



FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio de Diferentes Plantas Nucleares
en la Expansión del Sistema Eléctrico
Mexicano**

T E S I S

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

PRESENTA:

GUILLERMO JOSÉ ESTRADA SARTI

**DIRECTORA DE TESIS:
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ**



MÉXICO, D.F.

2008

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, pues no cabe duda de que todo lo bueno proviene de Él.

Agradezco a mis padres, Martha y Guillermo, que me dieron la vida y a ellos debo todo lo que soy.

Agradezco a la Dra. Cecilia Martín del Campo por su excelente dirección e incondicional apoyo.

Agradezco a mis familiares y amigos por su afecto y cariño.

Agradezco al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la Universidad Nacional Autónoma de México por la beca que me ofreció durante un año por la participación en el Proyecto IN104007.

¡Muchas gracias!

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA MEXICANO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
1.1 DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS	4
1.1.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES	4
1.1.2 UNIDADES TURBOGÁS	5
1.1.3 CENTRALES DE CICLO COMBINADO	7
1.1.4 UNIDADES DIESEL	9
1.1.5 CENTRALES CARBOELÉCTRICAS	10
1.1.6 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS	12
1.1.7 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	13
1.1.8 CENTRALES EOLOELÉCTRICAS	14
1.1.9 CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS	15
1.2 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA	18
1.3 PRINCIPALES CENTRALES GENERADORAS	21
1.3.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	21
1.3.2 CENTRALES A BASE DE HIDROCARBUROS	22
1.3.3 CENTRALES CARBOELÉCTRICAS	23
1.3.4 CENTRAL DUAL	23
1.3.5 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS	24
1.3.6 CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA	24
1.3.7 CENTRALES EOLOELÉCTRICAS	24
2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO WASP PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN	26
2.1 ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA	26
2.2 MODELO WASP PARA LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	27
2.3 METODOLOGÍA DE WASP	29
2.4 CÁLCULO DE LOS COSTOS	31
2.5 LOS MÓDULOS DE WASP	32
2.5.1 LOADSY (Load System)	32
2.5.2 FIXSYS (Fixed System)	33
2.5.3 VARSYS (Variable System)	33
2.5.4 CONGEN (Configuration Generator)	34

2.5.5	MERSIM (Merge and Simulate).....	35
2.5.6	DYNPRO (Dynamic Programming Optimization)	36
2.5.7	REMERSIM.....	36
2.5.8	REPROBAT (Report Writer of DECPAC in a Batched Environment)	36
2.6	COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA	37
2.7	EVALUACIÓN DE LA DIVERSIDAD	37
2.7.1	ÍNDICE STIRLING O ÍNDICE SHANNON-WEINER	38
3	CONSIDERACIONES, DATOS DE ENTRADA Y CASOS DE ESTUDIO	41
3.1	CONSIDERACIONES	41
3.2	DATOS DE ENTRADA.....	42
3.2.1	LOADSY	42
3.2.2	FIXSYS.....	42
3.2.3	VARSYS.....	43
3.3	ORDEN ECONÓMICO DETERMINADO POR VARSYS.....	44
3.4	ÍNDICE DE DIVERSIDAD PARA LA CAPACIDAD INSTALADA EN 2005	45
3.5	ÍNDICE DE DIVERSIDAD PARA LA ENERGÍA GENERADA EN 2005.....	45
3.6	CASOS DE ESTUDIO	46
3.6.1	ESTUDIO 1: EXPANSIÓN LIBRE (ABWR).....	47
3.6.2	ESTUDIO 2: EXPANSIÓN ACOTADA (ABWR).....	50
3.6.3	ESTUDIO 3: EXPANSIÓN LIBRE (EPR)	54
3.6.4	ESTUDIO 4: EXPANSIÓN ACOTADA (EPR)	57
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
5	CONCLUSIONES.....	69
	ANEXO: BREVE EXPLICACIÓN DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO WASP- IV	72
	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	84
	BIBLIOGRAFÍA.....	87
	SIGLAS Y ACRÓNIMOS	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Página

Figura 1. Central Termoeléctrica	5
Figura 2. Central Turbogás.....	7
Figura 3. Central Ciclo Combinado.	9
Figura 4. Central Diesel	10
Figura 5. Central Carboeléctrica	12
Figura 6. Central Geotermoeléctrica	13
Figura 7. Central Hidroeléctrica.....	14
Figura 8. Reactor Avanzado de Agua Hirviente (ABWR).....	16
Figura 9. Reactor Europeo de Agua Presurizada (EPR)	18
Figura 10. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional	19
Figura 11. Capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2005.....	20
Figura 12. Energía producida en 2005	20
Figura 13. Índice de diversidad en función del número y la proporción de combustibles que participan en la generación.....	40
Figura 14. Potencia. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	48
Figura 15. Capacidad Instalada en 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	48
Figura 16. Generación Anual. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR).....	49
Figura 17. Generación Acumulada. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	49
Figura 18. Energía generada en 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	50
Figura 19. Potencia. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR).....	51
Figura 20. Capacidad Instalada en 2005. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)	52
Figura 21. Generación anual. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)	52
Figura 22. Generación acumulada. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR).....	53
Figura 23. Energía generada en 2025. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR).....	53
Figura 24 . Potencia. Estudio 3: Expansión Libre (EPR).....	55
Figura 25. Capacidad Instalada en 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR).....	55
Figura 26. Generación Anual. Estudio 3: Expansión Libre (EPR).....	56
Figura 27. Generación Acumulada. Estudio 3: Expansión Libre (EPR).....	56
Figura 28. Energía generada en 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)	57
Figura 29. Potencia. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)	58
Figura 30. Capacidad Instalada en 2005. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)	59
Figura 31. Generación anual. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR).....	59

Figura 32. Generación acumulada. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)	60
Figura 33. Energía generada en 2025. Estudio 4: Expansión Acotada (ABWR).....	60
Figura 34. Valor de la Función Objetivo en 2025	62
Figura 35. Costo de la Energía Generada.....	62
Figura 36. Capacidad Adicionada	63
Figura 37. Comparación gráfica con respecto a un “Plan óptimo”	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales características del modelo WASP-IV	28
Tabla 2. Índice Stirling para un sistema con la participación equitativa de combustibles	39
Tabla 3. Costo Unitario de Generación	43
Tabla 4. Costo Unitario de inversión	44
Tabla 5. Orden Económico ascendente determinado por VARSYS	45
Tabla 6. Capacidad efectiva en 2005 por tipo de combustible.....	45
Tabla 7. Energía producida en 2005 por tipo de combustible.....	46
Tabla 8. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR).....	47
Tabla 9. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR).	51
Tabla 10. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)	54
Tabla 11. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR).....	58
Tabla 12. Valor de la Función Objetivo en 2025, Energía Generada y su costo.....	61
Tabla 13. Energía Generada y Capacidad Adicionada.....	63
Tabla 14. Porcentaje de capacidad instalada por tipo de combustible en 2025.....	63
Tabla 15. Índice Stirling de Diversidad para la Potencia instalada en 2025	64
Tabla 16. Porcentaje de energía generada en 2025 por tipo de combustible	65
Tabla 17. Porcentaje de energía generada en todo el periodo (2005-2025) por tipo de combustible	65
Tabla 18. Índice Stirling de Diversidad para la Energía Generada	65
Tabla 19. Plan óptimo	66
Tabla 20. Costo normalizado y diversidad normalizada	67
Tabla 21. Calificación: Costo y Diversidad	68

INTRODUCCIÓN

Ante los nuevos escenarios de precios de los combustibles y de disponibilidad futura de los mismos no es viable continuar con la generación de energía eléctrica basándonos en el consumo dominante de combustibles fósiles. Por un lado, se estima que hacia finales de la primera década del siglo XXI las posibilidades de generación masiva de electricidad con reservas domésticas de gas, petróleo y carbón serán casi nulas.¹ Por otro lado, la política energética de México, orientada a intensificar la generación de energía eléctrica basándose en gas natural y carbón mineral de importación propicia la dependencia energética extranjera y la fuga de divisas. Además de ser combustibles generadores de emisiones de gases de efecto invernadero.

La generación eléctrica de origen nuclear representa una opción a ser analizada con mayor profundidad. En el año 2006 representó aproximadamente el 17% de la electricidad que se consume en todo el mundo. Actualmente, existen 435 reactores nucleares en funcionamiento en 31 países con una potencia neta total instalada de 367,988 MW. Por otra parte, 25 más se encuentran en fase de construcción en 12 países, con una potencia prevista de más de 25,000 MW. Los cinco países con mayor porcentaje de electricidad de origen nuclear en 2006 fueron: Francia (78.07%), Lituania (69.20%), Bélgica (58.10%), Eslovaquia (57.15%) y Suecia (48,01%).²

En México se encuentran operando exitosamente dos reactores nucleares y aportan solamente entre el 4 y 5 % de la electricidad del país siendo la participación de los combustibles fósiles muy superior. Dada esta situación se impone la necesidad de analizar escenarios de expansión de la generación eléctrica suficientemente diversificados, en los que la participación de la energía nuclear y las energías renovables (hidráulica, geotermia y eólica), básicamente limpias de emisiones de gases de invernadero, sea considerada. Los

¹ 2005; Sergio D. Bazán Perkins; LA ENERGÍA NUCLEAR, UNA ALTERNATIVA DE SUSTENTABILIDAD PARA RESOLVER LA DEMANDA ELÉCTRICA DE MÉXICO. (PRIMERA PARTE); Ingeniería. Investigación y Tecnología, julio-septiembre, año/vol. VI, número 003; Universidad Nacional Autónoma de México; Distrito Federal; p. 187.

² Foro Nuclear: Todo sobre energía nuclear. Energía nuclear en el mundo. Obtenido el 18 de diciembre de 2007 en: http://www.foronuclear.org/energia_nuclear_mundo.jsp .

resultados de estos estudios pueden ayudar a sustentar la toma de decisión sobre la selección de plantas generadoras y el programa de construcción más conveniente. Adicionalmente, en este estudio nos enfocamos analizar escenarios con dos diferentes tipos de reactores nucleares para que estos resultados apoyen la selección del tipo de reactor conveniente para México.

Los reactores que se han seleccionado como candidatos son el ABWR y el EPR. El primero por su estado de avance, ya que es el único reactor de tercera generación que se encuentra en operación comercial en el mundo. El segundo por estar basado en el reactor de agua a presión (PWR), cuya tecnología es la más usada a nivel mundial, además de que ya se encuentran dos reactores de este tipo en construcción.

En el primer capítulo de esta tesis se presentan las características más importantes del sistema mexicano de generación eléctrica y las diferentes tecnologías existentes.

En el segundo capítulo se presentan las principales características del modelo WASP-IV para planear la expansión del sistema eléctrico.

En el tercer capítulo se describen las consideraciones que se hicieron para desarrollar los diferentes casos de estudio, y se explica cómo se obtuvieron los datos de entrada para el modelo.

En el cuarto capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones para cada uno de los cuatro estudios desarrollados.

Finalmente, en el quinto capítulo, se presentan las conclusiones de este trabajo.

Objetivo:

Para cumplir con el objetivo se modelará la expansión del sistema eléctrico mexicano para un periodo de 20 años a partir del 2005 utilizando una de las herramientas más antigua de el OIEA para esta tarea, el modelo WASP.

Se realizarán cuatro estudios de expansión de generación eléctrica, en los dos primeros se considerará como planta nuclear candidata el ABWR y en los dos últimos el EPR. Los estudios 1 y 3 son expansiones libres, es decir, se adicionan las plantas nucleares que el modelo vaya recomendando. En cambio, los estudios 2 y 4 son expansiones en las que se limitan las adiciones de plantas nucleares a máximo una por año.

Se estudiará la competitividad de la opción nuclear para cubrir la expansión de generación de energía eléctrica en comparación con otras alternativas. No se analizará con detalle la cantidad adecuada de plantas que sirven para cubrir picos de demanda.

Este trabajo constituye la primera etapa de un estudio más complejo donde deberán considerarse las posibilidades técnicas y económicas del país para expandir su sistema de generación eléctrico.

1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA MEXICANO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las características del sistema eléctrico mexicano que se utilizaron en los datos del modelo WASP provienen principalmente del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE)³. El POISE describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para satisfacer la demanda de electricidad en los próximos diez años.⁴

1.1 DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS

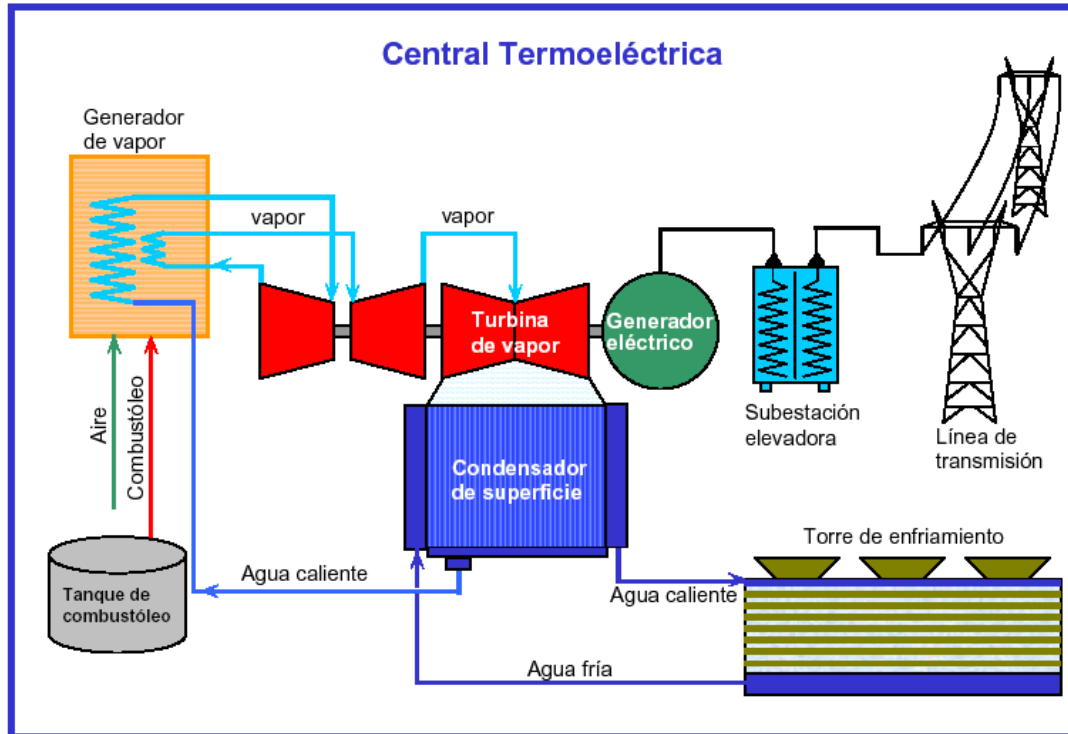
1.1.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES

Este tipo de centrales puede utilizar como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. En la actualidad CFE utiliza básicamente combustóleo.

La **Figura 1** muestra en forma esquemática el funcionamiento de una central termoeléctrica. El generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua de la forma líquida a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética es convertida en mecánica, misma que es transmitida al generador para producir energía eléctrica.

³ CFE, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016” (POISE 2007-2016).

⁴ Planeación del Sistema Eléctrico Nacional. Obtenido el 8 de diciembre de 2007 en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/planeacion/> .



Fuente: COPAR 2006

Figura 1. Central Termoeléctrica⁵

1.1.2 UNIDADES TURBOGÁS

La generación de energía eléctrica en estas unidades se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un filtro y entra después al compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, inyectado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente. De ello resultan gases de combustión calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a esa turbina, transforma en electricidad la energía mecánica producida por ésta. La **Figura 2** muestra esquemáticamente el funcionamiento de este ciclo⁶. Como se observa, los gases de la combustión, después de mover la turbina, son descargados directamente a la atmósfera.

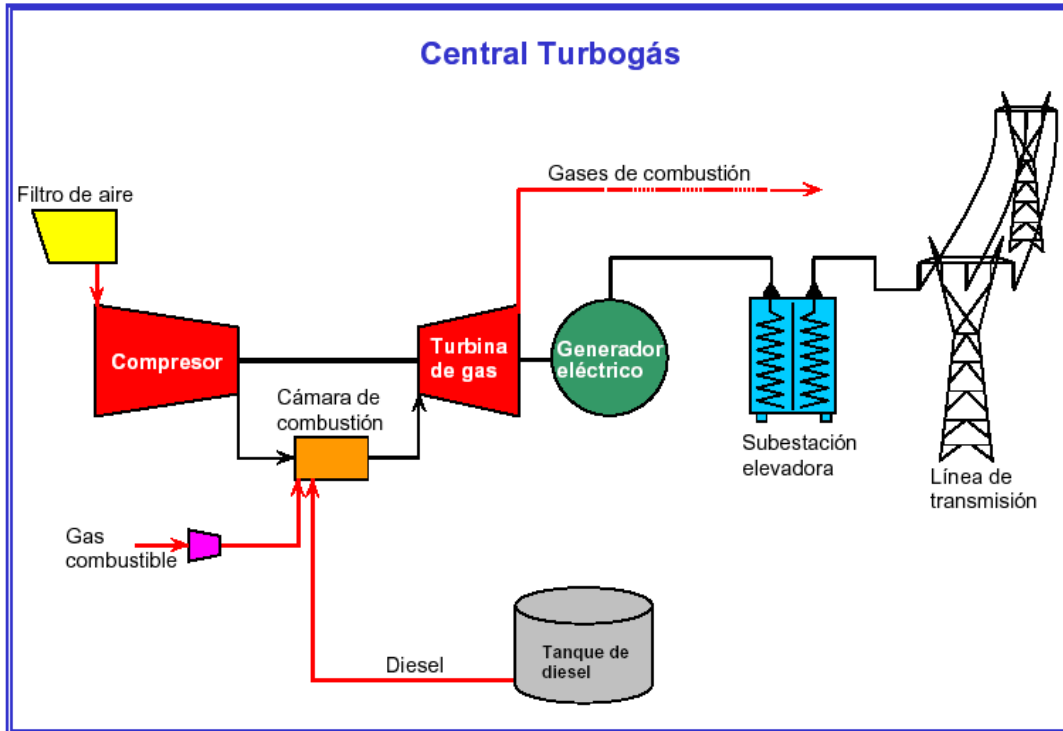
⁵ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.15.

⁶ Ciclo Brayton.

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo, en una máquina preparada para ello, donde el cambio del energético puede realizarse en forma automática en cualquier momento. Éste tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia.

Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir a la demanda hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas en horas pico, aunque existen modelos de tecnología avanzada que han sido diseñados para servicio de carga base y cogeneración industrial.

Las condiciones climatológicas del sitio, particularmente la presión barométrica (altitud sobre el nivel del mar) y la temperatura del aire, influyen en forma sensible en los parámetros de operación de las turbinas de gas, principalmente en la potencia y eficiencia. Aunque cada fabricante y cada modelo de turbina tienen su respuesta propia a las condiciones del sitio, la diferencia entre ellas no es significativa.



Fuente: COPAR 2006

Figura 2. Central Turbogás⁷

1.1.3 CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Estas plantas están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la unidad turbogás⁸, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura (hasta 623 °C en las turbinas de mayor capacidad). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase de vapor⁹, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas termoeléctricas convencionales. El arreglo de este ciclo de generación se muestra en la **Figura 3**.

⁷ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.16.

⁸ Ciclo Brayton.

