un miembro del “Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), así que para los cuatro escenarios (incluyendo el caso base) se supusieron emisiones controladas de CO₂ al medio ambiente. Dada la alta dependencia del gas natural para la producción de energía eléctrica en el estado, el Brattle Group sugirió que las “autoridades reguladoras del estado consideraran opciones contractuales o de la propiedad u otras políticas para permitir o motivar la inversión en la opción nuclear como carga base.”

	Nuclear	SCPC	SCPC c/CCS	IGCC	IGCC c/CCS	Gas CC	Gas CC c/CCS
Costo de Capital (\$/kWe)	4,038	2,214	4,037	2,567	3,387	869	1,558
Costo Nivelado (\$/MWh)	83.40	86.50	141.90	92.20	124.50	76	103.10

SCPC=carboeléctrica supercrítica; CCS=captura y almacenamiento de carbono; IGCC=ciclo combinado con gasificación integrada; CC=ciclo combinado.

Tabla 5.2.2 Grupo Brattle - Análisis de los costos de generación.

5.2.5.- CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (CBO)

En mayo de 2008 la CBO publicó “Nuclear Power’s Role in Generating Electricity,” un informe que determinaba la competitividad de la energía nuclear comparadas con otras fuentes de generación de electricidad. El informe se centró sobre todo en los efectos posibles de las restricciones por emisiones del dióxido de carbono y el efecto de las iniciativas del Energy Policy Act 2005 (EPAct). En su escenario de referencia, CBO supuso costos de capital instantáneos de \$2,358/kWe para la opción nuclear; \$1,499/kWe para una carboeléctrica convencional; \$685/kWe para gas natural convencional; \$2,471/kWe para la carboeléctrica con CCS; y \$1,388/kWe para gas natural con CCS.

CBO comparó el costo nivelado de las diversas tecnologías y encontró que excluyendo la legislación del dióxido de carbono y las iniciativas del EPAct, la opción nuclear es más barata que las nuevas tecnologías basadas en carbón y el gas natural pero es más costosa que la opción fósil convencional. Sin embargo, encontró que las restricciones por emisiones de dióxido de carbono tendrían un impacto muy positivo en la competitividad de la opción nuclear:

“En la ausencia de cargos por emisiones al medio ambiente e iniciativas del EPAct, las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles dominarían la tecnología nuclear. Pero, incluso sin las iniciativas del EPAct, si los legisladores decretaran una ley que de lugar a una cargo por emisiones de dióxido

de carbono de \$45 por tonelada métrica, la opción nuclear se vuelve una inversión más atractiva que el combustible fósil convencional, para la generación de electricidad. Si el costo por emisiones de dióxido de carbono estaba entre \$20 y \$45 por tonelada métrica, la opción nuclear tendrá preferencia sobre el carbón pero no sobre el gas natural.”

CBO también encontró que la opción nuclear podría ser competitiva incluso con cargos más bajos por emisiones de dióxido de carbono, si el precio del gas natural se eleva sobre el precio supuesto en el escenario de referencia (\$6.26/mmBtu); o si las reducciones de costos de construcción previstas por los diseñadores del reactor son exactas. CBO encontró que en un ambiente en donde el precio del gas natural es alto, alrededor de \$12/mmBtu (cerca de precios a principios del 2008), el gas natural ya no sería más competitivo que la opción nuclear:

“En los precios más altos para el gas natural considerados en el análisis de CBO por políticas e incertidumbres del mercado, sería poco probable que los propietarios prefieran plantas de gas natural en lugar de las carboeléctricas existentes o la opción nuclear.”

El informe de CBO también muestra que las iniciativas del EPAct, tales como “créditos en impuestos a la generación nucleoeléctrica” y garantía soberana a préstamos, pudieran hacer competitivas a las primeras unidades nuevas de generación nuclear respecto a la generación por medio de combustibles fósiles convencionales. Estos iniciativas han sido diseñadas para mitigar el riesgo financiero asociado con el gran capital intensivo de las inversiones del sector eléctrico”:

“La opción nuclear sería una tecnología competitiva para algunas unidades nuevas de generación, siempre que estas nuevas unidades reciban los beneficios máximos previstos en el EPAct. La mayor de las reducciones vendrían del crédito al impuesto de producción y la garantía soberana en los préstamos”.

5.2.6.- COSTOS RECIENTES ESTIMADOS PARA TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE CARGA BASE

Las empresas eléctricas están considerando varias tecnologías de generación para satisfacer sus necesidades de carga base. Además de la opción nuclear, muchas empresas del servicio público están buscando la aprobación para construir carboeléctricas supercríticas o unidades IGCC para satisfacer la demanda de electricidad futura. Estas tecnologías afrontan muchos de los mismos retos e incertidumbres de costos de la opción nuclear.

5.2.6.1.- AMERICAN ELECTRIC POWER (AEP)

Appalachian Power, una subsidiaria de American Electric Power recibió la aprobación de la West Virginia PSC en marzo de 2008 para construir la unidad IGCC de Mountaineer de 629 MWe; en Mason County, Weast Virginia. En este documento inicial para Certificated of Public Convenience and Necessity (archivado en enero de 2006), Appalachian Power incluyó un informe que estimó

el costo total para una unidad IGCC en \$1,550/kWe (dólares escalados al año en que se ejerce el gasto), basado en un estudio hecho por el Electric Power Research Institute (EPRI). El costo de la unidad resultó en un costo de producción de electricidad nivelado de \$56.2/MWh. Una unidad IGCC con CCS fue estimada en \$2,150/kWe, resultando en un costo nivelado de \$79.4/MWh.

En un comunicado subsecuente del West Virginia PSC en junio del 2007, Appalachian Power revisó su estimación del costo del capital basado en la finalización de la ingeniería y diseño básico (FEED, por sus siglas en inglés). Las razones del incremento del costo fueron la finalización del trabajo de ingeniería y diseño detallado por el contratista del EPC, y la escalación de los costos de mano de obra y de materiales:

“Durante la etapa FEED, GE/Bechtel presentaron un diseño e ingeniería más detallado de la planta específica-AEP, incluyendo la definición y selección del equipo específico a ser utilizado. Lo anterior permitió a GE/Bechtel obtener precios de equipos del vendedor y adquirir grandes cantidades de materiales como tuberías, cable y conduit, concreto y acero para la instalación final. Todo esto condujo al desarrollo de la estimación del costo y programa definitivo de la planta específica- AEP, en noviembre del 2006.”

Appalachian Power estima actualmente el costo del capital para las instalaciones de Mountaineer en \$2.23 MMD (dólares escalados al año en que se ejerce el gasto) o aproximadamente \$3,700/kWe, no incluyendo AFUDC. La nueva estimación incluye \$250 millones de escalación y contingencias para considerar las incertidumbres en productos y costos de mano de obra:

“El costo directo estimado de la planta base (estimación del costo para línea base) con la interconexión de transmisión es de \$2.16 MMD basados en los precios de noviembre del 2006.

El mercado ha sido extremadamente volátil en los últimos meses, haciendo imposible obtener un precio razonable por anticipado de los costos de materiales y mano de obra. Para este proyecto la empresa ha incluido aproximadamente \$250 millones de escalación y contingencias.

En el comunicado de junio de 2007, Appalachian Power también incluyó el análisis del costo del primer año de generación de una unidad IGCC sin CCS; el costo estimado rondaba entre \$78-84/MWh (dólares del 2006), dependiendo del contenido de azufre y el poder calorífico asociado del combustible. Con CCS, el costo estimado rondaba entre \$103-110/MWh.

Sin embargo, estos costos están todavía sujetos a revisión. Appalachian Power hace notar en su comunicado que debido a la cierta inestabilidad de los costos de productos, los precios reflejados en el costo total del proyecto probablemente cambiaran con la publicación de la Notificación para proceder con la construcción (NTP, por sus siglas en inglés):

“Una preocupación importante de la compañía respecto a las instalaciones IGCC propuestas, es la escalación de costos acelerada en los productos usados en los grandes proyectos de construcción, en tal situación, no hay contratista dispuesto a asumir este riesgo para un proyecto multianual. Incluso si un contratista estaba dispuesto a realizar aún con esta incertidumbre el proyecto, su precio estimado para el proyecto reflejaría este riesgo y la estimación del precio sería mucho más alta. Para tratar con esta volatilidad, GE/Bechtel, seguido de la publicación del NTP de Appalachian Power`s, ajustará sus precios de equipo, materiales y mano de obra en varias categorías de costo, con el propósito de reflejar los valores de la escalación y cotizaciones actualizadas del vendedor.”

5.2.6.2.- DUKE ENERGY CORPORATION AND FLORIDA MUNICIPAL POWER AGENCY (FMPA) ET AL.

En febrero del 2007, la comisión de empresas del servicio público de North Carolina aprobó un certificado de conveniencia y necesidad pública a Duke Energy Carolinas para construir una unidad de generación de 800 MWe, en el sitio de Cliffside. En este documento, Duke estima que el costo del capital del proyecto será de \$1.8 MMD (alrededor de \$2,250/kWe) con un adicional de \$550-600 millones para AFUDC. Los detalles que sustentan los costos del capital del proyecto son “del propietario y confidenciales.

En septiembre del 2006, un proyecto similar fue propuesto por un consorcio de empresas públicas de Florida, incluyendo el FMPA, para una carboeléctrica supercrítica de 765 MWe en el condado de Taylor, Florida. El costo total del proyecto fue estimado en \$1.7 MMD (dólares del 2012) (alrededor de \$2,200/kWe), incluyendo una escalación de los precios del 2.5% y \$135 millones de AFUDC, el cual fue calculado a una tasa de 5.0 %. En julio del 2007, el consorcio retiró voluntariamente su petición de ejecución del proyecto, debido a las preocupaciones por los cambios climáticos y el costo potencial de las emisiones de dióxido de carbono.

5.2.7.- ESTIMACIONES DE COSTOS EN PERSPECTIVA

Aunque los costos de la opción nuclear sean innegablemente altos, el costo total del proyecto no mide la viabilidad económica del mismo. La medida de comparación relevante es el costo de la electricidad producida por fuentes alternativas en relación con la opción nuclear como medio de generación de electricidad, y referido al precio de mercado de la electricidad cuando la unidad de generación nuclear entre en servicio. Según lo ilustrado por el modelado financiero detallado citado anteriormente, las nuevas unidades nucleares de generación pueden ser competitivas, incluso si el costo total del proyecto excede los \$6,000/kWe, incluyendo los costos del EPC y del propietario, y el financiamiento.

Estos resultados son confirmados por el modelo financiero del Nuclear Energy Institute ⁽¹⁾ (NEI) (ver tabla 5.2.3). El modelo del NEI demuestra que una unidad de generación nuclear con una estructura de capital 80%(deuda)/20%(acciones), apoyada por una garantía de préstamo federal, producirá electricidad en el intervalo de \$64/MWh a \$76/MWh. (Este intervalo refleja los costos del EPC de

\$3,500/kWe a \$4,500/kWe). A un costo elevado (costo de \$4,500/kWe por EPC), una unidad de generación nuclear produce electricidad a \$76/MWh; la cual es competitiva con una unidad de ciclo combinado quemando gas a \$6-8/mmBtu o una carboeléctrica supercrítica.

Resultados similares se encuentran usando el mismo rango del costo de capital para una planta regulada. Si se supone una estructura de capital típica de 50% deuda / 50% acciones de una compañía eléctrica regulada, y suponiendo además que a la compañía se permite recuperar el costo de capital durante la construcción; el modelo financiero del NEI demuestra que el costo nivelado de electricidad de la planta se extiende de \$74/MWh a \$88/MWh - competitiva con una unidad de ciclo combinado quemando gas a \$8-10/mmBtu o una unidad IGCC (sin captura y secuestro de carbono).

Los resultados anteriores no suponen ningún cargo por emisiones de dióxido de carbono. Si se considera el precio por la tonelada de carbón de \$30/ton, la opción nuclear se vuelve aún más competitiva. La generación por gas natural aumenta alrededor de \$13/MWh, mientras que el coste de la electricidad de las tecnologías IGCC y SCPC aumenta aproximadamente \$25/MWh.

El modelo del NEI demuestra que, en la ausencia de un precio considerable por las emisiones de carbono; las garantías de préstamo y las políticas de apoyo del estado (tales como CWIP) son esenciales para las unidades nucleoeléctricas comerciales y reguladas, respectivamente. Sin ayuda del gobierno estatal y federal, es difícil ver cómo las nuevas centrales nucleares se pueden financiar y construir competitivamente. Con esta ayuda como transición a un mundo con el uso de carbón limitado; las siguientes unidades nucleoeléctricas deberán ser competitivas y económicamente viables.

Tecnología	Nuclear		SCPC	IGCC		Ciclo Combinado Gas		
Estructura del Proyecto	PF	RB	RB	RB	PF	PF	PF	PF
	LG	CWIP	CWIP	CWIP	LG			
	80/20	50/50	50/50	50/50	80/20	50/50	50/50	50/50
Costo EPC (\$/kWe)	\$3,500-4,500		\$2,250	\$3,700		\$1,000		
Costo total (\$/kWe)	\$5,071-6,378	\$4,351-5,473	\$2,424	\$4,164	\$4,855	\$1,195	\$1,206	\$1,218
Costo de Combustible (nuclear - \$/MWh)	\$7.50		\$1.50	\$1.50		\$6.00	\$8.00	\$10.00
(Gas/carbón - \$/mmBtu)								
Capacidad (MWe)	1,400		800	600		400		
Primer año de Op. Comercial (Dol. 2007/MWh)	\$64.4-75.8	\$96.6-118.8	\$70.6	\$112.3	\$71.8	\$70.4	\$83.9	\$98.4
Op. Comercial Nivelizada (Dol. 2007/MWh)			\$73.60-87.70	\$55.2	\$83.60			
Efecto por el precio \$30/Ton CO₂ (Dol. 2007/MWh)				+\$25.00	+\$25.00	+\$13.0		

Abreviaciones: PF=financiamiento del proyecto; LG=garantía del préstamo; RB=base de la tasa; CWIP=trabajos de construcción en proceso.

Notas: El caso nuclear supone un periodo de 48 meses de construcción, 6 meses para pruebas de arranque; costos de propietario de \$286/kWe y una contingencia del 10%; 6.5% de tasa de interés sobre la deuda comercial para empresas eléctricas no reguladas, 6% de tasa de interés sobre la deuda comercial para empresas eléctricas reguladas, 4.5% de tasa de interés sobre la deuda con garantizada soberana, 15% de tasa de retorno a inversionistas; 5% del costo para garantizar el préstamo en estructura 80 deuda/20 inversión; 90% de factor de capacidad; costos de O&M de \$9.50/MWh y costo de combustible de \$7.50/MWh. Los estimados del costo de capital para unidades supercríticas con carbón pulverizado (SCPC) y unidades de ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC) están basados en solicitudes publicadas recientemente por organismos reguladores para proyectos.

Tabla 5.2.3 Costo de la Electricidad para varias tecnologías de generación (Modelo de Financiamiento del NEI)

5.2.8.- ACTUALIZACIÓN DEL ESTIMADO DE COSTOS DEL TECNOLÓGICO DE MASSACHUSSETTS (MIT POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)

En 2009 el MIT ⁽²⁾ procedió a actualizar su estimación de costos de generación de diversas tecnologías versus el estudio que había realizado en 2003. Los resultados de esta actualización se presentan a continuación:

Costos de las tecnologías de generación de electricidad

	Costo nivelado de generación				
	Costo instantáneo	Costo del combustible	Caso base	c/ cargo de 25USD por tCO ₂	c/ el mismo costo de capital
	USD/kW	USD/mmBTU	c/kWh	c/kWh	c/kWh
	[A]	[B]	[C]	[D]	[E]
MIT (2003)					
<i>USD2002</i>					
Nuclear	2,000	0.47	6.7		5.5
Carbón	1,300	1.20	4.3	6.4	
Gas	500	3.50	4.1	5.1	
Actualización					
<i>USD2007</i>					
Nuclear	4,000	0.67	8.4		6.6
Carbón	2,300	2.60	6.2	8.3	
Gas	850	7.00	6.5	7.4	

Tabla 5.2.4 Actualización de Estimación de Costos del MIT

REFERENCIAS

- [1] NEI White Paper, “The Cost of New Generating Capacity in Perspective”, August 2008
- [2] Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, Massachusetts Institute of Technology, 2009.

5.3.- INFORMACIÓN DE COSTOS APORTADA A CFE POR EMPRESAS ELÉCTRICAS Y TECNÓLOGOS Y ESTRATEGIA DE REDUCCIÓN DE RIESGOS

Como se ha señalado en secciones precedentes en este Capítulo, es necesario obtener información de costos basada en las mismas suposiciones, o bien convertir esta información para que sea posible realizar comparaciones realistas. Así al comparar costos instantáneos se debe asegurar que se refieren a la información del mismo año y que los costos del propietario incluyen los mismos conceptos.

De manera similar si se analizan los costos nivelados de generación entre diversas tecnologías, es importante que el factor de planta, la vida de diseño y la tasa de descuento sean las aplicables a cada tecnología, considerando las características de cada diseño, la experiencia operacional y el mercado financiero.

Por otra parte el costo total del proyecto de una unidad nucleoeléctrica al inicio de su operación comercial, debe incluir el costo de financiamiento durante la etapa de construcción (AFUDC), la escalación en los diversos elementos que integran el costo de los servicios, estructuras, equipos, materiales y mano de obra utilizados, así como el costo de las contingencias consideradas, durante la ejecución del proyecto.

Como se presentó en la Sección precedente, costos de capital instantáneos entre 3,000 y 4,000 USD/KW se anticipan para las nuevas unidades nucleoeléctricas en dólares 2008, mientras que una carboeléctrica tendría un costo de capital instantáneo entre 1,500 y 2,500 USD/KW, sin considerar los costos inherentes a las externalidades por emisión de contaminantes. Los que proponen la nucleoelectricidad ⁽¹⁾ argumentan que las empresas eléctricas encuentran grandes beneficios en una tecnología que ponga el riesgo financiero al inicio del proyecto mientras la unidad se está construyendo, resultando en una vulnerabilidad muy baja a las oscilaciones en el precio de energéticos, tales como el combustóleo, carbón o gas natural, así como a cambios en las regulaciones ambientales en materia de emisión de contaminantes al aire, durante la operación de esta unidad. Como es de esperarse los oponentes a la nucleoelectricidad argumentan que es más conveniente administrar los riesgos generados por las variaciones en los costos de los combustibles fósiles y modificaciones en las regulaciones ambientales, durante la vida operacional de otras tecnologías de generación.

El costo de una unidad nucleoeléctrica está íntimamente relacionado con:

- Los riesgos percibidos del proyecto, los cuales a su vez afectan la tasa de interés.
- El tiempo de ejecución del proyecto, que al aplicar la escalación y las tasas de interés afectan el costo del proyecto,

Por lo anterior, se han desarrollado diversas estrategias dirigidas a reducir los riesgos, entre las cuales destaca el Estudio de los Productores de Petroquímica de la Texas Gulf Coast Nuclear ⁽²⁾. El Modelo de Negocios de este Estudio pretende

reducir los riesgos más importantes del proyecto al inicio de este, cuando las inversiones de capital son todavía bajas.

De acuerdo a este Estudio de la Texas Gulf Coast Nuclear los riesgos clave a los que se enfrenta una nueva nucleoeléctrica al inicio del proyecto se muestran en la Figura siguiente:

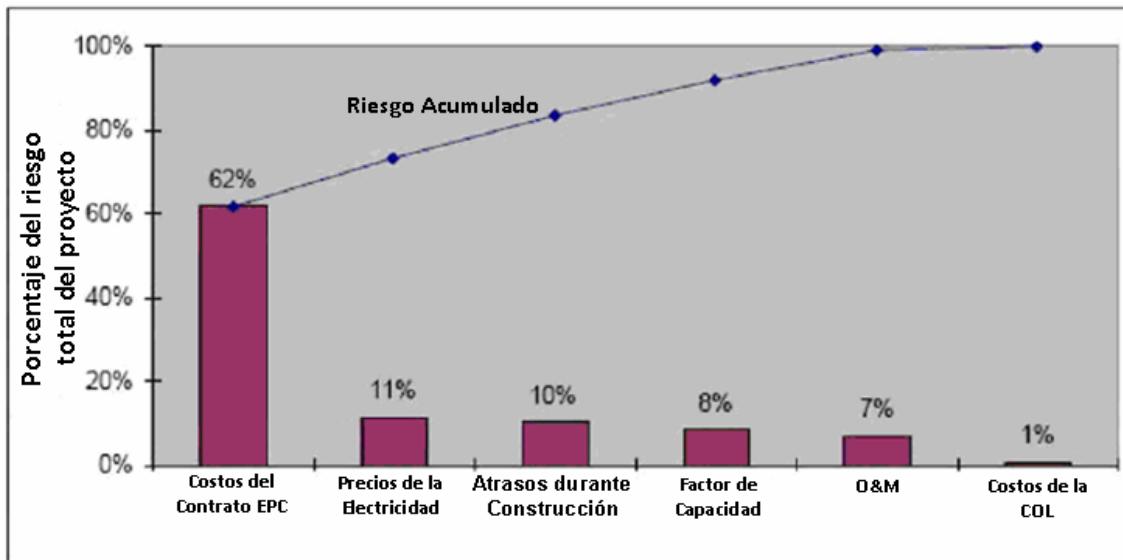


Figura 5.3.1 Curva de Riesgo Acumulado

La estrategia de administración de riesgos de la Texas Gulf Coast Nuclear se basa en lo siguiente:

- Los desarrolladores del proyecto tienen la posibilidad de retrasar o abandonar el proyecto en cualquier momento, antes del inicio de la construcción.
- Los desarrolladores de proyecto tienen la obligación de contratar la construcción de la unidad nucleoeléctrica, una vez que la licencia COL sea otorgada y el financiamiento sea aprobado.
- El contratista tiene la obligación de construir la unidad en el precio cotizado.
- Neutralizar la oposición al desarrollo del proyecto.

Dentro de esta estrategia de la Texas Gulf Coast Nuclear vale la pena señalar algunas cifras relevantes:

- Los costos de propietario (desarrollo del proyecto, licenciamiento y preparación del sitio) se estiman en 10% del costo EPC para un sitio verde y entre 5 y 7% para un sitio existente.
- Los ahorros en la construcción para una 2^a unidad en el mismo sitio se estiman en 10% del costo instantáneo de la 1^a unidad.
- La variable clave es el % de avance en la ingeniería. En este momento de estima que para todos aquellos diseños que han sido certificados o están en proceso de ser certificados, la ingeniería tiene un avance de 60%. El

remanente de la ingeniería depende de las condiciones específicas del sitio, la compra de los equipos y el apoyo de ingeniería requerido durante la construcción. Entre mayor sea el avance en la ingeniería, mayor certeza se tendrá en el costo EPC.

Por otra parte los contratistas manifestaron a la Texas Gulf Coast Nuclear su intención de:

- Comprometerse con un programa de construcción firme con liquidación de daños en caso de incumplimientos.
- Suministrar un alcance de suministro completo para una nueva unidad nucleoeléctrica

Independientemente de todo lo anterior al momento de la firma el contrato la incertidumbre existe de que:

- El costo EPC sea similar o más alto que la estimación de costos inicial
- La tasa de interés durante la construcción tenga un valor similar al esperado.
- Sea factible terminar el proyecto en el tiempo pactado.
- Las tarifas eléctricas internalizan el costo de las emisiones de CO₂.

La estrategia de la Texas Gulf se ha adaptado para el caso específico de una nueva unidad nucleoeléctrica a ser construida en el mismo sitio de la central Laguna Verde. Para el desarrollo de esta estrategia se tiene un Mapa del Proyecto que incluye compuertas (puntos de chequeo), en las cuales se verifica la terminación satisfactoria de las actividades, antes de proceder con la etapa siguiente del proyecto. Este mapa se presenta en la Figura 5.3.2 que sigue:

**MAPA DEL PROYECTO ADMINISTRANDO RIESGOS MEDIANTE TOMA DE DECISIONES A TRAVÉS DE
COMPUERTAS**

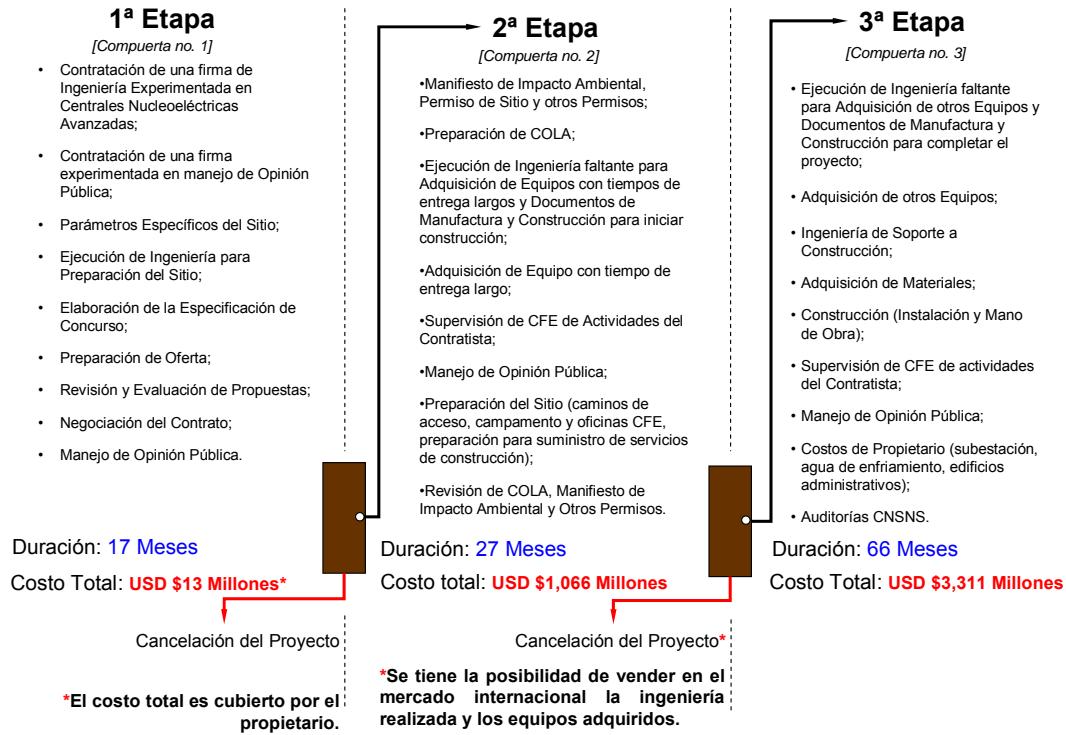


Figura 5.3.2 Mapa del proyecto. Administrando riesgos.

Este mapa también se muestra en Tablas 5.3.1 para las 3 etapas, considerando quien aporta los recursos financieros, los períodos del programa de construcción propuesto, costos instantáneos estimados, tasas de interés estimadas y el tipo de precio. La idea es obtener la mayor cantidad de los valores de estas Tablas directamente de empresas eléctricas y contratistas con el fin de tener una idea realista de orden de magnitud de dichos valores.

TABLA DE COSTOS OVERNIGHT DOLARES 2009

1a Etapa					
Concepto	Duración (Meses)	Recursos Financieros	Costo Instantáneo 2009 (Millones USD)	Tasa de Descuento	Precio
Contratación de una firma de Ingeniería Experimentada en Centrales Nucleoeléctricas Avanzadas	2	CFE			
Contratación de una firma experimentada en manejo de Opinión Pública	2	CFE			
Parámetros Específicos del Sitio	2	CFE	1	12%	Fijo
Ejecución de Ingeniería para Preparación del Sitio	9	CFE	2	12%	Fijo
Elaboración de la Especificación de Concurso	3	CFE	4	12%	Fijo
Preparación de Oferta	6	Contratista		12%	
Revisión y Evaluación de Propuestas	3	CFE	4	12%	Fijo
Negociación del Contrato	3	CFE/Contr	2	12%	Fijo
Manejo de Opinión Pública	15	CFE	2	12%	Fijo

2a Etapa					
Concepto	Duración (Meses)	Recursos Financieros	Costo Instantáneo 2009 (Millones USD)	Tasa de Descuento	Precio
Manifiesto de Impacto Ambiental, Permiso de Sitio y otros Permisos	12	CFE	4	12%	Fijo
Preparación de COLA	12	CFE/Contr	12	12%	Fijo
Ejecución de Ingeniería faltante para Adquisición de Equipos con tiempo de entrega largo y Documentos de Manufactura y Construcción para iniciar construcción	27	CFE	208	12%	Fijo
Adquisición de Equipo con tiempo de entrega largo	27	Otras Fuentes	822	12%	Fijo
Supervisión de CFE de Actividades del Contratista	27	CFE	20	12%	Fijo
Manejo de Opinión Pública	27	CFE	4	12%	Fijo
Preparación del Sitio (caminos de acceso, campamento y oficinas CFE, preparación para suministro de servicios de construcción)	6	CFE	80	12%	Fijo
Revisión de COLA, Manifiesto de Impacto Ambiental y Otros Permisos	27	CNSNS		12%	Fijo

3a Etapa					
Concepto	Duración (Meses)	Recursos Financieros	Costo Instantáneo 2009 (Millones USD)	Tasa de Descuento	Precio
Ejecución de Ingeniería faltante para Adquisición de otros Equipos y Documentos de Manufactura y Construcción para terminar el proyecto	25	CFE	192	10%	Fijo
Adquisición de otros Equipos	25	Otras Fuentes	761	10%	Fijo
Ingeniería de Soporte a Construcción	60	Otras Fuentes	27	10%	Firme
Adquisición de Materiales	60	Otras Fuentes	523	10%	Firme
Administración de la Construcción	60	Otras Fuentes	302	10%	Firme
Construcción (Instalación y Mano de Obra)	60	Otras Fuentes	1,424	10%	Costo Real
Supervisión de CFE de actividades del Contratista	60	CFE	60	10%	Firme
Manejo de Opinión Pública	60	CFE	5	10%	Fijo
Costos de Propietario (subestación, agua de enfriamiento, edificios administrativos)	60	CFE	400	10%	Costo Real
Arranque de Unidad	6	CFE/Contr	22	10%	Firme
Auditorías CNSNS	66	CNSNS	-		
Fondo para Administración de Desechos Radiactivos y Desmantelamiento)		CFE	600		Firme

Gran Total

5481

Tabla 5.3.1 Mapa del proyecto. Administrando riesgos.

Con este Mapa del Proyecto propuesto, excluyendo el Fondo para la Administración de los Desechos Radiactivos y el Desmantelamiento al terminar la vida útil de la unidad, el 25% de los recursos financieros son aportados por CFE, durante la ejecución del proyecto, mientras que el 75% restante se obtiene de otras fuentes. Los recursos que aporta la CFE se destinan principalmente al desarrollo de la ingeniería faltante lo que contribuirá a la reducción de la incertidumbre en la estimación del costo de los materiales y la construcción, como se ha descrito anteriormente, y al pago de los costos del propietario lo cual es ineludible. Por otra parte los recursos que se obtengan de otras fuentes de financiamiento se aplicarán al pago de los equipos, materiales, instalación y mano de obra. En el Capítulo 6 se trata con detalle el financiamiento de una unidad nucleoeléctrica nueva.

Si se observa el Mapa del Proyecto, en la Etapa 1 con una aplicación de recursos modesta se está realizando un concurso para constatar el compromiso de los diversos contratistas y conocer sus cotizaciones en el entendido de la dificultad que existe de obtener precios fijos en un proyecto de tal envergadura. En la Etapa 2 se inicia la aplicación importante de los recursos financieros para la terminación de la ingeniería faltante, que pretende convertir en lo posible precios firmes en fijos al cuantificar con una mayor precisión el monto de los materiales y la mano de obra de construcción, antes de proseguir con las actividades de construcción. De esta manera y una vez cuantificado a detalle el monto del contrato EPC, este podría ser cancelado si su valor excede significativamente las estimaciones de costos iniciales o el período de construcción requerido excede las expectativas iniciales. En esta etapa 2 se realiza o se compromete la compra de equipos con tiempos de entrega largos, pero esta actividad es necesaria para terminar la ingeniería. En caso de que se decida cancelar el proyecto por alguna razón, estos equipos pueden ser vendidos en el mercado internacional a una empresa eléctrica que tenga interés en construir una unidad nucleoeléctrica con la tecnología seleccionada; en todo caso uno de los beneficios de la estandarización de los diseños es el hecho de que la mayoría de los equipos pueden ser utilizados en diversos proyectos, independientemente de su ubicación.

La Etapa 3, como es de esperarse, requiere la aplicación más importante de recursos para finiquitar la ingeniería y adquisiciones, realizar la construcción y arrancar la unidad nucleoeléctrica.

REFERENCIAS

- [1] Can Nuclear Power Compete, Scientific American Earth 3.0, 2009
- [2] NP2010 Texas Gulf Coast Nuclear Feasibility Study Final Report, DE-FC07-041D14543, February 28, 2005

5.4.- CALCULO DEL COSTO NIVELADO.

Es importante señalar la importancia de comparar la generación de electricidad mediante tecnologías limpias, por lo cual cuando se emplean combustibles fósiles se considera la captura y almacenamiento de carbón (CCS), que si bien no evita al 100% la emisión de gases de efecto invernadero disminuye significativamente estas emisiones.

