



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DEL REACTOR MODULAR DE CAMA DE
ESFERAS DE COMBUSTIBLE (PEBBLE BED
MODULAR REACTOR – PBMR) COMO UNA
OPCIÓN VIABLE EN ESCENARIOS DE EXPANSIÓN
DEL SECTOR NUCLEOELÉCTRICO EN MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N

GABRIELA PÉREZ SORIA
ISRAEL SANTACRUZ ISUNZA

DIRECTORA DE TESIS
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ



MÉXICO, D.F.

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*...No podrás alcanzar metas difíciles si no
utilizas tus manos, tu mente y tu corazón...*

Índice General

Lista de Acrónimos	IV
Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	VIII
Introducción	IX
CAPÍTULO 1	
ENTORNO ENERGÉTICO DE MÉXICO	
1.1 ¿Qué es el Cambio Climático?	1
1.2 El Cambio Climático en México	4
1.3 La Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto	6
1.4 México y sus Compromisos Ante la Convención Marco	7
1.5 Panorama Energético Mundial	8
1.6 Panorama Internacional del Mercado Eléctrico	10
1.7 Panorama Energético Nacional	13
1.8 Panorama Nacional del Mercado Eléctrico	15
1.9 Uso de Energía Primaria para la Generación de Electricidad en México	20
1.10 Opciones Técnicas para la Generación de Energía Eléctrica en México	21
1.11 Participación de la Energía Nuclear en el Sistema Eléctrico Nacional	24
CAPÍTULO 2	
FUNDAMENTOS DE LA FISIÓN NUCLEAR	
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
2.1 Conceptos Básicos y Antecedentes Históricos	26
2.2 ¿Qué es la Fisión Nuclear?	29
2.3 ¿Qué es un Reactor Nuclear?	31
2.4 El Ciclo del Combustible Nuclear	32
2.5 Operación de un Reactor Nuclear para la Generación de Energía Eléctrica	36
2.6 Tipos de Reactores Nucleares	37
CAPÍTULO 3	
LA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PBMR	
3.1 Descripción de la Planta de Generación PBMR	42
3.1.1 Antecedentes	42
3.1.2 El Diseño del PBMR	45
3.1.3 Principio de Operación	46
3.1.4 El Ciclo Brayton Recuperativo	47

3.1.5	El Sistema Central de Potencia.....	50
3.1.5.1	La Unidad del Reactor.....	51
3.1.5.2	La Unidad de Conversión de Potencia.....	53
3.1.6	Esferas de Combustible	56
3.2	Aspectos Económicos de la Planta PBMR.....	60
3.2.1	Los Costos Actuales del Combustible y la Generación.....	60
3.2.2	Competitividad Económica	62
3.3	Seguridad e Impacto Ambiental	63
3.3.1	Licenciamiento	63
3.3.2	Sistemas de Seguridad	65
3.3.3	Principios de Seguridad Inherente	68
3.3.4	Radionuclidos Presentes en el Combustible Gastado	71
3.3.5	Manejo de Desechos Radiactivos	73
3.4	Requerimientos de los Sitios Probables de Instalación	77
3.4.1	Requerimientos para la Instalación de la Planta PBMR.....	77
3.4.1.1	Análisis de Sismicidad y Estudio de Suelo.....	78
3.4.1.1.1	Regiones Sísmicas en México	78
3.4.1.1.2	Razones de Estudio del Modelo Sismotectónico	83
3.4.1.1.3	Evaluación de Riesgo Sísmico.....	83
3.4.1.2	Clima y Temperatura.....	84
3.4.1.3	Hidrología y Agua de Enfriamiento.....	86
3.4.1.4	Ambiente Oceanográfico y de Agua de Enfriamiento	89
3.4.1.5	Accesibilidad y Densidad Demográfica	90
3.4.2	Sitios Probables de Instalación de la Planta PBMR.....	92

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS PBMR Y BWR

4.1	Descripción General de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	95
4.1.1	Localización Geográfica	95
4.1.2	Capacidad de Generación e Interconexión al SEN.....	97
4.1.3	Principio de Operación y Ciclo Termodinámico	98
4.1.4	El Reactor de la CNLV	100
4.1.5	El Núcleo del Reactor, Ensamblajes de Combustible y Barras de Control.....	101
4.1.6	Seguridad e Impacto Ambiental	102
4.1.6.1	Sistemas de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo del Reactor.....	103
4.1.6.2	Sistemas de Contención de los Productos de Fisión	104
4.1.6.3	Planes de Emergencia	106
4.1.6.3.1	El Plan de Emergencia Interno.....	106
4.1.6.3.2	El Plan de Emergencia Radiológica Externo.....	107
4.1.6.4	Manejo de Desechos y Emisiones	111
4.2	Características Comparables de Ambas Tecnologías	112
4.2.1	Combustible y Seguridad Inherente	112
4.2.2	Principio de Operación del Reactor.....	113
4.2.3	Operación y Seguridad Inherente	114

4.2.4	Seguridad Ambiental, Desechos y Emisiones.....	115
4.2.5	Capacidad de Generación.....	116
4.2.6	Ventajas Adicionales del PBMR.....	116
CONCLUSIONES.....		118
REFERENCIAS		121

Lista de Acrónimos

ADS	Automatic Depressurization System
ALARA	As Low As Reasonable Achievable
AVR	Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor
BWR	Boiling Water Reactor
CCCM	Canadian Climate Center Model
CENAPRED	Centro Nacional de Prevención de Desastres
CFC's	Clorofluorocarburos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIN	Comité Intergubernamental de Negociación
CNA	Comisión Nacional del Agua
CNLV	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
COPERE	Comité de Planeación de Emergencias Radiológicas Externas
DGPC	Dirección General de Protección Civil
FHSS	Fuel Handling and Storage System
FSV	Fort S. Vrain
G	Generator
GCR	Gas Cooled Reactor
GEI's	Gases de Efecto Invernadero
GEV	Gobierno del Estado de Veracruz
GFDL	Geophysical Fluids Dynamics Laboratory
GWP	Global Warming Potential
HICS	Helium Inventory Control System
HPCS	High Pressure Cooling System
HPTU	High-pressure Turbo-unit
HTGR	High Temperature Gas Reactor
HTR	High Temperature Reactor
IAEA	International Atomic Energy Agency
ILTI	Inner Low Temperature Isotropic
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LMFBR	Liquid Metal Fast Breeder Reactor
LPCI	Low Pressure Cooling Injection
LPCS	Low Pressure Cooling System
LPTU	Low-pressure Turbo-unit
LWR	Light Water Reactor
Mbped	Millones de barriles de petróleo equivalentes diarios
MCG	Modelos de Circulación General
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MPS	Main Power System
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLTI	Outer Low Temperature Isotropic

PBMR	Pebble Bed Modular Reactor
PCU	Power Conversion Unit
PEI	Plan de Emergencia Interno
PERE	Plan de Emergencia Radiológica Externo
PPF	Policía Federal Preventiva
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
PIB	Producto Interno Bruto
ppm	partes por millón
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
PT	Power Turbine
PTG	Power Turbine Generator
PWR	Pressurized Water Reactor
RHR	Residual Heat Removal
RPV	Reactor Pressure Vessel
RU	Reactor Unit
SCRAM	Safety Control Rod Automatic Motion
SCT	Secretaría de Comunicaciones y Transportes
SEDENA	Secretaría de la Defensa Nacional
SEGOB	Secretaría de Gobernación
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SM-AM	Secretaría de Marina
SSA	Secretaría de Salud
SWU	Separative Work Unit
TELECOM	Telecomunicaciones de México
THTR	Thorium High Temperature Reactor
tmca	tasa media de crecimiento anual
TRISO	Triple-coated Isotropic
WHS	Waste Handling System

Índice de Figuras

Figura 1.1	El Efecto Invernadero	1
Figura 1.2	Emisiones Totales de GEI's, 1998 (Millones de Toneladas)	6
Figura 1.3	Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo (Miles de Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente).....	10
Figura 1.4	Evolución Mundial de Energéticos Utilizados en la Generación de Energía Eléctrica, 1999-2015.....	12
Figura 1.5	Demanda de Energía Primaria por Sectores en México, 1995-2000	14
Figura 1.6	SEN: Ventas por Sector de Consumo, 1992-2001 (GWh)	16
Figura 1.7	Capacidad Efectiva de Generación en México, 2001	17
Figura 1.8	Capacidad Efectiva de Generación por Tipo de Planta en México, 2001	18
Figura 1.9	SEN: Generación Bruta por Tipo de Planta en México (GWh).....	19
Figura 1.10	SEN: Capacidad Adicional por Tecnología, 2002-2011	23
Figura 1.11	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.....	24
Figura 1.12	SEN: Generación Bruta por Fuente, 2003.....	25
Figura 2.1	El Átomo	26
Figura 2.2	Isótopos del Hidrógeno.....	27
Figura 2.3	Procesos de Fisión y Fusión.....	29
Figura 2.4	La Fisión Nuclear.....	30
Figura 2.5	Reacción en Cadena	30
Figura 2.6	Ciclo Genérico de Combustible Nuclear.....	33
Figura 2.7	Operación de un Reactor Nuclear	37
Figura 2.8	Reactor de Agua a Presión (PWR).....	38
Figura 2.9	Reactor de Agua Hirviente (BWR).....	39
Figura 2.10	Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio (LMFBR).....	41
Figura 3.1	El AVR en Jülich, Alemania Durante su Operación.....	42
Figura 3.2	El THTR-300 en Hamm-Uentrop, Alemania	43
Figura 3.3	Ciclo de Operación de la Planta	47
Figura 3.4	Turbinas de Gas que Operan con el Ciclo Brayton: a) Abierto, b) Cerrado	48
Figura 3.5	El Ciclo Brayton Ideal	49
Figura 3.6	El Ciclo Brayton Recuperativo	49
Figura 3.7	El Sistema Central de Potencia	50
Figura 3.8	Sistema de Manejo y Almacenamiento de Combustible	53
Figura 3.9	Diagrama del Sistema Central de Potencia.....	56
Figura 3.10	Esfera de Combustible	57
Figura 3.11	Diagrama de Flujo del Proceso de Fabricación del Combustible	59
Figura 3.12	Regionalización Sísmica de la República Mexicana	78
Figura 3.13	Sismicidad en México entre 1964 y 1995, con Magnitud Mayor a 4.5 °Richter.....	79
Figura 3.14	Gráfica de Distribución de Sismos de 1964 a 1995: Logaritmo del Número de Sismos Anuales vs Magnitud en la Escala de Richter.....	80
Figura 3.15	Los Grandes Sismos del Siglo XX (Mayores a 6.5 °Richter).....	81

Figura 3.16	Zonas de Ruptura de los Grandes Sismos del Siglo XX	82
Figura 3.17	República Mexicana: Clima	84
Figura 3.18	República Mexicana: Temperatura.....	85
Figura 3.19	República Mexicana: Precipitación Pluvial	86
Figura 3.20	República Mexicana: Principales Ríos	87
Figura 3.21	República Mexicana: Cuencas Hidrológicas	88
Figura 3.22	República Mexicana: Regiones Hidrológicas	89
Figura 3.23	República Mexicana: Uso Potencial de la Tierra	92
Figura 4.1	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	95
Figura 4.2	Cimentación de la Obra de la CNLV.....	96
Figura 4.3	Diagrama Unifilar de la CNLV e Interconexión al SEN.....	97
Figura 4.4	Diagrama Esquemático de una Central Nucleoeléctrica Tipo BWR.....	99
Figura 4.5	Corte del Reactor de Agua Hirviente	100
Figura 4.6	Celda de Combustible	102
Figura 4.7	Esquema de los Sistemas de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo.....	104
Figura 4.8	Esquema de las Barreras de Seguridad en la CNLV	105

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Valores de GWP	2
Tabla 1.2	Principales Gases de Efecto Invernadero y sus Estadísticas.....	3
Tabla 1.3	Consumo Neto de Energía Eléctrica por Región, 1990-2015 (Terawatts-hora)	11
Tabla 1.4	Producción de Energía Primaria en México, 1995-2000 (Petajoules)	13
Tabla 1.5	Consumo Final de Energéticos por Sector en México, 1995-2000 (Petajoules)	14
Tabla 1.6	Capacidad Efectiva de Generación por Tipo de Planta, 1991-2001 (MW).....	18
Tabla 1.7	Características y Datos Técnicos de Proyectos Típicos.....	21
Tabla 1.8	SEN: Capacidad Adicional por Tecnología, 2002-2011 (MW).....	23
Tabla 3.1	Especificaciones de Diseño para el Elemento Combustible del PBMR	60
Tabla 3.2	Algunos Costos Comparativos de Generación de Energía Eléctrica Proyectados para el Periodo 2005-2010 (cUS\$/kWh).....	62
Tabla 3.3	Requerimientos de National Nuclear Regulatory para el Licenciamiento del PBMR.....	64
Tabla 3.4	Nuclidos Radiactivos Importantes y sus Vidas Medias	72
Tabla 3.5	Estimado de las Tasas Anuales de Liberación de Radionuclidos Gaseosos	74
Tabla 3.6	Estimado de Desechos Radioactivos Sólidos y Líquidos Producidos en el PBMR.....	76
Tabla 3.7	Población Total por Entidad Federativa Según Sexo	91
Tabla 3.8	Sitios Probables para la Instalación del PBMR	93

Introducción

Actualmente el sector energético de un país es el pilar más importante que habrá de sostener su propia economía, impulsando el desarrollo y el bienestar de su población.

En un mundo con una economía globalizada, donde los sucesos que ocurren en determinada región del planeta afectarán, sin duda alguna, la estabilidad social y económica de otras regiones, es de vital importancia contar con un sector energético nacional sólido y bien estructurado que permita hacer frente a las cambiantes condiciones de la economía internacional.

México, un país aún en desarrollo y con grandes retos nacionales por delante, debe tener como una de sus principales prioridades el replanteamiento de su política energética, política que deberá ser capaz de darle certidumbre y fortaleza a los sectores social y económico de la nación, de tal manera que se asegure el abasto energético a todos los sectores de consumo.

De forma paralela a la necesidad de contar con un sector energético fuerte, está presente la necesidad de un sector energético limpio. Dicha necesidad quedó de manifiesto hace poco más de una década en la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático, donde se estableció la urgencia de encontrar fuentes de energía no emisoras de Gases de Efecto Invernadero (GEI's) las cuales han acelerado de forma alarmante el sobrecalentamiento del planeta en las últimas décadas.

Ante esta situación, México debe hacer frente a este problema de manera responsable y en la medida de sus capacidades y limitaciones.

La generación de energía eléctrica es una de las principales bases del sector energético nacional. De acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), al cierre de septiembre de 2003, el 82.19% de la energía eléctrica generada en México tiene su sustento en la utilización de combustibles fósiles [1], lo cual deja ver la enorme dependencia de éstos para satisfacer la demanda de energía eléctrica, sin mencionar la gran cantidad de GEI's que son expulsados a la atmósfera en este proceso. Sólo el 5.23% de la energía eléctrica es generada por centrales nucleares [1], las cuales no emiten GEI's.

En los últimos años, la comunidad científica internacional ha vuelto su mirada hacia una nueva generación de reactores nucleares para la generación de energía eléctrica, cuyas características de seguridad y viabilidad económica podrían hacer de este tipo de tecnología una opción real para la generación de electricidad en México. Entre estas tecnologías se encuentra el Reactor Modular de Cama de Esferas o PBMR (Pebble Bed Modular Reactor), cuyas características potenciales de seguridad inherente así como el diseño de su combustible y esquema de realimentación nos han parecido de gran interés.

El objetivo principal de este trabajo es mostrar el potencial en la expansión de la generación de energía eléctrica por medios nucleares en beneficio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de forma específica con la introducción de una tecnología como la que constituye el PBMR.

Esta propuesta contribuiría a disminuir la dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, además de abatir la emanación de GEI's a la atmósfera, ayudando así en el combate mundial contra el cambio climático.

En el primer capítulo de este trabajo se plantea la problemática que representa para el planeta el fenómeno conocido como sobrecalentamiento global y sus posibles implicaciones y consecuencias para México así como las medidas que se plantean a nivel mundial, a través de la Organización de las Naciones Unidas, para tratar de mitigar este problema. Además se plantea en este capítulo el panorama energético nacional y mundial, así como el panorama del sector eléctrico en ambos casos, aterrizando en las necesidades de suministro de energía eléctrica para México en los próximos años.

En el segundo capítulo se plantean las bases teóricas y conceptuales de la generación de energía eléctrica a través de la energía térmica liberada por la fisión del átomo, el ciclo del combustible nuclear y los principales tipos de reactores nucleares existentes para este fin.

En el tercer capítulo se trata la descripción de la tecnología del Reactor Modular de Cama de Esferas de Combustible, iniciando con sus antecedentes históricos y tecnológicos, sus características tecnológicas, principio de operación, el diseño de su combustible y su esquema de realimentación continua, sistemas y características de seguridad inherente. En la última parte de este capítulo se plantean los requerimientos de los sitios aptos para la instalación de una planta nucleoelectrica de este tipo y los sitios sugeridos en México para su instalación, considerando dos aspectos determinantes para esta selección: sismicidad y agua de enfriamiento.

En el último capítulo de este trabajo se describen las características principales de la tecnología del Reactor de Agua Hirviente o BWR (Boiling Water Reactor) empleada en la Central Nucleoelectrica Laguna Verde así como los planes de emergencia diseñados en caso de una contingencia radiológica, finalizando con un análisis comparativo de ambas tecnologías.

Capítulo 1

Entorno Energético de México

1.1 ¿Qué es el Cambio Climático?

La capa más baja de la atmósfera, conocida como troposfera, contiene a los gases que son responsables, en gran parte, de la temperatura del planeta y, por lo tanto, de crear condiciones aptas para la vida.

Los gases referidos son principalmente el vapor de agua, el bióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), y los clorofluorocarburos (CFC's), también conocidos como Gases de Efecto Invernadero. A excepción de los CFC's, todos estos gases existen de manera natural, representan menos del 1% de la atmósfera y atrapan parte del calor (radiación infrarroja o de onda larga) que emite la superficie de la Tierra al absorber la energía solar que la calienta (Figura 1.1). Esta retención es lo que se conoce como "efecto invernadero", un proceso esencial dentro del sistema climático. En ausencia de estos gases, la temperatura promedio del planeta sería de $-18\text{ }^\circ\text{C}$ en lugar de $15\text{ }^\circ\text{C}$, como ocurre en situación normal [2].

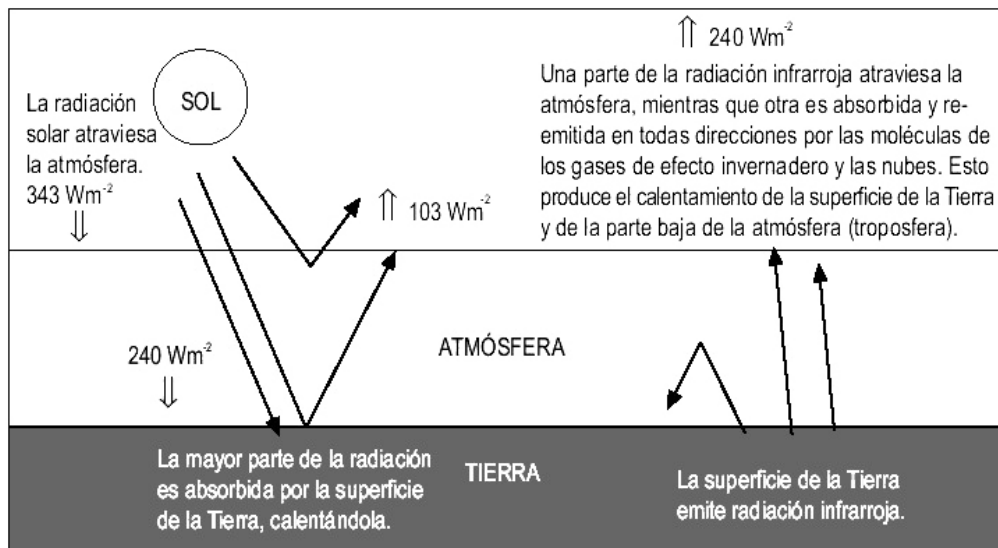


Figura 1.1 El Efecto Invernadero

Fuente: Versión simplificada del diagrama publicado en "Climate Change 1994", Intergovernmental Panel on Climate Change.

Debido al aumento en las concentraciones atmosféricas de varios gases de efecto invernadero, la temperatura de la Tierra se ha incrementado en aproximadamente medio grado centígrado en los últimos 100 años [2], y de continuar esta tendencia, podría agravarse el fenómeno del cambio climático global.

Para reportar consistentemente la emisión de GEI's (CH_4 , N_2O y CO_2) se utiliza el potencial de efecto invernadero (Global Warming Potential, GWP), este índice relaciona el calor atrapado por los GEI's con el calor atrapado por una libra de CO_2 , durante un periodo de 100 años (Tabla 1.1). Se toma como unidad base el carbono equivalente. El valor de carbono equivalente es igual al volumen de emisión (millones de toneladas métricas) del gas por su GWP. [3]

Tabla 1.1 Valores de GWP

Gas	GWP
Bióxido de Carbono (CO_2)	1
Metano (CH_4)	21
Óxido Nitroso (N_2O)	310

Fuente: IPCC, 1996, p. 121.

Las concentraciones de CO_2 y de N_2O se han incrementado a causa de la quema de combustibles fósiles y de la deforestación. El CH_4 ha aumentado debido, entre otras causas, al incremento de los hatos ganaderos, a la fermentación entérica de materia orgánica y a la explotación del gas natural, como se muestra en la Tabla 1.2.

Los CFC's son producidos por el hombre y utilizados en la fabricación de refrigerantes, solventes e impelentes.

El más abundante de estos gases es el CO_2 , que se encuentra en concentraciones de 350 partes por millón (ppm). El bióxido de azufre, que se encuentra presente en una proporción máxima de 0.05 ppm, aunque no se considera como GEI, contribuye a la deposición ácida de la lluvia, a la corrosión de algunos materiales y a la disminución de la visibilidad. Los óxidos de nitrógeno son precursores de la lluvia ácida, del *smog* fotoquímico y de la reducción de ozono en la estratosfera. Los CFC's, en 0.003 ppm, contribuyen al adelgazamiento de la capa de ozono estratosférico y, junto con el metano, el óxido nitroso y el bióxido de carbono, son responsables del aumento de la temperatura del planeta y de producir posibles cambios climáticos graves a través del incremento del efecto invernadero. [2]

No obstante, que la composición atmosférica ha sufrido variaciones naturales a lo largo de millones de años, las emisiones antropogénicas están produciendo cambios en el clima del planeta en unos cuantos decenios. Por ejemplo, se ha observado que la temperatura media de la superficie terrestre ha aumentado entre 0.3 y 0.6 °C desde 1886 [2].

También los cambios regionales han sido evidentes: el calentamiento reciente ha sido mayor sobre las latitudes medias de los continentes en invierno y primavera, con pocas áreas de enfriamiento, como el norte del océano Atlántico; mientras que las lluvias han aumentado sobre los continentes en latitudes altas del hemisferio norte, en especial durante la época de frío. Otro síntoma del calentamiento global ha sido el aumento del nivel medio del mar de 10 a 25 centímetros [2].

Tabla 1.2 Principales Gases de Efecto Invernadero y sus Estadísticas

Gas	Principales Fuentes	Concentra- ciones Actuales	Potenciales de calentamiento global (años)			Crecimien- to (ritmo anual) %	Vida Atmosféri- ca (años)
			20	100	500		
Bióxido de Carbono CO ₂ *	Quema de combustibles fósiles, producción de cemento, cambios en uso de suelo tropical.	350	1	1	1	1.60	50 a 200
Metano CH ₄ *	Cultivo de arroz, rellenos sanitarios, ganadería, combustión de biomasa, producción y consumo de combustibles fósiles.	1.7	62	24.5	7.5	0.02	10
Óxido Nítrico N ₂ O**	Agricultura (pastoreo en regiones tropicales), quema de biomasa, procesos industriales (producción de ácido adípico y ácido nítrico), quema de combustibles fósiles.	310	290	320	180	0.80	150

*Partes por millón
**Partes por mil millones

Fuente: Cuadro elaborado a partir de varias publicaciones internacionales, principalmente "Climate Change 1994", Intergovernmental Panel on Climate Change.

A pesar de que no hay suficientes datos para determinar si han ocurrido cambios globales consistentes en la variabilidad climática o eventos climáticos extremos durante el siglo XX, a escala regional existen evidencias claras de cambios en algunos indicadores. Por ejemplo, la fase caliente persistente de "El Niño" de 1990 a principios de 1995, que causó sequías e inundaciones en muchas áreas, no resultó un fenómeno común durante los últimos 120 años [2]. También se han observado menos heladas en grandes áreas y aumento en la cantidad de lluvia durante eventos climáticos extremos.

Recientemente se ha detectado que las concentraciones de CO₂ se incrementan año con año en aproximadamente un 1.6%. Se estima que este aumento se debe principalmente a las emisiones producidas por la quema de combustibles fósiles, que no se equilibran con los sumideros de CO₂ (fotosíntesis en la vegetación terrestre, acuática continental y marina, entre otros). Es decir, la actividad industrial está emitiendo alrededor de 6,000 millones de toneladas de bióxido de carbono por año, de las cuales alrededor de 3,000 millones permanecen y se acumulan en la atmósfera. También se ha observado un aumento en las concentraciones atmosféricas de metano y óxido nítrico, los cuales se incrementaron en un 112% y un 7%, respectivamente, desde la era preindustrial hasta 1992. [2]

Las principales predicciones globales sobre las consecuencias del cambio climático se pueden resumir en los siguientes puntos [2]:

- De mantenerse los niveles de emisiones de CO₂ a la atmósfera iguales a los alcanzados en 1994, conllevarían al aumento sostenido de las concentraciones

atmosféricas por al menos 200 años, alcanzando cerca de 500 ppm (casi el doble de la era preindustrial de 280 ppm) para fines del siglo XXI.

- Una variedad de modelos del ciclo del carbono indican que la estabilización de las concentraciones de este gas en la atmósfera en 450, 650 o 1,000 ppm podría alcanzarse sólo si las emisiones antropogénicas globales de CO₂ bajaran a los niveles de 1990 en los próximos 40, 140 o 240 años respectivamente, y posteriormente se mantuvieran de manera sustancial por debajo de este nivel.
- De continuar el aumento de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero, la temperatura promedio de la Tierra se podría incrementar entre 1 y 3.5 °C para el año 2100, lo que significaría un aumento mayor a cualquier otro observado en los últimos 10,000 años.
- El nivel medio del mar podría incrementarse entre 15 y 95 centímetros (la estimación más aceptada es de 50 cm) adicionales para el año 2100, las zonas costeras y los pequeños estados insulares serían los más afectados.
- Aun si se estabilizaran las concentraciones de GEI's para el año 2100, las temperaturas seguirían incrementándose durante varias décadas, y el nivel del mar continuaría subiendo durante siglos, debido a la larga vida en la atmósfera de muchos gases de efecto invernadero y a la inercia térmica de los océanos.
- Los posibles eventos climáticos extremos (inundaciones, huracanes, etc.) asociados al cambio climático, podrían causar grandes estragos.
- Algunos de los cambios pronosticados incluyen efectos potencialmente perjudiciales, tanto a la economía como a la calidad de vida, de la presente y de futuras generaciones, manifestándose en problemas de salud, escasez de agua y alimentos, así como en la pérdida de viviendas y en la degradación de ecosistemas, entre otros.

1.2 El Cambio Climático en México

México se encuentra entre los 20 países con los mayores niveles de emisión de GEI's (Figura 1.2) [3] y es considerado un país altamente vulnerable ante el cambio climático global.

De acuerdo con una serie de estudios de vulnerabilidad realizados con modelos internacionales de proyección climática, se han conseguido establecer escenarios de cambio climático en México, consiguiendo así predecir, en cierto grado, el impacto en los ecosistemas y en los núcleos sociales del país.

Con base en las variaciones de temperatura y precipitación dadas por los Modelos de Circulación General (MCG) [2], en condiciones de una duplicación en las concentraciones de CO₂, los climas áridos y semiáridos de la región norte de México aumentarían su superficie, extendiéndose hacia el sur del país, mientras que los semifríos desaparecerían. Se puede decir que esta zona permanecería sin cambios drásticos en cuanto al clima, aunque podría presentarse una mayor presión climática y, por tanto, aumentar la demanda de agua y energía.

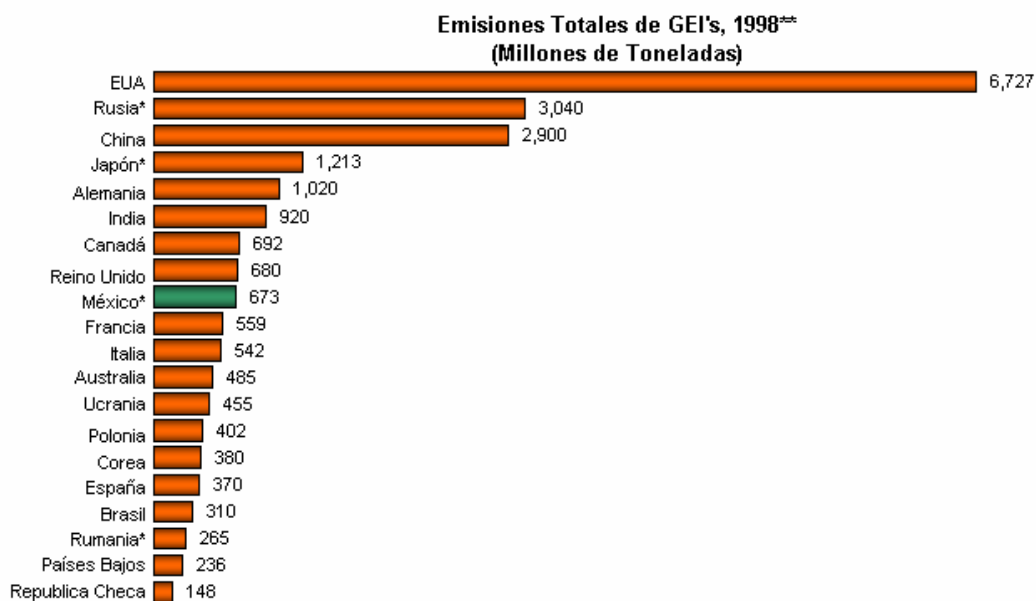


Figura 1.2 Emisiones Totales de GEI's, 1998 (Millones de Toneladas)

*Se refiere a 1996.

**Emisiones agregadas de CO₂, CH₄ y N₂O. Excluyendo cambios en el uso de la tierra y forestación.

Fuente: Framework Convention on Climate Change, Naciones Unidas, Septiembre 2000.

En esta zona se presentaron los índices más graves de sequía, que van desde fuerte a muy severa. En el modelo Canadian Climate Center Model (CCCM) [2], su superficie aumentaría en 36% y en el modelo Geophysical Fluids Dynamics Laboratory (GFDL) [2] en 30%.

Ante estas condiciones, sectores como el industrial, el energético, el de agricultura y el de asentamientos humanos en la zona norte se verían afectados. Cerca del 10% de todos los tipos de vegetación de los ecosistemas forestales se verían afectados, por las condiciones secas y cálidas [2].

En la zona centro de México se tienen las mayores densidades demográficas e industriales del país (sobre todo en el Estado de México y el Distrito Federal) por lo que sus requerimientos de agua, energía y alimentos son muy grandes. El 60% de la población de esta zona es urbana [2].

La competencia por el uso de suelo, principalmente para uso urbano e industrial en perjuicio del uso agropecuario y forestal es igualmente muy alta. Por ser ésta la zona del país en donde la modificación del medio ambiente por acciones antropogénicas es evidente, y debido a la densidad de población, las consecuencias de un posible cambio climático serían extremadamente negativas.

De acuerdo con los Modelos de Circulación General, los climas templados húmedos y subhúmedos tenderían a desaparecer de esta zona, aumentando los secos y los cálidos y apareciendo los áridos en pequeñas áreas. La sequía, aun cuando presentaría grados bajos, aumentaría en severidad. [2]

Los ecosistemas forestales más afectados en esta región central del país serían los bosques templados del oriente de Michoacán, la parte norte del estado de Morelos y los bosques húmedos y templados de la sierra Zongolica, en Veracruz.

En la zona sur del país los climas que predominan son los cálidos. Los cambios principales se presentarían en Oaxaca y Chiapas.

Los bosques templados húmedos y fríos localizados en las zonas montañosas de Oaxaca y Chiapas serían los ecosistemas forestales más afectados de la zona, y según el modelo CCCM podrían incluso desaparecer. [2]

En las costas del Golfo de México y del Mar Caribe se presentan regiones susceptibles al ascenso del nivel del mar, específicamente en el delta de los ríos Grijalva-Usumacinta en Tabasco, en las costas del noreste de Campeche y en la región de Sian Ka'an, esta última considerada como reserva de la biosfera.

Los resultados de un posible aumento en el nivel del mar de 0 a 2 metros revelan que la costa del Golfo de México se vería afectada en el delta del Pánuco, y particularmente en la zona deltaica del río Bravo, dadas sus características geomorfológicas. [2]

1.3 La Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto

El incremento de las concentraciones de gases de efecto invernadero está vinculado con las actividades primordiales de la economía, por lo que las políticas dirigidas a controlar las emisiones de estos gases tendrán un efecto directo en los actuales medios de producción.

Las medidas de adaptación al cambio climático incluyen ajustes en prácticas, procesos o estructuras y tienen como fin reducir los impactos adversos y aprovechar los efectos potencialmente benéficos del cambio climático. El éxito de la adaptación dependerá de los avances tecnológicos, de los arreglos institucionales, la disponibilidad de financiamiento, la transferencia de tecnología y el intercambio de información. Las opciones de adaptación para muchos países en desarrollo son muy limitadas, debido a la escasez de recursos económicos y tecnológicos.

La Asamblea General de las Naciones Unidas, en su sesión de 1990, decidió crear el Comité Intergubernamental de Negociación de una Convención Marco sobre Cambio Climático (CIN). El CIN redactó el texto de la Convención y lo aprobó el 9 de mayo de 1992 en la sede de las Naciones Unidas. Dicha Convención se abrió para su firma en la Cumbre para la Tierra en Río de Janeiro, Brasil en junio de 1992, en cuya ocasión la firmaron 154 países y la Comunidad Europea. La Convención entró en vigor el 21 de marzo de 1994. [4]

Según el texto de la Convención [5], su objetivo último, y de todo instrumento jurídico conexas que adopte el órgano supremo de la Convención, denominado la Conferencia de las Partes, es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten

naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Todas las partes de la Convención, teniendo en cuenta sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y el carácter específico de sus prioridades nacionales y regionales de desarrollo, de sus objetivos y de sus circunstancias, tienen, entre otros, los siguientes compromisos [5]:

- Elaborar, actualizar periódicamente y publicar inventarios nacionales de las emisiones antropogénicas —por fuentes y sumideros— de GEI's no controlados por el Protocolo de Montreal.
- Formular, aplicar, duplicar y actualizar programas nacionales de manera regular y, cuando sea apropiado, programas regionales que incluyan medidas tanto para mitigar el cambio climático, mediante el control de las emisiones de los GEI's, como para facilitar la adecuada adaptación al cambio climático.

El texto del Protocolo de la Convención Marco fue adoptado durante la tercera sesión de la Conferencia de las Partes en Kyoto, Japón el 11 de diciembre de 1997, razón por la cual se le conoce como el Protocolo de Kyoto. Fue abierto para su firma del 16 de marzo de 1998 al 15 de marzo de 1999 en las Oficinas Generales de las Naciones Unidas en Nueva York. Para esa fecha el Protocolo había recibido 84 firmas. Aquellas partes que aún no lo han firmado pueden acceder a él en cualquier momento. [4]

El Protocolo de Kyoto está sujeto a la ratificación, aceptación, aprobación o acceso por las Partes de la Convención. El Protocolo habría de ser jurídicamente obligatorio sólo una vez que 55 países, por lo menos, entre ellos los países desarrollados que representan como mínimo el 55 % de las emisiones de CO₂ de los países desarrollados en 1990, lo hayan ratificado. Esto ocurriría en el año 2003. [4]

La finalidad del Protocolo de Kyoto es establecer una serie de medidas más enérgicas para el control de las emisiones de gases de efecto invernadero, entre las medidas más importantes se encuentran:

- El compromiso de los países desarrollados para disminuir sus emanaciones en por lo menos un 5% al nivel de 1990 en el periodo que habrá de comprender del año 2008 al 2012. [6]
- La definición del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) [7], cuyo propósito es ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención Marco a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones.

1.4 México y sus Compromisos Ante la Convención Marco

México, como miembro activo de las Naciones Unidas y de la Conferencia de las Partes, consciente del serio problema que representa el cambio climático, al situarse dentro de las 20 naciones con más alto grado de emisiones de GEI's, lleva a cabo la firma de la Convención el día

13 de junio de 1992 [8], ratificando la misma el día 11 de marzo de 1993 [9], para su entrada en vigor en la fecha 21 de marzo de 1994.

De igual forma, adopta el texto del Protocolo de Kyoto firmándolo el día 9 de junio de 1998 [8], y ratificándolo el día 7 de septiembre del año 2000 [10].

Como compromisos derivados de la Convención y del Protocolo, México lleva a cabo estudios sobre metodologías para la determinación de líneas base de emisiones de GEI's en las áreas de energía y forestal, ya que los mecanismos del Protocolo, en especial el artículo 12 [7] que, establece el MDL con el propósito de que los países en desarrollo alcancen el desarrollo sustentable al contribuir con el objetivo último de la Convención, la mitigación de emisiones.

Esto significa que en el corto y mediano plazo, México tendrá oportunidades en materia de transferencia de tecnologías y financiamiento de proyectos de mitigación, principalmente en el área de energía y posiblemente en el área forestal. Tomando en cuenta los ejemplos de otros países y los lineamientos que surgen de las Conferencias de las Partes de la Convención, México debe determinar un planteamiento para dar seguimiento a los proyectos de mitigación, nacionales e internacionales, a las actividades instrumentadas de manera conjunta y a las diferentes metodologías para la verificación y certificación de reducción de emisiones que sean aprobadas por la Convención.

Promovidas por la Secretaría de Energía y en colaboración con otras instituciones nacionales, hasta el momento se han llevado a cabo las siguientes acciones, como parte del compromiso con la Convención [11]:

- El inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- La evaluación de la vulnerabilidad y posibles opciones de adaptación al cambio climático.
- La actualización de la modelación de escenarios de emisiones futuras.
- La evaluación de tecnologías de mitigación de emisiones, tanto en el sector forestal como en el de energía.
- La elaboración de las comunicaciones nacionales.

1.5 Panorama Energético Mundial

Durante el transcurso del siglo XX, las condiciones de vida de la humanidad cambiaron radicalmente. Este cambio provino del desarrollo de innumerables satisfactores, cuyos insumos básicos son los energéticos, y como resultado de los profundos avances científicos y tecnológicos en las fuentes y formas de generación de energía. Las diferencias de bienestar social entre naciones y en el interior de cada una de ellas dependen, en buena medida, del acceso a las diversas formas de energía.

En un entorno internacional cambiante y de creciente incertidumbre con respecto a la estabilidad, extensión y continuidad del progreso económico y social, la viabilidad económica de las naciones depende principalmente de su capacidad para asegurar un abasto seguro y confiable de energéticos, de la incorporación oportuna de las transformaciones tecnológicas, de la globalización de los mercados y, desde luego, de la equidad en la distribución de sus beneficios entre toda la población. En ese entorno, el acelerado ritmo de evolución de la productividad,

eficiencia y organización social para el desarrollo económico, demanda crecientes volúmenes de inversión para incrementar la oferta y la calidad de los energéticos.

En el contexto internacional de los últimos años, la globalización ha sido el marco donde se han desarrollado las relaciones entre los Estados. Por ello, se ha experimentado un giro hacia los mercados abiertos y la competencia en un esquema en el que el Estado promueve la modernización de la infraestructura nacional, fomentando la participación de agentes económicos privados e instrumentando las medidas de liberalización y regulación que le permita una inserción eficiente en la economía mundial.

Por otra parte, la magnitud de los mercados petroleros internacionales, el lento crecimiento de la demanda mundial, el limitado margen de expansión y competencia para las empresas, la inestabilidad de los mercados y la apertura creciente a la participación del capital privado en la exploración y explotación petroleras, han llevado a las empresas mundiales a afrontar estos retos con megafusiones y alianzas estratégicas, entre las que destacan las de BP-Mobil en Europa, BP/Arco/Amoco, Exxon/Mobil y Royal Dutch/Shell [12]. Esto las ha llevado a convertirse en proveedoras de servicios energéticos integrales, con un aumento importante de su productividad y eficiencia.

Otra tendencia es la conformación de mercados energéticos regionales que, en la gran mayoría de los casos, son consecuencia de los acuerdos económicos y comerciales entre países de una misma región, aún cuando en la práctica esto constituye un proceso bastante complejo, debido a que involucra aspectos de competencia, de políticas públicas e inversiones, así como la necesidad de reglamentaciones homogéneas y regulaciones compatibles.

Un ejemplo de estos procesos es el de la Unión Europea, donde recientemente ha comenzado la aplicación de directivas únicas sobre electricidad y gas para todos los países que integran esta región. La preservación del ambiente y el desarrollo sustentable en el crecimiento de la industria energética es el elemento considerado prioritario en la actual agenda de colaboración internacional.

Por otra parte, frente a los aumentos de la demanda de energía a escala mundial, y considerando que la producción sigue basándose fundamentalmente en el petróleo, el carbón y el gas natural (Figura 1.3), los temas del uso eficiente de la energía, preservación del ambiente y desarrollo de las energías renovables han recobrado un gran impulso en la colaboración internacional.

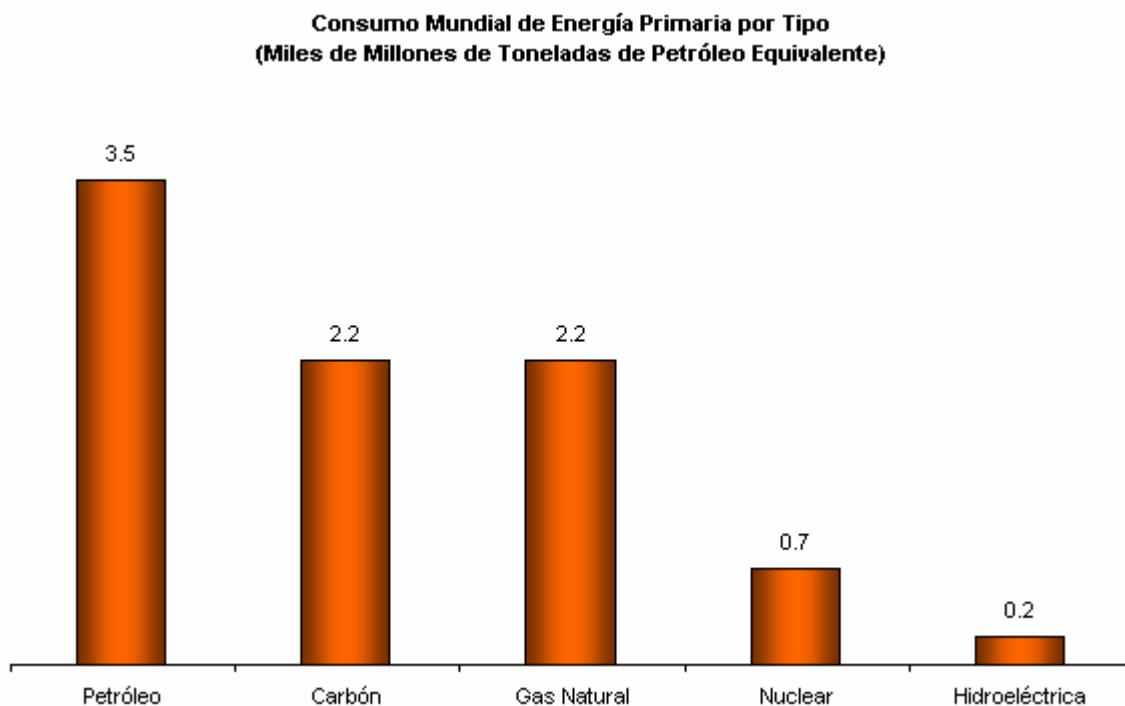


Figura 1.3 Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo (Miles de Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente)

Fuente: Statistical Review of World Energy, 2001

1.6 Panorama Internacional del Mercado Eléctrico

Las actuales tendencias energéticas mundiales consideran la globalización y desregulación de mercados, la consolidación corporativa y convergencia de líneas de negocios, así como la comercialización de infraestructura. Principalmente se están reestructurando los sectores eléctricos tradicionales, con diferentes matices en su aplicación, a fin de establecer mercados eficientes con una reducción de costos y una mayor calidad del servicio.

Debido a los cambios tecnológicos y a la alta penetración de accesorios intensivos en electricidad, es necesario estimar el crecimiento futuro en el consumo, y así prever las necesidades de suministro eléctrico de las poblaciones.

Durante el periodo comprendido de 1980 a 1999, el mayor consumo por habitante y por región se observó en Norteamérica con 10,382 kWh/habitante al final del periodo, en donde México se encuentra considerado como parte de la región Norteamérica. Esta cifra es siete veces mayor que la correspondiente a América Latina y es casi el doble respecto a las naciones de Europa pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). [13]

Se estima que el crecimiento en el consumo mundial de energía eléctrica tendrá una tasa media anual de 2.8% durante el periodo 1999-2015 (Tabla 1.3) [13]. Las demandas en los países industrializados registrarán aumentos del orden del 2.0% anual [13], como resultado de un bajo

crecimiento poblacional, avances tecnológicos, programas de ahorro de energía, eficiencia en el uso de la energía y una reorientación económica hacia el desarrollo de actividades que generan un mayor valor agregado y con usos poco intensivos de energía, como es el caso de los servicios financieros.

