



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CÉSAR RAMÓN GONZÁLEZ BELLO

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO ELECTRÓNICO:

**EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA EN
MÉXICO: ASPECTOS ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y DE
SEGURIDAD ENERGÉTICA**

DIRECTORA DE TESIS:
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

MÉXICO D.F. 2012





**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

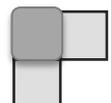
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

SINODALES:

ING. FRANCISCO MIGUEL PÉREZ RAMÍREZ
DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO
DR. CARLOS CHÁVEZ MERCADO
DR. JUAN LUIS FRANÇOIS LACOUTURE



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez por su paciencia, tiempo, conocimiento y recursos, sin los cuales no hubiese sido posible la elaboración de éste trabajo.

Agradezco a M.I. Guillermo Estrada por su apoyo y disposición de material, los cuales facilitaron el desarrollo de mi tesis.

A mis sinodales por su interés y tiempo dedicado al mejoramiento de este trabajo.

A mi familia y seres queridos, por su cariño y aliento, sin los cuales mi camino resultaría muy difícil.

Por último, agradecer a Dios por la vida y salud que me ha proporcionado y que tanta felicidad me ha dado.

Índice

INTRODUCCIÓN	6
OBJETIVO	8
1. TECNOLOGÍAS QUE COMPONEN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....	9
1.1. TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS.....	9
1.1.1. Central Hidroeléctrica	10
1.1.2. Central Termoeléctrica.....	11
1.1.3. Central Geotérmica	14
1.1.4. Central Eoloeléctrica	16
1.1.5. Central Nucleoeléctrica	18
1.1.6. Central Carboeléctrica.....	21
1.1.7. Energía solar fotovoltaica.....	22
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO WASP PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN.....	24
2.1. MODELO WASP	24
2.2. MÓDULOS WASP	26
2.2.1. LOADSY (Load System Description).....	27
2.2.2. FIXSYS (Fixed System Description).....	27
2.2.3. VARSYS (Variable System Description).....	27
2.2.4. CONGEN (Configuration Generator)	28
2.2.5. MERSIM (Merge and Simulate)	28
2.2.6. DYNPRO (Dynamic Programming Optimization).....	29
2.2.7. REPROBAT (Report Writer of DECPAC in a Batched Environment).....	29
3. CONSIDERACIONES EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN.....	30
3.1. EMISIONES.....	30
3.2. EXTERNALIDADES	31
3.3. CURVA DE DEMANDA.....	33
3.4. ÍNDICE DE DIVERSIDAD.....	34
3.5. DATOS DE ENTRADA EN LOS MÓDULOS WASP.....	34
3.5.1. LOADSY	34
3.5.2. FIXSYS	34

3.5.3.	VARSYS.....	35
4.	CASOS DE ESTUDIO.....	37
4.1.	PLAN 1. ESCENARIO CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y EÓLICAS; SIN EXTERNALIDADES.....	38
4.1.1.	Generación de Energía Eléctrica para el año 2025.....	39
4.1.2.	Demanda máxima durante el periodo de estudio (2009 – 2038)	40
4.2.	PLAN 2. ESCENARIO CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y EÓLICAS; CON EXTERNALIDADES.....	42
4.3.	PLAN 3. ESCENARIOS CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y RENOVABLES; SIN EXTERNALIDADES.....	46
4.4.	PLAN 4. ESCENARIOS CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y RENOVABLES; CON EXTERNALIDADES.....	49
4.5.	PLAN DE LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA 2012-2026: ESCENARIO UNO, RENOVABLES; CON/SIN EXTERNALIDADES	53
5.	ANÁLISIS DE DECISIÓN.....	55
5.1.	CRITERIOS DE DECISIÓN	55
5.1.1.	C1, Costo Interno de la energía generada	55
5.1.2.	C2, Diversidad.....	56
5.1.3.	C3, Costos Externos	57
5.1.4.	C4, fracción de potencia libre de carbono	57
5.1.5.	C5, Fracción de Capacidad Renovable (Eó-Geo-Sol)	58
5.1.6.	C6, la fracción de capital extranjero.....	58
5.1.7.	C7, la tasa de crecimiento para las renovables (2009 - 2035).....	58
5.2.	VECTOR DE POSICIÓN DE MÍNIMO ARREPENTIMIENTO (PVMR).....	59
5.3.	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	59
6.	CONCLUSIONES	63
7.	ANEXO A. CONTAMINACIÓN AMBIENTAL POR GENERACIÓN RENOVABLE.....	66
7.1.	INTRODUCCIÓN	66
7.2.	ENERGÍA EÓLICA.....	66
7.2.1.	Aerogeneradores.....	67
7.2.2.	Impacto Ambiental.....	68
7.3.	ENERGÍA SOLAR.....	69
7.3.1.	Impacto Ambiental	70
7.3.2.	Riesgos Financieros	70
7.3.3.	Costos	70
7.4.	MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	71

7.4.1.	Impacto ambiental	72
7.4.2.	Riesgos financieros	72
7.4.3.	Costos	73
GLOSARIO DE TÉRMINOS		74
ABREVIATURAS Y SIGLAS		76
8.	Bibliografía.....	78

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Central Hidroeléctrica.....	10
Ilustración 2. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.....	11
Ilustración 3. Esquema de una planta de turbogás.....	12
Ilustración 4. Esquema de una planta de ciclo combinado.....	13
Ilustración 5. Esquema de una planta de combustión interna.....	14
Ilustración 6. Capas Geotérmicas.....	15
Ilustración 7. Esquema de una planta geotérmica.....	16
Ilustración 8. Esquema de una central eólica.....	17
Ilustración 9. El átomo.....	19
Ilustración 10. Fisión Nuclear y Reacción en Cadena.....	19
Ilustración 11. Ciclo Termodinámico de un reactor nuclear.....	20
Ilustración 12. Esquema de una planta carboeléctrica.....	21
Ilustración 13. Irradiación solar anual.....	22

Índice de tablas

Tabla 1. Probabilidad de Ocurrencia.....	30
Tabla 2. Información que solicita el módulo FIXSYS.....	35
Tabla 3. Clasificación del Tipo de combustible.....	35
Tabla 4. Plantas candidatas para la expansión.....	36
Tabla 5. Poder calorífico por tipo de combustible.....	36
Tabla 6. Orden económico para los casos sin externalidades.....	37
Tabla 7. Orden económico para los casos con externalidades.....	37
Tabla 8. Descripción de casos.....	38
Tabla 9. Capacidad Instalada por año durante el periodo de estudio, Plan 1.....	41
Tabla 10. Capacidad Instalada por año durante el periodo de estudio, Plan 2.....	45
Tabla 11. Evolución de la capacidad instalada, Plan 3.....	48
Tabla 12. Evolución de la capacidad instalada, Plan 4.....	52
Tabla 13. Criterios Económicos enfatizados.....	60
Tabla 14. Criterios Ambientales enfatizados.....	60
Tabla 15. Criterios sin normalizar.....	60
Tabla 16. Criterios normalizados; comparación de planes.....	61
Tabla 17. componentes pij del vector de posición pi ; criterios económicos.....	61
Tabla 18. componentes pij del vector de posición pi ; criterios ambientales.....	62
Tabla 19. Resultados para las distintas evaluaciones.....	62

Índice de Figuras

Figura 1. Costos Externos por tecnología [dól/MWh].....	32
Figura 2. Curva de Demanda, 1999-2038.....	33
Figura 3. Prospectiva de Sector Eléctrico 2010 – 2025	39
Figura 4. Generación 2025, Plan 1.....	39
Figura 5. Generación 2035, Plan 1.....	40
Figura 6. Generación Anual, Plan 1	40
Figura 7. Capacidad durante el periodo de estudio, Plan 1	40
Figura 8. Escenario Prospectiva del Sector Eléctrico.....	41
Figura 9. Capacidad 2025, Plan 1	41
Figura 10. Plantas adicionadas por año, Plan 1.....	42
Figura 11. Generación 2025, Plan 1.....	43
Figura 12. Generación 2025, Plan 2.....	43
Figura 13. Generación 2035, Plan 2.....	43
Figura 14. Generación durante el periodo de estudio, Plan 2	43
Figura 15. Capacidad durante el periodo de estudio, Plan 2	44
Figura 16. Capacidad 2025, Plan 1	44
Figura 17. Capacidad 2025, Plan 2	44
Figura 18. Plan de adiciones, Plan 2	45
Figura 19. Generación 2025, Plan 1.....	46
Figura 20. Generación 2025, Plan 3.....	46
Figura 21. Generación anual al 2035, Plan 3	47
Figura 22. Generación durante el periodo de estudio, Plan 3	47
Figura 23. Capacidad instalada durante el periodo de estudio, Plan 3.....	47
Figura 24. Capacidad 2025, Plan 1	48
Figura 25. Capacidad 2025, Plan 3	48
Figura 26. Adiciones anuales - Plan 3.....	49
Figura 27. Generación 2025, Plan 3.....	50
Figura 28. Generación 2025, Plan 4.....	50
Figura 29. Generación 2035, Plan 4.....	50
Figura 30. Generación anual, Plan 4.....	50
Figura 31. Evolución de la capacidad durante el periodo de estudio, Plan 4	51
Figura 32. Capacidad 2025, Plan 3	51
Figura 33. Capacidad 2025, Plan 4	51
Figura 34. Adiciones Anuales por tecnología, Plan 4	52
Figura 35. Generación 2025, Plan 5.....	54
Figura 36. Generación 2035, Plan 5.....	54
Figura 37. Capacidad 2025, Plan 5	54
Figura 38. Capacidad 2035, Plan 5	54
Figura 39. Índice de diversidad, 2009-2035	56
Figura 40. Comparativa de Criterios normalizados para los 4 planes.....	61
Figura 41. Calificación Global de los planes para las distintas evaluaciones	62
Figura 42. Costo de producción de Electricidad en E.U.A.	65

INTRODUCCIÓN

El sector energético es fundamental para el desarrollo del país. El suministro de energéticos con calidad y suficiencia contribuye, en gran medida, a un mayor bienestar de la población, a la realización de las actividades productivas, al crecimiento económico y a la competitividad del país en el escenario internacional.

El petróleo y sus derivados no sólo han permitido impulsar la industria sino que, con los recursos obtenidos de su explotación, ha sido posible financiar una parte importante del desarrollo económico y social. Hoy, México enfrenta un gran reto debido a que el petróleo en el futuro tendrá que venir de yacimientos cuya complejidad supera, por mucho, la que se ha presentado hasta ahora. Para enfrentarlo con éxito, se requerirá de un gran esfuerzo orientado a incrementar la capacidad de ejecución y de inversión, adoptar las mejores prácticas en la administración del riesgo que implican las inversiones y utilizar la tecnología más adecuada para la explotación de los nuevos yacimientos.¹

Los pronósticos indican que los combustibles fósiles seguirán ocupando una participación destacada como fuente primaria de energía para las próximas décadas; sin embargo, es necesario iniciar las acciones que nos permitan, en un futuro no muy lejano, diversificar las fuentes de energía para atender las necesidades de los consumidores.²

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a la dependencia de los hidrocarburos y la convicción de incorporar el concepto de sustentabilidad en las políticas y estrategias del sector energético, las **energías renovables**³ representan una respuesta importante a la demanda de la sociedad de contar con un modelo sustentable que, además de mitigar los efectos negativos de las actividades que se tienen en el sector energético, contribuya a reducir los riesgos asociados con la volatilidad de precios y diversificar el portafolio energético. De igual manera, es relevante la contribución de estas fuentes al desarrollo social en áreas donde la energía convencional es económicamente inviable.

Estudios previos indican que México posee un gran potencial para generar energía a través de fuentes renovables, ya que contamos con: *altos niveles de insolación; recursos hidráulicos para la instalación de*

¹ Secretaría de Energía (SENER), 2007. Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012, página 6.

² Secretaría de Energía (SENER), Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico-Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, página 11

³ Las *energías renovables* se basan en los flujos y ciclos implícitos en la naturaleza. Son aquellas que se regeneran y se espera que perduren por cientos o miles de años. Además, se distribuyen en amplias zonas y su adecuada utilización tiene un impacto ambiental favorable en el entorno, elemento que hoy se convierte en una herramienta de gran importancia, ante la necesidad de disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

plantas mini hidráulicas; vapor y agua para el desarrollo de campos geotérmicos; zonas con intensos y constantes vientos prevalecientes; grandes volúmenes de esquilmos agrícolas, e importantes cantidades de los desperdicios orgánicos en las ciudades y en el campo, cuyo destino final debe manejarse de forma sustentable.

Por sí misma, la diversificación de las fuentes energéticas a partir del uso de energías renovables representará un mecanismo para reducir la dependencia de México en los combustibles fósiles, y así fomentar la seguridad energética. El aprovechamiento de las energías renovables también representa beneficios indiscutibles en otros temas prioritarios, no sólo para nuestro país, sino para todo el mundo.

En materia de electrificación, el aprovechamiento de las energías renovables también será un motor para el desarrollo social, al permitir el acceso al servicio eléctrico a comunidades donde la energía convencional es económicamente inviable por estar apartadas de la red eléctrica.

En el rubro ambiental, la utilización de energías renovables, además de contribuir a mejorar la calidad del aire, fomentando la conservación de los recursos naturales.

Finalmente, se espera que tenga una importante contribución en materia económica, ya que el desarrollo de las energías renovables representará la creación de pequeñas y medianas empresas, la generación de nuevos empleos, un mayor desarrollo científico y tecnológico, y la posibilidad de generar mayor intercambio comercial con otros países que están impulsando la utilización de energías renovables.

La gran desventaja de la energía solar y eólica es la intermitencia. El costo de inversión resulta muy elevado cuando se toma en cuenta la baja disponibilidad, el factor de planta es bajo, además existe la necesidad de contar con capacidad de respaldo firme, generalmente basada en combustibles fósiles, los cuales no representan una opción limpia.

En el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025⁴, las centrales nucleoelectricas están consideradas en el bloque de las energías limpias. La vida económica de una nuclear es de 60 años, casi el doble de cualquier otro tipo de fuente generadora de electricidad y además tiene un factor de planta cercano a 85%. Sin embargo, las políticas de financiamiento están más enfocadas en este momento a las fuentes de energías renovables, basadas en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética⁵.

Teniendo en cuenta la modificación al artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica⁶, en esta tesis se analizan escenarios de expansión de la generación eléctrica en los que se estudia la incorporación de energías limpias tomando en cuenta las externalidades en el proceso de optimización del costo de generación eléctrica a largo plazo.

⁴ Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2010. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE, 2011-2025). Subdirección de Programación. Coordinación de Planificación.

⁵ Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE, 2012).

⁶ **Artículo 36 BIS.** Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público. *Párrafo reformado DOF 01-06-2011*

La tesis está compuesta por los siguientes capítulos:

En el primero se presentan las características más importantes del sistema eléctrico mexicano de generación y las diferentes tecnologías existentes.

El segundo presenta las principales características del modelo WASP-IV para planear la expansión del sistema eléctrico.

El tercer capítulo describe 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 cinco escenarios desarrollados.

El quinto capítulo analiza los resultados aplicando el método del *Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento* para poder calificar los planes de expansión en términos de los múltiples criterios y decir cuál es el mejor.

Finalmente se presentan las conclusiones de este trabajo.

OBJETIVO

Simular la expansión eléctrica hasta el año 2038 basándose en datos reales, pronosticados de forma oficial y a través de una extrapolación.

Para llevar a cabo la expansión a mediano y largo plazo se utilizará el modelo WASP⁷; software que mediante la planeación eléctrica tiene por objetivo encontrar el plan económicamente óptimo. Más adelante se profundizará en el tema.

Durante este estudio, se realizarán cuatro tipos de expansiones. Los casos 2 y 4 cuentan con externalidades, los estudios 3 y 4 cuentan con una diversificación de renovables más amplia al agregarles la tecnología fotovoltaica; los cuatro casos cuentan con la tecnología nuclear. Durante el presente estudio, se tomará en cuenta los aspectos económicos, ambientales y la seguridad energética.

Los aspectos económicos estarán enfocados en el costo de la energía generada, la fracción importada y la función objetivo de cada caso. Los ambientales se enfocarán en la reducción de emisiones, el crecimiento para renovables y en su aportación. Por último, la seguridad energética se enfocará en la diversidad de cada plan.

Para jerarquizar los cuatro casos, se realizará un análisis de decisión basado en el *Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento*.

⁷ IAEA, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - WASP-IV with User Interface - User's Manual* (Austria, 2006)

1. TECNOLOGÍAS QUE COMPONEN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

La planificación del sistema eléctrico requiere datos actualizados sobre las alternativas de generación y transmisión factibles de incorporarse al programa de expansión. Esta información se obtiene de estudios que realiza la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para identificar y evaluar proyectos y tecnologías, así como de otras fuentes especializadas.⁸ Con estos datos se integra el catálogo de opciones factibles y se prepara el documento de Costos y Parámetros de Referencia (COPAR), para las diversas tecnologías de generación y transmisión.

El programa para expandir el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se determina seleccionando aquellos proyectos que minimizan el valor presente de los costos de inversión, operación y energía no suministrada en el horizonte de estudio. Es decir, se elabora un plan óptimo basado en el análisis técnico-económico de diversas alternativas, mediante modelos que optimizan el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación.

Estos análisis se realizan para el mediano y largo plazos con base en las premisas de evolución de la demanda y precios de combustibles, así como los costos y la eficiencia de las opciones tecnológicas para la generación de energía eléctrica.

En el siguiente tema se presentan las tecnologías que componen el sistema y de las que se espera tengan una participación importante en el desarrollo de los planes de expansión.

1.1. TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Existen diversas alternativas para generar energía eléctrica, lo que ha permitido contar con plantas de diferentes tipos:

- **Hidroeléctrica**
- **Nucleoeléctrica**
- **Termoeléctrica**
- **Eoloeléctrica**
- **Geotérmica**
- **Carboeléctrica**
- **Fotovoltaica**

A continuación se da una descripción de las tecnologías que participan en la expansión.

⁸ Secretaría de Energía (SENER), 2010. Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025, página 34

1.1.1. Central Hidroeléctrica⁹

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 eléctrica.

Una característica importante 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.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1. Por su tipo de embalse.
2. Por la altura de la caída del agua.

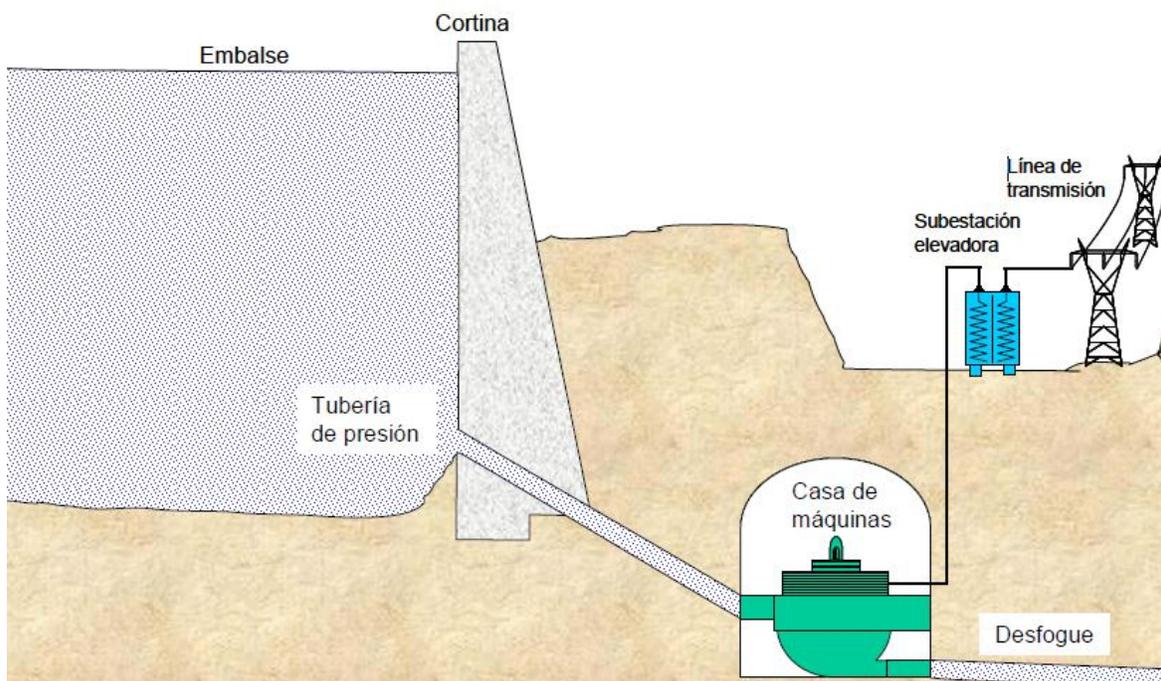


Ilustración 1. Central Hidroeléctrica
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.8

⁹<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Hidroel%C3%A9ctricas.aspx>

1.1.2. Central Termoeléctrica

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, se les puede agrupar de la siguiente manera:

- **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.

1.1.2.1. Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor¹⁰

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, éste se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador para producir energía eléctrica. Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m. (revoluciones por minuto).

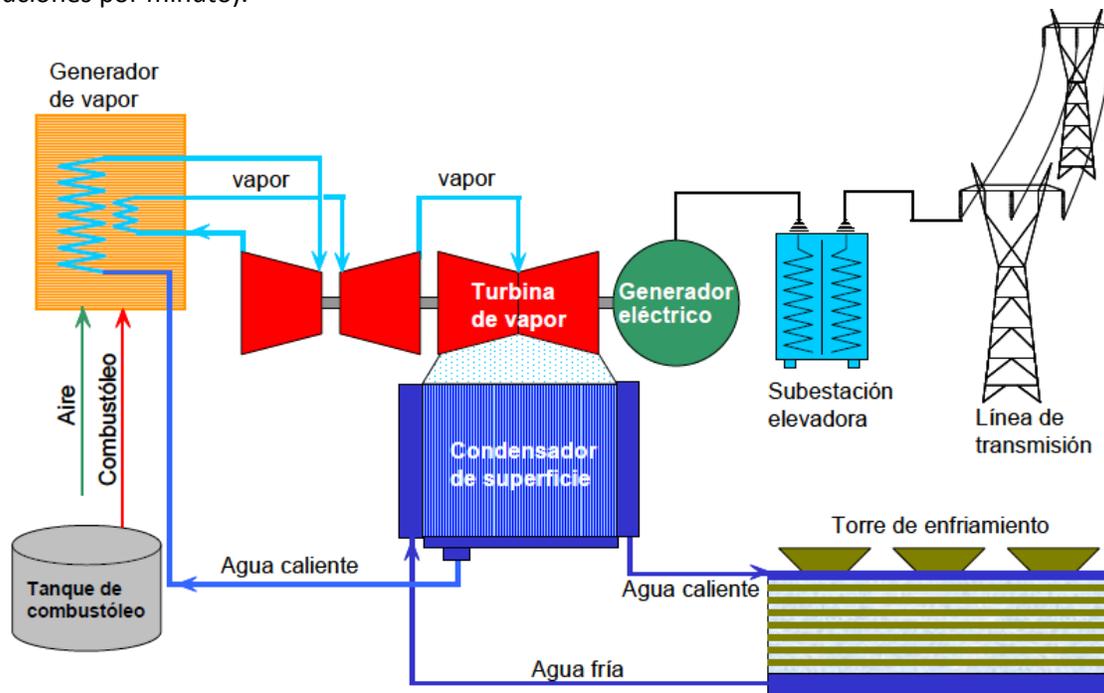


Ilustración 2. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.1

¹⁰ <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Termoelectrica.aspx>

1.1.2.2. Descripción del proceso de plantas de turbogás¹¹

La generación de energía eléctrica en las unidades de turbogás, se realiza directamente la energía cinética resultante de la expansión de aire comprimido y los gases de combustión. La turbina está unida al generador de rotor, dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, se descargan directamente a la atmósfera después de trabajar en la turbina.

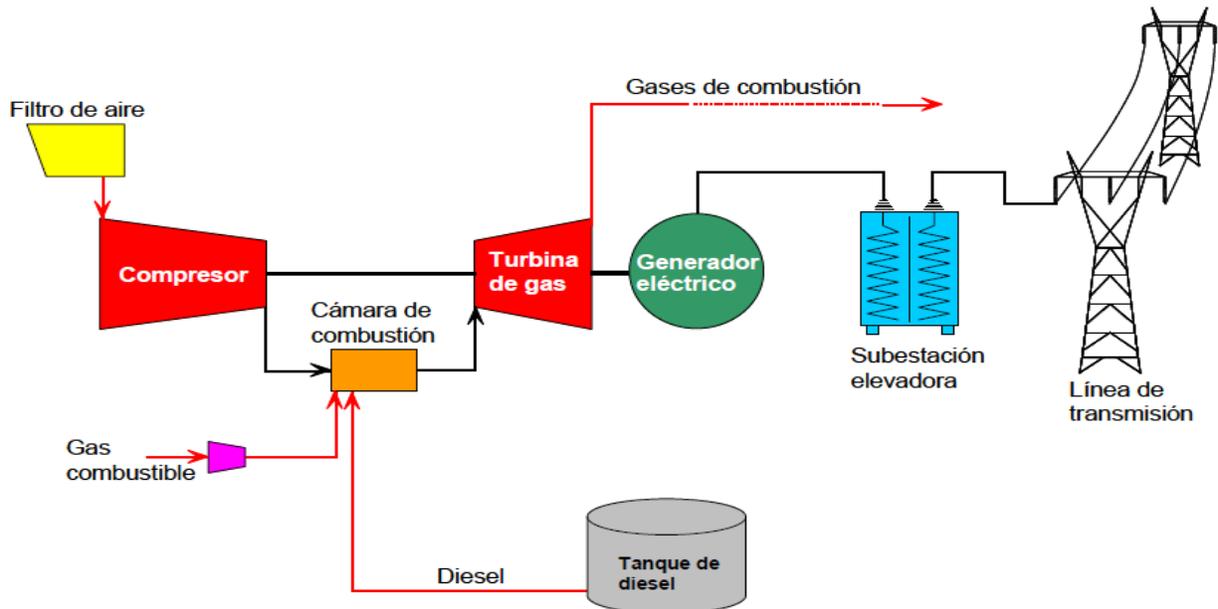


Ilustración 3. Esquema de una planta de turbogás
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.2

Estas unidades utilizan el gas natural o diesel como combustible. Desde el punto de vista operativo, el breve tiempo de arranque y la variación a la inconsistencia de la demanda, la turbina de gas satisface cargas de suministro y capacidad del sistema eléctrico.

1.1.2.3. Descripción del proceso en instalaciones de ciclo combinado¹²

Las plantas de ciclo combinado constan de dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez que la generación de energía eléctrica de ciclo se termina en las unidades turbogás, la alta temperatura de gases de escape se utiliza para calentar agua y producir vapor, el cual es utilizado para generar energía eléctrica adicional.