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear	Referencias
Capacidad (MWe)	700	700	654	654	700	700	1400	COPAR2008/Tecnólogos
Factor de planta (%)	80	80	70	70	80	80	90	COPAR2008/Datos de CLV
Servicios propios (%)	2.8	8.28	19.9	24.3.	10.6	18.21	3.5	COPAR2008/Datos de CLV
Costo unitario de inversión instantáneo (USD/kW)	747.18	1,558	2,211.37	3,387	1,672.05	4,037	3,136	COPAR2008, Brattle Group y para nuclear LV
Factor de valor presente al inicio de la operación (tasa de descuento 12%)	1.1753	1.1753	1.3909	1.3909	1.2961	1.2961	1.61197	COPAR 2008 y para nuclear calculado por LV
Construcción (años)	3	3	4	4	4	4	5	COPAR2008
Vida Útil (años)	30	30	30	30	30	30	60	COPAR2008/Tecnólogos

Tabla 5.4.1 Datos técnicos de diferentes tecnologías de generación.

Estudios realizados en Alemania ⁽¹⁾ en 2005 analizan los costos de tecnologías de generación avanzadas quemando combustibles fósiles, según se muestra a continuación:

Estimaciones de Costos y Desempeños	Viento	Unidad SCPC			Unidad IGCC			Unidad NGCC		
	Ikarus	Enquete	David/ Herzog	IEA	Enquete	David/ Herzog	IEA	Enquete	David/ Herzog	IEA
Sin captura										
Eficiencia (%)		51	42	43	54	48	46	62	60	56
Tasa de emisiones (kg CO ₂ /kWh)		0.629	0.756	0.746	0.594	0.671	0.697	0.294	0.301	0.323
Costo de capital (USD/MWh)	57.1	12.8	12.9	12.6	17.2	14.0	17.8	5.4	6.4	4.9
Costo de O&M (USD/MWh)	15.2	8.0	6.1	5.2	15.5	6.1	9.8	3.9	2.4	3.3
Costo de combustible (USD/MWh)		12.4	14.9	14.7	11.7	13.2	13.8	27.6	28.2	30.3
COE (USD/MWh)	72.3	33.2	33.9	32.6	44.4	33.4	41.4	36.9	37.0	38.4
Con captura										
Eficiencia (%)					48	43	38		55	47
Tasa de emisiones (kg CO ₂ /kWh)					0.067	0.074	0.084		0.033	0.038
Costo de capital (USD/MWh)					24.9	17.9	25.8		10.4	9.8
Costo de O&M (USD/MWh)					20.7	8.5	15.9		4.2	5.5
Costo de combustible (USD/MWh)					13.2	13.8	16.7		32.2	35.1
COE (USD/MWh)					58.8	40.2	58.3		46.9	51.4
Costo de almacenamiento (USD/MWh)					6.6	7.2	8.3		3.2	3.8
Costo de CO ₂ evitado (€/t CO ₂)					27	11	27		36	45
Costo de CO ₂ capturado (€/t CO ₂)					24	10	20		33	37

Fuente: Ikarus 2003, Enquete 2001, David & Herzog 2000, IEA 2004.

Notas:

- i. Los costos nivelados están calculados con una tasa de interés del 7%, un precio del gas de 4.71€₂₀₀₀/GJ y un precio del carbón de 1.76€₂₀₀₀/GJ en 2010
- ii. COE (costo de producción) = costo de capital + costo de O&M + costo de combustible + (costos de captura + costos de almacenamiento)

Tabla 5.4.2 Costos y Comportamiento de Tecnologías de Generación con Captura y Almacenamiento de Carbono

Por otra parte la International Energy Agency señala en 2008 ⁽²⁾ que la aplicación de la Captura y Almacenamiento de Carbón incrementa los costos de producción de unidades fósiles de carbón o gas entre 20 y 40 USD/MWh y que a partir del 2030 este incremento disminuirá a valores entre 10 y 30 USD/MWh.

Con los datos de la Tabla 5.4.1 se pueden calcular la generación neta nivelada, el costo de inversión al inicio de la operación y consecuentemente el costo de inversión nivelado. Los resultados son los siguientes:

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Generación Neta Anual (MWh)	4,768,243	4,499,416	3,212,273	3,035,818	4,385,606	4,012,290	10,651,284
Generación Neta Nivelada (MWh)	43,018,165	40,592,861	28,980,502	27,388,564	39,566,090	36,198,104	99,301,231
Costo Unitario de inversión al inicio de la operación (USD/KW)	878.20	1,831.19	3,075.79	4,710.98	2,167.10	5,232.25	5,054.68
Costo de Inversión Instantáneo (Millones USD)	523.03	1,090.60	1,446.24	2,215.10	1,170.44	2,825.90	4,389.99
Costo de Inversión al Inicio de la operación (Millones USD)	614.74	1,281.83	2,011.57	3,080.98	1,516.97	3,662.58	7,076.56
Costo de Inversión Nivelado (USD/MWh)	14.29	31.58	69.41	112.49	38.34	101.18	71.26

Tabla 5.4.3 Costo de Inversión Nivelado

Con base a las referencias (1) y (2), los costos de operación y mantenimiento para unidades fósiles se obtuvieron añadiendo a los valores del COPAR 2008, los costos de operación y mantenimiento correspondientes a CCS, mientras que a la tecnología nuclear se le asignó el valor promedio 2008 de la industria nuclear americana, cuyo valor es superior al indicado en dicho COPAR. Los valores son:

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear	Referencias
Costo de Operación y Mantenimiento (USD/MWh)	4.62	6.82	14.35	20.45	9.04	15.14	13.70	COPAR2008, Shumacher Alemania para CCS, NEI para Nuclear

Tabla 5.4.4 Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

En lo que se refiere a costos de combustible, en la Tabla 5.4.2 se puede observar que la eficiencia de una unidad fósil disminuye alrededor del 9% al incorporar los sistemas requeridos por CCS, lo cual resultará en un incremento en el consumo de combustible entre un 16 y 17% y por lo tanto en el costo del combustible fósil. Este incremento entre 16 y 17% se sumó a los valores del COPAR 2008 para combustibles fósiles y en el caso nuclear se consideró el promedio 2008 de la industria nuclear americana, el cual es ligeramente superior al costo del combustible nuclear en Laguna Verde durante 2008.

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear	Referencias
Costo de Combustible (USD/MWh)	55.77	64.73	10.02	11.76	28.88	33.91	4.90	COPAR2008, Shumacher Alemania para CCS, NEI para Nuclear

Tabla 5.4.5 Costos de Combustible

Por otra parte un proyecto nucleoeléctrico requiere captar durante su vida operacional los recursos necesarios para 3 fondos de reserva:

Conceptos	Nuclear Caso Ref.
Fondo de Reserva para Desmantelamiento (USD/MWh)	3.76
Fondo de Reserva para Manejo de desechos de nivel alto (USD/MWh)	1.80
Fondo de Reserva para Gestión de residuos de nivel medio y bajo (USD/MWh)	0.12
Total de Fondos de Reserva	5.68

Tabla 5.4.6 Fondos de Reserva

Dichos fondos fueron calculados de la siguiente manera:

- Fondo de Desmantelamiento: se consideró un fondo de 662 Millones USD 2006 (escalado al inicio de operación equivale a 1,000.33 Millones USD), basado en el monto estimado para el reactor Calvert Cliffs.
- Fondo para el Manejo de Desechos de Nivel alto: se consideró un costo de manejo de 710 USD/ kg de ensamble de uranio en USD de acuerdo al IAEA ⁽³⁾, escalado al inicio de operación, una vez que el combustible gastado ha sido reprocesado para utilizarse como combustible MOX.
- Fondo para Gestión de residuos de Nivel Medio y Bajo: se basó en la estimación de Angra de 13,267 USD 2008/m³, escalado al inicio de operación.

En el Capítulo anterior se expuso el origen de los gases efecto invernadero, sus consecuencias, las acciones de mitigación para reducir las emisiones y evitar incrementos de temperatura globales superiores a 2° C. Indudablemente las acciones de mitigación tienen un costo y por esta razón se asigna un costo a las emisiones de CO₂ entre 20 y 40 € por tonelada. Para propósitos de estos cálculos se considera un valor de 25 USD/ton CO₂, el cual es muy razonable. El costo de estas emisiones es el siguiente:

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear Caso Ref.	Referencias
Costo de emisiones a 25USD/ton CO ₂ (USD/MWh)	9.66	1.25	18.93	2.83	19.76	2.90	0.00	IPCC

Tabla 5.4.7 Costos de emisiones de CO₂

El costo nivelado de generación de las diferentes tecnologías se calcula mediante la siguiente expresión:

Costo Nivelado (CN) de Generación = CN Inversión + CN Operación y Mantenimiento + CN Combustible

El resultado es el siguiente:

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo de Inversión Nivelado (USD/MWh)	14.29	31.58	69.41	112.49	38.34	101.18	71.26
Costo de Operación y Mantenimiento (USD/MWh)	4.62	6.82	14.35	20.45	9.04	15.14	13.70
Costo de Combustible (USD/MWh)	55.77	64.73	10.02	11.76	28.88	33.91	4.90
Costo Nivelado de Generación (USD/MWh)	74.68	103.13	93.78	144.70	76.26	150.23	89.86

Tabla 5.4.8 Costo de Generación sin Costo de Emisiones

Los costos nivelados presentados en la Tabla anterior no consideran el costo de las emisiones de CO₂, ni los Fondos de Reserva Nuclear, por lo que en las Tablas siguientes se muestran los Costos Nivelados, incluyendo y excluyendo las emisiones y los fondos:

Costo Nivelado de Generación sin Costo de Emisiones y sin Fondos de Reserva Nucleares

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo Nivelado de Generación (USD/MWh)	74.68	103.13	93.78	144.70	76.26	150.23	89.86

Costo Nivelado de Generación sin Costo de Emisiones y con Fondo de Reserva Nuclear

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo Nivelado de Generación (USD/MWh)	74.68	103.13	93.78	144.70	76.26	150.23	95.54

Costo Nivelado de Generación con Costo de Emisiones y sin Fondo de Reserva Nuclear

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo Nivelado de Generación (USD/MWh)	84.34	104.38	112.71	147.53	96.02	153.13	89.86

Costo Nivelado de Generación con Costo de Emisiones y con Fondo de Reserva Nuclear

Conceptos	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo Nivelado de Generación (USD/MWh)	84.34	104.38	112.71	147.53	96.02	153.13	95.54

Tabla 5.4.9 Costos Nivelados de Generación

REFERENCIAS

- [1] Katja Schumacher and Ronald D. Sands, Can Innovative Technologies Substantially Contribute to Climate Policy Goals in Germany, 2005
- [2] Energy technology Outlook 2008
- [3] IAEA-TECDOC-1587 Spent Fuel Reprocessing Options, August 2008

5.5 FLUJO DE EFECTIVO DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA UNIDAD NUCLEOELÉCTRICA NUEVA.

El desglose del costo de inversión instantáneo de una nueva unidad nuclear de 4,390 millones de USD utilizado en la Sección precedente es el siguiente:

Reactor Avanzado Nuevo en Sitio de Laguna Verde	
COSTOS DE INVERSIÓN	MILLONES DE USD
Costos Directos	
Equipo Isla Nuclear	\$ 899.00
Equipo Balance de Planta	\$ 684.00
Materiales Isla Nuclear	\$ 250.00
Materiales Balance de Planta	\$ 273.00
Mano de Obra Isla Nuclear	\$ 700.00
Mano de Obra Balance de Planta	\$ 724.00
Ingeniería de Diseño	\$ 400.00
Administración de la Construcción	\$ 302.00
Ingeniería de Soporte a Construcción	\$ 27.00
Servicios de Arranque de Unidad	\$ 22.00
Subtotal	\$ 4,281.00
Costos Indirectos	
Ingeniería para preparación del sitio	\$ 2.00
Determinación Parametros Específicos del Sitio	\$ 1.00
Proceso de Licitación del Proyecto	\$ 10.00
Manifiesto de Impacto Ambiental	\$ 4.00
Preparación de Documentos de Licencia	\$ 12.00
Supervisión de CFE a Actividades del Contratista	\$ 80.00
Subtotal	\$ 109.00
Gran Total	\$ 4,390.00
Relación Indirectos-Costo de Inversión	2.48%

Tabla 5.5.1 Costos de Inversión Instantáneos 2009 de Unidad Nucleoeléctrica

El flujo de efectivo correspondiente a la inversión anterior para una nueva unidad nucleoeléctrica se ilustra a continuación:

Año	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	Subtotal
Equipo Isla Nuclear		\$114.42	\$196.15	\$196.15	\$196.15	\$196.15				\$ 899.00
Equipo Balance de Planta		\$ 87.05	\$149.24	\$149.24	\$149.24	\$149.24				\$ 684.00
Materiales Isla Nuclear				\$ 16.67	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 33.33	\$ 250.00
Materiales Balance de Planta				\$ 18.20	\$ 54.60	\$ 54.60	\$ 54.60	\$ 54.60	\$ 36.40	\$ 273.00
Mano de Obra Isla Nuclear				\$ 46.67	\$140.00	\$140.00	\$140.00	\$140.00	\$ 93.33	\$ 700.00
Mano de Obra Balance de Planta				\$ 48.27	\$144.80	\$144.80	\$144.80	\$144.80	\$ 96.53	\$ 724.00
Ingeniería de Diseño		\$ 50.91	\$ 87.27	\$ 87.27	\$ 87.27	\$ 87.27				\$ 400.00
Administración de la Construcción				\$ 20.13	\$ 60.40	\$ 60.40	\$ 60.40	\$ 60.40	\$ 40.27	\$ 302.00
Ingeniería de Soporte a Construcción				\$ 1.80	\$ 5.40	\$ 5.40	\$ 5.40	\$ 5.40	\$ 3.60	\$ 27.00
Servicios de Arranque de Unidad									\$ 22.00	\$ 22.00
Ingeniería para preparación del sitio	\$ 2.00									\$ 2.00
Determinación Parametros Específicos del Sitio	\$ 1.00									\$ 1.00
Proceso de Licitación del Proyecto	\$ 5.33	\$ 4.67								\$ 10.00
Manifiesto de Impacto Ambiental		\$ 2.33	\$ 1.67							\$ 4.00
Preparación de Documentos de Licencia		\$ 7.00	\$ 5.00							\$ 12.00
Supervisión de CFE a Actividades del Contratista		\$ 5.19	\$ 8.89	\$ 9.93	\$ 12.00	\$ 12.00	\$ 12.00	\$ 12.00	\$ 8.00	\$ 80.00
										Gran Total
Total Anual	\$ 8.33	\$271.57	\$448.21	\$594.31	\$899.85	\$899.85	\$467.20	\$467.20	\$333.47	\$4,390.00
Porcentaje de Inversión	0.19%	6.19%	10.21%	13.54%	20.50%	20.50%	10.64%	10.64%	7.60%	100.00%

Tabla 5.5.2 Flujo de Efectivo Unidad Nucleoeléctrica Nueva

El flujo de efectivo anterior se muestra gráficamente en la Figura siguiente:

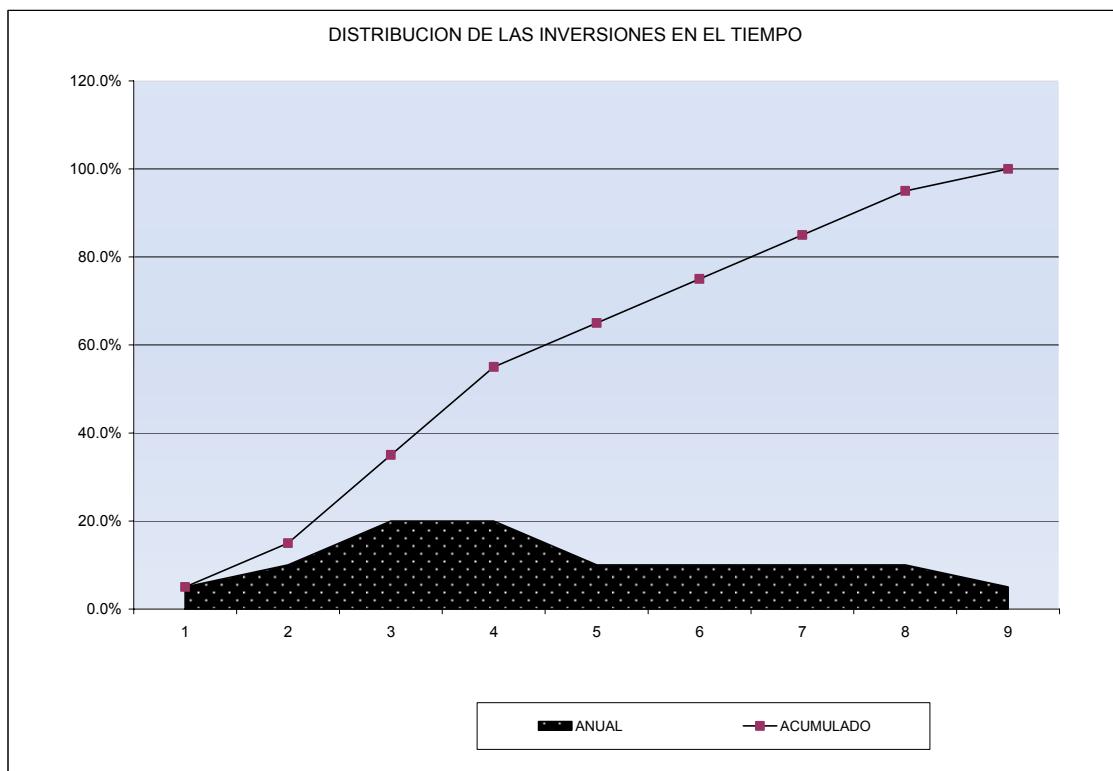


Figura 5.5.1 Flujo de Efectivo Unidad Nucleoeléctrica Nueva

Y los porcentajes de inversión anualizada para diferentes tecnologías son como sigue:

Año	CC + CCS	IGCC + CCS	SCPC + CCS	Nuclear	Nuclear (Millones de USD)
-9				0.19	8.33
-8				6.19	271.57
-7				10.21	448.21
-6				13.54	594.31
-5				20.50	899.85
-4		33.70	11.00	20.50	899.85
-3	7.60	34.50	60.10	10.64	467.20
-2	71.90	16.60	24.30	10.64	467.20
-1	20.50	15.20	4.60	7.60	333.47
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 5.5.3 Flujos de Inversión de Diversas Tecnologías (%)

5.6.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Es importante determinar el grado de sensibilidad del costo nivelado de generación al variar ciertos parámetros y analizar los resultados para las diversas tecnologías.

Costo Nivelado de Generación con Costo de Emisiones y Fondo de reserva Nuclear(USD/MWh)	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Tasa de descuento 9%	81.12	97.28	95.53	119.70	86.66	128.43	67.58
Tasa de descuento 10%	82.17	99.58	101.01	128.57	89.65	136.32	74.58
Tasa de descuento 11%	83.24	101.95	106.74	137.85	92.78	144.56	82.00
Tasa de descuento 12%	84.34	104.38	112.71	147.53	96.02	153.13	89.86
Tasa de descuento 13%	85.46	106.87	118.91	157.58	99.38	162.00	98.17
Tasa de descuento 14%	86.61	109.41	125.34	168.01	102.86	171.18	106.94
Tasa de descuento 15%	87.78	111.99	131.99	178.79	106.45	180.64	116.18

Tabla 5.6.1 Sensibilidad a Tasa de Descuento

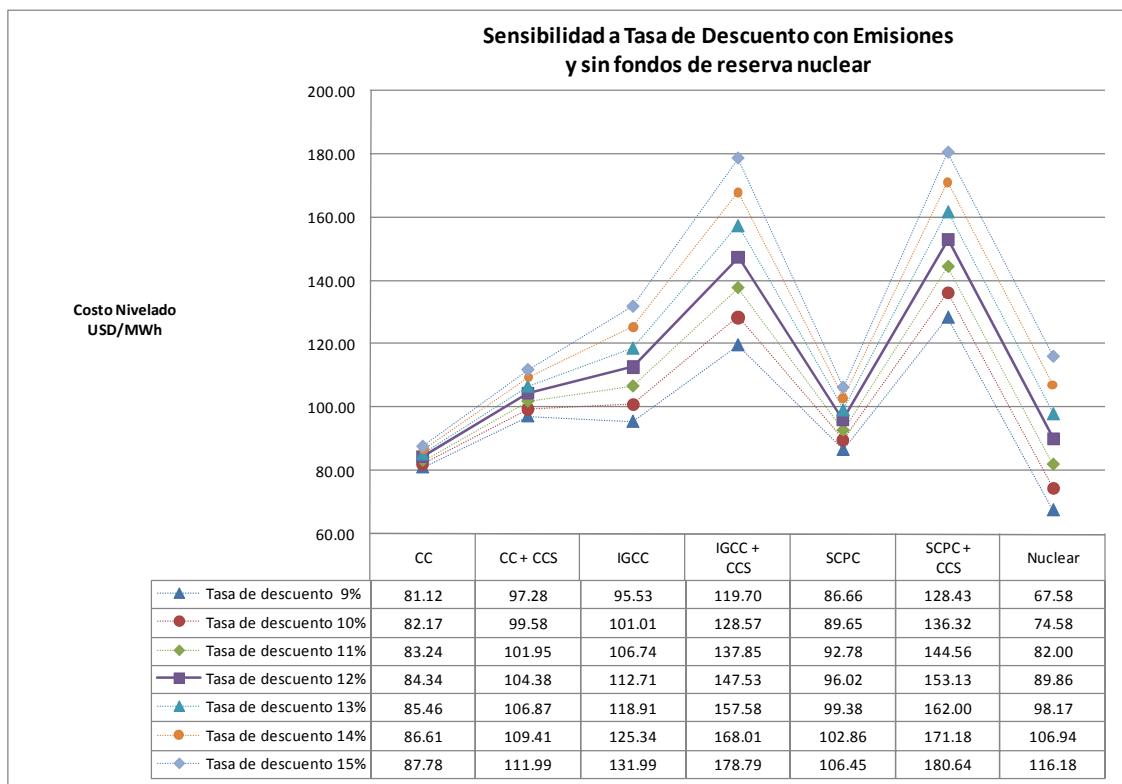


Figura 5.6.1 Sensibilidad a Tasa de Descuento

Como es de esperarse las tecnologías intensivas en capital son altamente sensibles a cambios en la Tasa de descuento.

Costo Nivelado de Generación con Costo de Emisiones y Fondo de reserva Nuclear(USD/MWh)	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo de Combustible -40%	62.03	78.49	108.70	142.82	84.47	139.56	87.90
Costo de Combustible -20%	73.18	91.43	110.70	145.18	90.24	146.35	88.88
Costo de Combustible -10%	78.76	97.91	111.70	146.35	93.13	149.74	89.37
Costo de Combustible Ref.	84.34	104.38	112.71	147.53	96.02	153.13	89.86
Costo de Combustible +20%	95.49	117.33	114.71	149.88	101.80	159.91	90.84
Costo de Combustible +50%	112.22	136.75	117.72	153.41	110.46	170.08	92.31
Costo de Combustible +100%	140.11	169.11	122.73	159.29	124.90	187.03	94.76

Tabla 5.6.2 Sensibilidad al Costo de Combustibles

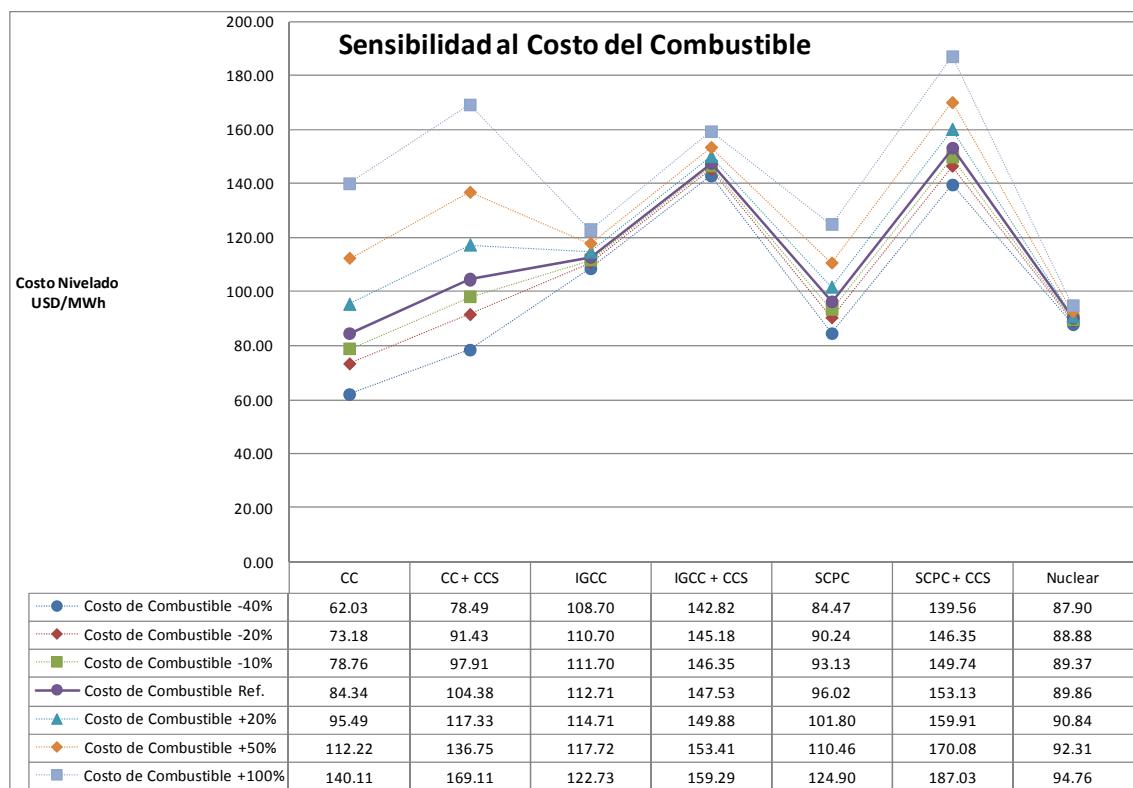


Figura 5.6.2 Sensibilidad al Costo de Combustible

Como se observa en la Figura anterior las tecnologías basadas en combustibles fósiles son mucho más sensibles que la nuclear a cambios en el costo de combustible, destacando la alta sensibilidad del ciclo combinado.

Costo Nivelado de Generación con Costo de Emisiones y Fondo de reserva Nuclear(USD/MWh)	CC	CC + CCS	IGCC	IGCC + CCS	SCPC	SCPC + CCS	Nuclear
Costo de emisiones a 10 USD/ton CO ₂	78.54	103.63	101.35	145.83	84.16	151.39	89.86
Costo de emisiones a 15 USD/ton CO ₂	80.47	103.88	105.14	146.40	88.12	151.97	89.86
Costo de emisiones a 20 USD/ton CO ₂	82.41	104.13	108.92	146.96	92.07	152.55	89.86
Costo de emisiones a 25 USD/ton CO ₂	84.34	104.38	112.71	147.53	96.02	153.13	89.86
Costo de emisiones a 30 USD/ton CO ₂	86.27	104.63	116.49	148.09	99.97	153.71	89.86
Costo de emisiones a 35 USD/ton CO ₂	88.20	104.88	120.28	148.66	103.92	154.29	89.86

Tabla 5.6.3 Sensibilidad al Costo de Emisiones

Las tecnologías fósiles que no incorporan captura y almacenamiento de carbón son más sensibles a los cambios en el precio de las emisiones.

Tiempo de Construcción	Costo Nivelado USD/MWh
4 años	83.82
5 años	89.86
6 años	96.97
7 años	104.86
8 años	113.63

Tabla 5.6.4 Sensibilidad al Tiempo de Construcción Nuclear

Costo de Inversión al Inicio de la Operación (Millones USD)	Costo Nivelado USD/MWh
6,077	79.80
6,577	84.84
7,077	89.86
7,577	94.91
8,077	99.94

Tabla 5.6.5 Sensibilidad a Cambios en el Costo de Inversión al Inicio de la Operación Nuclear

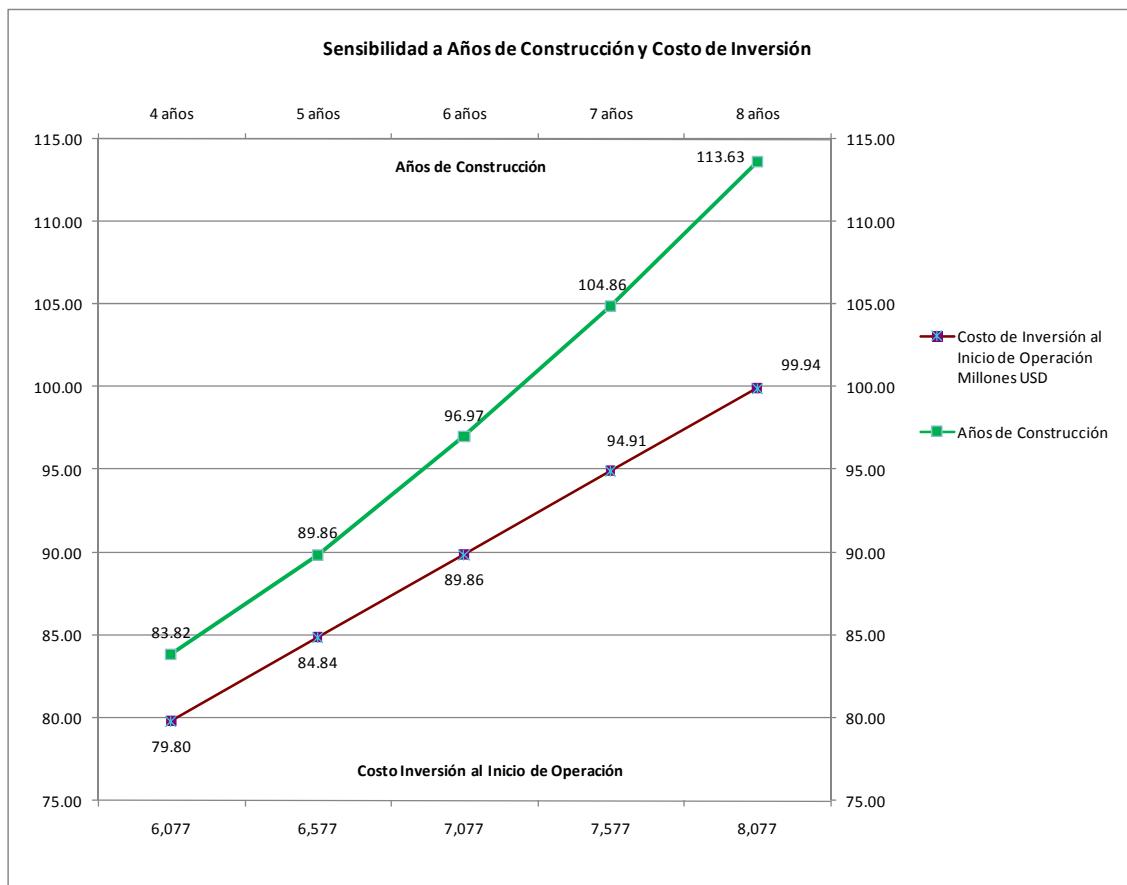


Figura 5.6.3 Sensibilidad de la Tecnología Nuclear a cambios en Tiempos de Construcción y a Cambios en el Costo de Inversión al Inicio de la Operación

Considerando que la tecnología nuclear es intensiva en capital, esta es muy sensible a cambios en tiempos de construcción y costos de inversión.