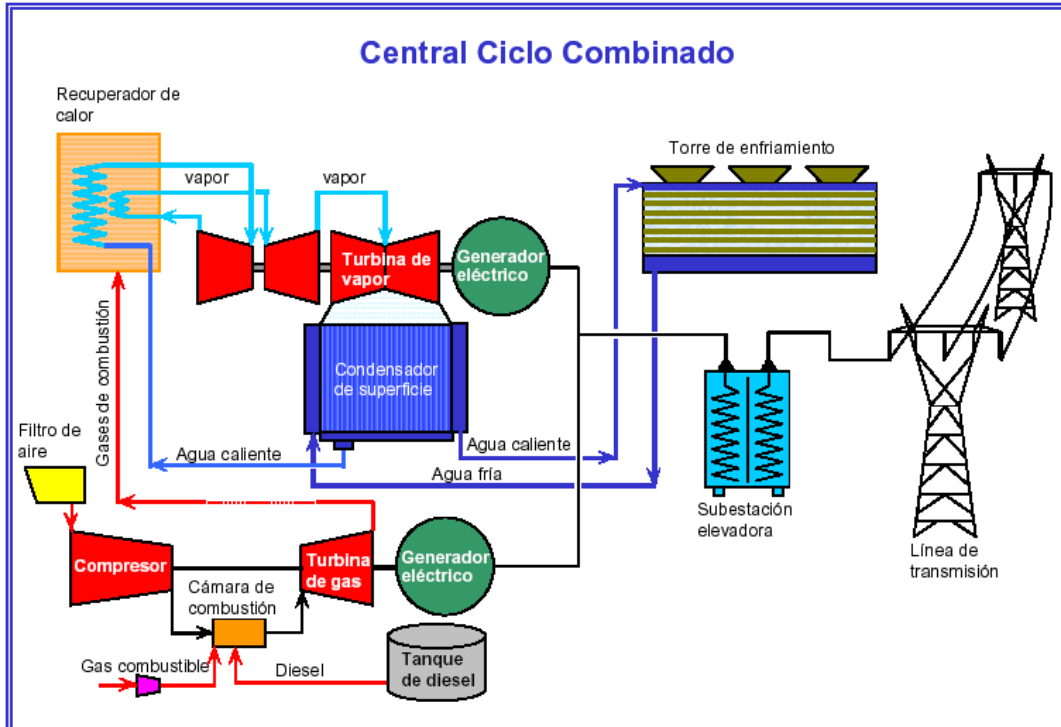
⁹ Ciclo Rankine.

Como este tipo de central utiliza turbinas de gas, la potencia en sitio está influida por la altitud y la temperatura. Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor, son hoy en día los sistemas de generación de energía más eficientes. En la actualidad este tipo de plantas está operando con eficiencias cercanas a 53% (a 100% de carga), medidas a partir del poder calorífico superior del combustible.¹⁰

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera parte corresponde a las unidades turbogás, la cual puede terminarse en un plazo breve e iniciar su operación; posteriormente, se continuaría con la construcción de la unidad de vapor, completándose así la central de ciclo combinado.

Como desventaja se tiene que las unidades turbogás al integrarse al ciclo combinado, sufren una reducción de potencia; el cambio de combustible también supone reducciones en la potencia e incrementos en la eficiencia. Además, como este tipo de central utiliza turbinas de gas, la potencia en sitio está influida por la altitud y la temperatura.

¹⁰ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.7.



Fuente: COPAR 2006

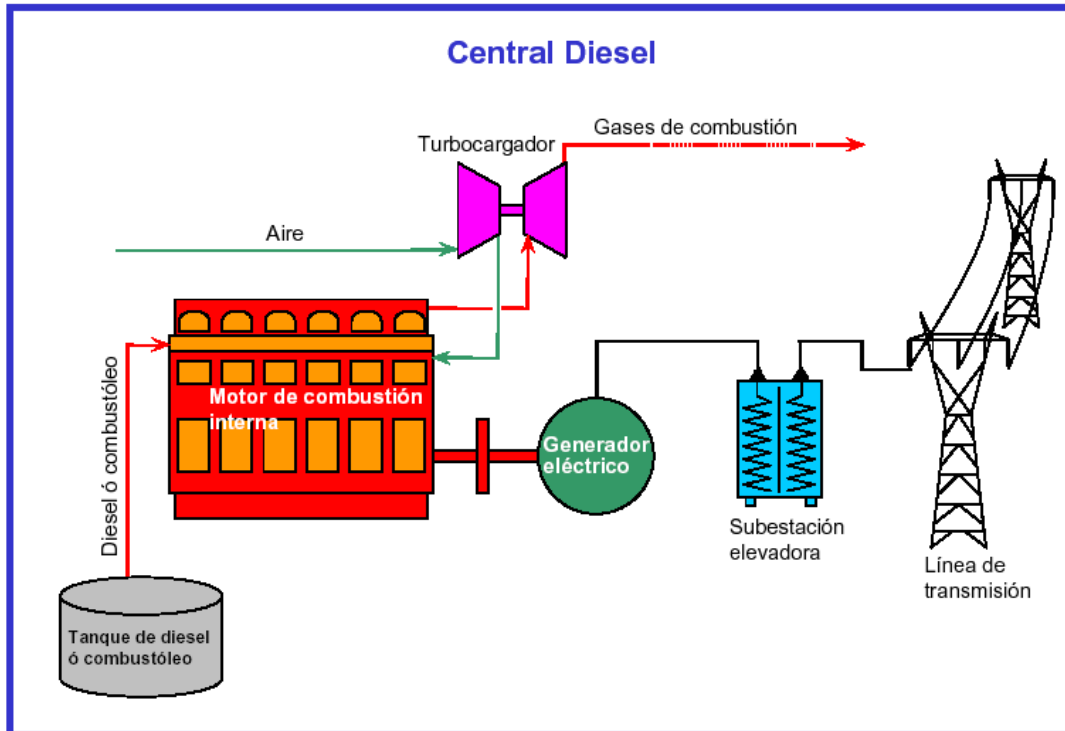
Figura 3. Central Ciclo Combinado.¹¹

1.1.4 UNIDADES DIESEL

La tecnología de la central diesel sigue el principio de los motores de combustión interna, es decir, aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador. El esquema del ciclo de generación es presentado en la **Figura 4**.

Actualmente este tipo de motor puede utilizar combustóleo, diesel o ambos. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible como base y diesel como respaldo.

¹¹ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.17.



Fuente: COPAR 2006

Figura 4. Central Diesel¹²

1.1.5 CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

1.1.5.1 Centrales carboeléctricas convencionales subcríticas

Estas plantas, esquematizadas en la **Figura 5**, no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales. La **Figura 5** muestra una central carboeléctrica que no incluye equipos anticontaminantes para el control de la emisión de bióxido de azufre (SO₂).

¹² Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.18.

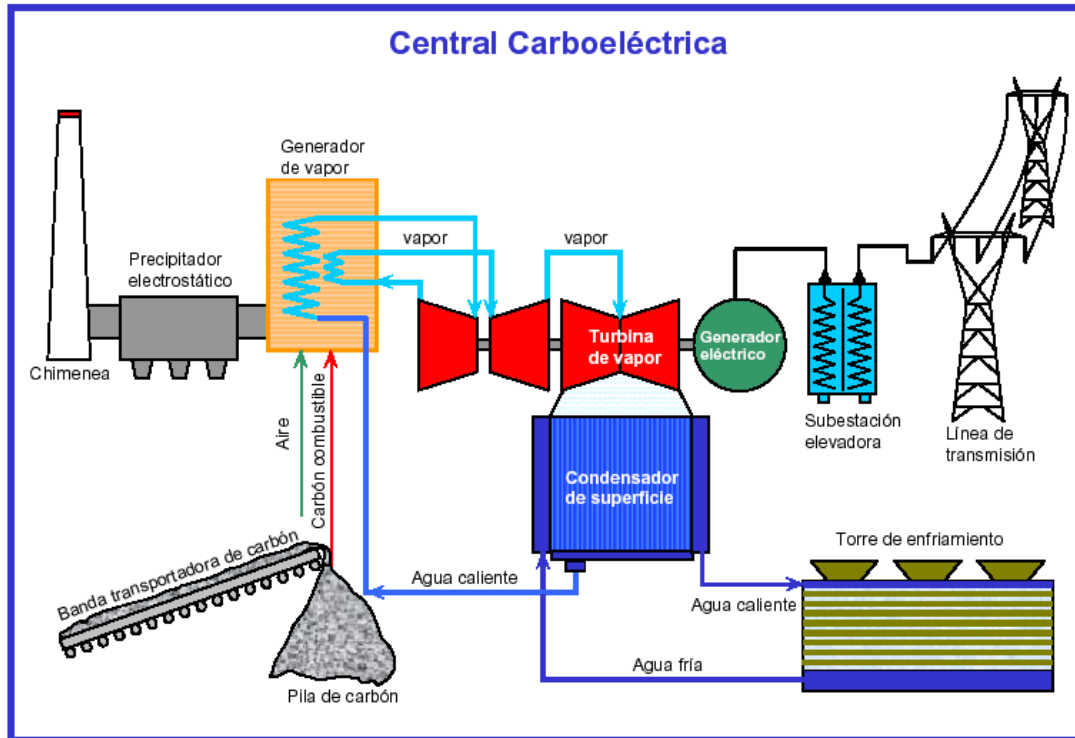
1.1.5.2 Centrales carboeléctricas convencionales supercríticas

Este tipo de plantas generalmente son de capacidades mayores a 350 MW, su uso se remonta a los años sesenta del siglo pasado. Como los requerimientos de adiciones de potencia en países en desarrollo cada vez aumentan, esta clase de proyectos bien pueden utilizarse, pues se encuentran actualmente en operación unidades hasta de 1,050 MW de capacidad. La **Figura 5** también describe a este tipo de centrales.

A estas plantas se les denomina supercríticas por la presión de vapor que se emplea en el generador de vapor y en la turbina de vapor. Normalmente en unidades de gran tamaño la presión del vapor principal producido en una caldera de presión subcrítica oscila entre los 167-180 bars (170-184 kg/cm²); en la de presión supercrítica es de 240-250 bars (245-255 kg/cm²) y en la de presión ultrasupercrítica, de 270- 310 bars (275-316 kg/cm²).

Se definen dos centrales básicas:

- **Carboeléctrica supercrítica sin desulfurador:** El combustible primario que se utiliza es carbón con un contenido de azufre de 0.5%.
- **Carboeléctrica supercrítica con desulfurador:** El combustible primario utilizado es carbón con un contenido de azufre de 2%



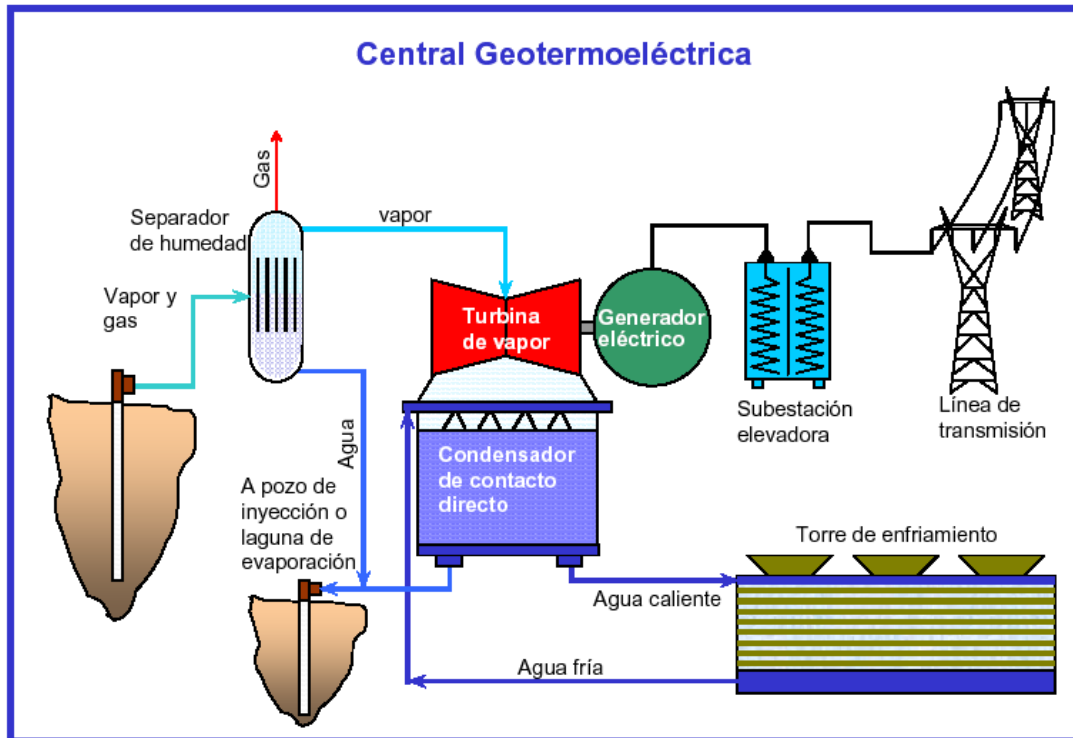
Fuente: COPAR 2006

Figura 5. Central Carboeléctrica¹³

1.1.6 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

Este tipo de planta opera con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, el cual en este caso es extraído del subsuelo. Como se muestra en la **Figura 6**, la mezcla agua-vapor obtenida del pozo se envía a un separador de humedad; el vapor ya seco es conducido a la turbina, la cual transforma su energía cinética en mecánica y ésta, a su vez, en electricidad al transmitirse al generador.

¹³ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.19.



Fuente: COPAR 2006

Figura 6. Central Geotermoeléctrica¹⁴

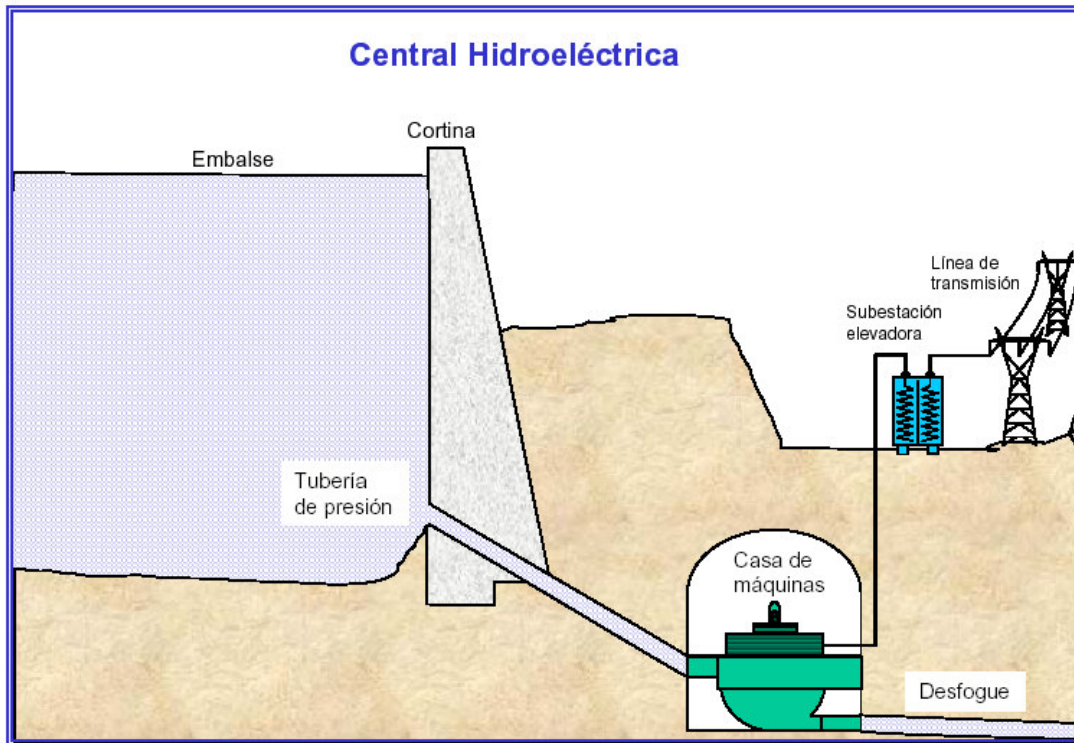
1.1.7 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica¹⁵.

¹⁴ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: COPAR - 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 2.21.

¹⁵ Generación Hidroeléctrica. Obtenido el 8 de diciembre de 2007 en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/hidroelectrica/>.

La **Figura 7** muestra una representación convencional de un aprovechamiento hidroeléctrico.



Fuente: COPAR 2006

Figura 7. Central Hidroeléctrica

1.1.8 CENTRALES EOLOELÉCTRICAS

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica, mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal.

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

1.1.9 CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

Estas plantas tienen semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores. En este caso se aprovecha el calor obtenido al fisiónar átomos del isótopo de uranio-235 en el interior del reactor, para producir el vapor necesario. Existen diversos tipos de reactores. A continuación se describen brevemente los dos tipos de reactores que se consideraron como plantas candidatas en los estudios de expansión eléctrica, los cuales son el motivo de estudio de esta tesis.

- a) PWR Reactor de agua ligera a presión
- b) BWR Reactor de agua ligera hirviendo

1.1.9.1 Reactor Avanzado de Agua Hirviendo (ABWR)

Es un reactor de tercera generación. Evolucionó a partir del reactor BWR (Boiling Water Reactor) del cual operan actualmente 90 reactores en el mundo. El diseño ABWR fue certificado en 1997 por la Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos de América (NRC). Es desarrollado por General Electric (GE), Hitachi Ltd. y Toshiba Corp. Actualmente existen 4 unidades en Japón, que iniciaron operaciones en 1996, 1997, 2005 y 2006 y son operadas por la Tokio Electric Power Company (TEPCO). Actualmente se tienen 10 reactores planeados en Taiwán y Japón, y dos planeados para South Texas Project.

Sus principales características:

- Tiene una potencia eléctrica de 1280 a 1385 MWe.
- Su potencia nominal es de 1356 MWe.
- Tiene un factor de disponibilidad del 87%.
- Su eficiencia del 34.5%.

- Su intervalo de recarga de combustible es cada 24 meses.

Ventajas: Una de las principales ventajas de este tipo de tecnología, es su estado de avance, ya que es el único reactor de tercera generación que se encuentra en operación comercial en el mundo, dándole la ventaja de poseer una tecnología probada y madura.

Desventajas: Sus principales desventajas son, tener un factor de disponibilidad relativamente bajo con respecto al EPR y una eficiencia térmica ligeramente menor que la del EPR.