Los países en vías de desarrollo tendrán tasas mayores de crecimiento en su demanda de energía eléctrica, del orden del 4.3% (Tabla 1.3) [12] [13], debido a que se encuentran en una fase de desarrollo económico e industrial caracterizado por un crecimiento poblacional importante, preponderancia de sectores industriales con uso intensivo de energía, como lo son, el minero y acerero, aunado a un bajo nivel de ingreso y educación, que limita la eficiencia de los programas de ahorro de energía. Además, se observa una migración de la economía a sectores de mayor valor agregado con usos intensivos como son las tecnologías de la información.

**Tabla 1.3 Consumo Neto de Energía Eléctrica por Región, 1990-2015
(Terawatts-hora)**

Región	Históricos		Proyectados			tmca
	1990	1999	2005	2010	2015	1999-2015
Países industrializados	6,385	7,517	8,620	9,446	10,281	2.0
Estados Unidos de América	2,817	3,236	3,793	4,170	4,556	2.2
Europa Oriental/ex-Unión Soviética	1,906	1,452	1,651	1,807	2,006	2.0
Países en desarrollo	2,258	3,863	4,912	6,127	7,548	4.3
Asiáticos	1,259	2,319	3,092	3,900	4,819	4.7
China	551	1,084	1,523	2,031	2,631	5.7
India	257	424	537	649	784	3.9
Corea del sur	93	233	309	348	392	3.3
Otros	357	578	724	872	1,012	3.6
Centro y Sudamérica	449	684	788	988	1,249	3.8
Otras regiones	550	860	1,032	1,239	1,480	3.5
Total mundial	10,549	12,833	15,182	17,380	19,835	2.8

tmca = tasa media de crecimiento anual

Fuente: Energy Information Administration / International Energy Outlook 2002.

Los pronósticos indican que el carbón se mantendrá como el principal energético para generar electricidad en el mundo, ya que durante el periodo 1999-2015 tiene la mayor participación en el total, entre 36% y 32%, como es posible apreciar en la Figura 1.4. Se pronostica que su consumo observará un crecimiento promedio anual de 1.4%. [13]

Las tendencias mundiales recientes en la industria eléctrica, indican que el gas natural se convertirá en el combustible con un mayor dinamismo en sus niveles de utilización. Esto se atribuye básicamente a la implementación de políticas ambientales y desarrollos tecnológicos de mayor eficiencia. Se estima que el consumo de este combustible se duplique [13].

En contraste, los derivados del petróleo (principalmente combustóleo y diesel), mantendrán constante su participación entre 9.5 y 9.0% dentro del consumo global de energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica (Figura 1.4). [13]

Evolución Mundial de Energéticos Utilizados en la Generación de Energía Eléctrica, 1999-2015

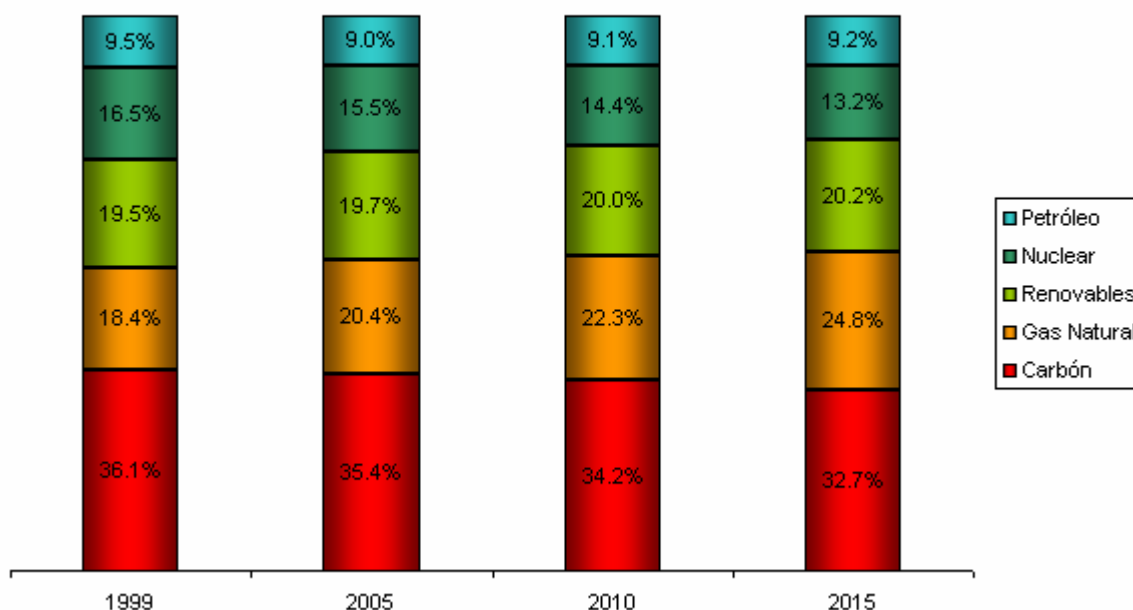


Figura 1.4 Evolución Mundial de Energéticos Utilizados en la Generación de Energía Eléctrica, 1999-2015

Fuente: Energy Information Administration / International Energy Outlook 2002

La generación hidráulica y de otras fuentes renovables (solar, eólica y biomasa) se proyecta que mantenga su participación en el total con un 20%, sin embargo, estas tecnologías en el periodo 1999-2015 se incrementan en un 40%. [13]

Respecto a la generación nucleoelectrica, después de haber observado un rápido crecimiento en las décadas de los setenta y ochentas, se espera mantendrán su aportación al total de generación, debido a que de forma inmediata no se tiene contemplado, por parte de los países industrializados, la sustitución de reactores aún en operación.

Las nuevas tecnologías aplicables al sector eléctrico, están actualmente enfocadas al aumento en la eficiencia de los procesos de generación, a la reducción de los costos de producción y al acatamiento de políticas y normas en materia ambiental.

Bajo esta perspectiva, tanto en México como en el resto del mundo, consideraciones tales como la disponibilidad, la confiabilidad en el suministro, la volatilidad de los precios y el impacto sobre el medio ambiente, representan un papel importante en la selección de fuentes de energía para la generación de electricidad. Por ello, se debe planificar el sector y desarrollarse programas de diversificación.

1.7 Panorama Energético Nacional

La evolución de México está íntimamente ligada al desarrollo de su sector energético. No sólo por su importancia económica y su aporte al bienestar social, sino también por su gran valor histórico en la consolidación de la soberanía y la integración como Nación.

El sector energético es de gran importancia dentro de la economía nacional, en el año 2000 aportó 3% del Producto Interno Bruto (PIB), el 8% del valor de las exportaciones totales y el 37% de los ingresos fiscales; asimismo, otorga cobertura eléctrica al 94.7% de la población y es el destino del 56.5% de la inversión total del sector público. [12]

Durante el año 2000, la oferta total de energía primaria se ubicó en 10,476 Petajoules (PJ), es decir, 4.8 millones de barriles de petróleo equivalente diarios (Mbped), lo cual significa un aumento de 22.0% respecto a 1995. La tasa media de crecimiento anual fue de 4.1% durante el periodo 1995-2000. La oferta se conformó por 64% de petróleo y condensados, 18% de gas natural, 5% de electricidad, 3% de biomasa, 2% de carbón y 8% de importaciones de energía que incluye variaciones en inventarios. [12]

Pese a la alta participación que tiene el petróleo crudo en la oferta total de energía, la oferta de gas natural aumentó 20.7% entre 1995 y 2000, y la electricidad en 13.7%, mientras que el petróleo y condensados creció 19.0%. [12]

La producción de energía primaria durante 2000 ascendió a 9,662 PJ, como se muestra en la Tabla 1.4. La alta dependencia en la oferta interna de energía de los hidrocarburos es patente, ya que representaron el 89% de la producción nacional en 2000. La electricidad primaria participó con 5%, la biomasa con 4% y el carbón con 3%. La producción de energía primaria creció 18.5% entre 1995 y 2000, lo que representa una tasa media de crecimiento anual de 3.5%. [12]

**Tabla 1.4 Producción de Energía Primaria en México, 1995-2000
(Petajoules)**

Energético	1995	1996	1997	1998	1999	2000	tmca (%) 2000/1995	Incremento (%) 1995-2000
Hidrocarburos	7,216	7,947	8,383	8,562	8,355	8,597	3.6	19.1
Electricidad primaria	435	467	440	412	502	496	2.7	14.0
Biomasa	331	332	343	347	344	342	0.7	3.3
Carbón	173	191	190	199	204	227	5.7	31.2
Total	8,156	8,937	9,355	9,520	9,405	9,662	3.5	18.5

tmca = tasa media de crecimiento anual

Fuente: Elaborado con información del Balance Nacional de Energía 2000, SENER.

En el año 2000, la demanda total de energía primaria, incluyendo el consumo nacional y las exportaciones, alcanzó 10,476 PJ, y aumentó 22% respecto a 1995. La tasa media de crecimiento anual fue de 4.1% durante el periodo 1995-2000 [12]. En la Figura 1.5, se muestra la distribución de la demanda para el año 2000.

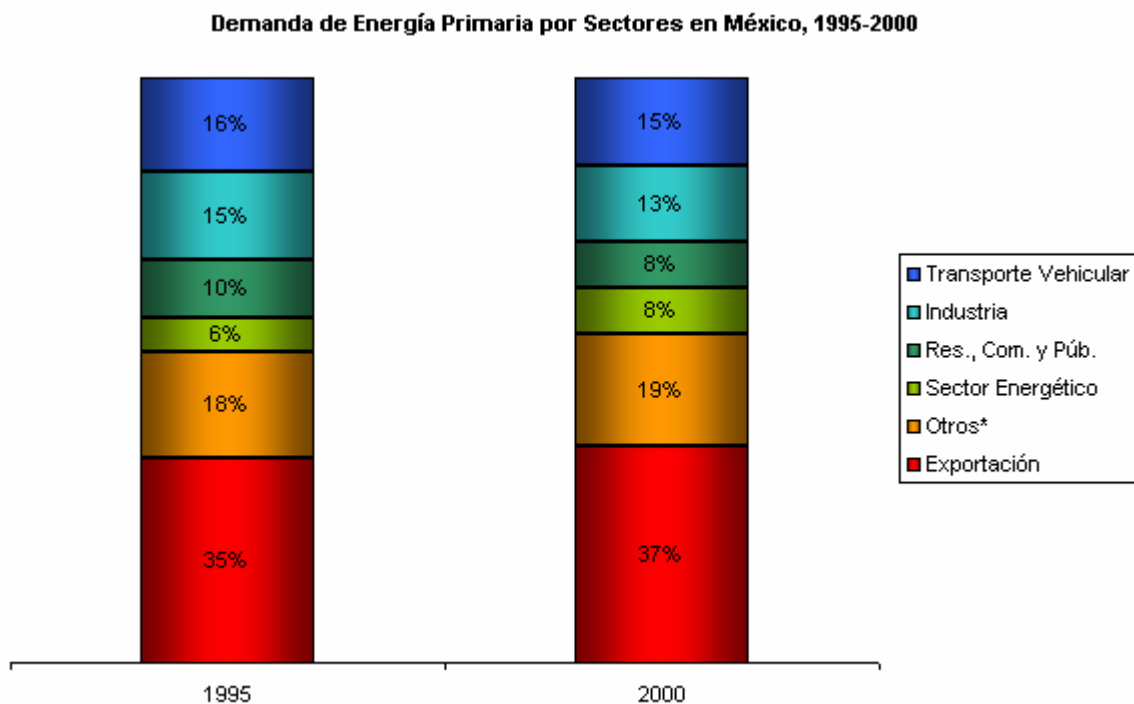


Figura 1.5 Demanda de Energía Primaria por Sectores en México, 1995-2000

*Otros: incluye consumo no energético, sector agropecuario, energía no aprovechada, maquila, pérdidas por transformación, transporte, distribución y almacenamiento, y diferencia estadística.

Fuente: Balance Nacional de Energía 2000, SENER.

El consumo final de energía total ascendió a 3,801 PJ en el año 2000, y creció 6.7% respecto a 1995. La tasa media de crecimiento anual fue 1.3% durante el periodo 1995-2000 (Tabla 1.5). [12]

Tabla 1.5 Consumo Final de Energéticos por Sector en México, 1995-2000 (Petajoules)

Energético	1995	1996	1997	1998	1999	2000	tmca (%) 2000/1995	Incremento (%) 1995-2000
Transporte	1,399	1,419	1,478	1,527	1,548	1,614	2.9	15.4
Industrial	1,255	1,283	1,288	1,321	1,242	1,234	-0.3	-1.7
Res., Com. y Púb.	816	838	841	869	805	837	0.5	2.6
Agropecuario	94	101	107	107	117	116	4.3	23.5
Total	3,564	3,640	3,714	3,823	3,712	3,801	1.3	6.7

tmca = tasa media de crecimiento anual

Fuente: Elaborado con información del Balance Nacional de Energía 2000, SENER.

El sector transporte es el principal consumidor de energía en el país, 42% del consumo final energético en el año 2000. Sus requerimientos de energía crecieron a un ritmo de 2.9% anual en el periodo 1995-2000. Por su parte, la industria participó con 32% y su consumo disminuyó a una razón de 0.3%. El sector residencial, comercial y público contribuyó con 22% y su crecimiento medio fue de 0.5%. El sector agropecuario representó 3% y su consumo aumentó en 4.3% en promedio anual (Tabla 1.5). [12]

Todo lo anterior permite entrever la necesidad de implementar una política energética bien planeada y diversificada que permita hacer frente a la demanda cada vez más creciente de energéticos por parte de los diversos sectores de consumo en México.

1.8 Panorama Nacional del Mercado Eléctrico

El subsector eléctrico es un área estratégica para el desarrollo y crecimiento de cualquier país. No sólo es necesario mantener un sector eléctrico saludable por razones de oportunidad de negocio, sino por el beneficio que representa para la población en general. Un grado óptimo de desarrollo en ámbitos de prioridad nacional tales como el industrial, agrícola y comercial, así como el fortalecimiento de la capacidad para generar empleos, serán mucho más asequibles con el acceso a la energía eléctrica en las mejores condiciones en cuanto a calidad y precio. De igual manera, un sector eléctrico dinámico y confiable permite reflejar una imagen de desarrollo y progreso en el ámbito internacional. En este sentido, el Sistema Eléctrico Nacional debe tender hacia una modernización que le permita ofrecer un suministro acorde con las especificaciones técnicas más estrictas, aparejado de una gama de servicios integrales diseñados para satisfacer las necesidades de los distintos tipos de usuarios.

El acceso al servicio público de electricidad ha crecido significativamente durante las últimas dos décadas, a tal grado que a fines del año 2000 alcanzó el 94.7% de la población nacional conectada a la red eléctrica, siendo éste uno de los niveles de cobertura más altos en Latinoamérica. [12]

Sin embargo, en términos absolutos, alrededor de 5 millones de mexicanos aún no cuentan con acceso al servicio eléctrico [12]. De éstos, la mayoría habitan en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, lo que incrementa la dificultad de acceder a dichas poblaciones. Esa cantidad puede llegar a ser casi 12 millones de personas en el año 2006 simplemente considerando el crecimiento poblacional [12]. Aún cuando este grupo incluye a personas que viven fuera del alcance de las redes de las ciudades, en colonias populares, una parte importante de las mismas está ubicada en zonas rurales. Éstas suelen ser comunidades aisladas en zonas remotas, fuera del alcance de caminos y sin vías de acceso, lo que representa la falta de infraestructura, obras de mayor costo así como la dificultad de proporcionar soporte técnico a las instalaciones que pudieran darse.

Las carencias de electricidad implican que dichas comunidades no tengan acceso a otra serie de servicios. De manera más inmediata, esto impide que reciban agua potable entubada, toda vez que para acceder a ella se requiere de bombas que funcionen con electricidad. Adicionalmente, no pueden acceder a las telecomunicaciones, y se dificulta su acceso a otros servicios, incluyendo la educación y la salud. Esta situación genera un círculo vicioso que mantiene en la marginación a las comunidades rurales indígenas. Dichas comunidades se encuentran principalmente en los estados de Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Chiapas y Oaxaca, pero

están presentes en otros 17 estados, generalmente en zonas montañosas y en la frontera entre un estado y otro [12].

Existe una correlación entre el PIB y el consumo eléctrico nacional (que incluye ventas del sector público, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción). Durante el periodo 1992-2001 el crecimiento promedio del consumo de electricidad fue de 5.1%, comportamiento superior al de la economía nacional que registró un aumento de 3.0% en igual periodo [13]. Se espera que se mantenga esta tendencia en virtud de que el país se encuentra en una fase de desarrollo económico e industrial caracterizado por un crecimiento poblacional importante, con preponderancia de sectores industriales con uso intensivo de energía, como lo son el minero y acerero, aunado a un bajo nivel de ingreso y educación, que limita la eficiencia de los programas de ahorro de energía.

Al mes de diciembre de 2001, el sector público registró 24.8 millones de usuarios agrupados en cinco sectores, que demandaron en conjunto 157,204 GWh [13], como se puede observar en la Figura 1.6. Los sectores más dinámicos en las ventas de electricidad fueron el industrial y el residencial.

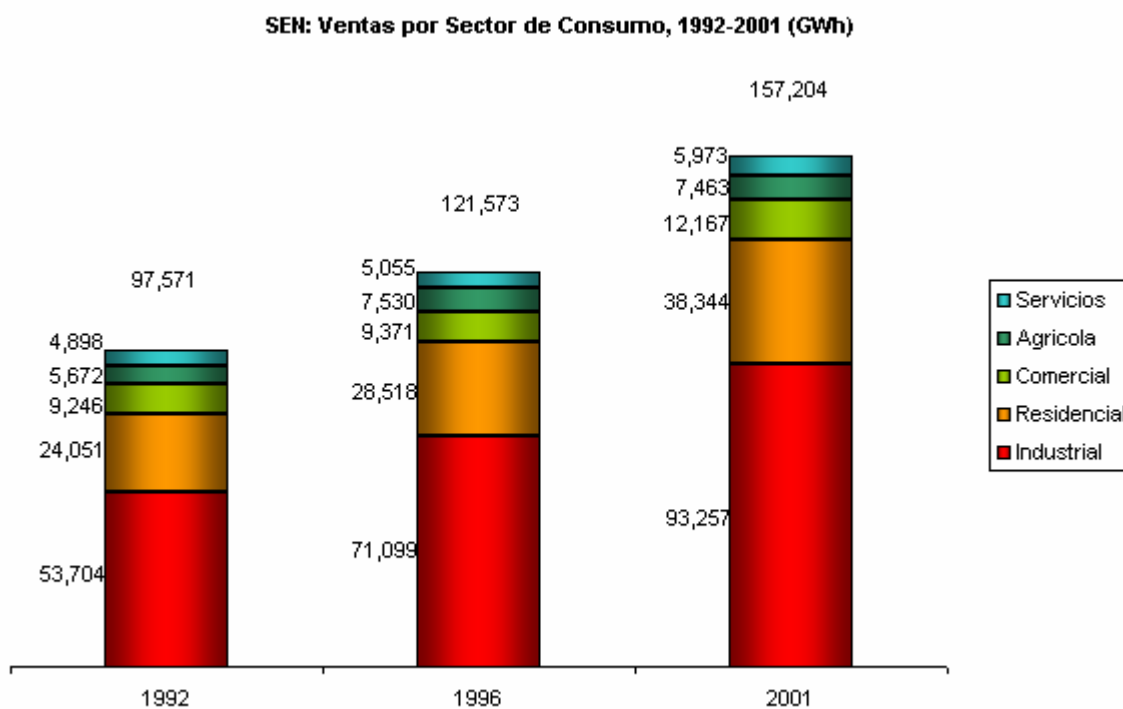


Figura 1.6 SEN: Ventas por Sector de Consumo, 1992-2001 (GWh)

La tmc 1992-2001 considera como base el año de 1991.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Las ventas internas de electricidad durante el periodo 1992-2001 crecieron a una tasa promedio anual de 5.2%, al pasar de 97,571 GWh a 157,204 GWh, cifra igual al crecimiento observado del consumo nacional en igual periodo (Figura 1.6). La evolución de las ventas en los sectores industrial y residencial fue muy similar, al registrar incrementos de 5.8% y 5.7% en promedio anual, respectivamente durante el periodo señalado, por encima de la media nacional. [13]

La capacidad instalada en operación de energía eléctrica en México, a diciembre de 2001 ascendió a 42,410 MW. De este total, la CFE participa con 36,236 MW, LFC 827 MW, los productores independientes 1,456 MW (conjuntamente forman el sector público con 38,519 MW), autogeneradores 2,232 MW, cogeneradores 1,136 MW y con 524 MW otros productores particulares (Figura 1.7). [13]

Capacidad Efectiva de Generación en México, 2001

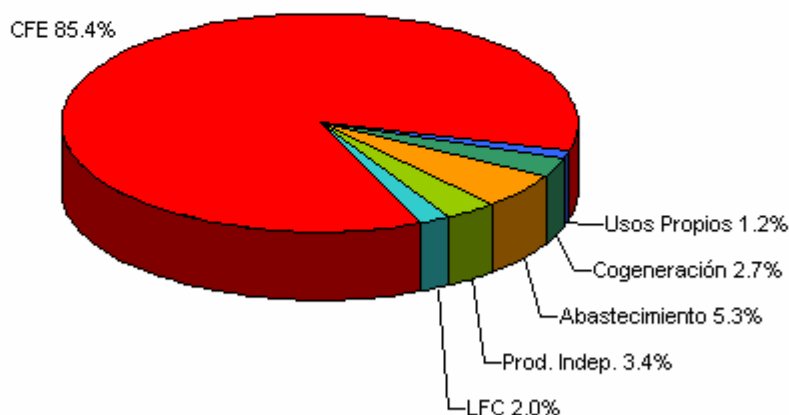


Figura 1.7 Capacidad Efectiva de Generación en México, 2001

No considera capacidad autorizada, sólo en operación.

Fuente: Elaborado con información de CFE.

Debido a que la Comisión Federal de Electricidad contrata la totalidad de la capacidad y energía para un periodo de 25 años, los productores independientes son considerados dentro del programa de obras de CFE y de la planeación del SEN.

La capacidad instalada del SEN ascendió a 38,519 MW a diciembre del 2001, lo que significa un aumento de 5.0% respecto al 2000 (Tabla 1.6), incremento superior al de la demanda para igual año (1.2%). Las fuentes alternas de energía aportaron 37.4% de la capacidad total del SEN en el

2001; las centrales cuya generación es a partir de hidrocarburos contribuyeron con 62.6% del total. [13]

Tabla 1.6 Capacidad Efectiva de Generación por Tipo de Planta, 1991-2001 (MW)

Año	Fuentes Alternas					Hidrocarburos					Total
	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Térmica Conven.	Ciclo Comb.	Turbogas	Comb. Interna	Dual	
1991	7,931	720	-	675	1,200	12,553	1,826	1,777	115	-	26,797
1992	7,931	730	-	675	1,200	12,787	1,818	1,777	149	-	27,067
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	1,400	29,204
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	31,649
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,595	1,890	1,682	129	2,100	33,039
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	34,792
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	34,815
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	35,255
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,698
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Capacidad Efectiva de Generación por Tipo de Planta, 2001 (%)

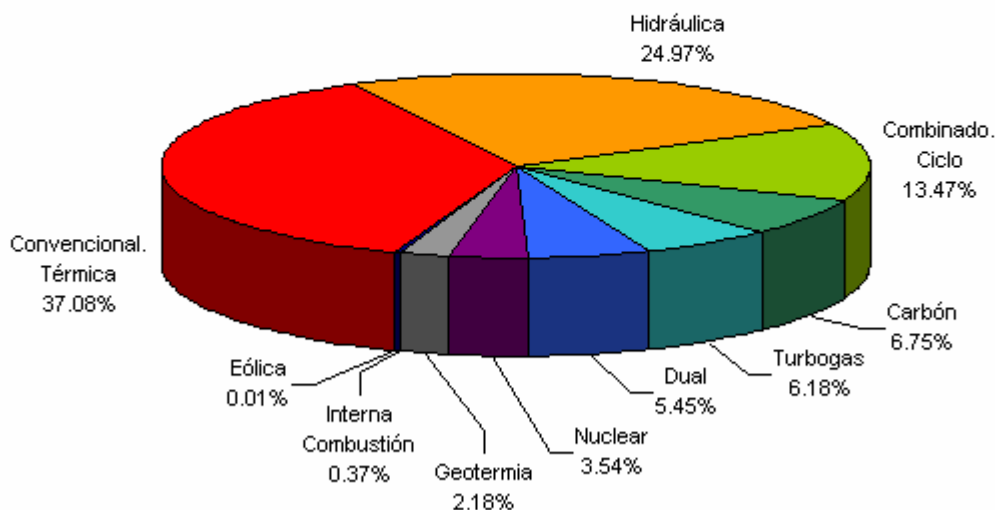


Figura 1.8 Capacidad Efectiva de Generación por Tipo de Planta en México, 2001

Fuente: Elaborado con información de CFE.

La estrategia de expansión en el periodo 1991-2001 fue cimentada en la nueva tecnología de ciclo combinado, la cual alcanzó una capacidad instalada de 3,362 MW. Asimismo, la central dual de Petacalco inició su operación comercial con 1,400 MW en 1993, sin embargo, ha mantenido una capacidad instalada de 2,100 MW a partir del año de 1994 y hasta el horizonte del periodo. La capacidad instalada de las fuentes renovables (hidráulica, eólica y geotermia) aumentó 1,808 MW en los últimos años. Pese a ello, la participación de las fuentes hidráulicas en el total de la capacidad efectiva ha disminuido, ya que en 1991 aportó 29.59% y en el 2001 tan solo 24.97%. [13]

En el periodo comprendido entre 1991 y 2001 la energía bruta generada creció en promedio anual 5.2%. En este lapso, las centrales de vapor convencionales disminuyeron su participación en la energía producida total, de 57.6% a 46.1%, mientras que la participación de las centrales a base de gas aumentaron en más del doble de 6.2% a 15.6%, por su parte las fuentes renovables disminuyeron su contribución de 26.2% a 17.3% (Figura 1.8). [13]

La energía producida en México durante 2001 fue de 209,716 GWh, correspondiéndole a CFE 190,881 GWh, LFC 1,636 GWh y los productores independientes aportaron 4,589 GWh, totalizando 197,106 GWh (Figura 1.9), los 12,610 GWh restantes corresponden a productores privados. [13]

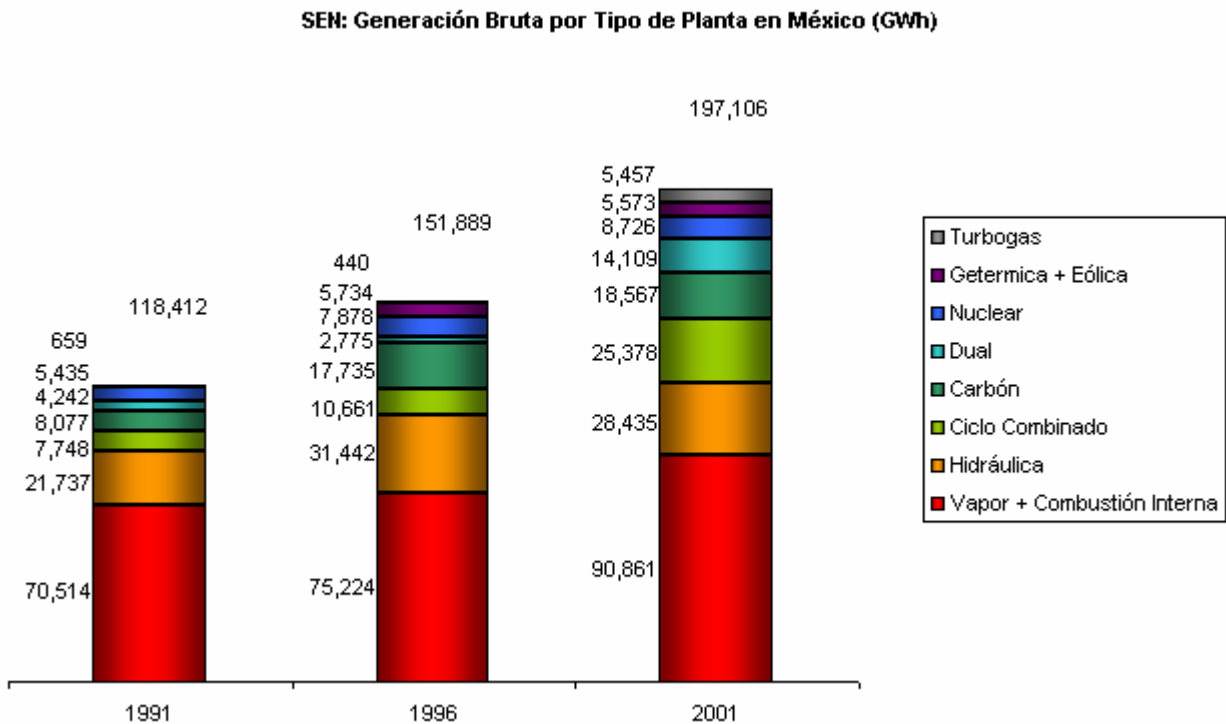


Figura 1.9 SEN: Generación Bruta por Tipo de Planta en México (GWh)

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

1.9 Uso de Energía Primaria para la Generación de Electricidad en México

Los recursos hídricos en México están constituidos por ríos, lagos, lagunas y aguas subterráneas. Considerando la superficie continental del país, los cuerpos de agua ocupan el 1.4%, de la cual, el agua salobre ocupa el 55.6%, las presas el 17%, los pantanos del sureste el 15.6%, las zonas laguneras del Golfo el 4.1% y los lagos y lagunas el 7.6% [2].

El problema central del recurso agua no es la escasez sino la distribución del mismo: su disponibilidad se concentra principalmente en el sureste del país donde la densidad de población y la demanda de agua son bajas. En contraste, en el centro, norte y noroeste donde la densidad de población es mayor y las demandas son altas, el agua es escasa.

El agua se aprovecha en diversos usos que se diferencian por ser consuntivos y no consuntivos. Los primeros impactan en la disponibilidad porque aprovechan el agua y sólo retornan una parte de ésta; los no consuntivos, como el uso en generación hidroeléctrica, retornan la totalidad del agua aprovechada.

Entre las plantas hidroeléctricas más importantes, por su contribución al SEN en año 2001, destacan las siguientes: La Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, en el río Grijalva; Infiernillo y El Caracol, en el río Balsas; y Temascal, en el Papaloapan. [13]

Los principales problemas, en el caso de las hidroeléctricas, son los derivados de la incompatibilidad en el tiempo de generación (en horas pico) con los requerimientos de otros usos como el riego. Actualmente, la evaluación que se hace de los recursos energéticos con que cuenta el país, y la consideración de los impactos ambientales adversos que su uso excesivo implica, ha permitido definir nuevas políticas y metas sectoriales.

Las reservas totales de hidrocarburos descendieron, al 31 de diciembre del año 2001, a 52,951 millones de barriles [14]. Los yacimientos más ricos y rentables están ubicados en la región marina del sureste del país.

Se cuenta con 662.9 millones de toneladas de carbón distribuidas en cuatro cuencas principales: Villa de Fuentes-Río Escondido, Coahuila; Colombia, Nuevo León; la Mixteca, Oaxaca; y Barranca, Sonora. [2]

Igualmente, se estima que las reservas de uranio ascienden a 14.5 miles de toneladas. No obstante, el potencial uranífero podría ser mayor en tanto que las actividades de exploración no se han continuado desde mediados de la década de los 80's. [2]

Distribuidos en diversos puntos del territorio nacional, existen más de 500 focos termales (volcanes de lodo, fumarolas, pozos de agua, solfataras y agua caliente). Actualmente se tienen reservas probadas por 700 MW de capacidad equivalente en Cerro Prieto, Baja California; además de 380 MW en Los Azufres, Michoacán y en Los Humeros, Puebla. [2]

El país se encuentra en una de las regiones de mayor insolación, por lo que ya se han realizado actividades orientadas hacia la utilización térmica y fotovoltaica de la energía solar. Los usos actuales principales de esta fuente energética se vinculan con el calentamiento de agua, la electrificación rural, las comunicaciones, los señalamientos y el bombeo de agua.

Estudios recientes indican que en La Venta, Oaxaca, el aprovechamiento del potencial eólico podría ampliarse hasta 600 MW, siendo en la actualidad de 2 MW.

En resumen, México posee un apreciable potencial en fuentes alternativas de energía, como la geotérmica, nuclear, solar, eólica y maremotriz, entre otras.

1.10 Opciones Técnicas para la Generación de Energía Eléctrica en México

La cartera de proyectos establecida por la Secretaría de Energía para la expansión del SEN comprende dos categorías: proyectos típicos, de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente; proyectos específicos, que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios. La Tabla 1.7 presenta las características (físicas y económicas) principales de los proyectos típicos considerados en el análisis de la expansión del SEN, por parte de la Secretaría de Energía.

Tabla 1.7 Características y Datos Técnicos de Proyectos Típicos

Central	Potencia (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Vida Económica (Años)	Factor de Planta Típico	Usos Propios (%)
Térmica Convencional	2 x 350	37.56	30	0.75	5.8
	2 x 160	36.31	30	0.65	6.2
	2 x 84	32.42	30	0.65	6.5
	2 x 37.5	30.63	30	0.65	8.3
Turbogas ¹					
Aeroderivada Gas	1 x 43.7	37.26	30	0.125	2.5
Aeroderivada Diesel	1 x 43.2	38.07	30	0.125	1.6
Industrial Gas	1 x 85	29.83	30	0.125	1.2
Industrial Gas "F"	1 x 184	33.54	30	0.125	2
Industrial Gas "G"	1 x 250	35.18	30	0.125	2.2
Ciclo Combinado Gas ²	1 x 279	51.04	30	0.8	3.1
	1 x 560	51.14	30	0.8	3.1
	1 x 367	51.62	30	0.8	3.1
	1 x 737	51.72	30	0.8	3.2
Diesel ²	2 x 18.7	47.61	25	0.65	5.1
	3 x 13.5	47.35	25	0.65	5.7
	3 x 3.4	43.53	25	0.65	7.1
Carboeléctrica	2 x 350	37.24	30	0.75	7.3
Dual s/Desulfurador	3 x 350	37.39	30	0.75	7.3
Dual c/Desulfurador	4 x 350	37.39	30	0.75	11.4
Nuclear	1 x 1356	34.54	30	0.75	3.1

1/ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: Temperatura ambiente de 15 grados centígrados, humedad relativa del 60% y presión al nivel del mar.

2/ La potencia y eficiencia están determinadas bajo condiciones ISO 3046/1-1986: Temperatura ambiente de 25 grados centígrados, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

La realización de los proyectos típicos, con sistemas termoeléctricos de generación, requieren de un estudio previo para seleccionar el sitio de construcción y una manifestación de impacto ambiental. Cuando se tienen varias opciones para ubicar las centrales, se realiza una selección de costo mínimo (sustentado en el costo total de generación, transmisión y del combustible).

Los proyectos específicos como los hidroeléctricos y geotermoeléctricos, requieren de un largo proceso de estudio para definir su factibilidad y decidir su construcción. Este proceso se inicia con la etapa de identificación de los posibles sitios de aprovechamiento, y posteriormente se continúa con la definición y evaluación del proyecto, terminando con el diseño de las centrales generadoras.

Los estudios de los recursos hidroeléctricos y geotermoeléctricos potenciales realizados por la CFE, han identificado el conjunto de proyectos específicos. Estos proyectos se consideran como posibles candidatos en el proceso de definición del programa de expansión, por lo que su desarrollo puede llevarse a cabo por parte de CFE, así como por particulares, bajo las modalidades permitidas por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

Los requerimientos de infraestructura eléctrica del SEN (capacidad adicional comprometida y no comprometida) para atender los incrementos de la demanda futura, serán cubiertos mediante proyectos denominados “capacidad adicional comprometida”. Estos incluyen proyectos en proceso de construcción, en licitación o programados. Las obras consideradas dentro de la “capacidad adicional no comprometida”, son aquellas que aún no tienen esquemas definidos y no han sido concursados para su licitación.

Durante los próximos diez años, el SEN requerirá adiciones de capacidad por un total de 28,862 MW, de las cuales 14,228 MW se consideran como capacidad comprometida y 14,634 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional no comprometida. La capacidad remota de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración considerada para la expansión del sistema de generación en el periodo 2002-2011, será de 1,438 MW con lo cual la capacidad adicional total será de 30,300 MW, según se estima en la Prospectiva del Sector Eléctrico para ese periodo. [13]

Considerando la expansión total de capacidad del servicio público (28,862 MW), se observa que 40.6% se instalará en la zona del Golfo de México (utilizando como combustible básico gas natural), 17.7% será construida en la región del pacífico (consumiendo principalmente carbón, como combustible para generación eléctrica), y 11.4% en la frontera norte del país (se estima que serán centrales de ciclo combinado). [13]

La capacidad adicional requerida en el futuro se obtendrá con una combinación de las tecnologías disponibles. La combinación óptima, será la que permita satisfacer la demanda prevista a un costo mínimo, con el nivel de confiabilidad requerido, y que satisfaga los lineamientos de política energética nacional y la normatividad ambiental.

Los estudios de planeación realizados por la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad indican que la estrategia de expansión que minimiza los costos, considera una participación mayoritaria de proyectos de generación con centrales identificadas como Libres (los participantes confirman o proponen la tecnología y el combustible por utilizar) con 37.6%, seguido por las centrales de ciclo combinado (37.4%), las centrales duales (utilizan carbón o

combustóleo) 12.1% y la hidroelectricidad con 10.4% (Figura 1.10) [13]. La aportación en MW se muestra en la Tabla 1.8.

SEN: Capacidad Adicional por Tecnología, 2002-2011

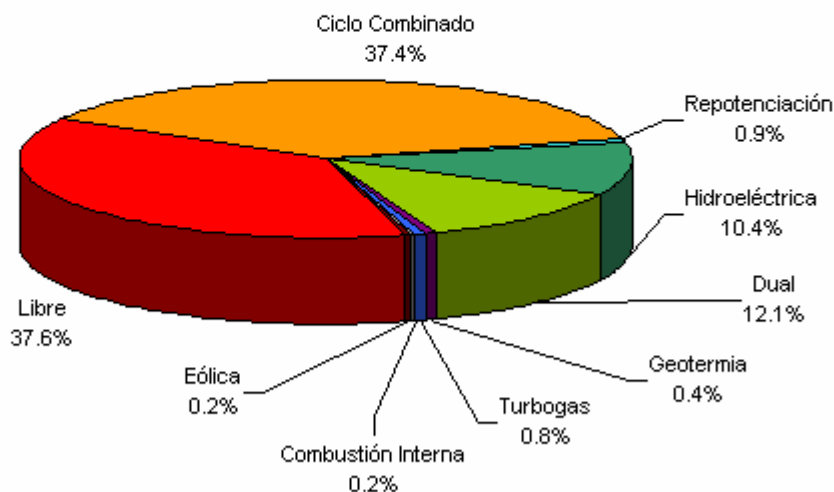


Figura 1.10 SEN: Capacidad Adicional por Tecnología, 2002-2011

Fuente: Elaborado con información de Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 1.8 SEN: Capacidad Adicional por Tecnología, 2002-2011 (MW)

Tecnología	Comprometida	No Comprometida	Total
Ciclo Combinado	10,744	62	10,806
Repotenciación	257	-	257
Hidroeléctrica	1,686	1,325	3,011
Dual	700	2,800	3,500
Geotermia	107	-	107
Turbogas	217	-	217
Combustión Interna	48	10	58
Eólica	-	50	50
Libre	469	10,387	10,856
Total	14,228	14,634	28,862

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

1.11 Participación de la Energía Nuclear en el Sistema Eléctrico Nacional

Como parte del SEN, se encuentra la única instalación nuclear en México para la generación de energía eléctrica operada por la Comisión Federal de Electricidad, la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (Figura 1.11). Laguna Verde se encuentra localizada sobre la costa del Golfo de México, en el Municipio de Alto Lucero, Veracruz. La Central está integrada por dos unidades independientes, cada una con una capacidad de 682.44 MWe. La Unidad 1 inició su operación comercial el 14 de agosto de 1990 y la Unidad 2 el 12 de abril de 1995 [1].



Figura 1.11 Central Nucleoeléctrica Laguna Verde

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La Unidad 1 ha generado más de 60.0 millones de MWh, con una disponibilidad de 84.70% y un factor de capacidad de 80.79%; mientras que la Unidad 2 ha generado más de 39.3 millones de MWh, siendo su factor de disponibilidad de 84.51% y el de capacidad de 81.09%, al mes de septiembre de 2003. [1]

Ambas unidades representan el 3.19% de la capacidad efectiva de generación del SEN a septiembre de 2003, con una contribución a la generación bruta del 5.06% (incluyendo productores externos), como se muestra en la Figura 1.12. [1]

SEN: Generación Bruta por Fuente, 2003

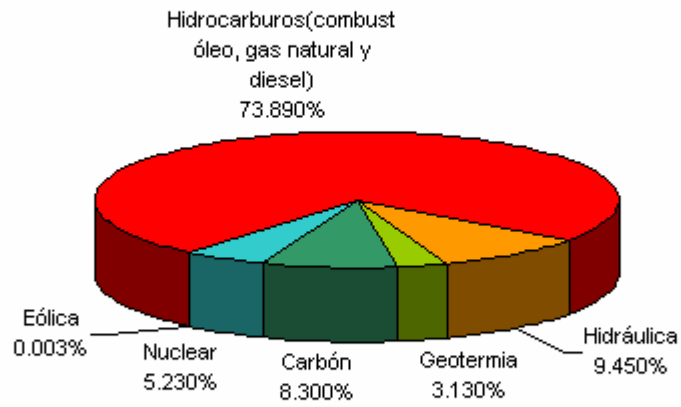


Figura 1.12 SEN: Generación Bruta por Fuente, 2003

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Capítulo 2

Fundamentos de la Fisión Nuclear para la Generación de Energía Eléctrica

2.1 Conceptos Básicos y Antecedentes Históricos

Toda la materia del Universo está formada por *moléculas* que a su vez están constituidas por *átomos*. En la actualidad sabemos que el átomo está constituido fundamentalmente por un núcleo compuesto de *protones* y *neutrones* y por *electrones* que giran alrededor de éste.

El protón y el neutrón tienen prácticamente la misma masa, pero se diferencian en que el primero posee una carga eléctrica positiva (+), mientras que el segundo carece de carga. Protones y neutrones fuertemente unidos entre sí, integran lo que se denomina el *núcleo del átomo*, cuya masa es casi igual a la suma de las masas de los protones y neutrones que lo componen. La carga eléctrica total del núcleo es positiva y es igual a la suma de las cargas de sus protones.

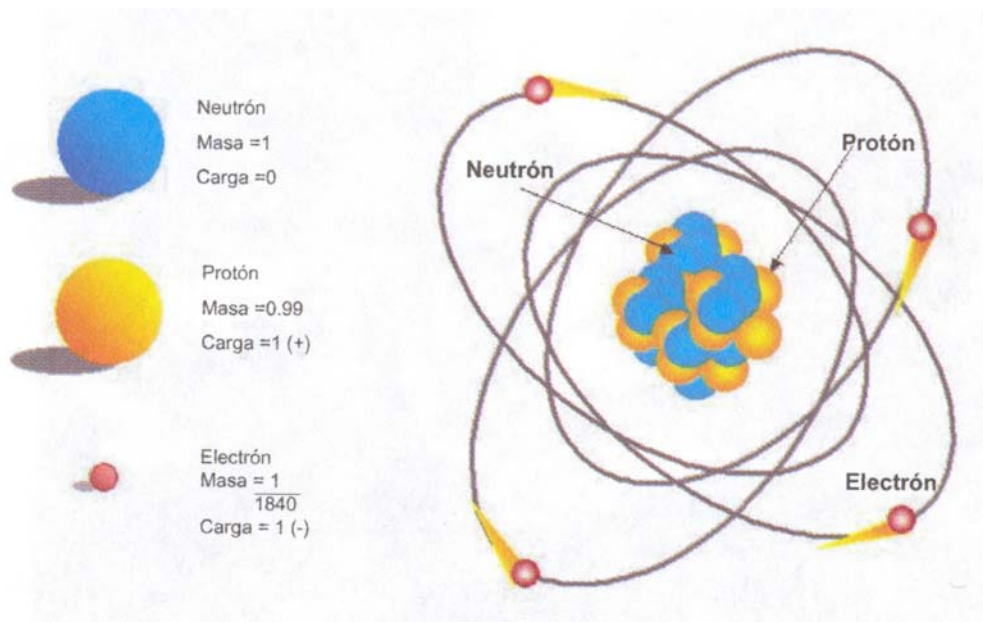


Figura 2.1 El Átomo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2002 [15]

El tercer tipo de partícula del átomo es el electrón, el cual, aunque es 1,840 veces más ligero que el protón (Figura 2.1), posee una carga eléctrica negativa (-) equivalente a la de éste. Los electrones se localizan girando alrededor del núcleo, formando una “nube”. La cantidad de electrones de un átomo es igual al número de protones que contiene el núcleo, razón por la cual sus cargas eléctricas se encuentran balanceadas.

El número de electrones en un átomo neutral es igual al número de protones, a lo cual se le conoce como *número atómico*, orden en el cual aparece un átomo en la tabla periódica de los elementos. La suma del número de protones y neutrones se conoce como *número de masa* y se denota con la letra A. Este número proporciona una idea aproximada de la masa del átomo ya que las masas de ambas partículas son aproximadamente iguales y la masa de los electrones es comparativamente despreciable.

En la naturaleza existen 272 átomos estables con distintos números de masa que dan lugar a los 103 elementos plenamente identificados. Cada elemento está formado por átomos del mismo número atómico, pero que pueden tener diferente número de masa. Estos átomos de un mismo elemento reciben el nombre de *isótopos*. Los isótopos del mismo elemento sólo difieren entre ellos en el número de neutrones que contienen.