Vida Útil	Costo Nivelado USD/MWh
30 años	92.24
40 años	90.56
50 años	90.03
60 años	89.86
80 años	89.79

Tabla 5.6.6 Sensibilidad a la Vida Útil de la Unidad Nuclear

Factor de Planta	Costo Nivelado USD/MWh
80%	98.77
85%	94.06
90%	89.86
93%	87.56
95%	86.11

Tabla 5.6.7 Sensibilidad al Factor de Planta de la Unidad Nuclear

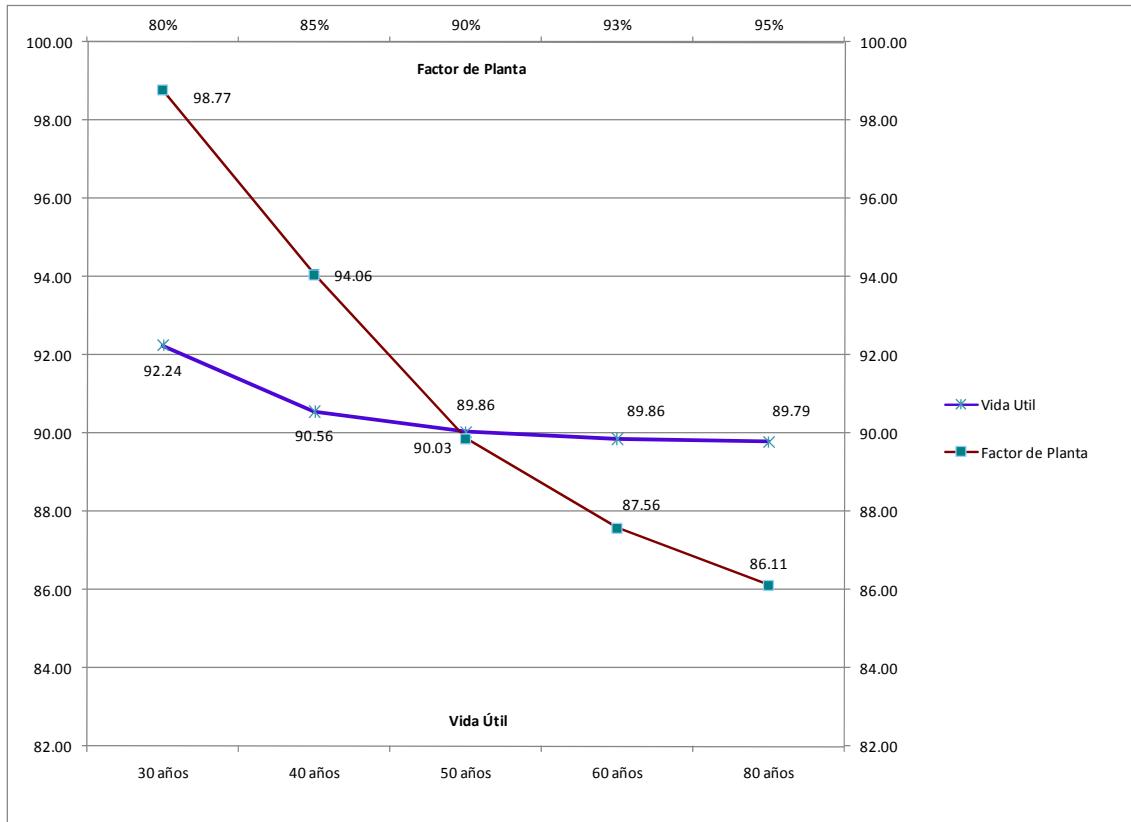


Figura 5.6.4 Sensibilidad al Factor de Planta y a la Vida Útil de la Unidad Nuclear

Como se tiene una tasa de descuento muy alta del 12 % la unidad nuclear no es sensible a la vida útil a partir de los 40 años, en cambio esta tecnología es muy sensible al factor de planta.

6.0 FINANCIAMIENTO

La evaluación de las opciones y esquemas financieros para la construcción de varias unidades nucleoeléctricas requiere considerar diversas indefiniciones, para las cuales no es posible contar con información precisa. Sin embargo, es posible especificar varios supuestos y principios básicos. A partir de estos es posible evaluar las distintas opciones financieras.

Se parte de una estructura de capital para el proyecto en si, que considera una aportación parcial de capital y financiamientos provenientes de varias fuentes. Dado que no se trata de una empresa separada, la aportación a capital se considera como un caso especial. Ciertamente, en el margen es posible considerar la realización de estos proyectos solamente con crédito, a partir de la garantía del gobierno federal. Ello de hecho eleva la rentabilidad del proyecto, medida a partir de la TIR, o Tasa Interna de Rendimiento. Sin embargo, en este caso la estructura de capital considerada es más bien “tradicional” para este tipo de proyectos, es decir, 80/20. (80% de crédito y 20% de capital, aportado por el gobierno federal). El “apalancamiento” del proyecto es entonces de 4 a 1.

Los financiamientos mencionados se irían pagando (amortizaciones) mediante pagos hechos a partir del momento en que una unidad nuclear empieza a generar un ingreso, es decir, a partir de que inicia la generación de electricidad. Es el valor de dicha producción la base de pago del crédito. En cada periodo de pago se destinaría un monto para la amortización del capital e intereses.

A la eliminación de parte o la totalidad de una deuda por uno o varios pagos realizados por el deudor al acreedor se le llama **amortización**. Cuando los pagos que se realizan superan a los acordados para el período se refiere a una **amortización anticipada** (parcial o total), con lo que se reduce la magnitud de los pagos posteriores o bien se mantiene la magnitud del pago pero se reduce el número de cuotas a pagar, es decir, se reduce el tiempo de duración de la deuda.

A la cantidad que se paga como remuneración de un crédito, o bien retribución que se recibe por una inversión se le conoce con el nombre de **Interés**. La **volatilidad** mide la capacidad de variación en los precios que tiene un activo respecto a su media, como es el caso del gas natural utilizado en las unidades de generación eléctrica de ciclo combinado.

A la cantidad total compuesta por la suma de los pagos realizados para saldar la deuda (amortización) más los pagos realizados para cubrir los intereses se le llama **pago total**.

El **flujo de efectivo** es el estado que muestra el movimiento de ingresos y egresos y la disponibilidad de fondos a una fecha determinada. Es también el movimiento de dinero dentro de un mercado o una economía en su conjunto. El **flujo neto remanente** es la diferencia entre los ingresos netos y los desembolsos netos, descontados a la fecha de aprobación de un proyecto de inversión con la técnica de “valor presente”, esto significa tomar en cuenta el valor del dinero en función del tiempo.

El importe a pagar por algún bien o servicio cuyo uso nos devenga una deuda a satisfacer una vez al año (cuando no se fracciona su pago) se le conoce como **anualidad**.

El nivel máximo de endeudamiento al que puede llegar una persona física, o jurídica o empresa, según su nivel de ingresos, nivel de solvencia y porcentaje de recursos ajenos respecto a los recursos propios se le llama **capacidad de crédito o capacidad de endeudamiento**. Si se supera la capacidad de crédito se incrementa mucho el riesgo de incurrir en insolvencia.

La **capacidad de producción** es el máximo nivel de producción que puede ofrecer una estructura económica determinada: desde una nación hasta una empresa, una máquina o una persona. La capacidad de producción indica qué dimensión debe adoptar la estructura económica, pues si la capacidad es mucho mayor que la producción real se traduce en pérdida de recursos.

6.1 CONTEXTO GENERAL DEL FINANCIAMIENTO

La evaluación de la conveniencia y viabilidad financiera de construir nuevas unidades nucleoeléctricas en México debe ubicarse en un contexto amplio. A nivel internacional, la decisión de muchos países de avanzar hacia la diversificación energética tiene elementos estratégicos fundamentales. De ahí la tendencia a buscar un aumento importante en la capacidad de generación nucleoeléctrica, en países tan diversos como los Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Rusia, Japón, China, India, Finlandia, entre muchos otros, como se muestra en la Tabla 6.1.1. Se busca mayor diversificación, menor riesgo, mayores efectos multiplicadores, mayor desarrollo tecnológico, entre otros objetivos. Las inversiones son de largo plazo, como también lo son las implicaciones financieras y los requerimientos de cualquier estrategia, nuclear o convencional. En este contexto, el horizonte de planeación del sector debe ser de muy largo plazo. El conocimiento sobre la evolución futura de precios y costos es imperfecto, pero se percibe que las consecuencias de no actuar serían catastróficas.

En las últimas dos décadas, el ritmo de construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas disminuyó significativamente a nivel mundial, con la excepción de Francia. De ahí que en muchos países un elemento central en el diseño de nuevas políticas públicas es la búsqueda de esquemas financieros viables, de acuerdo al nuevo contexto internacional vigente. En el ámbito internacional, se percibe que la generación nucleoeléctrica tiene tres ventajas importantes:

- Primero, reducción en las emisiones de CO₂, lo cual es un factor de gran importancia dada la preocupación creciente por el cambio climático, como se planteó en el Capítulo 4.
- Segundo, costos de generación de electricidad altamente estables, pues no están relacionados con los costos de los combustibles fósiles, altamente volátiles y de tendencia al alza.

- Tercero, mayor seguridad de abastecimiento del combustible⁽¹⁾. No existen los mismos problemas que con el gas natural o el petróleo, al mismo tiempo que existen amplias reservas minerales en países estables.

En el fondo, el problema no es el costo directo de corto plazo de la generación eléctrica. La nucleoelectricidad es claramente competitiva, en un contexto amplio, que incorpore las externalidades hasta ahora excluidas de los costos de operación de las tecnologías tradicionales (o que las considere para fines de evaluación), sin incluir el apoyo de subsidios similares a los que recibe la generación de energía “renovable” que en general ha recibido grandes subsidios en los países que han desarrollado dichas tecnologías (energía eólica, energía solar –fotovoltaica-, energía de mareas, o la producción de alcohol o diesel de origen agrícola; en general, dichos desarrollos están subsidiados por los gobiernos, ya sea directamente o a través de estímulos e incentivos a empresas privadas).

Los costos ambientales son de gran importancia, como también lo son los objetivos de desarrollo de largo plazo. Igualmente, las tendencias de la economía mundial, y en particular la evolución de los precios de los combustibles fósiles o los límites y costos de las tecnologías renovables, son aspectos relevantes en el análisis de las mejores opciones de crecimiento para la generación eléctrica. Considerando estos elementos, la generación nucleoeléctrica es claramente competitiva, como se muestra en el Capítulo 5. El problema de fondo, que no se enfrentaba en el siglo pasado, es el diseño de esquemas de financiamiento que permitan las mejores soluciones de largo plazo. Deben considerarse aspectos fundamentales como la magnitud de los proyectos, el largo período de gestación e inevitablemente aunado a estos factores, cierta incertidumbre tecnológica y de costos.

El contexto financiero internacional es igualmente complejo. Los mercados operan bajo nuevas reglas y prioridades, con falta de capital suficiente para la mayoría de las instituciones financieras. De ahí la necesidad de buscar nuevas formas de financiar la expansión de la capacidad eléctrica nacional. Ha quedado atrás el modelo estatista, que se siguió hasta fines de los ochenta, superado por esquemas mixtos más eficientes. Sin embargo, los cambios profundos en los esquemas financieros internacionales y el desplome de los mecanismos de financiamiento privado con alto apalancamiento, obligan a replantear las soluciones financieras para grandes proyectos. Se han encarecido los esquemas de financiamiento netamente privados, al reevaluarse el riesgo y los modelos de diversificación vigentes en la última década.

Los cambios en los precios de los energéticos a nivel internacional y las tendencias que se prevén, obligan a un replanteamiento de las estrategias para el desarrollo energético nacional. A lo largo de las últimas dos décadas, tanto los avances tecnológicos como los precios relativamente bajos y estables del gas natural orientaron las decisiones en materia de generación hacia el uso del gas natural, en México y a nivel internacional. Al mismo tiempo, las ventajas económicas del carbón, abundante en los Estados Unidos y China, donde han tenido lugar los mayores incrementos en la capacidad de generación eléctrica en los últimos 20 años, orientaron la expansión de la capacidad base de generación

hacia este energético en dichos países. Sin embargo, el aumento de los precios mundiales de los hidrocarburos, así como los factores que apuntan hacia la continuación de esta tendencia en las próximas décadas, han cambiado drásticamente la bondad relativa de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

En el mismo sentido, la creciente conciencia ecológica a nivel mundial, y los compromisos asumidos por diferentes países, orientan el desarrollo tecnológico y la normatividad internacional, hacia fuentes distintas de energía. Ello incluye tanto las llamadas “fuentes alternas” -eólica, solar, biomasa, biocombustibles, mareas - como la energía nuclear y las tecnologías para reducir la contaminación, tales como CCS (captura y secuestro de carbón). En este contexto, se da un proceso de reevaluación de la energía nuclear en el mundo, desde varios puntos de vista:

- Costos de generación competitivos si se considera un costo ambiental en niveles acordes a la discusión internacional.
- Efecto ambiental positivo, en cuanto a la no emisión de carbono.
- Impulso económico y tecnológico de gran importancia para las economías nacionales.
- Búsqueda de esquemas de financiamiento adecuados, según las condiciones de cada país.

El resultado de este conjunto de cambios y tendencias a nivel internacional es una amplia disposición política para buscar nuevas soluciones. Sin embargo, es necesario concretar propuestas para cada país. La comparación de México con el resto del mundo muestra claramente que México llegó muy tarde a la nucleoelectricidad. En 1990, cuando Laguna Verde 1 entró en operación, existían ya 246 reactores en operación fuera de Estados Unidos. Hoy día existen 332, y 104 en los Estados Unidos para un total a nivel mundial de 436⁽²⁾. Sin embargo, habiendo superado los obstáculos iniciales, los esfuerzos se abandonaron por la crisis de 1995 y se perdió mucho del avance logrado.

Hoy día, las condiciones internacionales presentan una nueva oportunidad para el desarrollo nuclear.

- El consenso internacional para enfrentar el calentamiento global y la emisión de CO₂ a la atmósfera eleva el atractivo de la generación nuclear, una fuente limpia de electricidad.
- La tendencia al alza de los precios de los hidrocarburos refuerza la competitividad de esta fuente de electricidad.
- El relativo estancamiento de la industria internacional en los últimos 10 años presenta una oportunidad única para el desarrollo industrial y tecnológico nacional. Es posible generar oportunidades de largo plazo dada la seguridad de la demanda por electricidad en México.
- Por otra parte, los cambios en el contexto financiero internacional obligan a buscar nuevas soluciones para satisfacer la demanda de electricidad.

- Existe la necesidad de buscar nuevos motores del desarrollo nacional y fomentar la competitividad de la economía nacional. La oferta de electricidad es fundamental.

En suma, es útil evaluar las oportunidades y los retos financieros, económicos y tecnológicos que la electricidad nuclear significa para México.

No	País	A Febrero 2009			2007
		Número de Unidades Nucleares	Capacidad Nuclear (MW)	Generación Nuclear (TWh)	Participación Nuclear en la Generación Eléctrica (%)
1	Francia	59	63,260	420.1	76.8
2	Lituania	1	1,185	9.1	64.4
3	Eslovaquia	4	1,711	14.2	54.3
4	Bélgica	7	5,824	45.9	54.0
5	Ucrania	15	13,107	87.2	48.1
6	Suecia	10	8,958	64.3	46.1
7	Armenia	1	376	2.3	43.5
8	Eslovenia	1	666	5.4	41.6
9	Suiza	5	3,238	26.5	40.0
10	Hungría	4	1,859	13.9	36.8
11	Corea del Sur	20	17,647	136.6	35.3
12	Bulgaria	2	1,906	13.7	32.1
13	Rep. Checa	6	3,634	24.6	30.2
14	Finlandia	4	2,696	22.5	28.9
15	Japón	53	46,070	267.3	27.5
16	Alemania	17	20,470	133.2	27.3
17	EUA	104	100,582	806.5	19.4
18	Taiwan	6	4,921	39.0	19.3
19	España	8	7,450	52.7	17.4
20	Rusia	31	21,743	148.0	16.0
21	Reino Unido	19	10,097	57.5	15.1
22	Canadá	18	12,578	88.2	14.7
23	Rumania	2	1,300	7.1	13.0
24	Argentina	2	935	6.7	6.2
25	SudÁfrica	2	1,800	12.6	5.5
26	México	2	1,300	9.9	4.6
27	Holanda	1	482	4.0	4.1
28	Brasil	2	1,795	11.7	2.8
29	India	17	3,782	15.8	2.5
30	Pakistán	2	425	2.3	2.3
31	China	11	8,438	59.3	1.9
	Total	436	370,235	2,608.0	14.2

Fuente: Organismo Internacional de Energía Atómica y World Nuclear Association.

Tabla 6.1.1 Generación y Capacidad Nuclear en Distintos Países

País	kW/día per capita
Suecia	19.60
Francia	19.00
Bélgica	12.20
Finlandia	11.80
Suiza	9.70
Corea del Sur	7.70
EUA	7.50
Canada	7.40
Eslovenia	7.40
Eslovaquia	7.20
Lituania	6.90
Rep. Checa	6.60
Japón	5.70
Bulgaria	5.00
Ucrania	5.00
Taiwan	4.70
Alemania	4.40
Hungría	3.80
España	3.60
Rusia	2.80
Reino Unido	2.60
Armenia	2.20
Rumania	0.90
Sud África	0.80
Holanda	0.70
Argentina	0.50
México	0.26
Brasil	0.17
China	0.12
India	0.04
Pakistán	0.04

Fuente: David JC MacKay, Sustainable Energy: Without the Hot Air (UIT, Cambridge, England, 2009)

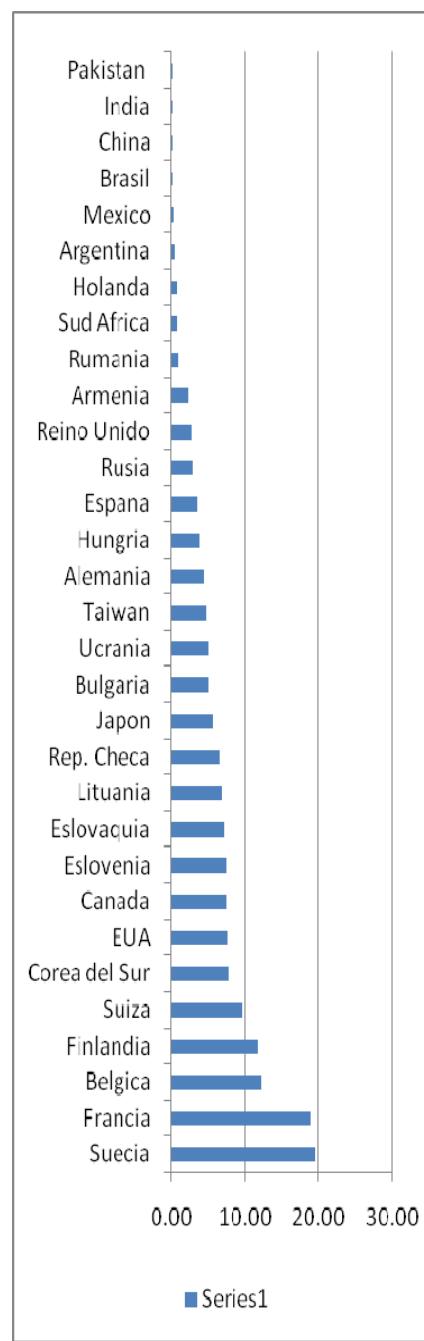


Tabla 6.1.2 Generación Anual de Electricidad Nuclear per capita 2007

REFERENCIAS

- [1] EXANE BNP_PARIBAS; "What if the Future is Nuclear"; Jonathan Mirrlees-Black, Noviembre 2007.
- [2] International Atomic Energy Agency; "World Nuclear Power Plants in Operation, PRIS Database", <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>.

6.2 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

6.2.1 ESQUEMAS DE APOYO

En la actualidad, la generación de energía eléctrica tanto en EUA como en los países de la Unión Europea se evalúa en un contexto de política que explícitamente favorece la generación convencional basada en combustibles de origen fósil, al no establecer un costo explícito para la emisión de CO₂ a la atmósfera. El esquema enfrenta fuertes presiones, pues se considera a nivel internacional la urgencia de un cambio de fondo, dada la elevada participación de la generación de electricidad mediante combustibles fósiles en la emisión de CO₂.

De acuerdo a la estructura económica del sector eléctrico y al marco jurídico vigente, distintos países han adoptado diferentes enfoques para apoyar a la industria nuclear. Ello es consecuencia de la necesidad de reactivar el desarrollo de esta actividad, después de un largo periodo de relativa inactividad, pero sobre todo de la elevada prioridad que los países otorgan al sector energético en su desarrollo. Dicha prioridad va mucho más allá que la sola producción de electricidad o de hidrocarburos. De hecho, en países como Francia es componente básico de la estrategia nacional de crecimiento y desarrollo.

En las últimas dos décadas el ritmo de construcción de nuevas unidades ha disminuido considerablemente, como puede apreciarse en la Figura 6.2.1. De ahí que la reevaluación de la generación nucleoeléctrica ha dado lugar a una amplia discusión en cuanto a los tipos de apoyos y de políticas públicas que se requieren para reactivar esta industria. De ninguna manera se deja la decisión a los mercados; existe clara conciencia de que los precios de mercado no reflejan plenamente las externalidades de distintas formas de generación eléctrica.

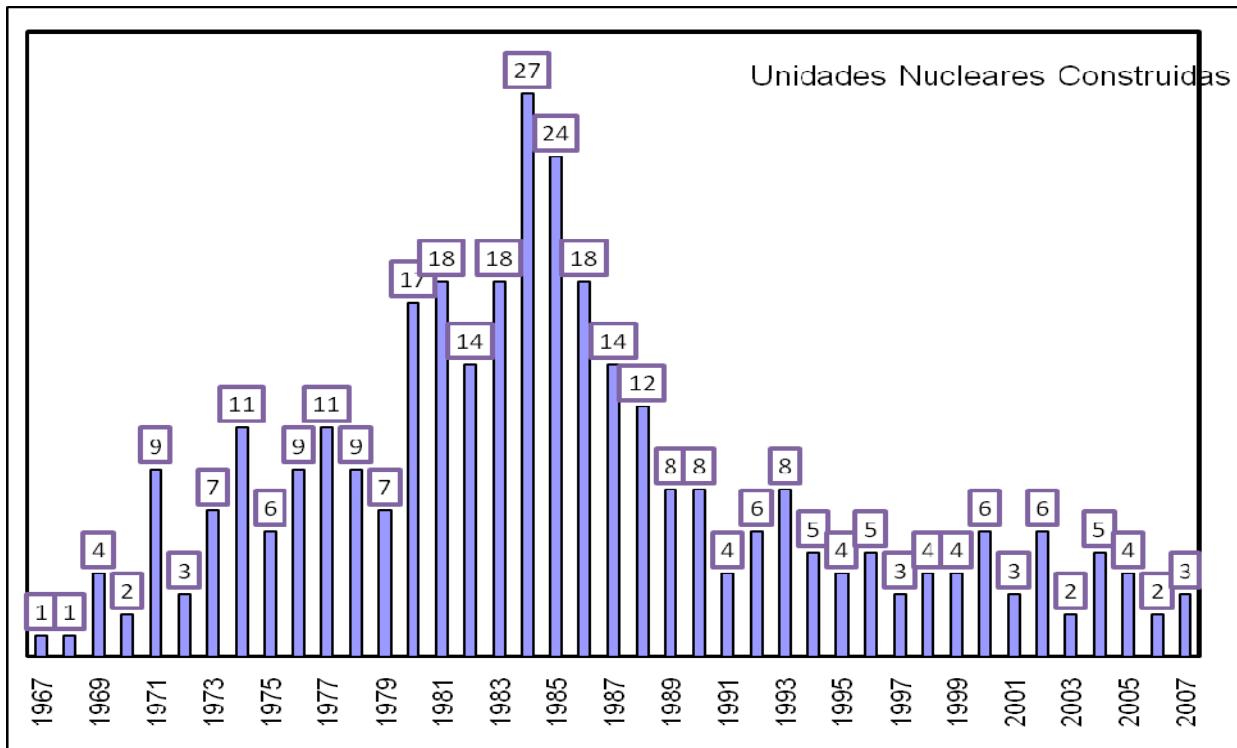


Figura 6.2.1 Unidades Nucleares Construidas

En Europa y Estados Unidos, y por supuesto en los países asiáticos más desarrollados, se ha considerado a la industria nuclear como factor importante para la competitividad internacional, y como una fuente generadora de empleos y exportaciones. Además, contribuye a la independencia energética. Así, en países tan distintos como Francia (con 59 unidades nucleoeléctricas), Alemania (con 17 unidades nucleoeléctricas), Gran Bretaña (con 19 unidades nucleoeléctricas), Canadá (con 18 unidades nucleoeléctricas), Japón (con 53 unidades nucleoeléctricas), Corea del Sur (con 20 unidades nucleoeléctricas), Estados Unidos (con 104 unidades nucleoeléctricas) y Rusia (con 31 unidades nucleoeléctricas), la nucleoelectricidad es una fuente importante de electricidad no contaminante. La importancia de la nucleoelectricidad como porcentaje de la electricidad total en distintos países se presentó en la Tabla 6.1.1. En la Tabla 6.1.2 se muestra la información sobre una base **per capita**, en términos de kWh/día por persona. Puede apreciarse el enorme atraso de México en comparación con diversos países. Es importante señalar que otros países generan una proporción considerablemente mayor de su electricidad en nucleoeléctricas. Evidentemente, han desarrollado políticas específicas para apoyar dicho sector.

6.2.2 EL CASO ESTADOS UNIDOS

En Estados Unidos la electricidad de origen nuclear representa cerca del 20 por ciento de la generación de electricidad total. A pesar del alto grado de importancia de la nucleoelectricidad en Estados Unidos, dicho país no ha construido nuevos reactores recientemente. Los más nuevos entraron en operación en 1993 y 1996. Sin embargo, la tendencia observada en años recientes, hacia el aumento en los precios del petróleo y el gas natural, ha llevado a dicho país a replantear sus

políticas. Así, ha diseñado diversas medidas, a partir de la The Energy Policy Act de 2005. Esta Ley establece diversos esquemas de apoyo para fomentar la inversión en el aumento de la capacidad de generación nucleoeléctrica.

Una forma que se ha diseñado en EUA para apoyar la construcción nuclear es el otorgamiento de garantías de préstamos, a partir de dichas reformas legales. El apoyo es en la forma de garantías hasta por el 100% del financiamiento, el cual puede ser hasta el 80% del valor del proyecto. Bajo esta política se ha establecido un programa de garantías hasta por 18,500 Millones USD, cifra que cubre hasta cuatro nuevas unidades nucleares. El propósito es fomentar la reactivación de la industria, pues dado el largo periodo sin actividad de construcción, se han perdido capacidades tecnológicas y humanas básicas, así como también capacidad industrial. Este apoyo es fundamental en el contexto financiero actual. Responde a varias condiciones que los mercados no pueden resolver a costos razonables o por razones estructurales.

- a) En Estados Unidos, las empresas del sector eléctrico en general son pequeñas en relación al monto de las inversiones a realizarse. Al otorgarse garantías gubernamentales, se posibilita el financiamiento con base en el valor intrínseco de cada proyecto, y no en el balance de las empresas eléctricas, que en general no tienen gran solidez o escala. La forma tradicional de financiamiento de las empresas en este sector ha sido con un elevado porcentaje de deuda. Ello tiene gran sentido, pues los flujos de ingresos son altamente estables, lo cual facilita el endeudamiento, y se trata de una industria regulada a nivel estatal. De tal manera se obtiene un rendimiento suficientemente atractivo para los accionistas de dichas empresas.
- b) Los beneficios para la sociedad y la economía son elevados, al contar con una mayor capacidad de generación eléctrica base de bajo costo y que, a diferencia de la generación carboeléctrica, no es contaminante. Sin embargo, el costo es totalmente privado y si el riesgo también lo es, ello dificulta enormemente el financiamiento de los nuevos proyectos nucleares. De ahí la decisión gubernamental de compartir parte del riesgo.
- c) Los riesgos regulatorios son elevados. Introducen un alto grado de incertidumbre en cuanto a los costos finales y en cuanto al tiempo en que la nueva capacidad nuclear iniciará su operación. Se trabaja actualmente en la simplificación del proceso de licenciamiento, a fin de reducir la incertidumbre y los tiempos y costos de construcción.
- d) Dado que no se han construido nuevas unidades nucleoeléctricas en muchos años, y que las técnicas y métodos de diseño y construcción propuestos son nuevos y no han sido aplicados en plenitud, existe un cierto riesgo en la construcción de nuevas unidades FOAK (First Of A Kind, o primeras de su tipo).

Un segundo tipo de apoyo que otorga la Ley mencionada es fiscal, denominado PTC (Production Tax Credit). Este permite un crédito fiscal de 18 USD/MWh

durante los primeros ocho años de operación de las unidades. Se establece un crédito máximo de 125 millones USD por unidad por año y para aplicarlo a plenitud se requiere que la unidad opere con un factor de planta de 80% o más. Evidentemente, este apoyo no reduce los costos de construcción ni los riesgos para construir nueva capacidad nuclear de generación, sino que eleva la rentabilidad una vez que las nuevas unidades estén en operación sus primeros 8 años.

El Programa establece una cifra de 6,000 Millones USD para estos apoyos, los cuales se asignarán proporcionalmente entre las nucleoeléctricas participantes. Para calificar, las nuevas unidades deberán cumplir varios requisitos:

- La solicitud de licencia para construir y operar debe haberse presentado antes del 31 de diciembre de 2008.
- La construcción deberá iniciarse antes del 1 de enero de 2014.
- La unidad debe iniciar sus operaciones antes del 1 de enero de 2021.

Un tercer tipo de apoyo contemplado en la mencionada Ley de 2005 se denomina “Standby Support”. Es un tipo de seguro de riesgo que cubre el riesgo regulatorio y litigioso, así como las demoras causadas por factores fuera del control de las empresas. Aplica solamente a las primeras seis nucleoeléctricas que lo soliciten, es decir, a las primeras en iniciarse. Las primeras dos unidades pueden recibir hasta 500 Millones USD de apoyo, y las siguientes cuatro, hasta 250 Millones USD, bajo ciertas condiciones. En todos los casos, la cobertura ofrecida tiene un costo. La cobertura es parcial, pues sólo cubre el riesgo financiero de las unidades. En todo caso, en la evaluación del riesgo, son las garantías de crédito el apoyo más importante.

Por otra parte, algunos estados de la Unión Americana ofrecen también diversos tipos de apoyos. En el caso de los estados que regulan las tarifas eléctricas a través de agencias regulatorias sectoriales, varios tipos de apoyo se han ofrecido. Entre los principales pueden citarse los siguientes:

- Evaluación previa de la “necesidad y razonabilidad” de la unidad por parte del Regulador del gobierno del estado, lo cual conlleva la garantía de la recuperación de costos, una vez aprobada la construcción de una nucleoeléctrica, se realizará con base en los ingresos provenientes de la venta de la energía producida por la unidad, a un precio que reflejará los costos reales de construcción y financiamiento. Desde el punto de vista de los mercados financieros, este esquema genera certidumbre. Asegura que, una vez terminada la unidad, su producción de electricidad permitirá cubrir los compromisos financieros, independientemente del destino de la empresa. Se promueve así el financiamiento a proyectos específicos.
- Revisión periódica de los costos de construcción, lo cual asegura que el total de este monto se incorporará a la base para el cálculo de tarifas una vez que la unidad entra en operación. Ello es particularmente

importante. En cualquier proyecto complejo y de gran tamaño, existen siempre imprevistos durante el proceso de construcción, los cuales no es posible prever. De no reconocerse estos costos, no sería posible el financiamiento de proyectos complejos de gran tamaño, o en todo caso se encarecería significativamente el costo financiero. En tal caso, contratistas y tecnólogos tendrían que incorporar amplios márgenes a sus costos para cubrirse contra eventuales riesgos de sobrecostos. La opción de llevar a cabo revisiones periódicas por el regulador estatal obliga a todos los involucrados a minimizar los costos totales, aún en el contexto de incertidumbre en el que es necesario llevar a cabo este tipo de proyectos. Ésta es una realidad internacional, que deberá considerarse en el caso de México, pues el marco jurídico no contempla esta complejidad. Por lo tanto, nunca es posible asegurar un costo preciso **ex ante**. Cualquier proveedor que se obligara a proporcionarlo trataría de establecer un elevado margen de seguridad. El proceso de licenciamiento basado tanto en criterios técnicos como en la revisión periódica de avances constituye entonces el sustento de la autorización para que una unidad opere y recupere sus costos más un razonable margen de utilidad.

- En algunos casos, igualmente, se permite la recuperación de los costos financieros (intereses) acumulados durante la construcción de una unidad, con base en las tarifas eléctricas vigentes, en la actualidad, es decir, a partir del inicio del proceso de construcción. Este tipo de apoyo es particularmente importante, pues beneficia tanto a la empresa constructora de la nueva unidad, como a los consumidores de la energía, sean residenciales, comerciales o industriales. Disminuye la carga financiera que debe pagarse al momento de terminar la unidad y durante la operación de la misma, ya que los costos financieros durante la construcción pueden llegar a representar más del 30 por ciento del costo total de una unidad al momento de iniciar su operación. Por lo tanto, disminuyen también las tarifas que deben pagar los consumidores por la “nueva” electricidad, una vez que la unidad a construirse entra en operación. Y dado que los nuevos proyectos se llevan a cabo con un 75 u 80% de financiamiento y un 25 o 20% de capital de riesgo, el esquema reduce el riesgo que perciben los mercados financieros, pues se disminuye el monto total a financiar, al mismo tiempo que se manifiesta en forma explícita el compromiso de las autoridades estatales con el nuevo proyecto.
- En estados donde las tarifas no están reguladas, y por lo tanto el mecanismo señalado no operaría directamente, un mecanismo que se utiliza es el compromiso de largo plazo para compra de energía, por parte de grandes consumidores, públicos o privados. Ello reduce la incertidumbre financiera ante los posibles inversionistas, y abarata el costo financiero. Como se verá, este tipo de apoyo es similar en espíritu al esquema cooperativo de financiamiento utilizado en Finlandia (un país con 4.5 millones de habitantes).

Varios estados han aprobado diversas medidas legislativas en apoyo a la construcción de nuevas nucleoeléctricas. Son los siguientes trece: Florida, Georgia, Iowa, Kansas, Louisiana, Michigan, Mississippi, North Carolina, Ohio, South Carolina, Texas, Virginia, Wisconsin⁽¹⁾.