Esta combinación de dos tipos de generación nos permite aprovechar al máximo los combustibles utilizados, mejorando así la eficiencia térmica en todos los tipos de generación termoeléctrica.

¹¹ <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Turbogas.aspx>

¹² <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Ciclocombinado.aspx>

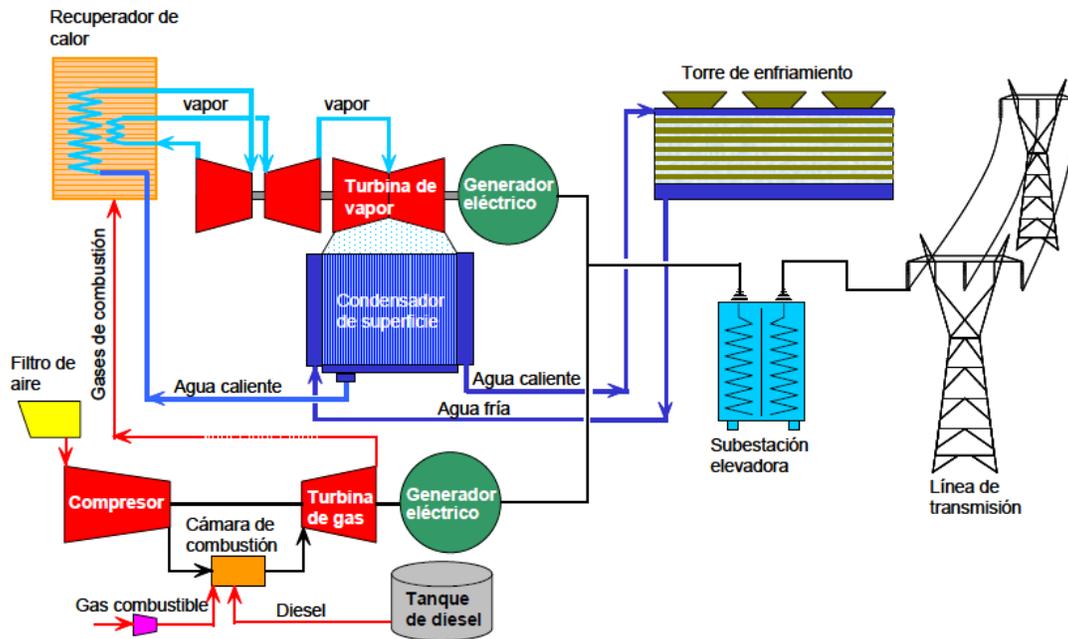


Ilustración 4. Esquema de una planta de ciclo combinado
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.3

El plan general de una planta de ciclo combinado se puede organizar de acuerdo a las diferentes posibilidades. El número de unidades turbogás por unidad de vapor varía de 1-1 a 4-1. Hay tres variables de vapor para la fase de diseño:

1. sin quemar combustible adicional
2. con la quema de combustible adicional para el control de calor
3. con la quema de combustible adicional para aumentar el calor y la presión de vapor

Una de las ventajas de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera etapa, turbogás, puede ser terminada en un corto período de tiempo y la planta inicia operaciones de inmediato y posteriormente, la construcción de la unidad de vapor puede ser terminada, completando así el ciclo combinado.

1.1.2.4. Descripción del proceso en las plantas de combustión interna¹³

Las plantas de combustión interna están equipadas con motores de combustión interna, las cuales aprovechan la expansión de gas de combustión para obtener energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica en el generador.

¹³ <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/CombustionInterna.aspx>

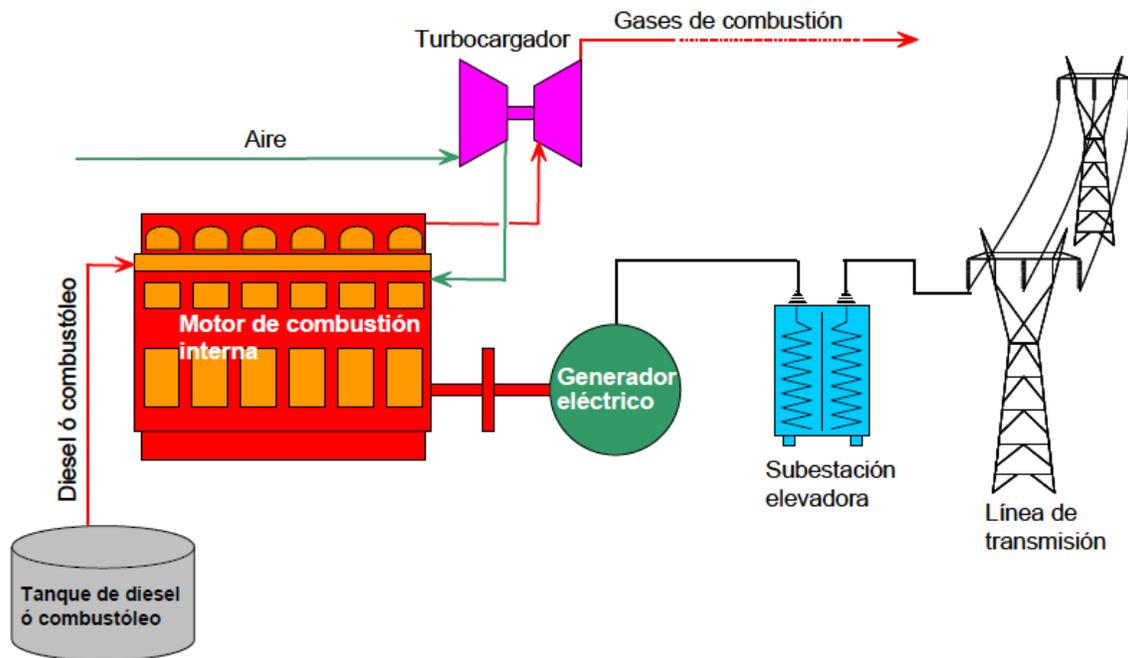


Ilustración 5. Esquema de una planta de combustión interna
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.5

Las plantas de combustión interna son usualmente alimentadas por gasóleo, y en el caso de la planta ubicada en San Carlos, Baja California Sur, para alimentar sus dos motores de combustión interna utilizan una mezcla de combustóleo y el gasóleo.

1.1.3. Central Geotérmica¹⁴

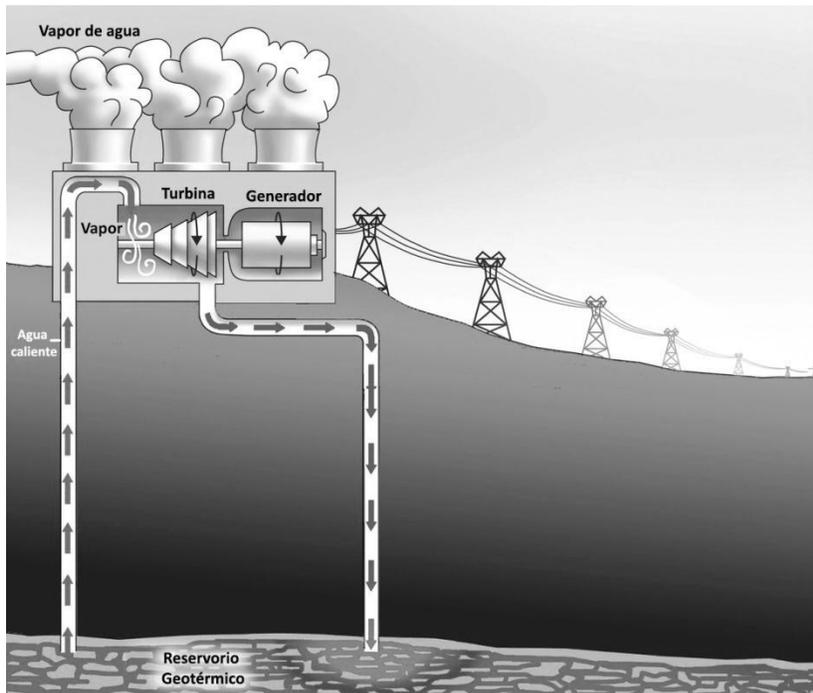
CFE se ha preocupado en el desarrollo de fuentes de energía para generar electricidad, además de los combustibles fósiles, grandes centrales hidroeléctricas y centrales nucleares. Teniendo en cuenta la ubicación geográfica y geológica de México, las fuentes de energía más accesibles son la geotérmica y eólica.

México tiene un gran historial en el uso de la energía geotérmica, con el fin de generar electricidad, que se inicia en los años 50 cuando la primera planta eléctrica geotérmica se instaló en el continente americano. La capacidad de energía eléctrica geotérmica total es de 964.50 MW, la generación de 3.03% de los 177.795 GWh producidos al 30 de septiembre de 2008. El campo geotérmico de Cerro Prieto, es el segundo más grande del mundo, produce 46,37% de la electricidad distribuida en Baja California.

¹⁴<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Generaciondeelectricidad.aspx>

1.1.3.1. La energía geotérmica

La energía geotérmica, como su nombre lo dice, es la energía procedente de la esencia misma del planeta, desplazando hacia arriba en el propio magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas en el interior de la Tierra, alcanzando cerca de los niveles de la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para su recolección. Este tipo de capa es ligada al fenómeno volcánico y terremoto, a causa de la profundidad y de movimientos pasando continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que la porción sólida más externa de la Tierra se divide.



Una capa típica de la energía geotérmica se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor suele ser una fuente de cámara magmática en proceso de enfriamiento.

El acuífero es cualquier formación litológica permeable suficiente para alojar agua meteórica asomando desde la superficie o desde otros acuíferos. La capa sello es otra formación, o parte de ella, con menor permeabilidad, su función es impedir que el total de los fluidos geotérmicos se disperse en la superficie.

Ilustración 6. Capas Geotérmicas

<http://energiaunam.wordpress.com/category/energia-geotermica/>

1.1.3.2. Descripción del proceso de una planta geotérmica

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor, que se utiliza para generar energía eléctrica.

Este tipo de planta opera con los mismos principios que los de una termoeléctrica con vapor, con excepción de la producción del mismo, que en este caso se extrae del subsuelo. El vapor de agua obtenido de la mezcla se envía a un separador; el secado de vapor va a la turbina de energía cinética que se transforma en energía mecánica y ésta a su vez, en electricidad en el generador.

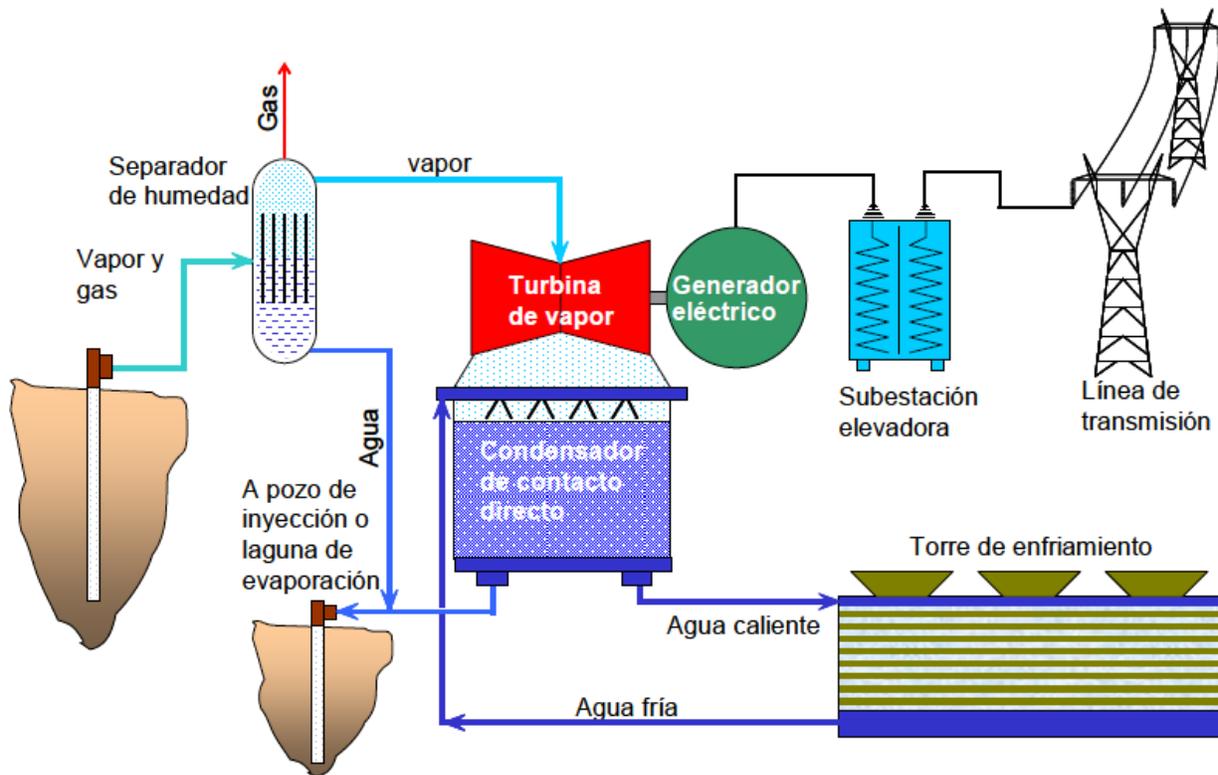


Ilustración 7. Esquema de una planta geotérmica
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.7

Existen unidades de 5 MW en la que el vapor, una vez que trabajó en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En unidades de 20, 37.5, 55 MW y 110MW, el vapor es enviado a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la proveniente del separador, se reinyectan en el yacimiento o son descargadas a través de un tubo de evaporación.

1.1.4. Central Eoloeléctrica¹⁵

Este tipo de central convierte la energía del viento en electricidad mediante una aeroturbina que hace girar un generador. Es decir, aprovecha un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal, de donde resulta que la cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

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.

¹⁵ <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Generaci%C3%B3nEoloel%C3%A9ctrica.aspx>

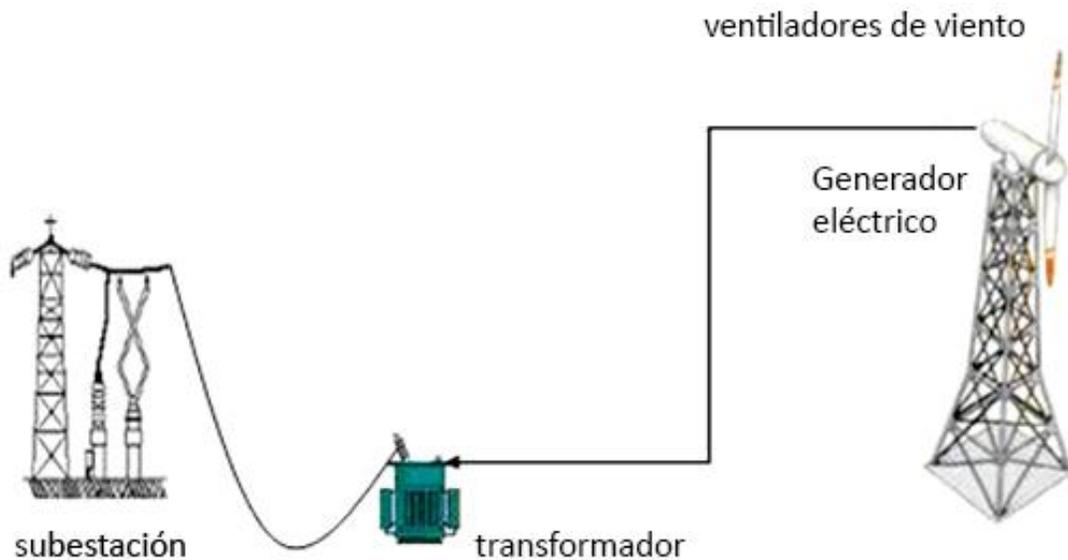


Ilustración 8. Esquema de una central eólica

<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Generaci%C3%B3nEoloele%C3%A9ctrica.aspx>

1.1.4.1. Desarrollo de la energía eólica en México

Además de la geotermia, la única fuente de energía alterna susceptible de desarrollarse en zonas de corrientes de viento a precios competitivos en gran escala, es la energía eólica.

- **Central eólica de La Venta, Oaxaca**

La Central de La Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noreste de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en América Latina. Con una capacidad instalada de 84.875 MW, consta de 105 aerogeneradores, ya que a partir 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 0.600 MW y se integra por un solo aerogenerador.

1.1.5. Central Nucleoeléctrica¹⁶

En una central nuclear como en una central térmica convencional, la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía eléctrica. El calor hace que el agua se evapore y es enviado a la turbina donde la energía contenida en el vapor se convierte en energía mecánica de rotación que hace funcionar el alternador, productor de la energía eléctrica.

Esta conversión se realiza en tres etapas:

- En la primera la energía nuclear del combustible derivada de la fisión se utiliza para producir vapor de agua a elevada presión y temperatura.
- En la segunda etapa, la energía del vapor se transforma en movimiento de una turbina.
- En la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energía eléctrica.

1.1.5.1. La única central nucleoeléctrica del país

La central dispone de 370 hectáreas localizadas sobre la costa del Golfo de México, en el km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, municipio de Alto Lucero; a 60 km al noreste de la ciudad de Xalapa, a 70 km del puerto de Veracruz y a 290 km al noreste del Distrito Federal.

La central consta de dos unidades, cada una con capacidad de 682.44 MW, equipadas con reactores del tipo agua hirviente y contenciones de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

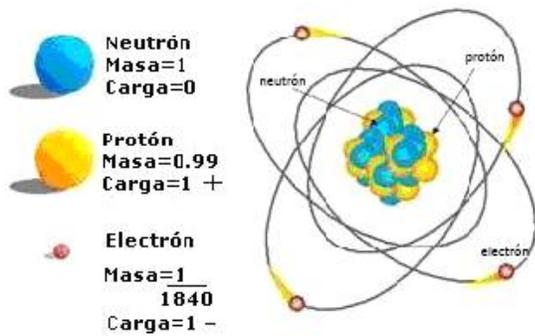
1.1.5.2. Elementos del átomo

El protón y el neutrón tienen prácticamente la misma masa, se diferencian porque el primero posee una carga eléctrica positiva (+) mientras que el segundo carece de carga. La masa del núcleo del átomo es la suma de las masas de sus componentes, es decir, es la suma de las masas de sus protones y neutrones, la carga eléctrica total del núcleo es positiva. El electrón es 1,840 veces más ligero que el protón y posee una carga eléctrica negativa.

El núcleo del átomo contiene un número atómico, el cual es un valor entero conformado por el número de protones y es igual al número de electrones, razón por la cual sus cargas eléctricas se encuentran balanceadas.

Los átomos son diferentes, cuando se agrupan forman sustancias distintas conocidas como elementos. Cada elemento está formado por átomos con el mismo número atómico, sin embargo pueden tener diferente número de masa. Los átomos de un mismo elemento se llaman isótopos y se diferencian entre sí por el número de masa.

¹⁶<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Nucleoelectricas.aspx>



El elemento uranio, cuyo número atómico es 92, tiene fundamentalmente dos isótopos con número de masa 235 y 238 respectivamente. El uranio puede ser manipulado, permitiendo bombardear el núcleo de un átomo con neutrones, lo cual altera su estructura y puede dividirlo en dos núcleos pequeños. La división del núcleo emite radiación, generando energía térmica, lo cual libera dos o tres neutrones; a este proceso se le llama fisión.

Ilustración 9. El átomo

<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Nucleoelectricas.aspx>

Los neutrones producidos por la fisión, impactan otros núcleos del mismo isótopo generando una reacción en cadena, lo cual libera grandes cantidades de energía. El control de la reacción en cadena se realiza utilizando otros elementos como boro y cadmio para capturar los neutrones libres.

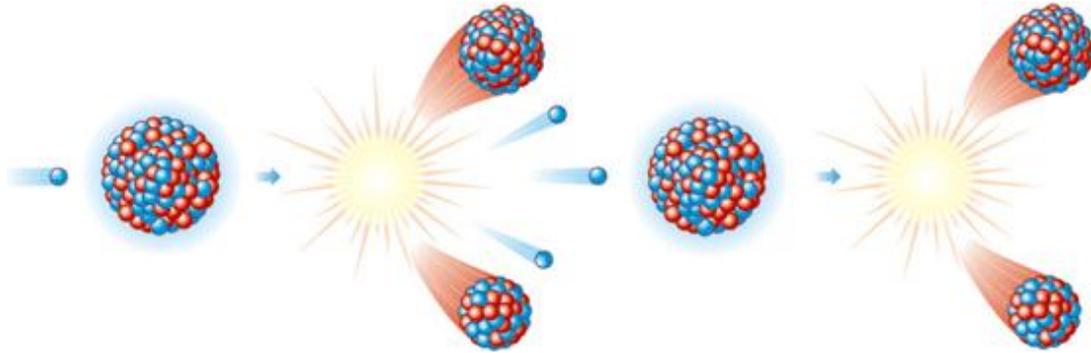


Ilustración 10. Fisión Nuclear y Reacción en Cadena

http://www.kalipedia.com/ecologia/tema/graficos-atomos-uranio-sufren.html?x1=20070924klpcnafyq_181.Ges&x=20070924klpcnafyq_54.Kes

La energía nuclear utiliza la energía en forma de calor obtenida por la reacción en cadena de la fisión, para generar electricidad.

1.1.5.3. Uranio natural

Para obtener el uranio a utilizar en las centrales nucleares se realizan algunas actividades conocidas como “ciclo de combustible”, mismo que inicia con la explotación del mineral y termina con la gestión de desechos radiactivos.

En la primera etapa el uranio se extrae y en plantas cercanas al yacimiento se convierte en un concentrado de uranio llamado “pastel amarillo”. El concentrado de uranio pasa a una planta de conversión y enriquecimiento, ahí se transforma en un gas llamado hexafluoruro de uranio que es enviado a la planta de enriquecimiento para aumentar la proporción de 0.7% a 4% al separar el U-235 del U-238. Por su densidad el U-238 se utiliza para generar contrapeso en aviones y barcos y en elaboración de municiones.

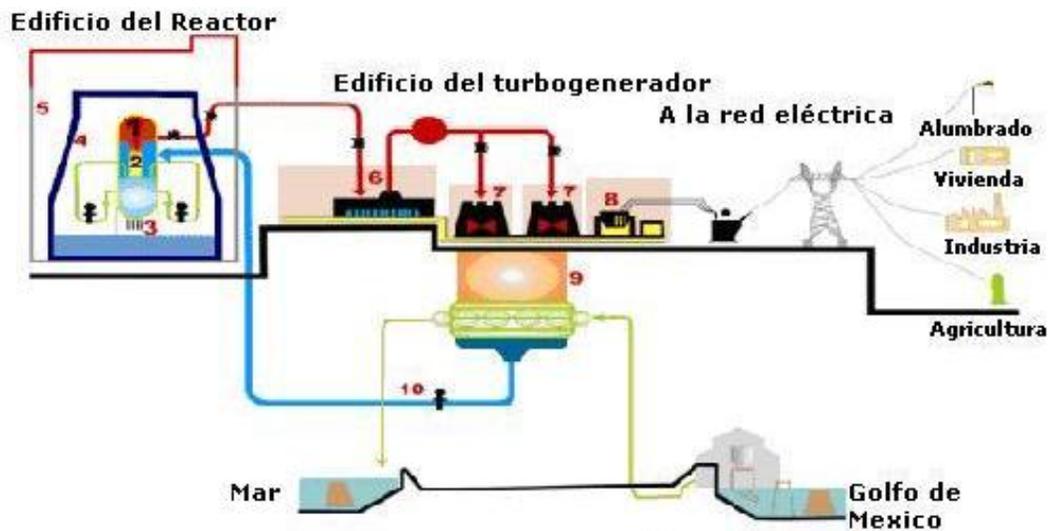
La fabricación del combustible, consiste en la conversión del gas de uranio en dióxido de uranio en polvo que es prensado en forma de pastillas. Las pastillas son encapsuladas en varillas o tubos de zircaloy, que son ensamblados y transportados a la central nuclear donde serán cargados al núcleo del reactor. El poder energético de una pastilla de combustible cuyo peso es aproximado de 10 gramos equivale a 3.9 barriles de combustóleo.

La siguiente etapa, conocida como irradiación del combustible se realiza dentro del núcleo del reactor, el cual opera en forma continua durante un lapso de 12 a 18 meses a plena potencia. Al término de los cuales la reactividad del núcleo disminuye y los ensambles de combustible deben ser remplazados.

La última etapa en el ciclo de combustible es el tratamiento de los ensambles gastados extraídos del núcleo del reactor, los cuales son almacenados aproximadamente 10 años en albercas de combustible para su enfriamiento, posteriormente son encapsulados en contenedores herméticamente sellados y para depositarlos en almacenes bajo tierra donde no representan riesgo para el medio ambiente. Parte del combustible gastado puede ser reciclado para ser utilizado nuevamente en una planta nuclear.

1.1.5.4. Reactores Nucleares

En las centrales nucleares el calor se obtiene a partir de la fisión del uranio, no se genera combustión, por analogía con las centrales convencionales se le denomina combustible nuclear. En la mayoría de los reactores que operan en el mundo, el uranio se utiliza como combustible, el agua como moderador y refrigerante. En la *ilustración 11* se muestra el esquema de una planta BWR.



- | | |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1. Reactor | 6. Turbina de alta presión |
| 2. Núcleo del reactor | 7. Turbinas de baja presión |
| 3. Barras de control | 8. Generador |
| 4. Contenedor primario | 9. Condensador |
| 5. Contenedor secundario | 10. Bombas |

Ilustración 11. Ciclo Termodinámico de un reactor nuclear

<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Nucleoelectricas.aspx>

La Academia de Ingeniería de México publicó un libro en el que se estudia la opción nucleoelectrica como una oportunidad de diversificación energética y en el cual se muestran los resultados de un estudio sobre la ampliación de Laguna Verde con uno o dos reactores nucleares en el sitio.

1.1.6. Central Carboeléctrica¹⁷

Estas plantas 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 *Ilustración 12* muestra una central carboeléctrica que no incluye equipos anticontaminantes para el control de la emisión de SO₂. Este esquema es aplicable a centrales que utilizan carbón con bajo contenido de azufre, como las localizadas en la región de Río Escondido, Coahuila.