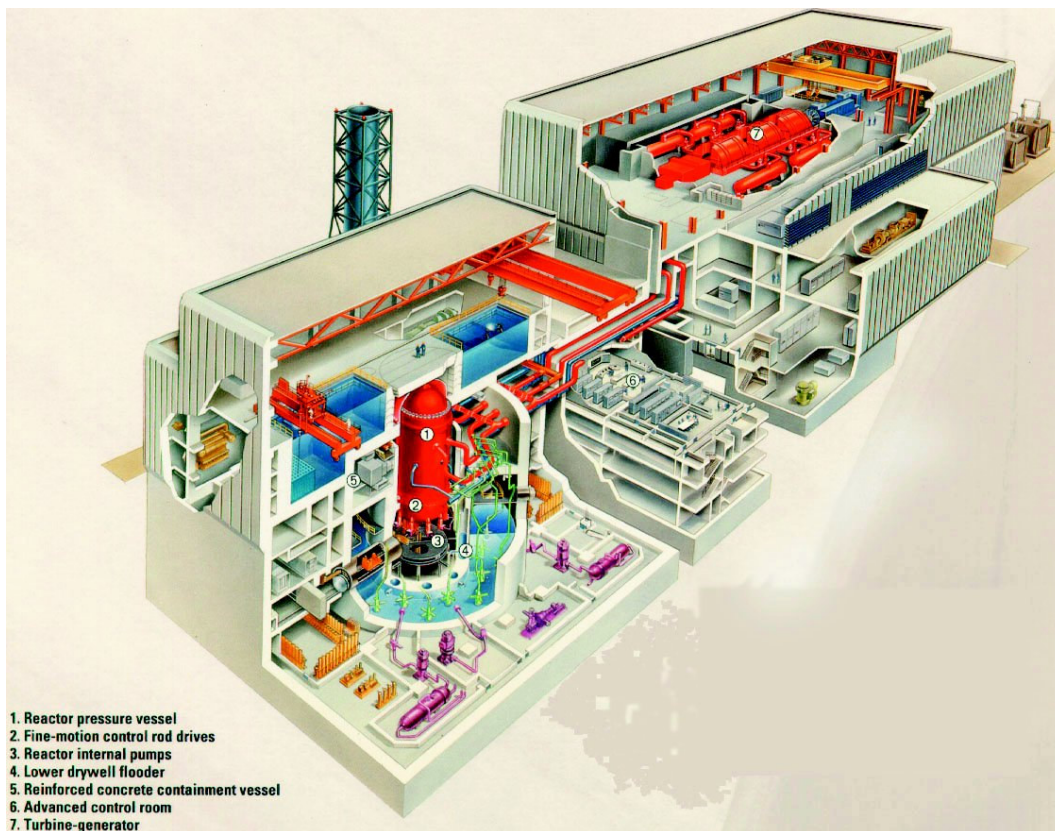


Figura 8. Reactor Avanzado de Agua Hirviente (ABWR)¹⁶

¹⁶ Mowry, J. *The future of electricity generation*. Obtenido el 6 de abril de 2008 en <http://www.nd.edu/~techrev/Archive/Spring2000/a4.html>.

1.1.9.2 Reactor Europeo de Agua Presurizada (EPR)

El Reactor Europeo de Agua Presurizada, en adelante EPR (European Pressurized Water Reactor), modelo de tercera generación, desarrollado por la compañía AREVA surge como resultado de la combinación de las tecnologías: Reactor N4 francés y Reactor Konvoi alemán, ambos diseños basados en el reactor de agua a presión (PWR), cuya tecnología es la más usada a nivel mundial, ya que actualmente existen 209 reactores en operación comercial de un total mundial de 440.

Ya se encuentra en construcción un reactor EPR en Finlandia y otro más en Francia.

Sus principales características:

- Tiene una potencia de 1600 MWe.
- Su eficiencia del 36%.
- Tiempo de vida de 60 años.
- Factor de disponibilidad del 91%.

Ventajas: El EPR, tiene una eficiencia ligeramente superior a la de los reactores PWR anteriores y a la del ABWR lo que implica hacer un mejor uso del combustible.

Desventajas: Su desventaja principal, es el tiempo de construcción que oscila entre 57 y 60 meses, mayor al del ABWR por lo que los costos por concepto de financiamiento de la inversión se ven incrementados.



Figura 9. Reactor Europeo de Agua Presurizada (EPR)¹⁷

1.2 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA

Al nacionalizarse la industria eléctrica en 1960, la capacidad instalada era de 3,021 MW y el suministro se realizaba mediante diversos sistemas aislados. Al paso del tiempo, se fueron interconectando y utilizando mayores tensiones de transmisión (400 kV y 230 kV), se unificó la frecuencia a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, se diversificó la generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, a base de carbón y en menor medida la eólica, y se introdujeron tarifas con diferenciación horaria para la administración de la demanda. A diciembre de 2005, el SEN contaba con una capacidad de generación de 46,534 MW para el servicio público y un total de 759,552 km de líneas de transmisión y distribución.¹⁸

¹⁷ Pyle, A. *A nuclear renaissance*. Obtenido el 6 de abril de 2008 en <http://www.soue.org.uk/souenews/issue6/nuclear.html>.

¹⁸ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: 2007-2016. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006, p. 2-1, 2-2.

Para estudios de planificación, el SEN se divide en nueve áreas, como se muestra a continuación. En la

Figura 10 se muestra el mapa de la República Mexicana con la localización de las diferentes regiones del Sistema Interconectado Nacional (SIN).



Figura 10. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional¹⁹

Las siete áreas del macizo continental están interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Su objetivo es compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de las demandas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento económico y confiable en su conjunto. Actualmente, las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

Los centros de control del SIN se ubican en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California son administradas desde Mexicali. Todas las regiones se encuentran coordinadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el D.F.

¹⁹ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: 2007-2016. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006, p. 2-1, Fig. 2.1.

En la **Figura 11** se puede apreciar la capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2005, y la participación expresada como porcentaje de las diferentes tecnologías del servicio público de energía.

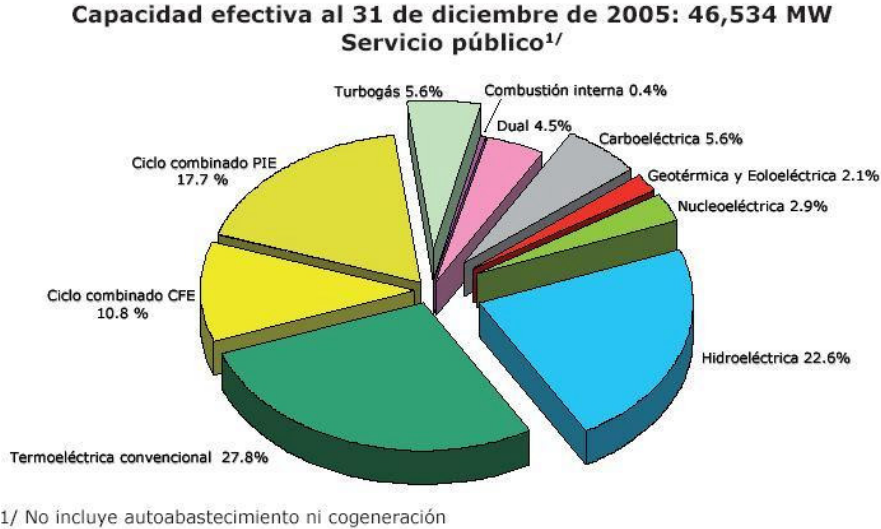


Figura 11. Capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2005²⁰

En la **Figura 12** se aprecia la energía producida en 2005, y la participación expresada como un porcentaje de las diferentes tecnologías al servicio público de energía.

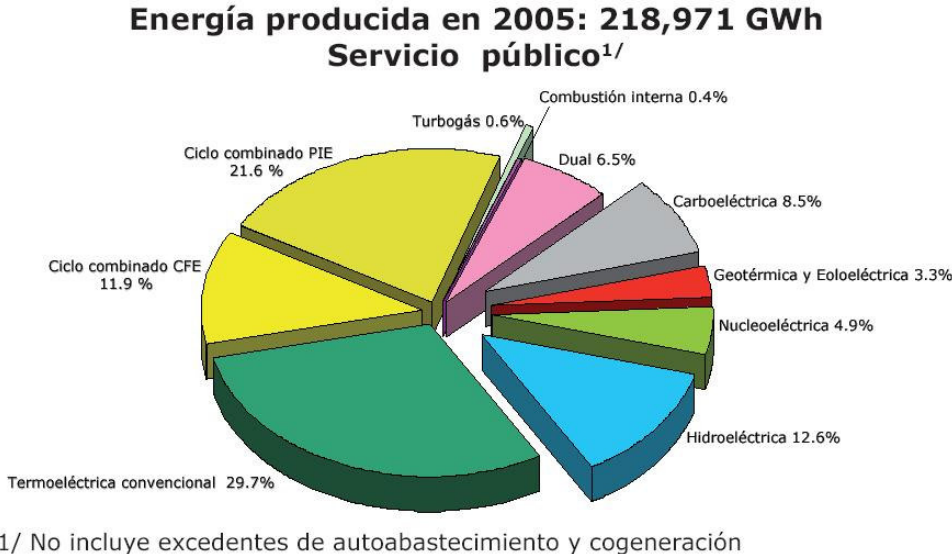


Figura 12. Energía producida en 2005²¹

²⁰ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: 2007-2016. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006, p. 2-2, Fig. 2.2.

1.3 PRINCIPALES CENTRALES GENERADORAS

A continuación se presentan las principales tecnologías y plantas del sistema de generación.

1.3.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En la cuenca del río Grijalva se localiza el mayor desarrollo hidroeléctrico del país, con 4,800 MW. En esta cuenca se encuentran las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso y Peñitas (Ángel Albino Corzo). Representa 45.6% de la capacidad hidroeléctrica total en operación al 31 de diciembre de 2005.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado en el occidente del país. En la cuenca del Balsas se encuentran el Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), Infiernillo y la Villita (José Ma. Morelos) con un total de 1,880 MW, que corresponden al 17.8% de la capacidad hidroeléctrica.

Aguamilpa Solidaridad, en la cuenca del río Santiago en Nayarit, con 960 MW, representa el 9.1% de la capacidad hidroeléctrica total. Huites (Luis Donaldo Colosio), en el noroeste, con dos unidades de 211 MW cada una, así como Zimapán (Fernando Hiriart), en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, representan 6.8% de la capacidad hidroeléctrica total. El 20.7% restante se encuentra distribuido principalmente en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Pánuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

En junio de 2007 el presidente Felipe Calderón inauguró la Central Hidroeléctrica El Cajón que aumenta casi 8% la capacidad hidroeléctrica²².

²¹ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: 2007-2016. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006, p. 2-7, 2.4.

²² El Cajón. Obtenido el 8 de diciembre de 2007 en <http://www.cfe.gob.mx/CAJON/es/Avances/hoyenelcajon/hoyenelcajon.htm> .

1.3.2 CENTRALES A BASE DE HIDROCARBUROS

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogás: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- Ciclo Combinado: Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel).
- Carboeléctrica (carbón).
- Dual (combustóleo y carbón).
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo).
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)

La energía termoeléctrica generada con estos combustibles proviene de centrales de diferentes tecnologías y capacidades.

El combustóleo (combustible residual del petróleo) se emplea principalmente en unidades generadoras de carga base; éstas se localizan cerca de puertos o en la proximidad de las refinerías de PEMEX.

Entre las principales plantas que utilizan combustóleo se encuentran Tuxpan con 2,100 MW y Manzanillo con 1,900 MW.

El gas natural ha cobrado especial importancia en los ciclos combinados recientes. Adicionalmente, por restricciones ecológicas, se ha incrementado su uso en centrales termoeléctricas convencionales ubicadas en las grandes ciudades como el Distrito Federal y Monterrey.

A fin de hacer competitivo el equipo existente respecto a nuevas tecnologías, se han convertido centrales de turbogás a ciclos combinados.

El diesel se utiliza en unidades que operan durante las horas de demanda máxima, para abastecer zonas aisladas y por restricciones en la disponibilidad de gas en algunas centrales de ciclo combinado.

1.3.3 CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

Carbón II con 1,400 MW utiliza combustible nacional e importado, y Río Escondido (José López Portillo) con 1,200 MW consume sólo combustible nacional, ambas se localizan en el estado de Coahuila.

1.3.4 CENTRAL DUAL

Petalcalco (Plutarco Elías Calles), con capacidad de 2,100 MW, tiene la posibilidad de quemar combustóleo y/o carbón. Actualmente emplea carbón importado y se ubica en el estado de Guerrero, en la vecindad de Lázaro Cárdenas, Michoacán.

1.3.5 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

El mayor aprovechamiento de esta energía se encuentra cerca de Mexicali, en Cerro Prieto, con 720 MW y representa 75% de la capacidad geotermoeléctrica en operación. El 25% restante se localiza en Los Azufres, Michoacán (189.5 MW); Los Humeros, Puebla (40 MW), y Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW).

1.3.6 CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA

Laguna Verde consta de dos unidades de 682.4 MW cada una. Laguna Verde se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, y cuenta con un área de 370 Ha. Geográficamente 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. Su costo variable de operación es el más bajo de todas las termoeléctricas en el sistema eléctrico mexicano. Su participación representó 4.93% de la energía total producida en 2005, al operar con un factor de planta de 90%.

1.3.7 CENTRALES EOLOELÉCTRICAS

Central eólica de La Venta, Oaxaca: Se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noreste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 84.87 MW, y consta de 105 aerogeneradores, ya que a partir del 5 de enero de 2007 entraron en operación comercial 98 nuevas unidades generadoras.

Central eólica de Guerrero Negro, Baja California Sur: Se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biósfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad de 0.6 MW, y consta de un solo aerogenerador.²³

²³ Generación Eoloeléctrica. Obtenido el 8 de diciembre de 2007 en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/eoloelctrica/> .

2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO WASP PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN

2.1 ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA o IAEA por sus siglas en inglés) pertenece a los órganos conexos del Sistema de las Naciones Unidas.

Este organismo empezó a funcionar en Viena el 29 de julio de 1957 y en noviembre del mismo año la Asamblea General aprobó un acuerdo sobre la relación de el OIEA con la ONU, a fin de tratar de acelerar y aumentar la contribución de la energía atómica para fines de paz, la salud y la prosperidad en todo el mundo.

Teniendo como objetivo el asegurar que la asistencia prestada no se utilice con fines militares, el OIEA establece normas de seguridad nuclear y protección ambiental, ayuda a los países miembros mediante actividades de cooperación técnica y alienta el intercambio de información científica y técnica sobre la energía nuclear.

El OIEA cuenta con asesores, equipo y capacitación para suministrar asistencia a los gobiernos en desarrollo y promueve la transmisión de conocimientos teóricos y prácticos para que los países receptores puedan ejecutar eficaz y seguramente sus programas de energía atómica. Formula también normas básicas de seguridad para la protección contra radiaciones y publica reglamentos y códigos de prácticas sobre determinados tipos de operaciones, incluido el transporte de material radiactivo.

El OIEA, tiene su sede en Viena (Austria), con sedes regionales en Ginebra, Nueva York, Toronto y Tokio, y cuenta con 144 estados miembros.²⁴

²⁴ International Atomic Energy Agency. About IAEA. Obtenido el 19 de diciembre de 2007 en: <http://www.iaea.org/About/index.html> .

2.2 MODELO WASP PARA LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El modelo WASP fue desarrollado por el Tennessee Valley Authority y el Oak Ridge National Laboratory en EUA en 1972 con el objetivo de analizar la competitividad de la opción nuclear para cubrir la expansión de generación de energía eléctrica en comparación con otras alternativas.²⁵

El OIEA ha promovido el modelo WASP con el objeto de compartir los resultados entre los países participantes. El programa fue evolucionando teniendo en cuenta las modificaciones tecnológicas que iban surgiendo.

WASP es el modelo que más se utiliza en los países en desarrollo para la planificación de los sistemas de energía (más de 100 países²⁶). Este programa fue suministrado a la CFE por el OIEA en 1984²⁷ y la CFE proporcionó a la Facultad de Ingeniería la versión IV de WASP en 2005.

En particular, la versión IV del modelo WASP es un modelo uninodal que permite planear la expansión de un sistema de generación eléctrica tomando en cuenta la disponibilidad de combustibles y restricciones ambientales. Su objetivo es encontrar el plan de expansión económicamente óptimo, para el cual se imponen restricciones específicas. Para encontrarlo, estima de manera probabilística los costos de producción, los de la energía no servida y la disponibilidad del sistema; utiliza una técnica de programación lineal para encontrar el despacho óptimo que cumple con las restricciones y las limitaciones de

²⁵ IAEA, 2000, “Wien Automatic System Planning (WASP) Package – A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning – Versión WASP-IV, User’s Manual”, Computer Manual Series No. 8, Austria, 267 p. 1.

²⁶ Organismo Internacional de Energía Atómica. Creación de capacidad para el desarrollo energético sostenible. Obtenido el 19 de diciembre de 2007 en:
http://www.iaea.org/Publications/Factsheets/Spanish/capacity_sp.pdf .

²⁷ Toupiol S. Análisis de Decisión en la Planeación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano, tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007, p. 12.

emisiones, así como para determinar la generación eléctrica de las plantas; usa un método de programación dinámica para determinar el plan de expansión óptimo, es decir, el de mínimo costo de todos los planes de expansión candidatos.

Sus principales características se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Principales características del modelo WASP-IV²⁸

Número máximo de años en el período de estudio	30
Número máximo de períodos por año	12
Número máximo de plantas agrupadas por tipos de combustible de los cuales: 10 plantas térmicas y nucleares, y 2 grupos hidroeléctricos.	12
Número máximo de plantas en el Sistema Fijo sumado a las plantas térmicas y nucleares consideradas en Sistema Variable.	88
Número máximo de tipos de plantas candidatas para el sistema de expansión, de los cuales: 12 tipos de plantas térmicas y nucleares; 2 grupos de plantas hidroeléctricas, cada uno formado por un máximo de 30 proyectos, llamados HIDA e HIDB.	15
Condiciones hidrológicas.	5
Configuraciones del sistema en todo el período de estudio.	5,000

²⁸ IAEA, 2000. "Wien Automatic System Planning (WASP) Package: A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WAPS-IV, User's Manual". Computer Manual Series No. 8, Austria. p. 11.

2.3 METODOLOGÍA DE WASP

Para encontrar el plan óptimo de expansión del sistema de generación eléctrica del período estudiado, el modelo WASP evalúa cada secuencia de adición de unidades a través de una función, llamada función objetivo compuesta por:

- Los costos de inversión de capital (I);
- El valor de rescate de los costos de inversión (S);
- Los costos de combustibles (F);
- Los costos de almacenamiento de combustible (L);
- Los costos de operación y mantenimiento (sin considerar los costos de combustibles) (M);
- Los costos de energía no servida (O);

El costo total se calcula con la **Ecuación (1)**:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} + \bar{S}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}] \dots\dots\dots(1)$$

Donde B_j = función objetivo correspondiente al plan de expansión j

t = año considerado (1, 2, ..., T)

T = periodo total de estudio

Nota: La barra encima de los símbolos significa que los valores se descuentan con respecto a un año de referencia usando una tasa específica i .

WASP hace el cálculo de los diversos costos de la **Ecuación (1)** con ciertos modelos que respondan a:

- a) Características de la carga esperada;

- b) Características de las plantas²⁹ térmicas y nucleares.
- c) Características de las plantas hidroeléctricas.
- d) Condiciones hidrológicas; y
- e) Costo de la energía no servida.

Una vez calculada la función objetivo de todas las expansiones posibles encontradas, el modelo determina el plan de expansión óptimo, es decir, el que tiene la función objetivo (B) mínima.

El análisis con WASP implica el conocimiento de las alternativas de expansión para el sistema de generación al inicio de cada año. Para cada año del estudio se debe determinar el vector $[K_t]$ que representa las unidades de generación que operan en el año t para un plan de expansión dado. Para cada año, el vector $[K_t]$ debe satisfacer la **Ecuación (2)**:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t] \dots \dots \dots (2)$$

Donde $[A_t]$ = Vector de adición de unidades comprometidas en el año t

$[R_t]$ = Vector de retiro de unidades comprometidas en el año t

$[U_t]$ = Vector de adición de unidades candidatas en el año t ($[U_t] \geq [0]$).

Para cada año, $[A_t]$ y $[R_t]$ son conocidos, y $[U_t]$ es la variable a determinar.

Optimizar la expansión consiste en encontrar los valores del vector $[U_t]$ a lo largo del estudio de planeación que satisfacen las restricciones de probabilidad de pérdida de carga

²⁹ En esta tesis la palabra planta se refiere a la combinación de una o más unidades térmicas, o a uno o más proyectos hidrológicos.

(LOLP, Loss of Load Probability), energía no servida (ENS), período crítico, márgenes de reserva, ancho de túnel³⁰ y de las diversas limitaciones que definió el planeador.

Así, el plan de expansión con menor función objetivo es el plan óptimo.