El otorgamiento de este tipo de apoyos reconoce la complejidad y larga duración del proceso de autorización, que obliga a tomar decisiones de manera oportuna, a fin de evitar costos importantes a futuro. Los mayores costos serían los derivados de la escasez de electricidad o un aumento excesivo de precios en donde se manejan esquemas de precios fluctuantes. En México, al igual que en los Estados Unidos y en países europeos, este tipo de apoyos no fueron considerados para la construcción de las primeras nucleoeléctricas, las cuales resultaron por lo tanto sumamente caras. Fue el caso a nivel internacional en los años sesenta y setenta, como se ha señalado en diversas fuentes. Estas experiencias en cierta forma todavía influyen sobre la percepción actual del sector.

Desde el punto de vista de financiamiento de proyectos nucleares para México, es importante citar algunos avances significativos en el ámbito internacional, que permiten reducir los riesgos y los costos de construcción y operación, pues dichas experiencias pueden aprovecharse directamente en México. Entre estos, están los avances en la simplificación de los procesos regulatorios, lo cual acorta los tiempos de construcción y reduce los costos. La acumulación de experiencia operativa, que permite mayores márgenes de seguridad y por lo tanto reduce los costos de obtener seguros de construcción, de operación y de garantía de pago del financiamiento.

Puede apreciarse que el proceso de planeación, licenciamiento, ingeniería y construcción, en condiciones normales en EUA puede llevar diez años. En Europa en general, es más corto, lo cual ha dado a países como Francia grandes ventajas (Este país inició el desarrollo de la generación nuclear en 1973; no fue el primero). Sin embargo, Francia es hoy día líder en la industria, con 59 unidades, el mayor número después de Estados Unidos. Francia es el país que tiene actualmente la participación nuclear más alta a nivel mundial, en cuanto al porcentaje de generación eléctrica.

6.2.3 PANORAMA EUROPEO

Puede apreciarse en la Tabla 6.1.1 el alto grado de importancia de la energía nuclear en la generación eléctrica en los países europeos desarrollados.

A mediano plazo, las perspectivas de la energía nuclear en Europa son altamente favorables. Se le ve como competitiva con otras fuentes de generación, ante las tendencias de largo plazo, como el aumento de precio de los combustibles fósiles y el probable establecimiento de un costo por las emisiones de CO₂, sea como un impuesto, o directamente como la obligación de encontrar una solución que evite la emisión de dichos contaminantes (tal como la utilización de tecnologías de elevado costo, con CCS; ésta sería la forma de “adaptar” las unidades existentes o nuevas, para reducir su emisión de contaminantes, ya que como se señala en el Capítulo 5, aparte de tener un elevado costo, las soluciones existentes conllevan

una reducción en la capacidad de generación de las unidades a las cuales se les llegara a adaptar este tipo de sistemas). No se contempla en Europa una situación en la que los gobiernos concedan subsidios explícitos a la energía nuclear, como es el caso en EUA. En Francia, sin embargo, desde la década de los setenta, el gobierno francés ha apoyado fuertemente a las empresas involucradas en todos los aspectos de la energía nuclear (pueden citarse a EdF, AREVA, Alstom y Suez, entre otras; todas estas empresas tienen una importante participación gubernamental, a la vez que están listadas en los mercados de valores y se manejan con un alto grado de autonomía operativa).

6.2.4 OTROS CASOS Y ESQUEMAS DE APOYO

La información reciente sobre casos en marcha es ilustrativa, tanto de los esquemas financieros como de la participación de los gobiernos y de las estrategias de las empresas involucradas.

Las políticas de cada país son diferentes es los aspectos específicos. En Gran Bretaña, por ejemplo, el gobierno desea promover el desarrollo nuclear sin que ello tenga un costo directo, pues no se contempla subsidio alguno, como en EUA. Sin embargo, aun no existe claridad en cuanto a las políticas que se utilizarán. Y existe la posibilidad tecnológica, algo remota ciertamente, de que las unidades de carbón y gas puedan ser modificadas, hacia 2020, para reducir su emisión de contaminantes. Ello puede afectar las perspectivas de la energía nuclear, pues presentaría una alternativa de corto plazo más atractiva para los mercados, aunque en un contexto de largo plazo no representa una solución óptima para el país. En Gran Bretaña, ya se han llevado a cabo las subastas para asignar cuatro sitios previamente autorizados para llevar a cabo la construcción de nucleoeléctricas. El éxito de la subasta fue evidente; se pagaron más de US\$600 millones por estas cuatro ubicaciones. Las empresas ganadoras fueron EOn, RWE y EdF, las dos primeras son alemanas, la tercera es francesa. El consorcio integrado por Iberdrola (España), GdF Suez (Francia) y Scottish and Southern (Gran Bretaña), aunque no ganó ninguna de las subastas, reiteró su interés en participar en la construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas en Gran Bretaña.

Brasil, México y Argentina son los países Latinoamericanos que cuentan con unidades nucleoeléctricas en operación. El 16 de julio del presente año se publicó en el boletín del World Nuclear News que el Ministro de Minas y Energía de Brasil ha puesto al Proyecto Angra 3, la tercera unidad a ser construida en la Central Nucleoeléctrica de Angra, dentro del Régimen Especial de Incentivos Fiscales para el Desarrollo de Infraestructura (REIDI), el cual exenta del pago de contribuciones sociales federales a las inversiones de infraestructura. El proyecto es la construcción de una unidad tipo PWR de 1,220 MWe, el cual se tiene contemplado terminar a finales de 2014.

En Alemania, que tiene una capacidad de generación nuclear de 20,500 MW en 17 unidades, se ha expresado el objetivo político de cerrar todas las unidades nucleares, pero es un objetivo inconsistente, pues no se ha explicitado como el país podría en tales circunstancias cumplir con las ambiciosas metas ambientales

que se ha fijado, sobre todo si dependerá en forma creciente del gas ruso como energético básico. Hasta ahora, se trata de un objetivo enunciado en función de la plataforma electoral del Partido Verde, que participa en el gobierno.

Existen diferencias fundamentales en los enfoques adoptados por diversos países y, en el caso de Canadá, de sus provincias, para apoyar la energía nucleoeléctrica.

Dado que cuando menos la mitad del riesgo de un proyecto es función del largo periodo de gestación y de la incertidumbre que actualmente existe en relación al costo final, una primera diferencia es si los costos financieros se pagan durante la construcción o se capitalizan. En todo caso, en el largo plazo, es inevitable que los costos se reflejen en las tarifas eléctricas, en cualquier tipo de mercado, se trate de mercados sujetos a regulación gubernamental o de otros con esquemas de mayor competencia.

Desde el punto de vista del financiamiento vía deuda, la fijación de precios a los que se puede vender la electricidad es la opción preferida por los otorgantes del servicio de energía eléctrica. Igualmente, desde el punto de vista de la evaluación de riesgos por parte de las instituciones otorgantes de crédito, esta opción da certidumbre. Sin embargo, es difícil lograrla en mercados competitivos. De hecho es la situación favorable que enfrentan los PIEs (Productores Independientes de Energía) en México, a final de cuentas, CFE paga los costos y asume los riesgos, lo cual asegura un rendimiento financiero para dichos productores. Sin embargo, dado el carácter paraestatal de CFE, en el fondo los costos de la garantía implícita otorgada recaen sobre las finanzas públicas, al igual que si el financiamiento hubiera sido otorgado directamente a una entidad paraestatal.

Por lo tanto, un elemento básico de la estrategia financiera debe ser el diseño de compromisos y fórmulas que permitan asegurar los ingresos provenientes de la generación nuclear. Actualmente, la energía nuclear es difícil de financiar aún en los países desarrollados, pues salvo en Francia o países como Rusia, China o la India, los esquemas son fundamentalmente privados. De ahí que los mecanismos de apoyo público que se están creando en Estados Unidos o en algunos países europeos tienen especial importancia para México. Se busca en todos los casos incentivar el financiamiento privado, compartiendo algunos de los riesgos importantes de los proyectos y modernizando los esquemas regulatorios.

El esquema financiero que se ha seguido en Finlandia desde hace muchos años ilustra la forma en que un país pequeño ha diseñado esquemas apropiados a sus condiciones. Tiene elementos de gran importancia que se han utilizado para el financiamiento de grandes proyectos, aún antes de la energía nuclear. Se trata, de hecho, del esquema de una cooperativa de consumo. Tal es el caso de la nucleoeléctrica de Olkiluoto 3, actualmente en proceso de construcción. Dicha unidad será propiedad de un grupo de empresas que comprarán la electricidad para su uso o para su venta.

El modelo, conocido en Finlandia como “MANKALA” funciona sobre la base de la cooperación para proyectos, donde un solo comprador del servicio o producto, por

sí solo no podría llevarlo a cabo, por su escala y complejidad. Sin embargo, unificándose pueden realizar el proyecto, el cual tiene la solidez de la garantía de venta del total de su producción (electricidad) a un precio que cubre los costos de combustible, de operación y financieros. Los socios derivan grandes ventajas de las economías de escala que significa una unidad de gran tamaño, en comparación con lo que serían las soluciones individuales, instrumentadas por cada miembro del consorcio. Dichas economías se reflejan en menores costos por la electricidad generada. A su vez, desde el punto de vista de los otorgantes de crédito, se fortalece la viabilidad financiera del proyecto, al estar asegurada la venta de la producción a un grupo de empresas sólidas. Debe señalarse que este es un caso especial a nivel mundial, pues la empresa finlandesa logró un trato sumamente favorable por parte de AREVA en la adquisición de esta unidad, a través de una combinación de negociaciones y sobre todo, actuando oportunamente. Actualmente, la construcción se ha retrasado y los costos se han elevado. No se ha llegado a una solución final; sin duda el sobrecosto será compartido entre TVO y AREVA, entre otras empresas, sin embargo, el esquema financiero permitió acelerar el inicio de la construcción.

El reactor será propiedad de la empresa TVO, que es un consorcio de la industria forestal y empresas públicas de energía. TVO les venderá a estas empresas la energía al costo, de acuerdo a la participación accionaria de cada una en dicho consorcio. Los integrantes del mismo aportarán un 25% del financiamiento del proyecto, como capital de la empresa constituida para tal propósito. De estos recursos, un 80% proviene de recursos de su propio capital y un 20% de créditos que cada participante ha obtenido por su cuenta. El resto de los recursos se obtiene de créditos de bancos individuales y de una sindicación. Los principales organizadores del crédito sindicado fueron Bayerische Landesbank, BNP Paribas, Handelbanken, JP Morgan y Nordea. El monto del crédito sindicado es de 1,950 Millones de Euros. Adicionalmente, se negociaron créditos bilaterales por 550 Millones de Euros.

TVO funciona como una cooperativa de producción, sin utilidades. Ello permite un esquema de financiamiento altamente flexible, pues el riesgo se diversifica, y la calidad de las garantías se eleva, pues en el fondo son otorgadas por las diversas empresas participantes. Igualmente, al tener asegurada la venta de su producción de energía eléctrica a las empresas integrantes del consorcio, el riesgo comercial disminuye significativamente. Estas empresas se comprometen a adquirir la energía generada al costo, lo cual asegura a la empresa generadora, propietaria de la nucleoeléctrica, es decir TVO, contra pérdidas. Las empresas más importantes dentro del consorcio TVO son Fortum (Empresa pública de energía), UPM Kymmene y Stora Enso, ambas empresas de la industria forestal⁽²⁾.

TVO pudo obtener condiciones sumamente favorables debido al gran interés de diversas empresas europeas de construir dicho proyecto, ya que es el primer reactor que se construye en más de una década, y se trata de un prototipo, el EPR, construido por Areva.

Algunos elementos comunes de diferentes experiencias son importantes. Dados los elevados costos de inversión y financieros de una unidad nucleoeléctrica, así

como el largo periodo de planeación y construcción involucrado, un principio básico es la búsqueda de formas para distribuir mejor en el tiempo los costos de construcción y financiamiento. Un elemento central en la disminución del riesgo y obtención de mejores condiciones es el control de la evolución de la deuda, a fin de acelerar el pago y reducir el costo financiero de la unidad. Existen varias opciones. Un ejemplo es la creación de un fondo que cubra el pago de intereses y un margen adicional, desde el momento en que se toma la decisión de construir una unidad nuclear. Una segunda opción que se ha utilizado en los Estados Unidos a nivel estatal, como se ha señalado, es reflejar en las tarifas eléctricas de los futuros beneficiarios (estado, región, grupo de consumidores residenciales y/o comerciales) los costos financieros que se van incurriendo a lo largo de todo el proceso constructivo. De tal forma, al concluirse la construcción, ya se han pagado los costos financieros que de otra manera se acumularían durante dicho proceso. Dado el largo periodo de gestación de un proyecto nucleoeléctrico, dichos costos pueden llegar a ser más de 30 por ciento del costo total a amortizarse, en el caso de que el proceso de amortización se inicie sólo cuando la unidad inicia su vida productiva.

En los casos en que las empresas eléctricas son regionales o estatales, y además existe un regulador independiente, como en muchos estados de los Estados Unidos, la instrumentación de esquemas de este tipo no presenta problemas conceptuales. Ciertamente, existe siempre resistencia de los consumidores a pagar los mayores costos, pero ésta se supera al evaluar de manera pública y abierta las distintas opciones. Es factible entonces mostrar las bondades relativas de diferentes esquemas. Sin embargo, al llevarse a cabo un proceso abierto de discusión a nivel estatal, es factible la discusión de diferentes opciones. Naturalmente, se excluye la opción de no hacer nada.

6.2.5 PERSPECTIVA INTERNACIONAL FAVORABLE

Debe subrayarse que las incertidumbres globales, como los precios del gas y la posibilidad de que se establezca un precio para la emisión de CO₂, ya no afectan las decisiones de largo plazo de las empresas europeas comprometidas con la energía nuclear.

La conclusión de empresas como Iberdrola, EoN, RWE, EdF es en el sentido de que es importante avanzar en el licenciamiento de los emplazamientos, la ingeniería preliminar y en general la preparación de personal, etc., a fin de estar listos para arrancar la construcción en 4 o 5 años, cuando las condiciones financieras cambien.

En esta etapa de desarrollo y construcción de nuevos diseños, existen muchas incertidumbres. Ello dificulta el financiamiento. A los mercados les atrae la estandarización, la tecnología probada, y los riesgos acotados. En particular, un calendario de construcción/operación, y por lo tanto de repago, es un elemento muy importante. En cuanto a la estructura del financiamiento, se considera que el riesgo mayor es durante la construcción, por lo que debe haber algún tipo de garantía gubernamental al respecto. Sin embargo, fuera del riesgo político y de la incertidumbre técnica, sobre todo en las primeras unidades a construirse, el

problema no es serio. Una vez que la unidad se encuentra en operación, puede ser susceptible de financiamiento por fondos de pensiones, con un menor costo y riesgo, pues ofrecería una corriente predecible de ingresos. El costo financiero sería menor que durante la etapa de construcción.

En los países desarrollados, que serán los primeros en construir las nuevas unidades nucleoeléctricas, se trabaja por parte de diferentes empresas para iniciar actividades no constructivas con el diseño básico autorizado. Los demás adecuaciones de diseño son específicos al sitio, de tal manera que deberán resolverse antes de iniciar la construcción. Y en cuanto al financiamiento, otros elementos fuera de la “isla nuclear” pueden ser financierables como proyectos.

Es importante la dimensión temporal en el desarrollo de esta industria. Actualmente los mercados no ven favorablemente el financiamiento de proyectos nucleares, salvo bajo el apoyo de los balances de grandes empresas, como es el caso de EdF, RWE y EOn. Se considera poco probable que el sector privado pueda hacerse cargo de todo el financiamiento y asumir la totalidad del riesgo. De ahí la necesidad de apoyo de algún tipo por parte de los gobiernos. El financiamiento con base en los balances de las empresas es factible sólo para las empresas de gran tamaño, por supuesto.

Los grandes proyectos europeos, como el túnel bajo el Canal de la Mancha, el desarrollo de la nucleoelectricidad o el desarrollo de la industria aeronáutica, han tenido el apoyo directo del sector público en varios países. En el caso más reciente, el túnel, se considera que a final de cuentas fueron los bancos y algunos fondos de cobertura (hedge funds) quienes sufrieron las mayores pérdidas, principalmente en el caso de los fondos debido a su falta de entendimiento del riesgo inherente al proyecto, y por su descuido de los detalles legales de los contratos. Una vez que un proyecto se encuentra en la etapa de operación, puede prácticamente asegurarse una corriente futura de ingresos, más o menos ininterrumpida.

La carencia de disponibilidad amplia de financiamiento para los proyectos de generación nucleoeléctrica, se debe a varias razones que en algunos casos deberán resolverse gradualmente. Éstas son de tipo tanto financiero como específicas a los proyectos de generación nucleoeléctrica. En otros casos, el mercado no parece capaz de resolver los problemas, por lo que es necesaria alguna intervención gubernamental. Las principales razones son:

- a) Las secuelas de la crisis financiera internacional, que irán desapareciendo gradualmente. En el momento actual, los márgenes sobre el costo financiero de los bonos gubernamentales de largo plazo sin riesgo son aun sumamente elevados. Sin embargo, se estima que en algunos años este problema se irá resolviendo gradualmente, y los márgenes pagaderos por las empresas de servicios públicos volverán a la normalidad. De tal forma, los costos del financiamiento estarán dentro de los márgenes de fluctuación considerados como “normales” en los mercados financieros. Dado que los procesos de planeación y autorización de nuevas unidades llevan varios años, este tipo de problemas no son un obstáculo insuperable.

- b) Los problemas asociados a la naturaleza de las técnicas y métodos de ingeniería y construcción nuevos, en esencia no aplicados en su totalidad, y que representan avances importantes en relación a la generación previa de unidades construidas hasta la década de los ochenta. Debido a la novedad de estas técnicas, si bien se espera que los resultados sean unidades construidas más eficientemente que las actuales, existen indefiniciones e incertidumbres respecto a los tiempos de construcción y los costos finales de las nuevas unidades. Esta incertidumbre dificulta los esquemas financieros tradicionales, basados totalmente en recursos privados ofertados por los mercados financieros.
- c) El largo periodo de gestación de un proyecto nucleoeléctrico. El proceso de construcción abarca varios años. Ello eleva el costo de los intereses durante la construcción. En el caso de los Estados Unidos y Canadá, existe la posibilidad de utilizar esquemas tarifarios que permiten absorber este costo durante el proceso de construcción, reduciendo así la carga financiera y abaratando la energía eléctrica una vez que la unidad inicia sus operaciones. En Europa no existe este tipo de esquemas directamente.
- d) Los problemas de la escala de estos proyectos. Dado el gran tamaño de los proyectos, es necesario establecer una estructura financiera distinta para cada una de las etapas y componentes involucrados. Las etapas son:

Etapas	1	2	3
a. Planeación y diseño conceptual del proyecto.			
b. Otorgamiento de licencias para la construcción.			
c. Preparación del sitio.			
d. Construcción de la “isla nuclear”.			
e. Construcción de las instalaciones eléctricas complementarias y de la infraestructura de apoyo.			

Para los mercados financieros, el mantenimiento de las condiciones fijadas al inicio de un financiamiento (programación en el tiempo, costo del proyecto, relación deuda/capital, costos e ingresos esperados de un proyecto, regulación gubernamental) es de gran importancia. A nivel internacional, aparentemente existe un grado relativo de certidumbre respecto a la disponibilidad de combustible nuclear. Ello es un factor altamente favorable. Sin embargo, dada la crisis financiera internacional, existe una gran carencia de capital en los bancos, para poder enfrentar proyectos de esta magnitud. Ello sugiere la necesidad de integrar “clubes” de financiamiento bancario, dado que el riesgo de una sindicación tradicional es considerado como excesivamente alto por los bancos. De ahí que el financiamiento basado en los balances de las empresas se vislumbre como la opción más probable en la actualidad.

REFERENCIAS

- [1] Nuclear Energy Institute; "State Legislation and Regulations Supporting Nuclear Plant Construction", October 2008.
- [2] Fact About Olkiluoto 3 Financing.

6.3 CONTEXTO NACIONAL DE LA ENERGÍA NUCLEAR

6.3.1 ANTECEDENTES

En México, CFE tiene la obligación constitucional de satisfacer la demanda por electricidad de acuerdo a los requerimientos del desarrollo nacional. Sin duda, este objetivo debe buscarse al menor costo posible. Por la importancia del sector, la estrategia de ampliación de la capacidad de generación, transmisión y distribución eléctrica tiene amplias implicaciones para el desarrollo nacional. Dada la naturaleza de la industria, que requiere amplias inversiones en bienes de capital, su crecimiento tiene un potencial efecto multiplicador sobre el desarrollo industrial y tecnológico, así como sobre la generación de empleos de alta calidad y el mejoramiento de las condiciones de vida de la sociedad mexicana. En el contexto actual, México tiene pocas oportunidades independientes de desarrollo tecnológico e industrial; de ahí la gran importancia potencial de la generación nucleoeléctrica.

A lo largo de los últimos cuarenta años, el ritmo de avance en materia nuclear ha sido sumamente lento en México, después de que se creó la Sección Nuclear en la CFE a finales de la década de los sesenta. En la primera etapa de esta industria en México, se concluyeron las Unidades 1 y 2 de Laguna Verde. El modelo financiero fue totalmente basado en el endeudamiento público, con la garantía del gobierno federal para la totalidad del endeudamiento.

En las próximas décadas, se requerirá de elevadas inversiones en el sector. En una estrategia de diversificación energética, la energía nuclear tiene un potencial muy importante, para equilibrar la balanza comercial del sector energético, pues los ingresos por exportaciones petroleras enfrentan una tendencia a la baja, que difícilmente se podrá revertir bajo los esquemas actuales y para generar efectos multiplicadores sobre el desarrollo nacional. Mientras tanto, dado el déficit nacional en materia de carbón y gas natural, la continuación de la estrategia de las últimas décadas llevaría a acentuar la dependencia respecto del exterior.

Por los requerimientos de importaciones y otros pagos en divisas, ello ubica ya a CFE en una difícil situación financiera, que presionará también a las finanzas públicas y la competitividad de la industria nacional. La tendencia global observada en las últimas décadas es muy clara en cuanto al aumento en los precios reales de los energéticos. Dicha tendencia se reflejará directamente en los precios del petróleo, gas natural, y carbón. De tal manera, las finanzas de CFE se verán directamente afectadas. Por una parte, debe obtener una elevada proporción de sus insumos -combustóleo, diesel, gas natural, carbón, así como bienes de capital- a precios fijados en moneda extranjera. Ello también se aplica a

sus compras de electricidad a los productores independientes de electricidad, o PIEs. La producción de éstos se genera en un alto porcentaje a partir de gas natural de importación. Por otra parte, sin embargo, las tarifas eléctricas están fijadas por SHCP de acuerdo a criterios macroeconómicos, lo cual significa que no pueden reflejar de manera directa las fluctuaciones en los costos de CFE, sino que deben mantenerse dentro de ciertos límites. Dichas tarifas enfrentan las presiones derivadas del papel de CFE en el sostenimiento de la competitividad internacional de México.

Un objetivo de política pública en México desde la década pasada ha sido el fortalecimiento de las finanzas del sector paraestatal, dentro del cual CFE figura de manera prominente. Sin embargo, en la evaluación de opciones para ampliar la capacidad de generación eléctrica en general ha prevalecido un enfoque de corto plazo. Las condiciones internacionales de los mercados de energéticos hasta hace relativamente poco, y sobre todo la amplia disponibilidad de gas natural, facilitaban la ampliación de capacidad por esta vía. Las ventajas son amplias, inversiones modulares, tecnología estable ya ampliamente probada, inversión relativamente baja. Sin embargo, este contexto ha cambiado de manera importante, tanto por las tendencias previstas a largo plazo para el precio de los hidrocarburos, como debido a un creciente consenso ambiental a nivel global y por la crisis financiera internacional. En el renglón ambiental, es altamente probable que México enfrente una presión creciente para cumplir con criterios más estrictos en los próximos años.

A partir de los años noventa, los esquemas jurídicos y financieros han orientado las decisiones de expansión de la capacidad eléctrica hacia la inversión privada (Productores Independientes de Energía, o PIEs), privilegiando inversiones modulares y de corto periodo de maduración, principalmente con la tecnología de ciclo combinado. En esencia, el sector público ha asumido la totalidad de los costos y los riesgos, garantizando al sector privado un rendimiento sobre sus inversiones y costos. A cambio, en principio se ha logrado mayor eficiencia operativa y transparencia, al asumir esta tarea las empresas privadas participantes. Sin embargo, a futuro el esquema debe evaluarse a la luz de la evolución económica y financiera internacional, en especial de acuerdo a la probable evolución del mercado de los hidrocarburos, y específicamente del gas natural.

La garantía de compra de la energía generada por productores independientes (PIEs) mediante el uso de gas natural, a precios definidos en función de los costos de inversión, financieros y del precio del energético, en esencia ha liberado a las empresas del riesgo comercial y financiero. Este recae plenamente en la CFE, y en última instancia en el Gobierno Federal. Igualmente, la depreciación del tipo de cambio encarece directamente los costos en pesos que deberá pagar CFE por la energía en cuestión, pues la mayor parte de los costos contractuales (costos de inversión, costo financiero, costo del gas natural y otros insumos) están expresados en dólares. Ello no se esperaba para 2009; sin embargo, es una consecuencia lógica de los esquemas utilizados, en el contexto de la evolución financiera del último año.

Existe ahora la necesidad, y la oportunidad, de desarrollar una visión estratégica de largo plazo, que permita fortalecer las bases del desarrollo nacional. De haberse avanzado hacia la creación de una unidad nucleoeléctrica hacia 1980, y de haber continuado el desarrollo de esta tecnología, lo cual era altamente factible en los años sesenta y setenta, hoy día se contaría con importantes ventajas:

- Electricidad más barata.
- Mayor disponibilidad de petrolíferos para otros fines.
- Menores importaciones de gas natural.
- Una industria altamente desarrollada.
- Una base de recursos humanos altamente calificados.
- Un número importante de empleos de alta calidad.

Actualmente, el país enfrenta ya consecuencias importantes de este retraso, como la elevada dependencia respecto de las importaciones de gas natural, a precios fluctuantes y en divisas. Las consecuencias son graves para el desarrollo nacional, pues ya en 2010 el país enfrentara la reducción drástica en la capacidad de producción y exportación petrolera.

La dependencia creciente de las importaciones de gasolinas, productos petroquímicos procesados y gas natural presiona la balanza comercial del sector energético. En el caso del gas natural, su uso creciente como insumo industrial y como combustible para la generación de electricidad, ha sometido al país de manera creciente a los vaivenes de los mercados internacionales. A la vez, CFE enfrenta un elevado riesgo financiero, al estar sujeta a una política tarifaria que no considera dichos elementos. Ya en 2009 el efecto de la devaluación sobre su estructura de costos es evidente.

6.3.2 EL ESPACIO DE DECISIONES PARA LA CFE

El esquema vigente en la actualidad ha permitido a CFE mejorar sus niveles promedio de eficiencia en la generación eléctrica, así como lograr mejores niveles de endeudamiento que en el pasado. Hasta los años noventa, la CFE hubo de asumir directamente el riesgo cambiario en casi la totalidad de su endeudamiento, pues este se obtenía en el extranjero, a la vez que la Empresa ha funcionado históricamente bajo un régimen de tarifas poco flexible, definido en función de variables económicas nacionales, y no de los requerimientos de la Empresa. Ello llevó **de facto**, a una situación de quiebra técnica, la cual hubo de resolverse mediante varios Convenios de toma de pasivos por parte del Gobierno Federal.

Bajo el esquema de PIEs, a cambio de traspasar el riesgo cambiario de su balance al de empresas privadas generadoras de energía (PIEs), CFE asume un costo de adquisición de energía elevado y variable, también en función del tipo de cambio. Pero también absorbe el riesgo cambiario directamente, pues mantiene una obligación contractual de pago en dólares. El esquema permite a los PIEs obtener financiamiento en condiciones favorables, pues a final de cuentas, CFE asume contractualmente el riesgo comercial y cambiario de los proyectos. Desde el punto de vista del financiamiento vía deuda de estas inversiones, para las

instituciones financieras la garantía de compra de la electricidad generada por parte de CFE facilita el acceso y las condiciones de obtención de recursos. Así, CFE depende en forma creciente de la generación de los PIEs.

6.3.3 COSTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A nivel internacional, como se ha señalado, los precios de insumos y productos energéticos favorecen la utilización de combustibles fósiles. Es también el caso en México. Sin embargo, como lo ha señalado recientemente el Presidente Calderón en el Día Mundial del Medio Ambiente, existe un compromiso político de avanzar hacia metas ambientales. De ahí la importancia de desarrollar opciones no contaminantes, como lo es la energía nuclear. En el ámbito internacional, existen amplias expectativas en el sentido de que las políticas para considerar explícitamente los costos ambientales de las emisiones de CO₂ están por cambiar. Tanto los tratados internacionales como el cambio en la Administración de EUA, y el consenso de la OCDE, probablemente llevarán también al país en esta dirección.

Es importante considerar tanto las condicionantes bajo las cuales ha operado la política de expansión eléctrica, como las áreas de incertidumbre bajo las cuales deben adoptarse las decisiones en materia de generación eléctrica en los próximos años. Nos ubicamos en un proceso de cambios drásticos a nivel internacional, los cuales afectan de manera directa la competitividad de la economía nacional.

Condicionantes bajo las cuales ha operado la política de expansión eléctrica:

- Decisión de SHCP de lograr un ingreso importante como impuesto por la generación de energía eléctrica.
- Decisión de financiar la expansión del sector eléctrico de manera que el endeudamiento externo incurrido para ampliación de capacidad no se refleje directamente en el balance de CFE, sino anualmente en mayores costos directos.
- Restricciones impuestas por el marco constitucional al establecimiento de un mercado competitivo de energía eléctrica.

Áreas de incertidumbre para CFE.

- Evolución de los precios del gas natural en las próximas décadas.
- Trayectoria futura de los precios del petróleo y del carbón. Ambos están relacionados con el precio del gas natural, si bien la volatilidad de cada uno de estos energéticos es diferente.
- México ha ratificado el protocolo de Kioto. Probablemente en los próximos años, bajo la nueva Administración en los Estados Unidos y de acuerdo a nuevos consensos internacionales, el país deberá adoptar políticas ambientales cuya expresión concreta en materia de generación eléctrica será un costo por la contaminación generada, como se analiza de manera explícita en la sección de costos.

Cambios probables a nivel internacional en las próximas décadas.

- Probable Acuerdo Internacional para establecer un costo por las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
- Evolución de la política global en materia de protección al medio ambiente, la cual se reflejaría en un precio por las emisiones de carbón. Es decir, se tendría que pagar al menos en parte el costo de contaminación, que en la actualidad no tiene un costo explícito.
- Probable evolución hacia un uso mayor de automóviles eléctricos y transporte masivo, en parte eléctrico, con un menor predominio del automóvil.
- Aumento en los presupuestos para el desarrollo de tecnologías alternativas de generación eléctrica. A nivel internacional, es evidente que una de las formas más eficaces para reducir la contaminación es la electrificación del transporte, tanto público como privado.
- Mayor importancia relativa de la generación nucleoeléctrica, tanto en Estados Unidos como en Europa, Asia. Países como Japón, Taiwán, India, China y Rusia, y desde luego Francia, tienen en marcha programas importantes de aumento de la capacidad de generación nucleoeléctrica. Las razones principales son las de seguridad de abastecimiento, efectos multiplicadores internos y desde luego competitividad económica, en vista de objetivos de conservación del medio ambiente.

6.3.4 PRECIOS PARA TOMA DE DECISIONES

Al evaluar la bondad relativa de diferentes tecnologías y las opciones de financiamiento, los precios utilizados son de gran importancia. Los costos de CFE reflejan en un alto grado el contexto nacional, que impone limitantes a su funcionamiento empresarial. El endeudamiento a largo plazo de CFE en monedas extranjeras ha sido resultado de decisiones gubernamentales y consecuencia de los elevados costos del financiamiento nacional. Igualmente, el elevado contenido de importaciones en su programa de inversión es reflejo de decisiones explícitas de carácter nacional. A futuro, deben considerarse los límites a la continuada dependencia de las importaciones en el sector, -combustibles, ingeniería y bienes de capital- ante el deterioro ya inevitable en la balanza comercial del sector energético. Existe tanto una oportunidad de impulsar el contenido nacional del programa de inversiones de CFE, como un costo elevado de no hacerlo, en términos de mayores requerimientos de importaciones cada vez más costosas.

A nivel internacional, la evaluación de los costos comparados de diferentes fuentes de generación eléctrica se lleva a cabo mediante “costos nivelados” como se trató en el Capítulo 5. Como ejemplo, puede citarse el artículo de Lazard Frères⁽¹⁾, que supone una estructura financiera con un 60% de deuda a un costo del 7% y 40% de capital propio con un costo del 12%. Ésta es una estructura financiera típica de empresas generadoras de electricidad en los Estados Unidos. Dicho análisis supone un costo del gas natural de 8.00 USD por MMBtu. Actualmente es más bajo, pero es de esperarse un nivel más elevado a mediano plazo. Estos en

general se basan en la información de diseño de diferentes tipos de unidades, que es la base para llevar a cabo comparaciones válidas y en información de mercado, cuando existen precios específicos para ello. Ciertamente, los datos reales de cada caso pueden variar, por causas específicas, internas a cada empresa.