Así el elemento uranio, con número atómico 92, tiene fundamentalmente 2 isótopos, cuyos números de masa son 235 y 238. Otro ejemplo lo ilustra el hidrógeno (Figura 2.2): sus isótopos son el *protio* (sin neutrones), el *deuterio* (un neutrón) y el *tritio* (dos neutrones). El hidrógeno siempre tiene un protón en su núcleo, cuya carga está equilibrada por un electrón.

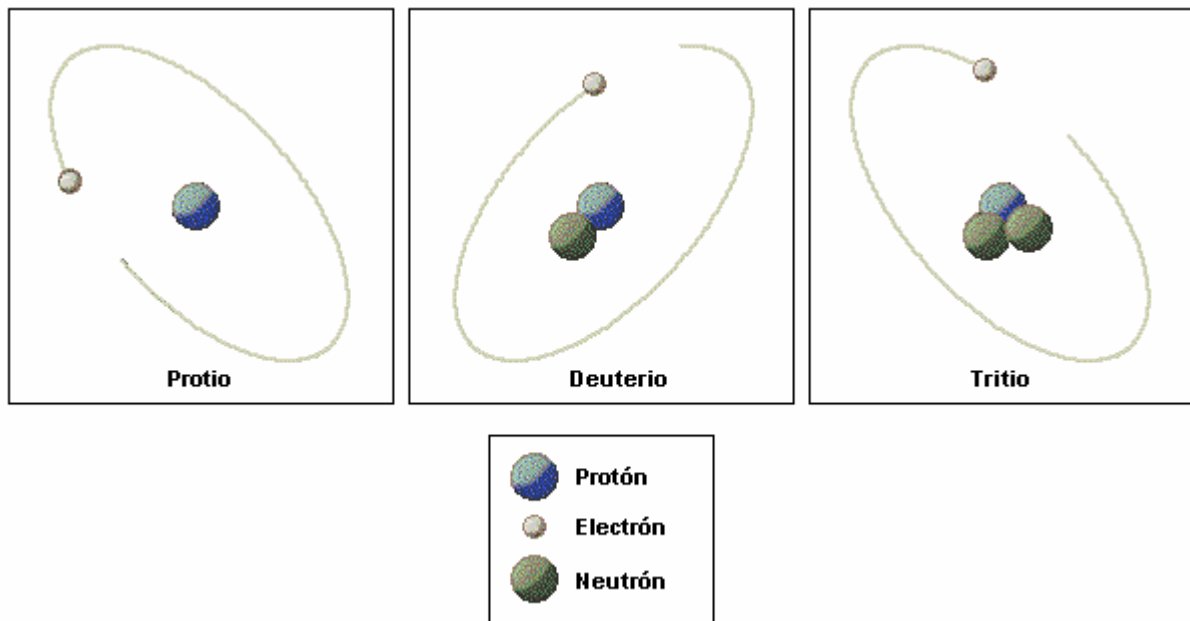


Figura 2.2 Isótopos del Hidrógeno

Fuente: Biblioteca de Consulta Microsoft® Encarta® 2003

Un núcleo contiene Z protones y N neutrones. Protones y neutrones son llamados colectivamente *nucleones*.

El isótopo de un elemento de nombre X es denotado como: ${}^A_Z X_N$ o simplemente como ${}^A X$ ya que Z y N pueden ser deducidas de X y A .

La desintegración espontánea de núcleos atómicos mediante la emisión de partículas subatómicas llamadas partículas alfa y partículas beta, y de radiaciones electromagnéticas en forma de rayos gamma es el fenómeno conocido como *radiactividad*, descubierto al experimentar casualmente con uranio en 1896 por el físico francés Antoine Henri Becquerel. [15]

En 1898, los químicos franceses Marie y Pierre Curie dedujeron que la radiactividad es un fenómeno asociado a los átomos e independiente de su estado físico o químico [15]. Pronto se reconoció que la radiactividad era una fuente de energía más potente que ninguna de las conocidas.

Dichos experimentos sobre la radiactividad de ciertos elementos como el uranio, el polonio y el radio, llevados a cabo a fines del siglo XIX por Henri Becquerel y por Pierre y Marie Curie, condujeron en 1902 al descubrimiento del fenómeno de la transmutación de un átomo en otro diferente, a partir de una desintegración espontánea que ocurría con gran desprendimiento de energía [15]. Poco después, en 1905, los estudios de Einstein explicaron que dicho desprendimiento de energía era el resultado de la transformación de pequeñísimas cantidades de masa de acuerdo con la equivalencia $E = mc^2$.

Otto Hahn, con sus colaboradores Lise Meitner y el químico alemán Fritz Strassman, continuaron la investigación iniciada por el físico italiano Enrico Fermi bombardeando uranio con neutrones. Hasta 1939 los científicos pensaban que los elementos con números atómicos mayores de 92 (conocidos como *elementos transuránicos*) se formaban cuando se bombardeaba el uranio con neutrones. Sin embargo, en 1938, Hahn y Strassman encontraron rastros de bario mientras buscaban elementos transuránicos en una muestra de uranio irradiada con neutrones [15]. Este descubrimiento, anunciado en 1939, fue una prueba irrefutable, confirmada por cálculos de las energías implicadas en la reacción, de que el uranio había sufrido una fisión que lo dividía en fragmentos pequeños compuestos por elementos más ligeros.

Ambos hechos condujeron a la conclusión de que si se lograba desintegrar a voluntad los átomos de algunos elementos, seguramente se podrían obtener cantidades fabulosas de energía. En 1938 Hahn, Strassman y Meitner pudieron comprobar el fenómeno de la *fisión nuclear*, bombardeando con neutrones núcleos del isótopo de uranio 235 (${}^{235}\text{U}$) [15]. En esta reacción cada núcleo se parte en 2 núcleos de masas inferiores, emite radiaciones, libera energía que se manifiesta en forma térmica y emite 2 o 3 nuevos neutrones.

En diciembre de 1942, en la Universidad de Chicago, Estados Unidos, el físico italiano Enrico Fermi logró producir la primera *reacción nuclear en cadena* utilizando los neutrones producidos en la fisión de núcleos de ${}^{235}\text{U}$, para fisionar otros núcleos del mismo isótopo [16]. Para ello empleó un conjunto de bloques de uranio natural distribuidos dentro de una gran masa de grafito puro (una forma de carbono). En la "pila" o reactor nuclear de Fermi, el "moderador" de grafito frenaba los neutrones y hacía posible una reacción en cadena de fisiones nucleares. El control

de la reacción en cadena se obtuvo mediante la absorción de neutrones por elementos como el boro y el cadmio.

Hasta la primera mitad de la década de los cincuenta se empleó por primera vez la energía nuclear para generar electricidad.

2.2 ¿Qué es la Fisión Nuclear?

La energía nuclear es energía liberada durante la fisión o fusión de núcleos atómicos (Figura 2.3). Las cantidades de energía que pueden obtenerse mediante procesos nucleares superan con mucho a las que pueden lograrse mediante procesos químicos, que sólo implican las regiones externas del átomo. La energía de cualquier sistema, ya sea físico, químico o nuclear, se manifiesta por su capacidad de realizar trabajo o liberar calor o radiación. La energía total de un sistema siempre se conserva, pero puede transferirse a otro sistema o convertirse de una forma a otra.

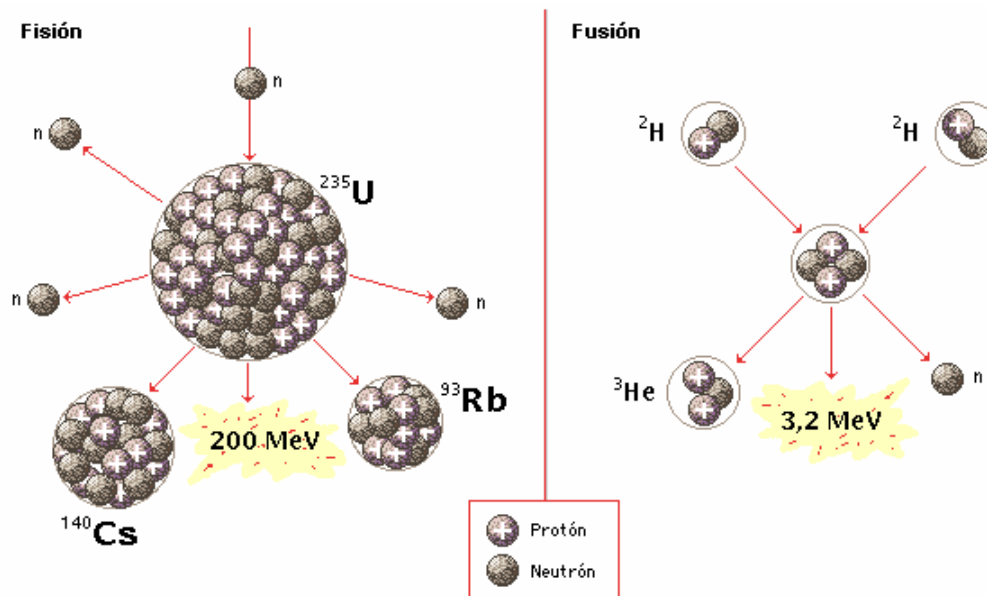


Figura 2.3 Procesos de Fisión y Fusión

Fuente: Biblioteca de Consulta Microsoft® Encarta® 2003

La fisión nuclear es el proceso por el que los átomos de determinados elementos se dividen y producen calor. Un elemento usado con frecuencia es el uranio 235. El núcleo de un átomo de ^{235}U contiene 235 nucleones. En las muestras naturales de uranio, donde la concentración de núcleos de ^{235}U es baja, los neutrones libres atraviesan los átomos o chocan contra los núcleos sin provocar fisión. De vez en cuando un neutrón hace que un núcleo se divida o fisione en 2 partes (Figura 2.4). Esto produce energía y da lugar a 2 o 3 neutrones libres. Sin embargo, los neutrones libres se pierden rápidamente por lo que no se produce una reacción sostenida.

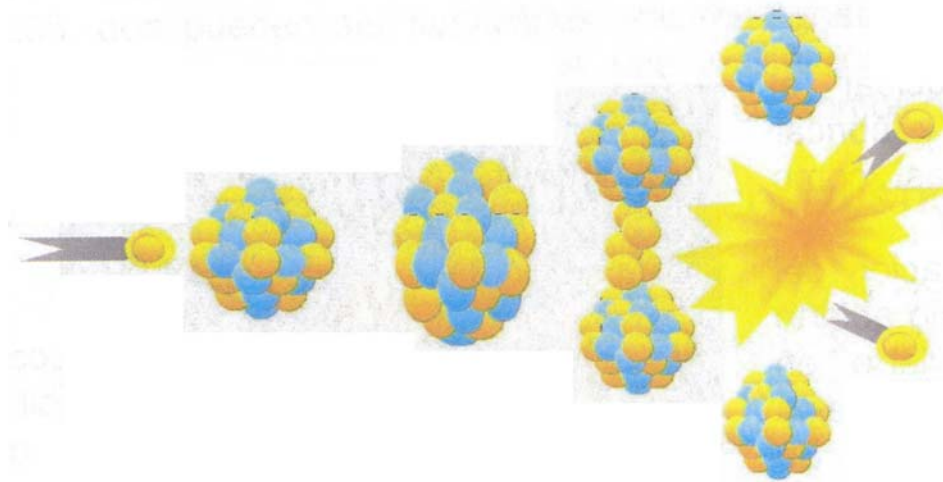


Figura 2.4 La Fisión Nuclear

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2002 [15]

La energía liberada por la fisión es muy grande: la fisión de 1 kg de ^{235}U libera 18.7 millones de kWh en forma de calor [16]. El proceso de fisión iniciado por la absorción de un neutrón en el ^{235}U libera un promedio de 2.5 neutrones en los núcleos fisionados. Estos neutrones provocan rápidamente la fisión de varios núcleos más, con lo que liberan otros 4 o más neutrones adicionales e inician una serie de fisiones nucleares automantenido, una reacción en cadena (Figura 2.5) que lleva a la liberación de energía nuclear.

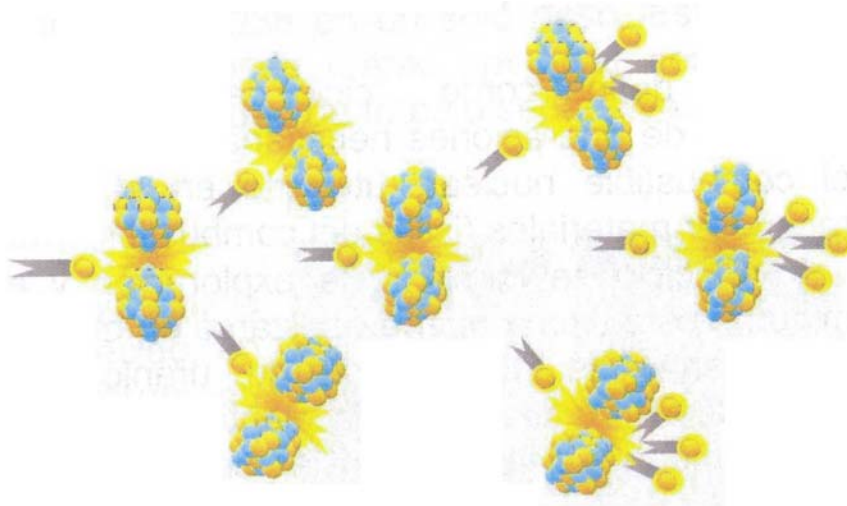


Figura 2.5 Reacción en Cadena

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2002 [15]

2.3 ¿Qué es un Reactor Nuclear?

Las centrales nucleares tienen cierta semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores, pero en lugar de usar combustibles fósiles para producirlo, aprovechan el calor que se obtiene al fisionar átomos de los isótopos ^{235}U y ^{239}Pu , en dispositivos denominados reactores.

Un reactor se puede definir como una combinación de materiales fisibles, entre otros, en un arreglo geométrico diseñado para soportar una reacción en cadena.

Existe una gran variedad de reactores, pero todos tienen los siguientes elementos en común:

- **Combustible.** Aun cuando dentro de los reactores no se efectúa ninguna combustión en el sentido real de la palabra, se denomina *combustible*, por analogía, al material cuyos núcleos se fisian al bombardearse con una fuente de neutrones para obtener calor. En un reactor puede emplearse como combustible uranio natural, en el cual el isótopo ^{238}U representa el 99.3% y el isótopo ^{235}U tan sólo el 0.7%, o bien, uranio enriquecido, en el que la proporción de ^{235}U aumenta aproximadamente hasta 3.5%.

Existen otros materiales fisibles que pueden ser usados como combustible. Estos son el plutonio 239 y el uranio 233 que se producen artificialmente a partir de uranio 238 y del torio 232, respectivamente.

- **Moderador.** Los neutrones que se generan como consecuencia de la fisión de los núcleos de ^{235}U tienen, al emitirse, velocidades del orden de 20,000 km/s [15]. Para que estos neutrones puedan a su vez fisionar a otros núcleos de ^{235}U de una manera eficiente y prosiga así la reacción en cadena, se debe disminuir su velocidad hasta 2 km/s aproximadamente [15], proceso que se conoce como *termalización* de los neutrones [17]. Esto se logra intercalando alguna sustancia cuyos átomos se encargan de frenar a los neutrones, por medio de choques, provocando que éstos últimos pierdan velocidad. Dicha sustancia se denomina *moderador*.

Entre los moderadores más comunes podemos citar el agua, el grafito, el berilio y el agua pesada; esta última es un líquido semejante al agua natural, pero en lugar de tener moléculas formadas por átomos de hidrógeno, está constituida por átomos de un isótopo de dicho elemento, el deuterio.

Las sustancias que sirven de moderadores absorben distintas cantidades de neutrones; por ejemplo, el agua natural absorbe más neutrones que el agua pesada y, para compensar el efecto que esta disminución de neutrones tiene sobre el número de fisiones, se debe aumentar el número de átomos de ^{235}U , enriqueciendo el combustible.

- **Refrigerante.** La gran cantidad de calor que se genera en el reactor como consecuencia de la reacción nuclear, debe ser extraída para producir el vapor que se requiere en la generación de energía eléctrica y, al mismo tiempo, mantener lo suficientemente baja la temperatura de los distintos elementos que se encuentran en su interior para que éstos no sufran ningún deterioro. Esto se consigue mediante la acción de un fluido que se conoce como refrigerante y que puede ser un gas como el

bióxido de carbono (CO_2) o el helio, o algún líquido como el agua pesada o el sodio fundido.

Las diferentes combinaciones entre combustibles, moderadores y refrigerantes dan lugar a los diversos tipos de reactores.

Desde el punto de vista estructural, un reactor nuclear debe diseñarse de manera tal que los materiales con que se construya soporten las altas presiones y temperaturas producidas dentro del mismo, así como ser capaces de aislar las radiaciones emitidas producto de la fisión. Es así como, de forma general, estos materiales se pueden clasificar de la siguiente forma:

- *Elementos y materiales de control.* Éstos forman parte de la estructura física de los moderadores y deben usarse en su construcción materiales con un alto grado de absorción de neutrones, como por ejemplo, el boro, el cadmio, el indio, la plata, el hafnio y los elementos denominados “tierras raras”.
- *Materiales de aislamiento.* Éstos sirven como barrera de protección atenuando la propagación de neutrones libres y rayos gamma. Se emplean en la construcción de la “vasija” del reactor, que es la estructura que contiene y encierra los elementos del reactor como tal, se usan el acero así como los materiales empleados como moderadores; además, se emplea concreto como material de protección externa a la vasija del reactor.
- *Materiales de aislamiento térmico.* Estos materiales se encargan de limitar la pérdida de calor del “núcleo” del reactor, que es el área donde se concentra el combustible, hacia las regiones circundantes de la vasija y el resto de las estructuras. Los materiales de aislamiento pueden consistir de compuestos de refracción o láminas metálicas.
- *Materiales estructurales.* Pueden incluir conductos o canales de refrigeración, moderadores sólidos y bloques de reflexión, estructuras de soporte del núcleo, materiales intercambiadores de calor, vasijas de los reactores y estructuras de contención

Cuando en promedio cada fisión provoca otra fisión se produce una reacción nuclear sostenida. En un reactor, la velocidad de la reacción está controlada y el calor producido se emplea para generar electricidad.

Cuando en promedio cada fisión da lugar a más de una fisión se produce una reacción en cadena incontrolada. Una reacción nuclear en cadena incontrolada puede generar una cantidad inmensa de energía en una pequeña fracción de segundo.

2.4 El Ciclo del Combustible Nuclear

Todo combustible empleado en la generación de energía está caracterizado por su ciclo de combustible. Un ciclo de combustible típico, como en el caso de los combustibles fósiles, incluye:

- Exploración.

- Procesos de minería o perforación, para extraer el recurso energético.
- Procesamiento o refinación, para remover impurezas y preparar el combustible para su uso.
- Producción de energía.
- Disposición de desechos.
- Transportación entre cada una de las etapas anteriores.

El ciclo del combustible nuclear es más complejo debido a las características físicas asociadas con la energía de fisión.

En la Figura 2.6 se muestra la representación esquemática de un ciclo de combustible nuclear genérico; en este esquema no se muestran las etapas de transportación que existen entre cada una de las etapas mostradas, pero que si forman parte del ciclo del combustible.

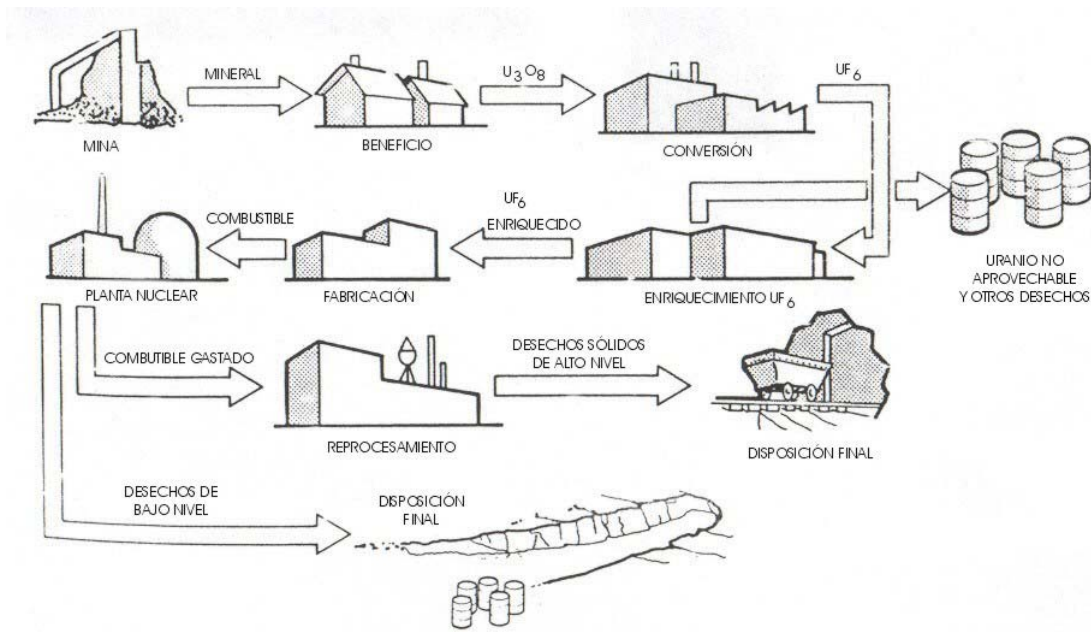


Figura 2.6 Ciclo Genérico de Combustible Nuclear

Fuente: M. T. Simnad and J. P. Howe, Materials Science in Energy Technology, 1979

Para comprender de manera más clara la complejidad de este ciclo de combustible, se describe a continuación cada una de las etapas correspondientes al ciclo de combustible del uranio empleado en los reactores BWR (Boiling Water Reactor) y PWR (Pressurized Water Reactor), conocidos colectivamente como Reactores de Agua Ligera (Light Water Reactor, LWR), los cuales son los más empleados en el ámbito mundial por el momento.

El ciclo de combustible del uranio puede ser implementado como un ciclo “abierto”, en el cual no se contempla el almacenamiento temporal del combustible gastado; un ciclo completo o “cerrado” habría de incluir la etapa de reprocesamiento, con o sin reciclaje de uranio o plutonio, así como la disposición final de los desechos radiactivos.

- **Exploración.** La etapa de exploración comienza con la evaluación de formaciones geológicas similares a aquellas en las cuales se tiene conocimiento de la existencia del mineral. Pruebas químicas y radiológicas confirman el potencial de los sitios elegidos. Se llevan a cabo perforaciones en búsqueda de muestras para una evaluación detallada de las mismas.
- **Minería.** Las formaciones del mineral de uranio tienden a ser muy irregulares. Por lo general el contenido de U_3O_8 equivalente en el mineral de uranio es menor al 0.25% [18], esto significa que cientos de unidades del mineral deben ser extraídas para obtener una unidad de uranio útil.
- **Beneficio.** Las operaciones de beneficio o refinación suelen llevarse a cabo cerca de las minas, minimizando así los costos derivados de la transportación del mineral. Debido a las características físicas del mineral no es posible emplear técnicas comunes de metalurgia, en su lugar se utilizan complejos métodos químicos en su tratamiento. Uno de los métodos comunes para la separación del uranio de su mineral consiste en triturar éste hasta un tamaño conveniente, a continuación se trata el mineral con una sustancia ácida disolviendo así las partes metálicas de los sedimentos rocosos del mineral, se realiza un intercambio iónico o bien alguna operación de extracción por solventes, separando así el uranio de algún otro componente metálico, con esto se produce después diuranato de amonio, también conocido como “torta amarilla” por su color característico.
- **Conversión.** Se requiere un alto grado de pureza en el uranio a emplear en un reactor nuclear, ya que las impurezas tienden a absorber los neutrones necesarios para mantener la reacción de fisión. El tratamiento de la “torta amarilla” con ácido hidrofúorídrico y flúor elemental produce UF_6 (hexafluoruro de uranio) y fluoruros de otros componentes, de los cuales se destila el UF_6 en estado gaseoso a temperatura ambiente, que es el componente final empleado en los métodos de enriquecimiento del uranio en su isótopo fisible ^{235}U .
- **Enriquecimiento.** El uranio natural tiene una concentración muy baja de ^{235}U , razón por la cual es necesario llevar a cabo un proceso físico llamado “enriquecimiento”. Actualmente existen dos métodos comúnmente empleados en el enriquecimiento del uranio, estos son la difusión gaseosa y el centrifugado del gas.

El método de difusión gaseosa emplea barreras cilíndricas de un cierto grado de porosidad controlada a través de las cuales se hace pasar a presión el gas UF_6 . Las moléculas de $^{235}UF_6$, relativamente más ligeras y con una velocidad en promedio mayor que las de $^{238}UF_6$, tienden a pasar a través de la barrera, separándose así de las moléculas de $^{238}UF_6$; este proceso se repite en la práctica a través de unas 1,200 etapas conectadas en cascada [18].

En el método de centrifugación gaseosa el UF_6 es confinado en una cámara de centrifugado de alta velocidad, las fuerzas de gravedad producidas en la cámara provocan que las moléculas de $^{238}UF_6$, más pesadas que las de $^{235}UF_6$, sean conducidas hacia las paredes exteriores de la cámara, concentrando así las moléculas de $^{235}UF_6$ en el centro. Este método tiene la ventaja de consumir un 10%

menos de energía que la difusión gaseosa a pesar de que también es necesario utilizar varias etapas en cascada [18].

- *Fabricación.* El uranio combustible es producido en su forma final en la etapa de fabricación. La fabricación del combustible comienza con la conversión del uranio enriquecido en dióxido de uranio (UO_2) en polvo. El polvo se comprime en pequeños cilindros, aproximadamente del tamaño de un dedal. El UO_2 es un material para combustible popular debido a su fortaleza y su capacidad para retener gases y otros materiales radiactivos productos de la fisión. Se forman largas pilas de pequeños cilindros de combustible que se encapsulan en tubos de acero inoxidable o de una aleación de circonio soldados en los extremos, éstas se conocen como “barras de combustible” que proveen otra barrera contra los productos de la fisión. Estas se agrupan en arreglos cuadrados de 8 x 8 hasta 17 x 17 barras, que se conocen como “ensambles de combustible”.
- *Uso en el reactor.* Ensambles de combustible en un número que varía entre 150 y 750 se cargan en la vasija del reactor en un arreglo de tipo cilíndrico formando así el núcleo del reactor. De esta forma con la vasija llena de agua y sellada, la reacción en cadena de fisión puede iniciarse para producir energía calorífica, y eventualmente, energía eléctrica. Conforme el proceso de la reacción se lleva a cabo se produce plutonio al ser absorbidos neutrones por el ^{238}U ; la creación de productos radiactivos de la fisión provoca la absorción de neutrones que podrían participar en la reacción en cadena. A causa del fenómeno anterior y del progresivo consumo del ^{235}U , el combustible debe ser reemplazado regularmente para mantener la reacción en cadena. En la práctica el reemplazo de combustible suele ser de un tercio a un cuarto del núcleo del reactor sobre una base anual a bienal.
- *Almacenamiento temporal de combustible gastado.* La reacción en cadena genera una serie de productos de la fisión que son fuente de calor y radiación, razón por la cual los ensambles de combustible son almacenados sumergidos en piscinas llenas de agua y localizadas dentro del edificio del reactor para un periodo de “enfriamiento” que puede durar alrededor de seis meses o puede ser indefinido en el caso de un ciclo de combustible abierto. El agua es un medio ideal para el almacenamiento por motivos de fácil observación del material y su capacidad de eliminar el calor de los ensambles por convección natural.
- *Reprocesamiento.* El combustible gastado contiene residuos de ^{235}U , plutonio, productos de la fisión así como desperdicios transuránicos. Estos componentes son separados en la etapa de reprocesamiento en instalaciones con la infraestructura adecuada para este fin. Los ensambles se colocan en piscinas semejantes a las utilizadas en la etapa de almacenamiento temporal, posteriormente se transportan a un área de desensamble, donde las barras son cortadas en pequeños trozos y sumergidos en un potente ácido donde el combustible es liberado de su encapsulado. A continuación se efectúa un proceso de extracción por solventes donde se separan los metales pesados de los desperdicios radiactivos, y después se separa el uranio del plutonio. Los desperdicios líquidos son almacenados en tanques con un doble muro de acero donde se solidifican en un periodo de cinco años, aproximadamente, después de la separación inicial. Así el uranio y el plutonio recuperados pueden ser almacenados o reciclados.

- *Manejo de residuos.* Cada etapa en el ciclo del combustible nuclear genera algún residuo o desperdicio radiactivo. Los tres principales métodos de manejo de residuos se describen con los siguientes sobrenombres: retraso y decaimiento, dilución y dispersión, concentración y contención.

Los dos primeros métodos con frecuencia se implementan a la par y se sustentan en la retención de los desechos hasta que los procesos de decaimiento radiactivo en forma natural reducen su potencial de peligrosidad hasta el punto en que puedan ser liberados de forma “segura” a la atmósfera o en un cuerpo de agua. Muchos de los desperdicios líquidos y gaseosos pueden ser tratados de esta manera.

El tercer método inmoviliza los residuos de larga vida para reducir el riesgo de alguna dispersión accidental. Los desechos sólidos de operación del reactor son por lo general de “bajo nivel” de radiación y pueden ser confinados y enterrados de manera superficial, como se hace con otros desechos comunes. Los desechos de “alto nivel” radiactivo deben ser solidificados en forma de desechos calcinados o vitrificados y almacenados para su disposición final. Los sitios de disposición final comprenden piscinas con agua, edificaciones secas y túneles de minas aun abiertas. Esta disposición final puede llevarse a cabo en minas agotadas de sal, granito, basalto, piedra volcánica u alguna otra formación geológica apropiada cuyas características deben asegurar la estabilidad estructural del sitio.

2.5 Operación de un Reactor Nuclear para la Generación de Energía Eléctrica

La producción comercial de energía nuclear se basa en una reacción en cadena sostenida producto del proceso de fisión. Los reactores producen electricidad de la fisión empleando una variedad de formas de combustible, refrigerantes, moderadores y otros materiales.

Una vez iniciada la reacción en cadena dentro del reactor es posible controlar la temperatura, y por ende la cantidad de energía calorífica, por medio de los elementos de control, también llamados barras de control, que se encargan de moderar el número de neutrones libres para la fisión absorbiéndolos. Las barras de control pueden ser insertadas entre los elementos de combustible desde la parte de abajo o por encima del núcleo del reactor por medio de un mecanismo hidráulico. Cuando se requiere generar más calor las barras de control se retiran del núcleo. Así mismo, cuando se ha programado una recarga de combustible se puede apagar el reactor insertando completamente los elementos de control.

El núcleo del reactor actúa como una fuente de calor extremadamente elevada, lo cual calienta y hierve el agua circundante convirtiéndola en vapor, este vapor es conducido hacia una turbina impulsándola y haciendo girar a su vez a un generador eléctrico en el caso de los reactores refrigerados por agua.

En algunos tipos de reactores, el agua no se evapora dentro del reactor debido a las altas presiones a las que se encuentra, así que es conducida hacia un intercambiador de calor donde el agua de un circuito secundario es convertida en vapor y conducido hacia la turbina, como en el caso que se muestra en la Figura 2.7. Un proceso similar ocurre con los reactores refrigerados

por gas o algún metal líquido, sin embargo, estos reactores pueden ser operados a temperaturas más elevadas.

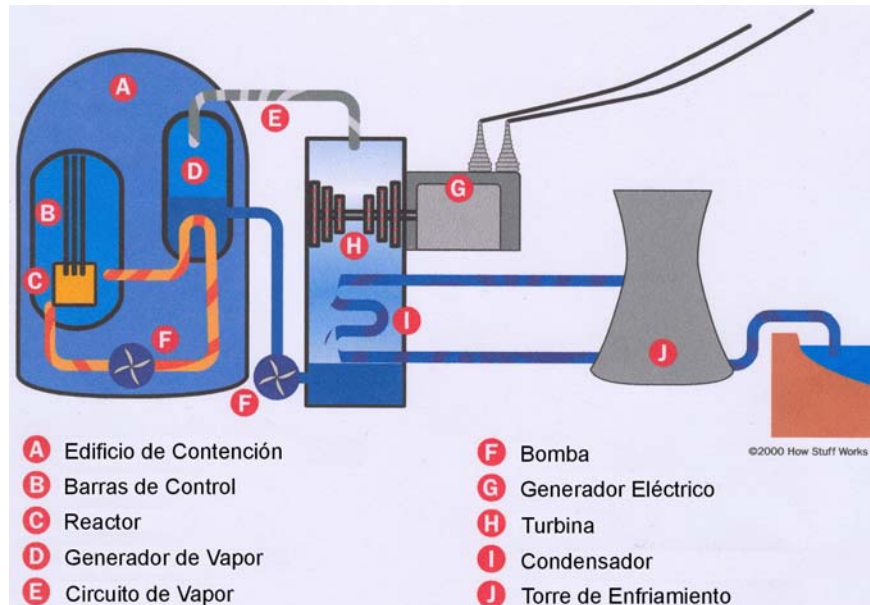


Figura 2.7 Operación de un Reactor Nuclear

Fuente: How Stuff Works, © 2000

2.6 Tipos de Reactores Nucleares

Las características comunes tomadas en cuenta para clasificar a los reactores nucleares son [19]:

- Por su refrigerante.
- Por su ciclo de vapor.
- Por su moderador.
- Por su energía de neutrón (rango general de energía para los neutrones que causan la mayoría de las fisiones).
- Por su producción de combustible (un sistema se dice de cría si produce más combustible que el que consume).

Las primeras dos características se refieren a la práctica de convertir la energía de fisión primero a calor y posteriormente a energía eléctrica empleando un ciclo de vapor. Los ciclos de vapor pueden emplear de 1 a 3 etapas separadas, incluyendo una para la circulación del refrigerante y una para la generación de vapor.

El moderador y el refrigerante podrían ser los mismos, como por ejemplo agua, o bien podrían ser materiales distintos, gas como refrigerante y grafito como moderador sólido.

Los 6 tipos de reactores principales en el mundo son [19]:

1. Reactor de Agua Hirviente (BWR)
2. Reactor de Agua a Presión (PWR)
3. Reactor de Agua Pesada (HWR) incluyendo el Reactor de Agua Pesada a Presión (PHWR)
4. Reactor Enfriado por Bióxido de Carbono y Moderado por Grafito (GCR) incluyendo el Reactor Enfriado por Gas a Alta Temperatura (HTGR)
5. Reactor Enfriado por Agua Ligera y Moderado por Grafito (LGR) incluyendo el Reactor de Tubo de Grafito a Presión (PTGR)
6. Reactor de Cría incluyendo al Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio (LMFBR)

A continuación se describen las características principales de estos 6 tipos de reactores:

- *Reactores de Agua Ligera (LWR)*. Este es el nombre colectivo que reciben el Reactor de Agua a Presión (PWR) y el Reactor de Agua Hirviente (BWR), dado que emplean agua ordinaria (ligera) como refrigerante y como moderador.

Reactor de Agua a Presión (Pressurized Water Reactor, PWR)

En este tipo de reactor los elementos combustibles se encuentran dentro de una vasija a presión llena de agua, que desempeña el papel tanto de moderador como de refrigerante (Figura 2.8). El agua no hierve debido precisamente a la presión interna de la vasija. Después, el agua transmite su energía térmica a otro circuito de agua natural y la hace entrar en ebullición, fenómeno que tiene lugar en el generador de vapor. Dicho vapor se utiliza para mover el turbogenerador, después de lo cual es condensado y regresa de nuevo al generador de vapor. Por su parte, el agua a presión, después de haber transferido su calor, se reintegra al reactor para repetir su ciclo.

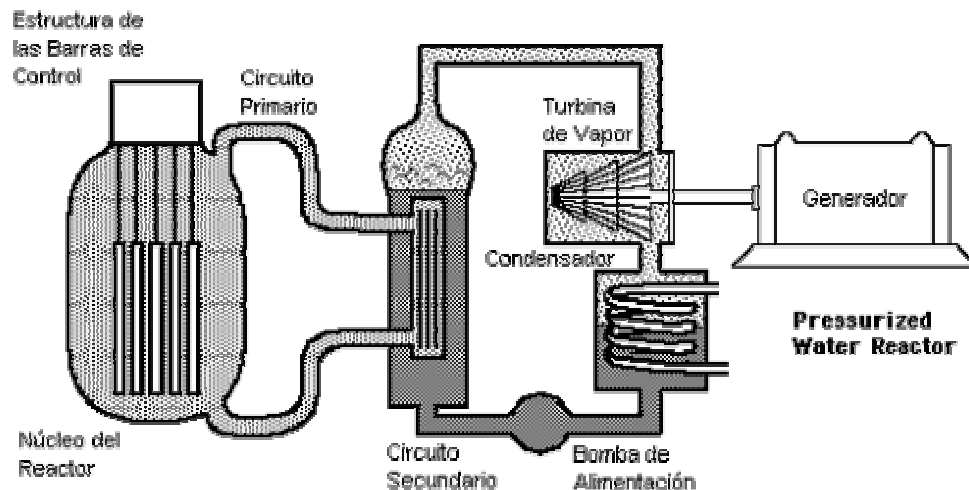


Figura 2.8 Reactor de Agua a Presión (PWR)

Fuente: HyperPhysics, Georgia State University, 2000

Este tipo de reactores utiliza como combustible uranio enriquecido, en el cual la proporción del isótopo ^{235}U aumenta de 0.7% a 3.5%. [19]

Reactor de Agua Hirviente (Boiling Water Reactor, BWR)

Se asemeja mucho al PWR, ya que también utiliza agua natural como moderador y refrigerante, y uranio enriquecido como combustible.

La diferencia estriba en que en el reactor BWR, el agua sí entra en ebullición dentro de la vasija, gracias a que la presión interior es menor que en el PWR, produciéndose directamente el vapor que se utiliza para mover el turbogenerador. Como en el caso anterior, después de efectuar esta operación, el vapor se condensa y regresa al reactor para repetir el ciclo.

El tipo de reactor utilizado en la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde es precisamente el BWR (Figura 2.9).

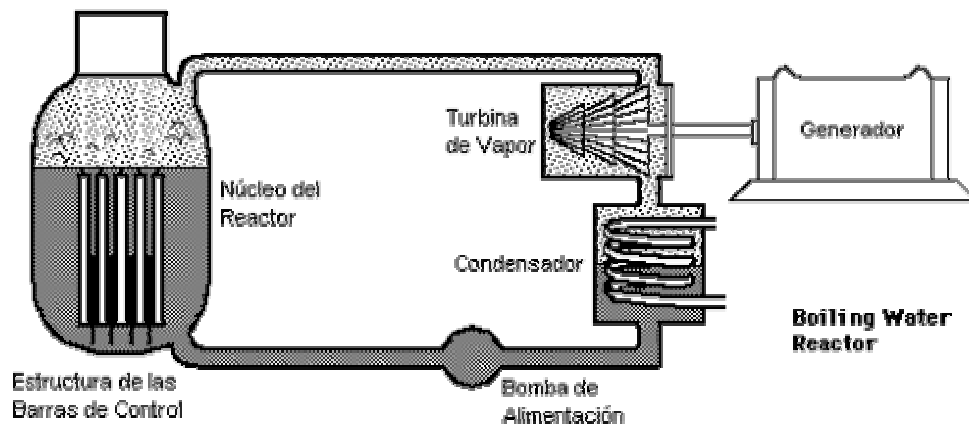


Figura 2.9 Reactor de Agua Hirviente (BWR)

Fuente: HyperPhysics, Georgia State University, 2000

Ambos reactores integran la familia de los reactores de agua natural, que dominan ampliamente el mercado de la industria nucleoelectrónica (cerca de 360,890 MWe a finales de 2003). De las 440 unidades que existen en operación a diciembre de 2003, aproximadamente el 75% son de alguno de estos tipos.

- *Reactores de Agua Pesada (HWR)*

Reactor de Agua Pesada a Presión (Pressurized Heavy Water Reactor, PHWR o CANDU)

Utiliza uranio natural como combustible y agua pesada como moderador y refrigerante. El núcleo del reactor se encuentra dentro de un cilindro denominado calandria, atravesado axialmente por tubos de paredes relativamente gruesas llamadas tubos de presión, en cuyo interior se alojan los elementos combustibles. La calandria está llena de agua pesada, que actúa como moderador de neutrones.

Por dentro de los tubos de presión, bañando los elementos combustibles, circula agua pesada que actúa como refrigerante de dichos elementos, lo cual provoca que su temperatura se eleve sin llegar a entrar en ebullición, debido a que la presión en el interior de los tubos es muy alta.

El agua pesada caliente pasa después al generador de vapor, donde transfiere su energía térmica a un circuito de agua natural y la hace hervir. El vapor generado mueve el turbogenerador para producir energía eléctrica; después se condensa y regresa de nuevo al generador de vapor. Por su parte, el agua pesada regresa al reactor para continuar refrigerando los elementos combustibles.

- *Reactores Enfriados por Gas*

Reactor Enfriado por Bióxido de Carbono y Moderado por Grafito
(Gas Cooled Reactor, GCR)

Aún cuando en las primeras etapas de desarrollo de la industria nucleoelectrónica estos reactores ocuparon un lugar importante, su popularidad ha disminuido sensiblemente con el tiempo debido principalmente a razones económicas.

A diferencia de los anteriores, este sistema no utiliza agua como refrigerante, sino bióxido de carbono; emplea grafito como moderador y uranio natural en forma metálica como combustible.

- *Reactores Enfriados por Agua Ligera y Moderados por Grafito*

Los reactores LGR fueron de los primeros en utilizarse con propósitos de investigación, conversión de combustible y producción de energía.

- *Reactores de Cría*

Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio
(Liquid Metal Fast Breeder Reactor, LMFBR)

Este reactor utiliza combustible enriquecido en más del 20%, ya sea uranio 235 o plutonio 239 [19]. Su peculiaridad es que el núcleo se rodea con un manto de uranio natural o empobrecido, que al absorber neutrones poco moderados, se transforma en plutonio y de esta manera cría nuevo combustible en mayor cantidad que el que consume.

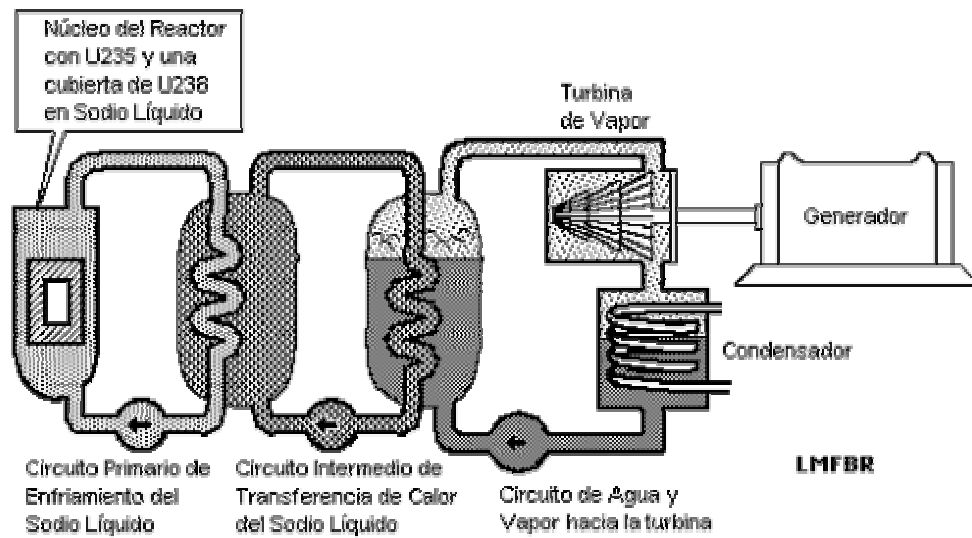


Figura 2.10 Reactor Rápido de Cría Enfriado por Sodio (LMFBR)

Fuente: HyperPhysics, Georgia State University, 2000

El plutonio criado puede utilizarse como carga inicial de nuevos reactores de cría o como recargas de reactores CANDU, PWR, BWR o GCR. El refrigerante de estos reactores es sodio fundido, el cual también modera incipientemente los neutrones, aunque no es ese su propósito pues la reacción de cría se favorece con neutrones rápidos.

Capítulo 3

La Planta de Generación de Energía Eléctrica PBMR

3.1 Descripción de la Planta de Generación PBMR

3.1.1 Antecedentes

La historia de los Reactores Enfriados por Gas (GCR's) comenzó en noviembre de 1943 con la construcción del reactor X-10 de 3.5 MWt (refrigerado con aire y moderado con grafito) en Oak Ridge, Tennessee en los Estados Unidos de América [20]. En general los GCR's usan grafito como moderador y un circuito de gas como refrigerante.



Figura 3.1 El AVR en Jülich, Alemania Durante su Operación.

Fuente: PBMR Pty © 2003

El desarrollo de los reactores más avanzados, los reactores de gas a alta temperatura (High Temperature Gas Reactor, HTGR), comenzó en la década de los 50's para mejorar el desempeño de los GCR's. Los HTGR's emplean helio como gas refrigerante para incrementar el rango de temperatura de operación. Los primeros reactores de este tipo fueron el reactor Dragon

desarrollado en el Reino Unido en 1959, y de manera casi simultánea, el Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) en Alemania (Fig. 3.1) [20].

El Dr. Rudolf Schulten (considerado "padre" del concepto de la cama de esferas o "pebble bed"), ideó un concepto diferente para el reactor AVR [21]. Él planteó usar gránulos de uranio encapsulados en carburo de silicio y compactados en una esfera de grafito con la apariencia de una bola de billar ("pebbles", de aquí el nombre que recibió esta tecnología), como combustible del reactor enfriado por helio. El AVR fue diseñado con una potencia de 40 MWt y 15 MWe para probar y demostrar el diseño del combustible [21], las configuraciones de la carga de éste así como sus características de seguridad. En sus 21 años de vida de operación, el AVR alcanzó un factor de utilización del 70%, es decir, el 70% de su energía potencial fue generada [21].