2.4 CÁLCULO DE LOS COSTOS

La carga se modela con la carga pico, la demanda de energía de cada período, y su curva de duración de carga invertida correspondiente. Lo anterior representa la probabilidad de que la carga iguale o exceda un valor aleatorio del período seleccionado.

Cada modelo de las plantas térmicas o nucleares está descrito por:

- Capacidades máximas y mínimas;
- Tasa de calor a capacidad mínima y tasa de calor incremental entre capacidades mínimas y máximas;
- Requerimiento de mantenimiento (salidas programadas);
- Probabilidad de falla (tasa de salidas forzadas);
- Costo de inversión de capital (para candidatas de expansión);
- Costo variable de combustible;
- Componente fija y variable de los costos de operación y mantenimiento; y
- Vida de la planta (para candidatas de expansión).

Los modelos de los proyectos hidroeléctricos están definidos por:

- Capacidades máximas y mínimas;
- Capacidad de almacenamiento de energía de los reservorios;
- Energía disponible por período;

³⁰ El ancho de túnel se refiere al número máximo de unidades candidatas para la expansión del sistema en adición al número mínimo de unidades candidatas para estar en servicio en cierto año.

- Costo de inversión de capital (para los proyectos considerados como candidatos de expansión);
- Costos fijos de operación y mantenimiento; y
- Vida de la planta (para los proyectos considerados como candidatos de expansión).

2.5 LOS MÓDULOS DE WASP

El modelo WASP-IV se compone de siete módulos: LOADSY, FIXSYS, VARSYS, CONGEN, MERSIM, DYNPRO y REPROBAT. Los tres primeros (LOADSY, FIXSYS y VARSYS) pueden ser ejecutados de manera independiente, y contienen gran parte de la información necesaria para determinar la expansión del sistema. Los módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO deben ser ejecutados en orden y después de los primeros tres módulos para simular la expansión del sistema y optimizarla después de varias iteraciones.

A continuación se presenta una descripción breve de las funciones de cada módulo:

2.5.1 LOADSY (Load System)

Procesa la información que describe las cargas máximas del período y las curvas de duración de carga para el sistema eléctrico a lo largo del período de estudio. Los datos de entrada para LOADSY son:

- Número de períodos por año.
- Número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga.
- Cargas pico anuales y fracciones de carga pico de cada período con respecto a la carga máxima del año correspondiente.
- La forma de la curva de duración de carga puede expresarse por puntos o mediante los coeficientes de un polinomio de quinto grado.

Para cada período de cada año LOADSY calcula el coeficiente constante, los cosenos de las series de Fourier que mejor se aproximan las curvas invertidas y normalizadas de la duración de carga, energías pico y los factores de carga anuales.

2.5.2 FIXSYS (Fixed System)

Procesa la información que describe el sistema de generación existente y las adiciones o retiros comprometidos, así como la información sobre las restricciones impuestas por el usuario sobre emisiones ambientales, disponibilidad del combustible o la generación de electricidad por algunas plantas. Los datos de entrada para FIXSYS son:

- Número de períodos e hidrocondiciones por año.
- Tipos de plantas en el sistema.
- Número de plantas térmicas utilizadas.
- Probabilidades hidrológicas.
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas existentes y comprometidas como son: número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles, entre otros.
- Características de las plantas hidroeléctricas por cada período e hidrocondición.
- Programa de adiciones y retiros de unidades.
- Modificaciones programadas de las unidades existentes.

2.5.3 VARSYS (Variable System)

Procesa la información que describe las diversas plantas de generación que pueden ser consideradas como candidatas en la expansión del sistema de generación, éstas pueden ser térmicas o nucleares (máximo 12), hidroeléctricas (repartidas en dos grupos) y de bombeo-almacenamiento (máximo una). Los datos de entrada para VARSYS son:

- Número de períodos e hidrocondiciones por año, además de las probabilidades hidrológicas (deben ser iguales que en FIXSYS).
- Número de plantas térmicas candidatas.
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas candidatas, como son: capacidad, régimen térmico, costo de combustibles, entre otros.
- Características de las plantas hidroeléctricas candidatas por período e hidrocondición.

VARSYS calcula el orden económico de carga de las plantas térmicas o nucleares basándose en los costos de producción a plena carga, y evalúa el modo de operación y las capacidades base y pico de cada proyecto hidroeléctrico compuesto.

2.5.4 CONGEN (Configuration Generator)

Calcula, año tras año, todas las posibles configuraciones de expansión de adición de candidatas, las cuales satisfacen las restricciones impuestas y que en combinación con el sistema fijo satisfacen la curva de carga. CONGEN también calcula, para la lista combinada de las plantas de FIXSYS y de VARSYS, el orden económico de carga básica. CONGEN genera todas las configuraciones que cumplen con las restricciones impuestas para cada año de estudio de la expansión del sistema. Éstas serán analizadas por los programas de simulación y optimización y su número puede reducirse o aumentarse modificando el número de unidades candidatas de cada planta por año, los márgenes de reserva y la confiabilidad del sistema³¹. Los datos de entrada más importantes para CONGEN son:

- Número máximo de unidades de cada tipo de planta que pueden entrar al sistema.
- Márgenes de reserva máximo y mínimo permitido.
- El valor máximo admitido de LOLP.

³¹ La confiabilidad del sistema se evalúa a través de la LOLP.

2.5.5 MERSIM (Merge and Simulate)

Considera todas las configuraciones propuestas por CONGEN y utiliza una simulación probabilista de la operación del sistema para calcular los costos de generación, la energía no servida y la confiabilidad del sistema para cada configuración. En este proceso, se consideran también las limitaciones impuestas, para algunos grupos de plantas, sobre emisiones ambientales, disponibilidad del combustible o generación eléctrica. El despacho de las plantas se determina de tal manera que la disponibilidad de la planta, los requerimientos de mantenimiento, los requerimientos de reserva rodante y todas las limitaciones para el grupo de plantas, se satisfagan con el mínimo costo. Algunos datos que este módulo requiere son:

- Información proveniente de otros módulos: características de las cargas anuales, características de las plantas del sistema fijo y variable, información sobre el orden de carga de las plantas³².
- Número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga.
- Limitaciones impuestas por el usuario, como por ejemplo cantidad máxima de combustible que se puede usar.

Los resultados de la simulación son los costos anuales de operación, la LOLP y la energía no servida para cada período e hidrocondición.

MERSIM se puede también utilizar para simular la operación del sistema para la mejor solución (configuración óptima) proporcionada por la corrida de DYNPRO actual. En este modo de operación, llamado REMERSIM, los resultados detallados de la simulación se almacenan en un archivo que se puede utilizar para la representación gráfica de los resultados.

³² El orden de carga puede ser proporcionado por el usuario o calculado por CONGEN.

2.5.6 DYNPRO (Dynamic Programming Optimization)

La función del módulo DYNPRO es encontrar el plan de expansión óptimo, es decir, el de menor costo de generación que respete las restricciones de confiabilidad impuestas.

El costo de generación considera el costo de inversión³³ de las plantas adicionales (corregido por su valor de rescate) y el costo de operación (incluyendo el costo de la energía no servida) para cada año. Se considera que los costos de capital ocurren al principio del año y los costos de operación a la mitad del año.

DYNPRO calcula los costos de inversión y de energía no servida asociada a cada configuración; realiza los cálculos de escalación y descuento de costos con respecto a un año de referencia usando una tasa de descuento específica; y calcula la función objetivo para cada año, la cual representa el costo total de la expansión para una configuración dada.

El módulo DYNPRO indica al usuario cómo optimizar la expansión.

2.5.7 REMERSIM

MERSIM puede ser utilizado para simular la operación del sistema con la solución óptima provista por DYNPRO, a este modo de operación se le llama REMERSIM.

2.5.8 REPROBAT (Report Writer of DECPAC in a Batched Environment)

Escribe un informe que resume los resultados totales o parciales para el plan óptimo o cercano al óptimo de la expansión del sistema de generación y para el sistema fijo. Algunos

³³ También conocido como “Overnight Cost” contempla los costos de construcción incluyendo los intereses durante la construcción y el costo de almacenamiento del combustible.

resultados de los cálculos realizados por REPROBAT también se almacenan en el archivo que se puede utilizar para la representación gráfica de los resultados de WASP (véase REMERSIM arriba).

2.6 COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA

El costo de la energía no servida refleja los daños esperados a la economía del país cuando una cierta cantidad de energía eléctrica no se suministra. En WASP este costo se modela a través de una función cuadrática que relaciona el costo incremental de la energía no servida con la cantidad de energía no servida.

2.7 EVALUACIÓN DE LA DIVERSIDAD

Por lo general se considera que la diversidad de un plan de expansión se refiere a la mezcla de combustibles y/o tecnologías usadas en un estudio, y se puede evaluar para capacidad instalada o energía generada.

La diversificación de las tecnologías es importante para reducir riesgos. Las ventajas de una estrategia de diversificación son:

- Mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios.
- Eliminación de la dependencia de un proveedor único de combustible.
- Menor vulnerabilidad ante el agotamiento de los energéticos primarios.
- Reducción de la contaminación atmosférica si se utilizan fuentes renovables o nucleares

La diversidad se puede evaluar mediante el cálculo del índice Stirling llamado también Shannon-Weiner.

2.7.1 ÍNDICE STIRLING O ÍNDICE SHANNON-WEINER

La diversidad se puede evaluar mediante el cálculo del índice Stirling llamado también Shannon-Weiner. Este índice se calcula utilizando la **Ecuación (3)** y la **Ecuación (4)**:

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N -p_i \times \ln(p_i) \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

- i se refiere al tipo de combustible
- N es el número total de combustibles que participan en la generación
- p_i es la fracción de la generación bruta de las tecnologías usando el combustible de tipo i ;

Siendo

$$p_i = \frac{P_i}{P_{total}} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

- P_i es la generación bruta anual de las tecnologías usando el combustible de tipo i y
- P_{total} es la generación bruta anual total del parque de generación eléctrica.

Dada la fórmula de este índice, sirve para cuantificar varios conceptos como son la variedad, el balance y la disparidad³⁴. La **Tabla 2** muestra el índice de diversidad para un sistema que genera de manera equitativa a base de 1 a 10 combustibles. Se observa que conforme aumenta la variedad de combustibles, el índice aumenta.

³⁴ Grubb M. and Co., 2005, "Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives", Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.

Tabla 2. Índice Stirling para un sistema con la participación equitativa de combustibles

Número de combustibles	Índice de diversidad
1	0
2	0.693
3	1.099
4	1.386
5	1.609
6	1.792
7	1.946
8	2.079
9	2.197
10	2.303

Para mostrar que el índice Stirling también toma en cuenta el balance y la disparidad de los combustibles que participan, en la **Figura 13** se exhibe la evolución del índice de diversidad en función del número y proporción de combustibles que participan en la generación. La curva azul con rombos corresponde a una participación equitativa de los combustibles, por ejemplo 5 combustibles proporcionan 20% de la generación cada uno. El cuadro rosa muestra el caso en el cual se tienen 5 combustibles pero que participan con 5%, 10%, 10%, 20% y 55% de la generación. Se observa que en este caso el quinto combustible domina la participación (55%) por lo que el índice Stirling es menor con respecto al de una participación equitativa de los cinco combustibles. También se muestra con el triángulo amarillo el caso de generar con sólo dos combustibles y con la participación dominante de 75% de uno y sólo 25% del otro; el índice Stirling baja.

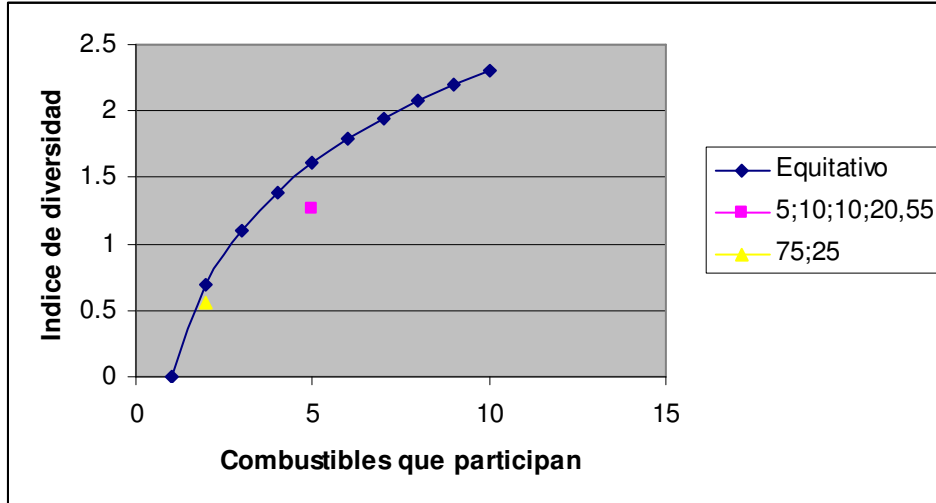


Figura 13. Índice de diversidad en función del número y la proporción de combustibles que participan en la generación³⁵

Se puede decir que un sistema con una diversidad menor que 1 depende únicamente de uno o dos combustibles, entonces es muy poco diversificado y obviamente es muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de sus energéticos. Al contrario, un sistema con una diversidad mayor que 2, usa varios combustibles sin que uno sea predominante y puede ser considerado como plan de bajo riesgo, aún cuando el suministro de uno de los combustibles se vea comprometido.³⁶

³⁵ Martín del Campo, C. *Apuntes de Planeación de Sistemas de Generación Eléctrica*. Tema: Diversidad del parque de generación. 2008. México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

³⁶ Toupiol S., Martín del Campo C., Ortega R. *Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*. Memorias CIC Cancún 2007. México: Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

3 CONSIDERACIONES, DATOS DE ENTRADA Y CASOS DE ESTUDIO

3.1 CONSIDERACIONES

Para simular la expansión del sistema eléctrico nacional, se consideró un período de planeación de 20 años (período 2005-2025), lo que implica en WASP un período de estudio de 22 años (período 2005-2027).

Para tener mayor detalle en las simulaciones el año se encuentra dividido en períodos mensuales de enero a diciembre, donde julio, agosto, septiembre y octubre corresponden a la temporada de lluvias y el resto del año a la temporada seca o de estiaje.

Se consideran tres hidrocondiciones cuyas probabilidades asociadas son: hidrocondición seca 19.06%, hidrocondición media 58.67% y la hidrocondición húmeda 22.27%.

Los parámetros económicos considerados juegan un papel muy importante para la selección de futuras unidades generadoras.

Se asume que todo el análisis fue desarrollado en precios constantes en dólares de 2006 de EUA. La tasa de descuento usada para todos los tipos de costos es 12% y el costo de la energía no servida es 1.5 US\$/kWh. Se ha asumido el escenario medio de escalación de precios de los combustibles del COPAR de Generación.

Para alcanzar la solución óptima se asume un criterio de LOLP (Probabilidad de pérdida de carga) de 3 días/año (0.8219%) y los márgenes de reserva máximo y mínimo se han fijado en 30% y 10% respectivamente.

El acrónimo HIDA hace referencia al grupo de centrales hidroeléctricas A, e HID B hace referencia al grupo de centrales hidroeléctricas B, ambos del sistema fijo. HID hace referencia a ambos grupos.

3.2 DATOS DE ENTRADA

A continuación se describen las principales consideraciones para la preparación de los archivos de datos de cada módulo de WASP.

3.2.1 LOADSY

El archivo de datos para este módulo fue construido con información proporcionada por la CFE a través del Instituto Federal de Acceso a la Información (IFAI), por la solicitud 1816400093707, con fecha de respuesta el día 15 de agosto de 2007, además de la demanda máxima bruta del SIN reportada en el POISE 2007-2016; los datos para 2017 en adelante fueron calculados mediante una extrapolación lineal.

3.2.2 FIXSYS

El segundo módulo de WASP, FIXSYS, fue construido con información proporcionada por la CFE a través del IFAI por la solicitud 1816400062107, con fecha de respuesta el día 4 de junio de 2007. Las adiciones y los retiros fueron afinados de acuerdo al Programa de requerimientos de capacidad y el Programa de retiro de unidades generadoras del POISE 2005-2014.

El sistema de generación existente está integrado por plantas termoeléctricas de diferentes tipos, plantas hidroeléctricas, plantas de carbón, plantas nucleares y en menor medida por geotérmicas y de viento.

3.2.3 VARSYS

Se consideran las siguientes plantas térmicas como candidatas para la expansión del sistema de potencia:

- 1) Unidades de ciclo combinado de 802, 583 y 291 MW.
- 2) Unidades de turbogás de 267 MW.
- 3) Centrales duales de 700 MW a base de carbón con desulfurador integrado.
- 4) Centrales geotermoeléctricas tipo Cerro Prieto de 26.95 MW.
- 5) Centrales nucleares de 1356 MW (ABWR) y 1600 MW (EPR).

Los costos y parámetros de las centrales candidatas para la expansión fueron obtenidos del COPAR de Generación 2006, algunos de ellos se muestran en la **Tabla 3** y en la **Tabla 4**; los datos para la planta EPR no se encontraban en el COPAR pero fueron calculados utilizando la misma metodología.

Tabla 3. Costo Unitario de Generación³⁷

	Inversión	Combustible	Operación y Mantenimiento	Total
	dól/MWh	dól/MWh	dól/MWh	dól/MWh
ABWR	31.87	6.57	8.96	47.40
EPR	35.90	5.6	6.4	47.90
GEO	23.23	21.34	7.56	52.13
D700	27.14	16.43	7.35	50.92
CC80	8.39	47.85	3.78	60.02
CC58	8.91	48.35	4.33	61.59
CC29	9.26	48.56	5.41	63.23
TG26	41.26	69.58	5.26	116.10

³⁷ COPAR 2006. Los datos para la planta EPR no se encontraban en el COPAR pero fueron calculados utilizando la misma metodología.

Tabla 4. Costo Unitario de inversión³⁸

	Directo	Directo más indirecto	Actualización al inicio de operación
	dól/kW	dól/kW	dól/kW
ABWR	1,524.38	1,605.17	2,095.65
EPR	1714.00	1800.00	2,366.42
GEO	1,013.12	1,271.47	1,445.95
D700	1,051.41	1,182.84	1,533.65
CC80	418.51	440.69	515.96
CC58	444.23	467.78	547.67
CC29	472.99	498.06	568.62
TG26	368.24	377.44	402.65

Una característica importante de los proyectos hidroeléctricos es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.³⁹ Ante la imposibilidad de conseguir datos confiables no se ha considerado ningún proyecto de este tipo como candidato a ser utilizado en la expansión.

3.3 ORDEN ECONÓMICO DETERMINADO POR VARSYS

El orden económico ascendente determinado por VARSYS considerando los costos de generación a plena carga es el que se muestra en la **Tabla 5**, siendo NUCL la más barata.

³⁸ COPAR 2006. Los datos para la planta EPR no se encontraban en el COPAR pero fueron calculados utilizando la misma metodología.

³⁹ Generación Hidroeléctrica. Obtenido el 14 de diciembre de 2007 en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/hidroelectrica/>.

Tabla 5. Orden Económico ascendente determinado por VARSYS

1	2	3	4	5	6	7
NUCL	GEO	D700	CC80	CC58	CC29	TG26

3.4 ÍNDICE DE DIVERSIDAD PARA LA CAPACIDAD INSTALADA EN 2005

En la **Tabla 6** se puede apreciar la participación en la capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2005 expresada como porcentaje de los combustibles utilizados por las diferentes tecnologías del servicio público de energía.

Tabla 6. Capacidad efectiva en 2005 por tipo de combustible⁴⁰

	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	HID
%	2.9	33.8	10.1	2.1	28.5	22.6

NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural.