Para el caso de CFE, sería deseable contar con información homogénea, comparable a nivel internacional. Sin embargo, ello no es posible por varias razones.

- a) La elevada importancia de la energía adquirida a PIEs (alrededor de 32.1 porciento de la energía generada en 2008 proviene de los PIEs), lo que significa que no se cuenta con información precisa de costos de generación para un alto porcentaje de la energía generada, cerca de la tercera parte. Ésta es además la capacidad de generación más moderna. Por lo tanto, sería aconsejable utilizar los costos reales de adquisición de dicha energía por parte de CFE. Este es el costo real que paga CFE. No se cuenta con información precisa al respecto.
- b) Los costos financieros de los productores de dicha energía no son comparables con los costos financieros de CFE, pues las condiciones de las empresas, su característica privada y la selección de tecnologías no son estrictamente comparables con las cifras para CFE.
- c) Dada la decisión gubernamental de descansar en la inversión privada para satisfacer tanto el crecimiento de la demanda de electricidad como la sustitución de capacidad obsoleta, el “parque” de capacidad de generación de CFE, tiene una edad considerablemente mayor a la de la capacidad de generación de los PIEs.
- d) La asignación interna de costos de CFE responde a objetivos distintos de empresa pública, además de referirse a los promedios de toda la empresa. Por lo anterior, es de esperar que haya variaciones respecto de los costos **marginales** que deban compararse para evaluar la conveniencia de distintas tecnologías.

Al evaluar la conveniencia de desarrollar la electricidad nucleoeléctrica, debe considerarse el carácter de largo plazo de dichas inversiones, así como la curva de aprendizaje en la tecnología y construcción de dichas unidades. Ello es acorde con la planeación del sector eléctrico nacional. A nivel internacional, la discusión enfatiza las disminuciones en costos que pueden esperarse al construir varias unidades. La primera unidad (de una tecnología, en un país o una región, en una empresa) evidentemente tiene un mayor costo, por lo que los mecanismos de subsidio gubernamental en EUA se orientan explícitamente a apoyar a las empresas a superar estos obstáculos iniciales. La expectativa es que la construcción de nuevas unidades adicionales lleve a un proceso de aprendizaje y reducción de costos. De tal manera, en México debe considerarse este “factor de aprendizaje” como uno de los beneficios, al evaluar la conveniencia de ampliar la capacidad nucleoeléctrica.

Al utilizar una serie de supuestos y aproximaciones, es importante reconocer el sesgo que puede existir en la respuesta a partir de los mismos. Es el caso de la tasa de descuento aplicada para comparar las diferentes tecnologías de generación eléctrica. La utilización de tasas de interés de mercado permite una comparación equitativa entre estas. Si en cambio se utiliza una tasa arbitrariamente elevada, se penaliza directamente a las tecnologías que, si bien pueden ser más económicas en cuanto a su costo total, son más intensivas en el uso de capital. El problema análogo resulta si se utiliza una tasa de descuento arbitrariamente reducida; se penaliza a las tecnologías con menor tiempo de gestación en su proceso de inversiones y menor intensidad en el uso de capital. Una tasa de interés excesivamente elevada perjudica a las tecnologías cuya producción de valor, a través de la generación de energía eléctrica, se lleva a cabo durante un periodo mayor. Desde el punto de vista del análisis, es necesario reconocer que una tecnología con elevados costos de inversión, larga vida productiva y bajos costos directos de producción, no enfrenta el mismo riesgo futuro que una tecnología con menores costos de inversión pero mayores costos variables de producción, los cuales están sujetos a una mayor incertidumbre futura. En el contexto internacional previsible, los precios futuros del gas natural y de los hidrocarburos en general tienen una fuerte tendencia al alza. No es el caso para el combustible nuclear, cuyas perspectivas de precios de largo plazo son de relativa estabilidad⁽²⁾ y⁽³⁾. De tal manera, la evaluación comparativa de diferentes formas de generación eléctrica debe considerar estos elementos.

Por los motivos anteriores, es recomendable utilizar para fines de comparación y evaluación financiera las cifras disponibles internacionalmente sobre parámetros de operación y costos de diferentes tecnologías, así como presentar de manera explícita los supuestos a utilizar, de manera que el análisis sea verificable. Asimismo, a fin de llevar a cabo la comparación entre diferentes tecnologías, se propone utilizar la tasa interna de rendimiento, como un índice objetivo, que no requiere suponer previamente una tasa arbitraria de descuento, que pudiera sesgar el resultado de la comparación.

La tasa interna de rendimiento de proyectos alternativos permite comparar directamente los flujos de ingresos y egresos asociados a cada alternativa tecnológica. El ordenamiento resultante indica cuales proyectos son más rentables en condiciones de igualdad. Es decir, se comparan los flujos reales en cada etapa de la vida de un proyecto, sin presuponer un costo del dinero. En cuanto a factores como la escalación de costos durante la construcción, es posible incorporar directamente la mejor información disponible, o hacer los supuestos que se deseé. Lo anterior se ejemplifica en la Figura 6.3.1.

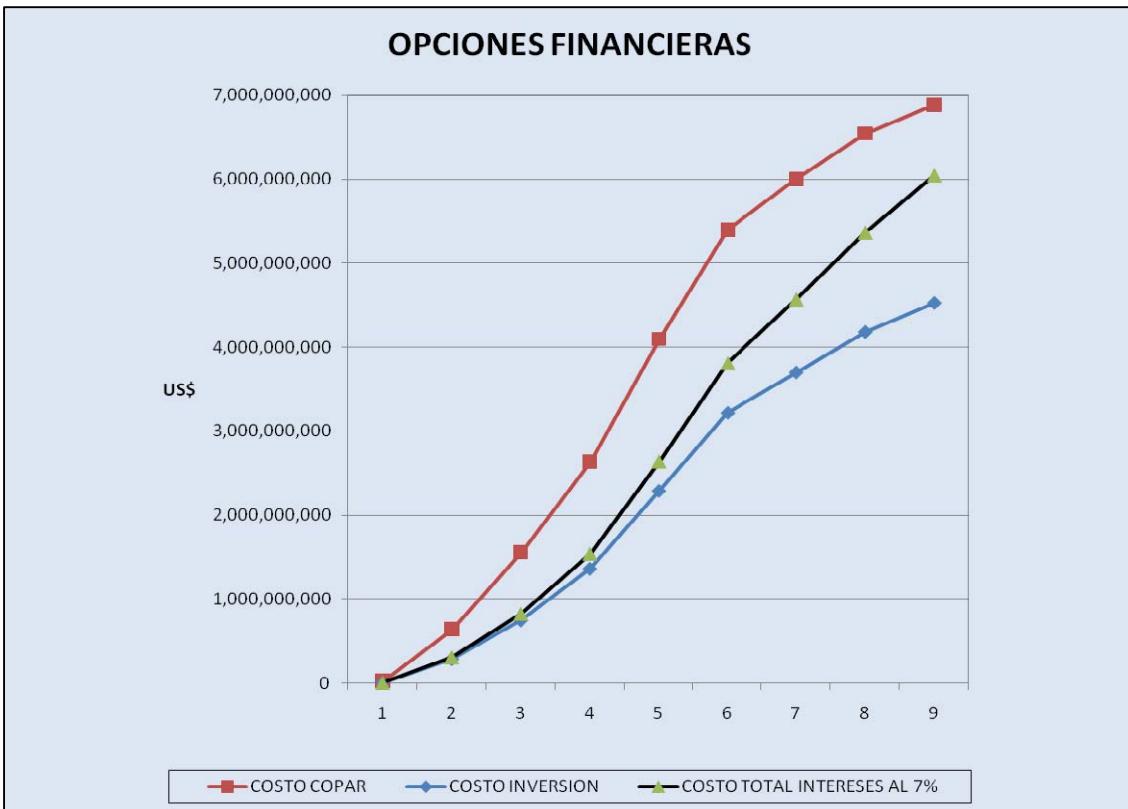


Figura 6.3.1 Opciones Financieras

En particular, es importante incorporar de manera transparente los supuestos relativos a la probable evolución futura de los costos de los combustibles y del posible costo por la contaminación asociada a cada tecnología. Este es un punto de gran importancia. Dado el desconocimiento acerca de la evolución futura de precios y costos, es preferible efectuar la evaluación de los flujos a precios constantes actuales. Posteriormente, se pueden incorporar distintos supuestos a la trayectoria en el tiempo de distintas variables de precios y costos.

REFERENCIAS.

- [1] “Levelized Cost of Energy Analysis”, Version 2.0, Lazard, June 2008.
- [2] MIT, “Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power”: An Interdisciplinary MIT Study, 2009.
- [3] Nuclear Energy Association; “Uranium 2007: Resources, Production and Demand, OECD NEA No. 6345”, 2008 (Red Book).

6.4 OPCIONES FINANCIERAS A EXPLORAR

6.4.1 ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO PARA MÉXICO

Por la magnitud de la inversión, el financiamiento de una nueva unidad nucleoeléctrica debe plantearse en el contexto de las políticas económicas nacionales. Se propone considerar varios principios:

- a) El componente nacional debe financiarse en pesos, de manera que se disminuya el riesgo cambiario, y a fin de utilizar las líneas de crédito disponibles para contratistas y proveedores a través de instituciones como BANOBRAS.
- b) Debe buscarse el máximo aprovechamiento de las líneas de crédito disponibles a través de las instituciones de apoyo a las exportaciones en los países de origen de los componentes, equipo e ingeniería que se deberán adquirir en el exterior.
- c) Deben plantearse las distintas etapas en la realización de un proyecto de este tipo de manera que se minimice el riesgo financiero en todo momento. Al mismo tiempo, debe examinarse la conveniencia de aprovechar el mayor impulso posible a la economía nacional a partir de este proyecto.
- d) Deben aprovecharse las experiencias internacionales en la búsqueda de los mejores esquemas de financiamiento.

6.4.2 POSIBILIDADES DE REDUCIR COSTOS FINANCIEROS

La evaluación de un programa nucleoeléctrico debe considerar un horizonte de largo plazo. De lo contrario, las opciones son muy limitadas. Existen varias razones para desarrollar un programa comprensivo, más que la construcción de una sola unidad:

- Los elevados costos fijos de inicio.
- La existencia de una curva de aprendizaje con elevada pendiente.
- La perspectiva tecnológica, que permite visualizar que las tecnologías para las unidades que están por iniciarse estarán vigentes durante varias décadas, y tal vez hasta por cien años.
- Los amplios efectos multiplicadores que pueden lograrse generando expectativas creíbles sobre el desarrollo futuro de este sector.

No tendría sentido, por lo tanto, plantear la construcción de una sola unidad nucleoeléctrica, pues muchos de los costos son fijos, y por lo tanto aprovechables para la construcción de futuras unidades. Es decir, existen amplias economías de escala en el desarrollo de la capacidad de construcción nucleoeléctrica. Sin embargo, el desarrollo de un Programa, por atractivo que pueda parecer, debe considerar diversas particularidades del contexto nacional.

Primero, los antecedentes históricos y las restricciones políticas vigentes. Desde la percepción de los mercados financieros internacionales, no existe claridad en las finanzas de CFE ni en cuanto a los esquemas de cobros virtuales y subsidios que ha establecido SHCP hacia la empresa. De tal manera, tampoco se percibe que exista transparencia en la fijación de tarifas para distintos grupos de consumidores, y por lo tanto se dificultaría la fijación de un cargo por el costo financiero de la ampliación de capacidad. Para fijar dicho cargo, sería necesario identificar a los beneficiarios o consumidores de la energía generada en diversas unidades o cuando menos regiones. CFE no maneja tarifas regionales, sino que son nacionales, por decisión del gobierno federal. También, existe una percepción amplia en el sentido de que las tarifas eléctricas en México son muy elevadas. Ciertamente, lo son al compararlas con las vigentes en los Estados Unidos, que es nuestro principal socio comercial, aunque pueden ser inferiores a las vigentes en Europa o Japón para ciertos consumidores.

Por otra parte, las tarifas eléctricas reflejan también el resultado tanto de presiones sociales como de la acumulación de decisiones históricas. Entre los principales ejemplos, pueden citarse la imposibilidad política de emprender acciones estrictas de cobro entre amplios grupos y regiones que evaden el pago correspondiente. Esta evasión tiene varias formas; la más visible es por supuesto la de conexiones ilegales. Esta aportación de CFE a la estabilidad social en un sentido amplio no se refleja contablemente como un subsidio que otorga el gobierno federal a través de CFE, sino que se carga como un mayor costo de operación de la Empresa. Asimismo, las prácticas laborales y las normas operativas internas son el resultado de la acumulación de negociaciones laborales, o decisiones que en su momento pudieron tener una justificación, pero que vistas en conjunto implican un elevado costo operativo para el sector eléctrico.

Ante este esquema nacional de tarifas, organización y decisiones, así como ante limitantes como las citadas, no es posible utilizar algunos de los esquemas financieros manejados a nivel internacional, de manera “fragmentada”, ya sea para empresas relativamente pequeñas, para regiones o estados, o para grupos específicos de consumidores, sean residenciales o industriales. Es entonces necesario plantear soluciones dentro de los esquemas nacionales de tarifas, aplicables a toda la Empresa. En tal contexto, cualquier decisión de absorber previa y/o parcialmente los costos financieros de un proyecto nucleoeléctrico, deberá ser una decisión de política pública nacional, instrumentada y financiada por el gobierno federal, directa o indirectamente.

Existen al respecto dos opciones. Una puede ser que el gobierno federal incorpore directamente al Presupuesto de Egresos de la Federación dicho costo, como una aportación directa al capital de CFE para cubrir dichos costos financieros. La segunda es conceder a CFE la posibilidad de conservar recursos que de otra manera debería pagar al gobierno federal por concepto de diversos “derechos y aprovechamientos”. En ambas opciones, naturalmente, debe considerarse la situación crítica de las finanzas públicas en los próximos años. El principio fundamental se aprecia con claridad en la Figura 6.4.1:

COMPARACION DE FLUJOS ANUALES DESCONTADOS

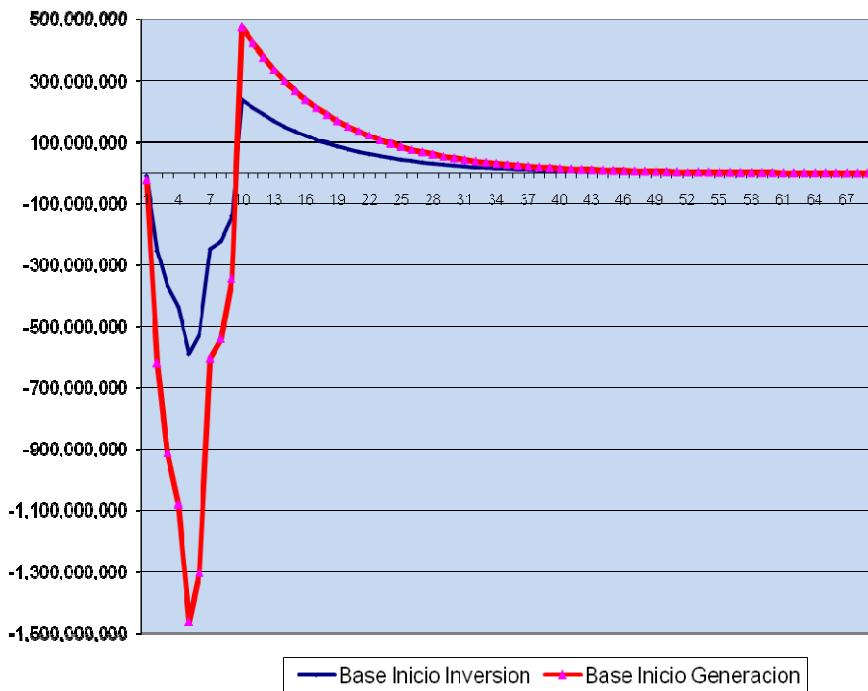


Figura 6.4.1 Comparación de flujos anuales descontados

Al comparar dos flujos alternativos, puede apreciarse la forma en la cual, bajo los parámetros tradicionales del COPAR, los costos financieros incrementan los flujos descontados negativos para la opción nuclear. Al ubicar el punto de evaluación en el momento de inicio de producción de una nueva unidad, los costos financieros acumulados (la distancia entre la línea azul punteada y la línea roja sólida) aumentan significativamente el monto a amortizar. Sin embargo, al ubicar el punto de evaluación al inicio del proceso de construcción, el proyecto se visualiza de manera mucho más favorable. Ello es porque las erogaciones iniciales son relativamente bajas y es sólo hasta el año 3, aproximadamente, como puede apreciarse en la Figura 6.4.2 que deben hacerse erogaciones más significativas.

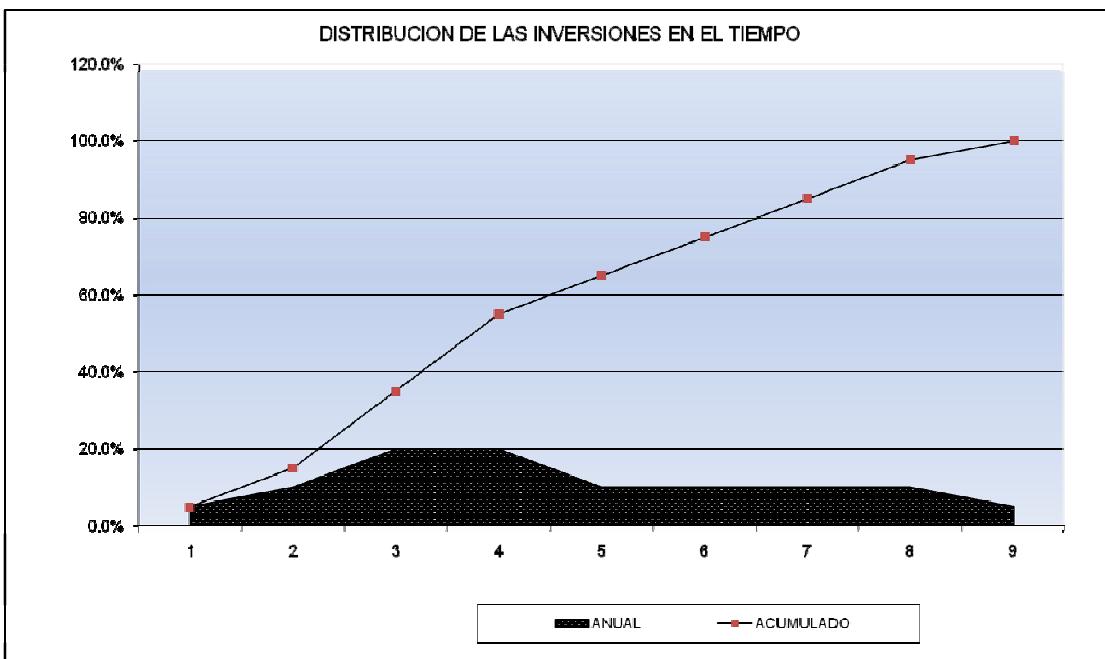


Figura 6.4.2 Distribución de las inversiones en el tiempo

6.4.3 UNA OPCIÓN VIABLE

Existen dificultades para aplicar en México las políticas más comunes empleadas a nivel internacional para financiar una parte importante del costo de construcción nuclear sin que ello signifique gravar las finanzas de las empresas generadoras o cargar costos importantes al presupuesto gubernamental, ya sea de un estado o de un país.

Ante estas circunstancias, es necesario evaluar la decisión del desarrollo nuclear en un contexto nacional de largo plazo. Las razones para ello son varias.

Primero, como se ha señalado, la tendencia internacional a futuro apunta claramente hacia la imposición de un cobro por las emisiones de CO₂. Ello apunta hacia la necesidad de reorientar la estrategia de generación eléctrica hacia fuentes no contaminantes. Como capacidad de generación base, en México las opciones son la energía nuclear y la generación a base de carbón, pero con fuertes inversiones en tecnologías de captura y secuestro de carbón que aun no existen a nivel comercial y que además son sumamente costosas.

Segundo, existe un imperativo de diversificación, y de continuar las tendencias nacionales en cuanto al incremento de la capacidad de generación con base en el gas natural, México sería altamente dependiente de las fluctuaciones en los precios internacionales del gas. Deberá importarse dicho energético, pues la disponibilidad nacional es limitada.

Tercero, dada la evolución de la economía internacional, el país claramente ha perdido competitividad en la última década, a pesar de pertenecer al TLC con

Estados Unidos y Canadá. El desarrollo de la industria nucleoeléctrica ofrece una oportunidad de largo plazo para generar desarrollo tecnológico y efectos multiplicadores importantes sobre la economía nacional. Se cuenta con un mercado asegurado para el producto final, y existe por lo tanto la oportunidad para generar empleos de alta calidad en el sector, así como importante valor agregado nacional.

En este contexto nacional de largo plazo, y como forma de abaratar los costos para la economía en su conjunto, se propone considerar el desarrollo de un programa de generación nucleoeléctrica a largo plazo, de manera que se transformen las expectativas sobre la economía y se vuelva más fácil el financiamiento del desarrollo nucleoeléctrico.

Los principales elementos financieros de dicho programa son los siguientes.

1. Efectuar una aportación gubernamental que cubra el desarrollo de los elementos básicos de estudio e ingeniería hacia el interior de CFE, y al mismo tiempo, generar actividades de apoyo en la economía.
2. Se busca generar el interés empresarial en invertir, interés en las universidades por desarrollar programas de largo plazo de formación de recursos humanos, certidumbre de largo plazo en los actores económicos demandantes de energía, y un conjunto de efectos multiplicadores sobre la actividad económica.
3. La promoción de actividades de apoyo en la economía dependerá principalmente de la certidumbre de largo plazo que sólo el Gobierno Federal puede generar, alrededor de dos conceptos básicos.
 - a. Primero, la certidumbre de largo plazo de la existencia de demanda por energía eléctrica, y de la posibilidad de participación de la industria nacional en la fabricación de componentes para dicha industria.
 - b. Segundo, la existencia de un compromiso del gobierno federal con el apoyo a los distintos elementos esenciales, como desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos.

El panorama internacional para el financiamiento de este tipo de inversiones a corto plazo es bastante incierto. Sin embargo, es altamente conveniente iniciar de manera intensiva los trabajos de planeación, análisis, búsqueda de las mejores tecnologías. Asimismo, se puede avanzar en la exploración de formas de maximizar el contenido nacional de este tipo de inversiones. En un plazo de 2 a 3 años, el panorama internacional habrá cambiado, por lo que se puede iniciar en etapas el proceso de ingeniería, licenciamiento y construcción de una un proyecto nucleoeléctrico.

A manera de ejemplo para ilustrar los principios básicos discutidos, se desarrolla el análisis de una forma básica de pago (1) y dos esquemas (2 y 3). Las principales características son las siguientes:

Unidad Nucleoeléctrica

Costo Instantáneo: **4,390 Millones USD**

Estructura Deuda/Capital: **80/20**

Plazo de pago de la aportación de capital: **9 Años**

Aportaciones anuales de capital, años 1-9: **97.6 Millones USD**

Plazo de amortización de la deuda: **20 años de operación**

Tasa de interés promedio: **7.5% (CETES +2.15)**

Opciones:

- i. Con Pago de Intereses Durante Construcción y Amortización de Capital Constante.
- ii. Con Pago de Intereses Durante Construcción y Pagos Constantes (amortización de deuda + intereses)
- iii. Sin pago de intereses Durante Construcción y Pagos Constantes (amortización de deuda + intereses)

Los cálculos que se presentan corresponden a la opción 1 ya que no se modifican de manera importante las Conclusiones que se indican en la siguiente sección.

Para completar el análisis se realizará la comparación con un ciclo combinado con las características siguientes, para la misma opción 1:

Ciclo Combinado

Costo Instantáneo: **1,177 Millones USD**

Estructura Deuda/Capital: **80/20**

Plazo de pago de la aportación de capital: **3 Años**

Aportaciones anuales de capital, años 1-3: **78.5 Millones USD**

Plazo de amortización de la deuda: **20 años de operación**

Tasa de interés promedio: **7.5% (CETES +2.15)**

Las tasas internas de rendimiento (TIR) para cada una de las 3 opciones mencionadas, tanto para una unidad nucleoeléctrica, como para un ciclo combinado, incluyendo Fondos Nucleares y Costo por Emisiones para el ciclo combinado, así como excluyéndolos, se muestran en la Tabla siguiente:

Opción 1. Pago de intereses durante la construcción y amortización de capital constante.				
<u>Variación de la TIR por incremento en el costo de combustibles</u>				
Tecnología	Caso Base	Incremento del 2.8%	Incremento del 12.93%	Suposiciones
Nuclear	10.717	10.688	10.59	Incluyendo fondos
CC	13.466	10.688	0.0	Incluye costo por emisiones de CO2
Tecnología	Caso Base	Incremento del 20.3%	Incremento del 30.25%	Suposiciones
Nuclear	11.87	10.511	10.41	Sin incluir fondos
CC	30.606	10.511	0.0	Sin incluir costo por emisiones de CO2

Tabla 6.4.1: TIR para unidad nucleoeléctrica y de ciclo combinado (Opción 1), y sensibilidad de la TIR al incremento en costo de combustible.

En la Tabla 6.4.1 también se muestra, el cambio en las TIRs con las variaciones en el costo del combustible nuclear y en el gas. De estos resultados se puede concluir lo siguiente:

- El ciclo combinado es una opción más favorable que la nuclear siempre que no existan cambios en el costo de combustible.
- Como es de esperarse la TIR en una unidad nucleoeléctrica es prácticamente insensible al incremento en el costo del combustible nuclear
- Cuando se consideran costos por emisión de CO₂, un incremento de tan sólo 2.8% en el costo de ambos combustibles iguala la TIR de las dos opciones tecnológicas.
- Cuando se consideran costos por emisión de CO₂, un incremento en el costo del gas de 12.93% lleva la TIR del ciclo combinado a cero, lo cual es muy preocupante en una inversión a largo plazo.
- Incrementos en el precio del gas en dólares de hasta 75% y decrementos de hasta 100% han ocurrido en los últimos 12 meses haciendo evidente la volatilidad en los precios del gas. Lo anterior sin considerar variaciones en el tipo de cambio peso-dólar.

Los resultados también se muestran gráficamente en la Figura 6.4.3 para la opción 1 de una unidad nucleoeléctrica, en la cual se pueden apreciar los diferentes elementos que participan en el cálculo de la TIR, tales como: aportación de capital

y el pago de intereses durante la construcción, la amortización de la deuda, el pago total y el flujo neto remanente.

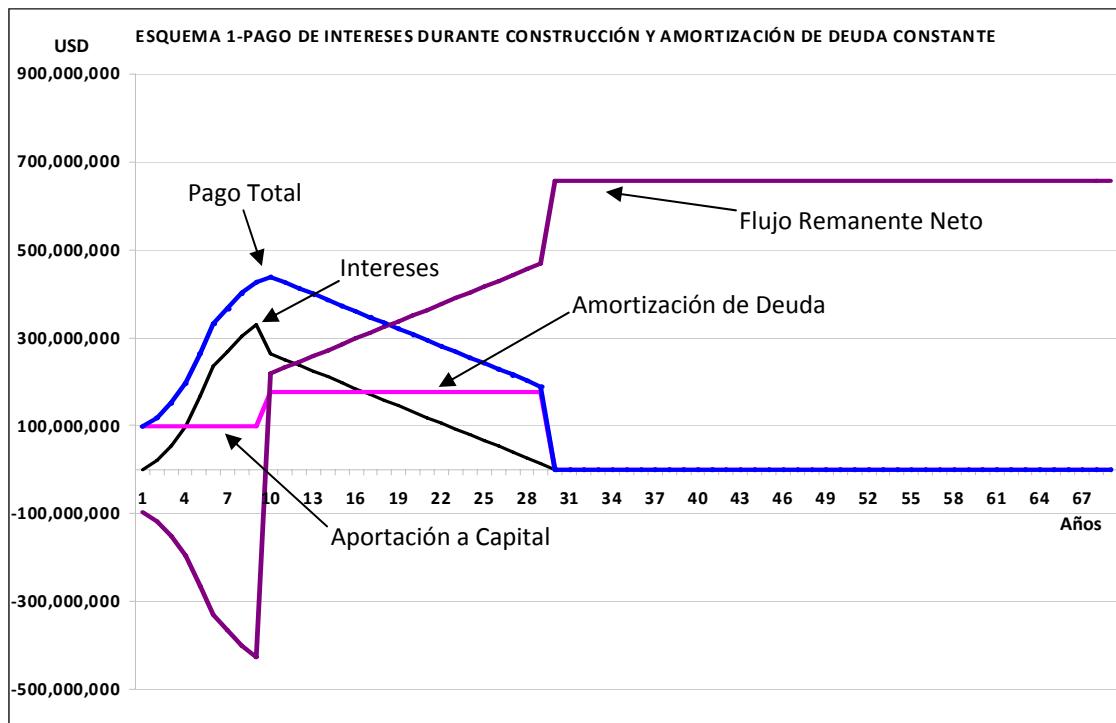


Figura 6.4.3 Financiamiento de una Unidad Nucleoeléctrica, Opción 1

La comparación entre la unidad nucleoeléctrica y el ciclo combinado, con y sin Fondos Nucleares y Costos de Emisiones de CO₂, y los efectos del incremento en el costo de sus combustibles se ilustra gráficamente en las Figuras que siguen:

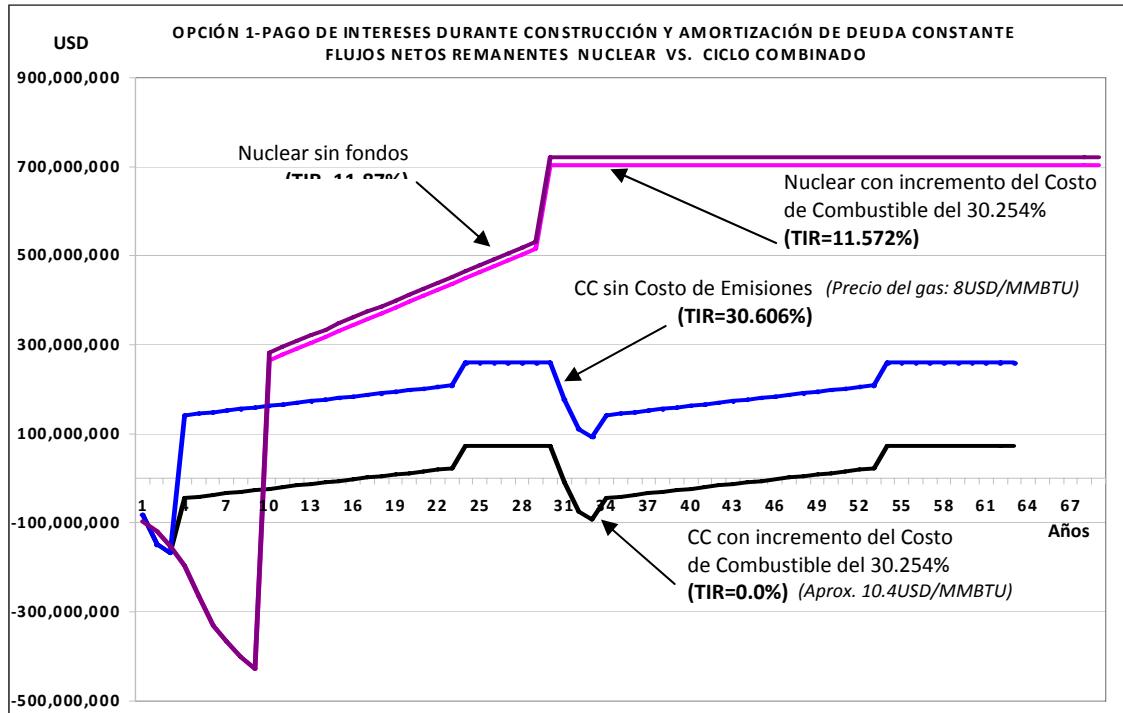


Figura 6.4.4 Flujos Remanentes sin Fondos Nucleares y sin Costo de Emisiones

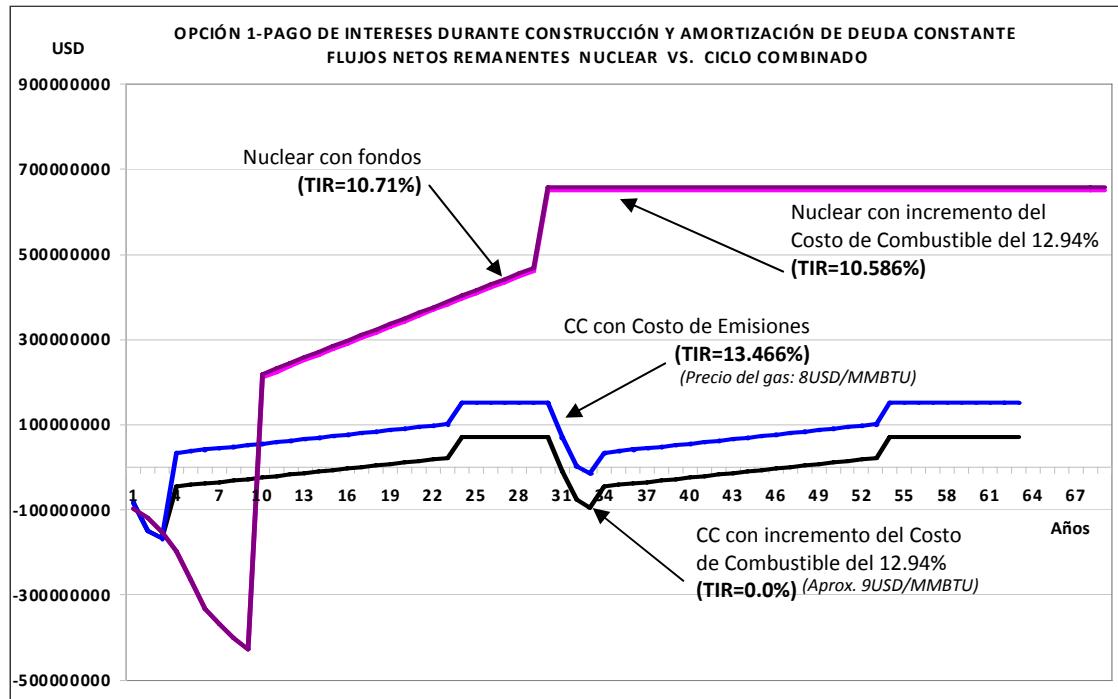


Figura 6.4.5 Flujos Remanentes con Fondos Nucleares y Costo de Emisiones

El desarrollo nucleoeléctrico debe considerarse dentro de un contexto de incertidumbres e indefiniciones, naturales en cualquier industria dinámica. Estos no son en forma alguna, problemas insuperables.