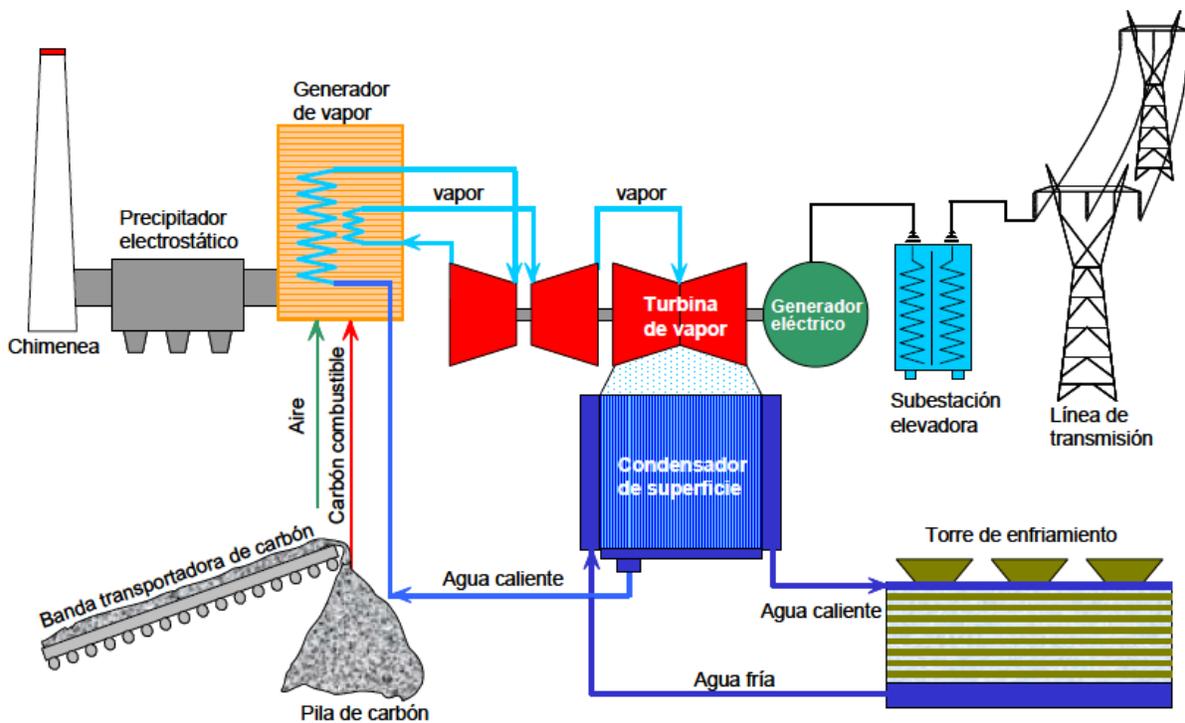


Ilustración 12. Esquema de una planta carboeléctrica
COPAR de Generación 2011. Diagrama 2.5

¹⁷<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Páginas/Carboelectricas.aspx>

1.1.7. Energía solar fotovoltaica¹⁸

La tecnología solar fotovoltaica¹⁹ convierte la luz solar en energía eléctrica directamente usando fotones de la luz del sol para excitar los electrones a niveles de energía más altos. La diferencia de potencial resultante a través de las celdas solares permite el flujo de una corriente eléctrica. Aunque esta tecnología actualmente es utilizada en aplicaciones residenciales en pequeña escala, también puede ser utilizada para aplicarse en centrales eléctricas mayores.

En la actualidad, el costo de la energía eléctrica producida con paneles solares es demasiado alto debido a que los componentes de los paneles son caros y la eficiencia de conversión de la energía solar en electricidad es muy baja.

Desde las primeras celdas solares construidas en la década de 1950, se tenían eficiencias de conversión de 5-6%, la cual con el desarrollo tecnológico ha mejorado hasta niveles de 12-18% en las modernas celdas de silicio.

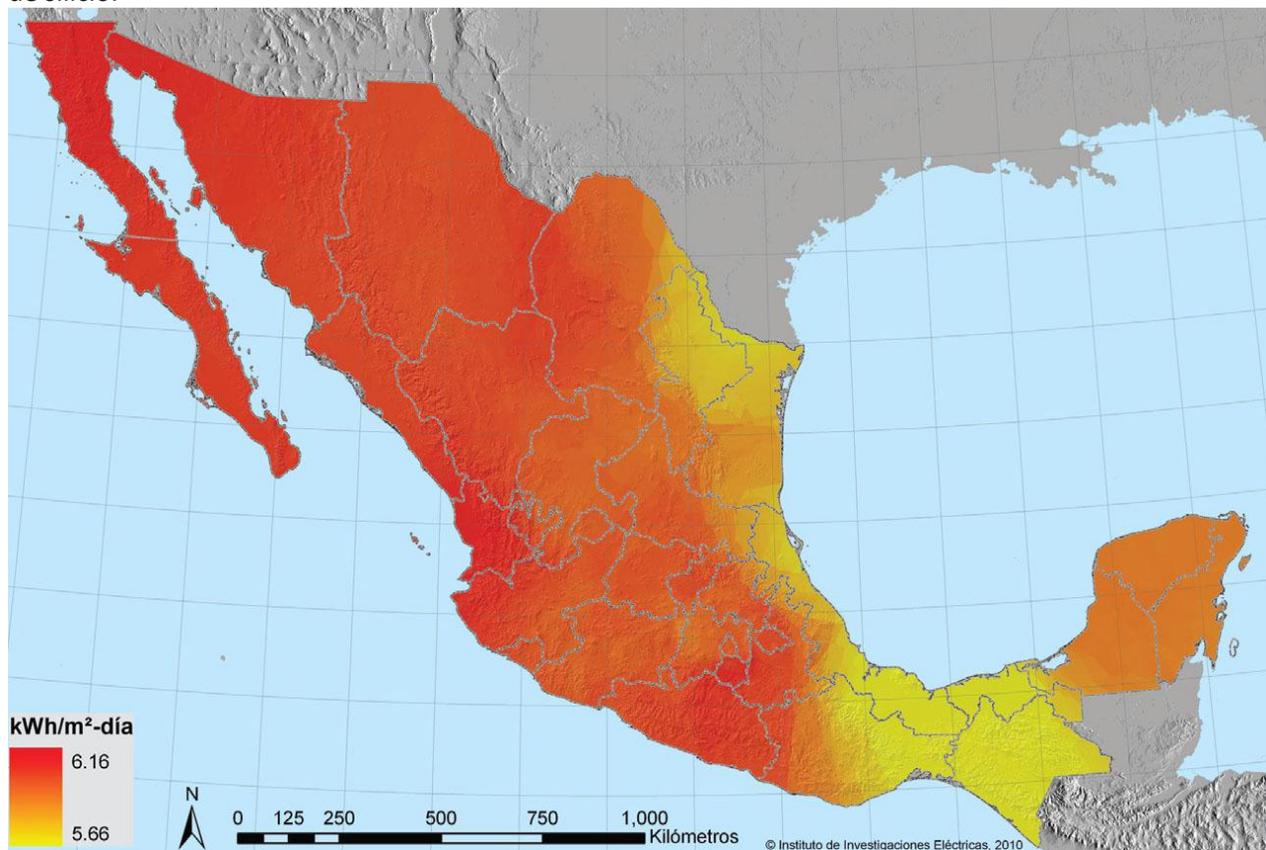


Ilustración 13. Irradiación solar anual

<http://www.renovables.gob.mx/renovables/portal/Default.aspx?id=1651>

¹⁸ Secretaría de Energía (SENER), 2010. Prospectiva del Sector Eléctrico, 2010-2025, 2011, Página 57

¹⁹ La energía solar fotovoltaica se define a partir del "efecto fotovoltaico", que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones "suelos" de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.

Se estima que la capacidad total de las instalaciones fotovoltaicas en México asciende a 25.11 MWp, lo que ha significado una inversión total por este concepto del orden de los 125.55 millones de dólares americanos.

En la actualidad se han desarrollado diversas instalaciones de paneles fotovoltaicos conectados a la red y año con año crecen en capacidad y generación. Podemos destacar el Parque Solar Fotovoltaico “Bicentenario” que se instaló este año en el Estado de Aguascalientes con una capacidad de 1 MWp.²⁰

1.1.7.1. Proyecto de mega parque solar.²¹

La Comisión Federal de Electricidad anunciará en breve el fallo para adjudicar la construcción del primer mega parque solar, ubicado en Cerro Prieto California, con una capacidad instalada de generación fotovoltaica de 5 MW.

El director de la empresa mexicana de soluciones de energías renovables Conermex, informó a un medio nacional que esperan vender la ingeniería e instalación del proyecto al ganador del mismo, valuado en USD \$25 millones. Para tal licitación compiten 40 firmas internacionales que laborarán por 270 días naturales, según las bases establecidas, para concluir la obra en noviembre próximo. El directivo consideró que el parque en su totalidad tendrá cerca de 22,000 paneles solares de 2 metros cuadrados cada uno, suficientes para abastecer los 5 MW que busca aumentar la red de CFE. Asimismo, por cada MW instalado en la obra se estima tendrá un costo cercano a los USD \$4.5 millones, aunque según la Subdirección de la Generación de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, se pretende generar 5,000 watts por hora.

Finalmente las celdas fotovoltaicas que licite la paraestatal tendrán una eficiencia del 15% de captación fotovoltaica, con una duración de 25 años, y su inversión se verá compensada en cuatro años.

²⁰ Secretaría de Energía (SENER), 2010. Instituto de Investigaciones Eléctricas.

²¹ Global Energy, 2012. Edición virtual febrero 2012

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO WASP PARA ESTUDIOS DE EXPANSIÓN

WASP es un modelo de planeación 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 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.²²

2.1. MODELO WASP²³

WASP determina mediante *estimación probabilística* los costos de producción del sistema, considerando el costo de la energía no servida y la confiabilidad del sistema. Usa una *técnica de programación lineal* para determinar el despacho óptimo que satisface las restricciones exógenas impuestas, como pueden ser las emisiones ambientales, la disponibilidad del combustible o la generación de electricidad de algunas plantas. Finalmente utiliza un *método de programación dinámica* que busca el plan de expansión de menor costo entre las diferentes alternativas.

La estructura modular del WASP-IV permite monitorear resultados intermedios²⁴, evitando el gasto innecesario de tiempo que resultaría por errores en los datos de entrada. De esta manera la información de cada módulo se pasa al siguiente módulo en archivos binarios.

La función de costo que evalúa WASP es la que se muestra a continuación:

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

donde:

\bar{I} : Costo de inversión de capital depreciable

\bar{S} : Valor de rescate de los costos de inversión

\bar{L} : Costo de inversión de capital no depreciable

²² Estrada, Guillermo. Tesis Licenciatura: "Estudio de Diferentes Plantas Nucleares en la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano", 2008

²³ Estrada, Guillermo. Tesis Maestría en Ingeniería en Energía: "Análisis Jerárquico para la toma de decisión en la planeación de la capacidad de generación eléctrica en México a largo plazo", 2010

²⁴ Cada módulo genera un archivo de salida que sirve para detectar posibles errores en los datos de entrada

\bar{F} : Costo de combustible

\bar{M} : Costo de operación y mantenimiento no por concepto de combustible

\bar{O} : Costo de la energía no servida

B_j es la función objetivo del plan de expansión j

t es el tiempo en años (1, 2, ..., T)

T es la longitud del período de estudio (número total de años), y la barra sobre los símbolos significa que se trata de valores descontados referenciados a una fecha dada a una tasa de descuento i . Nótese que el costo de las externalidades no está incluido en la función objetivo de WASP-IV.

El plan de expansión óptimo está definido por:

B_j mínima de entre todas las j

El análisis con WASP requiere de la determinación de planes de expansión alternativos como punto de partida. Si $[K_t]$ es un vector que contiene todas las unidades de generación que operan en el año t para un plan de expansión dado, $[K_t]$ debe satisfacer la siguiente relación:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t]$$

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 unidades de generación candidatas agregadas al sistema en el año t ,

$[A_t]$ y $[R_t]$ son datos conocidos, y $[U_t]$ es la variable desconocida que hay que determinar.

Si definimos al período crítico (p) como el período del año en que la diferencia entre la capacidad de generación disponible y el pico de demanda es mínima, y $P(K_{t,p})$ es la capacidad instalada del sistema en el período crítico del año t , todas las configuraciones aceptables deben cumplir con la siguiente restricción:

$$(1 + a_t)D_{tp} \geq P(K_{tp}) \geq (1 + b_t)D_{tp}$$

Lo que significa que la capacidad instalada en el período crítico debe estar dentro de los márgenes de reserva máximo y mínimo, a_t y b_t respectivamente sobre el pico de demanda $D_{t,p}$ del período crítico de cada año.

WASP evalúa la confiabilidad del sistema a través de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP, Loss of Load Probability). Calcula este índice para cada período del año y para cada hidrocondición definida. La LOLP de cada período es determinada por la suma de todas las LOLP para cada hidrocondición (del mismo período) ajustada por la probabilidad de que se presenta cada hidrocondición, y la LOLP promedio anual como la suma de las LOLP de todos los períodos divididos entre el número de períodos.

Si la demanda de energía anual E_t de algún plan es mayor que la energía G_t que podrían generar las unidades existentes, el costo total se penaliza con un costo por energía no servida N_t , el cual puede calcularse como:

$$N_t = E_t - G_t$$

El costo de la energía no servida²⁵ refleja los daños esperados en la economía de un país o región debidos a que no se suministre cierta cantidad de energía. WASP modela este costo a través de una función cuadrática que relaciona el costo incremental de la energía no servida con la cantidad de energía no servida.

La generación de cada planta en cada período del año se estima de acuerdo a una política de despacho óptima, la cual depende de la disponibilidad de las plantas/unidades, requerimientos de mantenimiento, reserva rodante y todas las demás restricciones exógenas impuestas por el planeador, como pueden ser las emisiones ambientales o el uso de combustible.

El código WASP encuentra el mejor plan de expansión mediante una *técnica de programación dinámica*.

2.2. MÓDULOS WASP

El modelo WASP se compone de siete módulos:

1. **LOADSY**
2. **FIXSYS**
3. **VARSYS**
4. **CONGEN**
5. **MERSIM**
6. **DYNPRO**
7. **REPROBAT**

El Módulo 1 y el Módulo 2 pueden ejecutarse de manera independiente sin importar el orden. El Módulo 3 debe ejecutarse después del Módulo 2. Los Módulos 4, 5 y 6 tienen que ejecutarse en orden y después de haber ejecutado los Módulos 1, 2 y 3. El módulo REPROBAT, genera un resumen de los primeros seis módulos.

²⁵ Costo de la energía no servida. También conocido como *costo de la energía fallada* o *costo de la energía no suministrada*.

2.2.1. LOADSY (Load System Description)

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.
- 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.
- Número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga.

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.

2.2.2. FIXSYS (Fixed System Description)

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 técnicos y económicos de las plantas térmicas existentes y comprometidas como son: número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles, mantenimiento anual, 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.

2.2.3. VARSYS (Variable System Description)

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, eólicas y fotovoltaicas candidatas.
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas, eólicas y fotovoltaicas candidatas, como son: capacidad, régimen térmico, costo de combustibles, mantenimiento anual, entre otros.
- Características de las plantas hidroeléctricas candidatas por período e hidrocondición.

VARSYS calcula el orden económico de carga de las plantas 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.

2.2.4. 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 sistema²⁶. 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.

2.2.5. 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 plantas²⁷.
- Número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga.
- Limitaciones impuestas por el usuario, como por ejemplo, la cantidad máxima de combustible que se puede usar.

²⁶ La confiabilidad del sistema se evalúa a través de la LOLP

²⁷ El orden de carga puede ser proporcionado por el usuario o calculado por CONGEN

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.

2.2.6. 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 inversión 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.

2.2.7. 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 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.

3. CONSIDERACIONES EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN

Este estudio considera un periodo de 30 años (2009 – 2038) en los cuales se considera la probabilidad de ocurrencia para tres hidrocondiciones²⁸ de acuerdo a las aportaciones reales de las plantas hidroeléctricas durante un periodo de 58 años. Los años se clasifican en secos, medios y húmedos. La probabilidad de ocurrencia para cada tipo fue:

Tabla 1. Probabilidad de Ocurrencia²⁹

	año seco	año medio	año húmedo	total de años
años	12	34	12	58
Probabilidad	0.2069	0.5862	0.2069	1.0

Los costos utilizados en este trabajo se hallan expresados a precios medios de 2011. Para calcular en pesos los costos de los componentes externos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, se aplica el tipo de cambio de la República Mexicana de 12.10 pesos/dólar, valor promedio estimado durante 2011. La tasa de descuento para todos los tipos de costos es del 12%. Para el precio de los combustibles se utilizó el escenario de planeación que publica el COPAR 2011³⁰ Generación.

Los márgenes de reserva³¹ se fijaron del 15 al 25% conforme a lo que publica la Prospectiva 2010³² en donde se muestra una clara tendencia a disminuir los márgenes, que para el año 2009 llegaron a ser del 47.3%. A su vez, se buscó que la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) fuera menor a 3 días por año (0.8219%).

3.1. EMISIONES

A nivel global, las emisiones de GEI, en particular las provenientes de combustibles fósiles que se emplean para la generación de energía, continuarán incrementándose en cualquier escenario tendencial. Se estima que en los próximos 30 años el mundo emitirá casi tres cuartas partes de lo que ha emitido durante los últimos 250 años³³.

²⁸ Para obtener la Probabilidad de Ocurrencia, este estudio se basó en el tipo de año que publica el POISE y en la generación hidroeléctrica durante un periodo de 58 años (1952 - 2009)

²⁹ Subdirección de Programación – Coordinación de Planificación, CFE, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 - 2025”, A.3 Aportaciones Hidráulicas, página 261

³⁰ CFE, 2011. Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011 Generación”

³¹ Margen de Reserva (MR). *Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.*

³² CFE, 2011. Subdirección de Programación – Coordinación de Planificación, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 - 2025”. Gráfica 51, página 142

³³ Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, “Estrategia Nacional del Cambio Climático México 2007”, Proyecciones del Consumo Energético y de Emisiones de GEI al 2014 y al 2025.

Según datos del *Instituto de Recursos Mundiales (WRI*, por sus siglas en inglés), México contribuye con alrededor del 1.5% de las emisiones mundiales. Si los patrones de consumo y generación de energía continúan sin modificarse, sus emisiones futuras se incrementarían sensiblemente, ya que se espera un mayor crecimiento económico del país y, para abastecer sus requerimientos energéticos, se tendería a aumentar la utilización de combustibles fósiles.

Durante el periodo 1950-2000, sólo una tercera parte (27.4%) de las emisiones por uso de energía provenían de los países en desarrollo. Sin embargo, estas emisiones crecerán de acuerdo a los escenarios tendenciales, y acabarán rebasando las de los países industrializados. La atención al problema del cambio climático requiere, necesariamente, de un entendimiento y acuerdo multilateral que involucre todas las naciones, o al menos a los mayores emisores de GEI.

3.2. EXTERNALIDADES³⁴

Para la evaluación del impacto ambiental de cualquier actividad productiva, es necesario medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción y el consumo, hasta el desecho. Actividades como la conversión de energía, el transporte, la industria o la agricultura, causan daños importantes a la salud humana y al ambiente, los cuales dependen de dónde se realicen dichas actividades y su tipo. Muchas veces al establecer el sistema de precios los daños causados no son tomados en cuenta. La política ambiental llama a estos daños costos externos o *externalidades*. La internalización de los costos externos pretende equilibrar la dimensión social y ambiental del desarrollo sustentable con la dimensión económica. Para promover esta internalización primero hay que estimar y monetizar los daños socio-ambientales.

A pesar del progreso, estos costos externos siguen sin estar adecuadamente reflejados en los precios totales de la energía. Por lo tanto, consumidores, productores y los encargados de tomar las decisiones no cuentan con suficientes señales que les indiquen la mejor manera de utilizar sus recursos.

La *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética* define las “externalidades” como: “Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afecta a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo”.

EXTERNAL COSTS OF ENERGY “ExternE”

Durante los últimos 20 años se ha progresado bastante en el análisis de los costos del daño ambiental, particularmente a través de la Red Europea de Investigación “ExternE”. Desde 1991 han participado más de 50 grupos de investigación de 20 diferentes países. Los efectos causados por la conversión de energía son físicamente, ambientalmente y socialmente complejos y difíciles de estimar sobre todo considerando la incertidumbre y la diferencia de opiniones. Sin embargo, el proyecto ExternE es una fuente reconocida de información.

³⁴ Estrada, Guillermo. Tesis Maestría en Ingeniería en Energía: “Análisis Jerárquico para la toma de decisión en la planeación de la capacidad de generación eléctrica en México a largo plazo”, 2010

En ExternE los costos externos por la producción de electricidad se basan en tres componentes: costos por afectación en el cambio climático asociado a las emisiones de CO₂; costos por daños (impactos en la salud, cultivos, etc.) asociados con otros contaminantes ambientales: NO_x (óxidos de nitrógeno), SO₂ (óxido de azufre), NMVOCs (compuestos orgánicos volátiles no de metano), PM_{10/70}, NH₃ (amoníaco); y otros costos sociales, no ambientales, para las tecnologías de generación no basadas en combustibles fósiles.

Las externalidades de la tecnología nuclear sólo consideran las emisiones radiactivas durante el minado y la posibilidad de accidentes nucleares. Los costos reflejan las pocas emisiones de CO₂ y contaminantes aéreos, y el bajo riesgo de accidentes.

La metodología ExternE no considera la aversión al riesgo del público debido a que no se ha encontrado la manera de incluirla en el análisis de manera satisfactoria, porque la forma en que el público evalúa el riesgo de un accidente no es proporcional al riesgo real. Durante la actualización de ExternE de 2005 se concluyó que los impactos radiológicos durante la operación de las centrales nucleares y la disposición final de desechos son de menor importancia durante el ciclo completo de combustible nuclear.

Los costos externos (expresados en unidad monetaria por cantidad de energía, dólar/MWh), se sumaron a los costos variables de O&M para internalizarlos en la función objetivo, son los promedios de las externalidades altas y bajas reportadas por el proyecto ExternE en centavos de Euro de 2005, y que fueron convertidos a dólares de 2009 para usarlos como datos en WASP-IV.

Las externalidades que se usaron para este estudio se presentan en la Figura 1, ordenados de menor a mayor:

Costos Externos

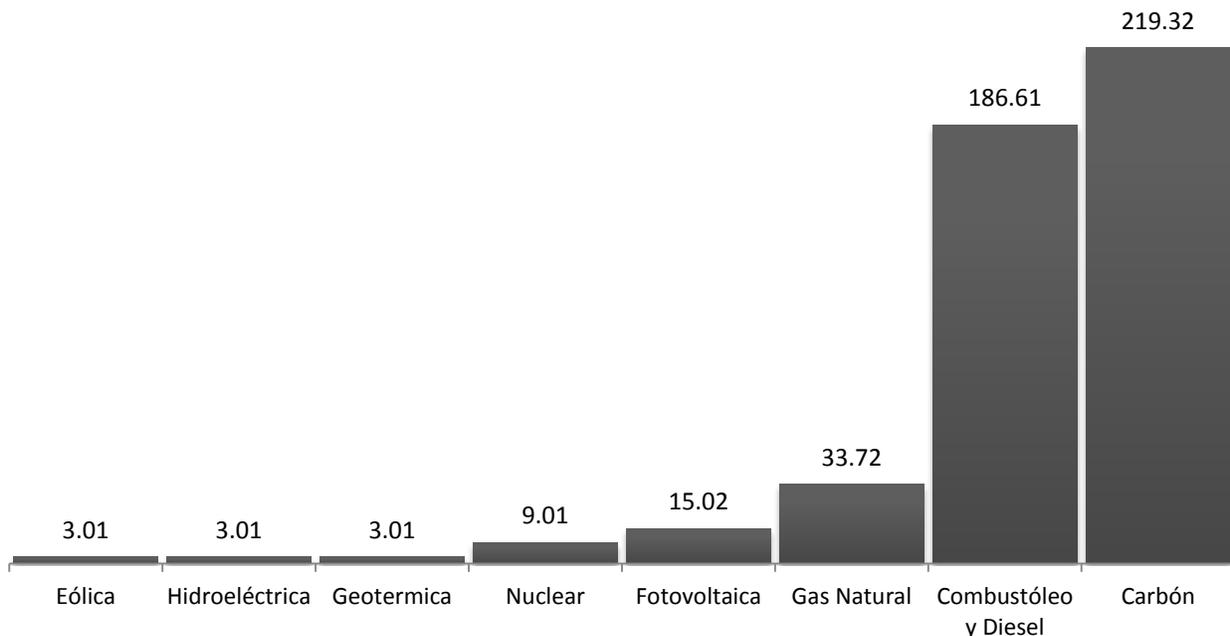


Figura 1. Costos Externos por tecnología [dól/MWh]
(Elaboración propia con datos de ExternE)

3.3. CURVA DE DEMANDA

Los datos que se expresan en la tesis provienen del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 – 2025³⁵ (POISE), la Prospectiva del Sector Eléctrico 2010 – 2025³⁶ y de una extrapolación realizada por dos métodos a partir de estos datos.

La **Figura 2** se generó a partir de la siguiente información: de los años 1999 al 2009 se utilizaron datos reales de la Prospectiva de Sector Eléctrico, de los años 2010 al 2025 se manejaron datos del POISE que se publican en el escenario de planeación. A partir del año 2026 y hasta el año 2038 se utilizó el método de extrapolación lineal basándose en el escenario de planeación. Cabe señalar que está extrapolación es muy cercana a la basada en tmca³⁷, que también se realizó.

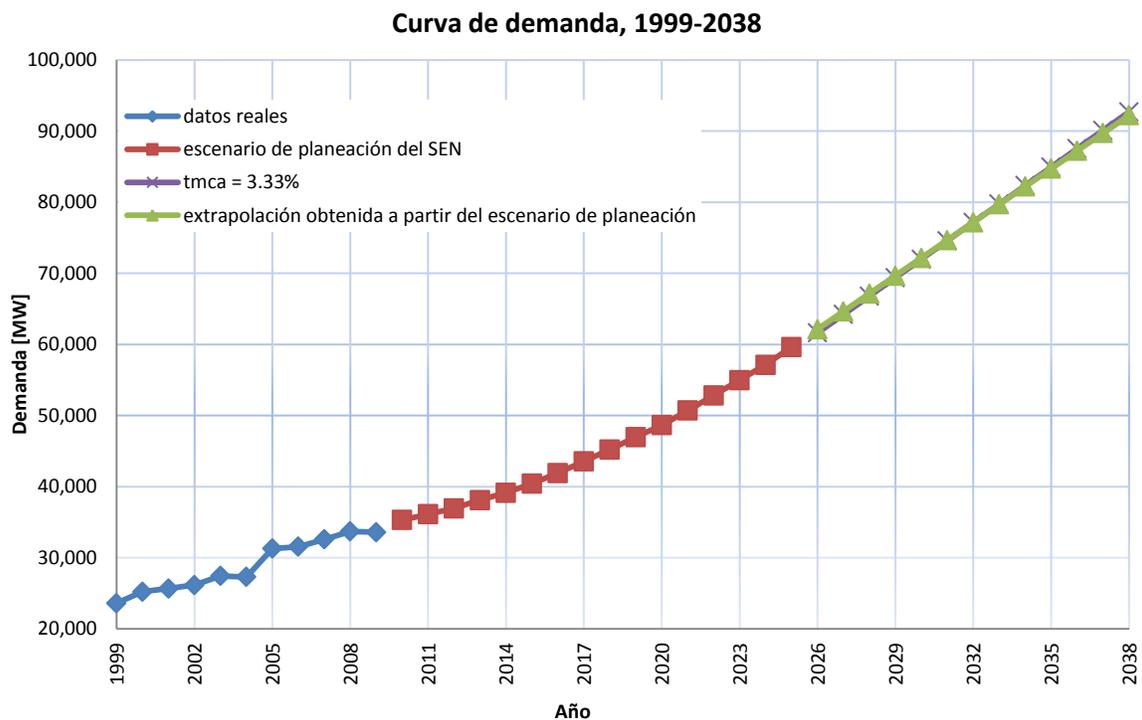


Figura 2. Curva de Demanda, 1999-2038
(Elaboración propia con resultados del estudio)

³⁵ CFE, 2011. Subdirección de Programación – Coordinación de Planificación, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 - 2025”.