El índice Stirling de diversidad para esta distribución se calculó mediante la **Ecuación (3): 1.4758**.

3.5 ÍNDICE DE DIVERSIDAD PARA LA ENERGÍA GENERADA EN 2005

En la **Tabla 7** se aprecia la energía producida en 2005 expresada como un porcentaje de los combustibles utilizados por las diferentes tecnologías del servicio público de energía.

⁴⁰ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico: 2007-2016. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006.

Tabla 7. Energía producida en 2005 por tipo de combustible⁴¹

p_i	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	HID
%	4.9	30.7	15.0	3.3	33.5	12.6

NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural.

El índice Stirling de diversidad para esta distribución se calculó usando la **Ecuación (3)** y es: **1.5348**.

3.6 CASOS DE ESTUDIO

Se realizaron cuatro estudios de expansión del sistema de generación eléctrica, en los dos primeros se considera como planta nuclear candidata un ABWR y en los dos últimos un EPR. Los estudios 1 y 3 son expansiones libres, es decir, se adicionan las plantas nucleares que DYNPRO vaya recomendando. En cambio, los estudios 2 y 4 son expansiones en las que se limitan las adiciones de plantas nucleares a máximo una por año.

Para todos los estudios, las adiciones de capacidad fueron solicitadas a partir del año 2012. No se permitió la entrada de plantas nucleares antes del año 2016 considerando que su período de planeación toma 3 años, y el período de construcción requiere cuando menos de 5 años⁴².

A continuación se describen los resultados de cada uno de los cuatro estudios. Se presenta el valor de la función objetivo calculada por WASP utilizando la **Ecuación (1)**. Se muestra cómo resultó la expansión indicando el número de unidades adicionadas de cada tipo y la potencia adicionada acumulada.

⁴¹ Ídem.

⁴² Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: 2006. México: Comisión Federal de Electricidad, 2006. p. 1.9.

3.6.1 ESTUDIO 1: EXPANSIÓN LIBRE (ABWR)

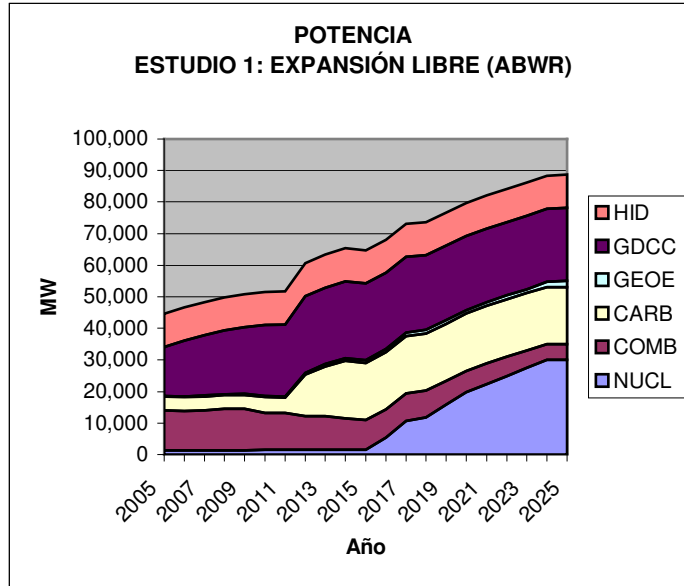
En este caso no existe ninguna limitación en cuanto al suministro de combustibles ni de ningún otro tipo, por lo que el programa puede instalar el número de unidades nuevas que el sistema requiera en cada año a lo largo del período de planeación.

Al 2025, después del proceso de optimización, la función objetivo alcanzó un valor de 114,579,408 kUS\$ y la expansión acumulada resultó como se muestra en la **Tabla 8**. La tecnología que resultó más atractiva fue la nuclear (N135) con 29,832 MW instalados al 2025, seguida por la dual (D700) con 14,700 MW y la geotermoeléctrica con 1,778 MW. No participó ninguna unidad de las candidatas restantes.

Tabla 8. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

Tipo de planta	TG26	CC58	CC80	D700	N135	GEO	CC29	
Potencia Bruta[MW]	267	583	802	700	1356	26.95	291	
Número de unidades adicionadas	0	0	0	21	22	66	0	TOTAL
Potencia adicionada acumulada [MW]	0	0	0	14,700	29,832	1,778.7	0	46,311

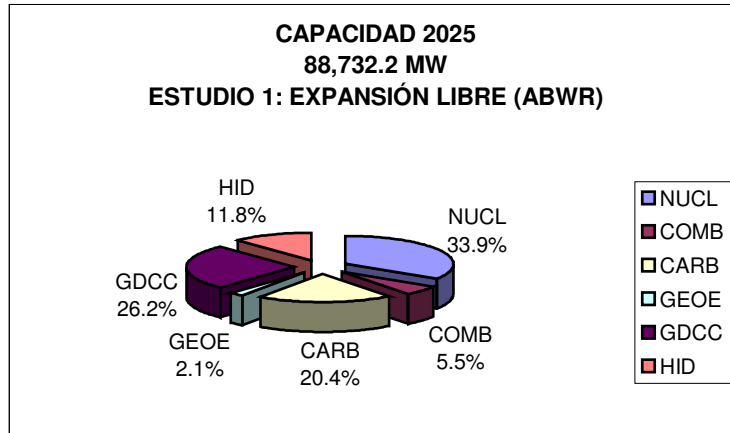
En la **Figura 14** se muestra la evolución de la potencia del sistema a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
 HID: Hidroeléctricas

Figura 14. Potencia. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

La capacidad instalada en 2025 para el Estudio 1 es la que se muestra en la **Figura 15**.

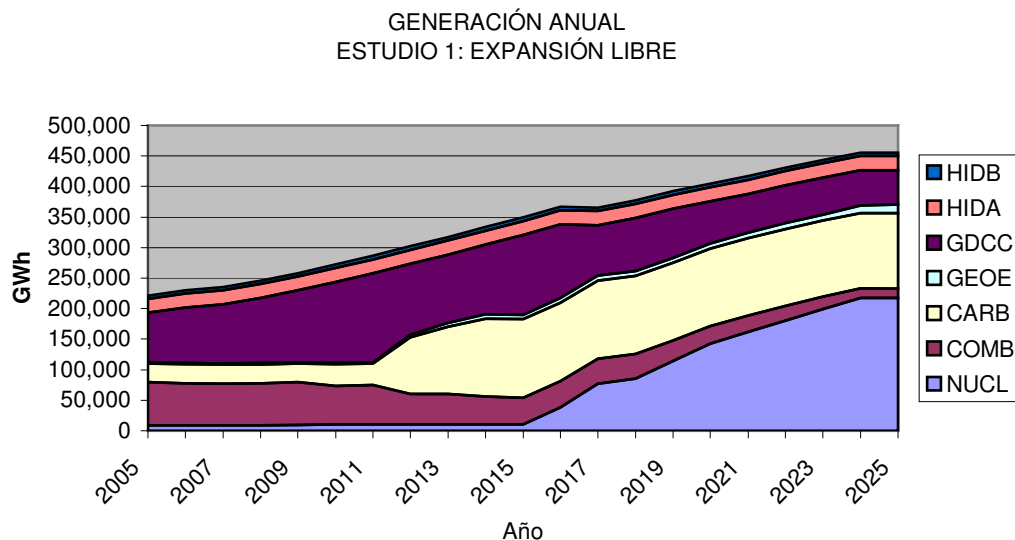


NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
 HID: Hidroeléctricas.

Figura 15. Capacidad Instalada en 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

El valor del índice de diversidad Stirling del Estudio 1 para la capacidad instalada en 2025 es **1.5220**.

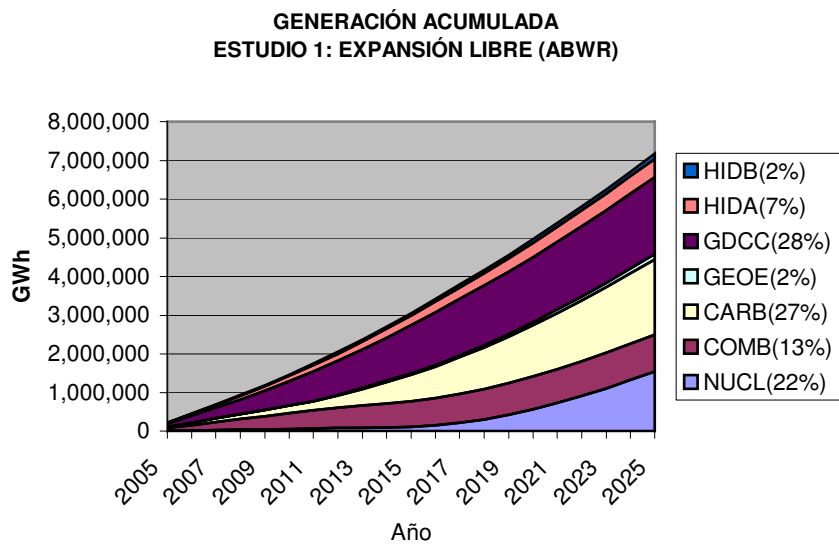
En la **Figura 16** se muestra la generación anual a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustión y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas.

Figura 16. Generación Anual. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

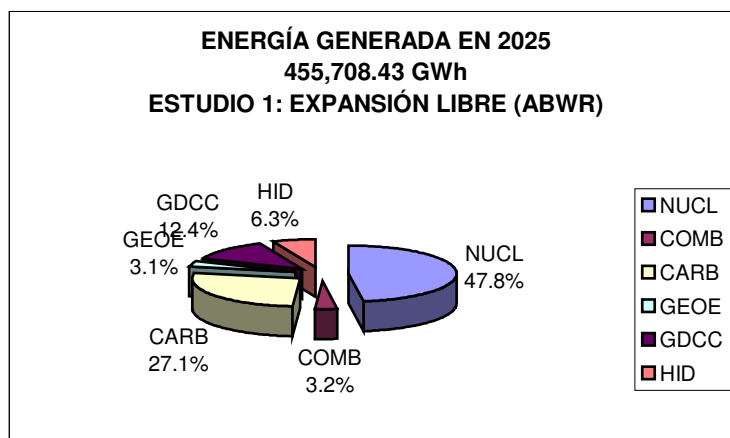
El índice de diversidad Stirling para la energía acumulada al 2025 que se muestra en la **Figura 17** resultó **1.5904**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustión y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDA e HYDB: Hidroeléctricas

Figura 17. Generación Acumulada. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

En la **Figura 18** se muestra la distribución de la energía generada por tipo de tecnología en 2025. Su índice de diversidad Stirling resultó **1.3590**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
 HID: Hidroeléctricas

Figura 18. Energía generada en 2025. Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)

3.6.2 ESTUDIO 2: EXPANSIÓN ACOTADA (ABWR)

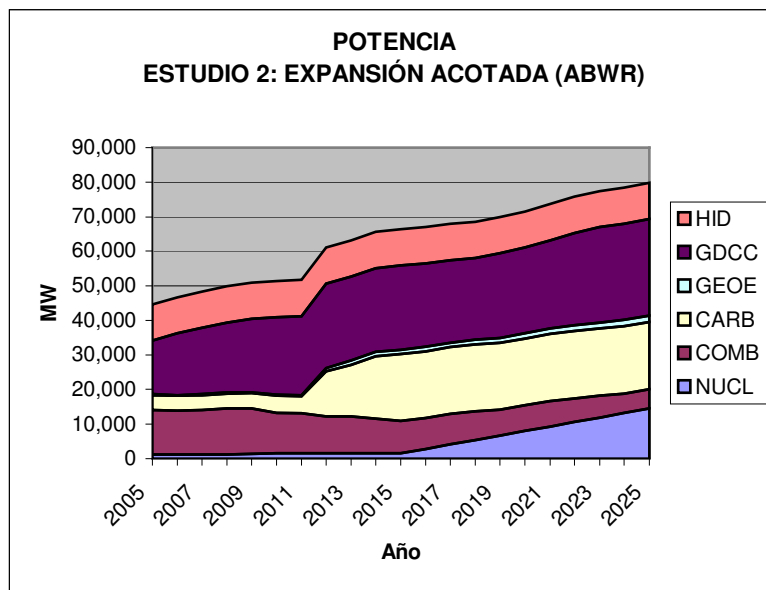
En este estudio se ha limitado la entrada de centrales nucleares a máximo una por año a partir de 2016.

Al 2025, después del proceso de optimización, la función objetivo alcanzó un valor de 115,186,872 kUS\$ y la expansión acumulada resultó como se muestra en la **Tabla 9**. Las opciones más atractivas siguen siendo la nuclear (N135), la dual (D700) y la geotérmica (GEO). Al haber limitado la entrada de centrales nucleares a una por año a partir del 2016 se permite la participación de las demás unidades candidatas: ciclo combinado grande (CC80) con 2,406 MW; ciclo combinado mediano (CC58) 1,749 MW y turbogás (TG26) con 801 MW.

Tabla 9. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR).

Tipo de planta	TG26	CC58	CC80	D700	N135	GEO	CC29	
Potencia Bruta[MW]	267	583	802	700	1356	26.95	291	
Número de unidades adicionales	3	3	3	23	10	66	2	TOTAL
Potencia adicionada acumulada(MW)	801	1,749	2,406	16,100	13,560	1,778.7	582	36,977

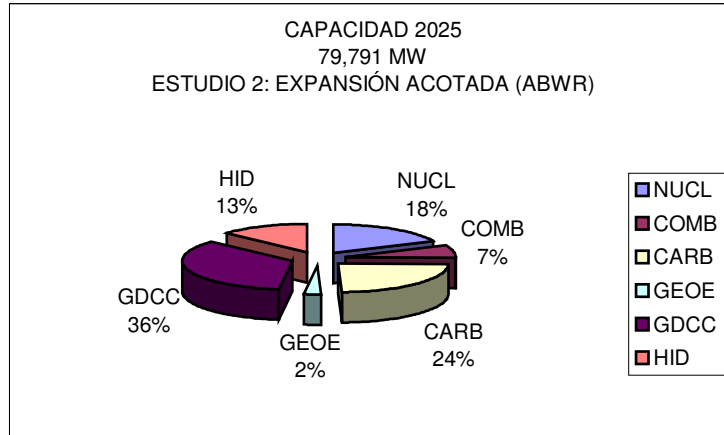
En la **Figura 19** se muestra la evolución de la potencia del sistema a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas

Figura 19. Potencia. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)

La distribución de la capacidad instalada por tipo de energético en 2025 es la que se muestra en la **Figura 20**.

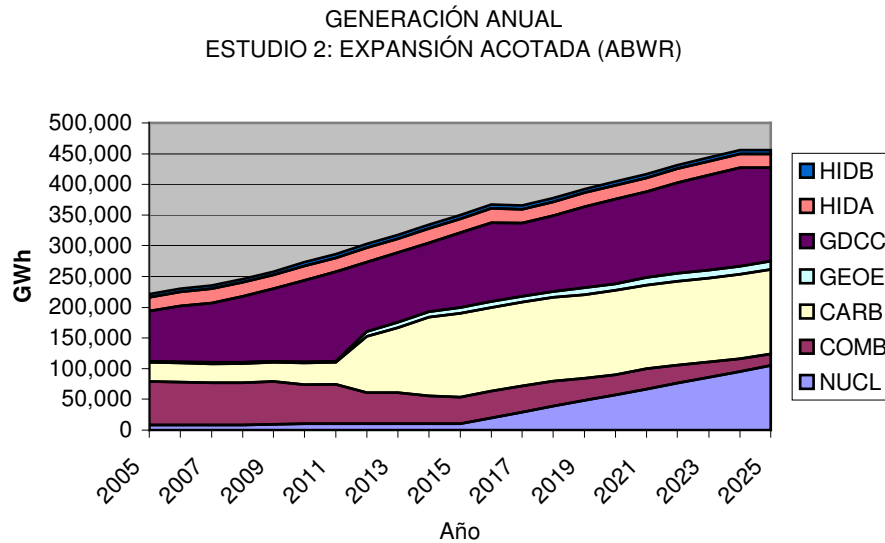


NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas

Figura 20. Capacidad Instalada en 2005. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)

El valor del índice de diversidad Stirling del Estudio 2 para la capacidad instalada en 2025 es **1.5485**.

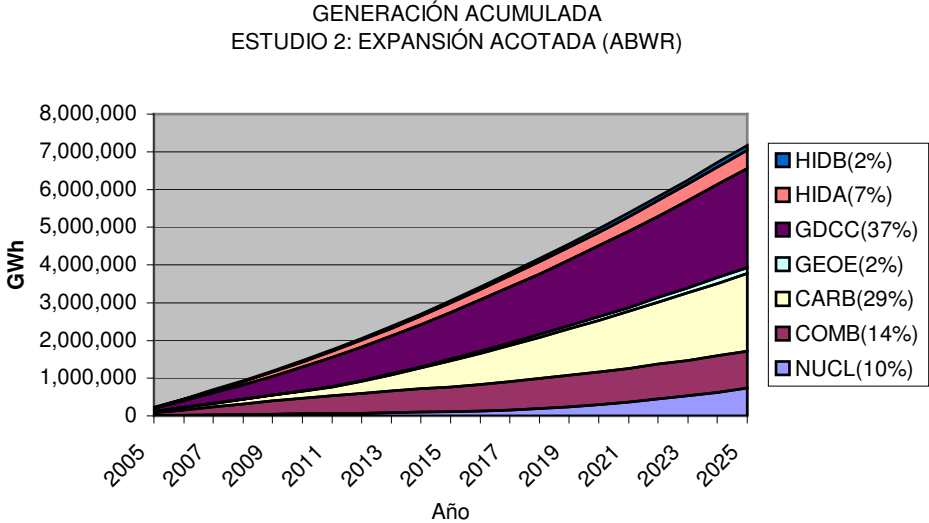
En las **Figura 21** se muestra la generación anual a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDA y HIDB: Hidroeléctricas

Figura 21. Generación anual. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)

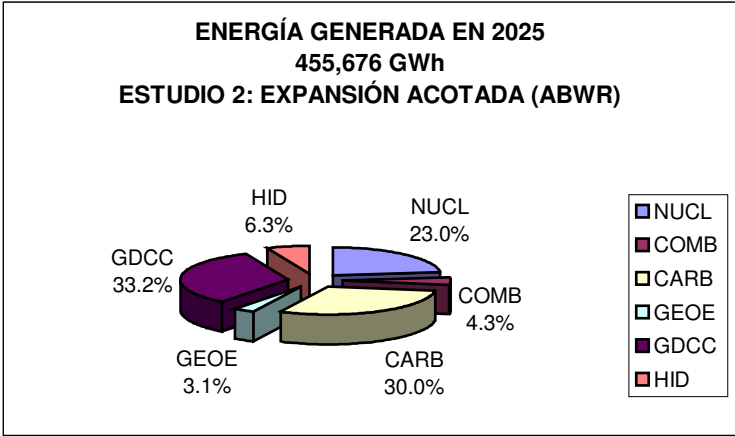
El índice de diversidad Stirling para la energía acumulada al 2025 que se muestra en la **Figura 22** resultó **1.5257**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDB y HIDA: Hidroeléctricas

Figura 22. Generación acumulada. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)

En la **Figura 23** se muestra la distribución de la energía generada por tipo de tecnología en 2025. Su índice de diversidad Stirling resultó **1.4838**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas

Figura 23. Energía generada en 2025. Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)

3.6.3 ESTUDIO 3: EXPANSIÓN LIBRE (EPR)

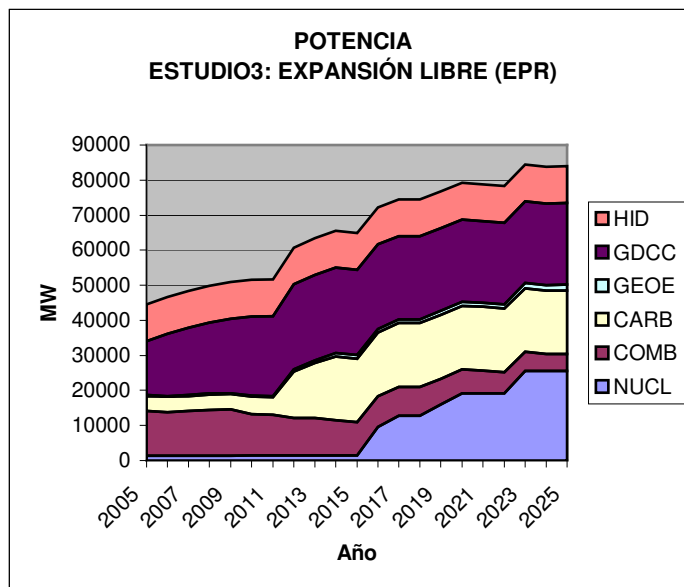
En este caso tampoco existe ninguna limitación en cuanto al suministro de combustibles ni de ningún otro tipo, por lo que el programa puede instalar el número de unidades nuevas que el sistema requiera en cada año a lo largo del período de planeación.