Las principales áreas de incertidumbre que deben considerarse de manera explícita, a fin de adoptar las mejores decisiones posibles son: (1) los costos totales de construcción y (2) el valor de la generación de energía eléctrica. Contrariamente a la percepción de que ésta es una actividad de alto riesgo, el consenso internacional es altamente positivo. La incertidumbre respecto a los costos totales de construcción es natural dado el tamaño y la complejidad de este tipo de proyectos. A diferencia de un proyecto de ciclo combinado o una termoeléctrica convencional, en el caso nuclear la mayor fuente de incertidumbre es respecto a los costos de construcción y los tiempos de dicho proceso. Una vez que inicia la operación, las variaciones en el costo de generación son relativamente menores, pues el combustible representa un porcentaje mínimo del costo total de generación. En otro tipo de proyectos, la mayor fuente de incertidumbre es el costo del combustible, pues este pesa considerablemente dentro del costo total de la energía generada.

Debe subrayarse que las estrategias de financiamiento a nivel internacional consideran varias etapas, según el grado de riesgo en cada una. Los instrumentos financieros difieren según la etapa. Durante la etapa de construcción, el riesgo es mayor. El costo financiero así lo reflejaría. La evaluación financiera debe considerarlo. Sin embargo, una vez iniciada la operación, el grado de riesgo disminuye significativamente. Los flujos de ingresos/egresos son altamente estables. Por lo tanto, es factible abaratar el costo de financiamiento mediante la emisión de bonos de largo plazo. La garantía de pago es la corriente de ingresos que genera la operación de la unidad. A nivel internacional, las empresas generadoras de electricidad utilizan este tipo de instrumento financiero. Es sumamente atractivo para fondos de pensiones, compañías de seguros e inversionistas institucionales. En México, ello permitiría canalizar recursos de las AFORES en esta dirección.

Respecto al valor de la energía generada, este se encuentra sujeto a decisiones de política económica, cuyos criterios no son estrictamente de costos en México, sino que son sectoriales y aun nacionales. En tales circunstancias, no es posible cuantificar dicha incertidumbre. El valor de la energía producida puede variar en términos reales; de hecho, las empresas aseguradoras están dispuestas a asegurar los riesgos de la construcción y operación de una unidad nucleoeléctrica, más no los riesgos regulatorios, pues se trata de decisiones gubernamentales cuyos criterios de decisión se desconocen y que además pueden estar sujetas a diversos factores sociales o políticos.

A fin de abaratar el costo de desarrollo y construcción, considerando los elementos señalados, es recomendable establecer un proceso de licitación más flexible e independiente, bajo lineamientos claros, para tomar en consideración la incertidumbre que aun existe, y que se traduce directamente en la imposibilidad de definir con toda precisión una cifra de costo para la nucleoeléctrica. El IAEA (Organismo Internacional de Energía Atómica) cita cifras del Banco Mundial en el sentido del impacto que puede tener sobre los costos el involucramiento directo del gobierno. Se estima que este efecto puede llegar a ser de un 40%. También, sin embargo, el contar con una corriente asegurada de ingresos, proveniente de la

generación y venta de energía, bajo fórmulas más confiables que las existentes en México, puede facilitar enormemente el financiamiento de este tipo de proyecto.

El diseño de los esquemas de contratación debe considerar la naturaleza del proyecto. Tal como se sugiere en el capítulo 5, el desarrollo de un esquema de tres etapas para la toma de decisiones permitiría minimizar el riesgo, al establecer la posibilidad de cancelación del proyecto con un costo mínimo, una vez que se analice a fondo la viabilidad del proyecto y se logren definir con un mayor grado de precisión los principales parámetros. Los más importantes son la tecnología, el costo, los tiempos para el desarrollo del proyecto y la posibilidad de maximizar el componente nacional en este y subsecuentes proyectos nucleares.

6.5 CONCLUSIONES

Costo de oportunidad de largo plazo para el sector eléctrico

La evaluación del costo de oportunidad de largo plazo para el sector eléctrico mexicano debe considerar varios factores.

- I. El costo de financiamiento de distintos tipos de proyectos
- II. Las modalidades de financiamiento disponibles para el sector eléctrico
- III. Las garantías implícitas de los proyectos de inversión en México

Implícitamente, el mercado exterior considera que los grandes proyectos en México conllevan una garantía, cuando menos parcial, de parte del sector público. Desde las crisis financieras de 1982 y 1994-5 las respuestas de política gubernamental han validado este supuesto. Más recientemente, la respuesta gubernamental ante las crisis que han enfrentado las empresas que realizaron operaciones con futuros del peso mexicano ha reforzado la percepción existente con anterioridad en los mercados, nacionales y financieros internacionales. Así, tales empresas disfrutan del “paraguas” financiero que ampara igualmente a la banca de desarrollo y al sector paraestatal. Los máximos beneficios derivados de esta percepción de mercado se pueden lograr cuando ello se hace explícito. Igualmente, sólo así se pueden establecer parámetros que permitan al sector paraestatal lograr las mejores condiciones financieras.

De acuerdo a lo anterior, puede inferirse que en los proyectos de generación externa, CFE paga los costos más altos de financiamiento –incorporados a las tarifas que paga a los PIEs- a la vez que las empresas generadoras pueden estar seguras que la plena garantía del gobierno mexicano respalda sus inversiones. De hecho, las condiciones de los contratos de generación pueden mejorarse para los próximos proyectos, siempre y cuando se haga explícito el compromiso financiero de CFE y el respaldo del gobierno federal. Ya existe **de facto**.

Dadas estas condiciones existentes, en cuanto a los costos que CFE ya está pagando, es factible considerar que el financiamiento para proyectos nucleares puede lograrse en mejores condiciones.

La nucleolectricidad es una opción muy segura a largo plazo dada la reducida volatilidad del precio de su combustible y la baja participación de este componente en el costo total de generación. Es preocupante la fragilidad en la rentabilidad de un ciclo combinado, cuando incrementos relativamente menores en el precio del gas invalidan su viabilidad financiera.

7.- IMPACTO SOCIOECONÓMICO

7.1.- INTRODUCCIÓN

Una inversión de la magnitud de una nueva nucleoeléctrica, del orden de \$4,500 Millones USD, es un detonador potencial de gran importancia para la actividad económica, no sólo por el gasto directo que implica (los efectos directos se refieren al valor de las adquisiciones de insumos, componentes y servicios utilizados para la ingeniería, diseño, construcción y puesta en marcha de la nucleoeléctrica). Por otra parte, los efectos indirectos de la demanda por bienes y servicios nacionales sobre la producción de otros sectores y empresas proveedoras pueden ser muy elevados, dada la composición del gasto (estos efectos indirectos se refieren al efecto de dichas compras sobre la adquisición de insumos por parte de los proveedores directos de insumos, materiales y equipos del proyecto, o a las compras que hacen los proveedores de servicios a fin de poder producir lo que le venderán al proyecto). Se trata en general de bienes y servicios que requieren una alta proporción de componentes provenientes de otros sectores. Adicionalmente, los ingresos generados por trabajadores, técnicos y profesionistas, generan un impulso importante a la demanda final de bienes de consumo. Se pueden obtener entonces altos efectos indirectos sobre la producción de bienes intermedios y de productos de consumo final. Un proyecto de esta magnitud involucra numerosas decisiones que inciden sobre los resultados finales de costos, efectos multiplicadores, y por supuesto tiempo y eficiencia del proceso constructivo.

Los efectos indirectos dependen en un alto grado de la estructura de la actividad económica, así como de las acciones gubernamentales. En las últimas dos décadas, la apertura de la economía mexicana ha significado un grado mayor de eficiencia de la industria nacional que ha logrado sobrevivir. Al mismo tiempo, sin embargo, la producción de bienes intermedios y la inversión ha mermado. Por una parte, la tasa de inversión de la economía ha disminuido considerablemente; de tasas superiores al 22 % a finales de la década de los 70, hoy día apenas rebasa el 10.3 % a precios corrientes; por otra parte, una mayor proporción de la inversión en los últimos años se ha canalizado hacia bienes de consumo, principalmente vivienda y automóviles. De tal manera, el logro de efectos multiplicadores mayores requerirá de diversas acciones gubernamentales y de parte de CFE, para desarrollar proveedores y asegurar los mejores niveles de costos y calidad. Un beneficio fundamental de estas acciones es que México estará mejor preparado para aprovechar mejor las oportunidades de la globalización económica, y sobre todo la mayor demanda esperada por capacidad de generación nucleoeléctrica a nivel mundial en los próximos años.

Es estas circunstancias y para este tipo de inversiones, no es opción simplemente recurrir a las importaciones de equipos industriales, o servicios de ingeniería y construcción. Ello sería mucho más costoso y generaría beneficios nacionales considerablemente menores, según se mostrará en un análisis de insumo producto en una sección posterior de este Capítulo, mediante el cual se cuantifica la magnitud de los efectos directos e indirectos del gasto sobre la producción nacional. Además, dado el carácter especializado la industria nucleoeléctrica y

dado el bajo ritmo de construcción nuclear en los últimos 25 años a nivel internacional, como se señaló en capítulos anteriores de este Reporte, tampoco existe capacidad de ingeniería, manufactura y construcción suficiente en los países desarrollados. De tal manera, la decisión de construir una nueva central nucleoeléctrica no puede evaluarse de la misma manera que una termoeléctrica propiedad de un Productor Independiente de Energía (PIE). No existe disponibilidad inmediata de los insumos y servicios requeridos, aun a nivel internacional, por lo que una parte importante de las acciones por realizar involucra la iniciativa de la CFE y el diseño de acciones y políticas públicas. Estas harán factible, y más rentable, un proyecto que generará beneficios para CFE y para el país, a lo largo de muchos años.

Dada la naturaleza de la industria, la magnitud de las inversiones y la estructura de los costos y considerando que la construcción de una primera unidad implica elevados costos de aprendizaje, el logro pleno de los beneficios de esta forma de generación de energía eléctrica requiere definir un programa a largo plazo, que contemple la construcción de un conjunto de unidades. Al mismo tiempo, la orientación de la política de desarrollo de la capacidad de generación hacia la nucleoelectricidad abre otras oportunidades para el sector minero, además de sus efectos sobre el sector industrial. Si bien el análisis de estos aspectos rebasa el objetivo de esta sección, es de la mayor importancia tenerlos presentes, por varias razones. Una parte considerable de los costos necesarios para la construcción de una nueva planta contribuyen directamente a reducir el costo de las siguientes plantas. Asimismo, las inversiones y compromisos necesarios por parte de contratistas y proveedores nacionales, se justifican en un grado mayor en la perspectiva de actividades futuras en el sector.

Se debe señalar que los efectos regionales de la construcción de plantas nucleoeléctricas han sido considerables en otros países. No así en el caso de México, como lo muestra la experiencia de Laguna Verde 1 y 2. Dicha experiencia tiene importantes lecciones para el futuro. De tal manera, existe el reto de lograr mayores beneficios regionales a partir de la ampliación de la capacidad de generación por esta vía. Pueden citarse algunas cifras ilustrativas para Estados Unidos¹. Naturalmente, el contexto en dicho país, o en otros, es diferente.

- En Estados Unidos, la operación de una planta nuclear genera de 400 a 700 empleos permanentes, cuyos salarios en promedio se pagan 36% más que el promedio local. Estos empleos directos crean un número equivalente de empleos indirectos en la zona.
- Anualmente, la planta promedio en EUA genera 430 Millones USD en ventas de bienes y servicios en la economía local, y cerca de 40 Millones USD de sueldos y salarios directos e indirectos. Por cada dólar de gasto directo, se genera \$1.07 de gasto indirecto en la comunidad.
- Una unidad nucleoeléctrica promedio genera alrededor de 20 Millones USD anuales en impuestos estatales y locales y alrededor de 75 Millones USD en impuestos federales.

Entre las principales razones por las cuales se han logrado efectos regionales considerables en otros países pueden citarse las siguientes.

- Estructura fiscal descentralizada. Ello implica un balance distinto, pues se pagan importantes impuestos locales y estatales, en lugar de pagar todo al gobierno federal. De tal manera, los impuestos locales han contribuido a mejorar los servicios urbanos para las comunidades, entre ellos la educación.
- Estructura productiva integrada. Ello ha permitido obtener un alto porcentaje de los insumos, materiales, componentes y servicios necesarios a nivel regional o inclusive local. El resultado ha sido una derrama económica y efectos multiplicadores locales de consideración.
- Condiciones locales agradables, lo cual ha hecho atractivas a las comunidades aledañas para el personal técnico y profesional, que ha establecido su residencia en dichas zonas. Ello aumenta los beneficios regionales.

El contexto nacional es diferente en México, naturalmente. Por consiguiente, para la evaluación de los efectos regionales es necesario considerar varios aspectos fundamentales. En cada ámbito existen requerimientos de acción gubernamental, es decir grandes retos, pero también enormes oportunidades para el desarrollo nacional. Si bien la ampliación de la capacidad de generación eléctrica y en particular de la nucleoeléctricidad, es un objetivo de gran importancia, es también un medio y puede ser parte importante de una estrategia nacional de crecimiento económico. En el nuevo contexto de la globalización económica, México no sólo ha perdido competitividad, sino que no ha logrado recuperar las bases de un esquema exitoso de crecimiento económico y desarrollo. Al evaluar los efectos económicos de la construcción, existen varios elementos de gran importancia a considerar, como se verá más adelante.

Es importante indicar que un esquema tradicional de evaluación económica regional no consideraría los problemas potenciales que genera una inversión de gran magnitud en el contexto económico, político y social actual. En años recientes, se vio la imposibilidad de construir el nuevo aeropuerto de la ciudad de México. Igualmente, se ha visto el proceso de negociación tan difícil para la nueva refinería de PEMEX. En particular, es de subrayarse que las experiencias de Laguna Verde por más de veinticinco años, desde el inicio de la construcción, aportan tanto elementos positivos como negativos para un proyecto de este tipo.

En el aspecto positivo, es claro que ha habido un proceso de aprendizaje social y aceptación, si bien pasiva, de Laguna Verde. Las acciones que ha llevado a cabo la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas en la zona aledaña a Laguna verde han cumplido el objetivo fundamental de seguridad en caso de accidentes. Al mismo tiempo, han generado cierta percepción de familiaridad y cercanía, si bien en un sentido limitado.

En el aspecto negativo, sin embargo, es evidente que las expectativas de hace treinta años, de beneficios para la zona, no se han materializado. La derrama económica hacia la zona ha sido sumamente limitada. No se ha mejorado significativamente el nivel de vida de la región como resultado directo de Laguna Verde. Y un porcentaje relativamente alto de la población conoce muy poco aun sobre las medidas de seguridad necesarias.

En el contexto de profunda desigualdad social y económica, existe un gran potencial para la generación de diversos problemas. Ello debe tenerse presente. Si bien el análisis de esta problemática rebasa los términos del presente trabajo, la cuantificación de los efectos económicos del proyecto descansa sobre una serie de supuestos convencionales que es necesario revisar para este caso específico. De tal manera, es este documento se apuntan algunas de las principales acciones de tipo social sugeridas para facilitar la realización de un proyecto de esta envergadura.

REFERENCIAS

- [1] Nuclear Energy Institute, Nuclear Plant Contributions to State and Local Economies, Enero 2009.

7.2.- CONTEXTO DE LOS RESULTADOS

La evaluación y análisis de los efectos económicos regionales se lleva a cabo a través de varias formas. Primero, la matriz de insumo-producto permite estimar el valor de los efectos indirectos que un impulso de gasto de la magnitud contemplada genera para la economía nacional. Este análisis tiene varias limitaciones, pues se trata de un instrumento que se basa en cifras nacionales, sin posibilidad de cuantificar efectos regionales o estatales. Segundo, la evaluación del impacto económico regional tiene como base las cifras económicas oficiales, principalmente. A fin de ubicar los resultados de este análisis, es necesario señalar varios aspectos importantes.

1. ***Las proyecciones no son rígidas.*** Los efectos regionales, y nacionales, de “multiplicación del impulso inicial del gasto” (comúnmente conocidos como efectos multiplicadores) no pueden considerarse como estáticos o inmutables. Los instrumentos macroeconómicos y sectoriales de análisis (modelos macroeconómicos, matriz de insumo-producto) pueden dar una orientación inicial básica. Con dicha base, es posible plantear aproximaciones numéricas iniciales. Sin embargo, dada la magnitud, complejidad, periodo de gestación y duración de la etapa constructiva de un proyecto de este tipo, el efecto multiplicador alcanzable estará directamente relacionado con las acciones gubernamentales y las políticas específicas que se adopten en este caso.

Oportunidades: Las acciones de apoyo a la actividad industrial nacional tienen un objeto específico, pero también efectos amplios sobre el sector privado nacional, en particular las empresas medianas y grandes. Potencialmente, también existen áreas para incrementar la participación de las PYMES.

En cada etapa del gasto, es factible realizar actividades nacionales, regionales y locales para elevar el efecto multiplicador del gasto mencionado. De ahí la gran importancia que tendría la fijación de una serie de principios básicos sobre el particular. El proceso es laborioso. En la actualidad no existen mecanismos de apoyo a la industria nacional, para elevar su participación en el proyecto. A lo largo del último año, el país ha enfrentado la imposibilidad de acelerar la realización de un programa de obra pública en materia de infraestructura de transportes. Ello es indicativo de la dificultad para efectuar las acciones tendientes a elevar la participación nacional, y no sólo en la obra pública, en el contexto regulatorio actual.

2. ***Manejo de instrumentos de política económica.*** En la actualidad, existe un elevado sesgo hacia las importaciones para un proyecto de este tipo, por diversas razones de tipo financiero, de reglamentación y operación gubernamental y por la baja integración de la industria nacional. El esfuerzo de planeación interna en CFE debe coordinarse con las acciones y medidas de política pública principalmente de las Secretarías de Hacienda, Función Pública y Economía. La programación de las erogaciones y acciones por llevar a cabo permitiría incorporar a los responsables de diversas áreas de política y sobre todo definir los esquemas necesarios.

Las variables clave para lograr un mayor contenido nacional son las tasas de interés, la oferta de capital de riesgo, la disponibilidad de financiamiento, la legislación fiscal, la normatividad gubernamental respecto a adquisiciones y la disponibilidad de recursos humanos calificados. Un proyecto de este tipo depende en un elevado grado de los costos y la estructura financiera. Por un lado, es fundamental para su rentabilidad. A la vez, el costo, condiciones y disponibilidad del financiamiento para los participantes nacionales en la producción de insumos, componentes y servicios son determinantes de la posibilidad de lograr una mayor participación nacional en la proveeduría para el proyecto. Ello es indispensable a fin de lograr también mayores efectos regionales.

Oportunidades: Existen amplias oportunidades para lograr un mayor contenido nacional en la producción de componentes manufacturados y en los servicios de ingeniería, pero sobre todo para impulsar una mayor integración industrial a partir del impulso constructivo de una nueva unidad nucleoeléctrica. El país cuenta con recursos humanos calificados y capacidad industrial ociosa. Estos recursos pueden hacer aportaciones considerables dentro de un esquema de largo plazo para desarrollar la capacidad de generación eléctrica en México.

3. ***Insuficiente capacidad de manufactura y constructiva a nivel mundial.*** Dado el estado actual de la industria nuclear a nivel mundial, sobre todo la capacidad de manufactura y construcción insuficiente y el auge esperado en los próximos años en la construcción de nuevas unidades nucleoeléctricas, la posibilidad de desarrollar un programa de largo horizonte, y no sólo la construcción de una nueva unidad nuclear, genera un gran reto para las políticas públicas. Dentro de un esquema de largo plazo, será necesario preparar recursos humanos altamente calificados y mecanismos financieros que apoyen la capacidad de las empresas mexicanas para participar en la construcción. En la

actualidad, sólo unas cuantas empresas tienen esa capacidad, y no en todas las áreas necesarias. Ello se debe a varias razones, entre ellas las condiciones de contratación por parte del sector público y la falta de apoyos comparables a los que reciben muchas empresas por parte de sus países de origen. El resultado ha sido que los grandes proyectos en las industrias de proceso han sido asignados a compañías de otros países, a la vez que el ritmo de inversión en las actividades afines ha sido sumamente bajo a lo largo ya de muchos años. Por otra parte, es necesario contar con numerosas empresas nacionales con esa capacidad y no sólo con unas cuantas, como ocurre en la actualidad.

Oportunidades. Se generan también amplias oportunidades para la economía nacional, pues no es factible simplemente importar los bienes y servicios necesarios. Los países que llevan a cabo programas de desarrollo de la nucleoeléctricidad, o que están impulsando a sus empresas privadas para hacerlo, están plenamente conscientes de ello, y están llevando a cabo o han propuesto acciones específicas para fortalecer su capacidad en los ámbitos relacionados.

4. **Será necesario llevar a cabo diversas acciones de política:** Fortalecer la capacidad de formación de recursos humanos en el sistema educativo nacional. Reforzar la capacidad del sistema financiero nacional para fomentar el desarrollo de las empresas nacionales. Fortalecer las acciones en materia de desarrollo tecnológico, aprovechando el impulso de una fuente de demanda, estable y permanente, por la “producción nacional” de ciencia y tecnología. Revisar las regulaciones fiscales a fin de apoyar el desarrollo de las empresas industriales con potencial de participación en este sector. Revisar algunos esquemas de precios, incluidos los ambientales, a fin de compatibilizar la rentabilidad de la generación nucleoeléctrica con otras formas de generación.

Oportunidades: Al llevar a cabo las acciones necesarias para desarrollar la generación nucleoeléctrica, se logra el fortalecimiento de la industria nacional, del sector educativo y tecnológico.

5. **Fortalecimiento del desarrollo regional.** La experiencia de Laguna Verde 1 y 2 muestra claramente que, en ausencia de acciones específicas de desarrollo, aun proyectos de la magnitud de éstos han tenido escaso impacto regional. Por lo tanto, en el ámbito regional local, es necesario iniciar de inmediato un programa orientado hacia el desarrollo de las capacidades y oportunidades de la sociedad local para elevar su nivel económico y social. En términos estrictamente económicos, el efecto regional de LV 1 y 2 ha sido sumamente limitado, aun después de transcurridas casi tres décadas. Durante la etapa de construcción se dio un efecto directo sobre el gasto local y el empleo de mano de obra de bajo nivel. Sin embargo, una vez concluida la etapa constructiva, es mínimo el gasto local. Tampoco se aprovechó el impulso generado durante la construcción para cimentar procesos educativos, de generación de nuevas empresas o de atractivo turístico para la zona. Para fortalecer las actitudes favorables en la región inmediata, lo cual es esencial para evitar la generación de problemas sociales y políticos, se requieren acciones inmediatas de apoyo a la región.

Oportunidades: La perspectiva del desarrollo y construcción nucleoeléctrica genera diversas oportunidades para focalizar las acciones a desarrollar en el ámbito local, por parte de los tres niveles de gobierno. No se trata de llevar a cabo acciones “en general”, cuyos resultados en el pasado han sido muy limitados, sino de realizar un conjunto de acciones específicas, orientadas claramente en función de aprovechar el impulso de esta industria para la región.

6. **Participación de los tres niveles de gobierno.** En el pasado, los proyectos de gran magnitud fueron responsabilidad exclusiva de las entidades gubernamentales directamente responsables -Pemex y CFE, principalmente- y del Gobierno Federal, con escasa participación de los gobiernos estatales y municipales, tanto en las decisiones como en las responsabilidades. El nuevo marco vigente en los ámbitos político y social, así como las actitudes de la sociedad y de diversos actores sociales no gubernamentales -partidos políticos, ONGs, entre otros- son elementos que pueden incidir directamente. El desarrollo de nuevos esquemas de coordinación gubernamental -local, estatal, federal, así como de CFE- es un reto importante en las condiciones actuales de la economía y la sociedad. A lo largo de los últimos quince años, en un grado creciente el presupuesto público ha sido ejercido por los gobiernos estatales, al transferirse directamente desde el gobierno federal. Sin embargo, en la zona de Laguna Verde existe la necesidad de fortalecer la infraestructura en materia urbana, educativa y de salud, así como de crear fuentes de empleo que generen oportunidades para la población joven. El “fortalecimiento municipal”, propósito de la reforma al Artículo 115 Constitucional en la década de los años ochenta, ha generado escasos resultados en la zona de Laguna Verde.

En la actualidad, la capacidad de los gobiernos municipales para resolver la problemática básica de sus comunidades es muy limitada. Ello representa una limitante de gran importancia para un proyecto complejo como el planteado. Por una parte, la carencia de infraestructura urbana y social eleva los costos. Al mismo tiempo, diversos grupos pueden aprovechar el proyecto para enarbolar demandas y banderas sociales. Dado que el impulso que ha representado Laguna Verde a la economía regional ha sido escaso, este tipo de problemas deben preverse. A fin de avanzar hacia las mejores soluciones posibles, la participación de los tres niveles de gobierno es requerida. Si cada uno de ellos logrará beneficios, las responsabilidades deben compartirse.

Oportunidades: La posibilidad de asociar responsabilidades y compromisos específicos a recursos asignados para los tres niveles de gobierno es un requisito fundamental, a fin de evitar un proceso interminable, y muy desgastante, de peticiones y demandas hacia CFE. Ello abre también la posibilidad de fortalecer la participación social y la capacidad de entidades gubernamentales para el cumplimiento de metas específicas. Y sobre todo, existe la oportunidad no sólo de elevar el impacto regional de este programa, sino de fortalecer un marco de transparencia hacia la sociedad. Un costo explícito a considerar es por lo tanto la asignación de recursos para la realización de acciones de desarrollo y fortalecimiento de la capacidad local de gestión y para mejorar la percepción sobre Laguna Verde. Este último es prioritario; no debe aplazarse hasta el anuncio de una decisión al respecto. Tendrá importantes beneficios en cualquier caso.

7.3.- MATRIZ INSUMO-PRODUCTO

La matriz insumo-producto¹ se explica brevemente en los párrafos que siguen. El uso fundamental de la matriz en este Reporte es para estimar el impacto del gasto en la construcción de una unidad nucleoeléctrica sobre los diversos sectores de la economía nacional, pues la construcción y la fabricación de componentes nacionales que se pueda dar, generará una demanda por la producción de diversos sectores, tanto a nivel local como regional y nacional. La matriz utilizada es la más reciente que existe; fue elaborada por Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) en 2003 y desagrega la actividad económica nacional en 20 sectores. Si bien esta matriz tiene un grado de agregación alto, es un punto de partida en el análisis y en la definición de posibles políticas públicas.

Una matriz de insumo-producto es un esquema contable en el cual se describe el flujo de bienes y servicios entre los diferentes agentes, o sectores que participan en la actividad económica, ya sea como productores de bienes y servicios o como consumidores. La matriz se compone de un renglón por cada sector de la actividad económica, así como una columna.

Las matrices de insumo-producto son elaboradas por INEGI. México dispone de siete matrices de insumo-producto referidas a los años: 1950, 1960, 1970, 1975, 1978, 1980 y 2003. Las matrices de 1950 y 1960 fueron elaboradas por el Banco de México y permitieron integrar el primer conjunto de cuentas consolidadas del país, mientras que las siguientes fueron realizadas por la Dirección General de Estadística (DGE) del INEGI. La matriz de 1970, que fue la primera elaborada por la DGE, presentó diferencias sustantivas con relación a las anteriores, tanto por el marco conceptual y tratamiento de la información, como por el nivel de desglose con el que se integró; asimismo, se constituyó en la base metodológica para el desarrollo de las ulteriores matrices preparadas para el país.

En la matriz se concentran los principales agregados que caracterizan una economía, así como su composición sectorial. En esencia, se cuantifica el valor de la producción que un sector “vende” a cada uno de los otros sectores, para que estos la utilicen como insumo en sus procesos productivos. De tal manera, al ser los renglones de la matriz las actividades económicas, cada renglón muestra el destino de la producción de cada sector, tanto para usos intermedios, como para el consumo final y las exportaciones. Cada columna muestra también los mismos sectores de la actividad económica. Por consiguiente, cada columna muestra las compras que el sector en cuestión hace de otros sectores, es decir de cada renglón. Asimismo, muestra las importaciones que requiere cada sector para generar su producción y el valor agregado por los factores de la producción (capital y trabajo) empleados en dicho sector. Es decir, la matriz muestra las transacciones intersectoriales en la economía. Puede decirse que se supone que cada sector fuera una unidad de producción que le vende a otras unidades.

La matriz es una abstracción, pues cada renglón supone que cada sector (minería, por ejemplo) es un actor que “vende” su producción al resto de los sectores de la economía, que los utilizan como insumos, o al consumo final, o al exterior. Asimismo, la columna “minería” muestra los insumos que el sector “minería” debe

adquirir de otros sectores, a fin de generar su producción. Cada sector (columna), entonces, “toma” lo que le venden los otros sectores, y le agrega valor, al transformar dichos insumos en su producción final. El valor agregado de cada actividad está constituido por los ingresos de los factores productivos utilizados, principalmente mano de obra y capital. También cada sector utiliza importaciones en sus procesos productivos.

Las transacciones intersectoriales están valoradas a precios de productor, en millones de pesos corrientes, de las que se derivan los siguientes cuadros:

- De coeficientes técnicos.
- De requisitos directos e indirectos.

La matriz de coeficientes técnicos (coeficientes directos) es simplemente la división de todos los flujos entre el valor de la producción en cada columna. Es decir, muestra cuánto requiere comprar cada sector de otros a fin de generar una unidad de producción. La matriz de requisitos directos e indirectos (coeficientes totales) matemáticamente la inversa de la primera matriz) muestra el total de los requerimientos, una vez considerados los requerimientos que a su vez los distintos sectores tienen a fin de generar la producción que le venden al sector en cuestión. Es decir, si “minería” compra insumos del sector agrícola, de la construcción, del sector industrial y de otros para generar su producción, los sectores en cuestión a su vez deben adquirir insumos de otros sectores a fin de producir lo que le venden a “minería”, y así sucesivamente.

Las matrices de insumo-producto se obtienen a través del cálculo de funciones de producción, las cuales constituyen las columnas de la matriz. Es decir, los coeficientes directos en cada columna, indican los requerimientos de insumos producidos por otros sectores, a fin de producir una unidad de producto por parte del sector en cuestión.

La matriz se basa en diversas fuentes de información. Los censos económicos, datos de cámaras, asociaciones y empresas públicas y privadas. El análisis de esta información permite obtener los componentes del valor bruto de producción, consumo intermedio (los insumos que cada sector debe adquirir de otros para generar su producción) y del valor agregado bruto, abierto en: remuneración de asalariados, superávit bruto de operación e impuestos indirectos netos de subsidios. Por su parte, los cálculos de los componentes de la demanda final se apoyan en las encuestas de ingreso-gasto de los hogares, en registros administrativos del gobierno, en la balanza de pagos y en investigaciones específicas, que permiten obtener el consumo privado, el consumo de gobierno, la formación bruta de capital y las exportaciones.