³⁶ Secretaría de Energía (SENER), 2010. Dirección General de Planeación Energética, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025”.

³⁷ El método de la tasa media de crecimiento anual difiere del método de extrapolación lineal con un máximo del 0.84% para los últimos años del estudio.

3.4. ÍNDICE DE DIVERSIDAD³⁸

La diversidad del parque de generación se asoció a la mezcla de tecnologías usadas agrupadas por tipo de combustible y se calculó en términos de capacidad instalada. Se evaluó mediante el cálculo del índice Shannon-Weiner utilizando la **Ecuación (1)** y **(2)**.

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

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 ;

$$p_i = \frac{P_i}{P_{total}} \quad (2)$$

donde:

P_i es la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i y

P_{total} es la capacidad total instalada en el sistema.

3.5. DATOS DE ENTRADA EN LOS MÓDULOS WASP

En esta sección se describe el tipo de datos que se introdujeron a cada módulo de WASP para llevar a cabo la optimización.

3.5.1. LOADSY

Los datos para la demanda punta anual se encuentran expresados en la **Figura 2** (periodo del año 2009 al 2038). Los periodos de demanda máxima coincidente³⁹ se calcularon a partir de datos reportados en años anteriores⁴⁰.

3.5.2. FIXSYS

En este módulo se integran las tecnologías que formarán parte de sistema eléctrico fijo durante el periodo de estudio. Para cada tecnología es necesario introducir la siguiente información:

³⁸ Análisis de Decisión. Profesora Cecilia Martín del Campo Márquez. Enero 2010.

³⁹ **Demanda máxima coincidente.** Es la demanda máxima que se observa en un sistema interconectado durante cierto periodo, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.

⁴⁰ Los datos fueron obtenidos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025, página 94 – cuadro 14

Tabla 2. Información que solicita el módulo FIXSYS⁴¹

Thermal Plants	
No. Of units	
Min. Operating level in each year [MW]	
Max. Operating level in each year [MW]	
Fuel Type	
heat rate at min. Operating level [kcal/kwh]	
Avg. Incremental heat rate [kcal/kwh]	
Spinning reserves % of unit capacity	
Forced outage rate [%]	
Sheduled maintenance days per year	
Maintenance class size [MW]	
Domestic fuel cost [c/million kcals]	
Foreign fuel cost [c/ million kcal]	
Fixed O&M cost [\$/KW-month]	
Variable O&M cost [\$/MWh]	
Heat value of the fuel used [kCal/kg]	

La información introducida viene de COPAR 2011 Generación; el capítulo cuarto y los apéndices A, E y F aportan la mayoría de la información requerida para este módulo.

El tipo de combustible se clasificó de la siguiente manera:

Tabla 3. Clasificación del Tipo de combustible

Fuel #	Short Description
0	Nuclear
1	Combustóleo y Diesel
2	Carbón
3	Geotérmico
4	Gas Natural
5	Eólico
6	Fotovoltaico

El programa de retiros y adiciones en los años de planeación se realizó de acuerdo a lo que publica el POISE 2010-2025.

3.5.3. VARSYS

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

⁴¹ Se decidió utilizar directamente la nomenclatura de datos que requiere el WASP-IV en idioma Inglés

Tabla 4. Plantas candidatas para la expansión

Unidad	Clave	Capacidad Bruta [MW]
Termoeléctrica Convencional (Combustóleo)	V350	337.3
Turbogás Industrial	TG26	264.3
Ciclo Combinado Gas	CC80	778.4
Nucleoeléctrica	N135	1300
Geotermoeléctrica	GEO	25.0
Carboeléctrica sup. c/desulf.	C700	625.6
Eólica 01	E01	51.0
Eólica 02	E02	100.5
Fotovoltaica	FOV2	241.0

Para el cálculo del poder calorífico por combustible, se utilizaron datos de *COPAR Generación 2011* (tablas de poder calorífico, conversión de unidades, equivalencias y precios de los combustibles).

Tabla 5. Poder calorífico por tipo de combustible

Poder calorífico por tipo de combustible	
tipo de plantas	Kcal/Kg
V350	10,140.90
TG26	12,437.87
CC80	12,437.87
N135	959,828,530
GEO	664.17
C700	6,299.79
E01	-
E02	-
IGCA	6,299.79
IGCO	10,140.90
ISCC	12,437.87
AFBC	6,299.79
FOV2	-

3.5.3.1. Orden económico

Con los datos de las plantas candidatas, el orden económico que obtiene WASP-IV para el caso sin externalidades resultó ser el siguiente:

Tabla 6. Orden económico para los casos sin externalidades

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Eólica 01	Eólica 02	Nuclear	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Fotovoltaica	Turbogás	Termoeléctrica convencional	Geotérmica
E01	E02	N135	C700	CC80	FOV2	TG26	V350	GEO

Si se toman en cuenta las externalidades, el orden fue el siguiente:

Tabla 7. Orden económico para los casos con externalidades

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Eólica 01	Eólica 02	Nuclear	Fotovoltaica	Ciclo combinado	Turbogás	Geotérmica	Termoeléctrica convencional	Carboeléctrica
E01	E02	N135	FOV2	CC80	TG26	GEO	V350	C700

Se puede observar que las energías limpias⁴² ocupan los primeros lugares, esto resulta importante si se toma en cuenta que una de las metas del sector eléctrico es alcanzar una capacidad de generación del 35% de energías limpias al 2025⁴³.

Una característica importante de las Hidroeléctricas es el no permitir una estandarización debido a que en cada lugar se diferencía las condiciones topográficas y geológicas. La diversidad de los proyectos da lugar a la existencia de una gran variedad de diseños, métodos constructivos y tamaños. Como consecuencia de lo anterior, la determinación de un costo unitario de referencia para centrales hidroeléctricas es inoperante, por lo cual sólo se presentan costos de proyectos específicos⁴⁴. Ante la imposibilidad de conseguir datos confiables no se ha considerado ningún proyecto de este tipo como candidato a ser utilizado en la expansión.

4. CASOS DE ESTUDIO

Para este estudio se realizaron 4 casos de expansión del sistema de generación eléctrica. Los casos 1 y 2 no cuentan con la tecnología fotovoltaica; los casos 3 y 4 sí cuentan con ella. El segundo y cuarto caso están sometidos a los costos externos. Los cuatro planes están basados en la información que publica COPAR Generación 2011⁴⁵ (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico).

Las plantas candidatas entran en operación hasta el 2016 por el margen de reserva tan amplio con el que cuenta el sistema en años anteriores.

⁴² Las energías limpias contemplan a las renovables, hidroeléctricas y nucleoeeléctricas.

⁴³ Secretaría de Energía (SENER), 2011. Estrategia Nacional de Energía 2011-2025

⁴⁴ CFE, 2011. Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011 Generación". Tema 2.6 - Centrales Hidroeléctricas.

⁴⁵ CFE, 2011. Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011 Generación"

Considerando la condición de intermitencia de las fuentes eólicas, la CFE estima que por cada 3 MW de capacidad eólica se requerirá aproximadamente de 1 MW de capacidad de respaldo⁴⁶.

Las plantas nucleares que entran en operación durante la expansión, lo hacen a partir del año 2019 considerando su periodo de planeación, permisos y construcción.

A continuación se presentan los datos más relevantes para cada caso.

Tabla 8. Descripción de casos

CASOS	PLAN	DESCRIPCIÓN
Escenarios con enfoque en nuclear y eólica	1	Expansión optimizada sin Externalidades
	2	Expansión optimizada con Externalidades
Escenarios con enfoque en nuclear y renovables	3	Expansión optimizada sin Externalidades
	4	Expansión optimizada con Externalidades

4.1. PLAN 1. ESCENARIO CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y EÓLICAS; SIN EXTERNALIDADES

Para el desarrollo de este caso se utilizó la información que publica la Prospectiva⁴⁷ acerca de la capacidad de generación para los años 2009 y 2025. El objetivo es poder dar una comparación objetiva conforme a lo que plantea la Secretaría de Energía.

Al año **2025** en el Plan 1 el sistema eléctrico nacional alcanzó una función objetivo de **102,212,152 kUS\$**, una generación bruta de **414,036.3 GWh** con una capacidad instalada de **74,923.8 MW**. Las energías renovables⁴⁸ representan el 12.7% (9,499 MW) de la capacidad total instalada. La **diversidad** es de **1.657**. La tecnología nuclear participa con tres unidades de 1,400 MW aportando el 11.2% del total de la generación.

Al **2035** después de los procesos de optimización la función objetivo es de **111,205,888 kUS\$**, una generación de **588,116.7 GWh** y con una capacidad instalada de **101,612.3 MW**. Las energías renovables aportan el 12.2% (12,360 MW) de la capacidad total. La **diversidad** es de **1.565**. La tecnología nuclear participa con 6 unidades candidatas que contribuyen con el 13% de la generación total.

En el caso de la prospectiva, para el 2025 se plantea una generación de **414,604 GWh**. La capacidad instalada llegará a **78,248 MW**. La distribución por generación y capacidad se muestra en la **Figura 3** y la **Figura 8** respectivamente.

⁴⁶ Secretaría de Energía (SENER), 2012. Estrategia Nacional de Energía 2012-2026

⁴⁷ Secretaría de Energía (SENER), 2010. Prospectiva del Sector Eléctrico 2010 – 2025

⁴⁸ Para el Plan 1, las energías renovables incluyen la geotérmica y eólica

4.1.1. Generación de Energía Eléctrica para el año 2025

Se estima que la generación de electricidad del servicio público aumentará a una tasa promedio anual de 3.6% durante el periodo 2009-2025, para ubicarse en **414,604 GWh**. Como se puede observar, hay un incremento sustancial en la participación de la tecnología de ciclo combinado. Esto se debe a la incorporación de nuevos ciclos combinados con una eficiencia de conversión mejorada y a una mayor sustitución del combustóleo por el gas natural en los procesos de generación. Asimismo, para los años finales del periodo se ha programado la entrada en operación de centrales con procesos de generación limpia, las cuales incorporarán los sistemas de captura y secuestro de carbono.⁴⁹

En la Prospectiva del Sector Eléctrico hay una participación en gas natural del 58% con una reserva para la inversión en energías renovables y/o nucleares sin definir que considera un 11% del total de generación⁵⁰. En el caso sin externalidades el porcentaje reservado para tecnologías limpias se distribuyó en tecnologías nucleares, eólicas y geotérmicas.

En la **Figura 3** y **Figura 4** se muestra la distribución del escenario planteado por SENER y el caso sin externalidades:

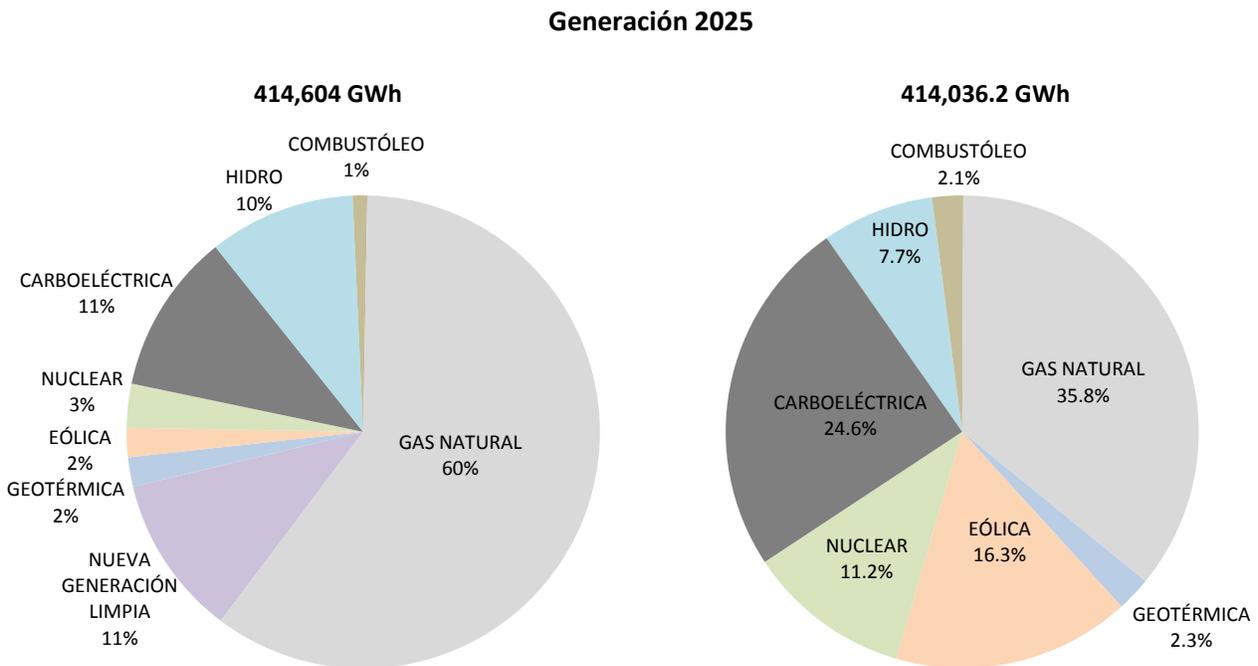


Figura 3. Prospectiva de Sector Eléctrico 2010 – 2025
(Elaboración propia con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico)

Figura 4. Generación 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La **Figura 5** muestra la generación para el año 2035. En la **Figura 6** se observa la energía producida por tipo de tecnología hasta el año 2038:

⁴⁹ Secretaría de Energía (SENER), 2010, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2010 – 2025”, Expansión del Sistema Eléctrico Nacional - Generación Bruta del Servicio Público

⁵⁰ Secretaría de Energía (SENER), 2010. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2010 – 2025”, Generación bruta del servicio público, 2009-2025 - Gráfica 55

Generación 2035: 588,108.6 GWh

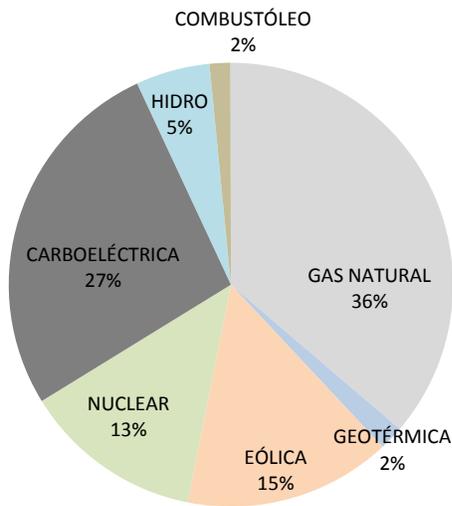


Figura 5. Generación 2035, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Generación Anual 2009-2038 [GWh]

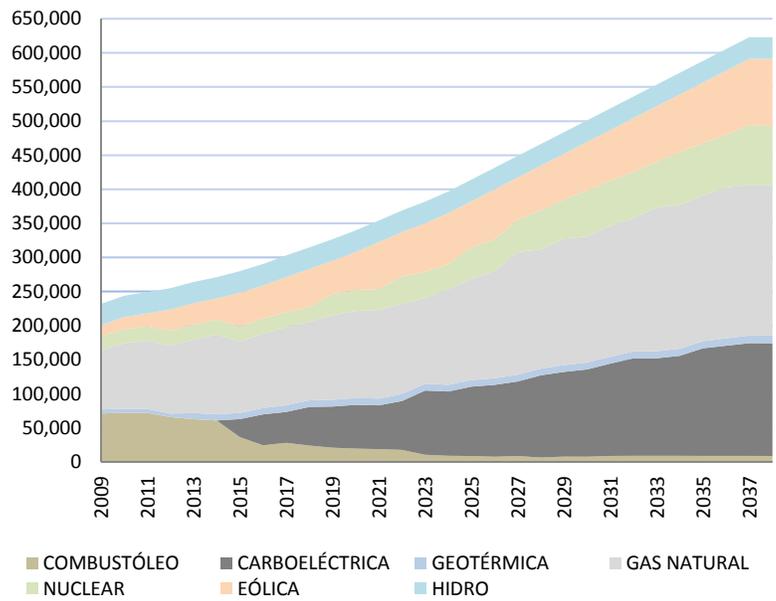


Figura 6. Generación Anual, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

4.1.2. Demanda máxima durante el periodo de estudio (2009 - 2038)

En la **Figura 7** se observa la capacidad instalada por tipo de tecnología hasta el año 2038:

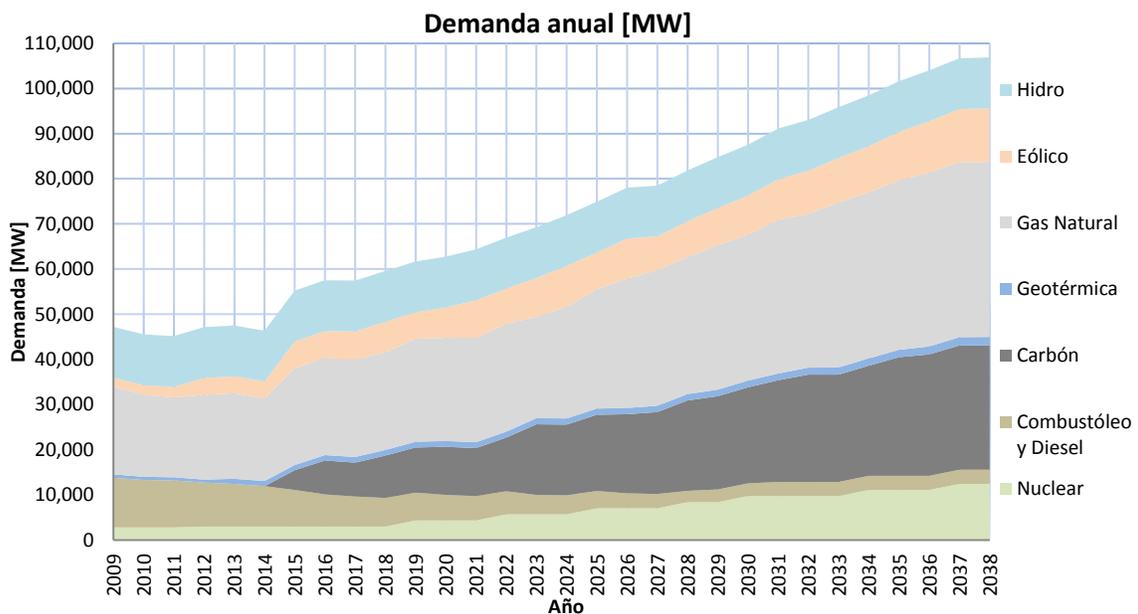


Figura 7. Capacidad durante el periodo de estudio, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Como se observa en la **Figura 8**, el pronóstico de la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) muestra una tendencia moderada al alza. La evolución histórica de 2000 a 2009 presenta un crecimiento de 3.0%. Para 2010—2025 se espera una tasa media anual de 3.7 por ciento⁵¹.

Capacidad Instalada por Tecnología 2025 [MW]

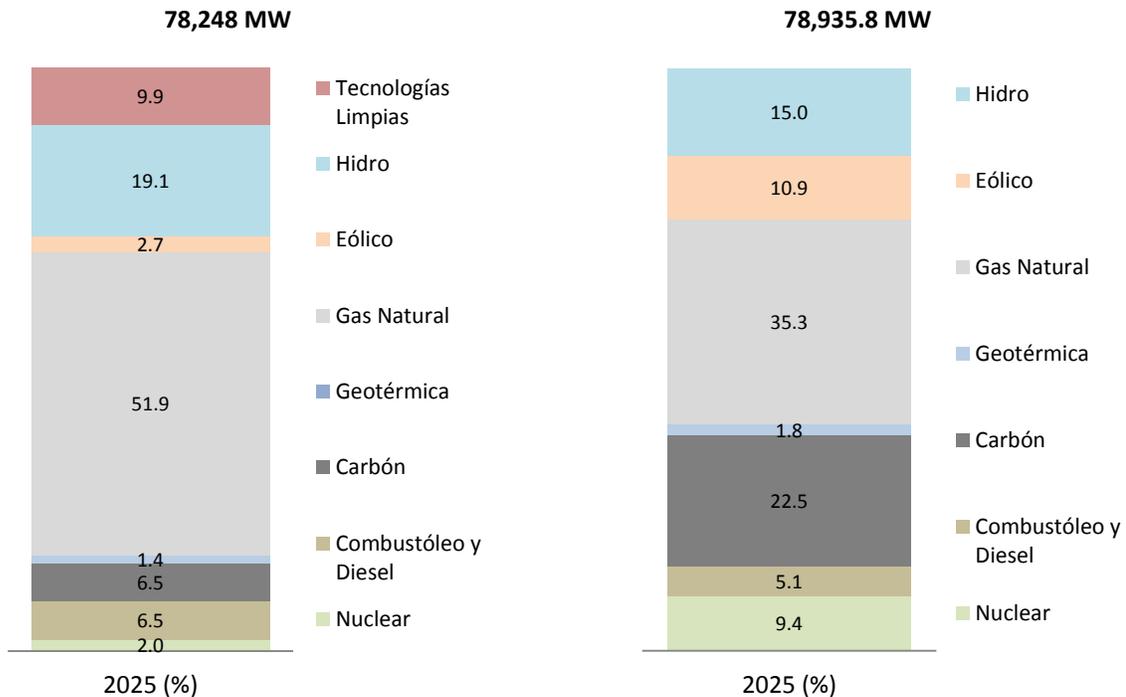


Figura 8. Escenario Prospectiva del Sector Eléctrico
(Elaboración propia con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico)

Figura 9. Capacidad 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La siguiente tabla muestra la capacidad generada durante todo el estudio:

Tabla 9. Capacidad Instalada por año durante el periodo de estudio, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]	
Año	Capacidad	Año	Capacidad	Año	Capacidad
2009	47,201.5	2019	61,691.0	2029	84,766.1
2010	45,536.5	2020	62,756.2	2030	87,527.0
2011	45,159.5	2021	64,350.0	2031	91,126.2
2012	47,146.5	2022	66,944.9	2032	93,033.0
2013	47,504.0	2023	69,290.4	2033	95,856.4
2014	46,353.0	2024	71,932.1	2034	98,468.8
2015	55,230.5	2025	74,923.8	2035	101,612.3
2016	57,520.2	2026	78,030.1	2036	104,013.5
2017	57,452.7	2027	78,487.6	2037	106,672.9
2018	59,564.5	2028	81,842.8	2038	106,874.4

⁵¹ Subdirección de Programación – Coordinación de Planificación, CFE, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 - 2025”, Crecimiento esperado de la Demanda Máxima Bruta.

La **Figura 10** muestra el plan de adiciones que se realizó para las plantas candidatas:

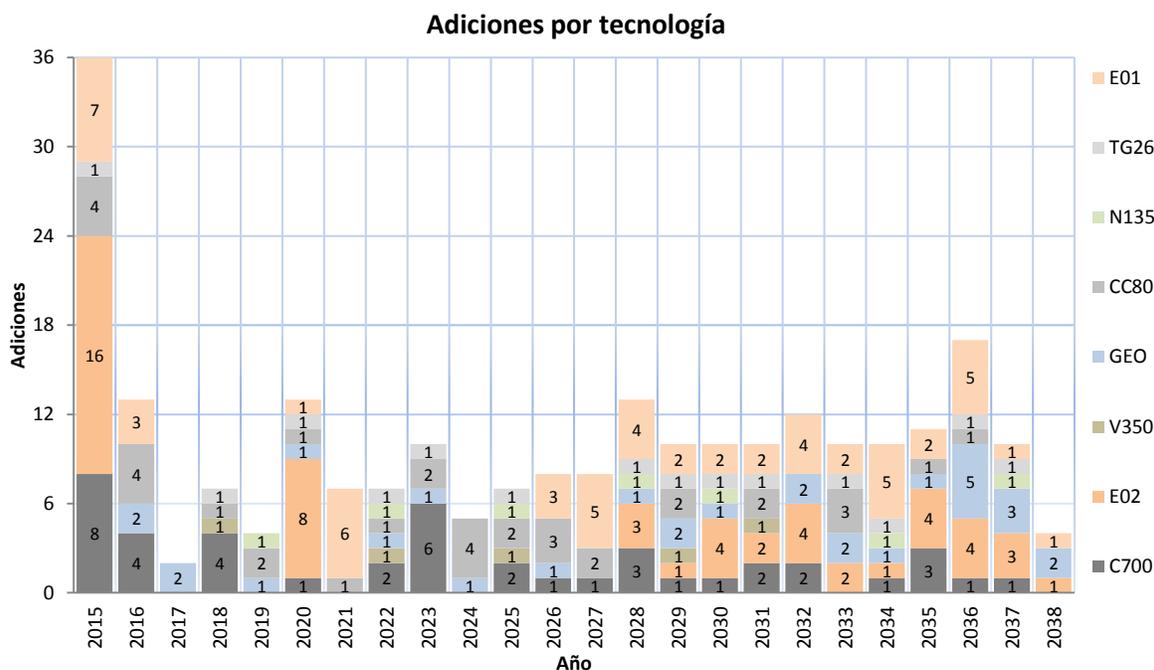


Figura 10. Plantas adicionadas por año, Plan 1

E01: Eólica; TG26: Gas natural; N135: Nuclear; CC80: Gas; GEO: Geotérmica; V350: Combustóleo; E02: Eólica; C700: Carbón
(Elaboración propia con resultados del estudio)

4.2. PLAN 2. ESCENARIO CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y EÓLICAS; CON EXTERNALIDADES

En este plan participan las mismas tecnologías que en el primero; el principal cambio viene de agregar las externalidades. El orden económico y prioridad de tecnologías se describen en la **Tabla 7. Orden económico para los casos con externalidades.**

Al año **2025** y después del proceso de optimización, la Función objetivo de **111,437,408 kUS\$**. La generación eléctrica de **414,035.6 GWh** y una capacidad de **74,027.8 MW**. La **diversidad** fue de **1.387**. La aportación de energías renovables es del 15% (11,100.5 MW). La tecnología nuclear participa con 4 unidades candidatas, generando el 15.3% de total.