Al 2025, después del proceso de optimización, la función objetivo alcanzó un valor de 114,257,880 kUS\$ y la expansión acumulada resultó como se muestra en la **Tabla 10**. La tecnología que resultó más atractiva fue la nuclear (EPR) con 24,000 MW instalados al 2025, seguida por la dual (D700) con 14,700 MW y la geotermoeléctrica con 1,563 MW. No participó ninguna unidad de las candidatas restantes.

Tabla 10. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

Tipo de planta	TG26	CC58	CC80	D700	EPR	GEO	CC29	
Potencia Bruta[MW]	267	583	802	700	1600	26.95	291	
Número de unidades adicionadas	0	0	0	21	15	58	0	TOTAL
Potencia adicionada acumulada(MW)	0	0	0	14,700	24,000	1,563	0	40,263.1

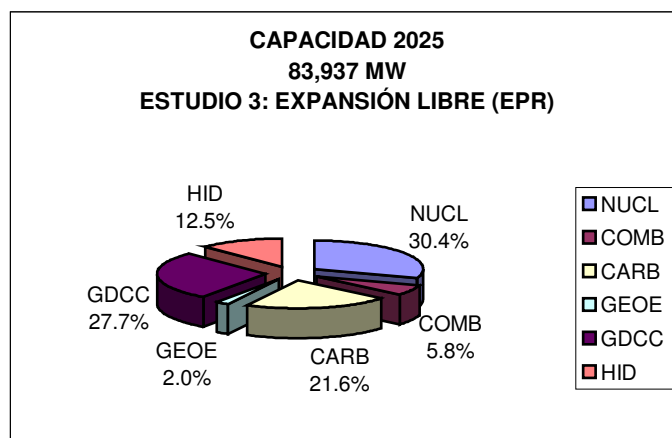
En la **Figura 24** se muestra la evolución de la potencia del sistema a los largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural; HID: Hidroeléctricas

Figura 24 . Potencia. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

La capacidad instalada en 2025 para el Estudio 3 es la que se muestra en la **Figura 25**.

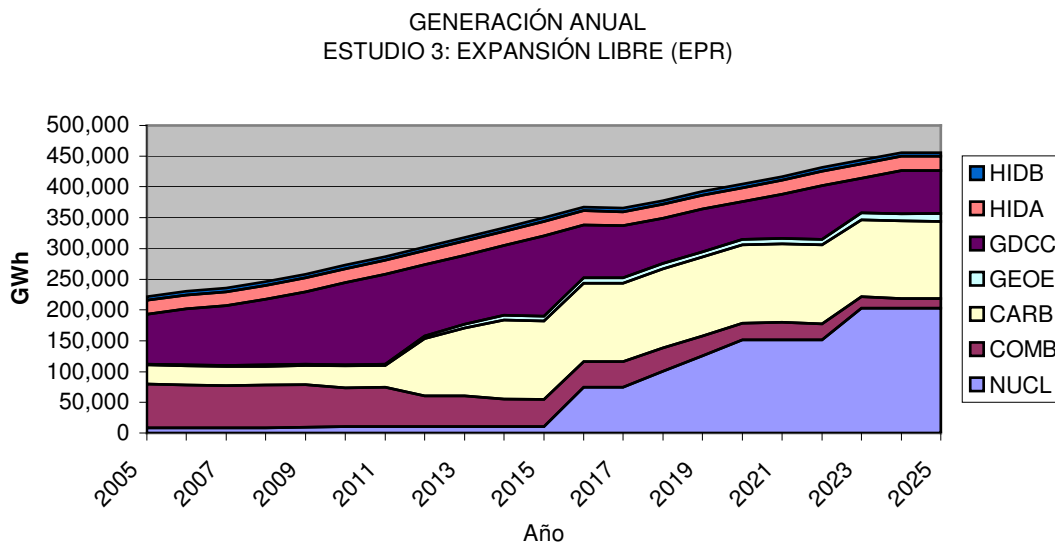


NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural; HID: Hidroeléctricas

Figura 25. Capacidad Instalada en 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

El valor del índice de diversidad Stirling del Estudio 3 para la capacidad instalada en 2025 es **1.5522**.

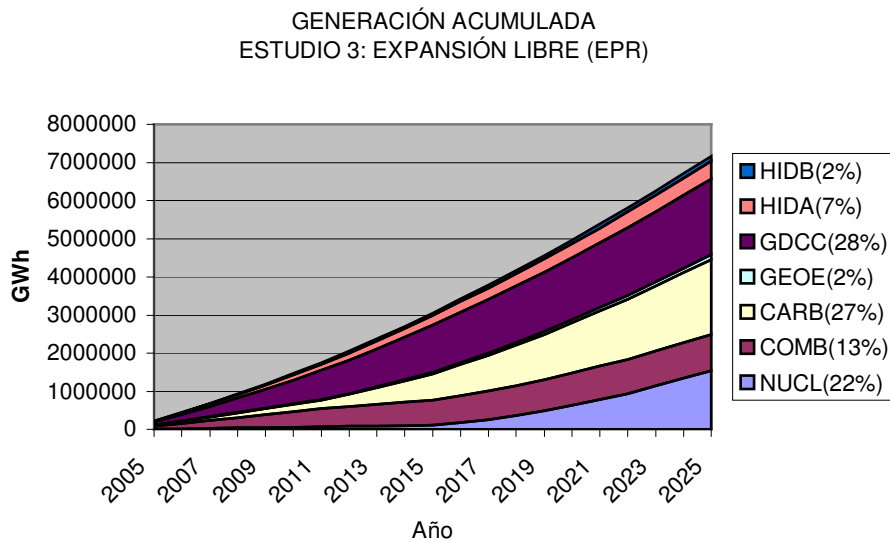
En la **Figura 26** se muestra la generación anual a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDA y HIDB: Hidroeléctricas

Figura 26. Generación Anual. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

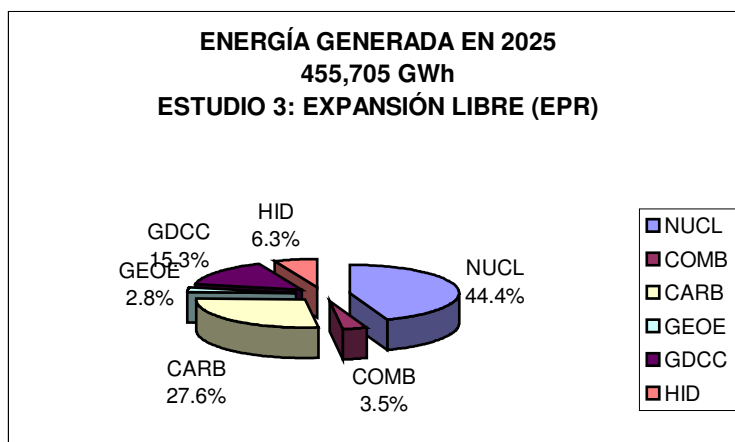
El índice de diversidad Stirling para la energía acumulada al 2025 que se muestra en la **Figura 27** resultó **1.5910**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDA y HIDB: Hidroeléctricas

Figura 27. Generación Acumulada. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

En la **Figura 28** se muestra la distribución de la energía generada por tipo de tecnología en 2025. Su índice de diversidad Stirling resultó **1.3957**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas

Figura 28. Energía generada en 2025. Estudio 3: Expansión Libre (EPR)

3.6.4 ESTUDIO 4: EXPANSIÓN ACOTADA (EPR)

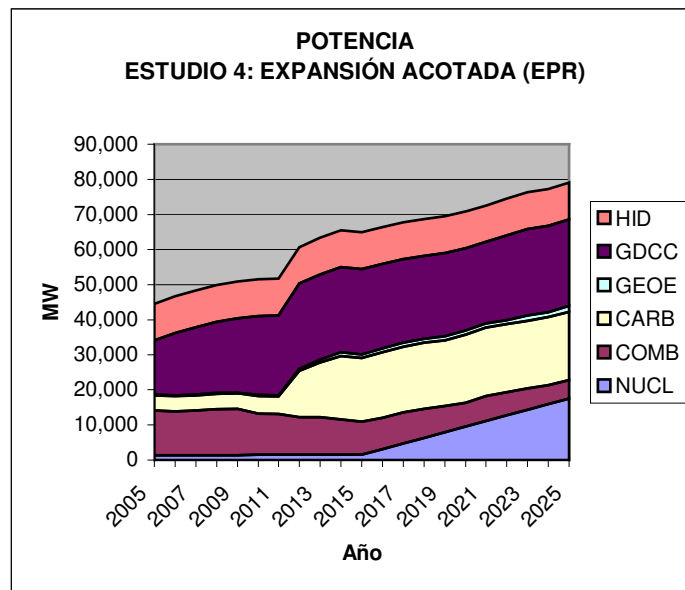
En este estudio se ha limitado la entrada de centrales nucleares a máximo una por año a partir de 2016.

Al 2025, después del proceso de optimización, la función objetivo alcanzó un valor de 114,898,984 kUS\$ y la expansión acumulada resultó como se muestra en la siguiente **Tabla 11**. Las opciones más atractivas siguen siendo la nuclear (EPR), la dual (D700) y la geotérmica (GEO). Al haber limitado la entrada de centrales nucleares a una por año a partir del 2016 se permite la participación de las demás unidades candidatas: ciclo combinado grande (CC80) con 802 MW; ciclo combinado mediano (CC58) 583 MW y turbogás (TG26) con 534 MW.

Tabla 11. Expansión acumulada al año 2025. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)

Tipo de planta	TG26	CC58	CC80	D700	EPR	GEO	CC29	
Potencia Bruta[MW]	267	583	802	700	1600	26.95	291	
Número de unidades adicionadas	2	1	1	23	10	58	0	TOTAL
Potencia adicionada acumulada(MW)	534	583	802	16,100	13,560	1,563.7	0	35,582

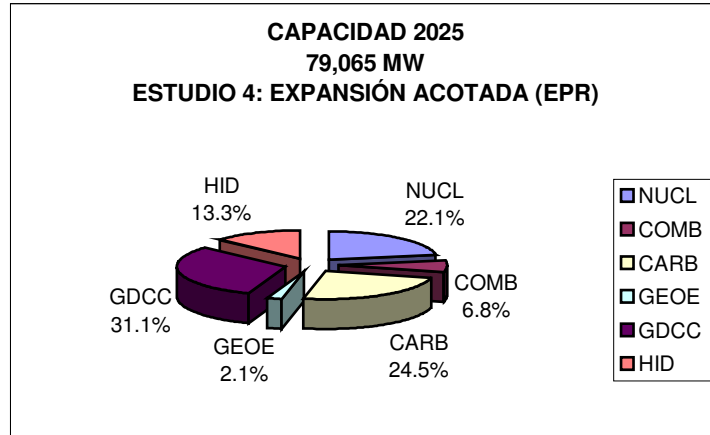
En la **Figura 29** se muestra la evolución de la potencia del sistema a los largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID Hidroeléctricas

Figura 29. Potencia. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)

La capacidad instalada en 2025 es la que se muestra en la **Figura 30**.

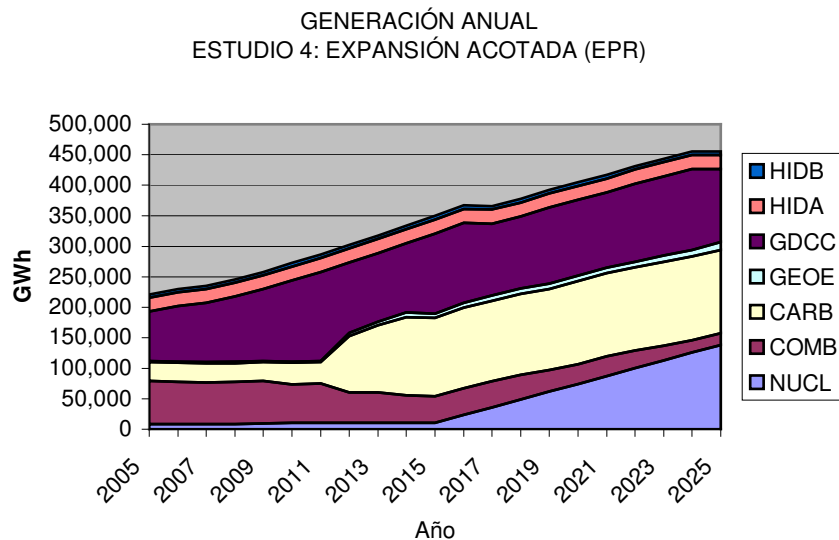


NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HID: Hidroeléctricas

Figura 30. Capacidad Instalada en 2005. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)

El valor del índice de diversidad Stirling del Estudio 4 para la capacidad instalada en 2025 es **1.5723**.

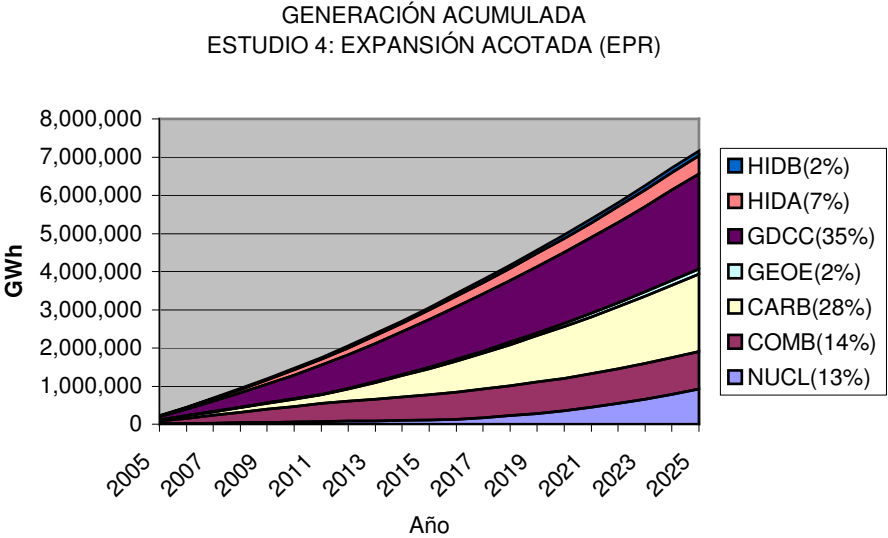
En la **Figura 31** se muestra la generación anual a lo largo del estudio.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural;
HIDA e HIDB: Hidroeléctricas

Figura 31. Generación anual. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)

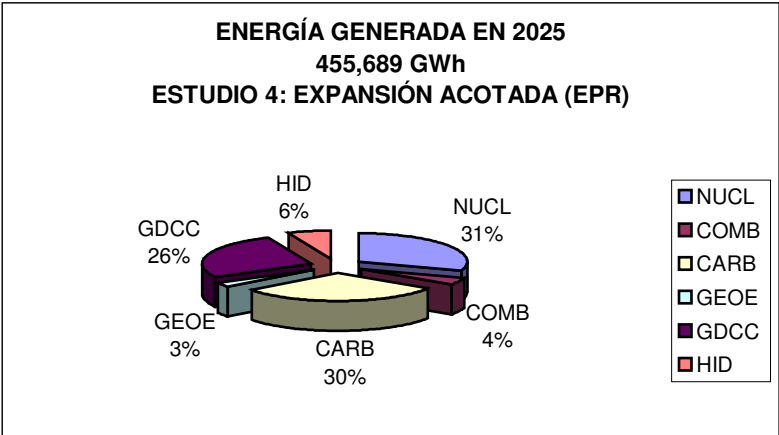
El índice de diversidad Stirling para la energía acumulada al 2025 que se muestra en la **Figura 32** resultó **1.5430**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural; HIDA e HIDB: Hidroeléctricas

Figura 32. Generación acumulada. Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)

En la **Figura 33** se muestra la distribución de la energía generada por tipo de tecnología en 2025. Su índice de diversidad Stirling resultó **1.4811**.



NUCL: Nuclear; COMB: Combustóleo y Diesel; CARB: Carbón; GEOE: Geotérmicas y Eólicas; GDCC: Gas Natural; HID: Hidroeléctricas

Figura 33. Energía generada en 2025. Estudio 4: Expansión Acotada (ABWR)

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la **Tabla 12** se muestra el valor de la Función Objetivo al 2025, la energía generada durante todo el período (2005-2025) y su costo para los cuatro estudios.

Los estudios con menores costos fueron los que durante la expansión se permitió que se adicionaran tantas plantas nucleares como WASP sugirió durante el proceso de optimización sin ningún tipo de restricción, es decir los estudios llamados libres (E1 y E3);

El Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR) resultó ser el más caro, y el Estudio 3: Expansión Libre (EPR) resultó ser el más barato

Los estudios acotados (E4 y E2) son los más caros.

Tabla 12. Valor de la Función Objetivo en 2025, Energía Generada y su costo

Estudio	Valor de la Función Objetivo en 2025 [kUS\$]	Energía Generada durante el período 2005-2025 [GWh]	Costo de la Energía Generada [US\$/MWh]
E1: Expansión Libre (ABWR)	114,579,408	7,165,657.15	15.9900
E2: Expansión Acotada (ABWR)	115,186,872	7,165,364.68	16.0755
E3: Expansión Libre (EPR)	114,257,880	7,165,652.75	15.9452
E4: Expansión Acotada (EPR)	114,898,984	7,165,355.66	16.0353

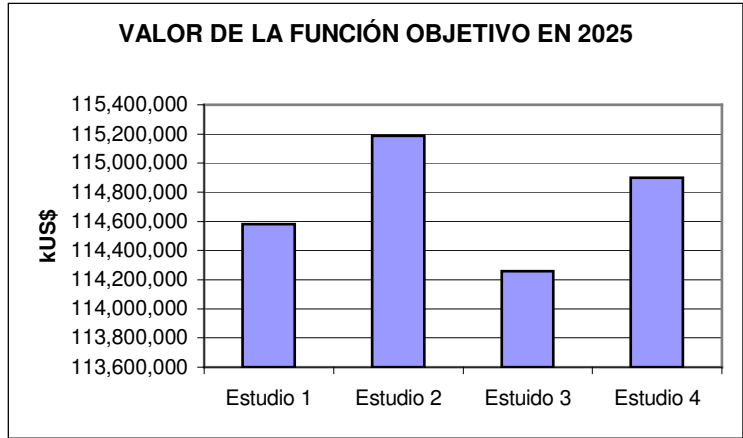


Figura 34. Valor de la Función Objetivo en 2025

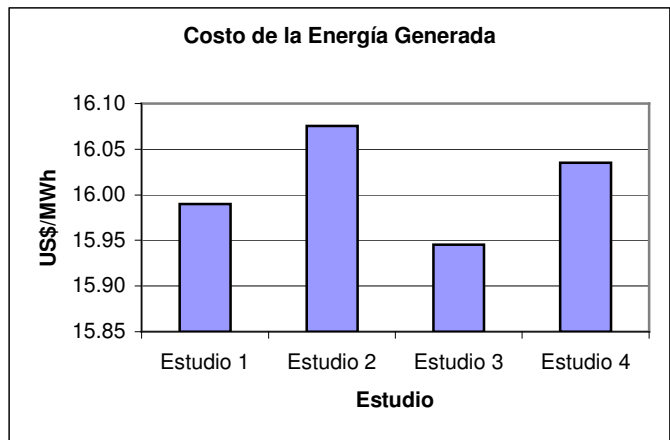


Figura 35. Costo de la Energía Generada

Con la **Tabla 13**, por la energía generada tanto en 2005 como en todo el estudio, se puede concluir que los cuatro estudios satisfacen una misma curva de demanda; sin embargo, la capacidad adicionada no es la misma para todos los estudios.