La matriz de insumo-producto simplificada se muestra a continuación:

SECTOR	5	5
	Coeficientes Directos	Coeficientes Totales
Agricultura, ganadería, aprovechamiento forestal, pesca y caza	0.05547540	0.07517364
Minería	0.08508817	0.10661285
Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor	0.01329820	0.02357553
Construcción	0.00130471	0.00238075
Industrias manufactureras	0.16544964	1.23651410
Comercio	0.08679889	0.12237102
Transportes	0.02790585	0.04163088
Correos y almacenamiento	0.00007960	0.00064602
Información en medios masivos	0.00690807	0.01455972
Servicios financieros y de seguros	0.00610278	0.01954215
Servicios inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles e	0.01117767	0.02411397
Servicios profesionales, científicos y técnicos	0.01542073	0.03305756
Dirección de corporativos y empresas	0.00483901	0.00811152
Servicios de apoyo a los negocios y manejo de desechos y	0.01465610	0.02455370
Servicios educativos	0.000000120	0.00010012
Servicios de salud y de asistencia social	0.000000000	0.000000000
Servicios de esparcimiento culturales y deportivos, y otros	0.00000375	0.00002061
Servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y	0.00143929	0.00289464
Otros servicios excepto actividades del Gobierno	0.00469965	0.00875813
Actividades del Gobierno y de organismos internacionales y	0.00000004	0.00036782
Usos de la Economía Interna de origen nacional	0.50064875	1.74498475
(Suma de Valores)		
Importaciones de la Economía Interna	0.13086585	
Impuestos sobre bienes y servicios netos de subsidios	0.00325497	
Valor Agregado Bruto de la Economía Interna	0.36523042	
Valor Bruto de la Producción de la Economía Interna	1.00000000	

Tabla 7.3.1 Matriz insumo-producto 2003, INEGI y estimaciones propias de la Central Laguna Verde

REFERENCIAS

- [1] Noe Arón Fuentes, Construcción de una Matriz Regional de Insumo-Producto, 2004. Página Web: www.inegi.org.mx/est/.../mip_43.asp?s=est&c..

7.4.- CUANTIFICACION DE EFECTOS ECONOMICOS

La cuantificación de los efectos económicos, tal como se ha señalado en la sección introductoria de este Capítulo, debe considerarse como un punto de inicio, a partir del cual es factible, y necesario, plantear las políticas públicas necesarias, en primera instancia, para alcanzar los resultados propuestos, como mínimo. Es decir, aun los resultados cuantitativos que genera la matriz de insumo-producto requieren acciones específicas. No puede considerarse que se generarán de manera automática. La matriz refleja los flujos observados en un cierto periodo de estudio en el pasado. No considera factores tan importantes como los precios y los incentivos que guían las decisiones empresariales. De tal manera, el efecto económico total del gasto estimado de 2,520 Millones de USD de erogaciones que se considera posible hacer en el país, según se muestra en la Tabla 7.4.1, depende en forma importante de la forma en que se lleve a cabo dicha inversión.

La utilización de la matriz de insumo-producto permite cuantificar los efectos que se generan en las empresas que apoyan con insumos de bienes y servicios a los proveedores directos de componentes y servicios para la construcción nuclear. Dichas empresas a su vez requieren adquirir insumos de otras empresas, y así sucesivamente. Los proveedores de bienes y servicios para la construcción nuclear requieren no sólo de insumos industriales, sino que su demanda por insumos se esparce a través de todos los sectores productivos. Así, los coeficientes directos de la matriz muestran las cantidades, valuadas en pesos, que se requiere obtener de toda la economía a fin de producir una unidad (un peso en este caso) de valor por parte de cualquier sector.

Dentro de este contexto, la cuantificación de los efectos económicos directos e indirectos toma como punto de partida la actualización de la experiencia histórica de la construcción de Laguna Verde 1 y 2. La Tabla 7.4.1 muestra las estimaciones basadas en dicha experiencia de lo que podría ser el gasto nacional en diversos rubros. Como tal, refleja lo que ya se ha hecho en el pasado, en términos de contenido nacional de la inversión, y que por lo tanto es factible alcanzar nuevamente. Es decir, refleja la capacidad que la industria nacional ya ha mostrado en el pasado. Ciertamente, como se ha señalado en la Introducción, estas acciones no se darán automáticamente, sino que será necesario un conjunto de acciones gubernamentales.

PORCENTAJE DE INVERSIÓN, CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS				
CONCEPTO	PORCENTAJE	PARTICIPACIÓN NACIONAL	MONTO (USD)	MONTO NACIONAL (USD)
ISLA NUCLEAR				
EQUIPOS				
EQUIPOS MECANICOS	55	5	494.45	44.95
EQUIPOS HVAC	8	1	71.92	8.99
EQUIPOS ELECTRICOS	22	3	197.78	26.97
EQUIPOS DE INSTRUMENTACIÓN Y	15	0	134.85	0.00

CONTROL				
SUBTOTAL	100%	9%	899.00	80.91
MATERIALES				
CONCRETO	10	10	25.00	25.00
VARILLA	6	6	15.00	15.00
ACERO ESTRUCTURAL	22	22	55.00	55.00
TUBERIA MAYOR	18	5	45.00	12.50
TUBERIA MENOR	2	1	5.00	2.50
ACCESORIOS MECÁNICOS	5	0	12.50	0.00
ACCESORIOS HVAC	3	0	7.50	0.00
CHAROLAS ELECTRICAS	4	4	10.00	10.00
CONDUIT ELÉCTRICO	6	6	15.00	15.00
CABLE	13	13	32.50	32.50
ACCESORIOS ELÉCTRICOS	4	2	10.00	5.00
TUBING DE				
INSTRUMENTACIÓN	3	0	7.50	0.00
ACCESORIOS DE				
INSTRUMENTACIÓN	3	0	7.50	0.00
PINTURA	1	1	2.50	2.50
SUBTOTAL	100%	70%	250.00	175.00
BALANCE DE PLANTA				
EQUIPOS				
EQUIPOS MECANICOS	45	22	307.80	150.48
EQUIPOS HVAC	8	4	54.72	27.36
EQUIPOS ELECTRICOS	30	15	205.20	102.60
EQUIPOS DE				
INSTRUMENTACIÓN Y				
CONTROL	17	5	116.28	34.20
SUBTOTAL	100%	46%	684.00	314.64
MATERIALES				
CONCRETO	12	12	32.76	32.76
VARILLA	7	7	19.11	19.11
ACERO ESTRUCTURAL	18	18	49.14	49.14
TUBERIA MAYOR	15	10	40.95	27.30
TUBERIA MENOR	2	2	5.46	5.46
ACCESORIOS MECÁNICOS	3	3	8.19	8.19
ACCESORIOS HVAC	8	8	21.84	21.84
CHAROLAS ELECTRICAS	11	11	30.03	30.03
CONDUIT ELÉCTRICO	8	8	21.84	21.84
CABLE	3	3	8.19	8.19
ACCESORIOS ELÉCTRICOS	6	3	16.38	8.19
TUBING DE				
INSTRUMENTACIÓN	3	2	8.19	5.46
ACCESORIOS DE				
INSTRUMENTACIÓN	3	2	8.19	5.46

PINTURA	1	1	2.73	2.73
SUBTOTAL	100%	90%	273.00	245.70
CONSTRUCCIÓN				
ISLA NUCLEAR	49	39.4	700.00	560.00
BALANCE DE PLANTA	51	51	724.00	724.00
SUBTOTAL	100%	90.35%	1,424.00	1,284.00
SERVICIOS				
ADMINISTRACIÓN DE CONSTRUCCIÓN	26.2	0	302.00	0.00
INGENIERÍA DE DISEÑO	69.5	37.28	400.00	280.00
SOPORTE INGENIERÍA DE SITIO	2.3	2.51	27.00	18.90
PRUEBAS DE ARRANQUE	2	1.46	22.00	11.00
SUBTOTAL	100%	41.26%	751.00	309.90
COSTOS INDIRECTOS POR CFE				
Incluye: Ingeniería para preparación del sitio, determinación parámetros del sitio, Licitación del proyecto, MIA, documentos de licencia, Supervisión de CFE.	100%	100%	109.00	109.00
SUBTOTAL	100%	100%	109.00	109.00
GRAN TOTAL	100%	57.38%	4,390.00	2,519.15

Tabla 7.4.1 Composición y Montos Estimados del Gasto Nacional en Componentes y Servicios

Según la información de la Tabla 7.4.1, se estima que de una erogación total de 4,390 Millones USD, hasta un máximo de 2,520 Millones USD pueden ser gasto nacional. La diferencia, 1,870 Millones USD probablemente debe importarse. Se trata de equipos más complejos, como la instrumentación, equipos mecánicos y eléctricos, así como la administración de la construcción.

NO.	SECTOR	5	5	4	5	12	13	Industrias manufactureras	Industrias manufactureras	Construcción	Componentes Manufacturados	Servicios de Ingeniería	Administración CFE	Efectos Totales	Distribución Porcentual
								Coeficientes Directos	Coeficientes Totales						
1	Agricultura, ganadería, aprovechamiento forestal, pesca y caza	0.05547540	0.07517364		1,284.0	816.3	309.9	109.0	2,519.2						
2	Minería	0.08508817	0.10661285		24.4	61.4	1.4	0.4	87.6	2.1%					
3	Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final	0.01329820	0.02357553		48.3	87.0	2.1	0.5	138.0	3.3%					
4	Construcción	0.00130471	0.00238075		14.5	19.2	3.1	0.7	37.6	0.9%					
5	Industrias manufactureras	0.16544964	1.23651410		1,373.7	1.9	0.2	0.9	1,376.8	33.0%					
6	Comercio	0.08679889	0.12237102		358.9	1,009.4	23.4	6.1	1,397.8	33.5%					
7	Transportes	0.02790585	0.04163088		135.1	99.9	12.1	2.4	249.5	6.0%					
8	Correos y almacenamiento	0.00007960	0.00064602		49.1	34.0	6.0	2.9	91.9	2.2%					
9	Información en medios masivos	0.00690807	0.01455972		0.8	0.5	0.2	0.2	1.8	0.0%					
10	Servicios financieros y de seguros	0.00610278	0.01954215		17.2	11.9	10.2	5.4	44.6	1.1%					
11	Servicios inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles e intangibles	0.01117767	0.02411397		20.3	16.0	2.5	9.7	48.4	1.2%					
12	Servicios profesionales, científicos y técnicos	0.01542073	0.03305756		33.0	19.7	13.1	4.5	70.3	1.7%					
13	Dirección de corporativos y empresas	0.00483901	0.00811152		45.8	27.0	324.5	16.0	413.3	9.9%					
14	Servicios de apoyo a los negocios y manejo de desechos y servicios	0.01465610	0.02455370		3.5	6.6	0.8	111.8	122.7	2.9%					
15	Servicios educativos	0.00000120	0.00010012		24.3	20.0	9.7	3.1	57.1	1.4%					
16	Servicios de salud y de asistencia social	0.00000000	0.00000000		0.1	0.1	0.2	0.0	0.4	0.0%					
17	Servicios de esparcimiento culturales y deportivos, y otros servicios	0.00000375	0.00002061		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%					
18	Servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas	0.00143929	0.00289464		5.5	2.4	1.8	2.8	12.5	0.3%					
19	Otros servicios excepto actividades del Gobierno	0.00469965	0.00875813		11.6	7.1	2.2	1.0	22.0	0.5%					
20	Actividades del Gobierno y de organismos internacionales y	0.00000004	0.00036782		0.4	0.3	0.1	0.1	0.8	0.0%					
21	Usos de la Economía Interna de origen nacional	0.50064875	1.74498475		2,166.7	1,424.4	413.6	168.5	4,173.2	100.0%					
	(Suma de Valores)					1,6875	1,7450	1,3346	1,5454	1,6565					
22	Importaciones de la Economía Interna	0.13086585													
23	Impuestos sobre bienes y servicios netos de subsidios	0.00325497													
24	Valor Agregado Bruto de la Economía Interna	0.36523042													
25	Valor Bruto de la Producción de la Economía Interna	1.00000000													

Tabla 7.4.2 Matriz Insumo-Producto para los Sectores en la Construcción de una Nucleoeléctrica

La Tabla 7.4.2 considera los requerimientos de los sectores más directamente involucrados en el proyecto: el sector manufacturero, construcción, servicios de ingeniería y el sector denominado “dirección de corporativos y empresas”. Puede apreciarse (renglón 21, 1^a columna) que la generación de una unidad de producto por parte de la industria manufacturera requiere, en promedio, de la adquisición directa de 0.50 unidades de parte de la estructura productiva, incluyendo (renglón 5, 1^a columna), 0.165 unidades del mismo sector manufacturero. Una vez que se consideran las etapas sucesivas de este proceso, puede apreciarse (renglón 21, 3^a columna) que la producción de una unidad de valor genera requerimientos *directos e indirectos* por 1.75 unidades de valor. Estas provienen de todos los sectores productivos, como puede apreciarse. El mayor impacto, como es de esperarse, se genera en el propio sector manufacturero, seguido lejanamente del comercial.

Dado el alto grado de agregación de la matriz de insumo-producto (clasifica la totalidad de la actividad económica en 20 sectores, aun cuando existen en países avanzados clasificaciones con más de 100 sectores; este grado de agregación significa un alto grado de abstracción de ahí que estas cifras sólo proporcionan una primera aproximación), no es posible cuantificar directamente los efectos sobre industrias específicas más detalladas. Sin embargo, el análisis de los efectos totales, directos e indirectos, del gasto involucrado, muestra el elevado efecto positivo. La Columna de Coeficientes Totales muestra que la suma de los

efectos directos e indirectos del gasto en cuestión es 1.7449. Es decir, la producción de una unidad de valor en el sector manufacturero requiere producir 1.75 unidades en el resto de la cadena productiva, para sustentar dicha producción.

Es importante también hacer notar, que directamente en el sector manufacturero se requieren 0.13 unidades de importaciones, y que se generan .365 unidades de valor agregado -mano de obra, depreciación- nacional. Estos son los pagos a la mano de obra y al capital invertido en el sector industrial en cuestión. Asimismo, se pagan .00325 unidades de “impuestos netos de subsidios”.

Se debe señalar el efecto total del gasto estimado sobre los requerimientos de producción en la economía. Así, puede apreciarse en la Tabla 7.4.2 que el gasto por 2,520 Millones USD, genera requerimientos de insumos y componentes por un total de 4,173 Millones USD (renglón 21, columna “efectos totales”) en la economía nacional. Esto es un factor total promedio de 1.66 veces.

Tomando como ejemplo el sector de la Industria Manufacturera el gasto nacional en este rubro es de 816.3 Millones USD, y genera los efectos multiplicadores que se aprecian en la Tabla 7.4.3, donde se muestra el gasto ordenado por sectores de actividad económica. Como se señaló previamente en este sector el factor multiplicador es de 1.745 veces. Es natural que el mayor efecto directo se registre en el sector manufacturero.

Industrias manufactureras	70.9%
Comercio 1	7.0%
Minería 2	6.1%
Agricultura, ganadería, aprovechamiento forestal, pesca y caza 3	4.3%
Transportes 4	2.4%
Servicios profesionales, científicos y técnicos 5	1.9%
Servicios de apoyo a los negocios y manejo de desechos y servicios de remediación 6	1.4%
Servicios inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles e intangibles 7	1.4%
Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final 8	1.4%
Servicios financieros y de seguros 9	1.1%
Información en medios masivos 10	0.8%
Otros servicios excepto actividades del Gobierno 11	0.5%
Dirección de corporativos y empresas 12	0.5%
Servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas 13	0.2%
Construcción 14	0.1%
Correos y almacenamiento 15	0.0%
Actividades del Gobierno y de organismos internacionales y	0.0%

extraterritoriales	16	
Servicios educativos		0.0%
Servicios de esparcimiento culturales y deportivos, y otros servicios recreativos		0.0%
Servicios de salud y de asistencia social		0.0%
SUMA: Usos de la Economía Interna de origen nacional		100.0%

Tabla 7.4.3 Sector Manufacturero

A nivel nacional el factor de 1.66 significa que el gasto nacional se multiplica en un elevado porcentaje. Adicionalmente, el factor de valor agregado (0.36 en la industria manufacturera, pero 0.49 en la construcción, 0.71 en los servicios de ingeniería y 0.53 en los servicios de administración) significa que, del gasto nacional (2,520 Millones USD), el 48%, (1,205 Millones USD) es valor agregado nacional. Estas cifras se presentan en la Tabla 7.4.4. Generalmente se considera que el gasto de consumo final interno tiene un multiplicador entre 2 y 3. Es decir, los efectos sobre el consumo final pueden estimarse, considerando una cifra de 2.5, alrededor de US \$3,000 millones.

	Adquisiciones nacionales*	Valor agregado directo*	Factor Valor Agregado
CONSTRUCCION	1,284.0	628.1	0.489
COMPONENTES MANUFACTURADOS	816.3	298.1	0.365
SERVICIOS de INGENIERIA	309.9	220.9	0.713
ADMINISTRACION CFE	109.0	58.2	0.534
TOTAL	2,519.15	1,205.3	0.478
*Cifras en millones de dólares corrientes.			

Tabla 7.4.4 Valor Agregado Directo en la Producción Nacional de Componentes, Equipos y Servicios

La información de la matriz de insumo-producto, como se ha señalado, es útil como una primera aproximación de los efectos internos que es factible alcanzar, para la economía nacional. Ciertamente, si por diversas razones se aumenta el contenido de las importaciones tanto en componentes e insumos como en servicios de ingeniería, disminuye la producción nacional, pero no sólo en el monto importado, sino en dicho monto ajustado por la pérdida de efectos directos e indirectos sobre el resto de la actividad económica. Es decir, disminuye en aproximadamente 1.66 veces el monto importado. Dada la magnitud de este factor multiplicador, es de la mayor importancia definir un conjunto de acciones que aseguren los máximos efectos sobre la producción nacional. Lo anterior no implica en forma alguna buscar la producción en México del mayor porcentaje de valor. Significa, en cambio, que debe buscarse el aprovechamiento de toda la capacidad productiva nacional y los recursos humanos, científicos y tecnológicos existentes.

Para ello, se requieren acciones que permitan compensar los sesgos existentes en la actualidad a favor de las importaciones en este tipo de proyecto.

En el contexto nacional, una aproximación a los efectos del gasto en cuestión sobre la economía de Veracruz puede obtenerse a partir del análisis de la importancia relativa de Veracruz en la economía nacional.

7.5.- IMPACTOS REGIONALES DIRECTOS

El bajo nivel de desarrollo del estado es altamente relevante. Condiciona directamente los beneficios que se pueden lograr a partir de una gran inversión como la que se discute. De tal manera, al caracterizar el desarrollo actual de Veracruz y señalar algunos de los principales problemas, se pretende, por una parte lograr un alto grado de realismo acerca de la dificultad de la tarea y las acciones complementarias que se recomienda llevar a cabo en paralelo, a fin de lograr que una inversión de gran magnitud, concentrada geográficamente, logre mayores efectos que la construcción de las primeras dos unidades de Laguna Verde. Y por otra, el reto implica también grandes oportunidades para el estado, y para lograr un mejor aprovechamiento, de su capacidad industrial, de sus recursos humanos y de sus recursos naturales.

Veracruz tiene enormes riquezas naturales, sobre todo en agricultura, ganadería, pesca y recursos pesqueros y minerales. Sin embargo, su nivel de desarrollo lo ubica considerablemente por debajo de la media nacional. Tiene sectores desarrollados, en la producción de petróleo y energía eléctrica. No tiene una infraestructura industrial desarrollada, que le permita aprovechar plenamente los impulsos derivados de la producción de estos sectores. De tal manera, en términos económicos estos sectores tienen características de “enclaves”. Es decir, obtienen un elevado porcentaje de sus insumos, componentes y servicios de alto nivel fuera de la entidad, cuando no en el extranjero. Y la mayor parte de la producción, sobre todo energética, igualmente va hacia fuera de la entidad. Los encadenamientos productivos con el resto de la entidad son limitados, sobre todo en términos de empleo productivo. El resultado es un alto grado de marginación y pobreza, como ilustra en la Tabla 7.5.1.

Indicador	Población	
	Absoluta	% del total
Pobreza alimentaria	1,990,503	28.0
Pobreza de capacidades	2,581,256	36.3
Pobreza de patrimonio	4,216,024	59.3

Fuente: CONEVAL

Tabla 7.5.1 Población por Condición de pobreza en Veracruz, 2005

Puede apreciarse que casi un 60% de la población total vive en condiciones de pobreza patrimonial y también elevados porcentajes (28.0) en pobreza alimentaria, directamente correlacionada con el nivel de ingresos. Igualmente, las

estadísticas indican que un elevado porcentaje de la población económicamente activa se dedica a las actividades primarias y comerciales. A pesar de su tamaño absoluto, el sector moderno de la economía es reducido en relación al tamaño de su población. La ubicación de la central nucleoeléctrica de Laguna Verde no podía cambiar por si sola esta situación, dado que fuera de esta inversión, no se han llevado a cabo inversiones amplias para el desarrollo de la zona. Sin embargo, es un factor que debe considerarse al estudiar nuevas inversiones en ampliación de capacidad.

	VALOR	RANGO NACIONAL
POBLACION 2005	7,110,214.0	3
PIB 2006 (millones pesos corrientes)	348,369.7	
PIB (millones pesos corrientes 2004)	290,409.7	6
Superficie Agrícola (has)	2,281,184.2	1
PIB per capita (USD 2004)	3,662.0	24

Tabla 7.5.2 Producto Interno Bruto-Veracruz

A pesar de la gran riqueza agrícola y ganadera, el estado no tiene un elevado desarrollo en las actividades derivadas de éstas. El rango 24 a nivel nacional en PIB per cápita es indicativo del bajo aprovechamiento de los recursos del estado; contrasta con la percepción y el potencial del estado. Es también una razón por la que los efectos multiplicadores de una gran inversión, como han sido las plantas de Laguna Verde 1 y 2, así como el desarrollo portuario y el de la industria petrolera, han tenido un relativamente escaso efecto en la entidad. Tiene una economía que se caracteriza por áreas altamente desarrolladas, aunada a un elevado porcentaje de la población en condiciones precarias. Algunas estadísticas básicas son indicativas de lo anterior, en materia demográfica y productiva.

En el siglo XX, la población del estado creció más o menos al mismo ritmo que la población nacional. De hecho, hasta 1970 la tasa de incremento de la población era ligeramente superior a la tasa nacional. Sin embargo, el estado de Veracruz, como un todo, ha crecido a una tasa inferior al promedio nacional desde 1970. Este fenómeno se observa claramente en las Figuras siguientes:

Población total, Estados Unidos Mexicanos y Veracruz de Ignacio de la Llave,
1895 a 2005

GRÁFICA 1

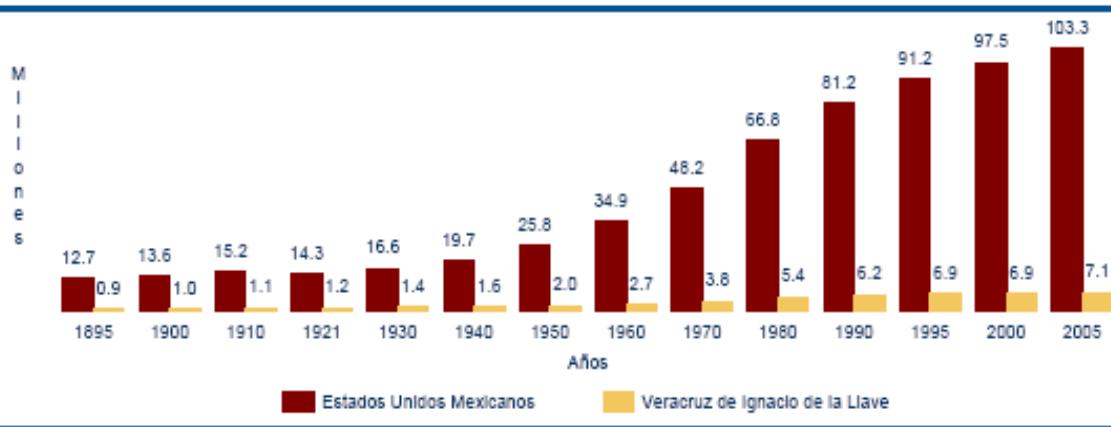


Figura 7.5.1 Población Total, México/Veracruz¹

Tasa de crecimiento promedio anual de la población, Estados Unidos Mexicanos
y Veracruz de Ignacio de la Llave en los períodos de 1895 a 2005

GRÁFICA 2

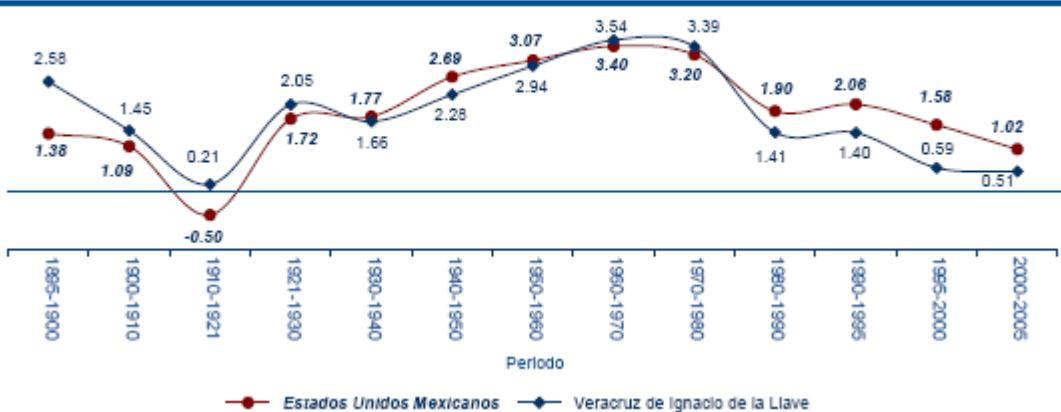


Figura 7.5.2 Tasa de Crecimiento Anual de la Población México/Veracruz¹

REFERENCIAS

- [1] INEGI, Conteo de Población y Vivienda, 2005, Perfil Sociodemográfico de Veracruz Ignacio de la Llave.

7.6.- LA REGIÓN INMEDIATA A LAGUNA VERDE

El estado de Veracruz se integra por diez regiones, de acuerdo a la clasificación utilizada por la Secretaría de Desarrollo Económico. Laguna verde se encuentra ubicada en el municipio de Alto Lucero. La región en la cual se ubica dicho municipio se denomina “Capital”, por parte de dicha Secretaría, pues incluye el municipio de Xalapa, entre los 40 que la integran. Esta región es una de diez (Las restantes son Huasteca Alta, Huasteca Baja, Las Montañas, los Tuxtlas, Nautla, Olmeca, Totonaca, Papaloapan, y la última, denominada Puerto y Sotavento).

Según el Censo de Población de 2000, contaba con 964,874 habitantes. Para 2005, su población se estimó en 1,047,672. Para 2010, se estima una población de 1,084,000 habitantes. Puede apreciarse la baja tasa de crecimiento demográfico de la región, en el contexto nacional. Para 2000-2010, la tasa de crecimiento estimada es de 12.3 por ciento, muy similar a la media nacional.

La región capital¹ tiene una gran orientación agropecuaria, el 65% del suelo es dedicado a la agricultura y la ganadería. Esta región es la de mayor superficie de bosque de toda la entidad con un 23% del territorio y sólo un 8% de selva.

Uso del suelo	Hectáreas	%
Área agrícola	209,328.42	39.55
Área sin vegetación	221.71	0.04
Bosque	122,280.95	23.1
Cuerpo de agua	741.46	0.14
Localidad	5,405.96	1.02
Matorral	10,628.14	2.01
Otros tipos de vegetación	3,327.68	0.63
Pastizal	134,686.99	25.45
Selva	42,630.49	8.05
Total	529,251.80	100

Tabla 7.6.1 Uso de Suelo en la Región Inmediata a Laguna Verde

	RURAL	URBANA	TOTAL
POBLACIÓN	17,307	9,881	27,188
%	63.66	36.34	100

Tabla 7.6.2 Población en el Municipio de Alto Lucero.

MARGINACIÓN

Aspectos como la vivienda, educación y salud son muy importantes para determinar la calidad de vida de la población en una región determinada. Por lo tanto, conocer a profundidad la problemática que gira en torno a estos aspectos nos ayudará a brindar un diagnóstico y eventualmente a una solución viable.

Existe un alto grado de marginación en la zona. En aspectos como analfabetismo, calidad de la vivienda, salud, etc., los índices son muy bajos.

Un posible elemento de importancia es la realización de programas sociales orientados a elevar el bienestar de la población, buscando lograr la percepción que este mejoramiento es consecuencia directa de la presencia de CFE en la zona.

Una de las principales carencias que enfrenta la región Capital es el alto grado de hacinamiento en las viviendas (48.80%), así como la falta de sanitarios (13.38% y la falta de disponibilidad de drenaje (19.04%), en este último caso, aunque el porcentaje indica que es una necesidad que requiere de mucha atención, en comparación con las demás regiones del Estado, presenta uno de los niveles más bajos. En lo que se refiere a la disposición de agua y electricidad, esta región presenta los niveles más bajos del Estado.

En cuanto a la educación, para el año 2000, la región contaba con una población de 639,339 habitantes de 15 años y más, de los cuales 81,140 eran analfabetas, ello significa una tasa de analfabetismo del 12.7%. Destaca el hecho de que el 60.74% de la población analfabeta eran mujeres y sólo el 39.26% hombres. La desigualdad de género es reflejo de la falta de oportunidades para las mujeres, pero también de la prevalencia de actitudes tradicionales que limitan su desarrollo personal.

Al analizar la población de los municipios más cercanos a Laguna Verde, sin embargo, es patente el estancamiento económico. Alto Lucero tenía en 2000 una población de 27,188 habitantes. Se estima que durante la década, esta cifra crezca apenas en poco más de 500 personas². Ello es claramente indicativo de la falta de estímulos autónomos, o de efectos multiplicadores locales. La producción agrícola que se vende fuera de la región genera ingresos que permiten el sostenimiento económico de la población, más no la realización de inversiones que generen un proceso de crecimiento y desarrollo.

Para la región aledaña a Laguna Verde (Municipios Alto Lucero, Actopan, Colipa, Juchique de Ferrer y Vega de Alatorre), el estancamiento es todavía más acentuado. La Tabla 7.6.3 a continuación muestra la evolución de la edad mediana 8 (dicha edad se define como la edad debajo de la cual está el 50% de la población, el restante 50% tiene más de la edad mediana).

En estos municipios. En Actopan y Alto Lucero, la edad mediana aumentó en cinco años entre 2000 y 2005. Para el estado, el promedio fue de tres años. Y la tasa de crecimiento anual promedio de la población muestra claramente un proceso de emigración. El aumento de la edad mediana indica claramente que los jóvenes son quienes más están emigrando, sin duda debido a la falta de oportunidades de empleo en la zona.

	2000	2005	Cambio	Población: Tasa de crecimiento anual
Veracruz	22	25	3	0.51
Alto Lucero	24	29	5	-0.86
Colipa	20	22	2	-1.12
Actopan	25	30	5	-0.68
Juchique de Ferrer	21	24	3	-2.58
Vega de Alatorre	24	28	4	-0.25

Tabla 7.6.3 Edad Mediana estatal y Municipal³

Como puede apreciarse al evaluar estos contrastes, las cifras de la matriz de insumo-producto a nivel nacional tienen poca relevancia en entorno geográfico inmediato de Laguna Verde. Ello genera problemas importantes que es necesario enfocar directamente. En el contexto social del país, es necesario desarrollar políticas públicas para transformar la percepción de que Laguna Verde no genera beneficios para la región donde se ubica. Ello coadyuvaría a evitar problemas al iniciar trabajos para una tercera unidad nucleoeléctrica en la zona.

Hasta ahora, los efectos de la Central de Laguna Verde sobre la región inmediata no son apreciables. La zona continúa siendo rural, atrasada, con agricultura en pequeña escala, y sin posibilidad de integrarse mayormente al desarrollo regional o nacional. Los factores principales que contribuyen a esta baja penetración son múltiples. Sin embargo, pueden sintetizarse en carencia de acciones federales o estatales orientadas a promover el potencial de la región y en la carencia de políticas sectoriales.

Como resultado de lo anterior, se ha generado “aceptación pasiva” para Laguna Verde, mas no un apoyo positivo. Ello es evidente a partir de las Encuestas que lleva a cabo CFE. Existe falta de información sobre la energía nucleoeléctrica, así como una percepción de “peligro” resultante de la falta de información y de una estrategia de comunicación que permita involucrar a los habitantes de la zona.

Sería altamente recomendable generar actitudes favorables hacia la posibilidad de apoyo a las acciones locales, siempre y cuando haya esfuerzos de las comunidades o de las personas. Es decir, CFE no puede generar la expectativa de convertirse en la solución a los problemas de la zona, pero si puede generar la percepción de que está dispuesta a apoyar los esfuerzos e iniciativas locales. El establecimiento de una “ventanilla de orientación y apoyo” para la comunidad puede ser de gran importancia al respecto.

REFERENCIAS

- [1] Información proveniente del Gobierno del Estado de Veracruz. Secretaría de Desarrollo Económico.
- [2] Proyecciones demográficas de CONAPO e INEGI, citadas en el análisis de la Secretaría de Desarrollo Económico.
- [3] INEGI, Conteo de Población y Vivienda, 2005, Perfil Sociodemográfico de Veracruz Ignacio de la Llave

7.7.- EL PROCESO CONSTRUCTIVO: PRINCIPALES EFECTOS

Durante la construcción de una unidad nucleoeléctrica nueva se tendrán los efectos siguientes:

- Necesidad de contratación de mano de obra para la construcción.
- Demanda de alojamiento, alimentación y otros servicios de apoyo.