Para el año **2035** la función objetivo fue de **129,518,888 kUS\$**. Una generación de **588,117.9 GWh** y una capacidad de **102,611.8 MW**. La **diversidad** es de **1.297**. La aportación de energías renovables es del 14.3% (14,663.5 MW). La tecnología nuclear participa con 8 unidades candidatas que contribuyen con el 19.5% del total generado.

Para este plan, las tecnologías limpias resultan ser las más atractivas; como mejor opción para la expansión tenemos a las eólicas y nuclear. El uso de combustóleo reemplaza parte de la generación obtenida por las carboeléctricas al resultar más competitivo económicamente. Tomando en cuenta los

periodos de planeación, licitación y construcción tan largos para la tecnología nuclear; resulta necesaria la participación de las tecnologías a base de gas natural.

En las **Figura 11** y **Figura 12** se muestra la diferencia que hay entre los planes 1 y 2 para la generación:

Generación de Energía Eléctrica 2025

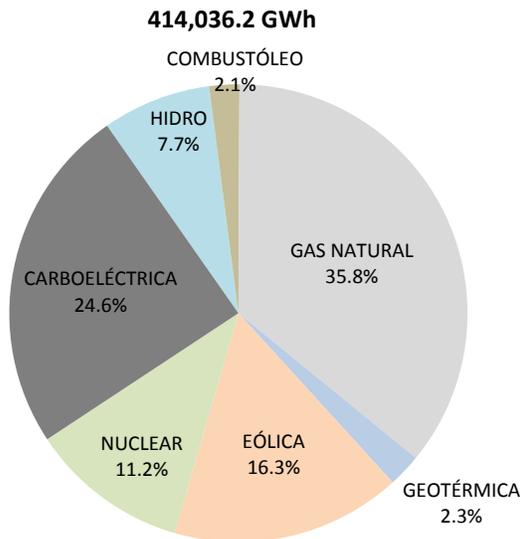


Figura 11. Generación 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

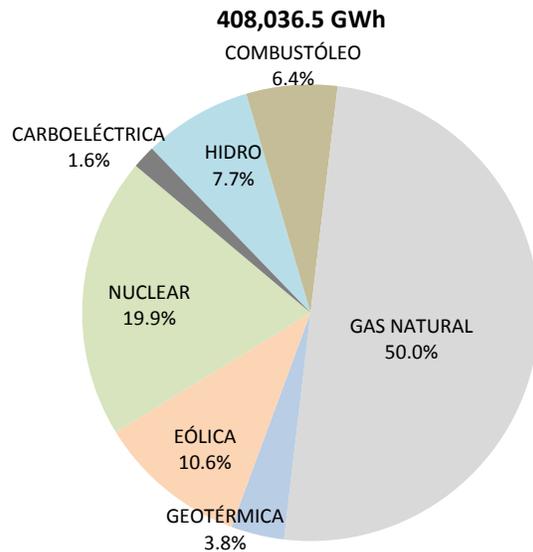


Figura 12. Generación 2025, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La generación al año 2035 se muestra en la **Figura 13**. En la **Figura 14** se observa la energía producida por tipo de tecnología hasta el año 2038:

Generación 2035: 588,123.4 GWh

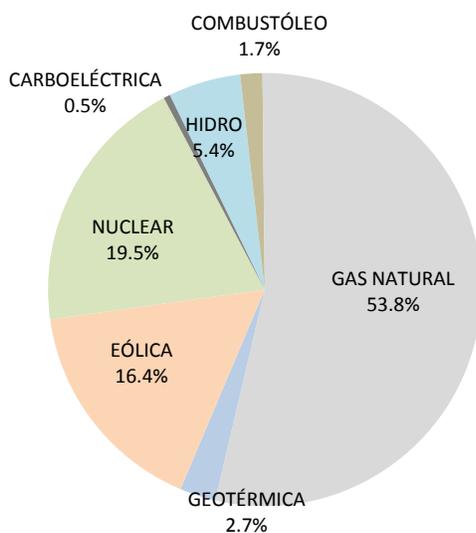


Figura 13. Generación 2035, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Generación Anual 2009-2038 [GWh]

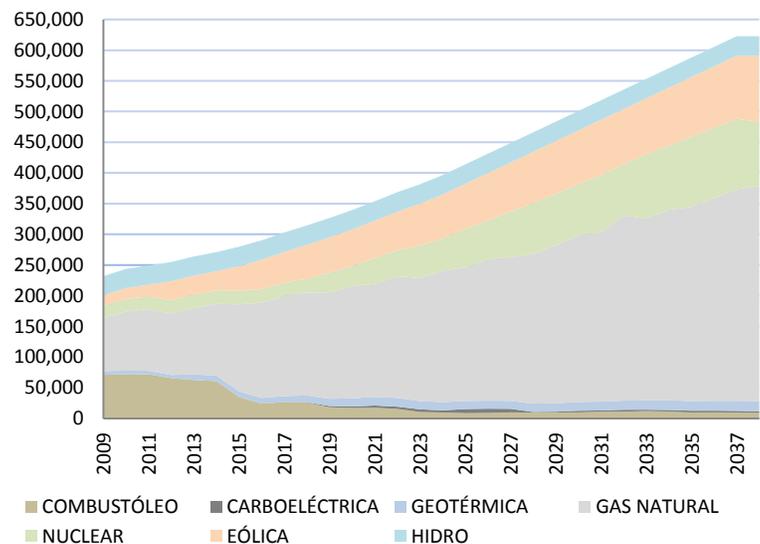


Figura 14. Generación durante el periodo de estudio, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La demanda anual se muestra en la **Figura 15**:

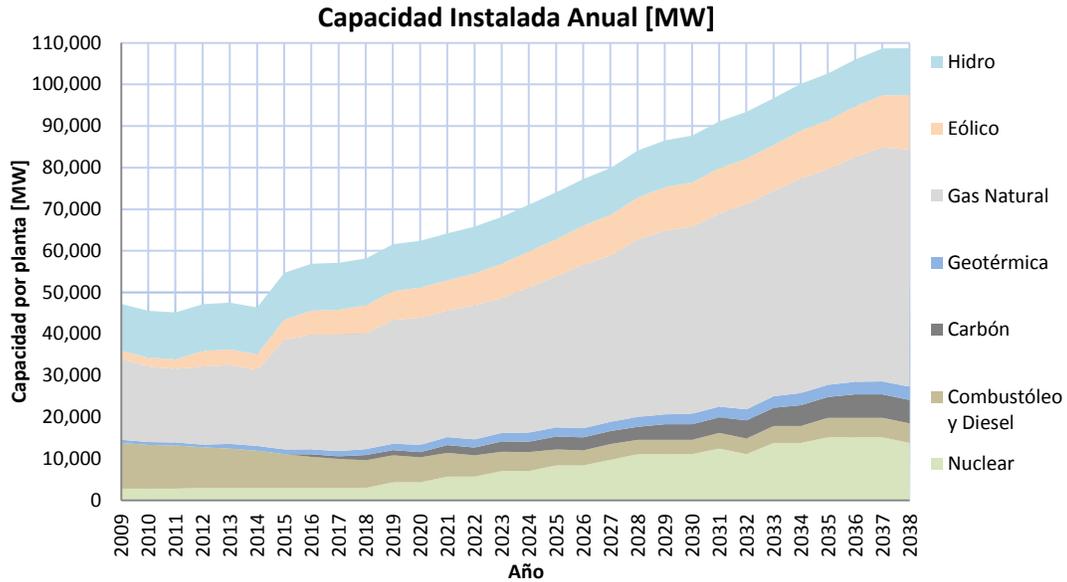


Figura 15. Capacidad durante el periodo de estudio, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

En la **Figura 16** y **Figura 17** se muestra la participación en el total de la capacidad al 2025:

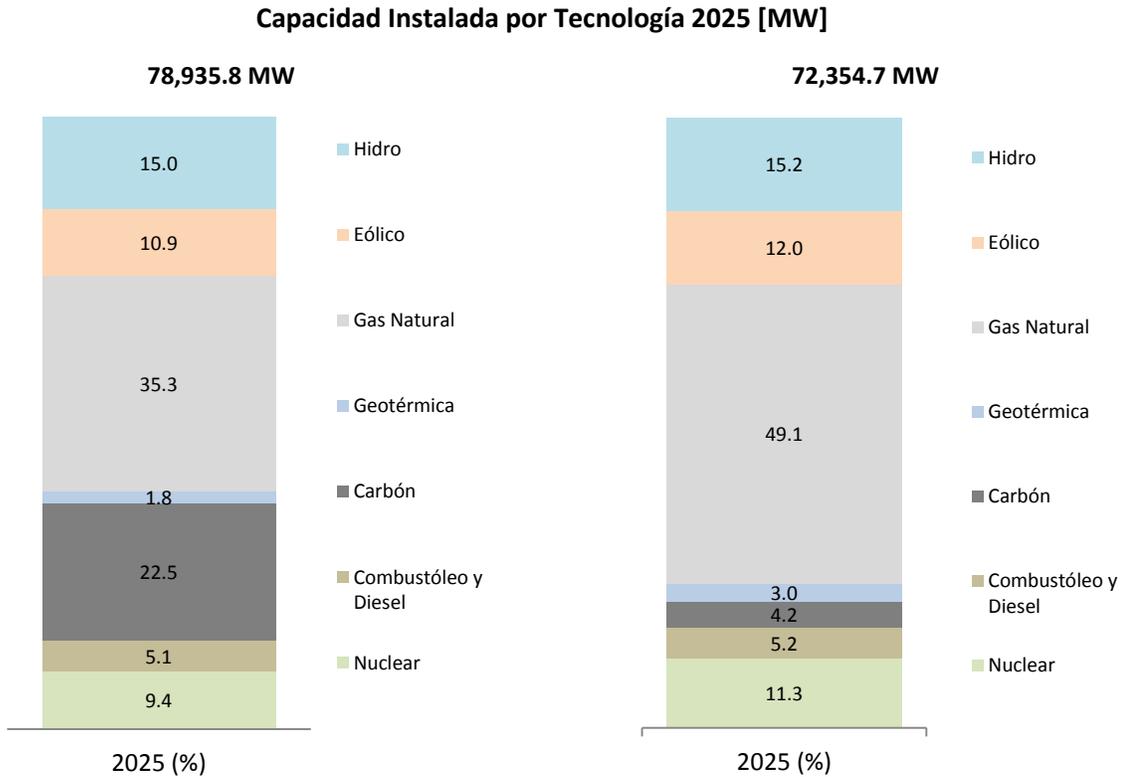


Figura 16. Capacidad 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Figura 17. Capacidad 2025, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

En la **Tabla 10** se muestra la capacidad generada durante el plan de expansión:

Tabla 10. Capacidad Instalada por año durante el periodo de estudio, Plan 2
(Elaboración propia con resultados del estudio)

CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]	
Año	Capacidad	Año	Capacidad	Año	Capacidad
2009	47,201.5	2019	61,549.8	2029	86,519.6
2010	45,536.5	2020	62,378.9	2030	87,663.6
2011	45,159.5	2021	64,158.3	2031	91,083.0
2012	47,146.5	2022	65,790.7	2032	93,385.6
2013	47,504.0	2023	68,127.1	2033	96,678.9
2014	46,353.0	2024	71,069.3	2034	100,123.7
2015	54,683.5	2025	74,027.8	2035	102,611.8
2016	56,846.7	2026	77,235.3	2036	105,955.6
2017	57,090.7	2027	79,878.4	2037	108,624.5
2018	58,127.7	2028	84,063.6	2038	108,694.3

La **Figura 18** muestra el numero de unidades que se utilizaron por año conforme a la tecnología:

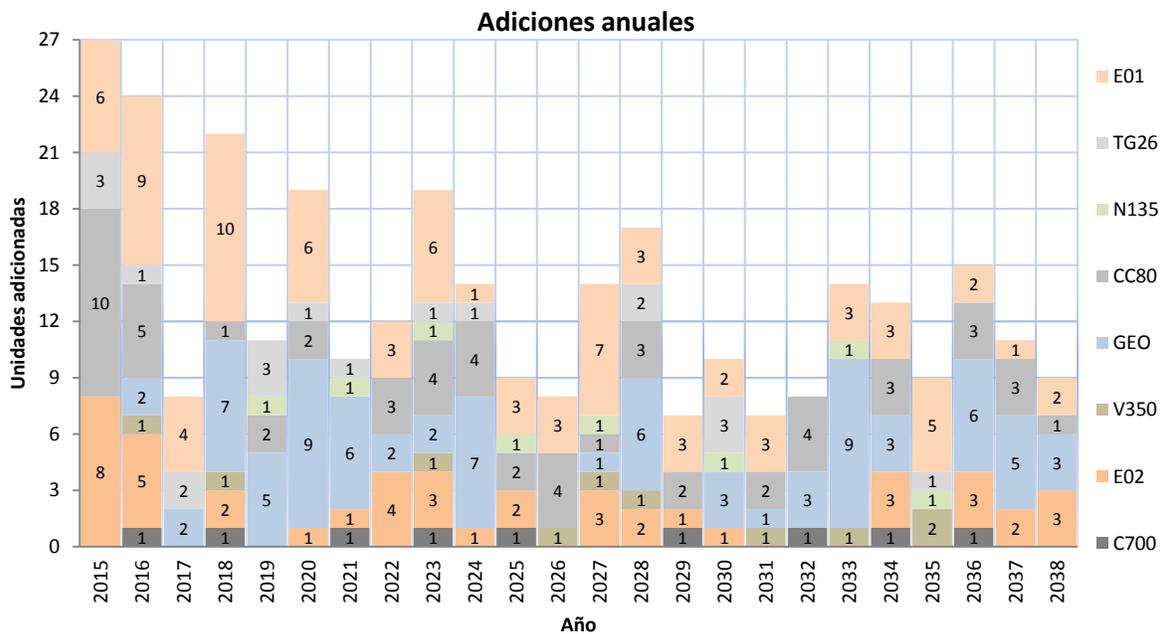


Figura 18. Plan de adiciones, Plan 2

E01: Eólica; TG26: Gas natural; N135: Nuclear; CC80: Gas; GEO: Geotérmica; V350: Combustóleo; E02: Eólica; C700: Carbón
(Elaboración propia con resultados del estudio)

4.3. PLAN 3. ESCENARIOS CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y RENOVABLES; SIN EXTERNALIDADES

Para este plan, se agregó la generación con fotovoltaicas. El objetivo es mejorar la diversidad en la mezcla de generación y considerar el enorme potencial que tiene México para esta tecnología. En la **Tabla 6. Orden económico para los casos sin externalidades**, se puede ver el orden en el que WASP IV va requiriendo las tecnologías. Se observa que las energías limpias eólica y nuclear son las mejores alternativas para la expansión. Las candidatas que utilizan como combustible el gas natural resultan ser las peores opciones pero son imprescindibles por su rápida construcción y sus altas capacidades de generación.

La función objetivo para el año **2025** llegó a los **101,436,280 KUS\$**. La generación total fue de **414,035.9 GWh** y la capacidad de **74,923.3 MW**. Las energías renovables⁵² aportan el 17% (12,766 MW). La **diversidad** llega a **1.724**. La tecnología nuclear participa con 3 unidades candidatas de 1,400 MW aportando el 11% del total generado.

Para el **2035** y después de la optimización se obtuvo una función objetivo de **110,570,000 KUS\$**, una generación bruta de **588,121.8 GWh** y una capacidad total de **102,991.0 MW**. Las energías renovables representan el 18% del total de Capacidad instalada (18,505.5 MW). La **diversidad** es de **1.727**. La tecnología nuclear participa con 8 unidades de 1,400 MW aportando el 16.3% de la generación.

En la **Figura 19** y **Figura 20** se muestra la diferencia que hay entre los escenarios 1 y 3 para el 2025:

Generación 2025

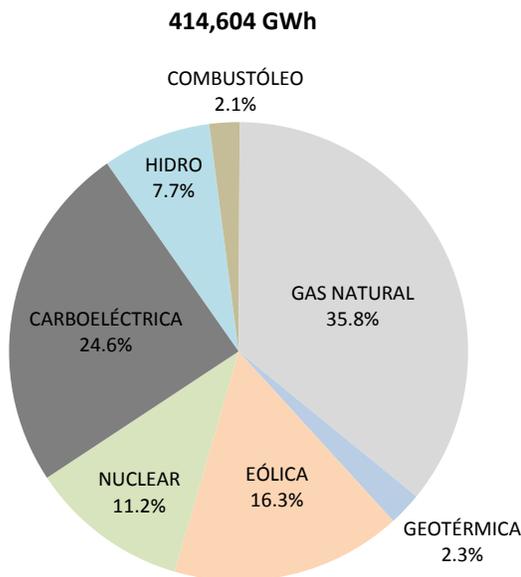


Figura 19. Generación 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

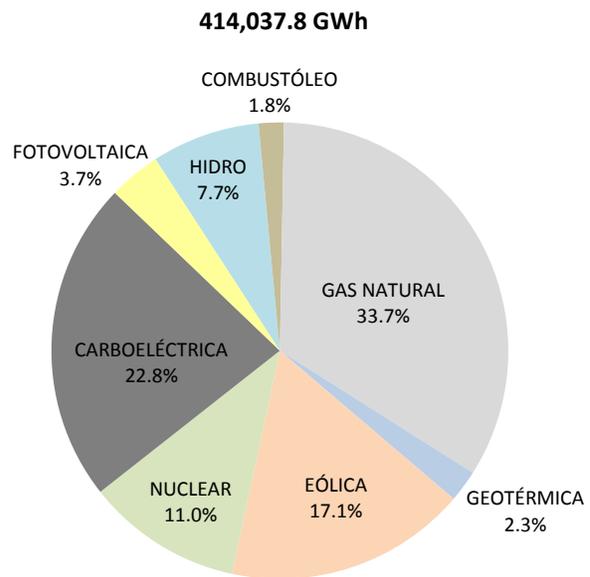
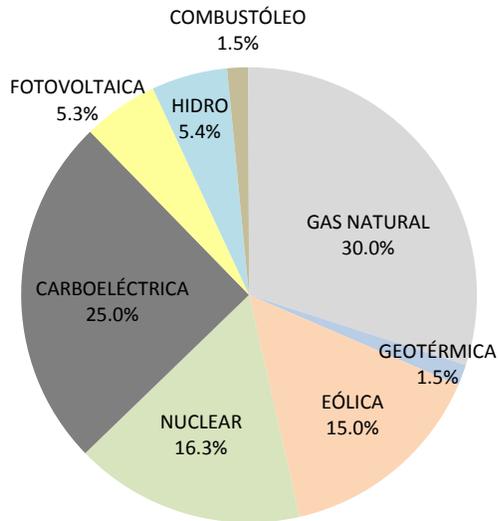


Figura 20. Generación 2025, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

⁵² Las energías renovables incluyen la geotérmica, eólica y fotovoltaica.

En la **Figura 21** se observa la distribución para el año 2035. La Generación bruta para el servicio público durante el periodo se muestra en la **Figura 22**:

Generación 2035: 588,123.4 GWh



Generación Anual 2009-2038 [GWh]

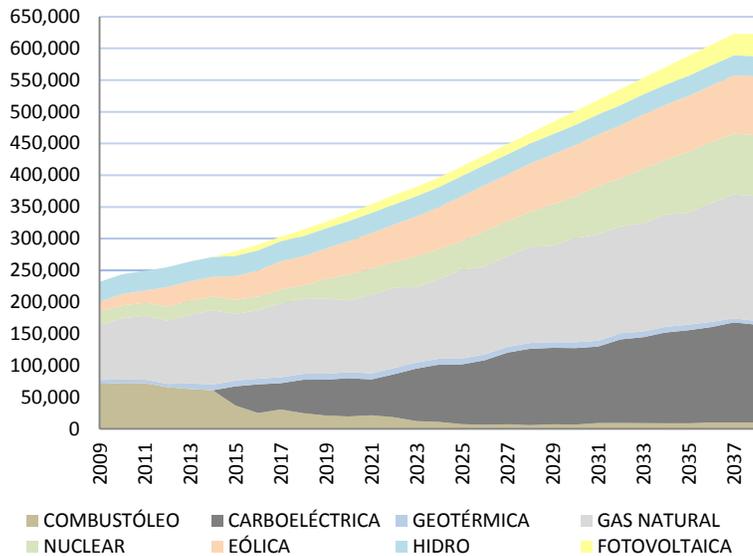


Figura 21. Generación anual al 2035, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Figura 22. Generación durante el periodo de estudio, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La **Figura 23** muestra la evolución de la capacidad por tecnología, 2009-2038

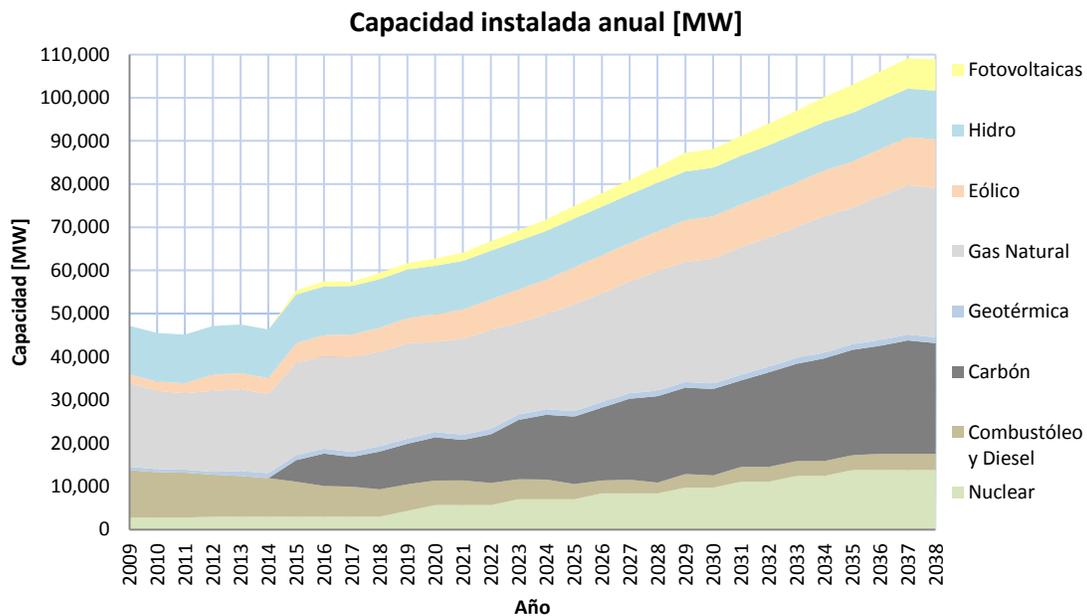


Figura 23. Capacidad instalada durante el periodo de estudio, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La distribución del 2025 para los casos sin externalidades se observa en la **Figura 24** y **Figura 25**:

Capacidad Instalada por Tecnología 2025 [MW]

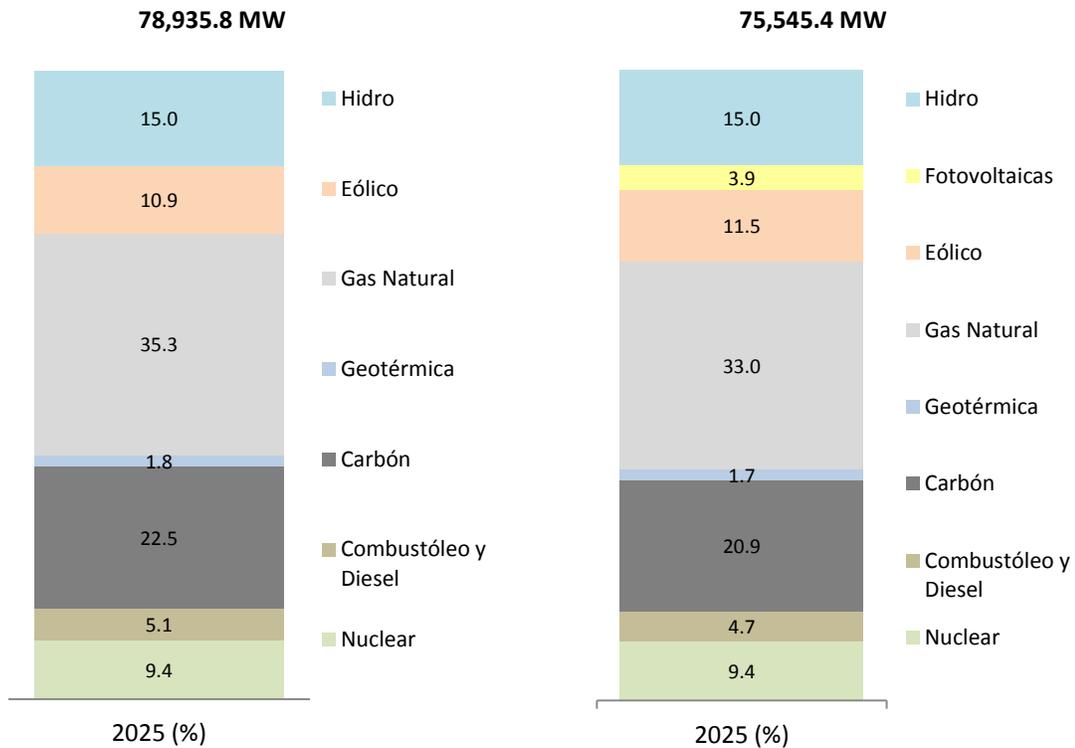


Figura 24. Capacidad 2025, Plan 1
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Figura 25. Capacidad 2025, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La capacidad de generación para el periodo 2009-2038 se muestra en la Tabla 11. Evolución de la capacidad instalada, **Tabla 11. Evolución de la capacidad instalada.**

Tabla 11. Evolución de la capacidad instalada, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]	
Año	Capacidad	Año	Capacidad	Año	Capacidad
2009	47,201.5	2019	61,684.5	2029	87,271.2
2010	45,536.5	2020	62,793.9	2030	88,154.2
2011	45,159.5	2021	64,156.9	2031	91,162.1
2012	47,146.5	2022	66,762.4	2032	94,054.3
2013	47,504.0	2023	69,282.4	2033	97,006.5
2014	46,353.0	2024	71,835.8	2034	100,191.1
2015	55,409.9	2025	74,923.3	2035	102,991.0
2016	57,521.2	2026	77,936.4	2036	106,080.8
2017	57,388.1	2027	81,016.2	2037	109,126.4
2018	59,441.6	2028	83,961.1	2038	108,895.0

El programa de adiciones para cada planta candidata se observa en la **Figura 26**:

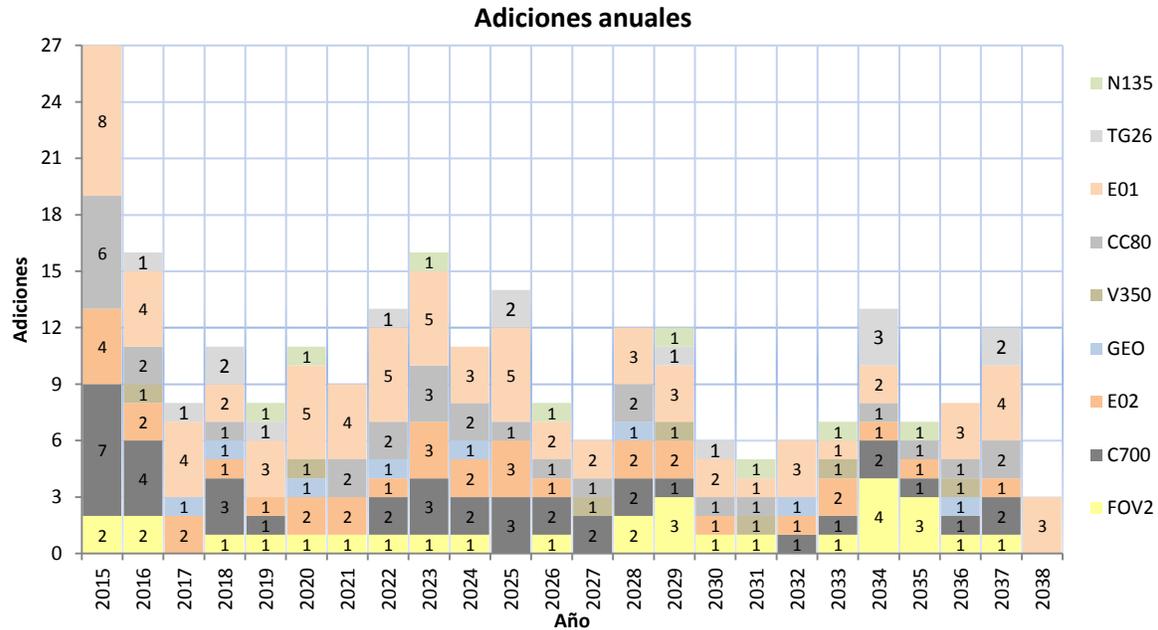


Figura 26. Adiciones anuales - Plan 3

FOV2: Fotovoltaica; C700: Carbón; E02: Eólica; GEO: Geotérmica; V350: Combustóleo; CC80: Gas; E01: Eólica; TG26: Gas natural; N135: Nuclear. (Elaboración propia con resultados del estudio)

4.4. PLAN 4. ESCENARIOS CON ENFOQUE EN NUCLEAR Y RENOVABLES; CON EXTERNALIDADES

Al igual que el plan anterior, el plan 4 contempla a las fotoceldas en la expansión. En este caso se agregan las externalidades al costo variable de operación y mantenimiento del módulo VARSYS. Después del proceso de optimización y de contemplar el orden económico en el que se dará preferencia a las candidatas, se presentan los resultados:

Para el año **2025** se logró una generación eléctrica de **414,035.3 GWh**, una capacidad de **74,972.7 MW** y una función objetivo de **108,921,480 KUS\$** (7.37% más que el caso sin externalidades). Las energías renovables⁵³ aportan 16.5% del total de capacidad (12,359 MW). La **diversidad** llega a **1.443**. La tecnología nuclear participa con 3 unidades candidatas de 1,400 MW aportando el 15.3% del total generado.