Es importante mencionar que el valor de la Función Objetivo no depende únicamente de la capacidad adicionada (ver sección 2.3). Por eso el Estudio 1: Expansión Libre (ABWR) no es necesariamente el más caro, ni el Estudio 4: Expansión Acotada (EPR) el más barato, siendo el primero el estudio en que se adicionó más capacidad y el segundo el estudio en que se adicionó menos capacidad.

Tabla 13. Energía Generada y Capacidad Adicionada

	Energía Generada [GWh]		Capacidad Adicionada durante el período [MW]
	Durante el año 2005	Durante el período 2005-2025	
E1: Expansión Libre (ABWR)	455,708.43	7,165,657.15	46,311
E2: Expansión Acotada (ABWR)	455,675.64	7,165,364.68	36,977
E3: Expansión Libre (EPR)	455,704.75	7,165,652.75	40,263
E4: Expansión Acotada (EPR)	455,688.74	7,165,355.66	35,582

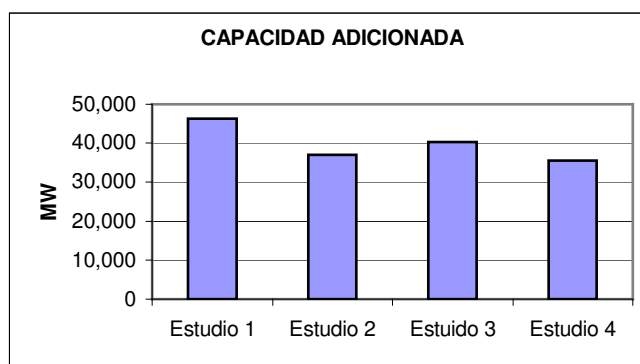


Figura 36. Capacidad Adicionada

En la **Tabla 14** se muestra el porcentaje de capacidad instalada por tipo de combustible en 2025.

Tabla 14. Porcentaje de capacidad instalada por tipo de combustible en 2025

%	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	HID
E1: Expansión Libre (ABWR)	33.93	5.46	20.45	2.14	26.22	11.81
E2: Expansión Acotada (ABWR)	18.18	7.06	24.31	2.38	34.94	13.13
E3: Expansión Libre (EPR)	30.39	5.77	21.62	2.02	27.72	12.48
E4: Expansión Acotada (EPR)	22.14	6.79	24.53	2.15	31.13	13.25

Al limitar la entrada de centrales nucleares a una por año a partir de 2016 se permitió que participaran más las tecnologías que emplean como combustible combustóleo y diesel, carbón, y gas natural, ayudando a diversificar aún más el sistema.

En la **Tabla 15** se puede ver que los estudios acotados son más diversificados en capacidad que sus respectivos estudios libres. Es decir, el Estudio 2 es más diversificado que el Estudio 1, para el caso del ABWR; y el Estudio 4 es más diversificado que el Estudio 3 para el caso del EPR.

El Estudio 4: Expansión Acotada (EPR) es el más diversificado en cuanto a capacidad instalada en el año 2025.

Tabla 15. Índice Stirling de Diversidad para la Potencia instalada en 2025

Estudio	Índice Stirling de Diversidad para la Potencia Instalada en 2025
E1: Expansión Libre (ABWR)	1.5220
E2: Expansión Acotada (ABWR)	1.5485
E3: Expansión Libre (EPR)	1.5522
E4: Expansión Acotada (EPR)	1.5723

En la **Tabla 16** se muestra el porcentaje de energía generada en 2025 y en la **Tabla 17** el porcentaje de energía generada en todo el período para cada tipo de combustible en ambos casos.

Tabla 16. Porcentaje de energía generada en 2025 por tipo de combustible

%	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	HID
E1: Expansión Libre (ABWR)	47.85	3.24	27.09	3.11	12.36	6.35
E2: Expansión Acotada (ABWR)	23.00	4.31	30.00	3.11	33.23	6.35
E3: Expansión Libre (EPR)	44.45	3.54	27.58	2.78	15.30	6.35
E4: Expansión Acotada (EPR)	30.40	4.15	29.98	2.78	26.35	6.35

Tabla 17. Porcentaje de energía generada en todo el periodo (2005-2025) por tipo de combustible

%	NUCL	COMB	CARB	GEOE	GDCC	HID
E1: Expansión Libre (ABWR)	21.55	13.24	27.21	1.84	27.72	8.44
E2: Expansión Acotada (ABWR)	10.22	13.73	28.71	2.24	36.66	8.44
E3: Expansión Libre (EPR)	21.57	13.26	27.28	1.86	27.60	8.44
E4: Expansión Acotada (EPR)	12.81	13.71	28.40	1.86	34.79	8.44

El porcentaje de energía generada por centrales hidroeléctricas es el mismo durante todo el período.

En la **Tabla 18** se ve que por la energía generada en 2025 los estudios acotados (E2 y E4) son los más diversificados. Sin embargo, los estudios más diversificados en todo el período son los llamados libres (E1 y E3).

Tabla 18. Índice Stirling de Diversidad para la Energía Generada

Estudio	Índice Stirling de Diversidad para la Energía Generada	
	en 2025	en todo el estudio
E1: Expansión Libre (ABWR)	1.3590	1.5904
E2: Expansión Acotada (ABWR)	1.4838	1.5257
E3: Expansión Libre (EPR)	1.3957	1.5910
E4: Expansión Acotada (EPR)	1.4811	1.5430

Para identificar el plan óptimo se aplicó el criterio de Savage o de mínimo arrepentimiento (ver sección 2.7.1).

Los parámetros que se consideran son:

- Menor costo.
- Más diversificado en cuanto a energía generada (mayor índice Stirling).

En la **Tabla 19** y la **Figura 37** se presentan ambos parámetros como puntos de un plano cartesiano, con el costo en el eje de las abscisas (a) y la diversidad para la energía generada en el eje de las ordenadas (b).

Tabla 19. Plan óptimo

	Abscisa	Ordenada
	Costo de la energía generada [kUS\$/GWh]	Índice Stirling de Diversidad para la energía generada durante el período 2005-2025
	a	b
E1: Expansión Libre (ABWR)	15.9900	1.5904
E2: Expansión Acotada (ABWR)	16.0755	1.5257
E3: Expansión Libre (EPR)	15.9452	1.5910
E4: Expansión Acotada (EPR)	16.0353	1.5430

Resulta que el Estudio 3 es el mejor en término de los dos únicos parámetros considerados, por lo tanto es globalmente el mejor y consecuentemente no habría necesidad de aplicar el criterio de Savage o de mínimo arrepentimiento para buscar el “óptimo”. Sin embargo a continuación se hace una descripción de cómo ha sido aplicado, para mostrar la metodología para cuando no se tenga esta situación o para cuando se consideren más parámetros en la toma de decisión.

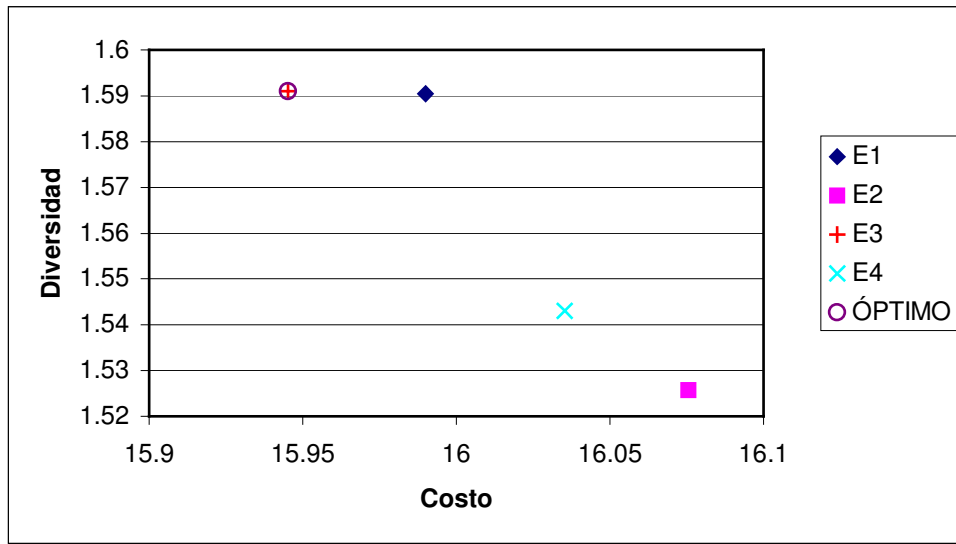


Figura 37. Comparación gráfica con respecto a un “Plan óptimo”

Como primer paso se requiere hacer una normalización de los valores asociados a los dos parámetros de evaluación tomando en cuenta el mejor y el peor valor. En la **Tabla 20** se muestra el costo normalizado y la diversidad de la energía generada normalizada. Recuérdese que deseamos mínimo costo y máxima diversidad. De esta forma al Estudio 3, que es el más barato, le corresponde un cero; y al Estudio 2 un uno por ser el más costoso. De manera similar al Estudio 3 le corresponde un uno por ser el más diversificado en cuanto a fuentes de generación, y al Estudio 2 el cero por ser el menos diversificado en cuanto al mismo parámetro.

Tabla 20. Costo normalizado y diversidad normalizada

Estudio	Costo normalizado	Diversidad de la energía generada normalizada
	a	b
Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	0.3438	0.9908
Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)	1.0000	0.000
Estudio 3: Expansión Libre (EPR)	0.0000	1.000
Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)	0.6914	0.2649

El arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima que existe entre los diferentes puntos asociados a los planes y el plan llamado de referencia que representa la mejor opción que engloba los dos parámetros considerados. Así, el plan geoméricamente más cercano al plan de referencia es el óptimo en términos de ambos criterios. Las distancias normalizadas que separan a cada estudio del plan de referencia se muestran en la **Tabla 21** y fueron calculadas mediante la **Ecuación (5)**:

$$c^2 = a^2 + b^2 \dots\dots\dots(5)$$

Tabla 21. Calificación: Costo y Diversidad

Estudios	Calificación: Costo y Diversidad
	c
Estudio 1: Expansión Libre (ABWR)	0.34
Estudio 2: Expansión Acotada (ABWR)	1.41
Estudio 3: Expansión Libre (EPR)	0.00
Estudio 4: Expansión Acotada (EPR)	1.01

Así se confirma que en términos de los dos únicos criterios considerados el plan óptimo es el del Estudio 3: Expansión Libre (EPR), ya que es el mejor en términos de ambos criterios, por lo tanto sus coordenadas son las mismas del plan de referencia. El segundo mejor plan es el Estudio 1: Expansión Libre (ABWR). El tercer mejor plan es el Estudio 4: Expansión Acotada (EPR). El Estudio 2 ocupa el último lugar.

5 CONCLUSIONES

La electricidad es un servicio económico vital y es un insumo en la producción de prácticamente todos los bienes y servicios. Por eso, el estudio de su generación, transmisión y distribución es de primordial importancia para el desarrollo de cualquier país.

El primer paso para la elaboración de este trabajo consistió en la preparación y ajuste de la base de datos específica para México, y la selección de tecnologías candidatas para la expansión del sistema eléctrico en términos de sus características técnicas y económicas.

Es importante resaltar el alcance de las herramientas entregadas por el OIEA a la CFE y su utilidad para estudios próximos. Así fue posible estudiar diferentes escenarios de expansión del sector eléctrico mexicano a un horizonte de 20 años utilizando el programa WASP basándose en datos públicos, reales y actuales.

En este trabajo se estudiaron algunas alternativas para la expansión a largo plazo del SIN (período de estudio 2005-2025), y se buscó el plan óptimo en términos del costo total de generación y la diversidad de la energía generada en todo el período.

Luego de analizar los cuatro planes de expansión asociados a cada estudio se concluye que las expansiones llamadas “libres” son más baratas que las “acotadas” para los dos reactores considerados (ABWR y EPR), lo cual confirma que WASP sí permite la optimización del costo. Sin embargo, México no podría financiar la instalación de tantas centrales nucleares como sugiere un estudio “libre” en el período planteado ya que el país tiene otros compromisos prioritarios. Además de la necesidad de recursos humanos especializados en ingeniería nuclear, que sería muy grande y no podría ser satisfecha.

De acuerdo a los parámetros considerados por el modelo WASP y con los datos manejados podría decirse que el reactor EPR es más atractivo que el ABWR, ya que el primero se ve favorecido por su tasa de salidas forzadas y el número de días al año para mantenimiento.

Al limitar la entrada de centrales nucleares a una por año a partir de 2016 (estudio “acotado”) se permitió que participaran más las tecnologías que emplean como combustible combustóleo y diesel, carbón y gas natural, ayudando a diversificar más el sistema.

Dados los resultados obtenidos es importante resaltar que además del reactor ABWR existen otras alternativas viables para México, como el EPR que se ha estudiado en este trabajo.

Afortunadamente, México dispone de un gran potencial para desarrollar su producción de electricidad a base de energías renovables. Las tecnologías renovables eoloelectrica y geotermoelectrica resultaron muy atractivas generando casi el 2% de la energía en los 4 estudios.

Podemos comentar que esta tesis tiene importancia para la Facultad de Ingeniería en la Línea de Investigación de Estudios de Expansión del Sector Eléctrico, y es parte de las actividades del proyecto PAPIIT IN104007-2 “Desarrollo de una metodología para evaluar opciones de reactores nucleares de potencia para México”. Los resultados serán de utilidad para la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad; además aportarán elementos para la toma de decisiones en la selección del reactor nuclear que más conviene a México para ser construido en el mediano plazo. Así como de la contribución adecuada de la energía nuclear en el sistema eléctrico para tener el menor costo de generación eléctrica. Seguramente la metodología tendrá que enriquecerse considerando como parámetros de decisión las emisiones al ambiente, el riesgo económico asociado a variaciones en los precios de los combustibles y algún parámetro que tome en cuenta los requerimientos de recursos humanos especializados para la operación del parque de generación eléctrico, pensando en las tecnologías nucleares.

Como comentario final se debe señalar que en la CFE se han realizado estudios para comparar los resultados de WASP-IV con los de su versión anterior WASP-III Plus, y se sospecha que en el primero hace falta llevar a valor presente algunos elementos del costo de

generación, lo que ocasionaría un pequeño error en el valor final de la función objetivo. Desafortunadamente, la investigación de este pormenor está más allá de los alcances de esta tesis.

ANEXO: BREVE EXPLICACIÓN DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO WASP-IV

En la **Fig 1** se muestra la pantalla de presentación de WASP y sus diferentes módulos.

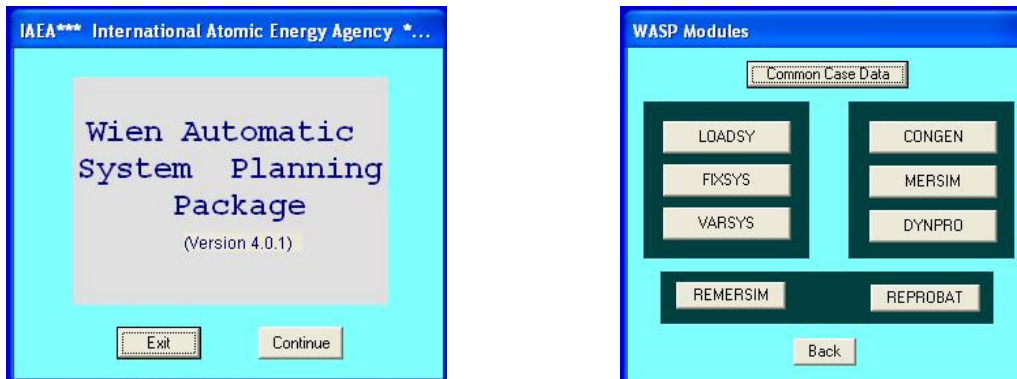


Fig 1. Presentación de WASP y sus módulos

Una vez que se han preparado y ejecutado correctamente los primeros 3 módulos del modelo WASP (LOADSY, FIXSYS, VARSYS), en los que se encuentra contenida la mayor parte de las características del sistema estudiado, puede iniciarse el proceso de optimización preparando y ejecutando el cuarto módulo, CONGEN.

CONGEN calcula todas las posibles configuraciones de adiciones de las unidades candidatas para la expansión que cumplen con ciertas restricciones y que combinadas con el sistema fijo pueden satisfacer la carga del sistema.

Lo primero que se tiene que hacer es establecer los márgenes de reserva¹ mínimo y máximo del sistema, y el número mínimo y máximo de sets o unidades candidatas del sistema variable que pueden entrar en operación durante cada año. El número máximo de sets o unidades candidatas del sistema variable que pueden entrar en operación en un año se

¹ El margen de reserva se define como la diferencia entre la capacidad y la demanda máxima dividida entre la demanda máxima; generalmente se expresa como un porcentaje.

expresa como el número de unidades adicionadas al mínimo, también se le llama “ancho del túnel”.

En la **Fig 2** se muestra una pantalla típica de CONGEN. Se puede ver que la opción para imprimir la información de FIXSYS y VARSYS en el reporte de CONGEN está deshabilitada, que el período crítico² es el segundo, y que los márgenes de reserva mínimo y máximo son 10% y 30% respectivamente. Las plantas candidatas son: V350, TG26, CC58, CC80, D700, N135, GEO y CC29.

En la **Fig 2** se puede ver que para el año 2011 no se ha ingresado ningún dato, y en 2012 el número mínimo de unidades que se pueden adicionar es cero, al igual que el ancho de túnel. En ambos casos se está expresando lo mismo: que no está permitido adicionar ninguna planta candidata en esos dos años.

Fig 2. Pantalla típica de CONGEN

² El período crítico es el período del año en el cual la diferencia entre la capacidad disponible de generación y el pico de demanda es mínima.

Es probable que el sistema fijo satisfaga la carga del sistema por algunos años posteriores al primer año de estudio (respetando los márgenes de reserva establecidos, claro), así que conviene hacer una ejecución de CONGEN en la que no se permita adicionar ninguna unidad del sistema variable para identificar el año a partir del cuál se requiere más capacidad.

En la **Fig 3** se muestra parte del reporte de CONGEN para el año 2011. Se ve que la capacidad especificada (45,131.7 MW) está dentro del rango en el período crítico (44,068.4 y 52,080.8 MW).