El primer prototipo de un HTGR en los Estados Unidos de América fue el Peach Bottom Unit 1, a finales de los años 60's. A estos reactores les siguieron la construcción del Fort St. Vrain (FSV) en Colorado y el Thorium High Temperature Reactor (THTR-300) en Alemania [20]. Estos reactores utilizaron sistemas de circulación primarios encerrados dentro de vasijas de presión de concreto pretensado en lugar de acero como en los diseños previos. El FSV incorporó partículas de combustible encapsuladas en cerámica, integradas en barras que a su vez eran colocadas dentro de elementos combustibles de grafito de una altura considerable y con un corte hexagonal. El THTR-300 (Fig. 3.2) empleó elementos combustibles esféricos haciendo uso del concepto "pebble bed".



Figura 3.2 El THTR-300 en Hamm-Uentrop, Alemania.

Fuente: PBMR Pty © 2003

Estos reactores de prueba proveyeron invaluable información para los diseños futuros. Probaron que las características inherentes de seguridad en general de los HTGR's se deben a [21]:

- la alta capacidad calorífica del núcleo de grafito así como de sus componentes;
- la estabilidad química e inercial del combustible, refrigerante y moderador;
- el alto nivel de retención de los productos de la fisión en el combustible encapsulado;
- las características de la conservación de fase del helio;
- y el coeficiente de temperatura negativo de reactividad del núcleo del reactor.

El primer diseño de un HTGR pequeño y que presentó el concepto modular (HTR-MODULE) fue un reactor de 80 MWe desarrollado en Alemania por Siemens/Interatom a principios de los años 80's. Éste desarrolló elementos combustibles que trabajaban a temperaturas muy altas, evitando cualquier escenario de accidente, a menos de 1,600 grados centígrados, temperatura a la cual todos los productos de la fisión permanecen contenidos en los elementos combustibles. Debido a este tipo de seguridad inherente, el diseño pronto fue considerado para la producción de electricidad comercial. Brown, Boveri und Cie y Hochtemperatur-Reacktorbau iniciaron el diseño de una planta con los conceptos "pebble bed" y "modular" en mente, el HTR-100. El núcleo de este reactor usaría 317,500 elementos esféricos, en donde una vez alcanzado el ciclo de operación de equilibrio, 55% de los elementos serían combustible y el restante serían moderadores de grafito. [20]

Gas Cooled Reactor Associates, un grupo de empresas norteamericanas interesadas en el desarrollo de un programa de reactores HTGR, llevó a cabo en 1983 una encuesta para determinar la preferencia en el tipo de tecnología de generación nuclear a emplear en el futuro [20]. La encuesta reveló un enorme interés en incrementar la capacidad de generación por este medio tecnológico. Esto dio un importante empuje que llevó posteriormente a la selección de esta tecnología para su evaluación en este país. Así, un concepto similar al HTR-MODULE, empleando elementos combustibles con forma prismática, fue seleccionado para su evaluación por el programa nuclear de los Estados Unidos de América en la primavera de 1985, denominado Modular HTGR (MHTGR) [20].

En 1986 ocurrió el accidente de Chernobyl, evento que desencadenaría una tremenda ola antinuclear en la opinión pública mundial, esto detendría el programa nuclear de muchos países, entre ellos Alemania y Estados Unidos de América, donde la presión de la opinión pública fue determinante.

Sin embargo, a principios de la década de los 90's el Instituto de Investigación en Energía Atómica de Japón comenzó la construcción de su reactor HTTR en sus instalaciones de Oarai, Japón, este reactor enfriado por helio utiliza elementos combustibles con forma hexagonal. Un proyecto mayor se desarrolla en el Programa Nacional Chino de Alta Tecnología, el HTR-10, de 10 MWt y con base en la tecnología "pebble bed". [20]

En 1993 la empresa sudafricana Eskom, como parte de su proyecto de planeación y expansión eléctricas, inicia la investigación en torno a la tecnología "pebble bed" para establecer su viabilidad técnica y económica. Los resultados de sus investigaciones arrojaron grandes ventajas tanto para la industria eléctrica como para la economía sudafricana. [21]

Así en 1996 Eskom adquiere la licencia para el desarrollo de la tecnología HTR-MODULE en una transacción realizada con una empresa conjunta formada por Siemens y ABB [21], con el objetivo de desarrollar una fuente de energía viable y segura. Se crea el consorcio para el desarrollo del Pebble Bed Modular Reactor (PBMR), formado inicialmente por Exelon

Corporation (empresa norteamericana generadora de energía), British Nuclear Fuels Limited y Eskom [22].

3.1.2 El Diseño del PBMR

El concepto fundamental en el diseño del PBMR está enfocado en obtener una planta de generación en la que no exista ningún proceso físico que pudiera causar la liberación de radiación más allá de los límites del edificio de contención, en caso de alguna contingencia.

Esto se logra, básicamente, demostrando que la pérdida de calor en la vasija del reactor excede la producción de calor causante de la desintegración del núcleo en el escenario de un posible accidente, además de que la temperatura pico alcanzada en el núcleo es menor que la conocida para el punto de degradación del combustible y mucho menor a la cual la estructura física es afectada [21]. Estas características llevan a excluir cualquier accidente relacionado con la fundición del núcleo del reactor. La remoción de calor residual en la vasija del reactor se consigue constantemente durante la operación normal del reactor.

El "módulo" PBMR es el componente autónomo más pequeño dentro de un sistema de generación de potencia basado en esta tecnología. El módulo es una estación generadora de potencia que puede producir 165 MW de energía eléctrica, llegando a 170 MW como máximo [21]. Este módulo puede generar energía individualmente o bien como parte de una planta de generación compuesta de hasta 8 módulos, consiguiendo generar hasta 1,360 MW eléctricos.

El reactor está basado en los diseños del AVR, el THTR, el HTR-MODUL y el HTR-100 [23]. El diseño básico y la experiencia en la operación de estas plantas se han usado en el diseño actual del PBMR. La parte más innovadora en el diseño de esta planta de generación es la integración de la Unidad del Reactor (Reactor Unit, RU) y la Unidad de Conversión de Potencia (Power Conversion Unit, PCU).

El núcleo del reactor del PBMR está diseñado para operar con el elemento combustible de uranio de bajo enriquecimiento denominado Triple-coated Isotropic (TRISO) desarrollado para el HTGR en Alemania de los años 1969 a 1988 [23]. El diseño alemán está sustentado por una enorme base de datos que contiene la información de las pruebas realizadas en materiales irradiados así como la información obtenida en un gran número de pruebas realizadas durante la irradiación de los elementos combustibles del AVR en condiciones plenas de operación. Este combustible es la clave de las características de seguridad y aspectos ambientales del HTGR, y se usa prácticamente en todos los diseños modulares del mismo.

El diseño de la turbina de potencia está basado en tecnología convencional de las turbinas de gas. La tubería especializada para el ciclo de gas está basada en el diseño de la tecnología de tubería caliente probada en el THTR-300 y el HTR-MODUL. El diseño del sistema de manejo y almacenamiento de combustible está fundamentado, parcialmente, en el del reactor THTR-300, ya que el PBMR cuenta con un sistema multietapa de realimentación de combustible en forma continua. De igual forma, algunos aspectos del sistema son únicos y exclusivos del diseño del PBMR.

3.1.3 Principio de Operación

El Sistema Central de Potencia (Main Power System, MPS) de la planta de generación PBMR está integrado por dos unidades principales: la Unidad del Reactor, donde la energía térmica es generada por una reacción nuclear, y la Unidad de Conversión de Potencia, donde la energía térmica es convertida en trabajo mecánico y después en energía eléctrica por medio de un ciclo termodinámico y un turbogenerador.

La Unidad del Reactor consiste de una vasija de presión vertical de acero. Las esferas de combustible se alojan dentro de una estructura de bloques de grafito, que reflejan a los neutrones de regreso al combustible y que actúa además como un medio pasivo de transferencia de calor. Cuenta con barras de control para la absorción de neutrones y éstas pueden ser introducidas o retiradas de la estructura reflectora de bloques de grafito para controlar la reactividad y la generación de potencia. El reflector de grafito encierra al núcleo, que es la región del reactor donde tiene lugar la reacción nuclear. A carga plena, el reactor contendrá 456,000 esferas de combustible [24], la geometría de la región de combustible es anular y está localizada alrededor de una columna central de grafito, que sirve como reflector central. El helio fluye a través de la cama de esferas de combustible, removiendo el calor generado por la reacción nuclear, en dirección hacia la Unidad de Conversión de Potencia en donde actuará como fluido de trabajo, de aquí que se utilice un ciclo cerrado de gas.

La Unidad de Conversión de Potencia basa su funcionamiento en el ciclo termodinámico Brayton (turbina de gas), en el proceso de operación que se describe en la Figura 3.3 [24]:

- El refrigerante, helio, entra al reactor a una temperatura de 500 °C y a una presión de 8.4 MPa, aproximadamente, desciende entre las esferas de combustible removiendo el calor generado durante la reacción nuclear. Posteriormente el helio sale del reactor a una temperatura de 900 °C aproximadamente.
- El helio es expandido en la Turbina de Alta Presión (High-pressure Turbine), que forma parte de la Unidad Turbo de Alta Presión (High-pressure Turbo-unit, HPTU) y que a su vez mueve al Compresor de Alta Presión (High-pressure Compressor).
- Enseguida el helio fluye a través de la Turbina de Baja Presión (Low-pressure Turbine) la cual es parte de la Unidad Turbo de Baja Presión (Low-pressure Turbo-unit, LPTU) que mueve al Compresor de Baja Presión (Low-pressure Compressor).
- El helio continúa su flujo hasta expandirse en la Turbina de Potencia (Power Turbine, PT), proporcionando la potencia mecánica necesaria para accionar el Generador eléctrico (Generator, G).
- En este punto, el helio aún se mantiene a una temperatura elevada. Fluye a través del lado primario del Recuperador (Recuperator) donde transfiere calor al gas de baja temperatura que va regresando al reactor.
- El helio que ha pasado por el lado primario del recuperador es enfriado por medio de un Pre-enfriador (Pre-cooler). Esto aumenta la densidad del helio y mejora la eficiencia del compresor.

- El helio es entonces comprimido por el Compresor de Baja Presión.
- El helio es ahora enfriado en el Enfriador Intermedio (Intercooler). Este proceso nuevamente aumenta la densidad y mejora la eficiencia del compresor.
- El Compresor de Alta Presión comprime el helio hasta 8.5 MPa.
- El ahora vapor de helio, relativamente frío y a alta presión, fluye a través del Recuperador donde es precalentado antes de regresar al reactor.

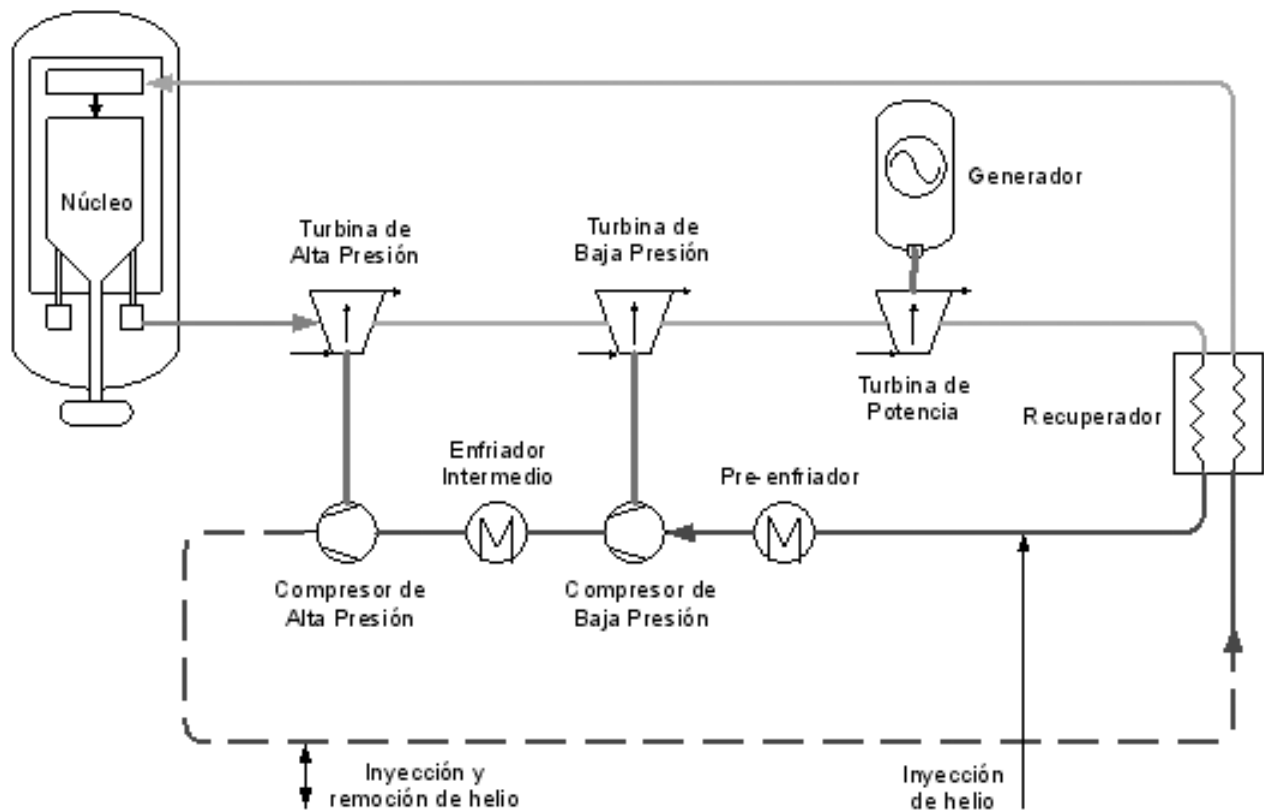


Figura 3.3 Ciclo de Operación de la Planta

Fuente: PBMR Pty © 2003

3.1.4 El Ciclo Brayton Recuperativo

La energía térmica se extrae del núcleo y es transferida a la Unidad de Conversión de Potencia por medio de un circuito de vapor de helio presurizado. Esta energía térmica es convertida en electricidad utilizando un proceso termodinámico con el ciclo Brayton. Para el PBMR el ciclo Brayton consistirá de un proceso con 2 etapas de enfriamiento-compresión y recuperación [21].

En un ciclo simple productor de trabajo de una turbina de gas, se usa distinta maquinaria para los diversos procesos del ciclo. Inicialmente el aire se comprime adiabáticamente en un compresor

rotatorio axial o centrífugo. Al final de este proceso, el aire entra a una cámara de combustión en la que el combustible se inyecta y se quema a presión constante. Los productos de la combustión se expanden después al pasar por una turbina, hasta que llegan a la presión de los alrededores. Un ciclo compuesto de estos tres pasos recibe el nombre de ciclo abierto (Figura 3.4 a), porque el ciclo no se completa en realidad. Los ciclos de las turbinas de gas reales son ciclos abiertos, porque continuamente se debe alimentar aire nuevo al compresor. Si se desea examinar un ciclo cerrado (Figura 3.4 b), los productos de la combustión que se han expandido al pasar por la turbina deben pasar por un intercambiador de calor, en el que se desecha calor del gas hasta que se alcanza la temperatura inicial.

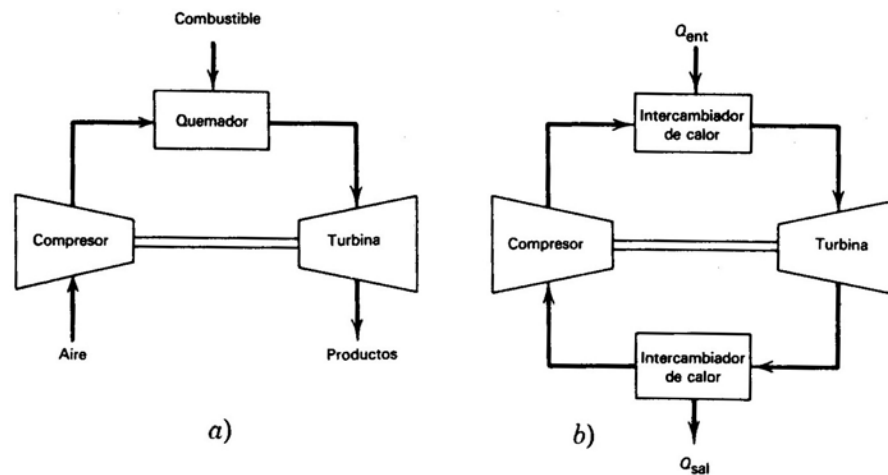


Figura 3.4 Turbinas de Gas que Operan con el Ciclo Brayton: a) Abierto, b) Cerrado.

Fuente: Kenneth Wark, Termodinámica, 1984.

En el análisis de los ciclos de turbinas de gas conviene empezar por usar un ciclo con aire normal. Un ciclo de turbinas de gas con aire normal y de compresión y expansión isentrópicas se llama ciclo Brayton [25]. En él se tiene que sustituir el proceso real de la combustión por un proceso de suministro de calor. En el ciclo Brayton se supone que los procesos de compresión y expansión son isentrópicos y que los de suministro y extracción de calor ocurren a presión constante.

El ciclo ideal Brayton consiste en dos procesos isentrópicos y dos isobáricos como se muestra en la Figura 3.5. En (1), el gas a baja presión y temperatura es comprimido en un proceso isentrópico hacia una presión y temperatura más altas (2). De (2) a (3), el gas es calentado en un proceso isobárico (a presión constante) hacia la temperatura máxima del ciclo. De (3) a (4), el gas a alta presión y caliente es expandido isentrópicamente en una turbina hacia una presión y una temperatura más bajas. El ciclo es completado de (4) a (1) enfriando el gas a presión constante.

La eficiencia del ciclo ideal Brayton puede ser mejorada al usar una porción del calor rechazado durante el proceso de enfriamiento (4 a 1) para precalentar el gas antes de que entre al calentador. Otro método para mejorar la eficiencia es usar una compresión multietapa con enfriamiento interno.

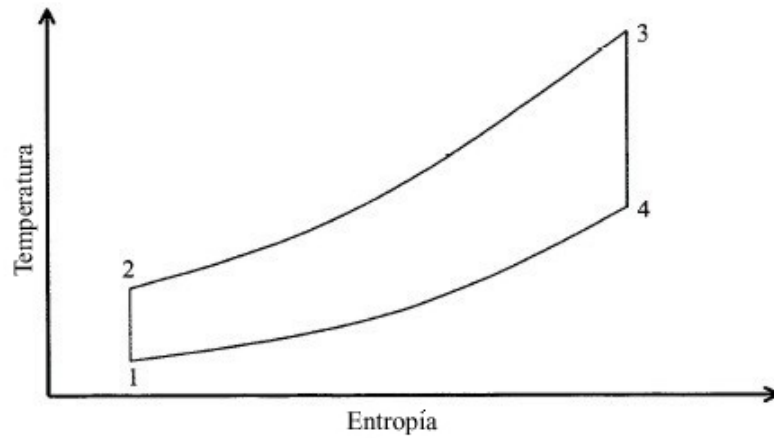


Figura 3.5 El Ciclo Brayton Ideal

Fuente: Document No.: 009949-185, Revision: 1, © Copyright 2001 by PBMR Pty Ltd.

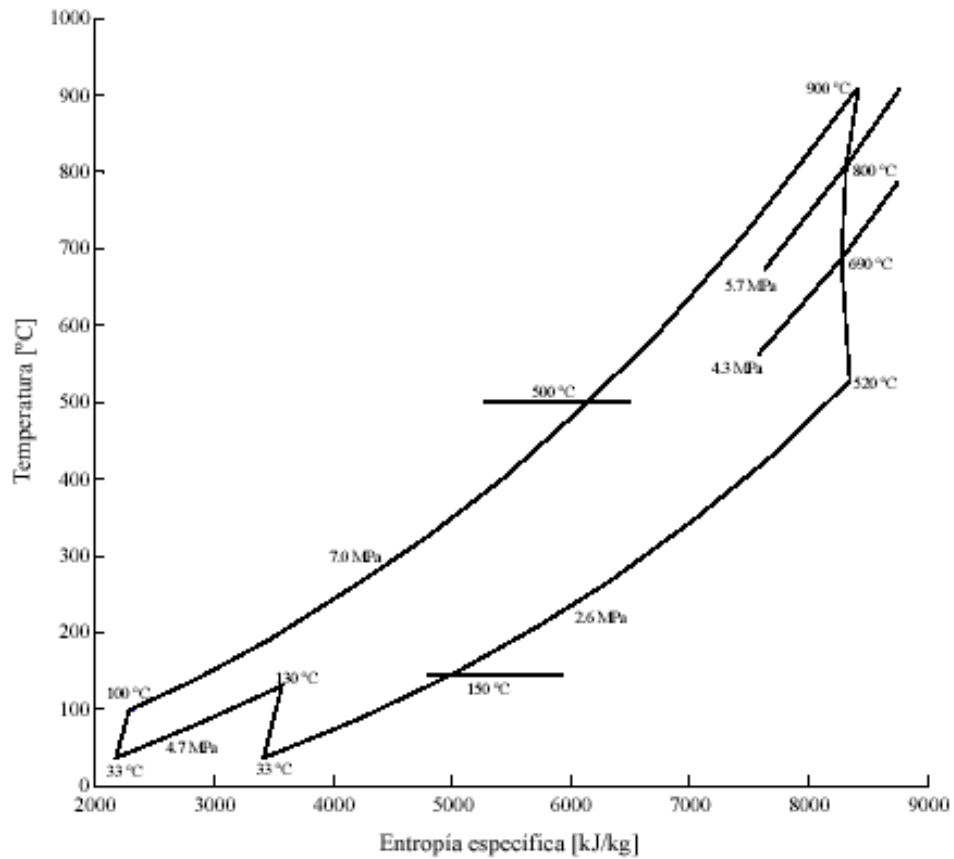


Figura 3.6 El Ciclo Brayton Recuperativo

Fuente: Document No.: 009949-185, Revision: 1, © Copyright 2001 by PBMR Pty Ltd.

El PBMR utiliza ambos métodos, y el ciclo modificado en el cual el PBMR se basa está referido como el ciclo Brayton recuperativo (Figura 3.6) [21]. Otra característica distintiva de este ciclo recuperativo es el uso de helio como fluido de trabajo, lo cual permite trabajar con temperaturas más elevadas.

3.1.5 El Sistema Central de Potencia

La función del Sistema Central de Potencia es transformar la energía nuclear en energía eléctrica. El sistema está dividido en dos grandes subsistemas, la Unidad del Reactor y la Unidad de Conversión de Potencia, ambas acopladas de forma directa (Figura 3.7). El sistema se localiza en el edificio del reactor, es fundamentalmente, el sistema de producción de potencia del módulo e incluye al Generador. Está diseñado de forma tal que los componentes que requieran de mantenimiento o reemplazo, sean fácilmente o razonablemente accesibles al personal. Es previsible que las estructuras que forman el núcleo no requieran ser inspeccionadas o reparadas, sin embargo, su diseño permite la posibilidad de retirar y reemplazar las partes internas del núcleo, en caso de que fuera necesario.

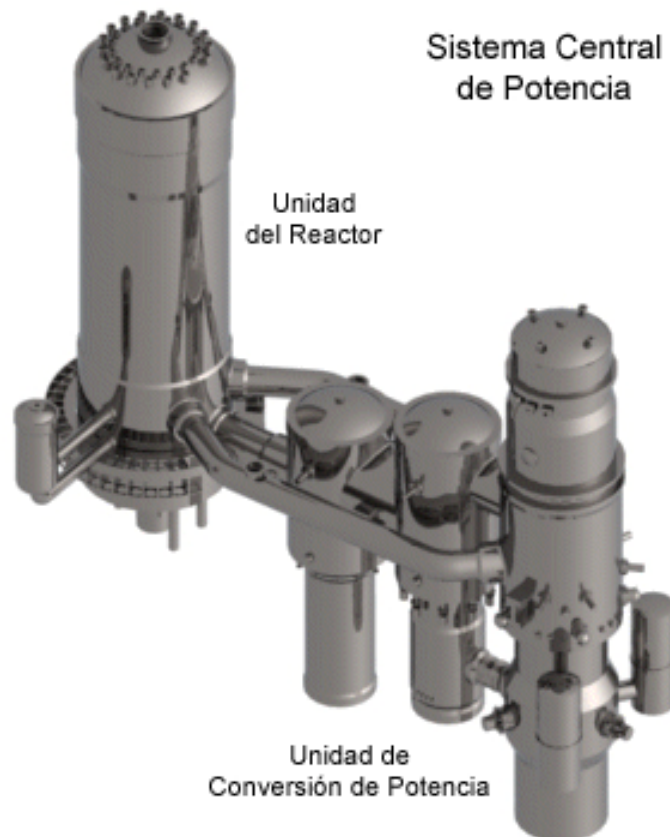


Figura 3.7 El Sistema Central de Potencia

Fuente: PBMR Pty © 2003

3.1.5.1 La Unidad del Reactor

La Unidad del Reactor está constituida por una gama de subsistemas y componentes muy diversos, de los cuales se detallarán sólo los más relevantes en el diseño del PBMR.

Vasija de Presión del Reactor (Reactor Pressure Vessel, RPV)

Su función principal es contener el helio altamente presurizado, proveer soporte y alineamiento para las estructuras del núcleo y sus subsistemas, así como mantener la geometría del núcleo dentro de los límites aceptables bajo condiciones normales y todas las supuestas condiciones anormales de operación. Consiste de una sección cilíndrica principal con cabezas superior e inferior con forma toroidal-esférica. La cabeza superior está atornillada a la sección cilíndrica e incorpora oquedades para los mecanismos de control de reactividad y apagado de reserva del sistema. Cuenta con una puertezuela en el centro de la cabeza superior que permite acceder a las estructuras superiores del núcleo.

La cabeza inferior está soldada a la sección cilíndrica, y cuenta con aberturas para los sistemas de manejo y almacenamiento de combustible así como para el sistema de apagado de reserva, y una puertezuela para acceder a las estructuras inferiores del núcleo.

La Vasija de Presión del Reactor tiene un diámetro interno de 6.2 m y un espesor nominal de 120 mm. La parte superior, así como las secciones reforzadas, tienen un espesor de 220 mm. La cabeza de la vasija tiene un radio interno de 3.8 m y un grosor nominal de 140 mm, para el domo inferior estas dimensiones son de 5.23 m y 120 mm, respectivamente. El radio externo máximo de la vasija es de aproximadamente 7 m y su longitud total aproximada es de 21.88 m. La masa estimada del conjunto es de 724 toneladas. [21]

Núcleo del Reactor (Core structures)

Las estructuras más importantes que constituyen el núcleo del reactor son el reflector cerámico del núcleo, el confinamiento metálico lateral del núcleo y el barril metálico del núcleo. Las funciones de estas estructuras son:

- Proveer y mantener la geometría de la cama de esferas.
- Proveer y mantener un canal de flujo para las esferas de combustible.
- Proveer y mantener aberturas para los subsistemas de control de reactividad y de apagado del sistema.
- Proveer canales de flujo de entrada y salida para el refrigerante, helio.
- Proveer reflexión de neutrones lateral, superior e inferior.
- Proveer blindaje contra neutrones y emisiones gamma.
- Proveer aislamiento térmico.

La cavidad que aloja a la cama de esferas es un cilindro de 3.5 m de diámetro con una altura de 8.5 m [21]. La sección inferior de la cavidad del núcleo tiene una sección cónica con un ángulo de 30° para facilitar el libre movimiento de las esferas de combustible. La cavidad que aloja la cama de esferas está formada por el reflector cerámico del núcleo, que consiste de una sección inferior, una estructura anular central y la sección superior.

El reflector cerámico del núcleo tiene un corte prismático de 36 lados, de aproximadamente 15 m de altura, con un diámetro exterior de 5.5 m [21]. Consiste de una sección interna de bloques de grafito adyacentes a las esferas de combustible, y una sección externa lateral e inferior de estos bloques, para el aislamiento térmico. El aislamiento en la sección superior del núcleo está provisto por una cubierta de carbono sujeta a la superficie interna de la placa superior del barril metálico del núcleo.

El barril metálico del núcleo es un escudo cilíndrico de acero que da soporte horizontal y vertical al reflector y a la cama de esferas, y está localizado sobre una serie de rodamientos en la cabeza inferior de la vasija de presión.

Sistema de Manejo y Almacenamiento de Combustible (Fuel Handling and Storage System, FHSS)

Aunque propiamente este sistema no forma parte del reactor, dada su importancia y su completa interacción con este último se definen en esta sección sus características y funciones. Su propósito es mantener en circulación los elementos de combustible esféricos a través del núcleo del reactor mientras éste se encuentra en operación. El núcleo opera de acuerdo a un esquema de realimentación de combustible multietapa, lo que significa que los elementos combustibles se hacen circular a través del núcleo varias veces hasta que se logra alcanzar su nivel de aprovechamiento deseado. Este sistema consiste del sistema de alimentación y almacenamiento de combustible fresco, el sistema de carga y descarga, incluyendo el sistema de combustible agotado (Figura 3.8).

El sistema de almacenamiento está formado por las secciones de combustible nuevo, combustible agotado, y combustible dañado. La mayoría de estos subsistemas se encuentran en compartimientos blindados individuales localizados debajo del reactor. El almacén de combustible agotado, diseñado como almacén de vida media intermedio, se localiza en la sección inferior del edificio del reactor.

Las esferas de combustible se hacen circular hacia la zona anular del núcleo del reactor por medio de una combinación de flujo gravitacional y transportación neumática utilizando helio a la presión de operación del Sistema Central de Potencia, como gas de transporte.

Este sistema almacena además el combustible agotado que se descarga del núcleo una vez que las esferas alcanzan su nivel máximo de aprovechamiento, y alimenta las esferas frescas para hacerlas circular a través del núcleo. El manejo y almacenamiento del combustible agotado se realiza por medio de transportación neumática utilizando helio a la presión del Sistema Central de Potencia y a presión atmosférica, respectivamente. El sistema está provisto con suficiente espacio disponible para almacenar todo el combustible agotado durante la vida útil del módulo PBMR.

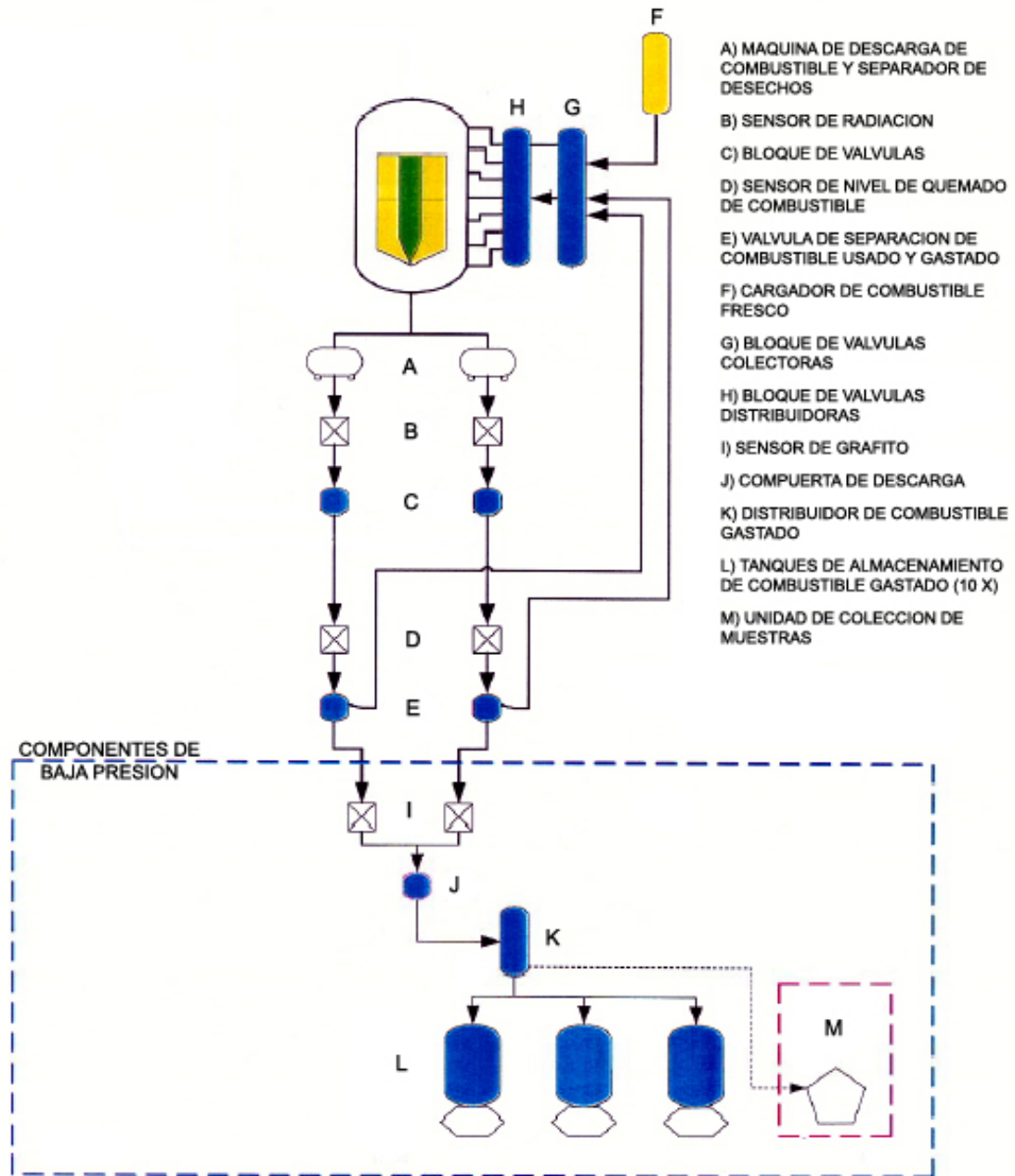


Figura 3.8 Sistema de Manejo y Almacenamiento de Combustible

Fuente: Document No.: 009949-185, Revision: 1, © Copyright 2001 by PBMR Pty Ltd.

3.1.5.2 La Unidad de Conversión de Potencia

La Unidad de Conversión de Potencia transforma la energía calorífica recibida del reactor en energía eléctrica. El calor de desecho del ciclo Brayton es rechazado por medio de un intercambiador de calor interno hacia el sistema activo de remoción de calor. A continuación se describen sus principales componentes.

Unidades Turbo (Turbo Units)

La Unidad Turbo de Alta Presión y la Unidad Turbo de Baja Presión, ambas montadas verticalmente, cuya función es proveer la presión en el ciclo termodinámico para dar propulsión a las turbinas del sistema.

El diseño de las unidades turbo está basado en tecnología existente disponible gracias a los fabricantes de turbinas de gas, particularmente en las áreas de metodología, desempeño, materiales y métodos de fabricación. Ambas unidades son similares en su diseño. El diseño basado en hélices complejas de entrada y salida se excluyó en favor de simples difusores de expulsión. Ambas maquinas utilizan rodamientos electromagnéticos de dimensiones conocidas comercialmente. Las temperaturas de entrada, así como las velocidades rotacionales, son comunes a las empleadas en los diseños modernos de las turbinas de gas.

Turbina de Potencia y Generador (Power Turbine Generator, PTG)

Su función es absorber la energía contenida en el vapor de helio por medio de la Turbina de Potencia y proveer la energía eléctrica hacia la red por medio del Generador. El diseño de este sistema está basado en las siguientes tecnologías:

- La Turbina de Potencia está diseñada en base a la tecnología existente para este tipo de máquinas, principalmente en lo referente a metodología, desempeño, materiales y métodos de fabricación.
- El diseño del Generador eléctrico está basado en tecnología convencional reconociendo dos grandes diferencias, la orientación vertical de la máquina y su operabilidad en un ambiente de helio. La razón de la orientación vertical es la limitación en el tamaño de los rodamientos electromagnéticos radiales para compensar así la inestabilidad provocada por las fuerzas de gravedad.

Recuperador (Recuperator)

La función del recuperador es inyectar calor obtenido del vapor desalojado de la Turbina de Potencia hacia el flujo de helio que va de regreso a la parte superior del reactor, esto incrementa la temperatura del helio entrante al reactor. Este flujo de helio se aísla térmicamente de cualquier otro componente cercano forzándolo a circular a través de una tubería aislada dirigida hacia el reflector cerámico del núcleo.

Intercambiadores de Calor del Ciclo (pre-enfriador y enfriador intermedio) (Cycle heat exchangers (pre-cooler and intercooler))

El ciclo cuenta con dos intercambiadores de calor, el pre-enfriador localizado abajo del recuperador, y el enfriador intermedio localizado entre los dos compresores.

Con el ciclo cerrado de Brayton, el pre-enfriador mantiene la temperatura de la línea de baja presión. El enfriador intermedio reduce el volumen del flujo hacia el segundo compresor, causando una reducción en el trabajo de compresión.

Estos intercambiadores de calor del tipo gas/agua son diseños estandarizados y ampliamente utilizados. El circuito de gas a presión en los recuperadores se mantiene siempre a una presión mucho mayor que el circuito de agua con la finalidad de poder detectar infiltraciones de helio en este último.

Común a todo el Sistema Central de Potencia, se encuentra el Sistema de Control de Inventario de Helio (Helium Inventory Control System, HICS), integrado por los siguientes subsistemas:

- Sistema de Control de Inventario, cuya función principal es controlar la presión dentro del Sistema Central de Potencia, manteniendo el diferencial de presión entre el sistema y los tanques de almacenamiento, recordando que la presión dentro del sistema es directamente proporcional a la potencia de salida del reactor. El helio se extrae de una sección de alta presión del sistema y se inyecta en tanques de baja presión, y viceversa. Esta filosofía de control hace uso del sistema de compresores para realizar el trabajo necesario para incrementar la presión del helio a ser almacenado en los tanques.
- Sistema de Purificación del Helio, cuya función principal es purificar el gas. Este sistema extrae un pequeño flujo de helio del mismo punto de alta presión que en el caso anterior, y regresa el flujo purificado a la zona del generador con el objetivo de crear una zona de sobre presión previendo así que no pase helio con impurezas que podrían dañar el generador. El sistema remueve impurezas gaseosas tales como agua, monóxido de carbono, bióxido de carbono, hidrógeno, metano y tritio.
- Sistema de Reemplazo de Helio, el cual tiene como tarea reemplazar el volumen de helio que se pierde diariamente en el Sistema Central de Potencia.

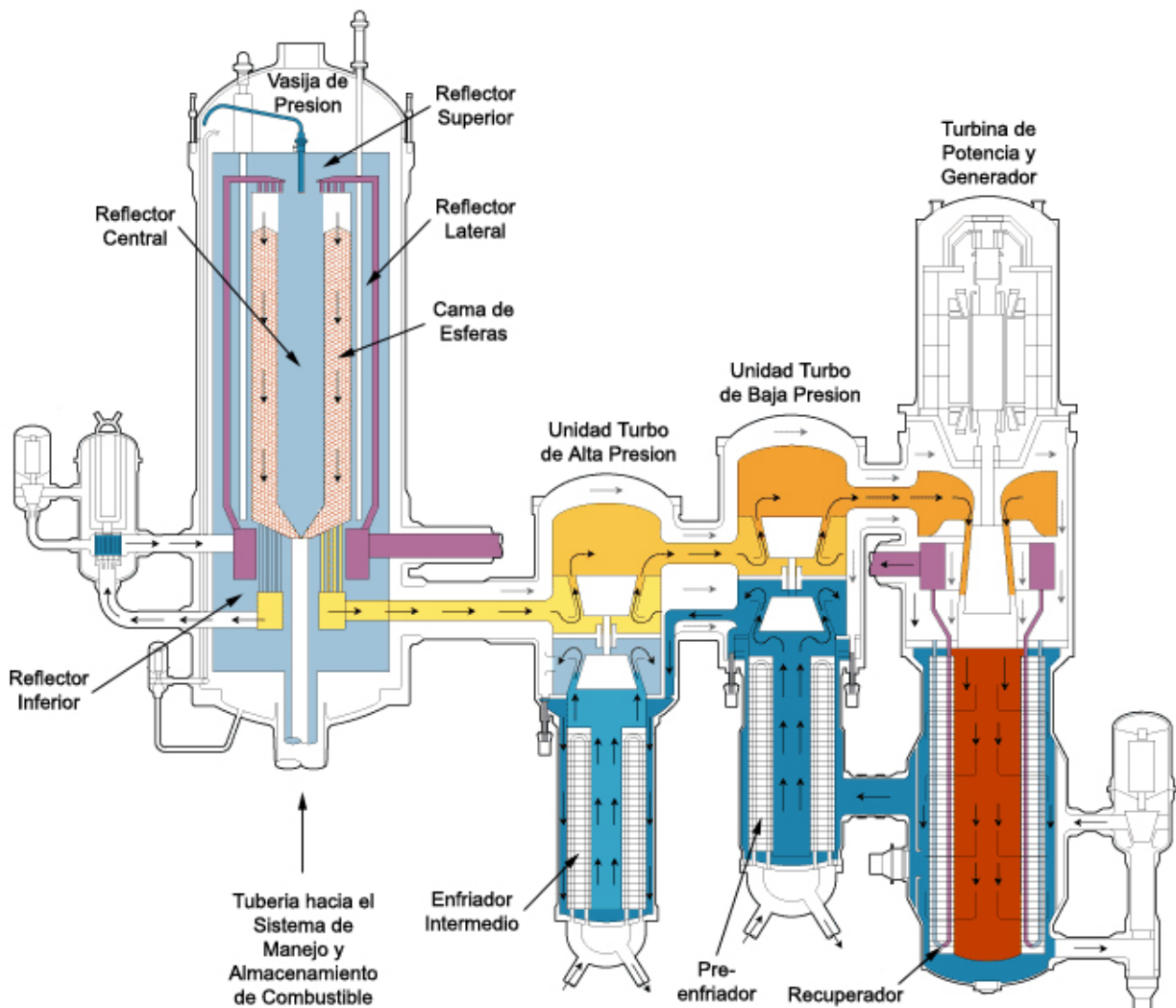


Figura 3.9 Diagrama del Sistema Central de Potencia

Fuente: Spectrum. IEEE. © 2001

3.1.6 Esferas de Combustible

Los primeros elementos combustibles de un reactor de cama de esferas del diseño alemán y producidos a gran escala sirvieron como carga inicial del AVR en 1968 [21]. El desarrollo de estos elementos combustibles continuó hasta su culminación en las pruebas de desempeño realizadas a los elementos que emplean partículas de combustible encapsuladas, denominadas LEU Tri-coated Isotropic (TRISO), en 1989 [21]. Los elementos combustibles que emplea el PBMR son muy similares a los empleados en el diseño alemán.

Las propiedades de las partículas de combustible encapsuladas LEU-TRISO se encuentran entre los factores más importantes para determinar el nivel de seguridad radiológica de cualquier reactor de cama de esferas en operación. De esta forma, la retención de los productos de la

fisión en el elemento combustible, así como la temperatura máxima que el combustible puede tolerar en el núcleo del reactor, será determinada por las propiedades de las partículas encapsuladas del combustible.

Las partículas encapsuladas consisten de núcleos o "kernels" esféricos de UO_2 rodeados por cuatro capas concéntricas. La primera capa es una cubierta de carbón pirolítico poroso. A ésta le siguen una capa interna de carbón pirolítico de alta densidad, una capa de carburo de silicio (SiC) y una capa externa de carbón pirolítico de alta densidad (Figura 3.10). Cada capa se deposita secuencialmente por medio de disociación gaseosa de los compuestos químicos en un proceso continuo en una cama de fluidizado. [21]

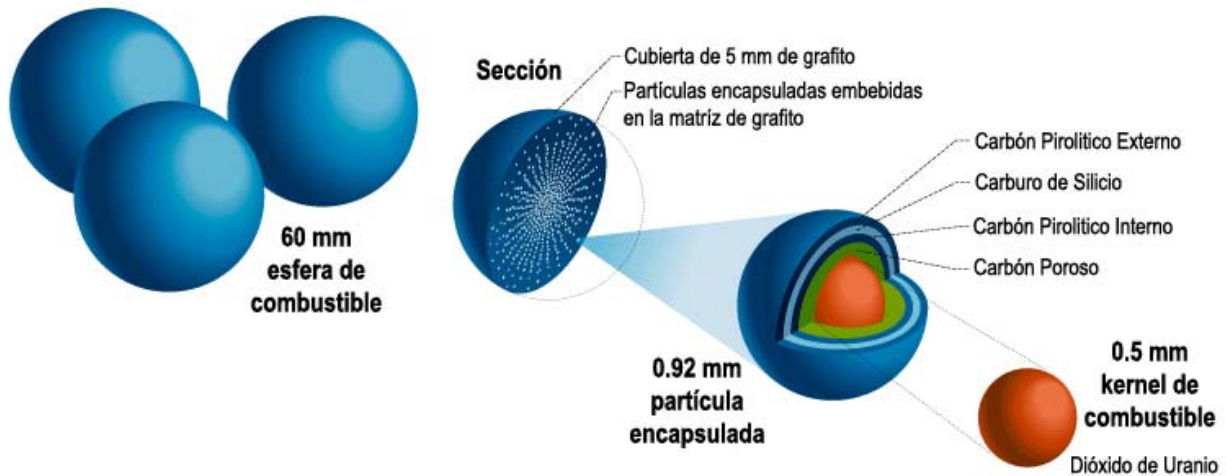


Figura 3.10 Esfera de Combustible

Fuente: Spectrum, IEEE © 2001

El kernel de combustible consiste de dióxido de uranio estequiométrico (UO_2). Las etapas básicas de fabricación del kernel se describen a continuación. Polvo de U_3O_8 se disuelve en ácido nítrico para formar nitrato de uranio. La solución se neutraliza con amoníaco permitiendo que fluya hacia un inyector oscilatorio para formar gotitas. Mientras las gotitas caen a través de una atmósfera de amoníaco gaseoso, la superficie esférica de las gotitas se gelifica. Las partículas caen en una solución acuosa de amoníaco donde se solidifican en diuranato de amonio. A continuación se lavan para remover las impurezas de nitrato de amonio y otros aditivos orgánicos, se secan, y se calcinan. Se someten a un proceso de reducción a UO_2 en hidrogeno y se sinterizan para producir finalmente los kernels. Después se tamizan los kernels para remover las partículas que no cumplen con las especificaciones dimensionales.