Al año **2035**, la generación fue de **588,119.8 GWh**, una capacidad de **102,845.8 MW** (con una tasa media de crecimiento del 3.33%) y una función objetivo de **126,017,520 KUS\$** (12.26% más que el caso sin externalidades). Las energías renovables aportaron el 17.2% (17,646 MW). La **diversidad** es de **1.367**. La tecnología nuclear participa con 7 unidades candidatas de 1,400 MW aportando el 17.7% del generado.

En la **Figura 27** y **Figura 28** muestra la diferencia que hay entre los planes para la generación del 2025:

⁵³ Las energías renovables incluyen la geotérmica, eólica y fotovoltaica

Generación 2025

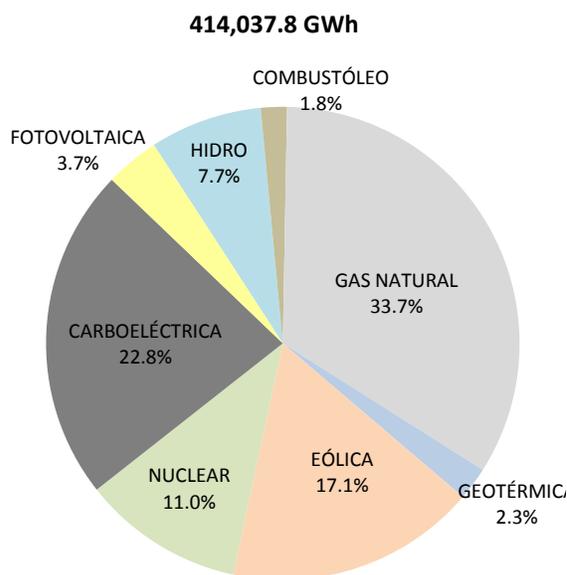


Figura 27. Generación 2025, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

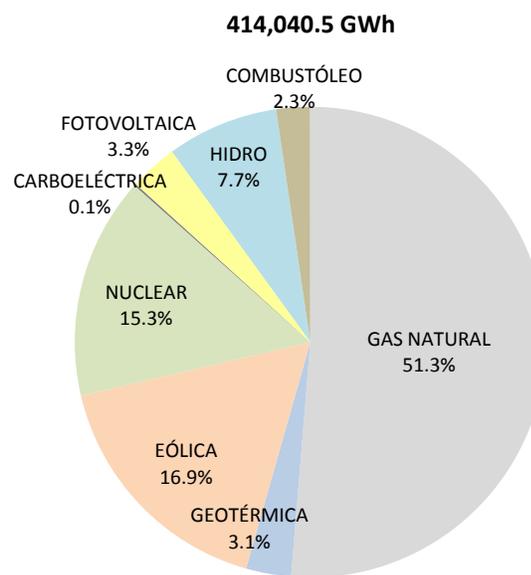


Figura 28. Generación 2025, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La **Figura 29** muestra la generación para el 2035. Como se puede observar, la generación vuelve a tener un fuerte porcentaje basado en combustible gas. Dicho cambio se podría explicar si consideramos las nuevas tecnologías de generación, mejoras en la eficiencia de conversión a energía eléctrica y el remplazo de combustibles a base de combustóleo y diesel⁵⁴.

La generación por tipo de tecnología para el periodo de estudio se observa en la **Figura 30**:

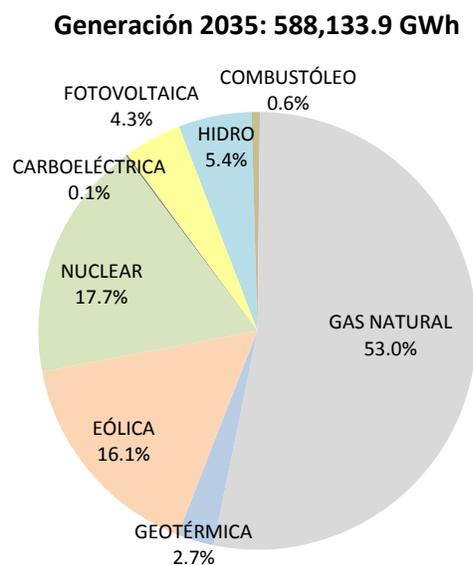


Figura 29. Generación 2035, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

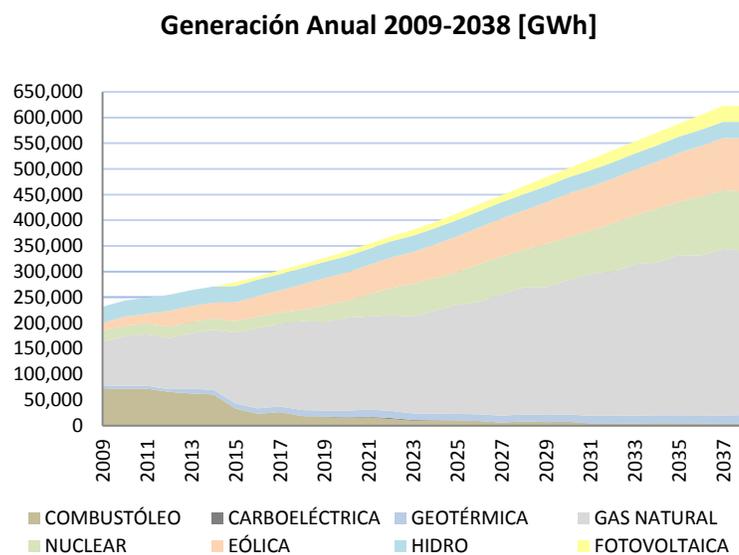


Figura 30. Generación anual, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

⁵⁴ Las tasa medias de crecimiento anual se prevén de 3.23% para el gas natural. POISE 2010-2025, requerimiento de combustibles.

La evolución de la capacidad instalada por tecnología se muestra en la **Figura 31**:

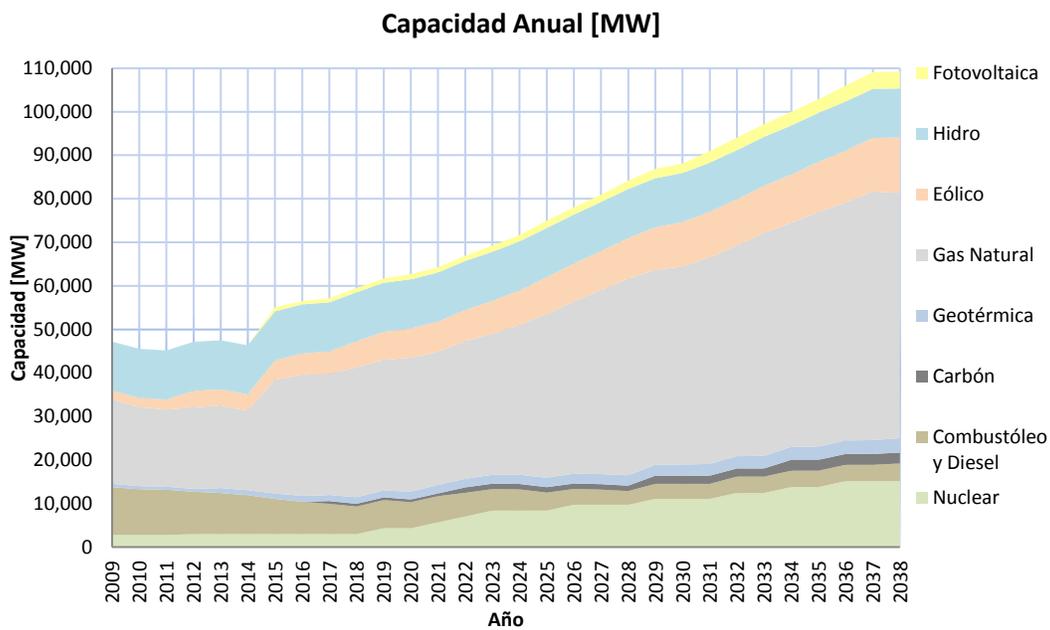


Figura 31. Evolución de la capacidad durante el periodo de estudio, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

En las **Figura 32** y **Figura 33** se muestra la participación de las tecnologías en el total de la capacidad efectiva al 2025:

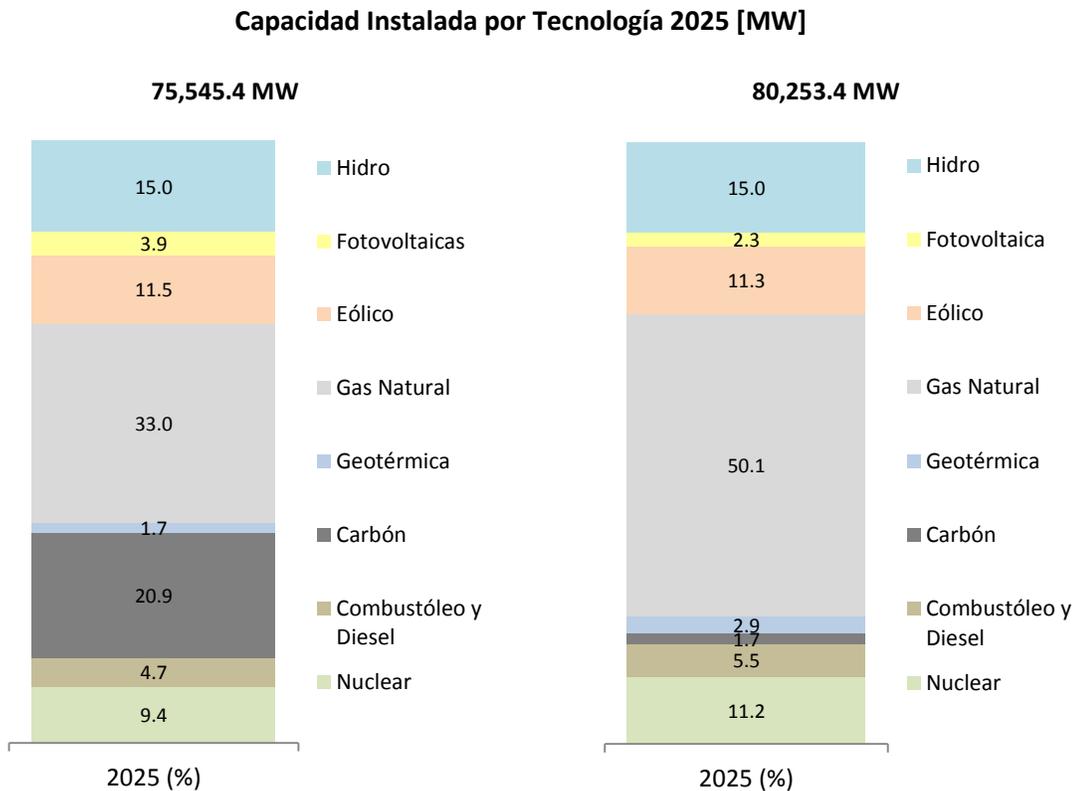


Figura 32. Capacidad 2025, Plan 3
(Elaboración propia con resultados del estudio)

Figura 33. Capacidad 2025, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

La capacidad de generación para el periodo 2009-2038 se muestra en la **Tabla 12**:

Tabla 12. Evolución de la capacidad instalada, Plan 4
(Elaboración propia con resultados del estudio)

CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]		CAPACIDAD ANUAL [MW]	
Año	Capacidad	Año	Capacidad	Año	Capacidad
2009	47,201.5	2019	61,661.7	2029	86,872.1
2010	45,536.5	2020	62,705.3	2030	88,088.9
2011	45,159.5	2021	64,274.6	2031	90,937.0
2012	47,146.5	2022	66,917.8	2032	94,036.6
2013	47,504.0	2023	69,254.1	2033	97,117.5
2014	46,353.0	2024	71,666.0	2034	99,968.4
2015	55,118.2	2025	74,972.7	2035	102,845.8
2016	56,470.5	2026	78,049.3	2036	105,946.6
2017	57,170.4	2027	80,938.7	2037	109,087.0
2018	59,481.6	2028	84,167.7	2038	109,190.5

El programa de adiciones para cada planta candidata se muestra en la **Figura 34**:

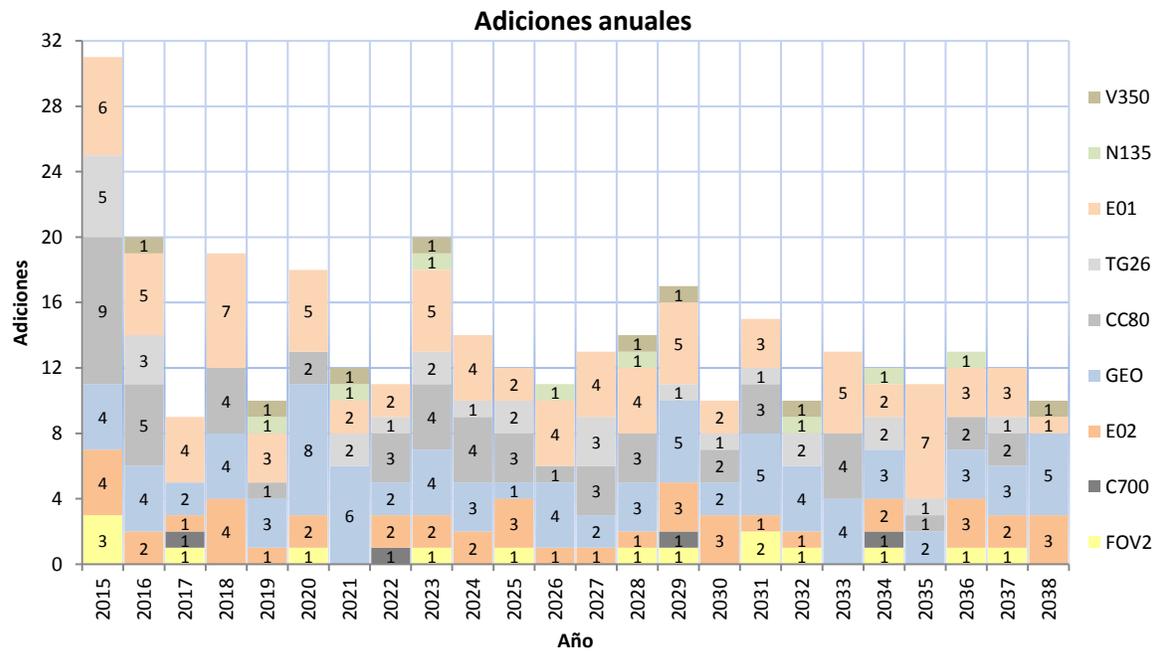


Figura 34. Adiciones Anuales por tecnología, Plan 4

FOV2: Fotovoltaica; C700: Carbón; E02: Eólica; GEO: Geotérmica; V350: Combustóleo; CC80: Gas; E01: Eólica; TG26: Gas natural; N135: Nuclear.
(Elaboración propia con resultados del estudio)

4.5. PLAN DE LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA 2012-2026: ESCENARIO UNO, RENOVABLES; CON/SIN EXTERNALIDADES

Para alcanzar la meta del 35% de generación a partir de tecnologías limpias, SENER propone en el escenario uno el 20.9% de generación a base de eólicas para el año 2026⁵⁵. Asimismo, calculan que la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero con el potencial eólico de México podría ser de hasta 23 millones de toneladas de dióxido de carbono (MtCO₂) al año tomando como factor de emisión 0.667 tonCO₂/MWh.

En este plan no hay candidatas con tecnología nuclear.

Este escenario fue reproducido con el modelo WASP-IV, realizando expansiones sin optimización de la función objetivo. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Para el **caso sin externalidades**, la función objetivo para el año **2025** basándose en la ENE llega a los **96,107,392 KUS\$**. La generación total fue de **414,035.7 GWh** y la capacidad de **72,487.1 MW**. Las energías renovables⁵⁶ aportan el 17% (12,287 MW). La **diversidad** es de **1.442**.

Para el **2035** se obtuvo una función objetivo de **103,009,664 KUS\$**, una generación bruta de **588,124.1 GWh** y una capacidad total de **100,108.1 MW**. Las energías renovables representan el 18% del total de Capacidad instalada (18,917 MW). La **diversidad** es de **1.315**.

Si se consideran **las externalidades**, la función objetivo para el año **2025** supera por mucho a cualquier escenario planteado al llegar a los **127,671,600 KUS\$**. Para el **2035** se obtuvo una función objetivo de **155,515,488 KUS\$**.

Cabe resaltar, que al momento de agregar las externalidades al plan, la entrada de plantas candidatas cambia drásticamente para adecuarse al orden económico, que daría por resultado un plan muy diferente al deseado. Por ello, fue necesario desarrollar el plan sin dejar de enfocarse en lo que estipula la ENE. La función objetivo para el año 2025 y 2035 del párrafo anterior proviene de este nuevo ajuste en la mezcla de generación en el que la optimización no fue aplicada, se puede decir que es una expansión fija con los túneles cerrados.

En la **Figura 35** y **Figura 36** se observa la generación total para el año 2025 y 2035.

La **Figura 37** y **Figura 38** muestran la capacidad total para el año 2025 y 2035.

⁵⁵ Secretaría de Energía (SENER), 2012. Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, “Escenario ENE uno con renovables”

⁵⁶ Las energías renovables incluyen la geotérmica, eólica y fotovoltaica.

Generación 2025 - 2035

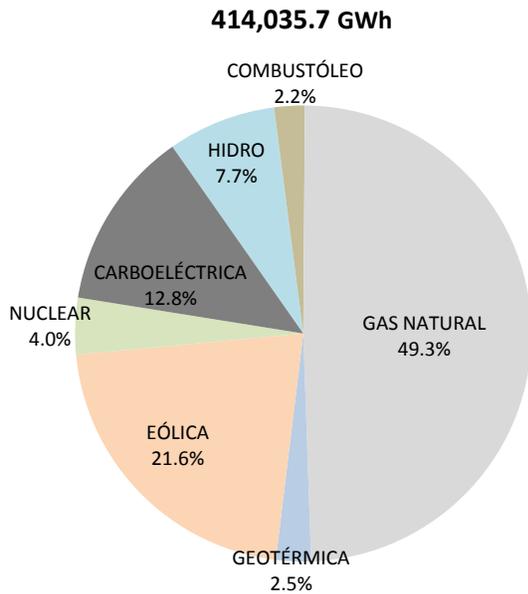


Figura 35. Generación 2025, Plan 5
(Elaboración propia con resultados del ENE⁵⁷)

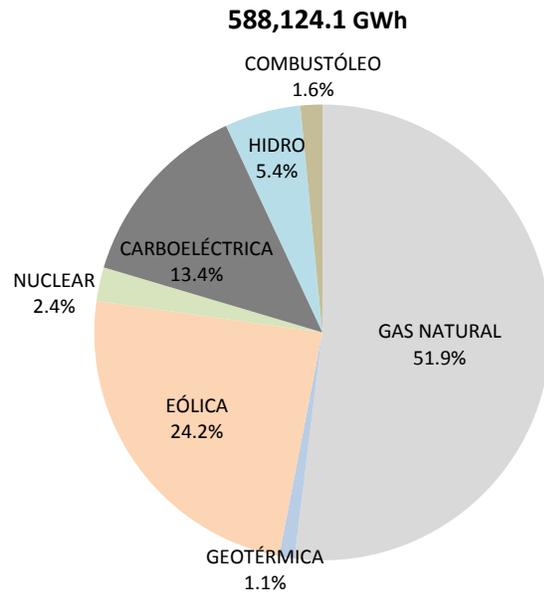


Figura 36. Generación 2035, Plan 5
(Elaboración propia con resultados del ENE)

Capacidad Instalada por Tecnología [MW]

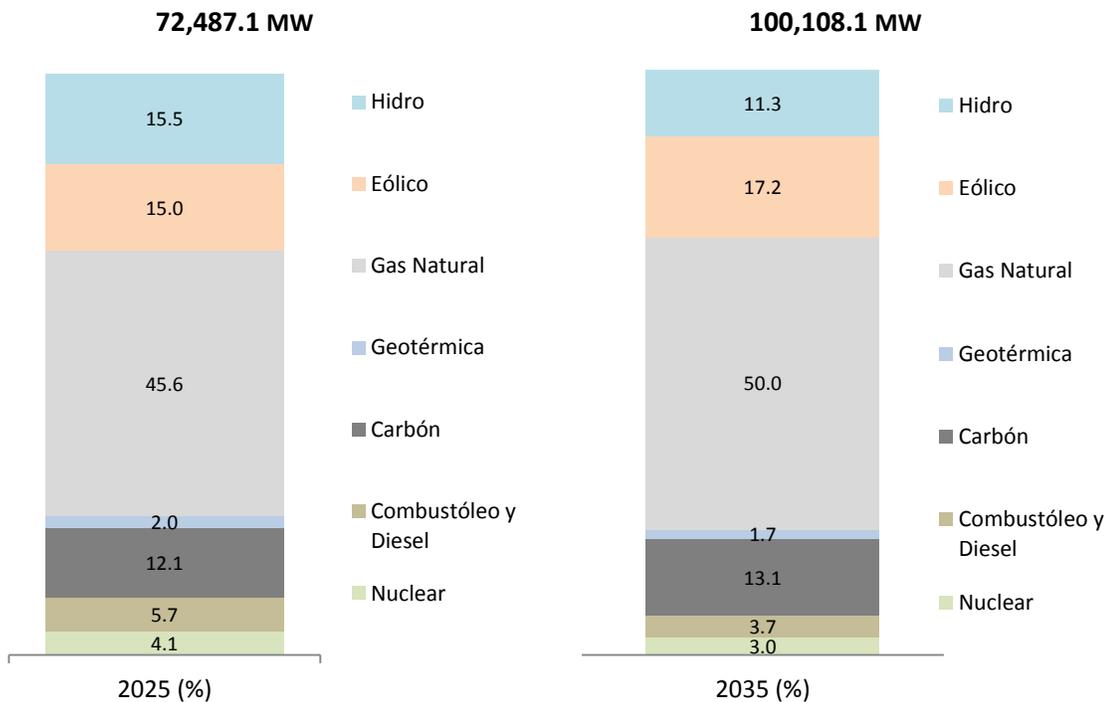


Figura 37. Capacidad 2025, Plan 5
(Elaboración propia con resultados del ENE)

Figura 38. Capacidad 2035, Plan 5
(Elaboración propia con resultados del ENE)

⁵⁷ Secretaría de Energía (SENER), 2012. Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2026

5. ANÁLISIS DE DECISIÓN⁵⁸

Los métodos de evaluación y decisión multicriterio utilizan conceptos, aproximaciones, modelos y métodos, para auxiliar a los tomadores de decisiones a describir, evaluar, ordenar, jerarquizar, seleccionar o rechazar alternativas (que pueden ser objetos o acciones), en base a una evaluación de acuerdo a varios criterios.

Un problema de decisión puede considerarse como un problema multicriterio si existen al menos dos criterios en conflicto y al menos dos alternativas de solución. En un problema de decisión multicriterio se trata de identificar la mejor o las mejores soluciones considerando simultáneamente múltiples criterios en competencia.

5.1. CRITERIOS DE DECISIÓN

Para poder jerarquizar los planes, primero se definen los criterios y el método de análisis de decisión. Los siete criterios de decisión se basaron en aspectos sociales, económicos y ambientales: C1, el costo interno de la energía generada, C2, la diversidad de tecnologías en el parque eléctrico, C3, el costo externo, C4, la fracción de generación libre de carbono, C5, la capacidad de generación de las tecnologías renovables, C6, la fracción de la inversión que es importada y C7, la tasa de crecimiento para las renovables (2009 - 2035). Todos los criterios han sido calculados para el año 2035.