11	49537.2	41191.2	7025.0	1321.0	40149.4
12	47693.4	41191.2	5092.2	1410.0	40830.6
CRITICAL PERIOD IS 3					
CAPACITY RANGE IN CRITICAL PERIOD IS				44068.4	52080.8
COMMITTED CAPACITY SPECIFIED IN CRIT PERIOD					45131.7
MINIMUM NUMBER OF FOURIER COEFF. CORRESPONDING TO MAXIMUM RESERVE MARGIN IN CRIT PER IS 2					
STATE IC	CAP	ACCEPTED CONFIGURATION			

Fig 3. Reporte de CONGEN: la capacidad instalada cumple con los márgenes de reserva

En la **Fig 4** se muestra parte del reporte de CONGEN para el año 2012. Se ve que la capacidad especificada (45,682.7 MW) está por debajo del rango en el período crítico (46,354.5 y 54,782 MW), así que se genera un error que puede identificarse por la frase *****NO STATE DEFINED*****, evidenciando que hace falta más capacidad³.

11	50088.2	41742.2	7025.0	1321.0	42232.2
12	48244.4	41742.2	5092.2	1410.0	42948.8
CRITICAL PERIOD IS 3					
CAPACITY RANGE IN CRITICAL PERIOD IS				46354.5	54782.5
COMMITTED CAPACITY SPECIFIED IN CRIT PERIOD					45682.7
MINIMUM NUMBER OF FOURIER COEFF. CORRESPONDING TO MAXIMUM RESERVE MARGIN IN CRIT PER IS 2					
CONFIGURATIONS THIS YEAR 0					
CONFIGURATIONS THROUGH THIS YEAR 7					
***** C 13 *****					
***** C 98 ***** 1 ERROR(S) AND/OR WARNING(S) ACCUMULATED THROUGH THIS YEAR					
NO STATES DEFINED					

Fig 4. Reporte de CONGEN: la capacidad instalada no cumple con los márgenes de reserva

³ Es muy fácil identificar los errores en CONGEN yendo a la última sección del reporte.

El número mínimo de unidades que se permite adicionar es acumulativo a lo largo del estudio, y debe prestarse mucha atención a esta condición. Un buen ejemplo de esto sería que en un año posterior se permitiera adicionar menos unidades que en un año anterior. Esta situación podría generar errores que no serían fáciles de identificar en el reporte.

Volviendo al ejemplo planteado, se ha adicionado una unidad de cada planta candidata en el año 2012, aumentando así la capacidad instalada y logrando satisfacer las restricciones de los márgenes de reserva. Ver **Fig 5**.

11	50088.2	41742.2	7025.0	1321.0	42232.2
12	48244.4	41742.2	5092.2	1410.0	42948.8
CRITICAL PERIOD IS		3			
CAPACITY RANGE IN CRITICAL PERIOD IS		46354.5	54782.5		
COMMITTED CAPACITY SPECIFIED IN CRIT PERIOD		49858.7			
MINIMUM NUMBER OF FOURIER COEFF. CORRESPONDING TO MAXIMUM RESERVE MARGIN IN CRIT PER IS		2			
STATE IC	CAP	ACCEPTED CONFIGURATION			

Fig 5. CONGEN, pantalla y reporte: adición de unidades

De igual forma debe buscarse satisfacer los márgenes de reserva de todos los años, que no necesariamente se logra agregando una unidad de cada planta candidata cada año. Existen muchísimas formas diferentes de hacerlo, sin embargo, sólo una será la solución óptima.

Hasta este punto concluye la explicación de cómo hacer una expansión fija (ancho de túnel igual a cero para todas las plantas candidatas en todo el estudio⁴). Sólo restaría ingresar toda la información requerida por MERSIM y DYNPRO, y ejecutar ambos módulos para obtener los resultados finales.

Para continuar con una expansión variable es necesario abrir el ancho de túnel para una o varias plantas candidatas a partir del año en que el sistema requiera más capacidad dependiendo de los márgenes de reserva establecidos, y sin descuidar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) que reporta DYNPRO.

En este ejemplo se abre el túnel a 1 para todas las plantas candidatas en el año 2012 y 2013, y así podría hacerse para todo el estudio dependiendo de las características del sistema y sin rebasar las posibilidades del programa⁵. Ver **Fig 6**.

⁴ De hecho, al iniciar WASP, después de seleccionar el estudio y el caso, el software pregunta si se va a trabajar una expansión fija o una variable. Si se selecciona la expansión fija, en CONGEN no aparecen los campos para ingresar ningún ancho de túnel.

⁵ No más de 500 configuraciones por año, ni más de 5,000 en todo el estudio.

CONGEN_Optimization Expansion Analysis Data

Print Fixsys and Varsys Information?

Year: Critical Hydro Condition:

Reserve Margins: Minimum Maximum

Candidate Plants

Previous Year: 2011 No of units of each candidate plant

Minimum Number:

Tunnel Width:

Current Year: 2012 No of units of each candidate plant

Minimum Number:

Tunnel Width:

Previous Best Solution Year:

No. of Units:

Fig 6. CONGEN: Abriendo un túnel de 1 en el año 2012

Después de la ejecución, en la última sección del reporte de CONGEN se muestra la información de la Fig 7.

LIST OF # OF CONFIGURATIONS PER YEAR

YEAR	#C	#CCUM
2005	1	1
2006	1	2
2007	1	3
2008	1	4
2009	1	5
2010	1	6
2011	1	7
2012	256	263
2013	42	305
2014	2	307
2015	1	308
2016	1	309
2017	1	310
2018	1	311
2019	1	312
2020	1	313
2021	1	314
2022	1	315
2023	1	316
2024	1	317
2025	1	318
2026	1	319
2027	1	320
TOTAL	320	

Fig 7. Última sección del reporte de CONGEN

Para el año 2012 hay 256 combinaciones posibles, y sólo 320 en todo el estudio porque no se han abierto túneles para todos los años del estudio, lo que nos permitiría abrir túneles mayores para las candidatas que se consideren más atractivas.

Después de establecer los anchos de los túneles en CONGEN de acuerdo a las condiciones físicas del sistema, podemos pasar al siguiente módulo, MERSIM.

Como se puede ver en la **Fig 8**, en MERSIM hay que ingresar información relativa al número de coeficientes de la serie de Fourier para aproximar las curvas, características de la reserva rodante, el tipo de reporte que se desea, y el orden de carga (que puede ser calculado por el programa o proporcionado por el usuario). Si no se están ocupando plantas de almacenamiento de bombeo o limitaciones de grupo, pueden ignorarse algunos campos.

MERSIM Input Data

Print Fixsys and Varsys Information?

Pump Storage Operation
 Economic Forced

Group Limitation Calculations
 Optimal Solution Feasible Solution

Base Year: 2005

No. of Fourier Co-efficients: 30

Output of Simulation Details
 Minimum Intermediate Maximum

Spinning Reserves Requirements
 Variable Constant

Loading Order Instructions
 Basic Economic LO User Specified LO

Spinning Reserve Contribution by HYDRO
SPNVAL: 1.0
PEAKF: 0.0
Type A: 10
Type B: 10

Loading Order Calculations
 Plant by Plant Unit by Unit

Change Data for Future Years Back

Fig 8. Pantalla de MERSIM

La ejecución de MERSIM puede tardar algunos minutos dependiendo de la computadora que se esté utilizando. Una vez que se han establecido los valores de MERSIM no deben modificarse hasta encontrar la solución óptima.

El siguiente paso es ingresar los datos requeridos por DYNPRO que se muestran la **Fig 9**.

The screenshot shows the 'DYNPRO Input' window with the following settings:

- Output Option:**
 - Minimum output
 - Print all states considered
 - Detailed print out
- Print Variable System Information
- No. of best solutions to be reported:
- Base year for cost discounting calculation:
- Base year for cost escalation calculation:
- No. of years to be considered for economic comparison:
- Discount rate for domestic costs (%/year):
- Discount rate for foreign costs (%/year):
- Cost Data:**
 - Thermal Plants
 - Hydro/PS plants
- Data for Future Years
- Back

Fig 9. Pantalla de DYNPRO

En la **Fig 10** se muestra una parte de la última sección del primer reporte de DYNPRO. Puede verse el número mínimo de unidades candidatas para cada año⁶. El signo de la derecha es un mensaje que indica si se podría obtener una mejor solución aumentando (signo +) o disminuyendo (signo -) esta cifra. Lo que significa que el *software* sugiere reducir el número mínimo de posibles candidatas para V350, TG260, CC58, CC80, N135, y aumentar el número mínimo de posibles candidatas para D700 y GEO.

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR												
YEAR-----	PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$)-----				OBJ.FUN.	LOLP	V350	CC58	D700	GEO		
	CONCST	SALVAL	OPCOST	EMSCST	TOTAL	(CUMM.)	%	TG26	CC80	N135	CC29	
2013	3118966	481803	4156652	1993	6795808	82481248	0.005	1-	1-	1-	12+	1- 12+ 1-
2012	2160867	308737	4785224	6663	6644016	75685440	0.038	1-	1-	1-	2+	1- 2+ 1-

Fig 10. Reporte 1 de DYNPRO

⁶ No olvidar que esta cifra es acumulativa para todo el estudio.

Al seguir dichas instrucciones, hay que volver a CONGEN para hacer las modificaciones que se muestran en la **Fig 11**. El número mínimo de unidades candidatas para V350, TG260, CC58, CC80, N135 y CC29 se ha reducido a 0, y el número mínimo de unidades candidatas para D700 y GEO se ha incrementado a 2.

Fig 11. Pantalla 1 de CONGEN

Y tras ejecutar una vez más CONGEN-MERSIM-DYNPRO, de la última sección del reporte de DYNPRO se obtiene la siguiente figura.

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR												
YEAR-----	PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$)-----				OBJ.FUN.	LOLP	V350	CC58	D700	GEO		
-----	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSST	TOTAL	(CUMM.)	%	TG26	CC80	N135	CC29	-----
2013	3269830	505107	4156652	1993	6923368	82405592	0.005	1-	1-	1-	12+	1- 12+ 1-
2012	1991899	286055	4729607	5349	6440800	75482224	0.475	0	0	0	0	3+ 1 3+ 0

Fig 12. Reporte 2 de DYNPRO

En la **Fig 12** se ve que el *software* sugiere que no entre ninguna unidad V350, TG26, CC58, CC80 y CC29. Por otro lado sugiere que se aumente el número mínimo de D700 y GEO; y finalmente considera que la entrada en operación de una unidad N135 podría llevarnos a la solución óptima.

Volviendo a CONGEN se hacen los ajustes antes mencionados. Se muestran en la **Fig 13**.

Fig 13. Pantalla 2 de CONGEN

Y tras ejecutar una vez más CONGEN-MERSIM-DYNPRO, de la última sección del reporte de DYNPRO se obtiene la información mostrada en la **Fig 14**.

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR												
YEAR-----	PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$)-----				OBJ.FUN.	LOLP	V350	CC58	D700	GEO		
-----	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL	(CUMM.)	%	TG26	CC80	N135	CC29	-----
2013	2957933	456922	4156652	1993	6659656	82396056	0.005	1-	1-	1-	12+	1- 12+ 1-
2012	2341223	332947	4680046	6654	6694976	75736400	0.237	0	0	0	0	4+ 1 4+ 0

Fig 14. Reporte 3 de DYNPRO

Después de esta segunda iteración podemos darnos cuenta de que difícilmente entrarán en operación las plantas V350, TG26, CC58, CC80 y CC29. Y se sugiere aumentar el número de unidades de D700 y GEO.

Luego de algunas iteraciones más puede llegarse a la solución libre de signos para el año 2012 que se muestra en la **Fig 15**.

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR														
YEAR-----	PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$)-----				OBJ.FUN.	LOLP	V350	CC58		D700		GEO		
	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL	(CUMM.)	%	TG26	CC80	N135	CC29			
2013	761819	117680	4156652	1993	4802784	82362312	0.005	1-	1-	1-	1-	12+	1- 12+	1-
2012	4800872	663085	4378575	1743	8518104	77559528	0.005	0	0	0	0	11	1 12	0

Fig 15. Reporte 4 de DYNPRO

Por las condiciones físicas del sistema podría ser imposible introducir más unidades de algún tipo de planta⁷ aunque esto condujera a una mejor solución; o caso contrario, que cierto número de unidades se encontraran ya comprometidas. En tales situaciones pueden ignorarse los signos en algunos años, o simplemente cerrar sus túneles en CONGEN buscando reducir el número posible de diferentes combinaciones.

Es importante resaltar que después de cada iteración el valor acumulado de la función objetivo hacia los últimos años del estudio va disminuyendo, lo que no siempre ocurre en años intermedios.

Una vez que se ha encontrado la expansión óptima debe ejecutarse MERSIM en modo REMERSIM para obtener todos los resultados.

Finalmente, el módulo REPROBAT escribe un reporte especial que muestra resultados totales o parciales del estudio óptimo o casi óptimo.

Es muy importante revisar cuidadosamente los reportes de todos los módulos ya que contienen mucha información útil y pueden identificarse posibles errores.

Para una explicación más detallada sobre cómo realizar la optimización de un sistema de generación eléctrico puede consultar directamente el manual de WASP-IV:

⁷ Por los largos períodos de construcción o la cantidad de combustible disponible, por citar algunas restricciones físicas.

IAEA, 2000, “*Wien Automatic System Planning (WASP) Package – A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning – Versión WASP-IV, User’s Manual*”, Computer Manual Series No. 8, Austria, 267 pp.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Ancho de túnel	Número máximo de unidades candidatas para la expansión del sistema en adición al número mínimo de unidades candidatas para estar en servicio en cierto año.
Autoabastecimiento	Suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.
Capacidad	Potencia máxima de una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, especificada por el fabricante o por el usuario, dependiendo del estado de los equipos.
Capacidad efectiva	La de una unidad generadora determinada por las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones. Corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes, debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
Carga	La potencia requerida por dispositivos que consumen electricidad y se miden en unidades de potencia eléctrica.
Costo de construcción	Suma de todos los costos, directos o indirectos, inherentes a la transformación de un diseño o plan en una instalación lista para operación.
Costo nivelado de energía	Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la planta en dicho periodo.
Costo variable de operación y mantenimiento	Costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

Costos de operación y mantenimiento	Costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.
Costos fijos de operación y mantenimiento	Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración. Se incluye en ellos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.
Costos indirectos de construcción	Costos asociados con la construcción pero no directamente relacionados con la fabricación, montaje y edificación de instalaciones. Incluyen los de los servicios de construcción (instalaciones temporales en sitio, herramientas, combustibles, permisos, etc.), administración del proyecto y servicios de ingeniería en oficinas y campo.
Costos variables de operación y mantenimiento	Costos de materias primas y del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.
Curva de duración de carga	Gráfica que representa el porcentaje del tiempo durante el cual se registra o excede un determinado nivel de carga.
Demanda máxima	El mayor valor de la demanda integrada que se registra en un período determinado.
Energía no servida	Cantidad de energía no entregada por año debido a deficiencias en la capacidad de generación o por escasez en los suministros básicos de energía.
Escalación	Cambio o variación en los precios bases de estimación por el incremento o decremento de los mismos a lo largo del tiempo.
Función objetivo	Es la función que se busca optimizar.
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
Orden de carga	Es la lista relativa asignada a unidades y bloques de unidades

	para ser despachadas. La meta de las unidades listadas es proveer un orden de despacho que minimice los costos de generación mientras satisfaga todas las restricciones operantes.
Período crítico	Es el período del año en el cual la diferencia entre la capacidad disponible de generación y el pico de demanda tiene el mínimo valor.
Probabilidad de pérdida de carga	Es la probabilidad de no satisfacer toda la demanda de potencia de electricidad con la generación disponible.
Tasa de descuento	Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común . Teóricamente refleja el costo de oportunidad del dinero para inversionistas o, en términos más amplios, para un país.
Usos propios en plantas generadoras	Es la capacidad y energía destinada a prestar servicios dentro de la central eléctrica, tales como la excitación de los alternadores, centro de control, banco de baterías, grúas, sistema de lubricación, sistema de válvulas, bombeo de alimentación, alumbrado, etc., incluyendo las pérdidas asociadas a estos servicios.
Valor de rescate	Valor en el mercado de una máquina o facilidad en cualquier momento. Es normalmente un recurso estimado o valor en el mercado al final de su vida estimada.

BIBLIOGRAFÍA

CFE, 2005, “*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005*”.

CFE, 2006, “*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2006*”.

CFE, 2005, “*Escenarios de Precios de Combustibles 2005*”.

CFE, 2005, “*Mezcla de combustibles a utilizar en las centrales generadoras 2005-2014*”.

CFE, 2005, “*Programa de Retiros y Adiciones 2005-2014*”.

CFE, 2005, “*Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014*”.

CFE, 2005, “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014*”.

CFE 2006, “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2006-2015*”.

CFE 2007, “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016*”.

Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, “*Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*”, Publicado en 1975, Última reforma aplicada en 1993, México, 23 pp.

Grubb M. And Co., 2004, “*Diversity and Security in UK Electricity Generation: The influence of Low-Carbon Objectives*”, Energy Policy, Article Press.

IAEA, 1984, “*Expansion Planning for Electrical Generating Systems – A Guidebook*”, Technical Report Series No. 241, Vienna, 614 pp.

IAEA, 1998, “*Decades Tools – User’s Manual for Version 1.0*”, DECADES-02, Vienna, 458 pp.

IAEA, 2000, “*Wien Automatic System Planning (WASP) Package – A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning – Versión WASP-IV, User’s Manual*”, Computer Manual Series No. 8, Austria, 267 pp.

IAEA, 2005, “*Comparative Assessment of Energy Options and Strategies in Mexico until 2025*”, Final Report of a Coordinated Research Project 2000-2014, 320pp.

SENER, 2004, “*Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014*”, México, 142 pp.

SENER, 2006, “*Balance Nacional de Energía 2005*”, México, 124 pp.

Sergio D. Bazán Perkins, 2005; “*La Energía Nuclear, una alternativa de sustentabilidad para resolver la demanda eléctrica de México (PRIMERA PARTE)*”; Ingeniería. Investigación y Tecnología, julio-septiembre, año/vol. VI, número 003; Universidad Nacional Autónoma de México; Distrito Federal.

Toupiol S., Martín del Campo C., Ortega R. “*Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*”. Memorias CIC Cancún 2007. México: Departamento de Sistemas Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

Toupiol S. “*Análisis de Decisión en la Planeación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*”, tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (Reactor Avanzado de Agua Hirviente)
BWR	Boiling Water Reactor (Reactor de Agua Hirviente)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONGEN	Módulo “Configuration Generator” (Generador de configuraciones) de WASP
COPAR	Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico
DYNPRO	Módulo “Dynamic Programming Optimization” (Optimización por medio de programación dinámica) de WASP
ENS	Energía no servida
EPR	European Pressurized Water Reactor (Reactor Europeo de Agua Presurizada)
EUA	Estados Unidos de América
FIXSYS	Módulo “Fixed System Description” (Descripción del sistema fijo) de WASP
GE	General Electric
IAEA	International Atomic Energy Agency (Organismo Internacional de Energía Atómica)
IFAI	Instituto Federal de Acceso a la Información
LOADSY	Módulo “Load System Description” (Descripción del sistema de carga) de WASP.
LOLP	Loss of load probability (Probabilidad de pérdida de carga)
MERSIM	Módulo “Merge and Simulate” (Combinar y simular) de WASP
NRC	Nuclear Regulatory Comisión (Comisión Reguladora Nuclear de Estados Unidos).
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PEMEX	Petróleos Mexicanos

POISE	Programa de obras e inversiones de sector eléctrico
PWR	Pressurized Water Reactor (Reactor de agua presurizada)
REPROBAT	Módulo “Report Writer of WASP in a Batched Enviroment” (Reporte escrito) de WASP
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
VARSYS	Módulo “Variable System Description” (Descripción del sistema variable) de WASP