La primera capa en contacto con el kernel, denominada capa buffer (porque amortigua los productos de fisión), se deposita a una temperatura de $1,200\text{ }^\circ\text{C}$ en una atmósfera de acetileno (C_2H_2). El resto de las condiciones en la cama de fluidizado se disponen para mantener la densidad de esta capa por debajo de un valor máximo permitido de 1.05 g/cm^3 , que es alrededor del 46% de la densidad teórica del carbón pirolítico (2.26 g/cm^3). [26]

La capa interna de carbón pirolítico isotrópico de alta densidad es también denominada capa interna de carbón isotrópico de baja temperatura (Inner Low Temperature Isotropic, ILTI). Se deposita de una mezcla de C_2H_2 y propileno (C_3H_6) a una temperatura de $1,300\text{ }^\circ\text{C}$ en una cama de fluidizado y tiene una densidad promedio de 1.90 g/cm^3 [26]. Esta capa forma la primera barrera contra la presión ejercida por los productos de la fisión dentro del kernel, reduciendo así la presión sobre la siguiente capa (SiC). Durante la irradiación esta capa se contrae en una primera etapa, y luego se expande al tiempo que se alcanzan velocidades neutrónicas más elevadas. La interacción entre las capas interna y externa de carbón pirolítico y la capa de carburo de silicio durante la irradiación juegan un importante papel en mantener la capa de SiC en niveles de tensión tan bajos como sea posible.

La capa de SiC se deposita de metiltriclorosileno (CH_3SiCl_3) a una temperatura de $1,500\text{ }^\circ\text{C}$, consiguiendo una densidad de 3.18 g/cm^3 (cercana a la densidad teórica) [26]. A muy altas temperaturas la capa ILTI pierde parcialmente su capacidad para contener los productos de fisión de cesio y estroncio. La finalidad de la capa de carburo de silicio es prevenir la liberación de estos productos de la fisión en la matriz de grafito y eventualmente en el gas de refrigeración del reactor. Esta capa actúa como la barrera principal contra la presión en la partícula encapsulada. Así la estructura de la partícula encapsulada da como resultado que la capa de SiC se mantenga bajo compresión tanto como sea posible debido a su interacción con las capas interna y externa de carbón pirolítico.

La capa externa de carbón isotrópico de baja temperatura (Outer Low Temperature Isotropic, OLTi) se deposita exactamente en la misma forma que la capa ILTI. La función de esta capa es proteger la cubierta de carburo de silicio contra daños ocasionados durante el proceso de compresión en la fabricación de la esfera de combustible, además provee un medio contra la tensión en la superficie exterior de la capa de SiC debido a su interacción con la capa ILTI bajo condiciones de irradiación con neutrones muy rápidos durante la vida útil del combustible en el núcleo del reactor.

Las partículas encapsuladas, en un número aproximado de 15,000, se recubren e integran en una matriz de grafito consistente en una mezcla de grafito natural y electrografito, unidos por una resina fenólica que actúa como aglutinante [26]. La función de la matriz de grafito es contener y proteger a las partículas encapsuladas de cualquier daño mecánico y proveer un medio de conducción de calor entre las partículas encapsuladas y el refrigerante del reactor. Los elementos combustibles del PBMR se presan en dos pasos. Antes de que las partículas encapsuladas se mezclen con el material de la matriz de grafito para ser presadas, una capa del material de la matriz es aplicada a la superficie externa de cada partícula por medio de un tambor rotatorio, con el propósito de prevenir que las partículas entren en contacto entre sí durante el prensado del elemento combustible y se dañen. En la primera etapa, las partículas encapsuladas y el material de la matriz se mezclan y se presan para formar una esfera de combustible interna, denominada zona de combustible. Las partículas de combustible se distribuyen uniformemente tanto como es posible en la zona de combustible en un diámetro de 50 mm, con la finalidad de evitar la formación de "puntos calientes" en el elemento combustible [26]. En la segunda etapa, se añade material de la matriz a la esfera recién formada y se prensa para formar una región, de 5 mm de grueso, libre de combustible [26]. El propósito de esta región de material sin combustible es proteger la zona interna de cualquier daño químico o mecánico durante el manejo y operación del combustible. Finalmente las esferas se carbonizan a $800\text{ }^\circ\text{C}$, y reciben un tratamiento calorífico a $1,950\text{ }^\circ\text{C}$ [26]. En la Figura 3.11 se muestra el diagrama de flujo del proceso completo.

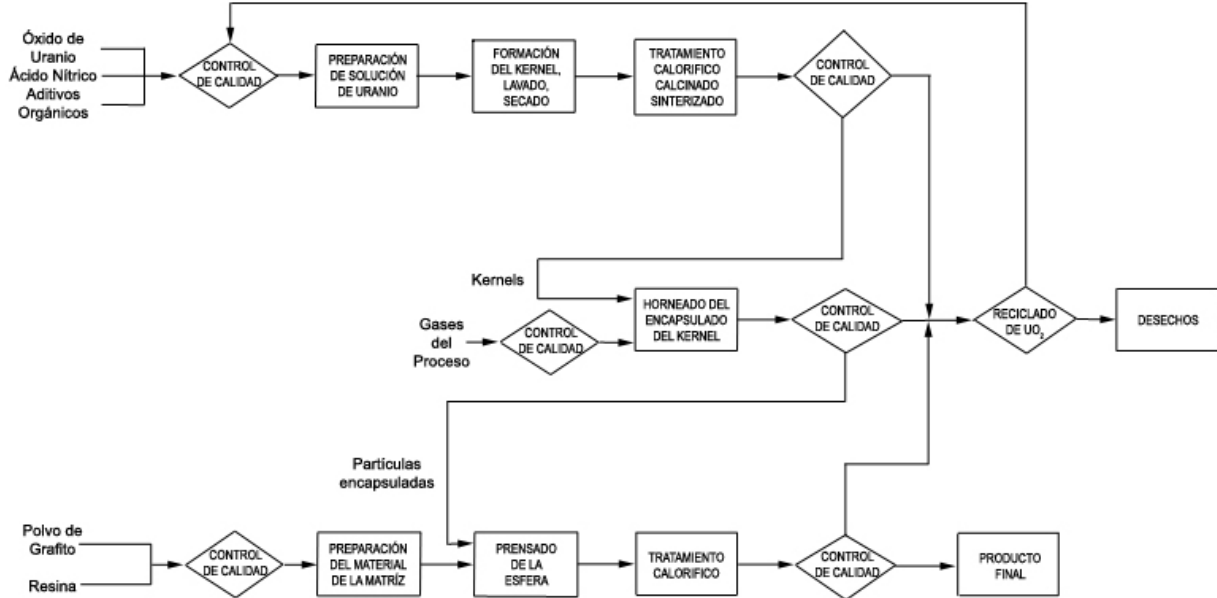


Figura 3.11 Diagrama de Flujo del Proceso de Fabricación del Combustible

Fuente: PBMR Pty © 2002

Para mantener una reacción autosostenida o reacción en cadena, los elementos combustibles contienen uranio enriquecido al 8%, aproximadamente, de ^{235}U [21].

El reactor se recarga continuamente con combustible fresco o reutilizable desde la parte superior, mientras que el combustible usado se remueve desde la parte inferior del reactor. Las esferas de combustible se miden para determinar la cantidad de material fisil que aún contienen después de cada ciclo a través del núcleo del reactor. Si la esfera aún contiene una cantidad usable de material fisil, ésta es regresada al reactor para un ciclo nuevo. Cada ciclo dura aproximadamente tres meses.

Cuando una esfera de combustible ha alcanzado un grado de quemado o irradiación de 80,000 Megawatts Día por Tonelada (MWd/T) de metal de uranio, es retirada y enviada al almacén de combustible agotado. Cada esfera pasa a través del reactor aproximadamente 10 veces y un reactor necesitará de 10 a 15 cargas de combustible completas. Una esfera de combustible tiene una vida útil de aproximadamente 3 años, dependiendo del tipo de grafito empleado en su fabricación. [21]

En la Tabla 3.1 se resumen algunas de las especificaciones del diseño del elemento combustible del PBMR.

Tabla 3.1 Especificaciones de Diseño para el Elemento Combustible del PBMR

Componente del Elemento Combustible	Característica Especificada	Especificación
Kernels	Diámetro	Valor Promedio = 0.5 mm
	Enriquecimiento ²³⁵ U	8%
Partículas Encapsuladas	Espesor	Capa de Carbón Poroso, Valor Promedio = 95 µm
		Capa Interna de Carbón Pirolítico, Valor Promedio = 40 µm
		Capa de Carburo de Silicio, Valor Promedio = 35 µm
		Capa Externa de Carbón Pirolítico, Valor Promedio = 40 µm
	Densidad	Capa de Carbón Poroso, Valor Promedio ≤ 1.05 g/cm ³ Capa Interna de Carbón Pirolítico, Valor Promedio = 1.90 g/cm ³ Capa de Carburo de Silicio, Valor Promedio ≥ 3.18 g/cm ³ Capa Externa de Carbón Pirolítico, Valor Promedio = 1.90 g/cm ³
Elementos Combustibles	Carga de uranio por esfera	9 gramos
	Partículas de combustible por esfera	15,000 aproximadamente
	Diámetro	60 mm
	Espesor de la zona libre de combustible	5 mm

Fuente: PBMR Pty © 2002

La extensión temporal en la que el uranio enriquecido es usado hasta su agotamiento (llamada también, extensión de quemado) es mucho mayor en el PBMR que en los reactores convencionales, quedando así una cantidad mínima de material fisil que podría ser extraída del combustible agotado. Este hecho, aunado al nivel tecnológico y el costo requeridos para quebrantar las barreras que encapsulan las partículas de combustible agotado, lo protegen contra la posibilidad de cualquier uso de proliferación nuclear militar, u otro tipo de uso.

3.2 Aspectos Económicos de la Planta PBMR

3.2.1 Los Costos Actuales del Combustible y la Generación

Los costos relativos de la generación eléctrica de las plantas de carbón, gas y nuclear varían considerablemente dependiendo de la ubicación. El carbón es, y probablemente lo siga siendo, económicamente atractivo en países como China, los Estados Unidos de América y Australia, que tienen abundantes y accesibles fuentes de carbón doméstico. El gas es también competitivo para energía de carga-base en muchos lugares, particularmente usando plantas de ciclos combinados, aunque los precios del gas han hecho desaparecer muchas de esas ventajas.

La energía nuclear es, en muchos lugares, competitiva con los combustibles fósiles para la generación de electricidad, a pesar de los relativamente altos costos de capital. Si se tienen en cuenta los costos sociales y ambientales de los combustibles fósiles, la energía nuclear es sobresaliente.

La atracción básica de la energía nuclear ha sido el bajo costo del combustible comparado con las plantas que queman carbón, petróleo y gas. Sin embargo, el uranio tiene que ser procesado, enriquecido y convertido en elementos combustibles, y por lo menos la tercera parte de los costos se deben al enriquecimiento y fabricación [27]. Se deben hacer asignaciones para el manejo del combustible quemado y el almacenamiento final de los residuos separados del mismo.

A mediados del año 2000, el costo aproximado para obtener 1 kg de UO_2 para combustible de reactores se componía de los siguientes costos por etapa [27]:

- Se requieren de 8 kg de mineral de uranio (U_3O_8) a un costo de US\$ 25.00 por kg, es decir, US\$ 200.00
- En la conversión se emplean 7 kg de U, con lo que a un costo de US\$ 5.50 por kg esto representa un costo de US\$ 38.50
- Para obtener 1 kg de uranio enriquecido al 3.5% de ^{235}U son necesarias 4.3 SWU a un costo de US\$ 105.00 por SWU, es decir, US\$ 451.50
- El costo de fabricación de combustible en forma de 1 kg UO_2 es de US\$ 240.00

Con esto se obtiene que el costo total aproximado de 1 kg de UO_2 es de US\$ 930.00. Esto rinde 3,400 GJ térmicos que proporcionan 315,000 kWh, de aquí el costo es de 0.30 cUS\$/kWh. [27]

El concepto de Unidad Separativa de Trabajo (Separative Work Unit, SWU) se define como una unidad que está en función de la cantidad de uranio procesado y el grado al cual es enriquecido, por ejemplo, el aumento en la concentración del isótopo ^{235}U en relación con el remanente. La unidad es estrictamente unidad kilogramo de trabajo separativa (kilogram separative work unit) y mide la cantidad de trabajo separativo (indicativo de la energía utilizada en el enriquecimiento) que se suministra; las cantidades de producto se expresan en kilogramos. [28]

Aproximadamente de 100 a 120,000 SWU se requieren para enriquecer la carga anual de combustible para un reactor típico LWR de 1,000 MWe [28]. Los costos de enriquecimiento dependen de la energía eléctrica utilizada.

Los costos totales de combustible de una central nuclear en occidente son típicamente un tercio de los de las plantas quemadoras de carbón y entre un cuarto y un quinto de los costos de las plantas de gas de ciclo combinado. [27]

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) ha recogido información para permitir hacer estimaciones de la competitividad de la producción eléctrica entre diferentes países miembros. Se incluyen todos los costos de planeación, construcción y operación. Para las centrales nucleares estos costos incluyen estimaciones totales para el manejo de combustible, puesta fuera de servicio y disposición final de los residuos.

Los costos de desmantelamiento y puesta fuera de operación de una planta se estiman de 9 a 15% del costo del capital inicial de una central nuclear. Pero cuando se descuenta, contribuyen con sólo un pequeño porcentaje a los costos de inversión y menos aún a los costos de generación. En los Estados Unidos de América representan de 0.1 a 0.2 cUS\$/kWh. [27]

El costo de la generación eléctrica nuclear se ha mantenido estable durante la última década [27]. Esto se debe a que a pesar de los costos declinantes del combustible (incluyendo el enriquecimiento), los costos de operación y mantenimiento han sido desbalanceados por los mayores costos de inversión. En general, los costos de construcción de las centrales nucleares son significativamente mayores que los de las plantas de carbón y gas por la necesidad del uso de materiales especiales, y la incorporación de sofisticados sistemas de seguridad y equipos de control de respaldo. Estos costos pueden llegar a significar la mitad de los costos de la generación nuclear [27]. Sin embargo, el combustible nuclear, incluyendo el enriquecimiento de ser necesario, tiene un precio menor que en el caso de las centrales tradicionales de gas o de carbón. De aquí que el costo total esperado para la conversión de energía nuclear a electricidad puede resultar equiparable con las plantas convencionales de carbón.

En la Tabla 3.2 se comparan los costos estimados en la generación de energía eléctrica para varios países. Se observa que las nucleoelectricas compiten satisfactoriamente con las de carbón y que son más baratas que las de gas.

Tabla 3.2 Algunos Costos Comparativos de Generación de Energía Eléctrica Proyectados para el Periodo 2005-2010 (cUS\$/kWh)

País	Nuclear	Carbón	Gas
Francia	3.22	4.64	4.74
Rusia	2.69	4.63	3.54
Japón	5.75	5.58	7.91
Corea	3.07	3.44	4.25
España	4.10	4.22	4.79
EUA	3.33	2.48	2.33-2.71
Canadá	2.47-2.96	2.92	3.00
China	2.54-3.08	3.18	No aplica

US 1997 c/kWh, Tasa de descuento 5% para nuclear y carbón, vida útil de 30 años, factor de carga 75%.

Fuente: OECD/IEA NEA 1998, Projected Costs of Generating Electricity.

3.2.2 Competitividad Económica

El diseño del PBMR tiene un costo capital que oscila entre US\$ 1,000.00 y US\$ 1,300.00 por kW de capacidad instalada, lo cual resulta en un costo cercano al costo promedio mundial, cUS\$ 3.4 por kWh. [29]

El concepto modular del PBMR no se refiere solamente a plantas consistentes de un solo módulo, el concepto implica que la capacidad instalada puede incrementarse sistemáticamente en etapas de 165 MW cuando así sea requerido. Este es uno de los problemas que las empresas de generación tienen que enfrentar desde el punto de vista comercial al justificar plantas con capacidades de generación entre 900 y 1,750 MW, ya que en la mayoría de los casos esta capacidad de generación no es aprovechada desde el principio de la puesta en operación de este tipo de plantas, es decir, estas plantas suelen tener un exceso de capacidad durante sus primeros 5 o 6 años de operación.

Los costos de operación del PBMR podrían encontrarse por debajo de los costos de operación de un PWR [29], esto se debería principalmente a que la planta es mucho más sencilla y segura, y por consiguiente, requiere de menos personal.

Las estimaciones realizadas hasta ahora indican que una planta compuesta de 8 módulos tendría un costo de combustible comparable al de un PWR, mientras que los costos de operación y mantenimiento serían menores al 50% de los costos de un PWR. [29]

3.3 Seguridad e Impacto Ambiental

3.3.1 Licenciamiento

Un proceso de licenciamiento es necesario para obtener el permiso de las autoridades reguladoras de actividades nucleares de cada país en particular, demostrando ante éstas por medio de argumentos legales y técnicos, que el diseño propuesto para la instalación y operación de una planta nuclear es seguro y cumple con las reglamentaciones y normas de seguridad de cada país.

En el caso del PBMR, dado que el proyecto se está desarrollando en Sudáfrica, es necesario demostrar ante la institución reguladora de este país (National Nuclear Regulator) [23] que el diseño cumple con las normas fundamentales de seguridad que esta institución prescribe.

Estas normas deben cumplirse en términos del diseño presentado y su principio de operación, así como en términos de un criterio de riesgo cuantitativo establecido por la institución reguladora.

Los siguientes principios describen la base de las normas fundamentales de seguridad [23]:

- El riesgo presentado por una planta nuclear u otra actividad similar no debe incrementar significativamente los riesgos totales a los que la población se expone cotidianamente.
- El riesgo que presente una planta nuclear debe ser menor o igual que aquellos asociados con otras industrias importantes.
- Deberá comprometerse a cumplir con normas de seguridad más rigurosas que pueden llegar a ser impuestas en el futuro.
- La seguridad del diseño del reactor deberá ser demostrada por análisis y pruebas técnicas.
- Deberá ejecutarse un buen diseño de seguridad nuclear.
- Se seguirán reglas reconocidas internacionalmente en el diseño y operación de la planta.
- Se cumplirá con el criterio que limita el riesgo y la dosis de radiación a que se someta el personal y la población en general.

El criterio de riesgo cuantitativo es producto de una serie de análisis de riesgo asociados con un considerable número de actividades humanas. Esto requiere un alto nivel de confianza de que el riesgo que el PBMR represente para la sociedad será muy bajo.

Sin embargo, a la empresa operadora de la planta se le exige reducir aún más el riesgo potencial demostrando que su diseño cumple con el concepto conocido en inglés como ALARA (As Low As Reasonable Achievable) [23], el cual implica que se debe asegurar que los riesgos y las dosis de radiación a los que se someta el personal y el público en general se deben mantener "tan bajos como razonablemente sea posible" por debajo de los límites establecidos por las normas reguladoras.

Tabla 3.3 Requerimientos de National Nuclear Regulatory para el Licenciamiento del PBMR

Frecuencia del Evento	Requerimientos de Seguridad	Criterio de Seguridad
Categoría A		
Los eventos de esta categoría (o su combinación) son aquellos que conducen a la exposición y que podrían ocurrir con una frecuencia de más de una en cien años (10^{-2} /año). Tales eventos son considerados dentro de la operación normal.	El diseño deberá asegurar que bajo condiciones anticipadas de operación normal, no habrá peligro de liberación de radiación hacia el personal y el público en general. La operación normal incluye exposiciones resultado de percances menores en operación, mantenimiento y decomisión. Adicionalmente, todas las dosis de exposición deberán cumplir con el concepto ALARA.	El límite de la dosis de radiación individual será: 20 mSv/año para el personal de la planta, y 0.25 mSv/año para el público en general.
Categoría B		
Los eventos de esta categoría (o su combinación) son aquellos que conducen a la exposición y que podrían ocurrir con una frecuencia de entre una en cien años (10^{-2} /año) y una en un millón de años (10^{-6} /año).	El diseño deberá ser tal que permita prevenir y mitigar cualquier falla potencial del equipo, resistir cualquier evento originado interna o externamente y que pudiera dar origen a daños en la planta, o conducir a una liberación de radiación peligrosa para el personal o miembros del público en general. El análisis realizado para demostrar el cumplimiento de este requerimiento deberá ser conservador. Adicionalmente, todas las dosis de exposición deberán cumplir con el concepto ALARA.	El límite de la dosis de radiación individual será: 500 mSv por evento o combinación de eventos para el personal de la planta, y 50 mSv por evento o combinación de eventos para el público en general.
Categoría C		
Los eventos de esta categoría (o su combinación) son todos aquellos eventos posibles que pueden dar origen a la exposición. Como tal, esta categoría de eventos incluirá a los eventos descritos en las categorías A y B, así como a los eventos que pudiesen ocurrir con una frecuencia anual menor a una en un millón de años (10^{-6} /año).	El diseño deberá demostrar que cumple con el criterio de riesgo establecido para el personal de la planta y el público en general. El análisis realizado para demostrar el cumplimiento puede hacer uso de información estimada, resultado de un análisis de incertidumbre apropiado. El análisis deberá demostrar la improbabilidad de un accidente mayor. Adicionalmente, todas las dosis de exposición deberán cumplir con el concepto ALARA.	Limitación del riesgo a los valores asignados por el criterio de riesgo. Personal de la planta: 5×10^{-5} /año como valor pico de riesgo, 10^{-5} /año como valor promedio de riesgo individual. Público en general: 5×10^{-6} /año como valor pico de riesgo, 10^{-8} /año como valor promedio de riesgo para la población por sitio.

Fuente: EIR for Demonstration Module PBMR, 2002

Los requerimientos del proceso de licenciamiento se describen en la Tabla 3.3, éstos exigen al diseño candidato identificar todos los eventos que pueden ser asociados con las siguientes condiciones [23]:

- Con la operación normal del reactor (referidos como eventos Categoría A).
- Aquellos eventos asociados con el diseño cuya ocurrencia podría ser razonablemente anticipada y que pudieran dar origen a exposición accidental del personal o miembros del público en general (referidos como eventos Categoría B).
- Cualquier otro tipo de eventos que pueden ser identificados con una muy baja probabilidad de ocurrencia o eventos complejos con una probabilidad equivalente de baja ocurrencia que pudieran dar origen a una exposición accidental (referidos como eventos Categoría C).

La suficiencia de estas propuestas se evalúa en comparación con las normas nacionales e internacionales más preponderantes. Estos eventos son la base para el diseño de procedimientos y planes de emergencia.

Así se debe demostrar que el diseño del PBMR puede responder a estos eventos o accidentes y la empresa operadora debe demostrar los medios para reconocer y responder a los mismos. Los procedimientos de respuesta ante un accidente, que minimicen las consecuencias del mismo, aseguran que el público y el personal están protegidos.

En México la institución encargada de regular las actividades de carácter radiactivo es la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

3.3.2 Sistemas de Seguridad

Las características de seguridad del PBMR tienen su base en una serie de subsistemas del propio módulo que garantizan la estabilidad de la planta en conjunto. Entre estos subsistemas se describen a continuación los más importantes y que son clasificados como sistemas de seguridad, sustentando así, en parte, el concepto de seguridad inherente.

Sistema de Enfriamiento Activo (Active Cooling System)

La función de este sistema es remover el calor de desecho de la Unidad de Conversión de Potencia y de los subsistemas auxiliares de calefacción, ventilación y aire acondicionado, aire comprimido, manejo y almacenamiento de combustible, control de inventario de helio, y apagado de reserva. El sistema está diseñado para operar sin atención humana, las secuencias de inicio y bombeo están totalmente automatizadas.

El sistema está compuesto de dos secciones principales, un sitio determinado por estudios y análisis particulares, cuya función será operar como sumidero final de calor conectado directamente con el edificio del reactor y una sección que comprende todos los circuitos alojados dentro del edificio del módulo así como al Sistema de Enfriamiento de la Cavidad del Reactor.

La sección a operar como sumidero final de calor se puede diseñar para disipar calor por medio de un circuito de agua abierto o cerrado hacia cualquier fuente conveniente como el mar, un río, una presa, etc., o bien, hacia la atmósfera por medio de torres de enfriamiento.

Sistema de Enfriamiento de la Cavidad del Reactor (Reactor Cavity Cooling System)

Su función es disipar el calor del reactor durante su operación normal y durante su apagado. El sistema también se encarga de remover el calor en decaimiento durante la interrupción de las funciones de transferencia de calor de la Unidad de Conversión de Potencia (evento denominado “pérdida de enfriamiento forzada”) [21]. El objetivo es evitar que la vasija del reactor (y sus subsistemas), los sistemas de instrumentación y los muros de concreto superen los límites de su temperatura de diseño en cualquiera de sus modos de operación.

Los procesos de radiación y convección térmica, confían su funcionamiento en el hecho de que el calor es transportado de los muros (no aislados térmicamente) de la vasija de presión del reactor hacia las cámaras de enfriamiento del sistema.

Este sistema incluye tres subsistemas independientes, cada uno consistente de un sistema de enfriamiento manejado por bombas en un circuito cerrado a baja presión, con intercambiador de calor interno agua-agua. El calor es transferido a través de estos intercambiadores de calor hacia un circuito abierto de agua que posteriormente descarga el calor hacia un sumidero de calor, que puede bien ser un gran cuerpo de agua o la atmósfera. Cuarenta y cinco cámaras de agua cada una de 500 mm de diámetro y aproximadamente 24 a 30 metros de longitud [21], dependiendo de su posición, se encuentran dispuestas verticalmente lado a lado alrededor de la vasija de presión del reactor. Cada tercera cámara está conectada a tuberías independientes de entrada y salida para crear los tres sistemas de enfriamiento independientes, cada uno capaz de absorber el 50% del calor de desecho rechazado por la vasija de presión [21]. Las tuberías de entrada de agua entran a las cámaras por la parte superior, recorriendo la longitud de la cámara hacia abajo para liberar el agua fría en el fondo de la cámara. De esta manera, una fuga en la tubería de entrada no resultará en la descarga de las cámaras. Dispositivos antisifonado previenen que las cámaras se vacíen si una ruptura ocurriera en la tubería fuera de la cavidad del reactor.

Todos los circuitos cerrados contienen agua desmineralizada a la cual se ha añadido un inhibidor para prevenir la formación de sarro u óxido, que podría llegar a activarse por la cercanía con el núcleo del reactor.

En el caso de que las bombas del circuito cerrado o los intercambiadores de calor se pierdan, torres de enfriamiento mecánicas y bajo presión, situadas en el techo del módulo, toman automáticamente la función de enfriamiento de los sistemas. En el caso donde todas las unidades de enfriamiento, incluyendo las torres, se pierdan, el calor dentro del reactor es absorbido por sobrecalentamiento y luego evaporado del agua en las cámaras. El vapor de baja presión generado es liberado a la atmósfera por el techo del módulo. Los sistemas están diseñados para proveer esta función de enfriamiento por varios días, sin embargo, como un respaldo extra, el agua del sistema de protección

contra incendios puede ser bombeada hacia las cámaras para reponer el agua perdida por evaporación, extendiendo así el tiempo disponible para la función de enfriamiento pasivo.

Sistema de Acondicionamiento de la Unidad del Reactor (Reactor Unit Conditioning System)

Este sistema tiene tres funciones, mantiene la vasija de presión del reactor a una temperatura deseada (280 °C a 300 °C) [21] durante su operación normal por medio de inyección de helio acondicionado a cierta temperatura; remueve el calor del núcleo durante las operaciones de mantenimiento; y puede ser empleado para recuperar el núcleo de condiciones de sobrecalentamiento extremas (hasta 1,200 °C) [21] en el evento dado de la pérdida de la Unidad de Conversión de Potencia (el ciclo Brayton se vuelva inoperable), por medio de cámaras, recuperadores, agua de enfriamiento, inyectores y un arreglo de válvulas.

Sistema de Control de Reactividad y Apagado (Reactivity Control and Shutdown System)

Consiste de dos sistemas independientes y diversos: el sistema de control de reactividad y el sistema de apagado de reserva. Cada sistema debe ser capaz (de forma independiente) de llevar al reactor a un estado subcrítico, y mantenerlo así por un periodo indefinido de tiempo a temperaturas de operación normales; ambos sistemas (combinados) deben permitir al reactor permanecer en estado subcrítico por debajo de 50 °C [21], y mantener al reactor en este estado por un periodo indefinido de tiempo a esta temperatura.

El sistema de control de reactividad consiste de 18 sistemas de barras de control, basadas en tecnología existente para los HTR/ABB [21] y cada uno consiste de los siguientes elementos: barra de control, mecanismo de manejo de la barra de control, y barra amortiguadora de emergencia.

- Barras de control: cada barra de control consiste de un número de segmentos que contienen material de absorción en la forma de anillos sinterizados de B_4C entre dos tubos coaxiales. La información de pruebas realizadas en estos componentes demuestra que éstos sobrevivirán a las temperaturas, flujos y cargas de operación. Por medio de espacios al vacío entre los tubos y los anillos de B_4C se previenen las fuerzas de coacción debidas a la dilatación por radiación inducida de los anillos. Los segmentos individuales están unidos con un acoplamiento flexible para formar la barra de control.
- Las barras se suspenden libremente en los orificios del reflector, el espacio anular libre entre el reflector y la barra es suficientemente largo para prevenir que ésta se atasque. Ambas partes (interna y externa) de la barra de control se enfrían por medio de un pequeño flujo de helio entrante.
- Mecanismo de manejo de la barra de control: sus funciones principales son introducir y retirar las barras de control en la parte superior del núcleo, y mantenerlas en cualquier posición de su rango de movimiento; garantizar la

inserción en el caso de perder la energía en los motores de pasos permitiendo a la barra caer por gravedad; limitar la velocidad de inserción y absorber la energía cinética de la caída de la barra cuando ésta alcanza el nivel inferior de su rango de movimiento. El mecanismo de manejo de la barra de control está integrado en el domo superior de la vasija de presión y consiste de los siguientes elementos: una cadena que conecta la barra con el engranaje del mecanismo de manejo, un motor de pasos, un amortiguador, un indicador de posición y el mecanismo de sujeción de la barra.

- Amortiguador de respaldo: en el supuesto evento de que la barra de control se liberara debido a una falla mecánica de las partes de manejo o una ruptura de la cadena, el daño en las partes cerámicas del interior del núcleo se previene por medio de un amortiguador instalado dentro de los orificios en el reflector lateral, la parte inferior de la barra, la cual está diseñada con un corte cónico para este propósito, cae en la parte central superior del amortiguador, la energía de la caída de la barra causa una deformación plástica de los tubos concéntricos bajo la parte superior del amortiguador. Después de ocurrido este evento el amortiguador se reemplaza.

El sistema de apagado de reserva consiste de 17 sistemas mutuamente independientes formados por pequeñas esferas de absorción, el único componente compartido es un inyector, empleado para remover las esferas de absorción de los orificios del reflector lateral y regresarlas a su tanque de almacenamiento. La función principal de este equipo es almacenar las esferas de absorción, y asegurar su inserción en los orificios del reflector lateral, así como remover las esferas de los orificios y transportarlas a su almacenamiento. El diseño del sistema está basado en la tecnología existente para el HTR-MODUL y consiste de los siguientes elementos: contenedor de almacenamiento, contenedor de descarga, tuberías de conexión, sistema de inyectado, esferas de apagado (absorción) con un diámetro de 10 mm y 10% de B_4C por volumen de grafito [21].

3.3.3 Principios de Seguridad Inherente

El PBMR está basado en un diseño relativamente simple con características pasivas de seguridad que no requieren de la intervención humana, y que no pueden ser pasadas por alto o volverse ineficaces en ningún momento.

- Estabilidad neutrónica del reactor.

El PBMR logra esta característica demostrando que el reactor es autoestable debido al equilibrio neutrónico dependiente de la temperatura. Conforme la temperatura del reactor se incrementa, la potencia neutrónica disminuye. [21]

Los reactores de cama de esferas muestran un alto coeficiente de temperatura negativo, actuando como una efectiva barrera para limitar temperaturas elevadas en el combustible. Los componentes principales son los coeficientes del combustible, del moderador y del reflector, de los cuales únicamente el coeficiente del reflector es positivo. Así el coeficiente de temperatura se mantiene negativo a través del rango completo de temperatura del reactor, no es constante en todo el rango pero alcanza

su valor mínimo justo por debajo de la temperatura de operación. Esto significa que cuando la temperatura excede el valor límite de operación, el coeficiente que limita la excursión será aun más fuerte. En el caso opuesto, esto se cumple cuando un evento grave de sobreenfriamiento tiene lugar. En ese caso, la reactividad se incrementará rápidamente hasta que la temperatura comience a incrementarse de nuevo. [21]

- Estabilidad termohidráulica.

El núcleo del reactor tiene una densidad de potencia relativamente baja ($<4.5 \text{ MW/m}^3$) [21], y una altura considerable con una geometría esbelta que optimiza su capacidad de transferencia de calor. Esto implica que la capacidad de pérdida de calor del reactor excede la producción de calor de decaimiento del núcleo bajo todas las condiciones concebibles de un posible accidente. Esto significa que no hay eventos posibles durante los cuales la temperatura pico alcanzada en el núcleo durante un transitorio de calor logre exceder la temperatura de operación segura del combustible nuclear. La posibilidad de un escenario de “fundición del núcleo” debido a eventos de reactividad o excesos de calor se vuelve así imposible.

El empleo de helio como refrigerante, el cual es química y radiológicamente inerte, combinado con la integridad del combustible a altas temperaturas y la estructura de grafito, permite el uso de elevadas temperaturas ($\sim 900 \text{ }^\circ\text{C}$) [21] produciendo así mayores eficiencias térmicas.

Con estas altas temperaturas el uso de una turbina de ciclo cerrado de gas se vuelve apropiado. Esto resulta en un incremento en la eficiencia, y en consecuencia, en una reducción del costo de inversión.

- Aspectos de seguridad inherente del PBMR.

Representativo de una nueva generación de reactores avanzados, el PBMR se caracteriza por una serie de propiedades de seguridad inherente. Estas características se resumen a continuación [21]:

- El empleo de grafito como elemento de encapsulado y moderador del combustible así como material estructural y reflector del núcleo, lo cual significa que una situación de fundición del núcleo puede dejarse de lado, debido principalmente a la enorme diferencia existente entre la temperatura normal promedio de operación ($1,095 \text{ }^\circ\text{C}$) y la temperatura máxima tolerable ($2,200 \text{ }^\circ\text{C}$ para el combustible).
- La elevada inercia térmica, provista por el gran volumen de grafito usado en el núcleo y reflector asegura transitorios de temperatura suaves o lentos.
- La densidad de potencia limitada, acoplada a pequeñas partículas de combustible y la buena conductividad térmica del grafito como el principal componente en la cadena de remoción de calor, asegura que la temperatura del elemento combustible no excederá los $1,600 \text{ }^\circ\text{C}$, aún en el caso de un evento de fallo directo del refrigerante. La liberación de

productos de la fisión debido a una falla en las partículas de combustible ocurre a muy elevadas temperaturas. El calor puede ser removido únicamente por medio de conducción y radiación. En el diseño del PBMR el calor es transferido a una superficie de enfriamiento extendida fuera de la vasija de acero.

- Helio, como refrigerante en un ambiente de grafito es otra característica de seguridad. Al ser químicamente inerte, el helio no puede reaccionar con el grafito o con los componentes metálicos del núcleo. El helio no puede activarse excepto con grandes cantidades de ^3He . Además, la sección transversal de absorción de neutrones es muy pequeña, eliminando la posibilidad de adición de reactividad a través de la pérdida de refrigerante. El helio no experimenta cambios de fase abruptos, con lo cual se asegura la eliminación de cambios repentinos en la presión que pueden llegar a causar daños en la cama de esferas.
 - Al usar partículas encapsuladas en los elementos combustibles, se consiguen bajos niveles de contaminación en el circuito primario, asegurando bajas dosis de radiación hacia el personal operativo.
 - En lo que respecta a la física de los neutrones, un alto coeficiente de reactividad de temperatura negativo prevalece durante el rango completo de temperatura del reactor debido a la presencia de grandes cantidades de material fértil de ^{238}U .
 - El concepto de realimentación continua de combustible trae consigo la ventaja de mantener el nivel de exceso de reactividad tan bajo como se requiera. De esta manera, añadir esferas tiene un menor efecto en la reactividad, y cualquier incremento puede ser rápidamente corregido deteniendo las operaciones de retroalimentación de combustible.
- Barreras físicas contra la liberación de radionuclidos.

La partícula encapsulada es la primera barrera física contra la liberación de radionuclidos.

- Conservadurismo en la retención de radionuclidos.

Aunque la partícula encapsulada es la más importante barrera física contra la liberación de radionuclidos, existen otros mecanismos físicos de retención. Estos mecanismos introducen un alto nivel de conservadurismo desde un punto de vista ingenieril, y desde esta perspectiva se mencionan. Los mecanismos de retención son:

- el grafito,
- los límites de presión, y
- el edificio del reactor.

El grafito tiene una gran capacidad para retener algunos de los productos de la fisión (por ejemplo, Sr, Rb, Cs, Ba, y las tierras raras), pero es virtualmente transparente para otros (por ejemplo, los gases nobles). [21]

El ambiente cerrado de gas helio también puede ser considerado una barrera contra la liberación de radionuclidos. Para los gases producidos por fisión, de corta vida, el mecanismo principal de retención es el decaimiento radiactivo. Para los productos de la fisión condensables, el mecanismo principal de retención es la deposición.

- Prevención de accidentes y su mitigación.

La confianza en las medidas pasivas de seguridad y sus características inherentes permiten un diseño simple para la planta PBMR. Los módulos PBMR se operan como unidades independientes y la interacción entre ellas se minimiza. El esquema del PBMR elimina componentes y sistemas innecesarios, que simplifican los procedimientos de operación normal y de emergencia, las inspecciones, pruebas, y mantenimiento. La dependencia del cuarto de control y el personal operativo se minimiza, ya que no se requieren acciones del operador para prevenir daños en el combustible. De igual forma, un error del personal operativo no puede llegar a comprometer las características de seguridad del PBMR. Al final de todas las características preventivas, un sistema de barras de control asegura mantener la operación del reactor dentro de los límites normales.

En el evento posible en que los sistemas de remoción de calor no se encuentren disponibles, el diseño del núcleo asegura la remoción pasiva de calor residual. La geometría del reactor, así como su diámetro limitado, su baja densidad de potencia, su alto coeficiente de temperatura negativo, y su sistema pasivo de enfriamiento limitan las temperaturas máximas alcanzadas en el núcleo y en el combustible.

Bajo estas condiciones, el calor es transferido a través del muro de la vasija del reactor por medio de radiación térmica y convección natural hacia las superficies de enfriamiento del sistema de cavidad de enfriamiento del reactor. Los muros de la vasija del reactor no están aislados para facilitar este proceso.

3.3.4 Radionuclidos Presentes en el Combustible Gastado

Aunque un elemento combustible gastado contiene un gran número de isótopos radiactivos diferentes, cada uno con una “vida media” específica, los posibles efectos resultantes del almacenamiento a largo plazo de este elemento combustible se determinan por medio de los siguientes factores:

- La cantidad presente del nuclido radiactivo en el elemento.
- La vida media del nuclido.
- El efecto biológico que el nuclido específico pudiera tener en el ambiente.
- La capacidad del elemento combustible para contener el nuclido.

Basados en las tres primeras consideraciones, unos cuantos nuclidos importantes pueden ser identificados. Estos son el carbono, los actínidos, el cesio, y el estroncio [30]. Las cantidades de

estos y otros nuclidos contenidos en un elemento combustible gastado al momento de su descarga y 40 años después de efectuada ésta, así como sus vidas medias se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Nuclidos Radiactivos Importantes y sus Vidas Medias

Nuclido	Vida Media	Actividad (Ci) 1 Ci = 3.7E10 Bq	
		A la Descarga	40 Años después de la Descarga
H-3	12.35 (a)	4.21E-06	4.44E-07
C-14	5,730 (a)	4.75E-08	4.73E-08
Pu-238	87.75 (a)	5.32E-02	4.06E-02
Pu-239	24,131 (a)	1.36E-03	1.40E-03
Pu-241	14.4 (a)	6.71E-01	9.71E-02
Sr-89	50.5 (d)	7.02	0
Sr-90	29.12 (a)	2.05	7.67E-01
Sr-91	9.5 (h)	7.7	0
Sr-92	2.71 (h)	8.2	0
Sr-93	7.86 (m)	9.53	0
I-131	8.04 (d)	7.32	0
I-132	2.3 (h)	1.05E+01	0
I-133	20.8 (h)	1.47E+01	0
I-133m	8.07 (d)	1.21	0
I-134	52.6 (m)	1.61E+01	0
I-135	6.61 (h)	1.40E+01	0
Cs-134	2.062 (a)	4.09	5.90E-06
Cs-134m	2.9 (h)	8.05E-01	0
Cs-135m	53 (m)	1.96	0
Cs-136	13.16 (d)	5.25E-01	0
Cs-137	30.17 (a)	2.47	9.79E-01
Cs-138	32.2 (m)	1.35E+01	0
Cs-139	9.5 (m)	1.24E+01	0

Notas: (m) minutos, (h) horas, (d) días, (a) años

Fuente: PBMR Pty © 2003

De la Tabla 3.4 queda claro que sólo unos cuantos de los nuclidos radiológicamente importantes se encuentran aún presentes en el combustible gastado después de un periodo de 40 años.

Aún cuando algunos nuclidos radiactivos se encontraran en un elemento combustible después de muchos años de su descarga del reactor, éstos seguirían contenidos dentro de las partículas encapsuladas e integradas a su vez en la esfera de grafito. El grafito del elemento combustible forma un escudo muy efectivo contra los agentes exteriores (por ejemplo, aire o agua). Éste previene cualquier efecto del ambiente exterior en las partículas encapsuladas, al mismo tiempo que, el carbón pirolítico y el carburo de silicio proveen un medio de retención para los nuclidos radiactivos. Toda esta estructura forma una barrera virtualmente insuperable para los nuclidos alojados en las partículas de combustible.

La forma esférica de los elementos combustibles asegura estabilidad mecánica, mientras que el material de construcción, grafito, es extremadamente estable a altas temperaturas y muy resistente contra ataques químicos.

Aún si un solo elemento combustible de una carga completa del reactor, consistente en aproximadamente 456,000 elementos individuales, se rompiera, la liberación de nuclidos radiactivos seguiría siendo insignificante. El combustible contenido en el elemento roto aún estaría dividido en 15,000 partículas individualmente encapsuladas con materiales cerámicos. Así, la destrucción de un solo elemento combustible resultaría en, a lo mucho, la liberación de una minúscula fracción de los nuclidos radiactivos presentes en él.

3.3.5 Manejo de Desechos Radiactivos

Un buen programa de manejo de desperdicios debe asegurar que la generación de desperdicios radiactivos se minimice a lo largo de la vida útil de la planta. El programa provee reglas para el procesamiento, acondicionamiento, manejo y almacenamiento de los residuos, limitando así la dosificación radiológica a que se expone al personal de la planta, el público en general y el medio ambiente.

Actualmente una planta nuclear produce mucho menos residuos que una planta de combustibles fósiles que genere la misma cantidad de energía eléctrica. Un kilogramo de uranio natural puede generar la misma cantidad de energía que 17 toneladas de carbón con un desperdicio en cenizas de hasta 40% [30].

El PBMR generará alrededor de 19 toneladas de combustible gastado por año, de las cuales menos de una tonelada es uranio agotado [30]. El combustible gastado es mucho más fácil de almacenar que las barras de combustible de un reactor de agua presurizada, ya que el encapsulado de carburo de silicio mantendrá los productos radiactivos en decaimiento aislados aproximadamente durante un millón de años. Este es un periodo de tiempo mucho mayor que cualquiera de los periodos de actividad de los productos radiactivos, incluido el plutonio.

Durante la vida útil de la planta no es necesario retirar el combustible gastado de las inmediaciones de la planta, ya que su diseño cuenta con suficientes tanques de almacenamiento para el combustible gastado durante los 40 años de su vida útil. Terminado el ciclo de vida de la planta, el combustible utilizado permanece en el sitio durante otro periodo de 40 años, permitiendo así de forma segura el decaimiento de la reactividad. Pasados así 80 años, se debe disponer de un depósito final para el combustible gastado.

El PBMR no requiere de mantenimiento frecuente, lo que asegura que la cantidad producida de residuos de bajo e intermedio nivel es bastante limitada. Éstos serán almacenados en barriles de acero diseñados de acuerdo a los estándares y disposiciones internacionales de la Agencia Internacional de Energía Atómica (International Atomic Energy Agency, IAEA).

La posibilidad de reprocesar el combustible gastado no es viable debido al elevado nivel de quemado del uranio, es decir, la cantidad de combustible residual (uranio reutilizable) y de plutonio producido es insignificante para el elevado costo que implicaría su reprocesamiento.

Sistema de Manejo de Desechos (Waste Handling System, WHS)

Este sistema se ha definido como uno de los sistemas auxiliares en el proceso de generación de energía para el manejo y almacenamiento de todos los desechos de bajo e intermedio nivel radiactivo generados durante la operación normal, mantenimiento, y cerrado de la planta.

Consiste de tres subsistemas: Sistema de manejo de desechos gaseosos, Sistema de manejo y almacenamiento de desechos sólidos y Sistema de manejo y almacenamiento de desechos líquidos.

- Manejo de desechos gaseosos

La liberación de actividad gaseosa en la planta se ha basado en una pérdida de 0.1% del volumen primario de helio contenido en el sistema por día [23]. La concentración de actividad en gas es el derivado de los valores calculados para el HTR-Modul.