- Aumentos de precios en la zona.
- Oportunidades para desarrollo de pequeños negocios y para ingresos adicionales para los habitantes
- Inmigración de trabajadores de otras regiones
- Inmigración (temporal o permanente) de profesionistas, técnicos e ingenieros.
- Problemas sociales derivados
- Necesidad de medidas de apoyo y reglamentación. Federal, estatal, municipal.
- Necesidad de fortalecer la infraestructura

Los efectos anteriores arrojan oportunidades que es importante aprovechar:

- Desarrollo comercial y de servicios
- Desarrollo de actividades de apoyo industrial
- Desarrollo de un núcleo de servicios públicos. Educación, salud.

BENEFICIOS DIRECTOS EN LA ZONA: CREACIÓN DE EMPLEO.

Como se ha mencionado en la sección de Impactos Regionales Directos, los efectos de la construcción de una nueva unidad nucleoeléctrica sobre la región inmediata a Laguna Verde serían relativamente limitados, debido al bajo grado de integración de las actividades económicas de la zona. Es decir, casi no existen insumos para el proceso de construcción, por lo que los efectos multiplicadores sobre la actividad económica serían muy bajos. Sin embargo, es posible la utilización de mando de obra de mediana y baja calificación, primero, durante la etapa de la construcción y posteriormente, en operación de la unidad. Este sería el beneficio directo más importante para los municipios aledaños a Laguna Verde.

El análisis del personal que ha laborado recientemente en la décima recarga de combustible de la Unidad 2, permite hacer una estimación de los efectos directos sobre el empleo en la zona, a partir de la inversión contemplada. La recarga de combustible requiere un gran numero de personal de mediano y bajo nivel de calificación, al igual que el proceso de la construcción, ya que en esta recarga en particular se llevaron a cabo actividades representativas de una etapa de construcción debido a la implementación de cambios para el proyecto de aumento de potencia. Asimismo, la construcción de las unidades I y II de Laguna Verde es muestra clara de las posibilidades en la zona.

Como puede apreciarse en el Cuadro 1A, la recarga utilizó alrededor de 4,000 personas, cifra relativamente cercana a la que se requeriría durante la construcción en forma sostenida, a lo largo de varios años. Se estima un requerimiento del orden de 5,000 a 6,000 personas. Del personal ocupado en la recarga, 3,905 son mexicanos y 259 provienen de otros países. De la mano de obra mexicana, cerca del 85% provienen del estado de Veracruz, un total de 3,299 personas, y el resto de otros estados. Tamaulipas, el Distrito Federal y Durango son las entidades que contribuyen con un mayor número de personas.

Del total de personal del Estado de Veracruz, prácticamente la mitad, 1601, provienen de la zona del puerto de Veracruz (Municipios de Veracruz, Boca del Río, Ursulo Galván). De los municipios aledaños a Laguna Verde (Actopan, Alto Lucero, Juchique de Ferrer y Vega de la Torre) vienen un total de 745 trabajadores, un 23% del total de Veracruz, y el 19% del personal nacional.

Si bien es un número limitado relativamente, puede apreciarse que su impacto sobre la región es importante proporcionalmente. En el caso de la recarga, el efecto ha sido más limitado y de corta duración. Sin embargo, ante la expectativa de un empleo por varios años, es de esperarse un fenómeno no sólo de mayor concurrencia por parte de la fuerza de trabajo local, sino inclusive de regreso de jóvenes que ante la perspectiva de empleo cercano a sus comunidades podrían regresar de otras entidades del país. En estas circunstancias, puede estimarse que alrededor de 1,000 a 1,200 del personal requerido para la construcción puede venir de los municipios más cercanos.

A fin de aumentar este efecto positivo, será de gran importancia establecer un programa de capacitación mediante becas de trabajo, a fin de preparar a los jóvenes de la región para los mejores puestos disponibles a los que puedan aspirar de acuerdo a su nivel educativo. El diseño de un programa especialmente orientado en tal sentido, permitiría atraer alrededor de 200 a 300 jóvenes adicionales a Laguna Verde.

Tal vez podría pensarse que estas cifras son optimistas. Sin embargo, la distribución por edades del personal empleado para la recarga de combustible permite vislumbrar la amplia disponibilidad de personal deseoso de emplearse. Alrededor del 85 por ciento del personal tiene entre 20 y 50 años, como se muestra en el cuadro y gráfica correspondiente. Casi el 15 por ciento tiene más de 50 años. Si se considera un ingreso total promedio por trabajador del orden de \$8,000.00 mensuales, entonces la derrama directa sobre la población de la zona puede llegar a más de \$10 millones mensuales. Esto sin contar el efecto final sobre el resto de los habitantes de la región como consecuencia de las compras de todos los trabajadores durante la semana, aun de quienes no residen en la zona, sino que lo harían en campamentos.

Posterior a la construcción, el personal que participe en dicha etapa podrá desarrollar actividades durante la operación de la unidad. En este caso y por la experiencia de las Unidades 1 y 2, el número de personal requerido es menor y puede ser alrededor de 800 personas. De esta manera se tendrá en la zona una derrama económica mensual muy importante.

En resumen, puede apreciarse que existirían amplios beneficios directos para la región inmediata. Las acciones de capacitación, planeación y organización de la actividad permitirían capturar mayores beneficios. Como se ha señalado, es factible mediante diversas acciones aumentar los beneficios estatales y nacionales. Para la región inmediata, sin embargo, en todo caso los mayores beneficios serían por el empleo y el abastecimiento de alimentos y servicios para un amplio contingente de trabajadores y empleados.

Cuadro 1 A

Personal utilizado en la Recarga de Combustible: Laguna Verde

PAISES EMPLEADOS POR COMPAÑIAS PARA 10a. RECARGA U2.		BAJA CALIFORNIA	
ARGENTINA	4	NORTE	7
ESTADOS UNIDOS	148	CAMPECHE	5
JAPON	3	CHIHUAHUA	2
CANADA	1	COAHUILA	4
COLOMBIA	1	COLIMA	5
FRANCIA	4	DURANGO	3
INDIA	1	ESTADO DE MEXICO	111
INGLATERRA	1	GUANAJUATO	8
SUECIA	1	GUERRERO	2
SUIZA	1	HIDALGO	21
VENEZUELA	2	JALISCO	4
ESPAÑA	92	MEXICO, D.F.	118
MEXICO	3905	MICHOACAN	28
TOTAL PERSONAL	4164	MORELOS	29
		NUEVO LEON	30
		OAXACA	2
		PUEBLA	63
		QUERETARO	2
		QUINTANA ROO	1
		SAN LUIS POTOSI	5
		SONORA	1
		TABASCO	5
		TAMAULIPAS	134
		TLAXCALA	15
		VERACRUZ	3299
		ZACATECAS	1
		TOTAL MÉXICO	3905

CUADRO 1 B

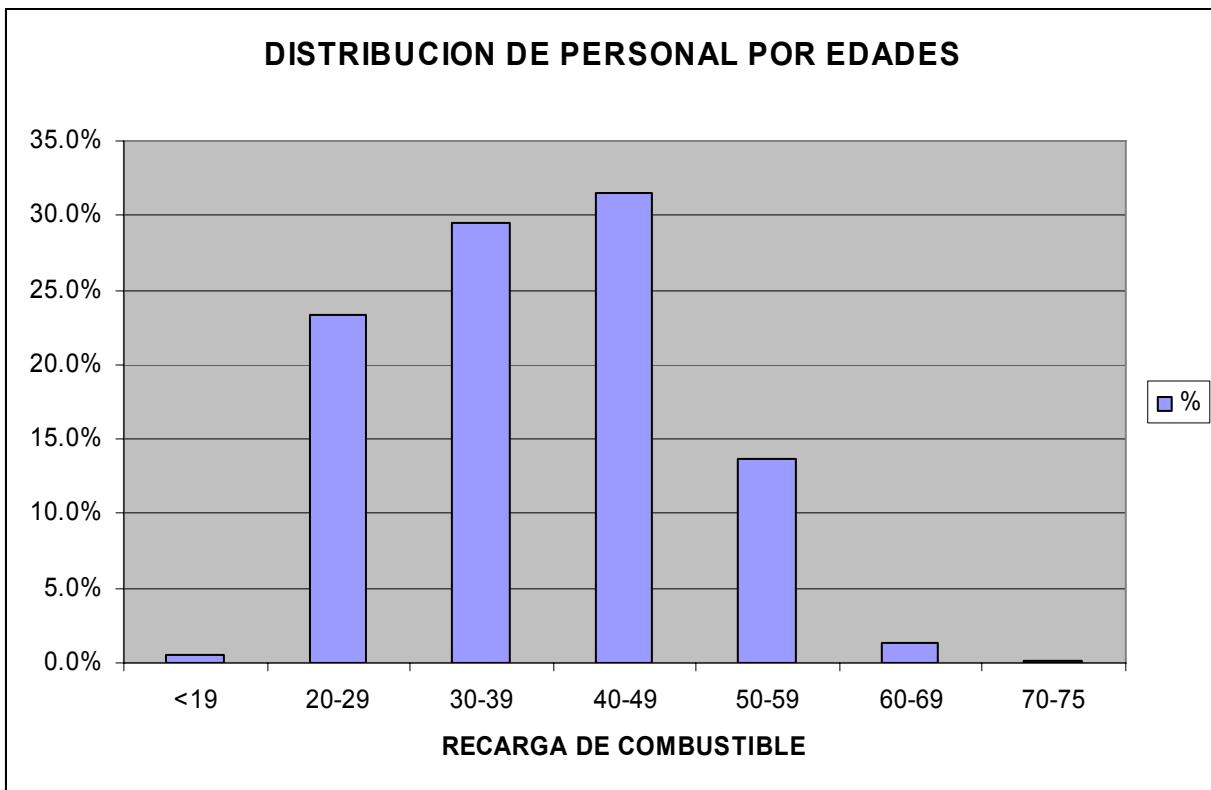
MUNICIPIOS DE ORIGEN DEL PERSONAL CONTRATADO: VERACRUZ

ACTOPAN	308	LERDO DE TEJADA	2
ALTO LUCERO	290	MALTRATA	1
JUCHIQUE DE FERRER	1	MANLIO FABIO	
VEGA DE LA TORRE	146	ALTAMIRANO	1
ACAJETE	3	MARTINEZ DE LA TORRE	7
ACAYUCAN	2	MEDELLIN	27
ACULTZINGO	2	MILPA ALTA	1
ALPATLAHUAC	2	MINATITLAN	9
ALVARADO	15	MISANTLA	6
		NANCHITAL	2

AMATITLAN	2	NAUTLA	1
AMATLAN DE LOS REYES	1	NOGALES	2
BANDERILLA	8	ORIZABA	18
BOCA DEL RIO	172	PAPANTLA	1
CAMARON DE TEJEDA	2	PASO DE OVEJAS	22
CHACALTIANGUIS	3	PEROTE	1
CIUDAD MENDOZA	2	POZA RICA	9
COACOATZINTLA	1	PUEBLO VIEJO	4
COATEPEC	27	PUENTE NACIONAL	73
COATZACOALCOS	11	RIO BLANCO	3
COATZINTLA	2	SAN ANDRES TUXTLA	5
CORDOBA	2	SAN JUAN EVANGELISTA	1
COSAMALOAPAN	2	SAN RAFAEL	1
COSCOMATEPEC	1	SANTIAGO TUXTLA	1
COSOLEACAQUE	3	SOLEDAD DE DOBLADO	3
COTAXTLA	3	TECOLUTLA	3
COYUTLA	1	TEOCELO	3
EMILIANO ZAPATA	21	TEPETLAN	1
FORTIN	5	TIERRA BLANCA	3
GUTIERREZ ZAMORA	2	TIHUATLAN	2
HIDALGOTITLAN	1	TLACOTALPAN	1
HUATUSCO	6	TLALIXCOYAN	1
HUEYAPAN DE OCAMPO	1	TLAPACOYAN	5
ISLA	1	TONOYAN	2
IXCATEPEC	1	TOTUTLA	1
IXTACZOQUITLAN	6	TUXPAM	74
JALTIPAN	5	URSULO GALVAN	420
JAMAPA	2	VENUSTIANO CARRANZA	3
JILOTELPEC	1	VERACRUZ	1009
JOSE AZUETA	1	VILLA ALDAMA	3
JUAN RODRIGUEZ CLARA	1	XALAPA	192
LA ANTIGUA	305	ZONGOLICA	1
LAS MINAS	1		
LAS VIGAS	2	TOTAL MUNICIPIOS	3,299

La distribución por edades del personal que participó en la recarga de combustible puede apreciarse a continuación.

EDAD	AÑO	NUMERO	%
<19	1990+	20	0.5%
20-29	80-89	911	23.4%
30-39	70-79	1151	29.5%
40-49	60-69	1227	31.5%
50-59	50-59	535	13.7%
60-69	40-49	54	1.4%
70-75	30-39	3	0.1%
TOTAL		3901	100.0%



7.8.- ACCIONES PROPUESTAS

Es claro que la construcción de una nueva nucleoeléctrica, por la magnitud e importancia de la inversión, enfrenta problemas sociales que deben enfrentarse de manera directa, sea en Laguna Verde o en otra región. Los numerosos avances, en materia de infraestructura, reserva territorial, entorno social y ubicación geográfica, dan a Laguna Verde amplias ventajas en relación a cualquier otro sitio alternativo. Tanto en costo, tiempo y en lo referente a la problemática social, esta ubicación tiene importantes ventajas. Sin embargo, a la luz de los elementos planteados, es necesario considerar una serie de acciones específicas para maximizar el impacto favorable, en lo económico y social, sobre todo a nivel regional.

A primera vista, las dificultades para lograr este objetivo parecen enormes, pues muchos de los mecanismos e instrumentos de política pública vigentes en otros países no existen en México. Su implantación puede ser de gran utilidad, para ubicar el desarrollo de esta forma de generación en México en una posición comparable. En este documento, simplemente se señalan algunos de estos mecanismos, con el fin de ubicar el tipo de acciones necesarias para lograr los efectos multiplicadores sobre la economía nacional, es decir, empleo, producción e inversión.

Formación de recursos humanos y desarrollo tecnológico. Informar a las principales instituciones de educación superior sobre la importancia de la energía nuclear para la economía nacional y para el desarrollo tecnológico nacional. Interesarlos en el tema. Desarrollar acciones con CONACYT, Cámaras e instituciones internacionales, como el BID. En los países que están reactivando el sector de nucleoeléctricidad, existe clara conciencia acerca de la necesidad de formar recursos humanos en los distintos niveles. Ello incluye desde los más altos niveles de ciencias e ingeniería hasta los técnicos en la operación, personal de construcción, diseño y gestión. La construcción de una central nucleoeléctrica requiere de los más altos estándares de calidad, tanto en los materiales y componentes utilizados, como en los procesos constructivos. De ahí la importancia de fortalecer la capacidad nacional en estos aspectos. Al respecto, es de particular importancia la participación activa de las Instituciones de Educación Superior Veracruzanas, a fin de diseminar los efectos favorables de este proyecto en el estado.

Fortalecer la capacidad de la industria nacional para contribuir al proyecto. Tal como se ha señalado, el objetivo es complejo, por lo que requiere de diversas acciones que deberán definirse considerando casos específicos. La construcción de las dos unidades de Laguna Verde generó amplias oportunidades para la industria nacional, así como un proceso importante de aprendizaje. A lo largo de los años, sin duda algo de ello se ha perdido; sin embargo, los efectos favorables sobre la generación de empleos de altos ingresos son un objetivo importante que se puede alcanzar en la actualidad.

Fortalecer la capacidad de financiamiento de la industria nacional. La definición de las líneas principales de financiamiento disponibles para permitir a las empresas nacionales participar en condiciones comparables a empresas de otros países es el elemento principal. Requiere acciones por parte de las autoridades financieras.

Promover una reunión con las empresas participantes en LV 1 y 2. El objetivo es revisar la evolución de las capacidades de la industria nacional y detectar con mayor precisión las áreas de mayor importancia para las políticas públicas. Dado el tiempo transcurrido, puede ser momento adecuado para revisar la evolución de las capacidades de estas empresas. Al mismo tiempo, es posible identificar oportunidades para una mayor participación de estas empresas.

Fortalecimiento de la capacidad para desarrollar proyectos locales. Participación de gobierno estatal e Instituciones de Educación Superior Veracruzanas. El desarrollo de actividades que permitan aprovechar mejor los recursos de la zona, y la cercanía de Laguna Verde, se dificulta en vista de las políticas nacionales de precios de la electricidad. En tal contexto, no significa ventaja locacional alguna dicha cercanía. Sin embargo, la región tiene ventajas de ubicación como sus recursos naturales, su cercanía con el puerto de Veracruz, y cierto potencial turístico. El aprovechamiento de estas ventajas es independiente de Laguna Verde en un sentido estricto. Sin embargo, el nivel general de bienestar de los habitantes de la región es un elemento de gran importancia para la generación de actitudes favorables a la ampliación de Laguna Verde. El pleno aprovechamiento del potencial de la región tiene implicaciones de importancia, para Veracruz y para otros estados.

La participación de los gobiernos municipales. Esto puede parecer poco redituable a primera vista, dado el nivel de desarrollo de la zona. Sin embargo, su participación activa puede ser muy útil como parte del esquema de comunicación con la sociedad en su conjunto. En particular, si se logra crear la impresión de que la inversión en una próxima planta nucleoeléctrica puede ser un detonador del desarrollo regional, es más fácil sumar el consenso de la región. De lo contrario, si se percibe a esta inversión solamente como la ampliación de un enclave, se puede fácilmente caer en una situación de conflicto con diversos grupos.

La compra de una reserva territorial aledaña a Laguna Verde. Puede facilitar el proceso constructivo, evitando el encarecimiento excesivo de los servicios de apoyo para el proceso constructivo. En la medida que los campamentos, oficinas y servicios auxiliares se puedan llevar a cabo dentro de esta zona de reserva, se evita la especulación y es factible aglutinar diversos servicios para lograr una masa crítica urbana. A mediano plazo, esta puede ser importante para concentrar los servicios regionales.

Las acciones apuntadas en esta sección son ilustrativas del tipo de medidas necesarias para llevar a cabo este proyecto exitosamente. El país no ha generado nuevos polos de desarrollo en muchos años y, en el caso de Veracruz, el impulso proveniente del petróleo ha ido disminuyendo, como se aprecia al evaluar el crecimiento demográfico de la entidad en las últimas cuatro décadas. De llevarse a cabo este proyecto, existen numerosas oportunidades cuyo aprovechamiento es factible y desde luego, altamente favorable para la región.

7.9.- CONCLUSIONES

- El análisis de la matriz de insumo-producto permite concluir que el efecto multiplicador de la inversión en una nueva planta nucleoeléctrica es importante, por los requerimientos directos e indirectos de las compras de servicios, equipos y productos para dicha unidad.
- Dado el elevado efecto multiplicador que en potencia es posible alcanzar, es de la mayor importancia buscar la máxima producción nacional. Ello

requiere el diseño de un conjunto de políticas públicas por parte del Gobierno Federal para compensar la tendencia natural a importar o a contratar las inversiones públicas “llave en mano”.

- Dado el elevado potencial de aprendizaje y la relativa estabilidad de las tecnologías básicas en el sector, la definición de un programa multiplantas permitiría elevar los efectos integradores a nivel regional y nacional. Ésta es claramente una decisión con implicaciones de largo plazo.
- Los efectos regionales -estatales y municipales- más o menos “automáticos” serían relativamente limitados, dado el bajo grado de integración industrial de la región, y del estado de Veracruz. De ahí la necesidad de estructurar un conjunto de mecanismos que involucren a los tres niveles de gobierno, a fin de lograr la mayor participación de las empresas regionales en el abastecimiento al proyecto.
- No es posible identificar los efectos nacionales en su dimensión geográfica, dado el grado de agregación de la matriz de insumo-producto. Sin embargo, es posible definir los tipos de ajustes necesarios en aspectos tales como el financiamiento, la normatividad de adquisiciones y contrataciones del sector público y la relación con universidades y sector productivo, a fin de lograr el mayor efecto nacional.
- Las acciones de apoyo necesarias para este proyecto rebasan el ámbito de decisiones de CFE. Forman parte de una estrategia que ubicaría a México en la tendencia de las decisiones adoptadas en otros países. Las consideraciones básicas son la seguridad energética y el apoyo al crecimiento económico, la competitividad, el empleo, la tecnología y la energía no contaminante.

CONCLUSIONES GENERALES

De lo presentado en las diferentes secciones de este reporte, resulta evidente la tendencia de distintos países hacia el uso y aprovechamiento de la energía nuclear reforzando, y en algunos casos reanudando sus programas energéticos nucleares, donde México no debe ser excepción debido a diferentes razones que favorecen a la energía nuclear, las cuales se mencionan a continuación;

- La energía nuclear ha sido considerada por una gran cantidad de países desde la época de los 50s. Actualmente existen 436 unidades nucleoeléctricas en operación, y 47 unidades nucleoeléctricas nuevas se encuentran en construcción en 14 países, lo cual demuestra que la energía nuclear es un camino confiable para generar electricidad y combatir el cambio climático.
- Los costos de producción de las unidades nucleoeléctricas han disminuido consistentemente hasta un valor en 2008 de 18.7 USD/MWh, valor ligeramente inferior al costo de producción de unidades carboeléctricas y significativamente menor a los costos de producción de unidades basadas en combustóleo y gas las cuales han tenido incrementos significativos en sus costos. Lo anterior debido a que en una unidad nuclear, el combustible representa el 26% del costo de producción, mientras que en unidades con generación eléctrica a base a gas el 93% y con base a carbón el 80%.
- El combustible nuclear irradiado tiene la gran ventaja de poder ser reprocesado para seguir generando energía. El reprocesamiento se realiza para recuperar el uranio remanente y el plutonio producido para seguir generando energía, separándolos de los residuos radiactivos de alta actividad que hay que eliminar de manera definitiva del combustible irradiado. En el combustible irradiado, el uranio remanente representa el 96%, el plutonio el 1% y los residuos radiactivos el 3%.
- Se cuenta con tecnologías probadas de almacenamiento temporal y definitivo, tanto del combustible irradiado como de los desechos radiactivos. El combustible irradiado se almacena inicialmente en albercas llenas de agua dentro de los edificios de la unidad nuclear y posteriormente se pueden almacenar en contenedores a cielo abierto en el área protegida de la unidad. La disposición final se realiza en un repositorio geológico, con características similares al repositorio que se está habilitando en Forsmark, Suecia.
- La generación anual de desechos radiactivos en el mundo es mínima. En países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) éstos ascienden a únicamente 81,000 metros cúbicos por año del gran total de desechos tóxicos generados, los cuales son aproximadamente 300 millones de toneladas de todo tipo. Asimismo, existen diferentes métodos de compactación de desechos radiactivos de actividad media y baja, diferentes al combustible irradiado, con miras a su almacenamiento definitivo en repositorios subterráneos o superficiales, con y sin barreras de ingeniería. La tecnología

para el tratamiento de este tipo de desechos y su disposición definitiva está ampliamente demostrada y en uso en diversos países.

- El desmantelamiento de una unidad nuclear no es una novedad. Actualmente, ocho unidades nucleares de generación eléctrica han sido completamente descontaminadas y desmanteladas, con sus terrenos liberados sin restricciones para otros usos. Otras 17 han sido parcialmente desmanteladas y cerradas con seguridad, 31 están siendo desmanteladas para su liberación posterior y 30 fueron sometidas a un mínimo desmantelamiento para entrega del recinto a largo plazo. Se estima por unidad nucleoeléctrica, un costo entre 300 y 500 millones de dólares. Dicho el cual incluye costos estimados para cumplir con normas radiológicas (alrededor de 300 millones de dólares), manejo de combustible gastado (entre 100 y 150 millones de dólares) y actividades para restauración del sitio (50 millones de dólares).
- Es importante mencionar que las tecnologías fósiles han emitido por muchos años contaminantes a la atmósfera, también requieren ser desmanteladas y sus desechos tales como las cenizas y escorias requieren de procesamiento y disposición.
- La energía nuclear es la fuente más segura comparada con las diversas fuentes utilizadas para generar energía eléctrica base. En su historia la nucleoelectricidad ha sido responsable de 8 muertes/TWaño, en comparación con 883 de la hidroelectricidad, 85 del gas natural y 342 del carbón, según lo muestran las estadísticas.
- Las unidades nucleoeléctricas son resguardadas mediante sistemas avanzados de Seguridad Física, centrados en evitar el mal uso de materiales nucleares u otros materiales radiactivos con el objetivo de causar daño intencional. Por otra parte de un conjunto de acciones realizadas por México en la Comunidad Internacional, y en la búsqueda de garantizar la No Proliferación de armas nucleares en el mundo, México ha suscrito los acuerdos y tratados internacionales para la No Proliferación.
- El proceso de obtención de la Licencia de Operación de una nueva unidad nucleoeléctrica se realiza en una sola etapa de manera eficiente, mediante una serie de acciones que simplifican el proceso anterior de licenciamiento el cual constaba de dos etapas, una para la etapa constructiva y la otra para la obtención de la Licencia de Operación, además de que todos los Licitantes de reactores avanzados ofrecen diseños certificados, los cuales ya han sido evaluados y aprobados por otro Organismo Regulador.
- La capacidad de la industria de forja sigue en constante crecimiento, principalmente por la necesidad de la fabricación de vasijas para los nuevos reactores. La mayor capacidad en la industria de la forja actualmente en operación se encuentra en Japón (Japan Steel Works), China (China First Heavy Industries) y Rusia (OMX Izhora). Se está instalando capacidad adicional en Japón (JSW), Corea del Sur (Doosan), Francia (Le Creusot) y se

planea también en el Reino Unido (Sheffield Forgemasters) y la India (Larsen & Toubro).

- La opinión pública en varios países del mundo es cada vez más favorable a la energía nuclear. Los resultados de diferentes encuestas realizadas en varios países del mundo por diferentes organizaciones, indican que cada vez existe más apoyo a la energía nuclear por parte de las personas de todo el mundo cuando se tiene acceso a la información sobre la misma, además de la preocupación global en torno a los gases de efecto invernadero. Las tres preocupaciones principales de los encuestados que se opusieron al uso de la energía nuclear en su país, fueron los temas relacionados con la eliminación de desechos, la seguridad y el desmantelamiento, los cuales han sido tratados a lo largo de este Reporte.
- Cada vez existe mayor experiencia sobre los usos pacíficos de la energía nuclear en México. Las unidades uno y dos de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, cuya operación comercial inició en julio de 1990 y abril de 1995 respectivamente, han operado exitosamente y acorde a parámetros operativos internacionales que la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO) han establecido. La central Laguna Verde, ha obtenido reconocimientos nacionales e internacionales los cuales demuestran el gran compromiso que se tiene con el medio ambiente, con la seguridad nuclear y física, con la calidad total, con la seguridad y salud en el trabajo y con la sociedad. Actualmente, la central Laguna Verde, cuenta con mayor capacidad de generación eléctrica así como un mayor factor de capacidad, obtenida mediante la rehabilitación y modernización de sus dos unidades nucleares utilizando tecnologías de avanzada, nuevos métodos constructivos y nuevas técnicas de reducción de volumen de los desechos de actividad media y baja lo que resulta en una reducción considerable de volumen final de desechos radiactivos a disponer.
- Actualmente los tecnólogos cuentan con diseños mejorados de reactores nucleares con características que permiten mayor capacidad de generación eléctrica, como por ejemplo, sistemas pasivos en algunas funciones de seguridad del reactor. Sólo un pequeño número de reactores de nueva Generación III/III+ han sido construidos y ya están en funcionamiento. Se espera que estos sean la piedra angular de la energía nuclear para la producción de electricidad en los próximos 50 años.
- Actualmente, las grandes compañías que han desarrollado las tecnologías nucleares a nivel global, se han asociado para competir en el mercado mundial con el fin de ofrecer en el mercado reactores nucleares con características mejoradas, como es el caso de los proveedores de reactores de agua ligera AREVA NP, General Electric (GE) Energy y Westinghouse, asociados básicamente con las compañías japonesas Hitachi, Toshiba y Mitsubishi.
- Los nuevos métodos constructivos utilizados en la actualidad han sido uno de los principales factores para el éxito de los proyectos para la construcción de nuevas unidades nucleares. Un ejemplo el caso de los reactores avanzados

construidos en un lapso de 3 años en Japón, utilizando el método de construcción modular, los cuales se encuentran actualmente en operación.

- Las unidades de generación basadas en combustibles fósiles, tales como las termoeléctricas convencionales, las carboeléctricas y los ciclos combinados son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas directas como el CO₂ y otros contaminantes, que afectan la calidad del aire en el área local o regional o que causan un impacto ambiental global, como es el caso del efecto invernadero. En términos relativos, las unidades nucleares además de las unidades hidroeléctricas, geotérmicas, solares y eólicas, sólo generan emisiones indirectas a bajas escalas.
- El Reporte Stern es uno de los reportes más serios que se han emitido con respecto al impacto económico del cambio climático. Este reporte concluye que se requiere del orden del 1% del PIB mundial para llevar a cabo las acciones de mitigación.
- La tecnología de un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC) y la captura y secuestro de carbono aún no están probadas, se encuentran en etapa de demostración en diversos países del mundo, esperando comercialización industrial a partir del 2020.
- Una unidad nucleoeléctrica es la única que no emite CO₂ durante su etapa de generación, en comparación con unidades que queman combustibles fósiles. La unidad de generación eléctrica con la menor cantidad de emisiones de CO₂ la encabeza el ciclo combinado con captura y secuestro de carbono (CSC), siendo la unidad Carboeléctrica Supercrítica la que emite más gases de efecto invernadero.
- Entre las nuevas tecnologías de generación eléctrica limpia de carga base, la nucleoeléctricidad es la más barata cuando se compara con cualquier otra tecnología fósil que incorpore Captura y Secuestro de Carbono. Considerando el costo de las emisiones de CO₂ a 25 USD/ton, sin captura y secuestro de carbono también es más barata que cualquier tecnología fósil, excepto el ciclo combinado, donde la diferencia entre los costos de ambas unidades equivale a un 22%. El ciclo combinado es una opción más favorable que la nuclear siempre que no existan cambios en el costo de combustible.
- Los costos nivelados que se han presentado en este reporte no consideran oscilaciones drásticas en el precio de combustibles fósiles, lo cuál ocurre con cierta frecuencia e impacta drásticamente el costo nivelado de generación. La tendencia al alza de los precios de los hidrocarburos refuerza la competitividad de la energía nuclear para generar electricidad.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) en una unidad nucleoeléctrica es prácticamente insensible al incremento en el costo del combustible nuclear. En una unidad de Ciclo Combinado, cuando se consideran costos por emisión de CO₂ de 25 USD/Ton, un incremento de tan solo 20.3% en el costo de ambos

combustibles iguala la TIR de las dos opciones tecnológicas. Cuando se consideran costos por emisión de CO₂, un incremento en el costo del gas de 30.25% lleva la TIR del ciclo combinado a cero, lo cual es muy preocupante en una inversión a largo plazo. Es importante mencionar que incrementos en el precio del gas en dólares de hasta 75% y decrementos de hasta 100% han ocurrido en los últimos 12 meses haciendo evidente la volatilidad en los precios del gas. Lo anterior sin considerar variaciones en el tipo de cambio peso-dólar.

- Se considera que de una erogación total de 4,390 Millones USD, aproximadamente 2,520 Millones USD pueden ser gasto nacional, los 1,870 Millones USD restantes probablemente deben importarse. Los efectos regionales, y nacionales, de “multiplicación del impulso inicial del gasto” (comúnmente conocidos como efectos multiplicadores) se calcularon mediante la matriz insumo-producto del INEGI; el gasto por 2,520 Millones USD genera requerimientos de insumos y componentes por un total de 4,173 Millones USD en la economía nacional, o sea un factor de 1.66 veces. Dada la magnitud de este factor multiplicador, es de la mayor importancia definir el conjunto de acciones que aseguren los máximos efectos sobre la producción nacional.
- El estado de Veracruz tiene enormes riquezas naturales, sin embargo, su nivel de desarrollo lo ubica considerablemente por debajo de la media nacional. Las cifras de la matriz insumo-producto a nivel nacional tienen poca relevancia en el entorno geográfico inmediato a Laguna Verde. De hecho los efectos de Laguna Verde sobre su región aledaña no son perceptibles, por lo que es necesario desarrollar políticas públicas para transformar la percepción de que Laguna Verde no genera beneficios para la región donde se ubica.

En suma, la energía nuclear utilizada para la generación de energía eléctrica ha sido históricamente más segura que cualquier otra tecnología de generación de carga base; sus desechos radiactivos han sido tratados y confinados con soluciones tecnológicas disponibles en esta industria; la nucleoelectricidad es benigna con el medio ambiente y con la salud del público en general, como lo son las fuentes renovables de energía; las unidades nucleoeléctricas resultan en costos nivelados de generación competitivos o inferiores que otras tecnologías de generación; la generación eléctrica por medios nucleares es prácticamente insensible a las oscilaciones en los precios de combustibles y proporciona seguridad en el abasto de combustible y por tanto en la generación de electricidad; la nucleoelectricidad puede ser utilizada como motor de desarrollo industrial y de recursos humanos de alto nivel; la opinión pública a nivel internacional es cada vez más favorable a la nucleoelectricidad. Por lo tanto, la energía nuclear merece ser incluida en el portafolio de tecnologías de generación en los años por venir.