5.1.1. C1, Costo Interno de la energía generada

Este criterio está ligado al costo interno de la electricidad acumulada producida durante el período de estudio (de 2009 a 2038) dividido por la energía eléctrica producida.

$$F = \left[\frac{OF}{E} \right]$$

donde

OF es la función objetivo en USD

E es la energía eléctrica en kWh del plan en evaluación

Los valores se obtienen de la optimización con WASP-IV en los módulos DYNPRO y MERSIM. El valor relativo al valor máximo de todos los planes de expansión se calcula utilizando:

$$C1 = \left[\frac{F}{F_{MAX}} \right]$$

donde

⁵⁸ Análisis de decisión, enero 2010. Profesora Cecilia Martin del Campo M.

F_{MAX} es la F máxima entre todos los planes alternativos de evaluación. En estos cálculos los precios de los combustibles se basan en el escenario base.

5.1.2. C2, Diversidad

Se obtuvo en términos de la diversidad de la electricidad generada y no de la capacidad instalada. Se calcula utilizando el índice de Shannon-Weiner (I_{S-W}), definido como:

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

donde

p_i es la fracción de la electricidad generada acumulada por las tecnologías que utilizan el tipo de combustible i

N es el número de los combustibles que participan en la mezcla de electricidad

Por lo tanto, C2 se definiría como:

$$C2 = \left[\frac{I_{S-W}}{I_{S-W_MAX}} \right]$$

donde

I_{S-W_MAX} es el valor máximo entre todos los planes alternativos

Entre más grande sea la diversidad, mayor será la seguridad energética.

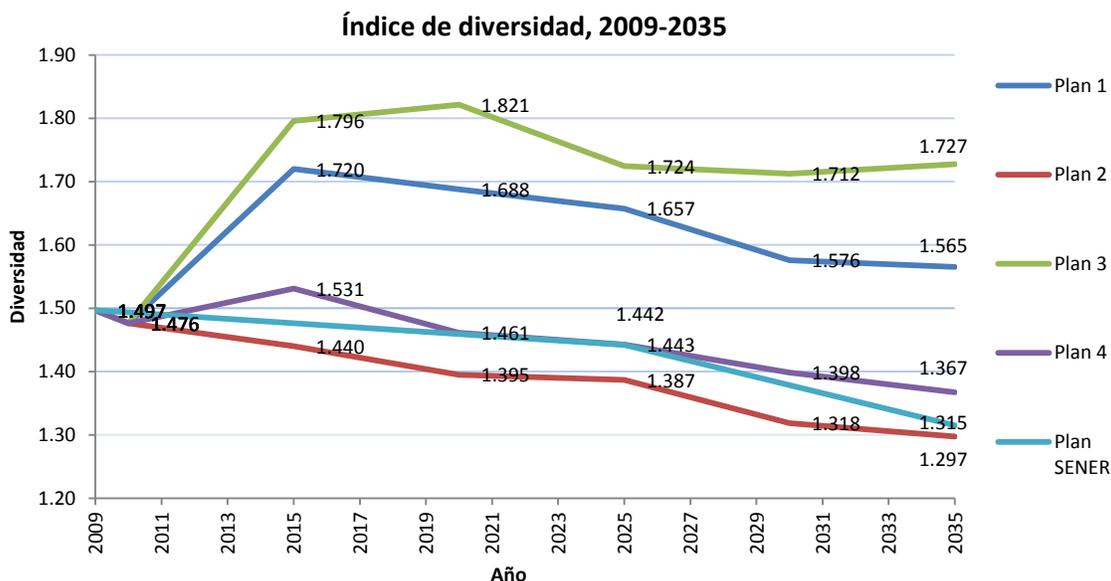


Figura 39. Índice de diversidad, 2009-2035
(Elaboración propia con resultados del estudio)

De acuerdo a la **Figura 39**, los planes 2, 4 y ENE mantienen una tendencia a la baja durante todo el periodo de estudio, para el año 2035 cuentan con una diversificación de 1.297, 1.367 y 1.315 respectivamente, considerablemente más baja que la de 2009 (valor igual a 1.497); esto se puede explicar

si se toma en cuenta que el uso de externalidades limita la selección de tecnologías para la generación cuando se tiene como meta disminuir la función objetivo. Los planes 1 y 3 se caracterizan por una diversidad en aumento si se toma en cuenta que para el 2035 se encuentran en 1.727 y de 1.565 respectivamente.

5.1.3. C3, Costos Externos

Este criterio está ligado a los costos externos de la electricidad acumulada tomando en cuenta los costos unitarios externos (costo por kWh) de cada tipo de tecnología en el plan de expansión. El costo externo incluye los efectos de la contaminación atmosférica en la salud humana, en cultivos e inmuebles, así como las enfermedades y accidentes laborales. Quedan excluidos los efectos sobre los ecosistemas y el impacto sobre el calentamiento global. El costo externo (C_{ex}) para cada plan de expansión se calcula de la siguiente manera:

$$C_{ex} = \left[\frac{OF_{ex} - OF}{E} \right] \quad ; \quad C3 = \left[\frac{C_{ex}}{C_{ex_MAX}} \right]$$

donde

OF_{ex} es la función objetivo con costos externos internalizados en el cálculo de los costos variables en WASP-IV

C_{ex_MAX} es el C_{ex} máxima entre todos los planes alternativos de evaluación

En este estudio, para cada tipo de tecnología, se calcularon los valores medios de los costos de ExternE, que se agregaron luego directamente a los costos variables de operación y mantenimiento de cada tecnología en el conjunto de datos de WASP-IV.

5.1.4. C4, fracción de potencia libre de carbono

Es la fracción de la capacidad instalada que no utiliza combustibles fósiles, se calcula utilizando:

$$CFf = \frac{C_H + C_W + C_N + C_P + C_G}{C_T}$$

donde

C_H es la capacidad hidroeléctrica

C_W es la capacidad eoloeléctrica

C_N es la capacidad nuclear

C_G es la capacidad geotérmica

C_P es la capacidad fotovoltaica

C_T es añadido total de la capacidad instalada

C4 se calcula utilizando la capacidad total del periodo de estudio

$$C4 = \left[\frac{CFf}{CFf_{MAX}} \right]$$

donde

CFf_{MAX} es el valor máximo entre todos los planes alternativos. Cuanto más alto sea el valor de C4

mejor es la realización de políticas de cambio climático

5.1.5. C5, Fracción de Capacidad Renovable (Eó-Geo-Sol)

La capacidad de generación para renovables mide la aportación que tienen las tecnologías solar, eólica y geotérmica al total de energía generada anual. Para su cálculo se utilizó:

$$C5 = \left[\frac{C_w + C_G + C_P}{C_T} \right]$$

C_w es la capacidad eoloeléctrica

C_G es la capacidad geotérmica

C_P es la capacidad fotovoltaica

C_T es añadido total de la capacidad instalada

5.1.6. C6, la fracción de capital extranjero

La fracción de capital extranjero (FCf) es la fracción de la inversión total de capital en materias primas e insumos que intervienen en la construcción y que provienen del extranjero. FCf se calculó mediante:

$$FCf = \sum_{i=1}^{Nt} ca_i \times f_i$$

donde

ca_i es la fracción de la capacidad por tecnología agregada i en el total de la capacidad del plan de expansión (se obtiene a partir de WASP-IV)

Nt es el número total de las tecnologías que intervienen en la capacidad total agregada

f_i es la fracción de capital extranjero por tecnología i , obtenido a partir de COPAR 2011

C6 se calcula utilizando:

$$C6 = \left[\frac{FCf}{FCf_{MAX}} \right]$$

donde

FCf_{MAX} es el máximo valor de entre todas las alternativas

Entre más bajo sea el valor de este criterio, mejores serán los beneficios sociales.

5.1.7. C7, la tasa de crecimiento para las renovables (2009 - 2035)

Este índice mide el crecimiento que tienen las tecnologías fotovoltaica, geotérmica y eólica durante el periodo de estudio. Como año de referencia se considera el año 2009; el criterio se evalúa para los años 2025 y 2035. Para su cálculo se utilizó la tasa media de crecimiento anual:

$$C7 = tmca = \left[\left(\frac{V_f}{V_i} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right] \times 100$$

donde

- V_f valor final para el periodo de estudio
- V_i valor inicial para el periodo de estudio
- n magnitud del periodo de estudios en años

5.2. VECTOR DE POSICIÓN DE MÍNIMO ARREPENTIMIENTO (PVMR)

Para comparar y clasificar los planes de expansión en términos de todos los criterios, se desarrolló un nuevo método de decisión basado en el concepto de mínimo arrepentimiento. La idea era simplificar el método convencional de mínimo arrepentimiento, sin hacer comparaciones por par de criterios.

Mediante el uso de geometría analítica, el método PVMR se simplifica. Se crea un "plan de referencia", que no existe en el conjunto de planes alternativos en evaluación, pero es un plan que adquiere los mejores valores de cada criterio en el conjunto de alternativas. El "plan de referencia", entonces se coloca en el centro de las coordenadas del espacio n-dimensional.

Cuanto menor sea la magnitud del vector de posición, más pequeño será el de "arrepentimiento" para cualquier otra alternativa en evaluación.

5.3. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

- Paso 1 Asignar un peso relativo a w_j para cada criterio C_j ; n indica el no. de criterios.

$$\sum_{j=1}^n w_j^2 = 1$$

Se asignó peso a los criterios económicos y ambientales. En ambos casos, los criterios beneficiados son tres, a éstos, se les agregó un peso de $1/7$ + el 50% del mismo. El peso sobrante se distribuyó en el resto de los criterios.

Para los criterios económicos, los pesos quedaron de la siguiente manera:

Tabla 13. Criterios Económicos enfatizados

w_{j1}	w_{j2}	w_{j3}	w_{j4}	w_{j5}	w_{j6}	w_{j7}
0.214	0.089	0.214	0.089	0.089	0.214	0.089

Y para los criterios ambientales:

Tabla 14. Criterios Ambientales enfatizados

w_{j1}	w_{j2}	w_{j3}	w_{j4}	w_{j5}	w_{j6}	w_{j7}
0.089	0.089	0.089	0.214	0.214	0.089	0.214

Paso 2 Aplicando la normalización lineal C_{ij} a los valores de cada criterio j se obtendrá como resultado 0 (cero) para el mejor valor de todas las alternativas i , y 1 (uno) para el peor valor.

El proceso de normalización se puede realizar con la **ecuación (3)** ajustando los valores de cada criterio para cada alternativa con la ecuación de la recta.

$$y = Mx + B \quad (3)$$

donde

M es la pendiente

B es la ordenada al origen

$$M = \frac{0 - 1}{Mejor - Peor} \quad (4)$$

$$B = 1 - M(Mejor) \quad (5)$$

Si llamamos a_{ij} a los valores normalizados de P_{ij} , tenemos que:

$$a_{ij} = M(P_{ij}) + B \quad (6)$$

Los resultados para los siete criterios antes de la normalización son los siguientes:

Tabla 15. Criterios sin normalizar

Criterio	C_{1j}	C_{2j}	C_{3j}	C_{4j}	C_{5j}	C_{6j}	C_{7j}
Plan 1	10.712	1.565	55,252,216	0.342	12,359.5	0.609	5.773
Plan 2	12.476	1.297	26,762,744	0.400	14,663.5	0.643	6.445
Plan 3	10.651	1.727	40,291,344	0.423	18,505.5	0.602	7.366
Plan 4	12.139	1.367	24,609,584	0.415	17,646.0	0.681	7.177
Plan 5	14.980	1.316	52,505,824	0.331	18,917.0	0.694	7.454

Tras el proceso de normalización, obtenemos valores v_{ij} , el plan de referencia se encuentra en el centro de las n-coordenadas.

Tabla 16. Criterios normalizados; comparación de planes

Criterio	v_{i1}	v_{i2}	v_{i3}	v_{i4}	v_{i5}	v_{i6}	v_{i7}
Plan 1	0.014	0.377	1.000	0.887	1.000	0.076	1.000
Plan 2	0.422	1.000	0.070	0.248	0.649	0.450	0.600
Plan 3	0.000	0.000	0.512	0.000	0.063	0.000	0.052
Plan 4	0.344	0.838	0.000	0.085	0.194	0.868	0.164
Plan 5	1.000	0.957	0.910	1.000	0.000	1.000	0.000

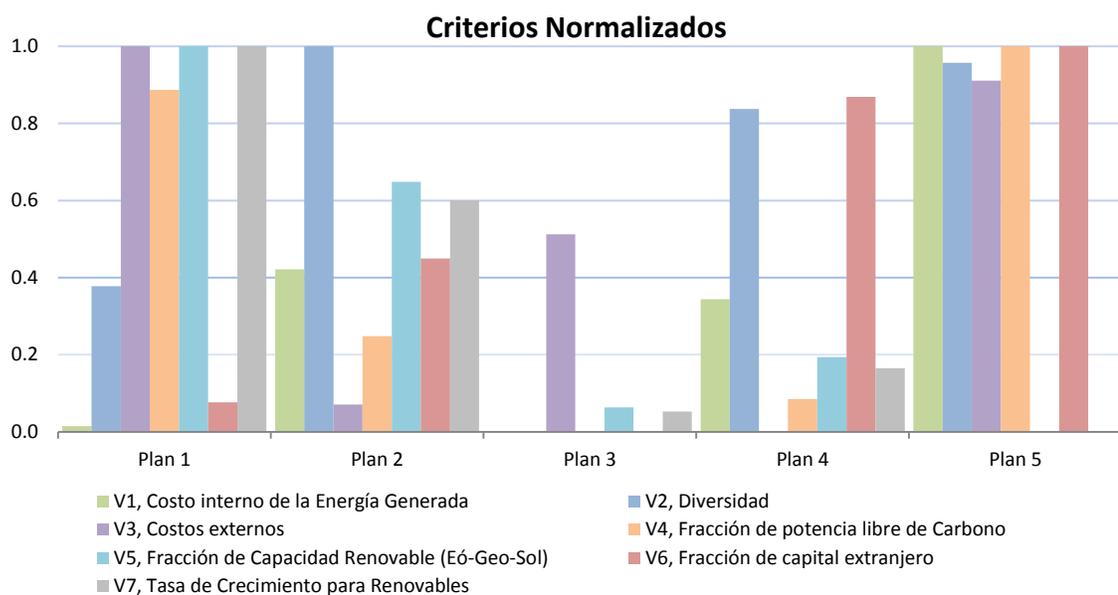


Figura 40. Comparativa de Criterios normalizados para los 4 planes

Paso 3 Para determinar los n-componentes p_{ij} del vector de posición p_i de cada alternativa i , multiplicamos los valores v_{ij} , obtenidos en el paso 2, por el peso correspondiente w_j asignado en el Paso 1.

$$p_{ij} = v_{ij}w_j$$

Para los criterios económicos, se obtuvo:

Tabla 17. componentes p_{ij} del vector de posición p_i ; criterios económicos

	$v_{i1}w_1$	$v_{i2}w_2$	$v_{i3}w_3$	$v_{i4}w_4$	$v_{i5}w_5$	$v_{i6}w_6$	$v_{i7}w_7$
Plan 1	0.0000	0.0127	0.2143	0.0703	0.0893	0.0013	0.0893
Plan 2	0.0381	0.0893	0.0011	0.0055	0.0376	0.0433	0.0322
Plan 3	0.0000	0.0000	0.0561	0.0000	0.0004	0.0000	0.0002
Plan 4	0.0253	0.0627	0.0000	0.0006	0.0034	0.1616	0.0024
Plan 5	0.2143	0.0818	0.1776	0.0893	0.0000	0.2143	0.0000

Y para los ambientales:

Tabla 18. componentes p_{ij} del vector de posición p_i ; criterios ambientales

	$v_{i1}w_1$	$v_{i2}w_2$	$v_{i3}w_3$	$v_{i4}w_4$	$v_{i5}w_5$	$v_{i6}w_6$	$v_{i7}w_7$
Plan 1	0.0000	0.0127	0.0893	0.1687	0.2143	0.0005	0.2143
Plan 2	0.0159	0.0893	0.0004	0.0132	0.0902	0.0181	0.0772
Plan 3	0.0000	0.0000	0.0234	0.0000	0.0008	0.0000	0.0006
Plan 4	0.0105	0.0627	0.0000	0.0015	0.0081	0.0673	0.0058
Plan 5	0.0893	0.0818	0.0740	0.2143	0.0000	0.0893	0.0000

Paso 4 Para calcular la magnitud del vector de posición de cada punto i , el punto es asociado con el plan de expansión correspondiente.

Es la distancia del plan i al plan de referencia, esto representa el "arrepentimiento".

$$|\bar{p}_i| = \sqrt{p_{i1}^2 + p_{i2}^2 + \dots + p_{ij}^2 + \dots + p_{in}^2}$$

Tabla 19. Resultados para las distintas evaluaciones

	Criterios con el mismo énfasis	Énfasis en criterios económicos	Énfasis en criterios ambientales
Plan 1	0.749817539	0.690758445	0.836537066
Plan 2	0.564084949	0.496968954	0.551524701
Plan 3	0.195867710	0.238149636	0.157507431
Plan 4	0.484862175	0.505905787	0.394848954
Plan 5	0.823296340	0.881608205	0.740699358

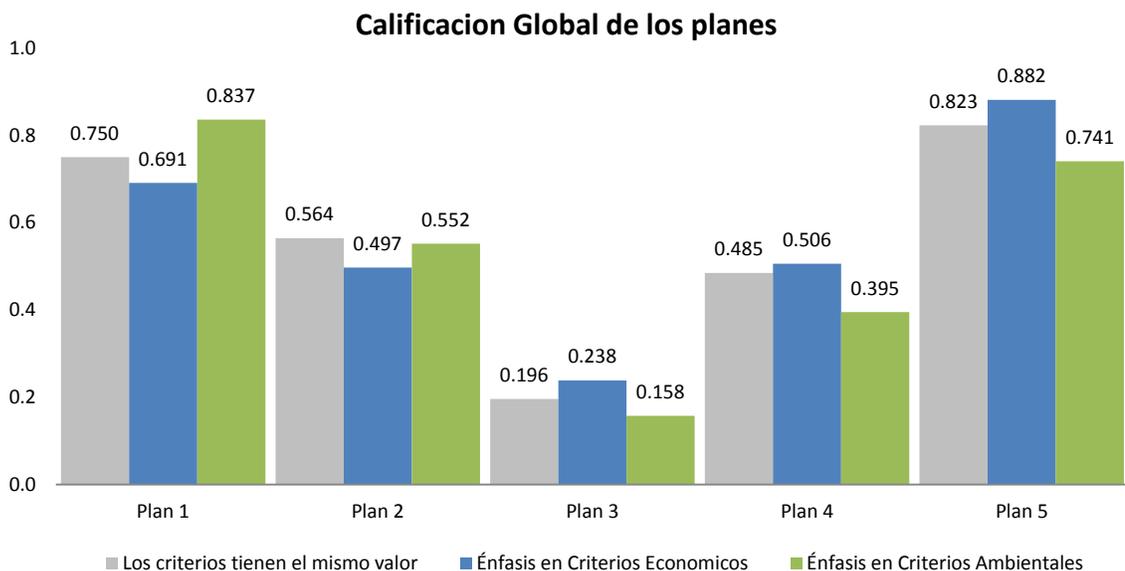


Figura 41. Calificación Global de los planes para las distintas evaluaciones

La gráfica muestra la disposición de los planes para los distintos valores de criterio. Claramente se observa que el mejor plan resulta ser el tercero al contar con la mejor diversidad, la mayor fracción libre de carbono, mayor aportación y crecimiento para las tecnologías renovables así como la menor inversión extranjera. El plan cinco presenta los peores resultados en tres de los siete criterios resultando ser la opción menos viable para considerar en la planeación; estos resultados se explican si tomamos en cuenta que maneja una fuerte inversión en carboeléctricas (es la tecnología más cara si se consideran las externalidades) y no considera a la tecnología nuclear como alternativa para generación. La tecnología nuclear resulta ser la más competitiva con o sin externalidades; resultado de su alto factor de disponibilidad y de sus bajos costos variables.

6. CONCLUSIONES

Durante la elaboración de este trabajo, se consideraron 4 propuestas de expansión y uno de los escenarios que propone la ENE para el periodo de estudio 2009-2038. Se evaluó cada uno de ellos con siete criterios de decisión. Al final se compararon los resultados.

Al considerar los periodos tan largos de construcción de las nucleares (8 años) se decidió considerar un máximo de 4 plantas para el 2025 y 8 para el año 2035.

La tecnología carboeléctrica resultó muy limitada en los planes que consideran los costos externos; cuando no se consideran resulta por demás atractiva.

Las tecnologías con base en combustóleo y diesel son opciones poco viables para la expansión (con y sin externalidades son la penúltima opción en la expansión). La tendencia marca una sustitución paulatina por unidades con base en gas.

Las energías renovables participan de manera importante durante los 4 planes propuestos. Al 2025, La tecnología eólica (es la mejor opción para la expansión con y sin externalidades) tiene su participación más importante en el plan 4 al aportar el 17.7% del total generado; en el escenario de la ENE, genera el 20.9%. La tecnología fotovoltaica también tiene un papel importante (al considerar las externalidades resulta ser más atractiva para la expansión), logrando generar al 2025 el 3.7% del total generado. Para el 2035 alcanza una participación del 5.3%, en el escenario de la ENE su participación es casi nula. La tecnología geotérmica resulta ser poco atractiva con y sin externalidades, por ello su participación es como máximo del 3.1% para el 2025 y 2.7% del total generado para el 2035.

En síntesis tenemos las siguientes conclusiones generales:

- El desarrollo humano está ligado al consumo de energía, por lo que la inversión energética resulta estratégica en términos de competitividad y combate a la pobreza. Si bien en México se ha logrado una cobertura muy amplia del servicio eléctrico de acuerdo con estimaciones de la CFE, es necesario fortalecer las medidas para mejorar las condiciones actuales del sector energético a fin de satisfacer la demanda del país de manera eficiente, confiable y con respeto al medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos y eólicos conectados a la red son una opción viable para ello.
- El proceso de planeación de la generación requiere de una labor contante para mejorar las metodologías y por ende los resultados de los estudios. En este análisis se pudo apreciar que la alternativa de expansión económicamente óptima resulta ser el escenario tres ya que depender de una tecnología o de un combustible pudiera ser muy contraproducente, si por ejemplo el precio del gas sube drásticamente. Es muy importante para un sistema como el nuestro impulsar la diversificación, ya que es fundamental tener más alternativas de expansión.
- México tiene un gran potencial en recursos de generación renovable. Representa a uno de los mejores países en irradiación solar y tiene un enorme potencial eólico por explotar.
- En México, la generación nucleoelectrica proporciona el 4.5% de la generación eléctrica de servicio público. Actualmente la SENER, conforme a lo dispuesto en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, está analizando la conveniencia de incrementar la generación a partir de esta fuente de energía. Al contar con más de 50 años de experiencia, la tecnología nuclear se presenta como una opción madura para el incremento de la capacidad de generación, ya que en el desarrollo de los nuevos reactores se han incorporado los avances en materia de seguridad que requiere la industria. Aunado a esta evolución, se encuentran los avances en otras áreas de la ingeniería, permitiendo que las centrales nucleares sean no sólo más seguras y eficientes, sino que sus tiempos de construcción y costos de generación resulten aún menores a los de hace una década.
- La construcción de los escenarios con tecnología nuclear se basa en las ventajas que presenta este tipo de energía. Una de éstas es que la energía nuclear tiene un nivel muy bajo de emisiones de GEI considerando la cadena energética, es decir, no sólo la etapa de generación eléctrica, sino también las asociadas al ciclo de combustible. Otra ventaja, en un aspecto mucho más amplio de evaluación de costos externos y asociada a daños ambientales y a la salud, es que la energía nuclear se encuentra entre las mejores alternativas de generación eléctrica. En este trabajo se consideró la instalación de esta tecnología de 3 a 4 unidades de 1400 MW para el 2025 y 7 u 8 en total para el 2035. No obstante, es importante destacar que, dados los tiempos requeridos para su planeación, permisos y construcción, se requiere una definición en el corto plazo respecto al incremento de capacidad nucleoelectrica.

- Si se toma en cuenta el costo de producción por kWh generado de las tecnologías que utilizan combustibles en los Estados Unidos (*Figura 42*), la nuclear queda como la mejor opción al mantener costos bajos, estables y con tendencia a disminuir. Tomando en cuenta que estos datos comparten la tendencia a la estabilización en países europeos, los costos en la energía nuclear resultan competitivos.

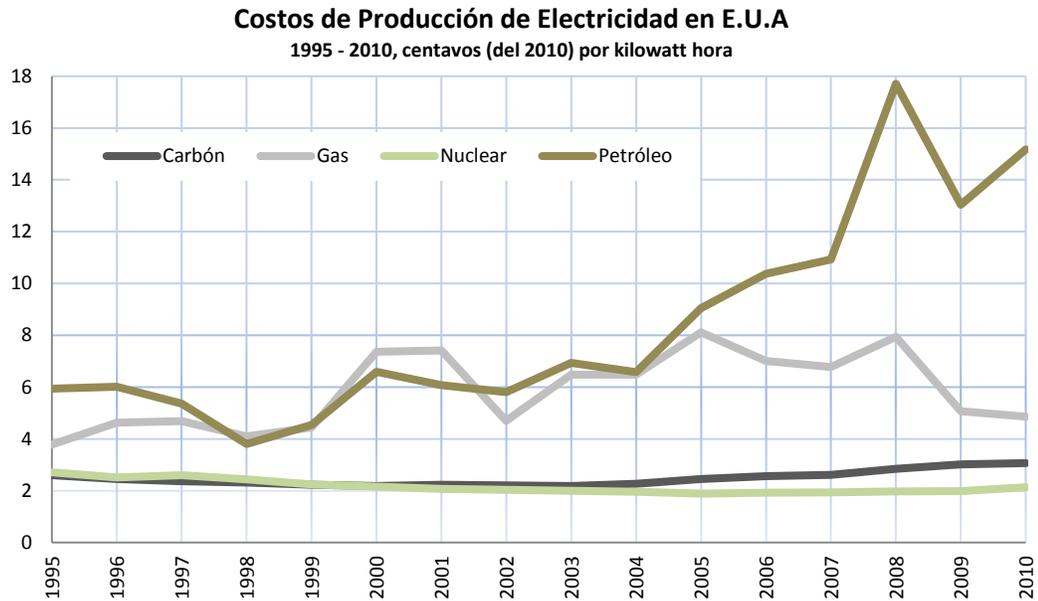


Figura 42. Costo de producción de Electricidad en E.U.A.