Todas las liberaciones se llevan a cabo por medio del sistema de ventilación del modulo a 20 m sobre el nivel del suelo y los factores de disolución son específicos de acuerdo con el diseño del sistema de ventilación. [23]

La Tabla 3.5 muestra un estimado conservador de las tasas anuales de liberación de gases radiactivos del módulo, con capacidad de 170 MWe, en el aire circundante.

Tabla 3.5 Estimado de las Tasas Anuales de Liberación de Radionuclidos Gaseosos

Radionuclido	Liberación Anual de Actividad por Módulo (Bq por año)
Gases Nobles	4.40E+11
Argón 41	8.00E+12
Iodo 131	1.50E+07
Suma de Aerosoles de Larga Vida (Vida Media >10 días): Co-60, Ag-110m, Cs-134, Cs-137, Sr-90	2.40E+07
Tritio	5.40E+12
Carbono 14	3.20E+11

Fuente: PBMR Pty. © 2003

- Manejo y almacenamiento de desechos sólidos.

Los desechos sólidos generados en la planta consisten de:

- Ropas.

- Materiales de limpieza.
- Sistemas, estructuras y componentes inservibles, contaminados y activados.
- Partes reemplazables contaminadas como los filtros (compresibles y no compresibles).
- Residuos de actividades de descontaminación.
- Residuos del laboratorio analítico.

El volumen anual de desechos sólidos producidos por un módulo, asumiendo un radio de compactación de 5:1, se estima en aproximadamente 10 m³ almacenados en 50 x 0.21 m³ barriles de almacenamiento que están calificados y clasificados por las normas impuestas por IAEA [23]. En los casos en los que los residuos no puedan ser compactados o almacenados en este tipo de barriles debido a su actividad, tasa de dosificación o tamaño físico, se emplearán contenedores apropiados para el material de que se trate. El uso de contenedores de concreto no está contemplado.

La prensa empleada para compactación, así como los barriles de residuos, acumulados en un periodo de tres años, se almacenarán en un depósito para residuos de bajo nivel dentro del mismo edificio del módulo.

El costo por barril es aproximadamente de US\$ 75.00 (incluyendo el manejo y la compactación) y el costo por transportación oscila en los US\$ 25.00, lo que equivale a US\$ 15,000.00 por tres años y a US\$ 200,000.00 durante los 40 años de operación de la planta. [23]

Para realizar el cálculo del costo de almacenamiento de desechos por unidad de energía eléctrica generada debemos considerar que el ciclo de operación del PBMR es de 6 años, deteniendo su operación para llevar a cabo tareas de inspección y mantenimiento por un lapso de 55 días, con lo cual su factor de capacidad (F_C) se puede obtener de la siguiente forma:

Días totales del ciclo de operación = 6 años x 365 días = 2,190 días

Días efectivos de operación por ciclo = 2,190 días – 55 días = 2,135 días

$F_C = \text{Días efectivos de operación por ciclo} / \text{Días totales del ciclo de operación}$

$F_C = 0.97$ (asumiendo que el módulo opera a plena carga durante el ciclo completo)

Conocido el factor de capacidad es ahora posible obtener la energía generada durante los 40 años de operación de la planta (E):

$E = \text{Potencia nominal del módulo} \times F_C \times \text{Vida de útil de operación}$

$E = 170 \text{ MWe} \times 0.97 \times 40 \text{ años}$

$E = 6,596 \text{ MWe año}$

Así, el costo de almacenamiento de desechos por unidad de energía eléctrica generada resulta en:

$$\text{US\$ } 200,000.00 / 6,596 \text{ MWe año} = \text{US\$ } 30.32 \text{ por MWe año}$$

- Manejo y almacenamiento de desechos líquidos.

Los desperdicios líquidos generados durante la operación de la planta serán drenados o bombeados, dependiendo del origen del líquido y de la posición de tanques de recolección, hacia un recolector central en el área de almacenamiento del edificio.

El nivel de radiactividad, contenido de radionuclidos y composición química de los líquidos deberá ser medido y tratado debidamente para hacer del desecho un material apropiado para ser descargado al medio ambiente, cuando así sea posible asegurando y garantizando que el desecho que se pretenda descargar sea inofensivo y su impacto sea mínimo en el medio ambiente.

La Tabla 3.6 muestra un estimado de las cantidades y fuentes de desechos radiactivos generados por la planta.

Tabla 3.6 Estimado de Desechos Radiactivos Sólidos y Líquidos Producidos en el PBMR

Tipo de Desecho	Nivel de Actividad	Actividad	Fuentes	Medidas Aplicadas	Cantidades Anuales
Sólido	Bajo	No aplicable	Seguridad personal (actividades de mantenimiento y vestido, ej. Guantes, calzado, etc.).	Compactación y almacenamiento en barriles de acero almacenados temporalmente en los edificios del módulo o de servicio.	
	Medio	No aplicable	Instalaciones de descontaminación. Partes o componentes activados.	Compactación, mezclados con concreto y almacenamiento en barriles de concreto almacenados temporalmente en los edificios del módulo o de servicio.	50 x 0.21 m ³ barriles
			Filtros del sistema de ventilación y aire acondicionado, instalaciones de descontaminación y sistema de manejo y almacenamiento de desechos líquidos.	Compactación, mezclados con concreto y almacenamiento en barriles de concreto almacenados temporalmente en los edificios del módulo o de servicio.	
Líquido	Bajo	Activo	Instalaciones de descontaminación y laboratorios.	Almacenamiento en tanques de monitoreo previo a su tratamiento y/o liberación al medio ambiente.	480 m ³
			Lavandería.	Almacenamiento en tanques de monitoreo previo a su tratamiento y/o liberación al medio ambiente.	500 m ³
		Posiblemente Activo	Regaderas (seguridad personal y emergencias) y cuartos de lavado.	Almacenamiento en tanques de monitoreo previo a su tratamiento y/o liberación al medio ambiente.	100 m ³

Fuente: PBMR Pty © 2003

3.4 Requerimientos de los Sitios Probables de Instalación

3.4.1 Requerimientos para la Instalación de la Planta PBMR

El sitio que ocupan las centrales nucleoelectricas es seleccionado por tener óptimas características geológicas, sísmicas, hidrológicas y meteorológicas. Se realizan estudios en un radio de varios cientos de kilómetros de geología continental y marítima, así como de sismicidad histórica e instrumental.

Adicionalmente, el diseño y construcción se realiza para que las estructuras y el equipo de la planta puedan resistir sin daño alguno una aceleración horizontal máxima del terreno de un factor "G" o gravedad, considerando un movimiento telúrico que no podría resistir ninguna otra construcción en los alrededores.

Para el diseño del edificio de un módulo PBMR se requiere investigar cada sistema para determinar las condiciones de operación normal así como las condiciones críticas. El efecto de estas condiciones se traduce en cargas físicas concentradas y/o en cargas de presión, térmicas, dinámicas y/o impactos en las cargas, lo cual puede ser usado directamente en el análisis exhaustivo de los edificios. En casos donde fuerzas extremas se desarrollen bajo situaciones críticas, deberán ser implementadas medidas de mitigación para reducir la carga. Un ejemplo típico de esto lo proporcionan los paneles de liberación de carga los cuales serán incorporados en elementos estructurales del módulo para mitigar los efectos de la sobrepresión en la estructura y los sistemas de la planta como un resultado de la despresurización del sistema de alta presión. La estructura será construida con una redundancia tal que se asegure su integridad en un evento crítico.

Se asumirá llevar a cabo un análisis dinámico del edificio para evaluar los efectos de excitación en sistemas de la planta debidos al diseño de carácter sísmico. Para el diseño sísmico de la planta y sistemas soportados en el edificio, se requiere que el historial de la respuesta de espectro y tiempo sea desarrollado en los distintos pisos del edificio. El Sistema Central de Potencia y la Vasija de Presión del Reactor están localizados cerca del centro de gravedad del módulo para reducir los efectos de torsión inducidos por un sismo. Al determinar la respuesta dinámica del edificio del módulo bajo excitación sísmica, los efectos de la rigidez de los cimientos serán tomados en consideración. Los efectos de la interacción de la estructura del suelo también serán examinados.

La excavación para el edificio del módulo tiene que ser diseñada conociendo las propiedades del suelo, de los cimientos y del nivel freático. Los cimientos del edificio del módulo serán diseñados para soportar adecuadamente al PBMR bajo todas las condiciones de carga. Los efectos de descargar y volver a cargar durante la excavación, desasolve y fases de construcción, junto con una estimación del establecimiento de los cimientos serán examinados tomando en cuenta la variación de los materiales de la superficie según su profundidad. La estabilidad de los cimientos será examinada en términos de su capacidad de resistencia, deslizamiento y de elevación bajo presión hidrostática.

Para calcular los riesgos en la planta PBMR, se requiere conocer los siguientes datos:

- Datos meteorológicos.
- Datos sísmicos.
- Datos ambientales.
- Datos de corrosión potencial.
- Datos del agua de enfriamiento.
- Datos hidrológicos.

Para analizar la disposición final del sitio y establecer condiciones extremas de carga, los siguientes análisis de riesgo deben llevarse a cabo [23]:

- Análisis de riesgo sísmico para el sitio específico incluyendo un estudio sismotectónico.
- Análisis de riesgo Tsunami/Seiche.
- Análisis de riesgo de inundación.
- Análisis de riesgo de proyectil interno.
- Análisis de riesgo de proyectil externo.
- Otros análisis de riesgo incluyendo explosión y fuego.

3.4.1.1 Análisis de Sismicidad y Estudio de Suelo

3.4.1.1.1 Regiones Sísmicas en México

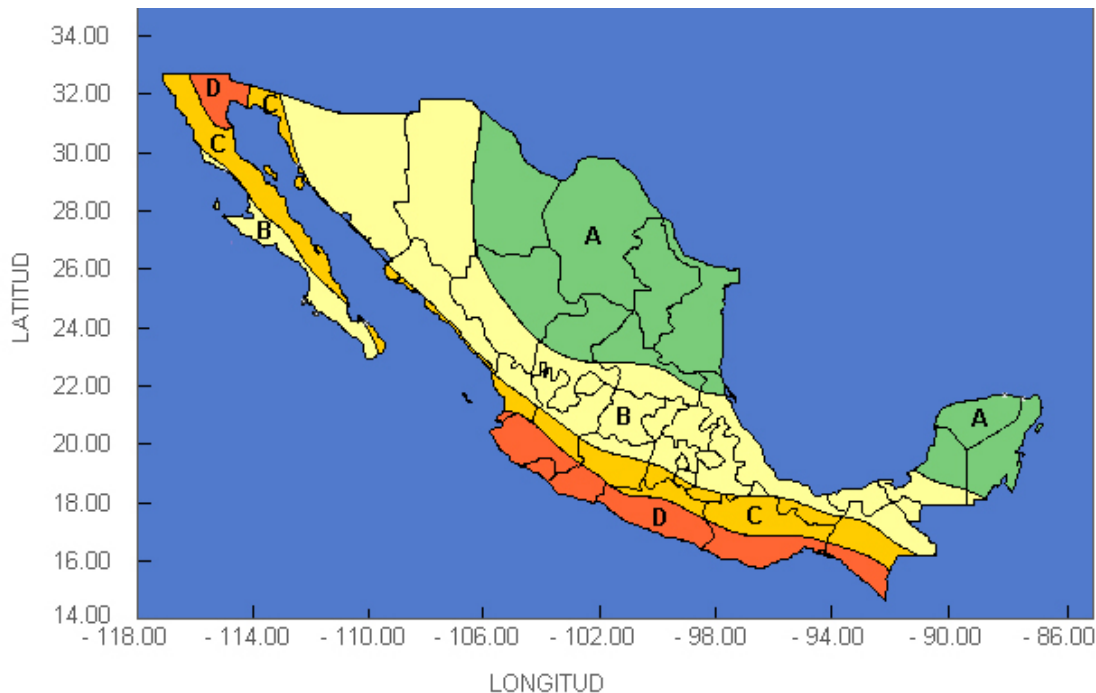


Figura 3.12 Regionalización Sísmica de la República Mexicana

Fuente: Manual de diseño de Obras Civiles (Diseño por Sismo) de la Comisión Federal de Electricidad.

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas (con fines de diseño antisísmico) [31]. Para realizar esta división (Figura 3.12) se utilizaron los catálogos de sismos de la República Mexicana desde inicios del siglo XX, grandes sismos que aparecen en los registros históricos y los registros de aceleración del suelo de algunos de los grandes temblores ocurridos en el siglo XX. Estas zonas son un reflejo de qué tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo.

La zona A es una zona donde no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de movimientos telúricos.

La zona D es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

Las otras dos zonas, B y C, son zonas intermedias donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por aceleraciones que no sobrepasan el 70% de la aceleración de la gravedad.

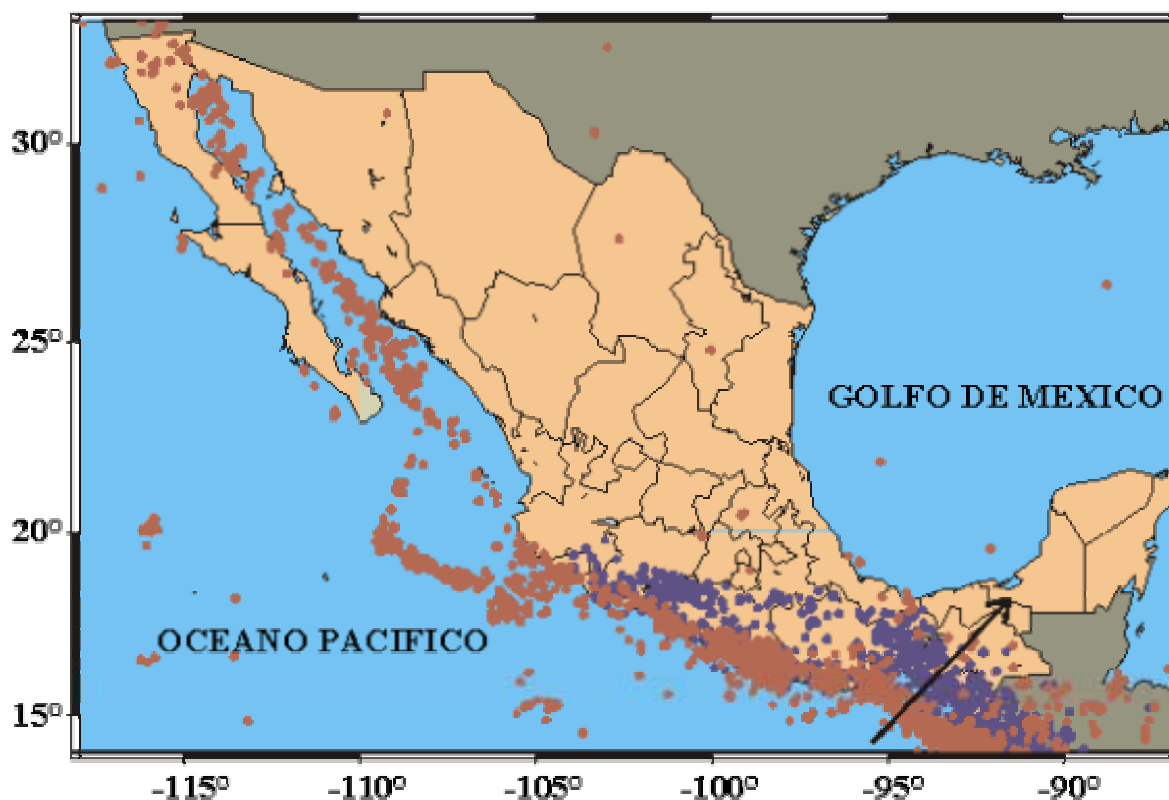


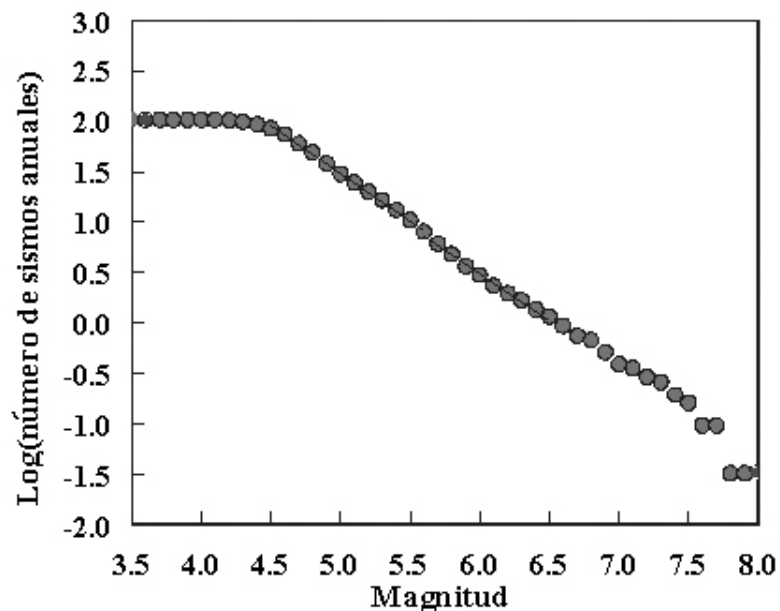
Figura 3.13 Sismicidad en México entre 1964 y 1995, con Magnitud Mayor a 4.5 °Richter

Fuente: Servicio Sismológico Nacional, 2003

El territorio mexicano se encuentra dividido entre cinco placas tectónicas [32]. El movimiento relativo entre estas placas ocasiona uno de los peligros sísmicos y volcánicos más altos del mundo. En la Figura 3.13 se muestran los sismos con magnitudes mayores o iguales a 4.5 localizados en la República Mexicana entre 1964 y 1995. Los puntos color marrón representan sismos superficiales (profundidades menores a 50 km), mientras que los morados representan sismos con profundidades mayores a 50 km.

La mayoría de los sismos localizados se concentran a lo largo de las fronteras entre las placas tectónicas, sin embargo, pueden notarse unos pocos sismos al interior del continente, en regiones alejadas de estas fronteras tectónicas, principalmente a lo largo de la faja volcánica, donde se concentra la mayor población de México.

La Figura 3.14 muestra una gráfica de la distribución de sismos con la magnitud para un catálogo compilado entre 1964 y 1995 [32]. Esta gráfica permite encontrar valores promedio de la sismicidad en la República Mexicana durante este período. Por ejemplo, se obtiene un valor de 100 sismos al año con magnitudes de 3.5 a 4.5 (en la escala de Richter), 3 sismos al año con una magnitud de 6, un sismo de 6.5 y menos de un sismo al año igual o mayor de 7.5. Aunque estos son sólo valores promedio para todo el país, permite estimar el peligro sísmico asociado.



**Figura 3.14 Gráfica de Distribución de Sismos de 1964 a 1995:
Logaritmo del Número de Sismos Anuales vs Magnitud en la Escala de Richter**

Fuente: Servicio Sismológico Nacional, 2003

El mayor peligro lo presentan los sismos que ocurren a lo largo de las costas del Pacífico, entre las ciudades de Puerto Vallarta y Tapachula [33]. No sólo se producen sismos con mayor frecuencia, sino también los mayores sismos registrados en México tienen su ocurrencia entre estas dos poblaciones (Figura 3.15). Estos sismos, que por su cercanía a las costas representan un grave peligro a las poblaciones costeras, también afectan al Valle de México, como se ha

constatado durante los grandes sismos de 1911, 1957, 1979 y 1985. Esta influencia de los sismos costeros sobre la ciudad de México, que se encuentra a más de 200 km de la costa, se debe a las condiciones del suelo sobre el que se desarrolló la ciudad.

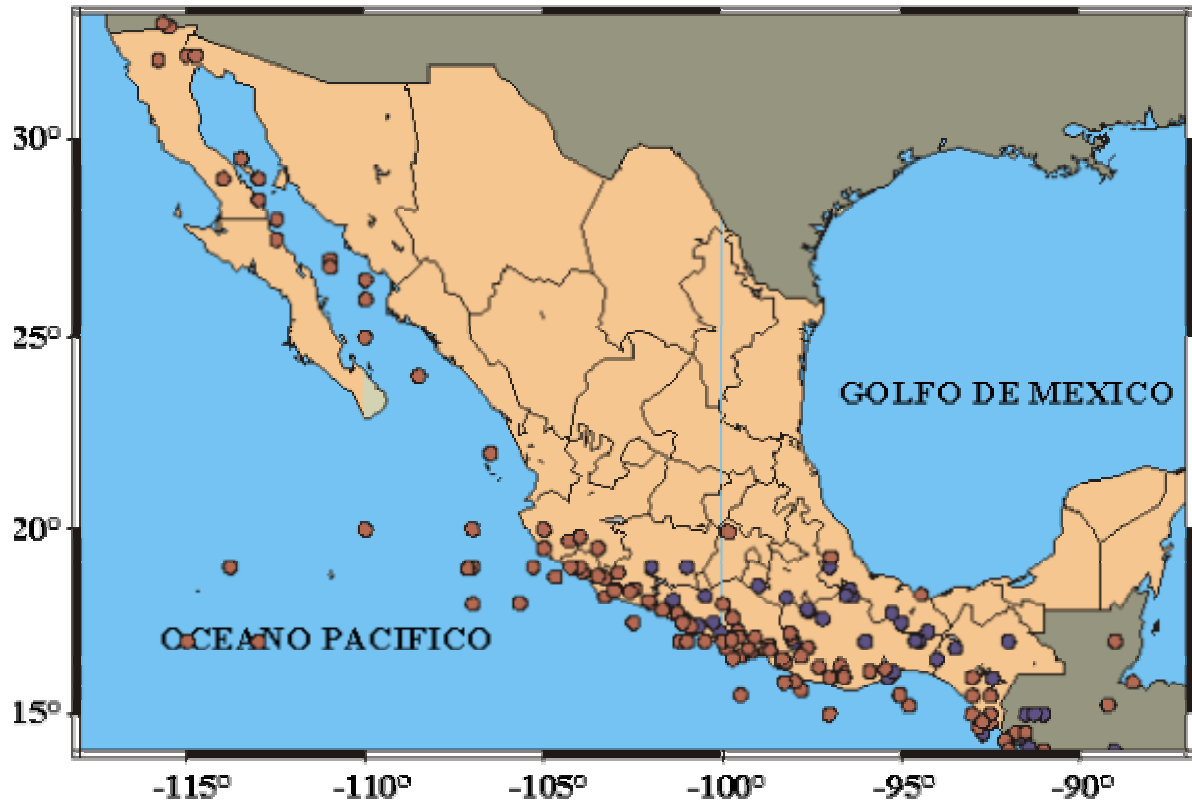


Figura 3.15 Los Grandes Sismos del Siglo XX (Mayores a 6.5 ° Richter)

Fuente: Servicio Sismológico Nacional, 2003

En la Figura 3.16 se muestran las zonas de ruptura de algunos de los sismos más significativos que han ocurrido durante el presente siglo. Estos se localizan frente a las costas del Océano Pacífico y son producto de la subducción de la placa oceánica bajo la placa continental. Los eventos ocurren a lo largo de la falla o interfase entre dichas placas denominada Fosa Mesoamericana. La falla se extiende desde Puerto Vallarta en Jalisco, hasta el sur de Costa Rica en Centroamérica. Las zonas de ruptura de los grandes sismos llegan a alcanzar hasta 200 km como en el caso del mayor sismo registrado por instrumentos durante el siglo XX, el sismo de 1932 frente a las costas de Jalisco [32]. Otros sismos de apreciable tamaño son los sismos de Michoacán de 1985 y el de Oaxaca de 1965. La mayor parte de esta zona de falla se ha roto por un gran sismo.

Se notan varias brechas en la Figura 3.16, dos pequeños segmentos, uno frente a las costas de Colima-Michoacán, y otro frente al Istmo de Tehuantepec, de los cuales no se tiene información histórica de la ocurrencia de un gran sismo en el pasado. Es posible que estas zonas sean asísmicas, esto es, la energía elástica acumulada no se libera a través de grandes sismos.

El otro segmento importante que se enfatiza en la misma figura es la brecha de Guerrero. En este segmento si tenemos conocimiento de sismos ocurridos en el pasado, entre 1909 y 1911 se produjeron varios sismos con magnitudes mayores a 7.5 °Richter [32], que pudieron haber fracturado este segmento de la falla, sin embargo la escasa información con que se cuenta no permite definir las zonas de ruptura de este segmento.

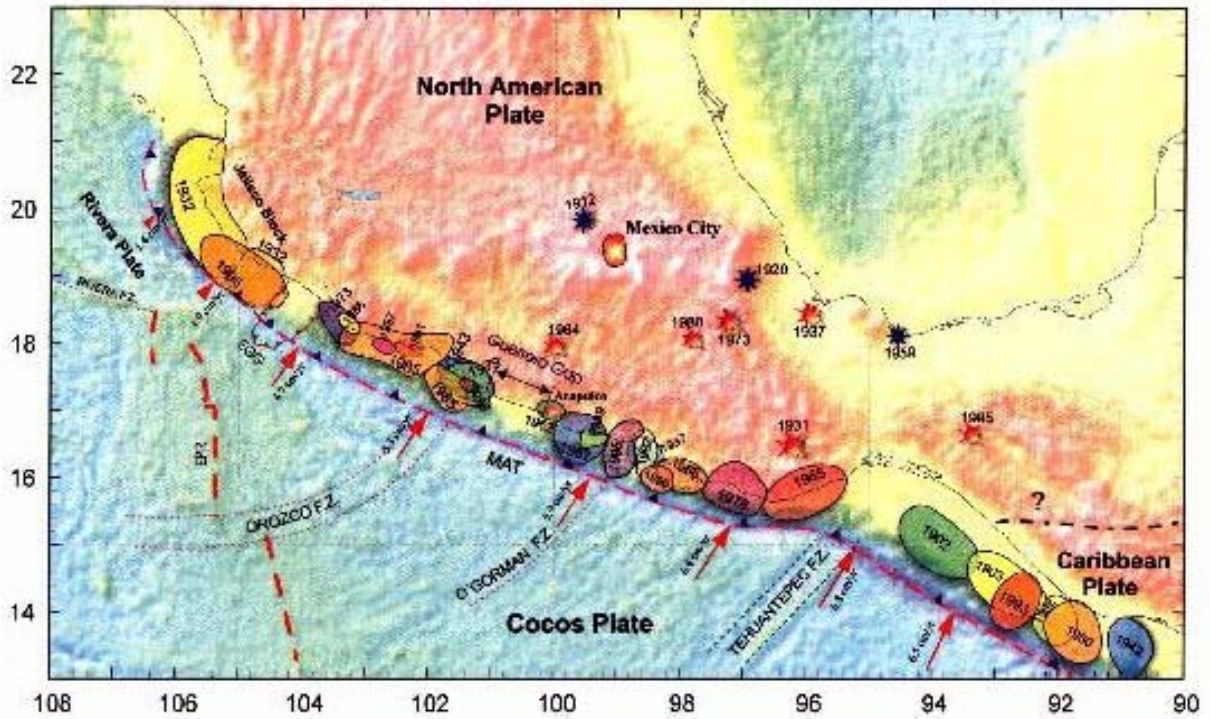


Figura 3.16 Zonas de Ruptura de los Grandes Sismos del Siglo XX

Fuente: Servicio Sismológico Nacional, 2003

Este tipo de estudios permite definir las zonas liberadas de energía elástica, las regiones de mayor peligro sísmico, y la ubicación de los sismos que con mayor probabilidad ocurrirán en un futuro.

Otro peligro para las grandes ciudades asentadas a lo largo de la faja volcánica son los sismos que ocurren a profundidades mayores a 50 km. Estos sismos se localizan dentro de las placas oceánicas que subducen bajo el continente. La Figura 3.13 muestra cómo se distribuyen estos sismos bajo el estado de Chiapas y en la Figura 3.16 se representan como estrellas rojas los sismos más significativos que ocurrieron durante el siglo XX en esta región. Grandes sismos a estas profundidades han provocado en el pasado daños a las ciudades de Morelia y México (1858), Oaxaca (1931), y Orizaba (1973) [32].

En la Figura 3.16 se muestran los sismos importantes que ocurrieron durante el siglo XX, dentro del continente y a profundidades someras (estrellas azules). La magnitud de estos sismos rara vez llega a sobrepasar la magnitud 7.0, y su ocurrencia es mucho más esporádica que los

sismos de la costa. Sin embargo, debido a lo superficial de la fuente y la cercanía de las grandes poblaciones, estos sismos representan uno de los mayores peligros para México.

En situación especial se encuentran las ciudades industriales de Tijuana, Tecate, Mexicali y otras de Baja California, que se ubican sobre la frontera de placas entre el Pacífico y Norteamérica. Estas ciudades comparten peligros similares a las ciudades de Los Ángeles y San Francisco en los Estados Unidos de América (Figura 3.15).

3.4.1.1.2 Razones de Estudio del Modelo Sismotectónico

Un modelo sismotectónico establece un marco regional donde un terreno tectónico puede ser caracterizado por una combinación de parámetros tales como litología, metamorfismo, edad, estructura y límites tectónicos, los cuales difieren significativamente en áreas adyacentes. El modelo también incluirá estructuras sísmicamente activas y la orientación del campo de esfuerzo neotectónico. La orientación de las principales direcciones de las fallas también juega un papel importante ya que esas fallas subparalelas al campo neotectónico pueden ser susceptibles a la reactivación y requerirán una evaluación más profunda.

Si un modelo tal puede ser formulado y es sustentable, entonces los eventos sísmicos que ocurran afuera de los límites del territorio tendrán muy poca probabilidad de ocurrir dentro y la energía sísmica podrá ser atenuada desde el límite del territorio hacia el sitio.

3.4.1.1.3 Evaluación de Riesgo Sísmico

El diseño a nivel sísmico a ser usado en la construcción de una planta nucleoelectrica puede ser calculado usando los métodos probabilístico o determinístico y ambos son generalmente empleados de manera conjunta. Ambos métodos están basados en el modelo sismotectónico de la región que incluya el área del sitio.

El enfoque sismotectónico está basado en la identificación de las estructuras sismogénicas así como en los terrenos tectónicos o sismotectónicos. Una vez hecho esto, los terremotos de máximo potencial relacionados con las estructuras y/o terrenos pueden ser evaluados.

Se asume que los terremotos ocurren en la más cercana aproximación de la estructura o terreno sismotectónico al sitio. Si el sitio está en un terreno sismotectónico, lo cual es generalmente el caso, el sismo asociado con este terreno se asume que ocurrirá en o cerca del sitio.

Un parámetro importante es la máxima magnitud, también conocida como “sismo de corte seguro” (safe shutdown earthquake) y es de primordial importancia.

Un sismo de corte seguro se define como aquel terremoto basado en una evaluación del máximo potencial sísmico considerando la geología regional y local. Es ese terremoto el que produce el máximo movimiento vibratorio del suelo para el cual los sistemas de estructuras y componentes son diseñados para permanecer funcionales. [23]

Los estudios geológicos y sismotectónicos son requerimientos para poder establecer instalaciones nucleares. Lo cual necesita que las investigaciones en las fallas superficiales deban

incluir la determinación de las condiciones litológicas, estratigráficas, hidrológicas y geológicas en el sitio y en el área circundante incluyendo su historia geológica.

Las fallas de longitudes mayores a los 300 m, con cualquier parte que esté dentro de los 8 km del sitio, pueden ser consideradas de importancia. Se deben listar todos los reportes históricos de terremotos que pueden ser asociados a fallas considerables mayores a los 300 m de longitud, así como cualquier parte que esté dentro de los 8 km del sitio, esto es parte de la prueba de riesgos sísmicos. [23]

Una falla puede considerarse “susceptible” si muestra evidencia de movimientos pasados de una naturaleza recurrente dentro de un periodo tal que sea razonable que interfiera en movimientos futuros en la superficie o cerca de ella. En las áreas altamente activas, donde los datos históricos y geológicos consistentemente revelan intervalos de recurrencia sísmica, períodos del orden de miles de años pueden ser apropiados para la prueba de capacidad (Pleistoceno - Holoceno). En áreas menos activas es probable que sean requeridos periodos más largos.

3.4.1.2 Clima y Temperatura

México presenta una gran variedad de climas. Al estar el país dividido por el Trópico de Cáncer, comprende dos zonas térmicas claramente diferenciadas. Sin embargo, teniendo en cuenta las distintas elevaciones de las cadenas montañosas o las regiones cercanas a los litorales, aparecen zonas con temperaturas extremas, áreas de clima desértico o muy húmedo (Figura 3.17 y Figura 3.18).

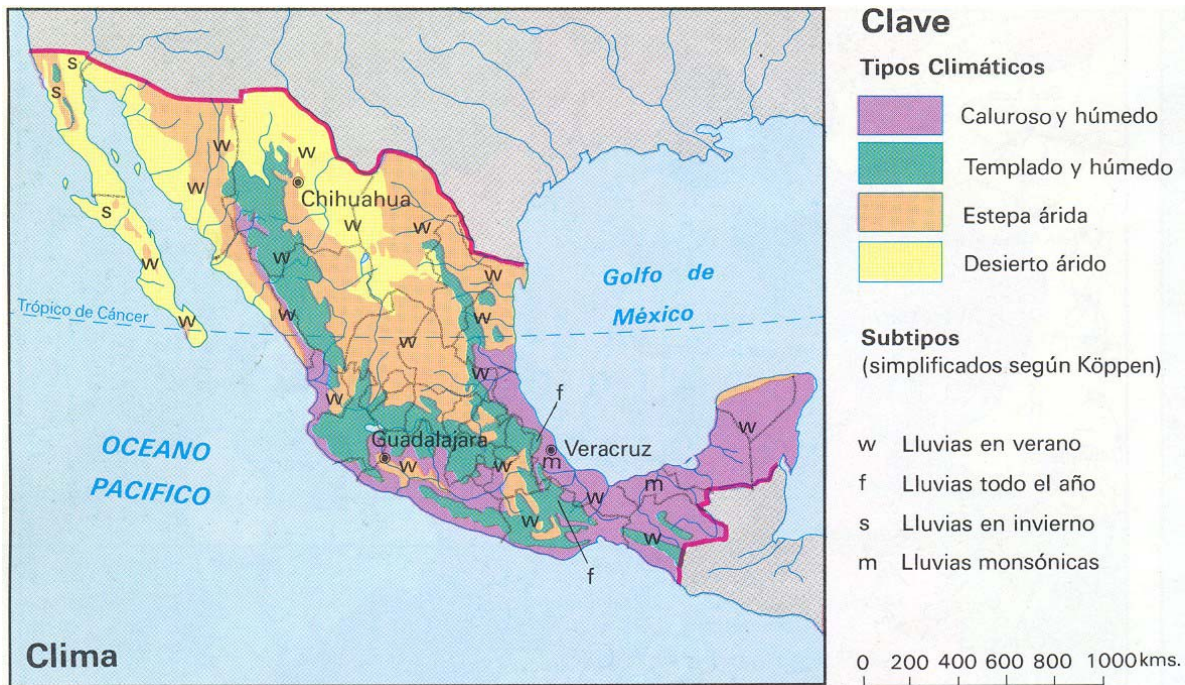


Figura 3.17 República Mexicana: Clima

Fuente: Atlas Universal Porrúa

La zona cálida comprende la planicie costera baja, que se extiende desde el nivel del mar hasta los 914 m de altitud. El clima es extremadamente húmedo, con temperaturas que oscilan entre los 15.6 y 38.9 °C. La zona templada se extiende desde los 914 hasta los 1,830 m, con temperaturas promedio de 16.7 °C en el mes de enero y de 21.1 °C en julio. La zona fría va desde los 1,830 m de altitud hasta los 2,745 m.

El clima templado subhúmedo o semiseco alcanza una temperatura media anual entre 10 y 20 °C, con lluvias o precipitaciones anuales que oscilan de los 600 a los 1,000 mm, concentrada en un periodo de 6 a 7 meses; en altitudes entre 1,500 y 3,000 m su distribución depende de la ubicación de las serranías más importantes. En estas áreas se suceden heladas todos los años.

Los climas cálido-húmedo y cálido-subhúmedo, con lluvias en verano o durante todo el año, y generalmente por encima de los 1,500 mm, presentan una temperatura media anual que varía entre los 24 y 26 °C; se dan en las vertientes del Golfo de México, del océano Pacífico, en el Istmo de Tehuantepec, en el norte del estado de Chiapas y en la península de Yucatán. En el trópico seco se desarrollan variantes de este clima, cuya extensión es la de mayor importancia en condiciones de climas cálidos extremos y precipitaciones muy bajas, con largos periodos de sequía; su área de distribución se enmarca en los declives de las sierras Madre Oriental y Madre Occidental, cuencas del Balsas y del Papaloapan, y en algunas zonas del istmo de Tehuantepec, Chiapas y península de Yucatán.

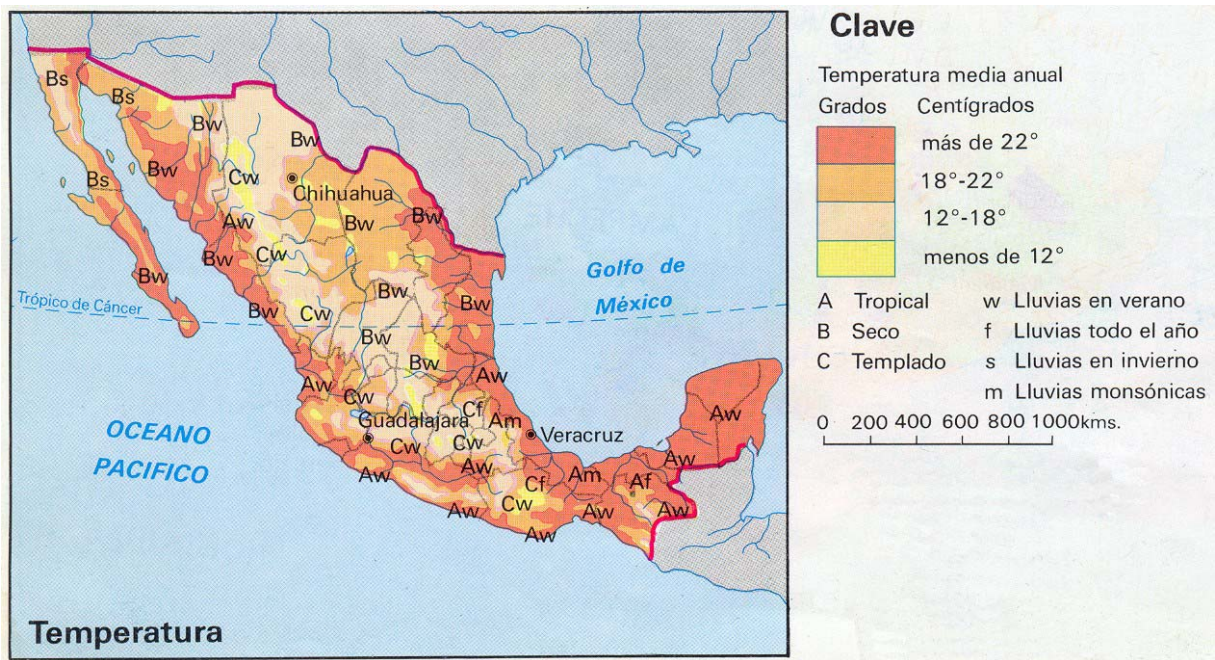


Figura 3.18 República Mexicana: Temperatura

Fuente: Atlas Universal Porrua

Finalmente, las zonas áridas son aquellas cuya precipitación pluvial es inferior a los 350 mm anuales, con una distribución muy irregular durante la época de lluvias, donde la temperatura

media anual varía entre los 15 y 25 °C. En general, estas áreas se localizan a partir de los 21° 30' de latitud norte.

La estación lluviosa se extiende entre mayo y octubre. Algunas regiones del sureste de México reciben entre 990 y 3,000 mm de lluvia al año. La precipitación promedio de las zonas templadas es inferior a los 635 mm anuales, en la zona fría es de unos 460 mm y en la zona semiárida del norte del país de 254 mm (Figura 3.19).

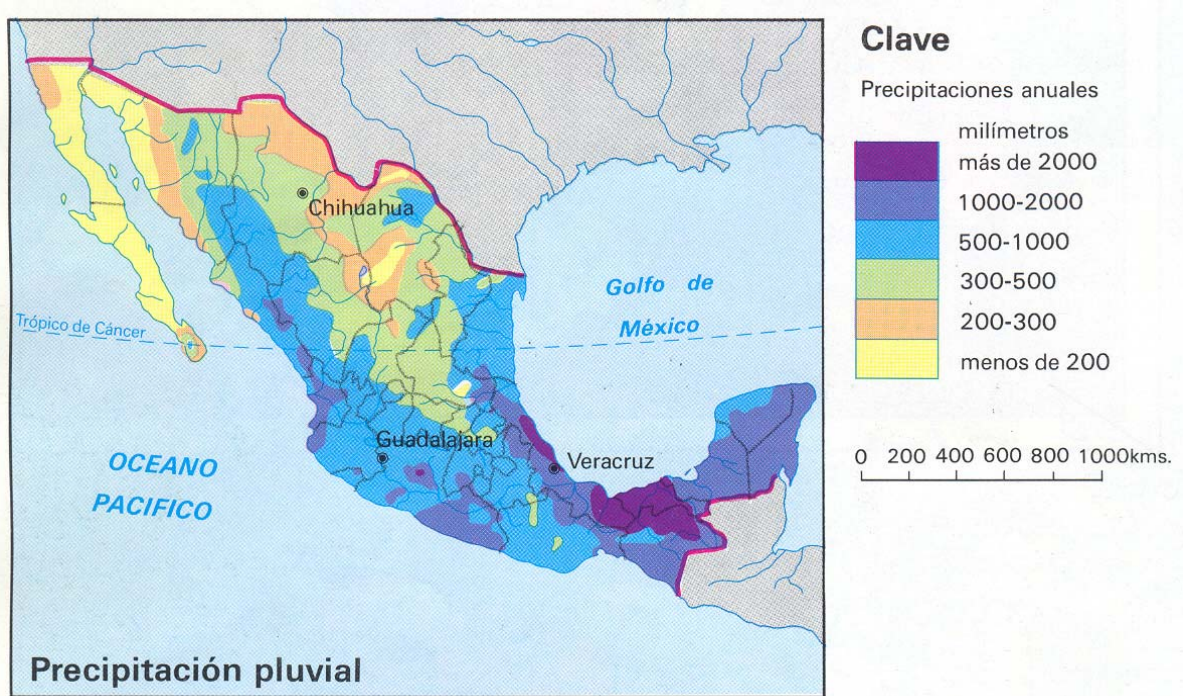


Figura 3.19 República Mexicana: Precipitación Pluvial

Fuente: Atlas Universal Porrúa

3.4.1.3 Hidrología y Agua de Enfriamiento

Los ríos son las corrientes de agua que fluyen sobre sus cauces. Pueden ser de dos tipos, según su estacionalidad: perennes, con agua todo el año, e intermitentes, con agua sólo en alguna parte del año, por lo general la época de lluvias. Los principales ríos (Figura 3.20), por su escurrimiento medio anual en millones de metros cúbicos, son los siguientes [34]: Usumacinta, 56,000; Papaloapan, 47,000; Grijalva, 25,000; Coatzacoalcos, 22,500; Balsas, 14,500; Bravo, 13,000; Pánuco, 12,000; Hondo, 11,000; Lerma-Santiago, 8,500; Tecolutla, 5,500; y Fuerte, 5,000. Los cuatro principales ríos llevan al Golfo de México un total de 2.2 millones de litros de agua cada segundo. El Usumacinta contribuye con 900,000, el Grijalva 700,000, el Coatzacoalcos 400,000 y el Papaloapan con 200,000. El río Bravo está considerado como uno de los más largos del mundo, tiene 2,800 km de longitud y un caudal máximo promedio cercano a los 120,000 litros por segundo.



Figura 3.20 República Mexicana: Principales Ríos

Fuente: INEGI, 2003

El agua que escurre en un río es captada en un área determinada, por lo general por la conformación del relieve. A esta área se le llama cuenca hidrológica. A su vez, las cuencas hidrológicas se agrupan en regiones hidrológicas. En la Figura 3.21 se presenta la división del país en cuencas hidrológicas, indicando la abundancia de agua en cada cuenca. Se ilustran en color rojo, las localidades con más de 500,000 habitantes hasta 1995, y en líneas de color azul los ríos más caudalosos del país. Se puede observar la relación entre los principales ríos y el nivel de escurrimiento superficial de la cuenca que ellos atraviesan. Las zonas representadas en color verde más claro tienen poca agua, y las más oscuras, la tienen en mayor cantidad. Los estados de Veracruz, Tabasco, Oaxaca y Chiapas, ubicados en las cuencas más húmedas, tienen un escurrimiento superficial mayor a los 10,000 litros por persona al año [35]. En cambio, estados como Baja California, Baja California Sur o Coahuila tienen un escurrimiento superficial disponible no mayor a los 200 litros por persona [35].



Figura 3.21 República Mexicana: Cuencas Hidrológicas

Fuente: INEGI, 2003

Una región hidrológica es la agrupación de varias cuencas hidrológicas con niveles de escurrimiento superficial muy similares. En México, las más húmedas son la número 30, llamada región del sistema Grijalva-Usumacinta, la número 29 o región del Coatzacoalcos, la número 28 o región del Papaloapan y la número 23, llamada también región de la Costa de Chiapas. Las regiones hidrológicas más secas del país son la número 2, llamada región del Vizcaíno, la número 3 o región de la Magdalena, la número 4 o región de la Laguna Salada, la región 8 o región Sonora norte y la región 35, llamada comúnmente región del Mapimí. Las más densamente pobladas son la 29, llamada también región Tuxpan-Nautla y la región número 12, conocida como Lerma-Santiago. Uno de cada cuatro habitantes en localidades con más de 100,000 habitantes vive en estas regiones hidrológicas (Figura 3.22). [36]



Figura 3.22 República Mexicana: Regiones Hidrológicas

Fuente: INEGI, 2003

3.4.1.4 Ambiente Oceanográfico y de Agua de Enfriamiento

Datos y características oceanográficas (físicas y químicas) son relevantes para la seguridad de la planta propuesta teniendo especial importancia lo siguiente:

- La posibilidad de inundación debido a mareas anormales y maremotos (Tsunamis). Garantizar que el suministro de agua de enfriamiento que pueda ser afectado por niveles de agua extremadamente bajos (seiche), obstrucción de la toma de agua de mar por arena, marea negra, desechos o detritos y obstrucciones causadas por fauna o flora marinas.
- El diseño, operación y mantenimiento del suministro de agua de enfriamiento a una máxima temperatura en correlación con los flujos térmicos.
- Liberación de vertidos residuales al mar (térmicos, radiactivos y químicos)

Los parámetros que deben ser revisados son:

- Altura de la marea (incluyendo la fuerza de las tormentas).
- Riesgo Tsunami.

