



Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo
Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales

Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales

“Selección de activos de generación energía eléctrica bajo
incertidumbre internacional”

“TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN CIENCIAS EN
NEGOCIOS INTERNACIONALES PRESENTA:”

M.A. Roberto José Taboada González

Director de tesis:

Dr. Gerardo Gabriel Alfaro Calderón

Morelia, Michoacán, agosto de 2014.



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
COORDINACIÓN DEL DOCTORADO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

Dr. José Odón García García
Presidente del H. Consejo Técnico
Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales
P r e s e n t e

Por medio de la presente, nos permitimos hacer de su conocimiento que, una vez revisada la Tesis Doctoral titulada "**Selección de activos de generación eléctrica bajo incertidumbre internacional**" del **M. A. Roberto José Taboada González**, alumno del Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales, que se ofrece en este Instituto, hemos encontrado que satisface plenamente los requerimientos hechos por el Jurado Sinodal, por lo que otorgamos nuestra autorización para que se lleve a cabo la impresión de la versión definitiva de la citada tesis, y se continúe con el proceso de graduación correspondiente.

Sin otro asunto que tratar por el momento, aprovechamos para enviarle un cordial saludo y quedamos a sus órdenes para cualquier aclaración al respecto.

Atentamente
Morelia, Mich., 08 de agosto de 2014

Dr. Gerardo Gabriel Alfaro Calderón,
Presidente

Dr. Rubén Molina Martínez
Secretario

Dr. Jerjes I. Aguirre Ochoa
Primer vocal

Dr. Oscar Hugo Pedraza Rendón
Segundo Vocal

Dr. Federico González Santoyo
Tercer Vocal

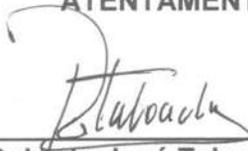
UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de Morelia, Michoacán, el día 08 de agosto de 2014, el (la) que suscribe **M. A. Roberto José Taboada González**, alumno (alumna) del Programa de Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales adscrito al Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales, manifiesta que es autor (autora) intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del (de la) **Dr. Gerardo Gabriel Alfaro Calderón** y, cede los derechos del trabajo titulado "***Selección de activos de generación eléctrica bajo incertidumbre internacional***", a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin permiso expreso del autor (de la autora) y/o director (directora) del mismo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: rtaoadag54@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

ATENTAMENTE



M. A. Roberto José Taboada González

Índice

Glosario de términos	9
Relación de figuras.....	11
Relación de Tablas.....	12
Resumen	14
Abstract	15
Introducción.....	16
1. Fundamentos de la Investigación.....	19
1.1. Planteamiento del problema	19
1.2. Preguntas de Investigación.....	23
1.3. Objetivos.....	23
1.4. Hipótesis	24
1.5. Variables de decisión.....	24
1.6. Justificación	24
1.7. Método.....	25
1.7.1.Diseño.....	25
1.7.2.Diagrama de flujo.....	26
2. Marco teórico.....	28
2.1. Planeación del Sistema Eléctrico.....	32

2.2. Concepto de Estrategia	39
2.3. Fundamentos Financieros	42
2.3.1. Proyectos de inversión.....	42
2.3.2. Valor Temporal del dinero.....	44
2.4. Metodologías para la evaluación de proyectos de inversión.....	45
2.4.1. Costo Nivelado.....	45
2.4.2. Valor Presente Neto.....	48
2.4.3. Tasa Interna de Retorno.....	49
2.4.4. Periodo de Recuperación de Capital	50
2.5. Riesgo e incertidumbre	51
2.5.1. Rendimiento de un activo.....	53
2.5.2. Riesgo de un activo	54
2.5.3. Varianza y desviación estándar	56
2.5.4. Coeficiente de variación.....	58
3. Teorías de portafolio.....	59
3.1. Media Varianza (Markowitz).....	59
3.1.1. Frontera eficiente	62
3.2. Modelo de valuación de activos de Capital CAPM.....	68
3.2.1. Determinación del Coeficiente beta (β).....	70
3.2.2. Relación Entre Beta y Rendimiento	73