- El cambio climático representa una amenaza para la seguridad energética y el desarrollo. La búsqueda de alternativas que permitan mitigar estas causas y fortalecer la capacidad de adaptación a sus efectos, ha sido identificada como una prioridad en la agenda internacional. La estrategia nacional contra el cambio climático y sostenibilidad energética - encuentran en el fomento de fuentes renovables⁵⁹ de energía una importante área de oportunidad como parte de la implementación de Estrategias de Desarrollo Bajas en Carbono para proveer más y mejores servicios de energía limpia y asequible.
- Las externalidades son una buena referencia para las tecnologías que se deben considerar en la planeación, sin embargo, el uso restrictivo limitaría la diversidad del parque, lo que haría vulnerable al sistema eléctrico.
- El proceso de planeación resulta complejo y susceptible a cambios si los costos cambian. Por ello resulta necesaria la planificación a corto plazo y estudios de escenarios a mediano y largo plazo para la definición de políticas energéticas.

⁵⁹ La Estrategia Nacional de Cambio Climático incluye a la nuclear dentro de las renovables

7. ANEXO A. CONTAMINACIÓN AMBIENTAL POR GENERACIÓN RENOVABLE⁶⁰

7.1. INTRODUCCIÓN

La contaminación atmosférica provocada por la emisión de sustancias daña intensamente la vida animal y los ecosistemas del planeta, la vida humana y la integridad de todas las estructuras construidas a la fecha. Esto ha incentivado la utilización de medios alternos de generación de electricidad que producen energía limpia y usan recursos renovables.

Las emisiones de centrales que queman combustibles fósiles incluyen gases como óxidos de carbono, sulfuro, nitrógeno y mercurio. Los gases de escape al combinarse con la humedad del aire producen ácidos nítricos, sulfúricos y carbónicos. El mercurio está asociado con el carbón y se encuentra en pequeñas cantidades en los residuos de la combustión. La emisión de gases lleva asociado calor de desperdicio que impacta la eficiencia de las centrales y el calentamiento global.

Entre las tecnologías más prometedoras se encuentran las basadas en la energía eólica, solar y la hidroeléctrica.

7.2. ENERGÍA EÓLICA

La fuente de la energía eólica es la energía cinética del aire en movimiento (viento). El movimiento de las masas de aire se origina por las diferencias de temperatura causadas por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que junto a la rotación de la tierra, crean los llamados patrones globales de circulación. El recurso eólico se presenta de forma abundante en grandes áreas abiertas, en lo alto de las montañas y en mar adentro.

La factibilidad económica de un proyecto eólico es función directa de las características de viento del sitio seleccionado. La energía contenida en el viento varía con su velocidad elevada al cubo. Si se duplica la velocidad, se obtiene ocho veces más energía.

El diseño básico de un aerogenerador incluye un rotor de dos, tres o cuatro álabes o palas montadas sobre un eje horizontal en la parte superior de una torre. Las palas interceptan el viento y capturan su energía, la cual provoca el movimiento del eje del rotor. El movimiento de baja velocidad del rotor se incrementa en una caja amplificadora de engranes, cuyo eje está acoplado a un generador eléctrico. Estos componentes (rotor, caja amplificadora y generador) están montados en una plataforma que gira sobre su eje horizontal, de tal manera que la flecha del rotor siempre sigue la dirección del viento. El generador y la caja amplificadora se ubican dentro de un compartimiento o góndola.

La capacidad de los aerogeneradores se ha incrementado consistentemente desde las últimas dos décadas. A la fecha, la unidad en operación de mayor capacidad es de 3.6 MW. No existe un límite hasta

⁶⁰ CFE, 2011. Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011 Generación”, Apéndice G.

donde pueda crecer la capacidad de los aerogeneradores. Las unidades de mayor capacidad pertenecen a desarrollos eólicos mar a dentro.

Los desarrollos eólicos generalmente agrupan muchos aerogeneradores para su contribución conjunta de potencia, y son conocidos como granjas eólicas. El número de aerogeneradores puede llegar a ser de varios cientos, y alcanzar una extensión territorial de varios kilómetros cuadrados. La mayor granja eólica operando en la actualidad es la Roscoe Wind Farm de 781.5 MW ubicada en USA. El proyecto más grande propuesto es el Gansu Wind Farm en China, con una capacidad de 20,000 MW.

El viento varía con la altura. A mayor altura de la turbina eólica, mayor régimen de viento. Sin embargo, a mayor altura de la torre, mayor costo. En compensación, el aerogenerador se comporta con una mayor eficiencia.

A valores altos de velocidad de viento, la potencia de salida del aerogenerador se limita por cuestiones de diseño. Dependiendo de la eficiencia del aerogenerador, existe un umbral de baja velocidad de viento donde el proyecto no es económicamente atractivo. Por su costo, los desarrollos eólicos mar adentro demandan un régimen de viento mayor.

7.2.1. Aerogeneradores

Una máquina eólica es cualquier dispositivo accionado por el viento. Si utiliza directamente la energía mecánica, es un aeromotor, si acciona un generador eléctrico, se trata de un aerogenerador.

Los modelos más empleados de turbinas eólicas emplean un eje horizontal. Estos equipos basan su principio de operación en el fenómeno aerodinámico de sustentación que se presenta en alabes y formas aerodinámicas, tal como sucede con los perfiles de las alas de los aviones. Se requiere un sistema de control para enfrenar continuamente el rotor con la dirección de viento.

Los componentes principales de un aerogenerador se clasifican de acuerdo a sus funciones:

Sistema de soporte: Las turbinas eólicas se colocan sobre una estructura capaz de soportar el empuje que el viento transmite al sistema de captación, así como las eventuales vibraciones. Su altura se diseña para evitar turbulencias provocadas por el suelo, así como para superar los posibles obstáculos que puedan perturbar el viento.

Sistema de captación: Su característica más importante es el número de aspas. Actualmente, el rotor más eficiente cuenta con tres aspas y es de eje horizontal. Las características de funcionamiento de un rotor se definen por dos parámetros principales:

- **Coefficiente de velocidad:** Es la relación entre la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento.
- **Rendimiento aerodinámico:** Expresa la parte de la energía del viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor. En condiciones ideales, el rendimiento aerodinámico alcanza un máximo del 59%. En la práctica, oscila entre el 20% y 40%, según el tipo de rotor. El rendimiento aerodinámico depende de las características geométricas de las aspas.

Sistema de orientación: Las turbinas de eje horizontal necesitan de un sistema de orientación que mantenga el rotor frente al viento y minimice los cambios de dirección respecto a los cambios de dirección de viento.

Sistema de regulación: Controla la velocidad del rotor y el par motor en el eje. Actualmente, los sistemas de regulación modifican la orientación de las aspas según la velocidad del viento.

Sistema de transmisión: Su objetivo es aumentar la velocidad de giro del rotor y accionar un generador de corriente eléctrica. El más sencillo es el multiplicador de engranes. Existe también un sistema de acoplamiento cónico que permite que el eje de salida sea perpendicular al de entrada. Los rendimientos de estos sistemas varían entre el 95 y 99% y su funcionamiento es muy silencioso.

Sistema de generación: Pueden emplear un generador de inducción ó generadores síncronos y asíncronos. Normalmente están acompañados de un convertidor electrónico para el control de la frecuencia, el voltaje y la potencia de salida. Las capacidades de los generadores dependen de las condiciones del viento, y pueden variar desde una fracción hasta varios MW. La potencia que se obtiene es función de la velocidad del viento elevada al cubo. A mayor altura, mayor potencia y eficiencia, y también mayor costo.

Como el viento tiende a ser mayor en áreas abiertas, tales como en mar adentro y algunas regiones agrícolas, es importante considerar en cada proyecto el costo de la red de transmisión y los equipos de transformación y protección asociados, así como los costos de mantenimiento que los acompañan.

Es importante mencionar que el terreno donde se ubican los aerogeneradores puede utilizarse para su propósito original o cualquier otro uso productivo.

7.2.2. Impacto Ambiental

Todas las fuentes de generación de energía, contaminan el medio ambiente que les rodea en menor o mayor medida. La energía eólica no causa grandes agresiones al medio ambiente, pero sí lo modifica, produciendo un impacto medioambiental que aumenta conforme más poblada sea la zona donde se localiza. Este impacto se puede clasificar en cuatro aspectos:

- **Energía generada:** La generación de energía eléctrica mediante turbinas eólicas convencionales produce un gran número de armónicos que impactan la calidad de la energía y los sistemas electrónicos vecinos.
- **Visual:** Las inevitables estructuras no pasan desapercibidas para los observadores, mientras que para unos representan una agresión al medio, para otros, ofrecen una nota de paisaje agradable y característico.
- **Avifauna:** Originan, de tanto en tanto, colisiones de aves con las hélices, pero éstas son mucho menores que las producidas por otras barreras más destructivas, como cables de alta tensión, antenas y otros obstáculos.
- **Ruido:** Éste es uno de los impactos medioambientales más negativos que producen los aerogeneradores.

7.3. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la fuente más importante de energía disponible para la tierra y sus habitantes. Sin ésta no habría ninguna tipo de vida. Es la fuente de energía que impulsa la reacción de la fotosíntesis. Como tal, es responsable de toda la biomasa en la superficie de la tierra y es el origen de los combustibles fósiles, productos de la fotosíntesis hace millones de años y ahora enterrados debajo de la superficie terrestre. La energía solar crea los vientos, evapora el agua responsable de la lluvia; las olas y la energía térmica del océano son resultado de la insolación.

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad puede clasificarse en dos tipos:

- Energía solar térmica
- Energía solar fotovoltaica

En ambos casos, su aprovechamiento está limitado por los cambios en las condiciones climatológicas, así como la situación geográfica.

- **Energía solar térmica:** Una de las instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar térmica son las centrales termoeléctricas de receptor central. Éstas constan de una gran cantidad de helióstatos, es decir, grandes espejos que reflejan la radiación solar y la concentran en un receptor central. Este receptor es un intercambiador de calor que se encuentra instalado en una torre y donde se genera vapor para mover una turbina. El sistema puede escalarse a capacidades empleadas en la industria eléctrica.

Los helióstatos son controlados y se mueven para captar la mayor cantidad de radiación solar y reflejarla eficazmente en el receptor central.

- **Energía solar fotovoltaica:** Los sistemas solares fotovoltaicos están compuestos por paneles que alojan varias celdas fotovoltaicas. Éstas celdas son fabricadas con materiales semiconductores que producen una corriente eléctrica al momento de recibir una radiación luminosa. Sólo se aprovecha la radiación directa, pero no la difusa. Las celdas se unen en grupos de unidades formando un panel solar.

La simplicidad de la celda solar la convierte en un método extremadamente atractivo de la generación de electricidad. Sin embargo, la fabricación del silicio necesario para celdas solares es intensiva en energía. Las plantas térmicas solares, aunque más compleja, es actualmente más barata y utiliza tecnología de generación convencional.

Cualquiera que sea su tipo, una planta de energía solar tiene una debilidad importante. Sólo puede generar electricidad cuando el sol está brillando. Para mantener la continuidad del suministro, se debe contar con un sistema alternativo de generación empleando combustibles convencionales o un dispositivo de almacenamiento de energía. Las celdas solares son frecuentemente acopladas a baterías recargables para proporcionar potencia continua en ubicaciones remotas. Las centrales térmicas solares pueden diseñarse también con sistemas de almacenamiento de calor para proporcionar energía en ausencia del sol.

7.3.1. Impacto Ambiental

Aunque la generación eléctrica a base de energía solar se considera con cero emisiones, es importante considerar los siguientes impactos ambientales asociados:

- Ruido moderado, requerimientos de espacio considerables y contaminación visual.
- Incremento de emisiones y alto consumo de electricidad para fabricar el silicio.
- Emisiones: (100-170g CO₂/kWh, generación fotovoltaica), (30-40g CO₂/kWh, central térmica solar), (430g CO₂/kWh, generación con gas), (960g CO₂/kWh, generación con carbón).
- Riesgos al momento del desmantelamiento de centrales (estabilidad del cadmio) y empleo de químicos orgánicos tóxicos en la fabricación del silicio.

7.3.2. Riesgos Financieros

El riesgo primario de proyectos solares está asociado con las nuevas tecnologías, y considera la confiabilidad, el tiempo de vida útil de la central y los costos de operación y mantenimiento de largo plazo.

El conocimiento de los dispositivos fotovoltaicos y la tecnología de silicio están bien establecidos, mientras que la experiencia con las plantas térmicas solares es aún limitada. Aunque la información de proyectos actuales es favorable, existe la probabilidad de nuevos diseños con costos reducidos. La información actual descansa en la confiabilidad probada de proyectos de demostración, lo cual puede ser vista con cierto grado de escepticismo por las instituciones financieras.

Desde un punto de vista del recurso solar, existen suficientes registros de radiación solar para diferentes sitios de manera que la cantidad esperada del recurso puede ser evaluada sin problema. Sin embargo, existe un pequeño riesgo ante la posibilidad de un cambio del patrón de radiación ocasionado por un cambio climático extremo.

7.3.3. Costos

Las plantas solares fotovoltaicas y térmicas comparten tiempos de construcción pequeños y beneficios de su instalación distribuida que afecta el costo y el valor de ambas tecnologías. Sin embargo, las tecnologías en sí mismas tienen raíces diferentes y los costos asociados con ellas deben considerarse por separado.

El mercado principal para la tecnología fotovoltaica son las instalaciones domésticas y comerciales. Esta tecnología es una de las más caras para la producción de energía eléctrica en la actualidad. El costo de la celda solar representa la mayor proporción del costo total.

Aparte de la introducción de nueva tecnología, la principal apuesta para la reducción del precio está relacionada con la economía de escala. Por otro lado, los apoyos gubernamentales en algunos países han impulsado la utilización de esta tecnología, aunque su costo permanece elevado. No obstante, su costo se ha reducido a un punto donde su utilización masiva es factible. A la fecha, su costo de inversión se encuentra en el rango de 3,000 a 4,000 dólar/kW.

7.4. MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La energía hidráulica es quizá la más vieja y subestimada fuente de energía renovable en el mundo. La producción de energía hidráulica representa en promedio el 20% de la producción mundial de energía eléctrica. Aun cuando las energías renovables se discuten regularmente, rara vez la energía hidráulica merece una mención importante.

Parte de esto quizá obedece en la desaprobación de grandes proyectos hidroeléctricos en los últimos años, debido a sus efectos ambientales donde se destruye hábitats de animales, se desplazan habitantes indígenas y al daño ecológico e insensibilidad en la planeación de algunos proyectos. Sin embargo, las grandes presas sólo forman una parte de la hidroelectricidad. Pequeñas centrales hidroeléctricas o mini hidráulicas, pueden proporcionar una fuente valiosa de electricidad. Estos proyectos son muy adecuados en regiones donde la red de potencia no puede entregar la energía. En estos sitios los efectos ambientales pueden reducirse considerablemente.

Los proyectos hidroeléctricos son específicos a un sitio, cuya naturaleza dependerá de la topografía del mismo. Estos sitios con frecuencia están muy alejados de los lugares de consumo, requiriendo un proyecto de transmisión asociado.

Un proyecto hidroeléctrico requiere un río. La energía que puede ser explotada de éste depende de dos factores, el volumen del flujo de agua y el nivel de caída del agua. Mayor pendiente de un río, mayor la potencia producida. Esto no significa que un río con un flujo de agua reducido no sea candidato para un proyecto hidroeléctrico. Estos sitios son frecuentemente más baratos y más fáciles de explotar. En contraste, los ríos con altas pendientes con frecuencia están en regiones inaccesibles donde la explotación es difícil.

Una vez que un sitio ha sido identificado, existen generalmente dos opciones de explotación; con o sin la construcción de una presa. La segunda opción es más barata y evita los daños geológicos asociados con la construcción de la presa. Su simplicidad es atractiva pero al mismo tiempo es su principal debilidad; la potencia producida es intermitente y función directa del flujo de agua en el río. La segunda opción involucra una obra civil de mayor magnitud y requerirá de estudios detallados que permitan identificar cualquier falla geológica para evitar cualquier sobrecosto y retrasos importantes del período constructivo. Con la construcción de la presa se crea una reserva de agua que permite controlar el flujo de agua en las turbinas y consecuentemente los períodos de producción de energía eléctrica. La presa también es usada para el control de inundaciones.

Los proyectos mini hidráulicos son aquellos menores a 10 MW, aunque esta clasificación puede cambiar entre países. Estos proyectos operan esencialmente bajo los mismos principios de los grandes proyectos hidroeléctricos y emplean componentes similares, sin embargo existen diferencias que deben considerarse separadamente.

Los proyectos mini hidráulicos pueden ser desarrollados en cualquier sitio, pero los terrenos montañosos ofrecen el mejor potencial. Esto representa un recurso valioso, ya que las comunidades localizadas en este tipo de terrenos, pueden no estar conectadas a la red eléctrica nacional.

En las mini centrales hidroeléctricas el nivel de inversión asociado afectará la forma en que el proyecto es desarrollado. Las turbinas y los generadores empleados son de un tipo estándar, lo cual mantiene los costos bajos. La altura hidráulica es un factor importante para la economía del proyecto. A mayor altura, menor el costo. Una turbina de impulso es la mejor elección cuando la altura es de 30 metros, mientras que una turbina de reacción lo será en alturas menores.

Un factor clave para la economía de este tipo de proyectos es el estudio de factibilidad. Cualquier proyecto hidráulico involucra un estudio de pre factibilidad para la elección del sitio, y un estudio de factibilidad para preparar los detalles de diseño. Los estudios analizan detalladamente las condiciones hidrológicas y geológicas del sitio. En proyectos hidráulicos de gran magnitud, el costo del estudio de factibilidad representa del 2 al 3% del costo total. Para una central mini hidráulica, este porcentaje puede alcanzar el 50% del presupuesto total.

En ocasiones es difícil establecer un presupuesto para un proyecto mini hidráulico, ya que el costo de capital no necesariamente se reduce en proporción a su tamaño. Por ejemplo, el costo de los sistemas de control se escala a medida que el tamaño del proyecto se reduce. Por otro lado, el costo de la interconexión a la red puede reducir considerablemente la rentabilidad de un proyecto, aunque éste pueda proporcionar un suministro económico a una pequeña comunidad aislada.

7.4.1. Impacto ambiental

El efecto de emisiones de efecto invernadero en proyectos hidráulicos es positivo, no involucra la creación de bióxido de carbono. Desafortunadamente, esto no es tan simple, ya que un embalse es potencialmente una fuente de gas metano, el cual es mucho más dañino que los gases de efecto invernadero (once veces más potente).

Un embalse es una fuente de metano si contiene una gran cantidad de material orgánico y las condiciones son propicias para la fermentación anaeróbica. En el peor escenario, una central hidroeléctrica puede producir más emisiones de efecto invernadero, en todo su tiempo de vida, que una planta de la misma capacidad empleado un combustible fósil. Afortunadamente éste no es el caso. En general, se produce un total del 10% de emisiones de una planta convencional equivalente. La mayoría de estas emisiones será bióxido de carbono resultado de la construcción de los componentes de la central.

7.4.2. Riesgos financieros

Un proyecto hidroeléctrico confía en el flujo de agua para generar electricidad. El agua es proporcionada por un ciclo de lluvia, un proceso natural fuera del control humano. En consecuencia es imposible garantizar la potencia de salida de una central hidroeléctrica en cualquier instante futuro. A pesar de esto, la salida puede ser garantizada con cierto grado de certidumbre en el largo plazo.

Este riesgo hidrológico puede ser cuantificado de la misma forma en que se hace para otros proyectos de generación. De hecho, puede ser cuantificado con mayor precisión que el riesgo asociado, por ejemplo, con el suministro de combustible fósil, donde la cadena de suministro depende de la intervención humana.

El segundo tipo de riesgo es el geológico. Esto es visto como un problema serio, ya que en el pasado no se ha evaluado cuidadosamente. Es aconsejable asumir que cada proyecto hidráulico encarará algún problema geológico que complicará su construcción. Un proyecto libre de complicaciones es la excepción. Esto puede parecer un pronóstico desalentador, pero es pragmático. Una vez que el pronóstico es aceptado y tomado en cuenta en el proyecto, los sobrecostos y retrasos en el tiempo constructivo son manejables.

7.4.3. Costos

Como con la mayoría de los recursos de fuentes renovables, un monto importante de los costos asociados con proyectos hidráulicos son los gastos preliminares requeridos para su construcción. El costo del combustible es casi nulo.

En el caso de proyectos hidráulicos, los costos preliminares pueden ser altos, dificultando enormemente el financiamiento del proyecto. Aun así, la hidroelectricidad es ciertamente competitiva. Algunos argumentan que es la fuente de electricidad disponible más barata. El costo de la electricidad de una planta hidroeléctrica dependerá del costo de construcción y el financiamiento del proyecto, así como de la cantidad de electricidad generada cuando esté en operación.

El costo de los proyectos hidroeléctricos varía de país en país y de proyecto a proyecto. Para una mini central hidráulica, en México se estima un costo nivelado en el rango de 50 a 70 dólar/MWh.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Capacidad	Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.
Capacidad efectiva	Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y 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.
Confiabilidad	Posibilidad que tiene el sistema de realizar las funciones para las que fue diseñado. La confiabilidad de un sistema eléctrico se evalúa a través de la LOLP.
Costos externos	Son aquellos costos o beneficios en que se incurre y que están directamente relacionados con la salud y el medio ambiente. Estos costos incluyen en particular los efectos de la contaminación del aire en la salud del público, cultivos agrícolas y edificios, así como las muertes ocupacionales y accidentales.
Curva de carga	Representación gráfica de la evolución de la demanda en función del tiempo.
Demanda	Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h).
Demanda máxima coincidente	Es la demanda máxima que se observa en un sistema interconectado durante cierto periodo, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.
Energía neta	Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.

Energía renovable	Las energías renovables se basan en los flujos y ciclos implícitos en la naturaleza. Son aquellas que se regeneran y se espera que perduren por cientos o miles de años. Además, se distribuyen en amplias zonas y su adecuada utilización tiene un impacto ambiental favorable en el entorno, elemento que hoy se convierte en una herramienta de gran importancia, ante la necesidad de disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero a nivel mundial.
Energía solar fotovoltaica	La energía solar fotovoltaica se define a partir del “efecto fotovoltaico”, que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones “suelos” de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.
Gas natural	Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.
Gases de efecto invernadero	Se refiere al papel que desempeña la capa de gases que retiene el calor del sol en la atmósfera de la tierra, y son: vapor de agua (H ₂ O), bióxido de carbono (CO ₂), metano (CH ₄), clorofluorocarburos (artificial), óxidos de nitrógeno NO _x y Ozono (O ₃).
Generación bruta	Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
Sistema eléctrico	Integrado por los participantes públicos y privados, conectados a la red eléctrica nacional, y que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

BWR	Reactor de Agua en Ebullición o Boiling Water Reactor
CC	Ciclo combinado
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión interna
CO ₂	Bióxido de carbono
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
ENE	Estrategia Nacional de Energía
EOL	Eoloeléctrica
ExtenE	Costos Externos de Energía o External costs of Energy
GE	Global Energy
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEO	Geotermoeléctrica
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HID	Hidroeléctrica
IAEA	Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) o International Atomic Energy Agency
IEA	Agencia Internacional de Energía (AIE) o International Energy Agency
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LOLP	Probabilidad de Pérdida de Carga o Loss of Load Probability
MR	Margen de reserva
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NMVOC	Compuestos orgánicos volátiles excluyendo al metano
NO _x	Óxidos de nitrógeno
O&M	Operación y mantenimiento
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica o International Atomic Energy Agency (IAEA)
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico

PVRM	Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento o Position Vector of Minimum Regret
r.p.m.	Revoluciones por minuto
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SO _x	Óxidos de azufre
TG	Turbogás
tmca	Tasa media de crecimiento anual
WASP	Wien Automatic System Planning
WRI	Instituto de Recursos Mundiales o World Resources Institute

8. Bibliografía

- [1] Secretaría de Energía, Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, México, p. 109.
- [2] Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2007-2012, México, 2007, p. 52.
- [3] Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico 2010 - 2025, México, 2010, p. 227.
- [4] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Hidroel%C3%A9ctricas.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [5] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Termoelectrica.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [6] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Termoelectrica.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [7] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Turbogas.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [8] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Ciclocombinado.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [9] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/CombustionIntern.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [10] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Generaciondeelectricidad.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [11] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Generaci%C3%B3n.aspx>.

- nEoloel%C3%A9ctrica.aspx. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [12] CFE, «<http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Nucleoelectricas.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [13] CFE, « <http://www.cfe.gob.mx>,» [En línea]. Available: <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Carboelectricas.aspx>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [14] Global Energy, «<http://www.globalenergy.com.mx/>,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.globalenergy.com.mx/febrero2012/index.html>. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [15] G. E. Sarti, *Estudio de Diferentes Plantas Nucleares en la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano*, México D.F., 2008.
- [16] G. E. Sarti, Tesis Maestría en Ingeniería en Energía: “Análisis Jerárquico para la toma de decisión en la planeación de la capacidad de generación eléctrica en México a largo plazo”, 2010
- [17] CFE, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011 - 2025, México, 2011, p. 312.
- [18] CFE, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2011 Generación, México, 2011, p. 331.
- [19] Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, Estrategia Nacional del Cambio Climático México 2007, México, 2007, p. 163.
- [20] Secretaría de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2010-2024, México, 2010, p. 72.
- [21] Secretaría de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2011-2025, México, 2011, p. 99.
- [22] Secretaría de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, México, 2012, p. 179.
- [23] IAEA, Expansion Planning for Electrical Generating Systems – A Guidebook, Vienna, 1984, p. 614.
- [24] IAEA, Wien Automatic System Planning (WASP) Package – A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning – Versión UASP-IV, User’s Manual, Austria, 2000, p. 267.
- [25] R. Fernández, C. García, S. Trejo, T. Zazueta, M. Castañeda, H. Cruz y J. Mercado, La nucleoelectricidad una oportunidad para México (Reporte Final), A. d. I. d. México, Ed., México, 2009.

- [26] C. Martín del Campo, *Análisis de Expansión de Sistemás Eléctricos (Apuntes de clase)*, México: Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010.
- [27] The ExterneE project series, «<http://www.externe.info/>,» [En línea]. [Último acceso: 24 Marzo 2012].
- [28] C. Martín del Campo, *Análisis de Decisión*, México, 2010.
- [29] C. Martín del Campo, «A COMPARATIVE ASSESSMENT OF THE LONG TERM ELECTRICITY EXPANSION PLANS IN MEXICO BY USING THE POSITION VECTOR OF MINIMUM REGRET ANALYSIS,» 2012.
- [30] Nuclear Energy Institute (NEI), «<http://www.nei.org/>,» [En línea]. Available: <http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/uselectricityproductioncosts/>. [Último acceso: 2012 Abril 2012].