- Altura de las olas, su periodo y dirección.
- Corrientes (de la costa y de mar adentro así como las de la superficie y subterráneas).
- Correlación entre el viento y la corriente.
- Temperatura del agua.
- Composición química del agua de mar.
- Arena en suspensión y el tamaño del grano.
- Movimiento de la playa y del lecho marino.
- Fallas marítimas.
- Efecto térmico, radiactivo y químico en organismos marinos causados por los vertidos.

3.4.1.5 Accesibilidad y Densidad Demográfica

El aspecto demográfico relaciona la distribución espacial de habitantes dentro de un área geográfica dada en el tiempo. Este tema es de particular relevancia para el desarrollo espacial así como la planeación de emergencias y de propósitos de evacuación en los alrededores de las centrales nucleoelectricas.

Los asuntos demográficos se relacionan estrechamente con la meteorología, la capacidad de la infraestructura (por ejemplo caminos, telecomunicaciones y servicios médicos) y la respuesta a emergencias (esto es personal y equipo). Un requerimiento especial para la licencia de operación de una central nuclear es la habilidad para demostrar la capacidad de manejar y de implementar un plan de emergencia bajo varios escenarios.

La República Mexicana tiene una superficie de 1,964,382 km² y cuenta con 97,483,412 habitantes [37]. La densidad demográfica correspondiente a cada Estado aparece a continuación en la Tabla 3.7.

Es de vital importancia conocer el crecimiento de la densidad demográfica de las zonas en las cuales se proyecte construir una central nucleoelectrica, de forma tal que se asegure la correcta planeación de un plan de emergencia, y que, después de construida la central y puesta en operación se conozcan estos datos demográficos para mantener actualizado y funcional el plan.

Tabla 3.7 Población Total por Entidad Federativa Según Sexo

Entidad Federativa	Población Total		
	Total	Hombres	Mujeres
Estados Unidos Mexicanos	97,483,412	47,592,253	49,891,159
01 Aguascalientes	944,285	456,533	487,752
02 Baja California	2,487,367	1,252,581	1,234,786
03 Baja California Sur	424,041	216,250	207,791
04 Campeche	690,689	344,334	346,355
05 Coahuila de Zaragoza	2,298,070	1,140,195	1,157,875
06 Colima	542,627	268,192	274,435
07 Chiapas	3,920,892	1,941,880	1,979,012
08 Chihuahua	3,052,907	1,519,972	1,532,935
09 Distrito Federal	8,605,239	4,110,485	4,494,754
10 Durango	1,448,661	709,521	739,140
11 Guanajuato	4,663,032	2,233,315	2,429,717
12 Guerrero	3,079,649	1,491,287	1,588,362
13 Hidalgo	2,235,591	1,081,993	1,153,598
14 Jalisco	6,322,002	3,070,241	3,251,761
15 México	13,096,686	6,407,213	6,689,473
16 Michoacán de Ocampo	3,985,667	1,911,078	2,074,589
17 Morelos	1,555,296	750,799	804,497
18 Nayarit	920,185	456,105	464,080
19 Nuevo Leon	3,834,141	1,907,939	1,926,202
20 Oaxaca	3,438,765	1,657,406	1,781,359
21 Puebla	5,076,686	2,448,801	2,627,885
22 Queretaro de Arteaga	1,404,306	680,966	723,340
23 Quintana Roo	874,963	448,308	426,655
24 San Luis Potosí	2,299,360	1,120,837	1,178,523
25 Sinaloa	2,536,844	1,264,143	1,272,701
26 Sonora	2,216,969	1,110,590	1,106,379
27 Tabasco	1,891,829	934,515	957,314
28 Tamaulipas	2,753,222	1,369,874	1,393,348
29 Tlaxcala	962,646	469,948	492,698
30 Veracruz-Llave	6,908,975	3,355,164	3,553,811
31 Yucatan	1,658,210	818,205	840,005
32 Zacatecas	1,353,610	653,583	700,027

Fuente: INEGI, 2000

Dentro de este aspecto también se deben considerar los distintos tipos de uso de suelo para los cuales existe ya un uso potencial en el país, como es el caso del suelo destinado a la agricultura, por mencionar algún ejemplo, ya que en la construcción de una central nuclear podría ser necesario la utilización de este tipo de suelos, de acuerdo con las necesidades de planeación y ubicación espacial (Figura 3.23).

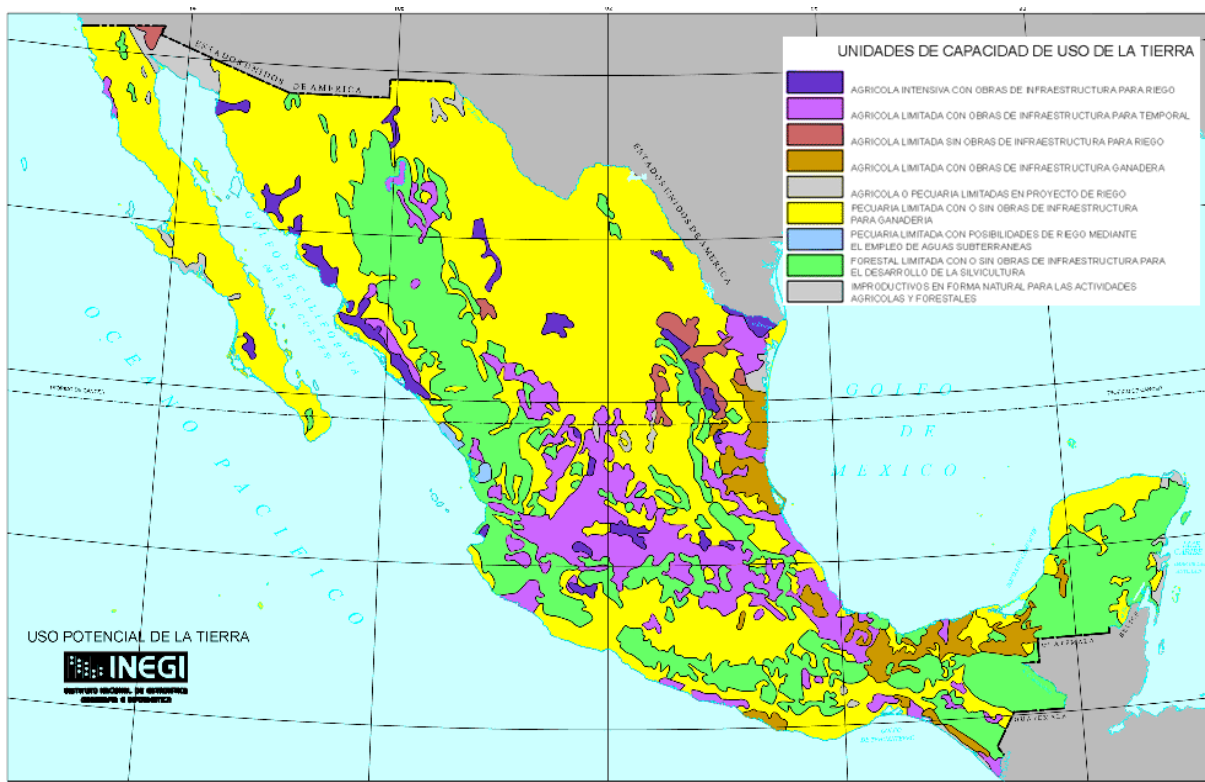


Figura 3.23 República Mexicana: Uso Potencial de la Tierra

Fuente: INEGI, 2003

3.4.2 Sitios Probables de Instalación de la Planta PBMR

Son muchas las características a tomar en cuenta para la puesta en marcha de cualquier planta de generación siendo éste un proyecto multidisciplinario en donde profesionales de distintas áreas realizan análisis exhaustivos en el área de construcción y la circundante. En el caso de una central nucleoelectrica los análisis se vuelven aún más exhaustivos y rigurosos, dadas las características del combustible y su operación, así como las medidas de seguridad que se deben implementar.

Siendo la sección anterior meramente ilustrativa de algunos de los aspectos a tomar en cuenta para la selección del sitio de construcción de una central nuclear, la sismicidad se tomará como uno de los parámetros más decisivos para proponer un sitio probable de instalación.

En la construcción de una central nuclear convencional el otro parámetro decisivo a considerar es la disponibilidad de una fuente estable de agua de enfriamiento, a pesar de que las características de seguridad inherente y su ciclo de enfriamiento por medio de helio hacen del PBMR un reactor no dependiente de forma directa de una fuente constante de agua de enfriamiento, consideraremos este factor como el siguiente en importancia para la selección de los sitios probables de instalación.

La Tabla 3.8 resume los sitios cuyas características los podrían llevar a ser considerados como adecuados para la instalación del PBMR.

Tabla 3.8 Sitios Probables para la Instalación del PBMR

Sitios Probables	Zona Sísmica	Clima	Precipitación Anual [mm]	Temperatura Media Anual [°C]	Vegetación	Suelo
Chihuahua	A y B	Desierto árido _(BW)	menor a 200	mayor 22	Matorral del desierto	Árido
Coahuila de Zaragoza	A	Estepa árida _(BW)	menor a 200	mayor 22	Matorral espinoso	Árido
Nuevo León	A	Estepa árida _(BW)	300	mayor 22	Matorral espinoso	Árido / Rico en materia orgánica
Tamaulipas	A	Estepa árida _(BW)	500	mayor 22	Matorral espinoso	Rico en materia orgánica
Durango	A y B	Estepa árida _(BW)	300	18	Matorral espinoso	Substrato calizo
Zacatecas	A y B	Estepa árida _(BW)	300	18	Matorral espinoso	Árido
San Luis Potosí	A y B	Estepa árida _(BW)	300	18	Matorral espinoso / Selva conífera	Árido
Yucatán	A	Caluroso húmedo _(AW)	1,000 a 2,000	mayor 22	Selva conífera	Substrato calizo
Campeche	A y B	Caluroso húmedo _(AW)	1,000 a 2,000	mayor 22	Selva ecuatorial	Rico en materia orgánica
Quintana Roo	A	Caluroso húmedo _(AW)	1,000 a 2,000	mayor 22	Selva ecuatorial	Substrato calizo
Sonora	B y C	Desierto árido / Estepa árida _(BW)	300 a 500	mayor 22	Matorral del desierto	Árido
Sinaloa	B y C	Estepa árida _(BW)	500 a 1,000	mayor 22	Matorral espinoso / subtropical sabana	Poco enriquecido
Guanajuato	B	Templado húmedo / Estepa árida _(BW)	500 a 1,000	12 a 18	Selva conífera	Rico en materia orgánica
Aguascalientes	B	Estepa árida _(BW)	500 a 1,000	12 a 18	Matorral espinoso	Árido
Querétaro de Arteaga	B	Estepa árida _(BW)	300 a 500	12 a 18	Matorral espinoso	árido
Hidalgo	B	Estepa árida _(CF)	500 a 1,000	menor a 22	Matorral espinoso	Poco enriquecido
Tlaxcala	B	Templado húmedo _(CW)	501 a 1,000	12 a 18	Selva conífera	Rico en materia orgánica
Puebla (zona norte)	B y C	Templado húmedo _(AM)	1,000 a 2,000	18 a 22	Selva conífera	Rico en materia orgánica
Veracruz-Llave (zona norte)	A y B	Caluroso húmedo _(AW)	1,000 a 2,001	mayor a 22	Subtropical sabana	Rico en materia orgánica
Tabasco	B	Caluroso húmedo _(AW)	mayor a 2,000	mayor a 22	Selva ecuatorial	Suelos de aluvión
Baja California Sur	B y C	Desierto árido _(BW)	200 a 300	mayor a 22	Matorral de desierto	Poco enriquecido

Aw: Tropical con lluvias en verano
 Bw: Seco con lluvias en verano
 Cf: Templado con lluvias todo el año
 Cw: Templado con lluvias en verano
 Am: Tropical con lluvias monsoonicas

La tabla anterior resume los Estados de la República Mexicana situados en las zonas sísmicas A y B, de éstos se elegirán aquellos en los que el acceso para el agua de enfriamiento no sea un obstáculo.

Las costas de Sonora y Baja California Sur que pertenecen en su mayor parte a la zona sísmica B y sólo una pequeña parte de sus territorios a la zona C, y Tamaulipas, perteneciente en toda su extensión a la zona sísmica A, son los estados que, por su situación geográfica, tendrían agua abundante y en el caso de las 2 primeras opciones, la temperatura baja del agua del Golfo de California, representa una ventaja extra en lo concerniente al agua de enfriamiento para el reactor. Para el caso de Tamaulipas, el Golfo de México sería una alternativa para cubrir la necesidad del agua y los ríos de este estado representarían otra opción.

Capítulo 4

Análisis Comparativo de las Tecnologías PBMR y BWR

4.1 Descripción General de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde

4.1.1 Localización Geográfica

La única central nucleoeléctrica de nuestro país, se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el km 42.5 de la carretera federal Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, cuenta con un área de 370 Ha. Geográficamente situada a 60 km al Noreste de la ciudad de Xalapa, 70 km al Noroeste del Puerto de Veracruz y a 290 km al Noreste de la Ciudad de México (Figura 4.1). [38]

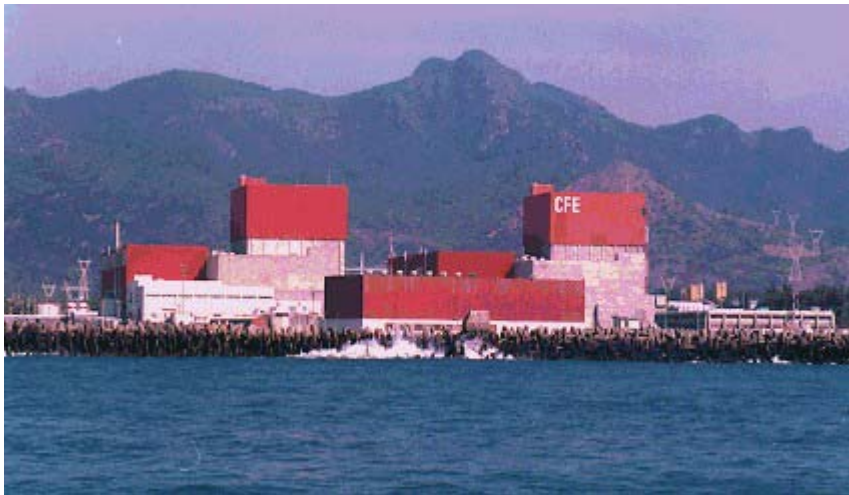


Figura 4.1 Central Nucleoeléctrica Laguna Verde

Fuente: CNSNS, 2003

Como se explicó con anterioridad, es de excepcional importancia la adecuada selección del sitio en el que se localizará una planta nucleoeléctrica. En el caso de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde en agosto de 1966, la Comisión Federal de Electricidad inició la investigación sobre la localización de sitios probables donde podría ubicarse la central [15].

Posteriormente dada la importancia de los factores sísmicos, se integraron en esta tarea el Instituto de Geofísica, el Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México y consultores internacionales expertos, algunos de ellos de la IAEA.

La selección de este emplazamiento tomó en cuenta factores aplicables a la localización de plantas convencionales, con la única salvedad de que tal sitio no se ve afectado por la ubicación de las fuentes de combustibles fósiles, además de los factores específicos de las plantas nucleares que incluyen desde las características de peso y volumen de los diversos elementos que conforman la planta hasta una serie de aspectos relacionados con la seguridad nuclear, utilizando las normas técnicas vigentes en Estados Unidos de América.

El objeto de esos primeros estudios era incluir las características de los sitios en las especificaciones que se hicieron llegar a los fabricantes y posibles proveedores de equipo.

El lugar donde se ubica la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde fue seleccionado por sus características técnicas y económicas favorables [39]:

- Es un área con una historia de poca actividad sísmica.
- Las condiciones del suelo permiten soportar edificaciones de gran peso.
- Dispone de grandes volúmenes de agua, al estar ubicado entre dos lagunas: Laguna Verde al norte y Laguna Salada al sur.
- Existe ahí un espacio libre aprovechable, lo que evita causar daños al ambiente o interferir la vida normal de los habitantes de la región.
- Es cercano a los centros de consumo.
- Es accesible a través de la carretera federal 180, que va de Nautla a Cardel y continúa hasta Veracruz.

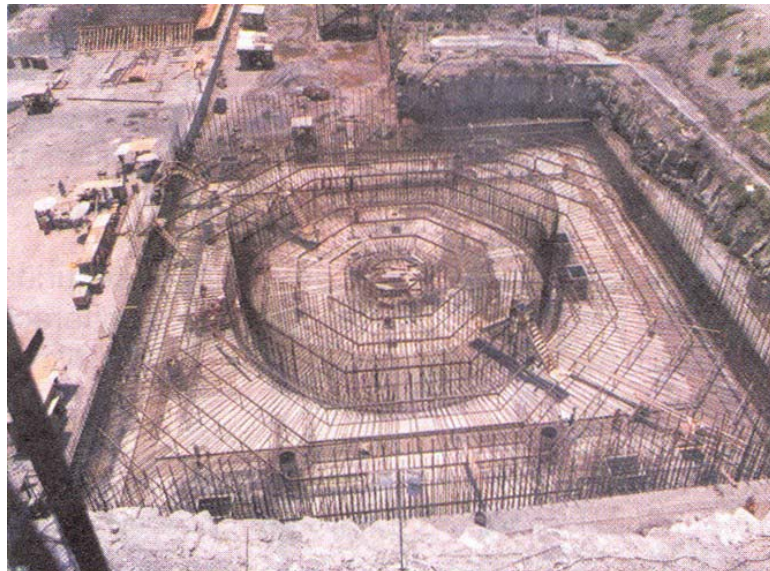


Figura 4.2 Cimentación de la Obra de la CNLV

Fuente: CFE, 2002

Para la toma de la decisión definitiva se tuvo en cuenta que muy probablemente, a la primera unidad, seguirían otras en plazos relativamente breves. El potencial de expansión y la facilidad de acceso por mar significaron ventajas muy importantes. También se analizó el comportamiento de los vientos durante huracanes o tornados y los posibles efectos de tsunamis, ya que es condición obligatoria de fundamental importancia, que de llegar a ocurrir cualquiera de estos fenómenos naturales en el transcurso de la vida activa de la central, sus distintas estructuras y edificios los soporten, sin menoscabo alguno de su seguridad.

Finalmente, el primer colado de concreto para la cimentación de la obra se realizó en el mes de octubre de 1976 (Figura 4.2). [15]

4.1.2 Capacidad de Generación e Interconexión al SEN

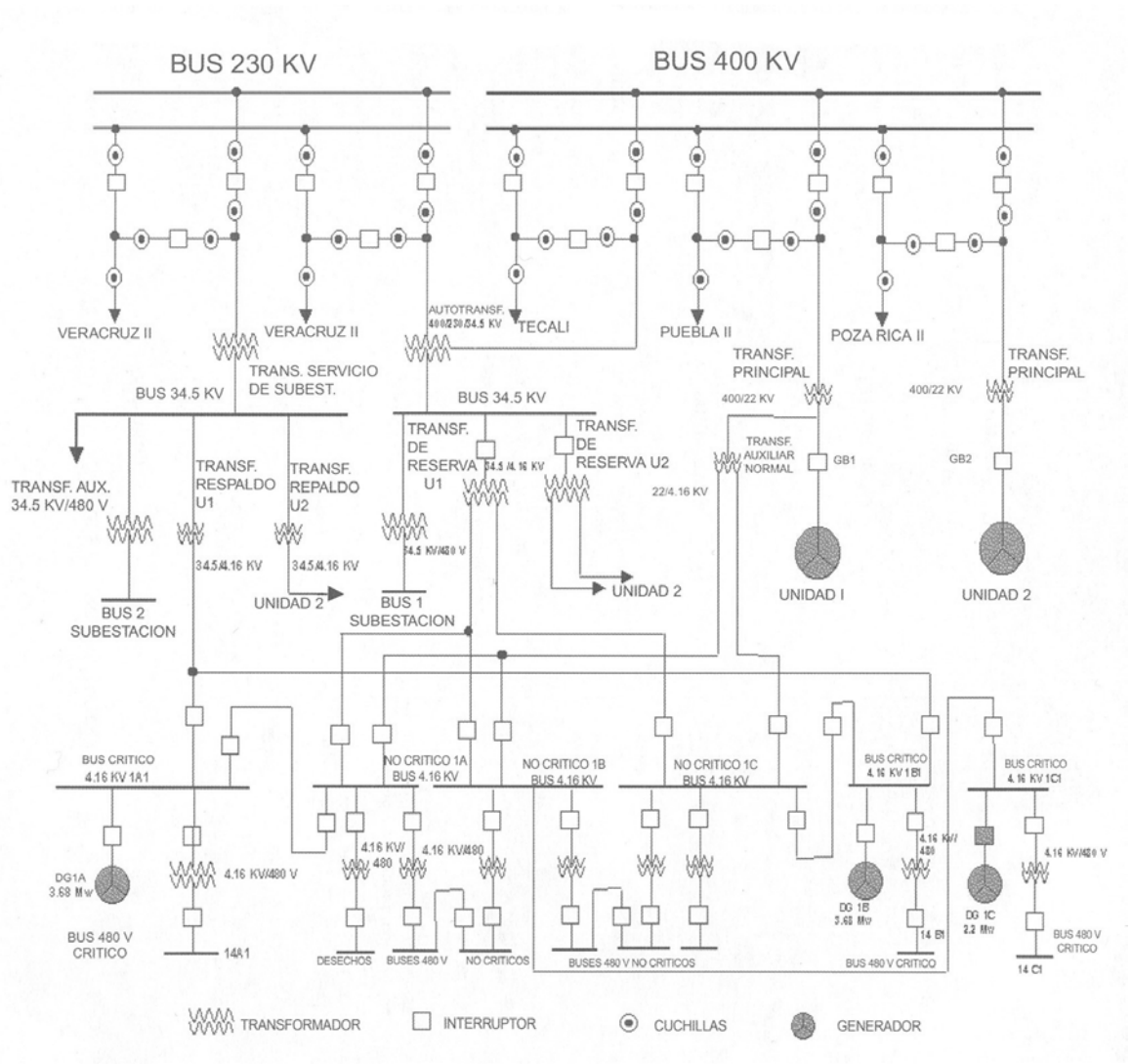


Figura 4.3 Diagrama Unifilar de la CNLV e Interconexión al SEN

Fuente: CFE, 2002

La Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV) cuenta con 2 unidades generadoras de 682.44 MW eléctricos cada una (Unidad 1 y Unidad 2) [15]. Los reactores fueron fabricados por General Electric, son del tipo BWR-5, con una contención tipo Mark II de ciclo directo; la unidad del turbogenerador fue suministrada por Mitsubishi Heavy Industries. Con la certificación del organismo regulador nuclear mexicano, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS), la Secretaría de Energía otorgó las licencias para operación comercial a la Unidad 1 el 29 de julio de 1990 y a la Unidad 2 el 10 de abril de 1995 [15].

La interconexión de la Subestación de la CNLV a la red eléctrica nacional se hace adecuando la tensión de salida de los transformadores principales de 22 kV, a la tensión de transmisión del sistema mediante dos líneas de transmisión de 230 kV a la Subestación Veracruz II, así como con 3 líneas de transmisión de 400 kV, una a la Subestación Puebla II, la segunda a la Subestación Tecali y la tercera a la Subestación Poza Rica II (Figura 4.3). [39]

Hasta septiembre de 2003 la Unidad 1 ha generado más de 60.0 millones de MWh, con una disponibilidad de 84.70% y un factor de capacidad de 80.79%; mientras que la Unidad 2 ha generado más de 39.3 millones de MWh, siendo su factor de disponibilidad de 84.51% y el de capacidad de 81.09%. Ambas unidades representan el 3.19% de la capacidad efectiva instalada de la Comisión Federal de Electricidad (incluyendo los productores externos), con una contribución a la generación del 5.06%. [1]

4.1.3 Principio de Operación y Ciclo Termodinámico

Los reactores BWR fueron diseñados originalmente por las compañías Allis-Chambers y General Electric. Actualmente algunas de las compañías que diseñan y fabrican reactores de este tipo en todo el mundo son ASEA-Atom, Kraftwerk Union y Hitachi. Estos reactores se pueden encontrar en operación en países tales como Finlandia, Alemania, India, Japón, los Países Bajos, España, Suecia, Suiza, Taiwán, Estados Unidos de América y México. [40]

La temperatura de operación de este tipo de reactores es del orden de los 290 °C produciendo así vapor a una presión de 6.89 MPa [40]. Al igual que en los reactores PWR, la eficiencia de estas unidades generadoras es del orden de 33% [15].

El fluido principal ó refrigerante de este tipo de reactor es agua, la cual debe ser de alta pureza química, debido a que actúa como medio de enfriamiento del núcleo.

El agua refrigerante sigue un circuito cerrado, a través del cual extrae el calor que se produce por la reacción de fisión en el núcleo, y luego transporta esa energía térmica hacia la turbina donde se convierte en energía eléctrica. Posteriormente regresa al reactor para volver al núcleo y así sucesivamente.

Para realizar la explicación del ciclo termodinámico comenzaremos por las tuberías de entrada a la vasija del reactor. Dentro de la vasija el agua entra de manera homogénea al núcleo y pasa del estado líquido al gaseoso formando vapor de agua. Este vapor así generado pasa a través de un conjunto de separadores y secadores de vapor donde se elimina la humedad y se obtiene un vapor seco con una calidad del 99.7% [39]. El vapor seco es conducido a la turbina de alta presión por medio de las tuberías de vapor principal.

De la turbina de alta presión el vapor pasa hacia un separador de humedad y secador para luego dirigirse a la turbina de baja presión. La energía cedida por el vapor en las turbinas es convertida en energía eléctrica en el turbogenerador.

El vapor que sale de la turbina de baja presión es convertido en agua en el condensador principal, el cual opera al vacío y es enfriado por agua de mar, en el caso de la CNLV. El caudal de aproximadamente $28 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua de enfriamiento fluye por los tubos del condensador a presión atmosférica, no entrando en contacto con el agua desmineralizada del reactor [15]. El agua de mar se descarga a un canal abierto de 1,680 m de longitud, para disipar el calor adquirido en el condensador antes de incorporarse de nuevo al Golfo de México [15].

Al salir el agua desmineralizada del condensador pasa por un tratamiento químico desmineralizador para alcanzar nuevamente el alto grado de pureza requerido.

El agua es precalentada y bombeada de regreso hacia la vasija del reactor para completar el ciclo (Figura 4.4).

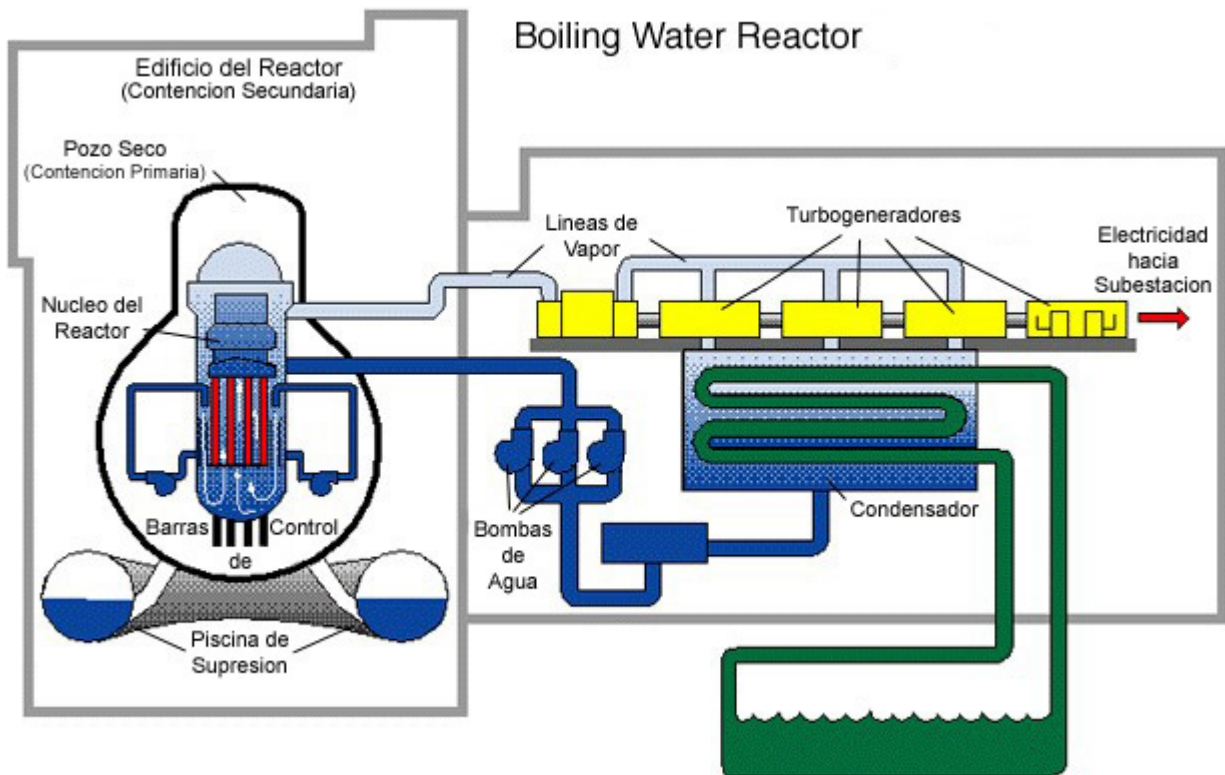


Figura 4.4 Diagrama Esquemático de una Central Nucleoeléctrica Tipo BWR

Fuente: The Nuclear Virtual Tourist, 2001

Los reactores BWR son únicos en el sentido de que las barras de control, empleadas para apagar el reactor y mantener una distribución uniforme de la potencia generada en el mismo, se insertan desde el fondo del reactor por medio de un sistema hidráulico de alta presión.

Adicionalmente los BWR cuentan con una piscina de supresión, que se emplea para remover el exceso de calor liberado en el caso de un evento en el cual grandes cantidades de vapor se liberaran desde el reactor.

4.1.4 El Reactor de la CNLV

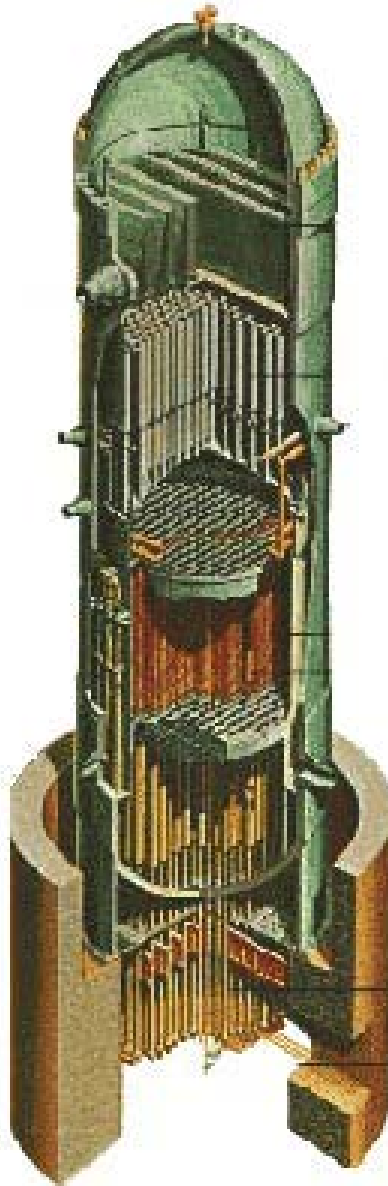


Figura 4.5 Corte del Reactor de Agua Hirviente

Fuente: CFE, 2002

El reactor nuclear es un recipiente de presión, cilíndrico vertical de acero al carbono con manganeso y molibdeno de 21 m de alto y 5.6 m de diámetro, tiene un espesor que varía entre

13 y 18 cm, está recubierto internamente con una capa de soldadura de acero austenítico inoxidable de un octavo de pulgada de espesor [15], [38], [39]. El propósito de revestir interiormente todas las superficies de acero es el de reducir al mínimo la corrosión y facilitar la visibilidad durante las recargas.

La parte superior del cuerpo cilíndrico tiene una brida de unión con la tapa superior semiesférica, unida mediante pernos a la brida del cuerpo, para cerrar la vasija. La tapa superior es desmontable para permitir el acceso a la vasija para el mantenimiento y el cambio de combustible. La vasija del reactor está construida para soportar sin daño alguno, una presión y una temperatura de diseño de 8.61 MPa y 302 °C, respectivamente [15].

Los principales componentes internos del reactor son: el núcleo, el separador de humedad, el secador de vapor, y las bombas de tobera. Fuera de la vasija, pero formando parte del reactor nuclear, se encuentran los mecanismos impulsores de las barras de control, así como las tuberías y bombas de recirculación (Figura 4.5).

Las principales tuberías y conexiones a la vasija son:

- Salidas de vapor a la turbina.
- Sistema de recirculación.
- Alimentación de agua.
- Agua para aspersión del núcleo.
- Inyección de agua a baja presión y de remoción de calor residual.
- Venteo de vapor.
- Las penetraciones de los mecanismos impulsores de las barras de control.

4.1.5 El Núcleo del Reactor, Ensamblajes de Combustible y Barras de Control

El núcleo del reactor consiste en 444 ensamblajes de combustible, montados en una placa de soporte, que contiene aproximadamente 81 toneladas de dióxido de uranio (UO_2) enriquecido al 3.56% de uranio 235 en promedio, así como 109 barras de control cruciformes, que contienen carburo de boro encapsulado en tubos y placas de acero inoxidable [15], [38], [39].

Actualmente en la CNLV se emplean ensamblajes de combustible en arreglos de 10 x 10 barras de combustible, de las cuales 92 contienen combustible y el espacio correspondiente a las 8 barras restantes es ocupado por dos barras huecas por donde circula agua. Los ensamblajes de combustible están rodeados de un canal de sección cuadrada, también de zircaloy, por donde fluye el refrigerante.

El combustible está constituido por pequeñas pastillas cilíndricas de dióxido de uranio sinterizado, de 1.25 cm de diámetro por 1 cm de altura, que están herméticamente encapsuladas en varillas de zircaloy de aproximadamente 4 m de longitud, para formar así las barras de combustible. [38]

El núcleo del reactor está formado por celdas de combustible. Cada celda de combustible consiste en cuatro ensamblajes de combustible y una barra de control. Esta última penetra por la parte inferior y en medio de los cuatro ensamblajes (Figura 4.6).

Las barras de control tienen una configuración cruciforme, y están formadas por varillas de acero inoxidable rellenas de polvo de carburo de boro (B_4C), que es un material eficaz para controlar y regular la reacción en cadena.

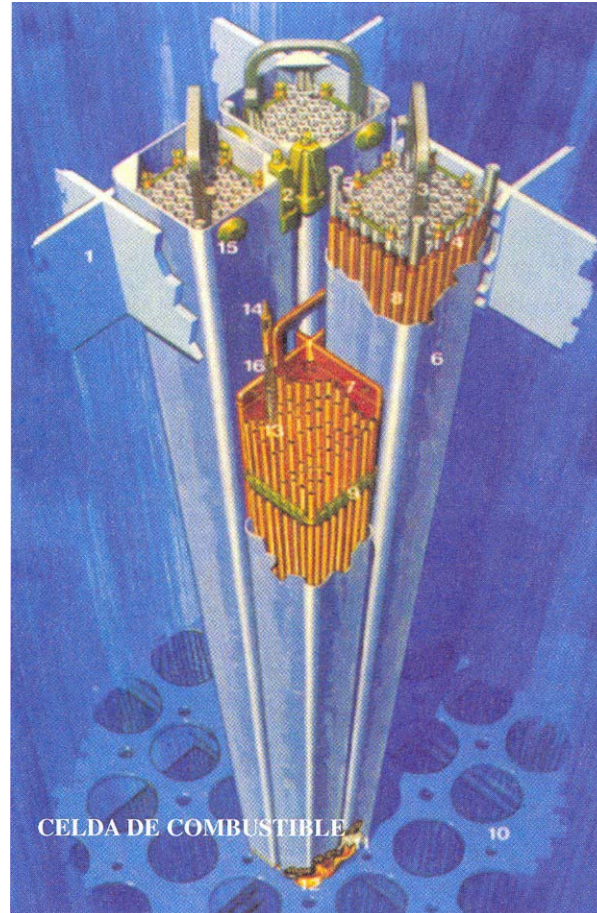


Figura 4.6 Celda de Combustible

Fuente: CFE, 2002

Las barras de control son el mejor método para controlar el reactor tanto en condiciones normales de operación, como en el caso de un evento de emergencia.

4.1.6 Seguridad e Impacto Ambiental

En cuanto a la seguridad en la operación de la central, en más de 400 unidades nucleoelectricas que actualmente operan en el mundo se ha demostrado que el riesgo es inferior al de cualquier planta industrial que utilice calor para trabajar, ya que desde el diseño, construcción y operación de una nucleoelectrica el énfasis fundamental está precisamente en garantizar la seguridad. El riesgo en las plantas nucleoelectricas proviene del material radiactivo que se produce durante la reacción de fisión. En el caso de México, Laguna Verde cumple con las más estrictas normas; su

operación la vigilan los diversos organismos reguladores nacionales e internacionales responsables de la correcta aplicación de la energía nuclear para el desarrollo sustentable.

El diseño de una nucleoelectrónica se concibe previniendo no la ocurrencia de un accidente cualquiera, sino precisamente la de aquél que tuviera lugar durante las peores condiciones que pudieran presentarse en el sitio, en función de los requisitos y características determinados. Es éste precisamente el que se conoce como *Accidente Base de Diseño* [15] y los criterios de diseño requieren que se analicen ante condiciones de sismo y vientos máximos posibles.

4.1.6.1 Sistemas de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo del Reactor

El diseño incluye una serie de sistemas cuya misión es:

- Detener la operación del reactor ante cualquier situación que pudiera poner en riesgo la seguridad. Esto se logra mediante la inserción súbita de las barras de control en el núcleo del reactor, operación que se conoce como SCRAM (Safety Control Rod Automatic Motion) [15] y que se lleva a cabo en unos cuantos segundos.
- Asegurar que el núcleo estará adecuadamente refrigerado en cualquier condición. Durante la operación normal, esta función la desempeña el sistema de agua de alimentación, que consta de dos ramas independientes; cada una de ellas puede proporcionar el 50% del flujo total que se requiere para refrigerar el núcleo en condiciones de máxima generación térmica.

Para que este sistema quedara fuera de servicio, sería necesario que fallasen ambas ramas. De ser así, el enfriamiento del reactor quedaría a cargo de los Sistemas de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo, cuya misión consiste en evitar que éste llegue a alcanzar temperaturas superiores a 1,500 °C, situación que provocaría la fusión de las varillas de combustible [15].

No todos los sistemas actúan de manera simultánea en el caso de una emergencia (Figura 4.7), dos lo hacen a alta presión (ADS, HPCS), mientras que los restantes lo realizan a baja presión (LPCS, LPCI) [15], [39].

- Sistema de Despresurización Automática (ADS), que descarga el vapor de la vasija a la Alberca de Supresión.
- Sistema de Enfriamiento de Alta Presión (HPCS), que inicia el rocío del núcleo del reactor mientras se despresuriza rápidamente la vasija.
- Sistema de Enfriamiento de Baja Presión (LPCS), que entra en operación cuando ya se despresurizó la vasija.
- Sistema de Inyección de Refrigerante a Baja Presión (LPCI), este sistema es uno de los mecanismos de remoción de calor residual (RHR) pero en caso de emergencia sirve para el suministro de refrigerante al núcleo del reactor, cuando la vasija ya se despresurizó, manteniéndolo inundado por el tiempo necesario.

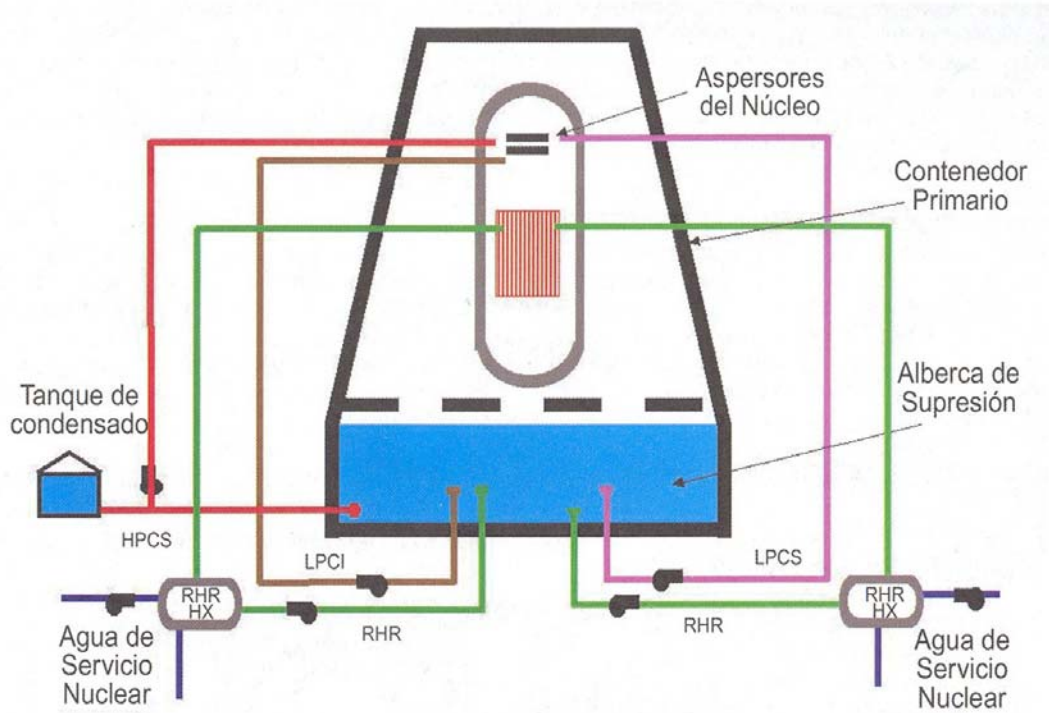


Figura 4.7 Esquema de los Sistemas de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo

Fuente: CFE, 2002

Cualquiera de los cuatro sistemas tiene la capacidad para mantener refrigerado al núcleo; son totalmente independientes entre sí y, por lo tanto, la probabilidad de que llegasen a fallar simultáneamente es muy pequeña. No obstante lo anterior, el diseño prevé que dicho evento tuviese lugar, de ser así el calor generado en el núcleo podría fundir las pastillas de combustible y las varillas de zircaloy que las contienen. Esto podría ser sumamente peligroso, si el diseño no incluyera los medios adecuados para evitar la dispersión de los productos radiactivos de fisión, contenidos en el combustible fundido.

Las bombas que operan estos sistemas están respaldadas por 3 generadores diesel de emergencia, que entran en operación a plena carga en 13 segundos en caso de la falta de suministro de energía eléctrica externa e interna. [39]

4.1.6.2 Sistemas de Contención de los Productos de Fisión

La operación del reactor implica la creación de productos de fisión altamente radiactivos. Estos se deben conservar debidamente confinados, tanto en operación normal como en caso de accidente, para evitar la irradiación del personal de operación y los impactos y daños al medio ambiente y a la población en general.

La forma de lograr este confinamiento consiste en utilizar barreras múltiples y la supresión de presión. La Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde tiene un sistema escalonado de barreras diseñadas para lograr que la planta opere con el máximo de seguridad (Figura 4.8).

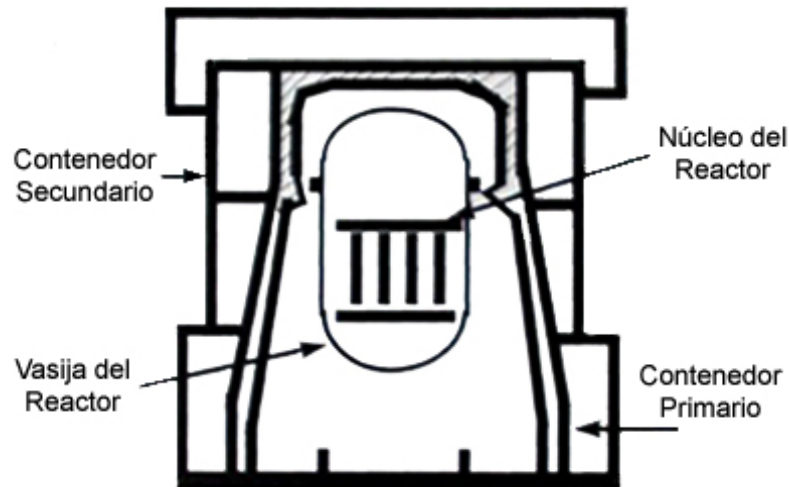


Figura 4.8 Esquema de las Barreras de Seguridad en la CNLV

Fuente: CENAPRED, 1996

En cada Unidad de la CNLV se tienen 5 barreras, a saber:

- 1) Las pastillas de combustible, cuyo proceso de fabricación permite que soporten altas temperaturas.
- 2) Los tubos herméticos de zircaloy, que encapsulan las pastillas de combustible.
- 3) La vasija del reactor, que contiene al combustible y el circuito cerrado de refrigeración de alta presión.
- 4) El contenedor primario que es un edificio que interiormente está constituido por dos cavidades, una cónica y otra cilíndrica, con paredes de concreto de 1.5 metros de espesor fuertemente reforzados con acero, recubiertas interiormente con una placa de acero inoxidable de 0.95 centímetros de espesor, que está soldado herméticamente. En el fondo del contenedor primario hay una alberca de supresión de presión que contiene un volumen de 3,000 metros cúbicos de agua. [39]
- 5) El contenedor secundario, que es el edificio mismo del reactor, está diseñado para rodear al contenedor primario y a todos los equipos relacionados con la operación segura del reactor. Es una construcción de concreto armado cuyas paredes tienen de 0.6 a 1.2 m de espesor [15]. Está provisto de un sistema de control atmosférico que mantiene siempre una presión negativa interior de 0.25 pulgadas de agua con respecto a la presión

atmosférica para eliminar la liberación de materiales radiactivos hacia el exterior, tanto en condiciones normales como de accidente [39].

Además existe un área de exclusión de personal no autorizado con un radio de 680 m alrededor del edificio del reactor, en cuya frontera una persona sin protección no recibirá una dosis mayor a 25 rems a cuerpo total en 2 horas, en caso de que sucediera un Accidente Base del Diseño de la central. [39]

4.1.6.3 Planes de Emergencia

Como se mostró con anterioridad, actualmente, para que cualquier planta nucleoelectrica obtenga una licencia de operación, para iniciar o continuar sus actividades, es necesario que cuente con programas de respuesta ante una emergencia (Plan de Emergencia Interno y Plan de Emergencia Externo); este requisito se desprende del IAEA, del cual México es miembro.

A nivel nacional la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias ha hecho extensivo este requisito a todas las instalaciones nucleares, específicamente a la Central Nucleoelectrica Laguna Verde.

De acuerdo con el organismo regulador, previamente al inicio de operaciones, toda instalación radiactiva deberá contar con un Plan de Emergencia congruente con los lineamientos del Sistema Nacional de Protección Civil, basado en el estudio de las consecuencias radiológicas de los accidentes que puedan ocurrir en la instalación. El Plan de Emergencia deberá establecer al menos, medidas de protección a la población circundante, y son obligaciones del permisionario elaborar y mantener en condiciones operativas dicho Plan.

4.1.6.3.1 El Plan de Emergencia Interno

Dentro de la CNLV existen dos planes de emergencia, el denominado Plan de Emergencia Interno (PEI) y el Plan de Emergencia Radiológica Externo (PERE). [41]

El Plan de Emergencia Interno está enfocado para dar solución a cualquier clase de emergencia que se presente dentro de la central, así como de proteger a los trabajadores que se encuentran laborando en la misma.

El PEI consta de procedimientos por escrito sobre qué hacer, cómo actuar y quiénes deben participar, consecuentemente los procedimientos proporcionan las instrucciones a seguir y definen las acciones a realizar, siendo estos procedimientos de dos clases principalmente:

- 1) Los necesarios para llevar la instalación a una condición segura.
- 2) Los necesarios para que el personal de la Central tenga un mínimo de riesgo a la exposición.

En el PEI se observan principalmente tres objetivos:

- Evitar daños a los trabajadores de la Central.
- Tratar de reparar la avería o eliminar la causa del accidente, lo más rápido posible.

- Notificar y apoyar a las autoridades responsables, sobre las medidas necesarias para salvaguardar la salud y los bienes de la población.

El PERE es un plan que ha sido instrumentado para proteger a los trabajadores que laboran y/o habitan en el sitio de la CNLV, así como al público en general.

De esta forma, el PERE tiene una fuerte interfase con el PEI. De igual manera está relacionado con otros planes como los planes estatales y municipales de protección civil del Gobierno del Estado de Veracruz, así como los específicos de la Secretaría de la Defensa Nacional (DN-III-E) y de la Secretaría de Marina (Auxilio a la población civil en casos y zonas de desastre).

4.1.6.3.2 El Plan de Emergencia Radiológica Externo

Aun cuando la naturaleza del combustible contenido en los reactores de la CNLV, excluye la posibilidad de que ocurra una reacción incontrolada del material nuclear, cabe la posibilidad de que se presenten liberaciones accidentales al ambiente en las áreas cercanas a la Central.

Ante circunstancias de esta naturaleza, el Plan de Emergencia Radiológica Externo de Laguna Verde, proporciona una estructura de respuesta integrada por acciones y tareas bien definidas, de rápida y sencilla comprensión y aplicación, sobre qué hacer y cómo actuar en el momento que se presente alguna situación de emergencia, debiendo contar con el equipo, instrumentos y soporte técnico-científico necesarios, con los sistemas de organización y operación plenamente constituidos y validados por los organismos especializados en este campo así como con el personal capacitado y entrenado para responder a las necesidades derivadas de alguna contingencia.

El PERE es un documento escrito, que permite enfrentar a nivel regional cualquier emergencia cuya trascendencia rebase las fronteras de las instalaciones de la CNLV, requiriendo de la participación conjunta y organizada de diferentes dependencias a fin de evitar o minimizar la exposición por radiación del ecosistema, y principalmente para proteger la salud y los bienes de la población ubicada en las cercanías de la Central.

El PERE y sus procedimientos fueron desarrollados por personal de las dependencias y organismos federales y estatales participantes en el Comité de Planeación de Emergencias Radiológicas Externas (COPERE) integrado por:

- 1) Secretaría de Gobernación (SEGOB), a través de:
 - La Dirección General de Protección Civil (DGPC)
 - El Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED)
- 2) Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA)
- 3) Secretaría de Marina (SM-AM)
- 4) Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)
- 5) Secretaría de Energía (SENER), a través de:
 - La Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS)

- La Comisión Federal de Electricidad (CFE)
 - El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)
- 6) Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), a través de:
- La Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)
 - La Comisión Nacional del Agua (CNA)
- 7) Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)
- 8) Secretaría de Salud (SSA)
- 9) La Policía Federal Preventiva
- 10) Gobierno del Estado de Veracruz (GEV)
- 11) Telecomunicaciones de México (TELECOM)
- 12) Diconsa

El PERE fue estructurado a través de las denominadas Fuerzas de Tarea (F.T.), que son dirigidas por un Coordinador de Fuerza de Tarea (C.F.T.); la suma de estos coordinadores integra la Jefatura de Control de Emergencias, la cual se reúne en el Centro de Control de Emergencias (C.C.E.) ubicado en El Farallón, Veracruz; o en su alterno, en Dos Bocas, Municipio de Medellín, en Veracruz. La Coordinación General de esta Jefatura recae en la Secretaría de Gobernación de México.

En la actualidad existen ocho fuerzas de tarea:

- F.T. 81 Secretaría de Gobernación
- F.T. 82 Comisión Federal de Electricidad
- F.T. 83 Secretaría de Comunicaciones y Transportes
- F.T. 84 Secretaría de la Defensa Nacional
- F.T. 85 Secretaría de Marina
- F.T. 86 Secretaría de Salud
- F.T. 87 Gobierno del Estado de Veracruz
- F.T. 88 Policía Federal Preventiva

Dentro de las Fuerzas de Tarea se integran otras dependencias que dan apoyo en la realización de sus actividades, éstas son:

- El ININ, que brinda apoyo a la F.T. 86.
- La CNA, que brinda apoyo a la F.T. 86.
- La PROFEPA, que brinda apoyo a la F.T. 82, F.T. 86 y F.T. 87.
- Diconsa, que brinda apoyo a la F.T. 87.

Asimismo, se cuenta con dos órganos que, aún cuando no se integran a las F.T. del PERE, les brindan apoyo para mantener vigente y en operación el plan:

- El CENAPRED, que da apoyo en capacitación a todas las Fuerzas de Tarea durante la etapa de preparación del PERE.
- La CNSNS, la cual actúa como órgano regulador del PERE, sin formar parte del mismo.

De esta forma, a través de leyes y reglamentos, se atribuyen autoridad y/o responsabilidad a las diferentes dependencias del Sector Público Federal y al Gobierno del Estado de Veracruz, basada en el objetivo general de este Plan: brindar seguridad y protección a la población y su entorno en caso de una emergencia radiológica en la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Considerando que la efectividad de una medida de protección dependerá de una adecuada planificación y de la oportunidad de su aplicación, se determinó conveniente clasificar los accidentes que pueden ocurrir dentro de la CNLV de acuerdo a su severidad en categorías de emergencia, definiendo como emergencia a todo evento que de cualquier forma o grado afecte la operación normal de la Central, de lo que surgió la siguiente clasificación [41]:

- Emergencia Clase Alerta. Es aquella emergencia cuyo control queda fuera del alcance del Personal de Organización de Respuesta Interna y requiere de la activación tanto del PEI como del PERE, constituyendo el inicio de las actividades o acciones de respuesta de dicha emergencia.
- Emergencia de Sitio. Es cualquier evento ocurrido o que esté en proceso de suceder, el cual involucra fallas mayores ya sean reales o potenciales en aquellas funciones de la Central que son necesarias para la protección de la población. En este nivel operan todas las dependencias que integran el PERE y se plantea la posibilidad de requerir apoyo adicional externo.
- Emergencia General. Es la emergencia más severa en la que participa el PERE directamente contando además con apoyo adicional externo (si el caso lo requiere), La emergencia general es cualquier evento ocurrido o en vías de presentarse que implique una degradación progresiva del núcleo del reactor, real o inminente, o bien, la fusión del núcleo con una pérdida potencial de la integridad de la contención.

A fin de facilitar la planeación de las acciones de emergencia fuera del sitio, el territorio próximo a la CNLV se clasificó en Zonas de Planificación de Emergencia, considerando durante el desarrollo de la emergencia al sector preferente.

Para definir el área alrededor de la CNLV que requiere medidas de protección a la población en caso de presentarse alguna emergencia en la Central, se han tomado las regulaciones establecidas por la CNSNS que definen la Zona de Planeación de Emergencia como un área constituida por dos zonas [41]:

- Zona Vía Pluma. Esta zona es el área con un radio de 16 km con centro en los reactores de la CNLV, en la cual la principal vía de exposición se debe a la radiación proveniente de la nube o pluma radiactiva y a la inhalación de materiales radiactivos dispersos en el aire durante su desplazamiento y difusión. El radio de esta zona puede variar de acuerdo a la situación de emergencia que se presente.

- Zona Vía Ingestión. Comprende un área de 60 km con centro en los reactores de la CNLV, con posibilidades de ampliarse de acuerdo a la condición de la emergencia. En esta zona la principal vía de exposición se debe a la ingestión de agua y/o alimentos contaminados, así como al material radiactivo depositado en suelos.

Para tener un mejor conocimiento de las áreas afectadas y un mayor control de las medidas de protección a implementar, ambas zonas se han dividido en sectores más pequeños de 22.5 grados cada uno, asignándoseles convencionalmente letras de identificación correspondientes a su orientación geográfica.

Por su parte la Zona Vía Pluma se subdividió en anillos concéntricos de aproximadamente 2 km cada uno asignándoseles de adentro hacia afuera los números del 1 al 8 con el fin de facilitar su ubicación y trayectoria de la liberación así como el control de las medidas de prevención.

A fin de planear, dirigir y controlar adecuadamente las actividades relacionadas con el PERE, este se ha dividido en las siguientes tres etapas:

- 1) Etapa de Preparación. Tiene por objeto la realización de todas aquellas acciones previas, necesarias para la preparación y actualización del Plan y organización de la tarea, con el fin de mantener vigente y operable, en cualquier momento y circunstancia, la capacidad de respuesta ante una emergencia.

Esta etapa engloba actividades que deben realizarse antes de llevar a cabo el plan como son:

- Actualización del Plan.
- Información al Público.
- Adiestramiento especializado del personal que participa en el PERE.
- Verificación de los recursos humanos y materiales.
- Realización de ejercicios y simulacros.

La Etapa de Preparación es coordinada por el COPERE y el Secretariado Técnico del COPERE (SETECO), dependiente de la Dirección General de Protección Civil de la SEGOB, e intervienen todas las dependencias que integran las F.T.

- 2) Etapa de Respuesta. Se denomina al periodo en el cual se emplea la capacidad de las Fuerzas de Tarea, para ejecutar de manera oportuna y eficiente las acciones de protección que deriven de una situación de emergencia en la CNLV.

Esta etapa considera la ejecución de tareas durante la emergencia de acuerdo con su evolución, como son:

- Notificación de la emergencia a las autoridades competentes.
- Evaluación de los sucesos con el fin de conocer la magnitud del daño o riesgo, para tomar decisiones oportunas que minimicen sus consecuencias.
- Actuación coordinada de las diferentes organizaciones involucradas de manera que se consiga el máximo nivel de protección.
- Conocimiento de la capacidad de los medios humanos y materiales necesarios.

- Información a la población afectada y a la población en general.
- Atención médica a la población afectada.

Para realizar las tareas correspondientes, la Etapa de Respuesta se dividió en dos fases. En la Fase 1 se inician las tareas necesarias para proteger a la población, en ella intervienen la SEGOB, la SEDENA, la SM, la SCT, el GEV y la CFE. Después de algunas horas se incorporan en la Fase II otras instituciones participantes en el PERE, tal es el caso de la SSA, el ININ, la PROFEPA, la CNA y Diconsa.

3) Etapa de Recuperación. Durante esta última etapa las acciones dependen de la severidad del accidente y de sus consecuencias, algunos ejemplos de estas actividades son:

- Evaluación de las Consecuencias.
- Control de Agua y Alimentos.
- Descontaminación.
- Atención a Damnificados.
- Atención Médica General.

Esto, a fin de dictar las medidas más recomendables para que la población no corra el riesgo de consumir agua o alimentos contaminados.

La Etapa de Recuperación inicia en cuanto la situación de emergencia está bajo control, inmediatamente después del impacto del desastre, realizando la reconstrucción de la base física, económica, social e institucional sobre la cual se asienta la comunidad afectada.

4.1.6.4 Manejo de Desechos y Emisiones

El ecosistema absorbe de una nucleoelectrica mucho menos radiaciones que las recibidas de otras fuentes naturales y artificiales de uso cotidiano, en virtud de que las instalaciones de seguridad protegen los equipos de cualquier nucleoelectrica del mundo occidental gracias a las barreras que contienen a las sustancias radiactivas, como se mostró con anterioridad, la CNLV tiene cinco barreras de contención.

Una persona que habite junto a la Central Nucleoelectrica absorbe de ésta cuando mucho 3 milirems de radiaciones al año; mientras que por vivir al nivel del mar recibe 150 milirems anuales. Una persona que vive en la Ciudad de México está sometida anualmente a más de 200 milirems, debido a la diferencia de altura sobre el nivel del mar. [38]

La energía proveniente del uranio es segura, limpia y abundante, atributos que ninguna otra fuente de generación eléctrica en masa puede ofrecer en estos momentos.

Una vez transcurrida la vida útil de la central nuclear (30 a 40 años) se puede desmantelar, cementar o simplemente clausurar. Otra solución puede ser revitalizar la central y seguirla utilizando por mayor tiempo, mediante la renovación de su licencia de operación, como se está haciendo en Suiza, Estados Unidos, España, etc.

El desmantelamiento inmediato de la central al final de su operación es menos recomendable que una clausura temporal de la instalación por unos cien años, ya que en este tiempo la radiactividad del acero activado, que después del combustible irradiado es el componente más contaminado de la central, disminuye con un factor de 10,000 [38], lo que junto con el decaimiento natural de los demás componentes, hace que todas las operaciones de desmantelamiento de una central sean mucho más sencillas. Cabe mencionar que el 90% de la central no es radiactiva [38], aún inmediatamente después de su clausura.

En términos generales, las recomendaciones a seguir son: la descontaminación de la central, desmantelamiento, caracterización de los residuos, empaque, evacuación y limpieza del emplazamiento para su uso sin restricciones.

En cuanto a la disposición de los desechos radiactivos, las plantas nucleoelectricas occidentales, como es el caso de la CNLV, cuentan con un edificio especialmente diseñado y equipado para manejar, tratar y acondicionar los residuos radiactivos de bajo nivel e intermedio producidos por los reactores. Estos residuos se almacenan en construcciones modulares independientes.

Las tecnologías para el almacenamiento definitivo son universalmente aceptadas. En el caso de México ya se han utilizado dos tecnologías diferentes en la disposición final de los residuos provenientes de las aplicaciones médicas, industriales y de investigación de los radioisótopos.

La disposición final del combustible irradiado (residuos de alto nivel) tiene solución técnica que consiste en el almacenamiento definitivo de los combustibles gastados, o de los residuos de su procesamiento, en estructuras geológicas profundas, con estabilidad probada (millones de años).

Sin embargo, en México aún no se han realizado estudios que permitan definir la localización de estas estructuras, por lo que por el momento no existe un sitio determinado en el país para la disposición final del combustible gastado.

Países como Rusia, Francia, Inglaterra y Japón han escogido la opción del reprocesamiento para extraer el uranio y plutonio contenidos y concentrar los residuos radiactivos en matrices de vidrio u otras formas insolubles. Otros como Suecia, con 9 reactores nucleares BWR, parecidos a los de la CNLV, y 3 PWR que tiene en operación, desde 1984, emplean una alberca central a la que llegan los combustibles irradiados. Esta alberca central está diseñada para operar 50 años [38]. Al término de este período, el material radiactivo será depositado en formaciones geológicas estables como destino final. De cualquier manera, el combustible irradiado se deja "enfriar" siempre en albercas durante más o menos diez años, ya que así disminuye su radiactividad más de mil veces y produce menos calor, con lo que se simplifica su manejo.

4.2 Características Comparables de Ambas Tecnologías

4.2.1 Combustible y Seguridad Inherente

La característica más relevante que marca la diferencia entre la tecnología PBMR y BWR es el tipo de combustible que utilizan. Los reactores BWR-5, empleados en la Central Nucleoelectrica Laguna Verde, utilizan barras de combustible formadas por pastillas cilíndricas en las cuales se

aloja el dióxido de uranio y contenidas a su vez en una estructura tubular construida con una aleación de zirconio denominada zircaloy en arreglos de 10 x 10 barras (conocidos como ensambles combustibles). El reactor PBMR utiliza “elementos” combustibles de geometría esférica, denominados esferas de combustible, cada una formada por diminutas partículas de dióxido de uranio encapsulado por varias capas de carbono y carburo de silicio, y finalmente, integradas en una matriz esférica de grafito.

El empleo de grafito como elemento de encapsulado y moderador de la esfera de combustible (además de ser utilizado como material estructural y reflector del núcleo del reactor), prácticamente impide la posibilidad de ocurrencia de la fundición del núcleo, debido a la diferencia presente entre la temperatura normal promedio de operación del reactor (1,095 °C) y la temperatura máxima que puede soportar el combustible sin daños estructurales (2,200 °C). Este fenómeno se debe en parte a la excelente conductividad térmica que posee el grafito, constituyendo así una característica de seguridad inherente que no posee un reactor BWR.

Una barra de combustible, estructurada por el tubo de zircaloy, al ser retirada del núcleo del reactor, debe ser manejada “inundando” la superficie exterior superior de la vasija del reactor para ser dirigida hacia la piscina donde deberá dejarse “enfriar” durante al menos diez años, para permitir la disminución de su actividad radiactiva y facilitar su manejo. Las esferas de combustible, formadas por la matriz de grafito que integra a las partículas de combustible encapsuladas por las diversas capas de carbono y carburo de silicio forman una barrera impenetrable para los productos de la fisión, actuando como una especie de vasija de presión en miniatura, evitando así la liberación de estos productos y facilitando el manejo de las esferas de combustible agotadas o gastadas para su almacenamiento en bidones de acero en una fracción del tiempo necesario para realizar la misma operación con una barra de combustible cuyo destino no sea el reprocesamiento.

4.2.2 Principio de Operación del Reactor

La tecnología de un reactor BWR se basa en el nivel de presión dentro de la vasija del reactor. Dado que la presión a la que se encuentra el sistema en conjunto permite la ebullición del agua en su interior (empleada como fluido de trabajo) no es necesaria la intervención de un circuito secundario generador de vapor, así el agua ya en estado de vapor es dirigido directamente hacia la etapa de turbogeneración del sistema, haciendo necesaria después una etapa de intercambio de calor, que usualmente es un cuerpo de agua. Sin embargo, las temperaturas de operación en éste tipo de reactor oscilan en los 300 °C, lo que implica que la eficiencia térmica del sistema disminuya, y en consecuencia la eficiencia mecánica también lo haga. De esta forma la eficiencia de una central BWR es de aproximadamente 33%.

En una central basada en la tecnología PBMR el fluido de trabajo empleado es helio. El helio es un gas cuyas propiedades permiten aumentar los rangos de temperatura de operación hasta los 900 °C o más, haciendo posible el uso de un ciclo cerrado de gas, con lo cual es posible aumentar la eficiencia térmica y mecánica del sistema hasta el orden de 40%, esto tiene implicaciones económicas importantes.

La estructura del núcleo de ambos reactores es otra característica muy distintiva. El núcleo de un reactor BWR está constituido por ensambles de combustible alojados en la vasija de presión del reactor en donde se hace circular el fluido de trabajo alrededor y entre las barras de combustible.

La estructura del núcleo del reactor PBMR es totalmente diferente, ya que éste está diseñado con una estructura anular. Una columna central de grafito, diseñada para actuar como reflector central, se encuentra rodeada por una región anular en la cual se alojan las esferas de combustible que a su vez se encuentran rodeadas y contenidas por otra estructura reflectora de grafito, denominada reflector lateral.

Otro aspecto interesante de análisis en la operación de ambas tecnologías es el esquema de recarga de combustible. En la actualidad los periodos de recarga de combustible de un reactor BWR pueden variar entre 12 y 18 meses. La Central Laguna Verde realiza la recarga de combustible cada 18 meses, razón por la cual es necesario detener totalmente la actividad del reactor, retirando así del núcleo del reactor los ensambles combustibles agotados y sustituyéndolos por nuevos ensambles.

En un reactor PBMR el esquema de recarga de combustible es continuo y se realiza durante la operación del reactor (realimentación continua de combustible). Ya que los elementos combustibles son de forma esférica y de pequeño tamaño, el concepto se basa en el proceso de hacer circular el combustible a través del núcleo del reactor de forma tal que el periodo de tiempo en que cada esfera tarda en pasar desde la parte superior hasta el fondo del núcleo es de aproximadamente tres meses, por medio de una serie de sistemas neumáticos se hace recircular cada esfera hacia la parte superior del núcleo del reactor para otro periodo de tres meses, de esta manera continuamente se estará recargando el reactor con combustible fresco o reutilizable. Cada esfera se hace circular unas diez veces a través del núcleo del reactor, con lo cual la vida útil de una esfera se estima entre 30 y 36 meses, dependiendo de la calidad del grafito empleado en su construcción. Para fines de mantenimiento y revisión del sistema en general, la actividad del reactor se detendrá totalmente cada 72 meses, lo cual es cuatro veces mayor al periodo actual de la CNLV, ofreciendo beneficios económicos adicionales.

4.2.3 Operación y Seguridad Inherente

Una vez descritos y comparados los aspectos básicos de la operación de ambas tecnologías es posible distinguir los niveles de seguridad que estos son capaces de ofrecer y bajo qué condiciones.

Un reactor BWR cuenta con una serie de sistemas de seguridad que deben asegurar que el núcleo del reactor se encuentre siempre refrigerado para evitar cualquier escenario de fundición del núcleo, esto significa que es indispensable contar con un gran volumen de agua de enfriamiento de emergencia que debe estar disponible en todo momento, puesto que el diseño de la vasija del reactor, construida con acero, no es capaz de eliminar el exceso de calor por sí solo.

El núcleo del PBMR tiene una altura considerable y una geometría esbelta que optimiza su capacidad de transferencia de calor gracias a su densidad de potencia relativamente baja ($<4.5 \text{ MW/m}^3$), es decir, la capacidad de pérdida de calor del reactor excede la producción de calor de decaimiento del núcleo bajo todas las condiciones concebibles de operación. Las implicaciones de estas características son la no existencia de eventos posibles durante los cuales la temperatura alcanzada en el núcleo del reactor logre exceder la temperatura máxima de operación del combustible, eliminando así la posibilidad de fundición del núcleo, otra característica de seguridad inherente.

Por otro parte, podemos considerar además el tipo de refrigerante que ambas tecnologías usan como otra característica de seguridad en la operación como punto de comparación. Los reactores BWR emplean agua como refrigerante y fluido de trabajo. A pesar de que éste es un fluido con una gran capacidad para controlar la velocidad de los neutrones libres es necesario que sea tratado por un proceso de desmineralización con la finalidad de que una vez en el núcleo del reactor no exista ningún elemento capaz de ser activado e iniciar así un proceso de contaminación excesiva del fluido.

El helio, refrigerante y fluido de trabajo empleado en el reactor PBMR, es un elemento químico inerte, es decir, no es capaz de reaccionar con el grafito o con los componentes metálicos del núcleo. La única forma en que es susceptible de ser activado es con la presencia de grandes cantidades de su isótopo ^3He . Adicionalmente no es susceptible de experimentar cambios de fase abruptos, eliminando así la posibilidad de cambios repentinos en la presión del sistema que pudieran llegar a causar daños en la cama de esferas del núcleo.

4.2.4 Seguridad Ambiental, Desechos y Emisiones

El tema de la seguridad que cualquier tipo de industria puede ofrecer al medio ambiente se ha vuelto de suma importancia durante las últimas décadas dada la importancia que ha cobrado en todo el mundo el concepto de desarrollo sustentable. Es así que es indispensable considerarlo como punto de análisis en cualquier proyecto de gran importancia y sobre todo al tratarse de la industria de generación nuclear.

Como se ha mencionado con anterioridad, el tratamiento y almacenamiento de los desechos de bajo y medio nivel de la Central Laguna Verde se realiza dentro de las instalaciones del complejo, tal es el caso de equipos de laboratorio, trajes de protección, etc. En el caso de los desechos de alto nivel, básicamente los ensambles combustibles agotados, el procedimiento que se ha empleado es almacenarlos en la piscina ubicada en el edificio del reactor donde se continúa el proceso de decaimiento, sin embargo, aún no se ha definido el destino final de estos desechos una vez transcurrida la vida útil de la central.

El diseño de la central PBMR prevé la construcción un depósito ubicado dentro del complejo de las instalaciones donde habrán de almacenarse los tres tipos de desechos de acuerdo con los procedimientos descritos con anterioridad por un periodo de ochenta años, la vida útil de la central y cuarenta años más. La innovación que el diseño proporciona es el periodo de tiempo mucho menor para el almacenamiento de los desechos de alto nivel (el combustible) en bidones de acero, lo cual es posible gracias a las características presentes en el diseño y fabricación del combustible. Sin embargo, a pesar de las características inherentemente estables del grafito en cuanto a su constitución física, algunos investigadores han mencionado la posibilidad de que el grafito contenido en el elemento combustible, la esfera, sea susceptible de activarse, razón por la cual debemos tomar con cautela los beneficios en el diseño del combustible.

El problema del depósito final de los desechos de alto nivel seguiría siendo una constante en el país en el caso del PBMR. A este respecto la diferencia en el nivel de quemado del combustible entre ambas tecnologías representa una condición de sustentabilidad a favor del PBMR, ya que el nivel de quemado del combustible del BWR-5 es de 50,000 MWd/T y el nivel de quemado de combustible del PBMR es de 80,000 MWd/T, esto se traduce en una reducción de la cantidad de combustible requerido para generar la misma cantidad de energía, consecuentemente reduciendo la cantidad de desechos de alto nivel producidos.

4.2.5 Capacidad de Generación

La capacidad de generación actual que ofrece una unidad BWR es del orden de los 1,250 MWe, contemplando una unidad BWR avanzada. Se ha mencionado ya que el PBMR, como su nombre lo indica, es una unidad de tipo modular con una capacidad de 170 MWe, así mismo los arreglos recomendados para la instalación de una central multimodular son de 2, 4, 6 y 8 unidades, de tal forma que si un proyecto de generación requiriera una capacidad comparable a la de una unidad BWR moderna, el arreglo más recomendable para la utilización de la tecnología PBMR sería el de 8 unidades para una capacidad de generación conjunta de 1,360 MWe, satisfaciendo así la necesidad de capacidad de generación equivalente.

El concepto modular que implica el reactor PBMR ofrece la posibilidad de instalar una sola unidad para satisfacer las necesidades de suministro de energía eléctrica de una pequeña comunidad aislada, de forma tal que no sea indispensable llevar a cabo la inversión económica en la infraestructura requerida para la conexión de la central al SEN por medio de líneas de transmisión adicionales como primera opción. Así se hace posible que conforme la demanda en la capacidad de generación de una comunidad se incrementa se añada un módulo, o los requeridos, a la central para hacer frente a esta demanda en la capacidad de generación, pues muchas de las instalaciones de la central pueden ser compartidas por varios módulos, disminuyendo así los costos de capital en la subsiguiente expansión de la capacidad de generación de la central.

4.2.6 Ventajas Adicionales del PBMR

En este punto del análisis debemos considerar algunas de las ventajas adicionales que la tecnología del reactor de cama de esferas puede ofrecer por sus características únicas y que no pueden ofrecer los reactores de agua hirviente.

Una de las características únicas que puede ofrecer el PBMR es su capacidad de “seguir” a la carga eléctrica, es decir, dado que la capacidad de generación de energía térmica se puede controlar de manera más flexible con el sistema de realimentación de combustible, incrementando o dejando de añadir combustible fresco o reutilizable al núcleo del reactor para incrementar o disminuir la potencia eléctrica, la central se vuelve útil para suministrar la energía requerida durante los intervalos de demanda pico, haciendo así posible su utilización para la satisfacción de demandas base, media y pico, y aumentando así el factor de capacidad de la central con los beneficios económicos que implica.

Mucho se ha hablado acerca de la búsqueda del energético limpio del futuro por parte de la comunidad científica y de la industria de los energéticos fósiles (aunque en menor medida). Uno de los candidatos en el que se tienen concentradas las mayores expectativas es el hidrógeno. La obtención de hidrógeno en enormes cantidades a partir del agua sólo es posible a través de ciertos procesos termoquímicos que requieren de extraordinarias cantidades de calor constante del orden de los 900 o 1,000 °C, temperaturas que son posibles de alcanzar en los reactores nucleares refrigerados por gas, de tal forma que el PBMR se vuelve un candidato viable para este propósito. Este proceso se puede realizar con la infraestructura de una planta de cogeneración de hidrógeno acoplada al reactor y eliminando la etapa de turbogeneración para ser reemplazada por un sistema de tubería especial que acople ambos sistemas.

Estas dos aplicaciones o capacidades que ofrece el PBMR son únicas y no pueden ser ofrecidas por los reactores BWR.

Conclusiones

Al tratar el tema de la generación nucleoelectrónica se impone antes que nada desvanecer el temor infundado, por desgracia bastante frecuente, de que una planta nucleoelectrónica puede estallar o comportarse como una bomba atómica. Para que ocurra una explosión atómica, el artefacto explosivo requiere de material fisionable (uranio 235 o plutonio 239), cuya pureza sea superior al 95% y, además, se construya a base de piezas con formas específicas que se unan rápidamente por medio de explosivos convencionales.

Ninguna de estas condiciones se cumple en el caso de los reactores nucleares, cuyo combustible apenas contiene 3.65% en promedio de material fisil en el caso de los reactores BWR de la Central Nucleoelectrónica Laguna Verde, y 8% en promedio de material fisil en el caso del reactor PBMR. Además la reacción en cadena que provoca una explosión atómica es incontrolada, mientras que en el caso de los reactores nucleares dicha reacción está continuamente bajo estricto control.

Sin embargo, los accidentes acontecidos en la planta generadora Three Mile Island en 1979 en los Estados Unidos de Norteamérica, y en la planta generadora de Chernobyl en 1986 en la ex Unión Soviética, generaron una ola antinuclear en la opinión pública internacional, trayendo como consecuencia el estancamiento o incluso el cierre de los planes de expansión nucleoelectrónica en muchos países de Europa y en los Estados Unidos de América.

México no ha sido la excepción, pues la Central Nucleoelectrónica Laguna Verde ha sido objeto de numerosas críticas infundadas en cuanto a la seguridad en su operación y la seguridad que ofrece al público en general. Como se ha visto durante el desarrollo de este trabajo la CNLV cuenta con las más estrictas normas y sistemas de seguridad que avalan el desempeño de la tecnología BWR en todo el mundo.

A pesar de esto, la aceptación de la generación nucleoelectrónica por parte del público en general, será uno de los principales retos a enfrentar en la posible expansión del sector nucleoelectrónico en México en los años por venir, ya sea el caso de la tecnología del Reactor Modular de Cama de Esferas que hemos presentado, o bien, de cualquier otra tecnología que por sus características de seguridad y eficiencia demuestre ser sustentable.

Hemos visto además el problema que cada día toma más importancia, el calentamiento global del planeta. Como se ha mostrado, el sobrecalentamiento de la atmósfera se ha debido en gran parte al efecto que tienen en ella los gases de efecto invernadero, producto de la combustión de los combustibles fósiles. Gran parte de estos gases ha sido liberada durante la producción de energía eléctrica en plantas de generación convencionales. Este problema ha cobrado tal magnitud a nivel mundial que es imperativa la toma de medidas para su reducción.

La generación de energía nucleoelectrónica a gran escala puede contribuir a la mitigación de la producción de GEI's, al ser una forma de producción totalmente libre de estos gases.

Consideramos que esta opción deberá cobrar cada vez mayor importancia en las próximas décadas.

Al analizar las diferentes características de las tecnologías BWR y PBMR hemos observado la conveniencia que representan las características de seguridad inherente del PBMR desde el punto de vista tecnológico, de seguridad y consecuentemente, desde el punto de vista económico, frente a los reactores BWR empleados en la CNLV.

Las características de seguridad inherente que muestra el PBMR están sustentadas en la constitución de su combustible, de la vasija de su reactor y de su sistema de realimentación de combustible. Estas características ofrecen una simplificación significativa de los procesos de operación de la planta, haciéndola menos dependiente de la intervención humana.

Los costos de operación del PBMR podrían encontrarse por debajo de los costos de operación de un reactor convencional, debido principalmente a que la planta es mucho más sencilla y segura, y por consiguiente, requiere de menos personal. Las estimaciones realizadas hasta ahora por parte del fabricante y desarrollador indican que una planta compuesta de 8 módulos tendría un costo de combustible comparable al de un PWR, mientras que los costos de operación y mantenimiento serían menores al 50% de los costos de un PWR.

El fabricante de esta tecnología ha proyectado su producción en serie, basado en la capacidad de generación modular del sistema, lo que implicaría que los costos de fabricación de cada módulo PBMR se abatirían, permitiendo al consumidor una mayor accesibilidad a esta tecnología. En el caso de México, dadas las circunstancias económicas y políticas del país, esto representaría un gran beneficio en el escenario futuro de la expansión del sector nucleoelectrico empleando una tecnología modular como el PBMR, pues nos presentaría la posibilidad de acceder a ella de forma económicamente viable.

Hemos mostrado también la simplificación que presenta el PBMR en lo que se refiere al manejo de los desechos radiactivos. La constitución de su combustible sustenta dicha capacidad. De forma paralela, se ha puesto de manifiesto la imposibilidad de emplear el combustible gastado con fines bélicos, pues debido al proceso de fabricación del combustible, reprocesarlo para obtener material susceptible de ser empleado con tales fines, es sumamente difícil y costoso, lo que hace que el PBMR tenga la característica de un reactor no proliferante de armas nucleares.

En cuanto al área de exclusión de personal no autorizado se puede observar que en el caso del PBMR el radio alrededor del edificio del reactor es menor que en el reactor BWR, lo cual representa una ventaja de seguridad adicional.

Algunos investigadores y miembros de la comunidad científica internacional han manifestado su inquietud en la posibilidad de que el grafito empleado como parte estructural del combustible sea susceptible de activarse, por lo que sugerimos ser cautelosos al respecto en espera de los resultados obtenidos a partir del inicio de operaciones de la planta piloto programada para la segunda parte de esta década.

El problema del confinamiento final de los desechos de alto nivel, sigue siendo aún un tema controversial no sólo en México, sino en el resto del planeta. Aunque las medidas estudiadas y sugeridas a nivel internacional para el depósito final de estos desechos en formaciones geológicas estables son comúnmente aceptadas, a la fecha no existe en el planeta lugar alguno

en que se haya puesto en marcha esta práctica. Este será otro de los problemas que se debe superar si buscamos expandir el sector nucleoelectrico en México, pues aún no se ha iniciado en el país ningún tipo de investigación para determinar sitio alguno que sirva para tal propósito.

Finalmente, aunque las características de seguridad inherente que presenta el PBMR permiten su instalación en lugares donde no existan grandes cuerpos de agua para su utilización como refrigerante de emergencia, los sitios que sugerimos, además de encontrarse en zonas con una baja probabilidad sísmica probada a través de la historia, se encuentran cerca de cuerpos de agua de gran volumen, para satisfacer dicha condición.

Así, las costas de Sonora y Baja California Sur que pertenecen en su mayor parte a la zona sísmica B y sólo una pequeña parte de sus territorios a la zona C, y Tamaulipas, perteneciente en toda su extensión a la zona sísmica A, son los Estados que, por su situación geográfica, tendrían agua abundante y en el caso de las 2 primeras opciones, la temperatura baja del agua del Golfo de California, representa una ventaja extra en lo que se refiere al agua de enfriamiento para el reactor PBMR. Para el caso de Tamaulipas, el Golfo de México sería una alternativa para cubrir la necesidad del agua y los ríos de este estado representarían otra opción viable.

Como sugerencia final, consideramos que la Secretaría de Energía debe considerar todas las opciones tecnológicas, nucleares y convencionales, que permitan expandir el Sistema Eléctrico Nacional de forma viable y sustentable.

Referencias

- [1] “Comisión Federal de Electricidad – ¿Qué es CFE? – Generación”
http://www.cfe.gob.mx/www2/queescfe/notaqueescfe.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2271&seccion_nombre=Generaci%F3n
Octubre 2003
- [2] Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, “México. Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.”, 1ª Edición, México, Noviembre 1997, p. 19-21, 30-33, 25-26, 40, 42.
- [3] “Secretaría de Energía – Política Energética – Cambio Climático”
<http://www.sener.gob.mx/work/secciones/217/imagenes/cambioclimatico2.doc>
Enero 2003
- [4] “United Nations Framework Convention On Climate Change – The Convention And Kyoto Protocol”
<http://unfccc.int/resource/convkp.html>
Enero 2003
- [5] “United Nations Framework Convention On Climate Change – The Convention And Kyoto Protocol: Texto de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático”
<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>
Enero 2003
- [6] Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Secretaría sobre el Cambio Climático (CMNUCC), “Guía Elemental de la Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto.”, Revisado en Julio de 2002, Francia, Septiembre de 2002, p. 19-21.
- [7] “United Nations Framework Convention On Climate Change – The Convention And Kyoto Protocol: Texto del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”
<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
Enero 2003
- [8] “United Nations Framework Convention On Climate Change – Convention Parties And Observers: Mexico”
<http://unfccc.int/resource/country/country.html?140>
Enero 2003

- [9] “United Nations Framework Convention On Climate Change – The Convention And Kyoto Protocol: United Nations Framework Convention On Climate Change Status Of Ratification”
<http://unfccc.int/resource/conv/ratlist.pdf>
Enero 2003
- [10] “United Nations Framework Convention On Climate Change – The Convention And Kyoto Protocol: Kyoto Protocol Status Of Ratification”
<http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>
Enero 2003
- [11] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Instituto Nacional de Ecología, “México. Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.”, 1ª Edición, México, Julio de 2001, p. 122-123.
- [12] Secretaría de Energía, “Programa Sectorial de Energía 2001-2006.”, México, 2001, p. 17-18, 23, 26-30, 46.
- [13] Secretaría de Energía, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011.”, 1ª Edición, México, 2002, p. 19-20, 22-23, 38, 43, 45, 49, 46, 61, 63, 66, 69, 79-81.
- [14] Secretaría de Energía, “Balance Nacional de Energía 2001.”, 1ª Edición, México, Octubre de 2002, p. 130.
- [15] Comisión Federal de Electricidad, Central Laguna Verde, “Del Fuego a la Energía Nuclear.”, México, Agosto de 2002, p. 17-19, 24-26, 25-32, 33-41.
- [16] ©Microsoft Corporation, “Biblioteca de Consulta Microsoft® Encarta® 2003. Energía Nuclear.”, 2002.
- [17] Robert A. Meyers, Editor, “Encyclopedia of Physical Science and Technology. Nuclear Reactor Materials and Fuels. Nuclear Reactor Theory.”, Second Edition, Volume 11, Academic Press, 1992, p. 328, 373.
- [18] Robert A. Meyers, Editor, “Encyclopedia of Physical Science and Technology. Nuclear Fuel Cycles.”, Second Edition, Volume 11, Academic Press, 1992, p. 201-207.
- [19] Robert A. Meyers, Editor, “Encyclopedia of Physical Science and Technology. Nuclear Power Reactors.”, Second Edition, Volume 11, Academic Press, 1992, p. 291, 291-309.
- [20] H. L. Brey, “Historical Background and Future Development of the High Temperature Gas Cooled Reactor.”, Presented at Seminar on HTGR Application and Development, Institute of Nuclear Engineering Technology, Tsinghua University, Beijing, China, March 19-21, 2001.
- [21] PBMR Pty Ltd., “Introduction to the Pebble Bed Modular Reactor (PBMR).”, Document No.: 009949-185, Revision: 1, © Copyright 2001, p. 15-16, 12, 17-18, 47-49, 43, 17-32, 47-49, 40-42, 33-36, 70-73.

- [22] "PBMR Pty Ltd – About The Participating Companies"
http://www.pbmr.co.za/1_about_pbmr/1_2about_the_part_comp.htm
Mayo 2003
- [23] The PBMR EIA Consortium, "Final Environmental Impact Report For The Proposed Pebble Bed Modular Reactor (PBMR) Demonstration Plant At The Eskom Koeberg Nuclear Power Station Site In The Western Cape, South Africa.", Rev. 03, October 2002, p. 15-16, 21-23, 31-37, 257-339.
- [24] "PBMR Pty Ltd – How The Pebble Bed Modular Reactor Works"
http://www.pbmr.co.za/2_about_the_pbmr/2_3how_it_works.htm
Mayo 2003
- [25] Wark, Kenneth, "Termodinámica.", 4a Edición, McGraw-Hill, p. 617-618.
- [26] "Fuel Fabrication Quality Control Measures and Performance Monitoring Plans for PBMR Fuel", Nonproprietary Version, p. 3-4.
- [27] "World Nuclear Association – The Economics Of Nuclear Power, December 2002"
<http://world-nuclear.org/info/inf02.htm>
Agosto 2003
- [28] "World Nuclear Association – Glossary"
<http://www.world-nuclear.org/info/inf51.htm>
Agosto 2003
- [29] "PBMR Pty Ltd – FAQs: Cost and Schedule"
http://www.pbmr.co.za/FAQs/cost_schedule.htm
Mayo 2003
- [30] "PBMR Pty Ltd – FAQ's: Safety"
<http://www.pbmr.co.za/FAQs/safety.htm>
Mayo 2003
- [31] "Servicio Sismológico Nacional – Regiones Sísmicas en México"
http://www.ssn.unam.mx/SSN/Sismos/region_sismica_mx.html
Septiembre 2003
- [32] "Servicio Sismológico Nacional – El SSN y la Sismicidad en México"
http://www.ssn.unam.mx/SSN/Doc/Mx_sismo/mhist.htm
Septiembre 2003
- [33] "Servicio Sismológico Nacional – Sismicidad en México en el Siglo XX"
http://www.ssn.unam.mx/SSN/Sismos/sismicidad_mx_siglo_xx.html
Septiembre 2003

- [34] “Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática – Principales Ríos”
http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/datosgeoqra/basicos/hidrologia/rios/principales_rios.cfm?c=521
Octubre 2003
- [35] “Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática – Cuencas Hidrológicas”
http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/datosgeoqra/basicos/hidrologia/rios/cuencas_hidrologicas.cfm?c=520
Octubre 2003
- [36] “Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática – Regiones Hidrológicas”
http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/datosgeoqra/basicos/hidrologia/rios/regiones_hidrologicas.cfm?c=519
Octubre 2003
- [37] “Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática – Tabulados Básicos”
<http://www.inegi.gob.mx/est/default.asp?c=703>
Octubre 2003
- [38] “Comisión Federal de Electricidad – ¿Qué es CFE? – Visitas Virtuales”
http://www.cfe.gob.mx/www2/visitas_virtuales/notavisitas.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2458&seccion_nombre=Laguna+Verde%2C+nucleoel%E9ctrica
Noviembre 2003
- [39] Centro Nacional de Prevención de Desastres, Coordinación de Capacitación, “Introducción a la Central Laguna Verde: Manual del Participante.”, Coordinación de Capacitación, Secretariado Técnico del COPERE, Comisión Federal de Electricidad, México, 1996, p. 19, 24-32.
- [40] “Joseph Gonyeau’s Virtual Nuclear Tourist! Nuclear Plants Around The World - Boiling Water Reactor”
<http://www.nucleartourist.com/type/bwr.htm>
Noviembre 2003
- [41] Centro Nacional de Prevención de Desastres, Coordinación de Capacitación, “El Plan de Emergencia Radiológica Externo: Manual del Participante.”, Coordinación de Capacitación, Secretariado Técnico del COPERE, Secretaría de Gobernación, México, 1996, p. 11-15, 17-18, 21-29, 31-32.

Otras referencias:

“HyperPhysics – Georgia State University”
<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/hframe.html>
Agosto 2003

“PBMR Pty Ltd – About The Pebble Bed Modular Reactor”
http://www.pbmr.co.za/2_about_the_pbmr/2_about.htm
Mayo 2003

“PBMR Pty Ltd – Background To The PBMR”

http://www.pbmr.co.za/2_about_the_pbmr/2_8background_to_the_pbmr.htm

Mayo 2003

“World Nuclear Association – Nuclear Electricity, 2003”

<http://www.world-nuclear.org/education/ne/ne.htm>

Agosto 2003

“World Nuclear Association – The Nuclear Fuel Cycle”

<http://www.world-nuclear.org/education/nfc.htm>

Agosto 2003