3.3. Teoría de fijación de precios por arbitraje.....	75
4. Fuentes Alternas de Generación.....	78
4.1. Energía Solar.....	78
4.2. Energía eólica.....	79
4.3. Energía Hidráulica.....	80
4.4. Bioenergía.....	81
4.5. Energía Geotérmica.....	82
5. Marco Contextual.....	83
5.1. Antecedentes.....	83
5.2. Marco Regulatorio.....	88
5.3. Estrategia Nacional de Energía.....	97
5.4. Visión 2026 de la Estrategia Nacional de Energía.....	97
5.5. Ejes rectores de la estrategia.....	98
5.6. Objetivos estratégicos.....	100
5.7. Estudio de Mercado.....	101
5.8. Estructura del mercado.....	101
5.9. Capacidad Instalada.....	101
5.10. Demanda.....	103
5.11. Ventas de energía eléctrica.....	104
5.12. Análisis de la demanda.....	105

5.13.Margen de Reserva	108
6. Análisis de la situación actual.....	110
7. Trabajo de Campo.....	112
8. Acondicionamiento de los datos y obtención de matrices	117
9. Aplicación del modelo de portafolio de Markowitz	123
10. Resultados	128
Análisis y discusión de resultados	135
Conclusiones.....	140
Propuesta	143
Bibliografía	144

Glosario de términos

- Activo: Cualquier cosa de valor que un individuo o empresa posea
- Activo de generación: Central o planta para generar energía eléctrica.
- Activo fijo: Conjunto de maquinaria, inmuebles y equipo, así como cargos diferidos de la empresa utilizados para la operación del negocio.
- Activo financiero: Acciones en las que se subdivide el capital de una empresa o bonos que representan deuda de una empresa o gobierno.
- Activo libre de riesgo: Es el activo financiero que garantiza un interés con certeza.
- Administración pública: Se refiere al conjunto de dependencias e instituciones que conforman el poder ejecutivo para llevar a cabo la función administrativa del estado.
- Bonos de Carbono: Nombre genérico de un conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones y que pueden intercambiarse por dinero.
- Combustibles fósiles: Materias que se queman para generar calor y se extraen del subsuelo en donde se formaron por la descomposición de materiales orgánicos acumulados hace millones de años, (petróleo, gas y carbón)
- Costo nivelado de generación: Técnica usada para comparar tecnologías de generación de energía con vida útil diferente. Es la sumatoria de los costos nivelados de inversión, de combustible y de operación y mantenimiento.
- Diversificación: Es la acción de distribuir las inversiones en diferentes tecnologías a fin de minimizar el riesgo.
- Frontera eficiente: Es la curva que representa diferentes combinaciones de riesgo y rendimiento de un conjunto de activos.

- Fuentes alternas de energía: Son fuentes de generación no convencionales, tales como la eólica, la solar, la mareomotriz, la biomasa no incluyen la generación fósil, la hidráulica y la nuclear.
- Gases de efecto invernadero: Son gases que provocan calentamiento global y que los excesos provienen de la actividad humana tales como el bióxido de carbono, el metano, el oxido nitroso y los hidrofluorocarbonos, siendo los principales.
- Línea de asignación de capital: Es la línea que une la frontera eficiente de un conjunto de activos de riesgo y un activo libre de riesgo y proporciona las combinaciones porcentuales posibles del portafolio de riesgo y del activo libre de riesgo.
- Modelo de portafolio de Markowitz: Modelo financiero desarrollado por Harry Markowitz en 1952 con objeto de diversificar la inversión en activos de manera eficiente.
- Portafolio de activos de generación: Conjunto de tecnologías de generación eléctrica.

Relación de figuras

Figura 1.1 Diagrama de flujo del trabajo de campo

Figura 2.1 Planeación de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 2.2 Ciclo Anual de Planeación

Figura 2.3 Margen de Reserva

Figura 2.4 Secuencia de un proyecto de energía

Figura 2.5 Tasa Interna de Retorno

Figura 3.1 Frontera eficiente

Figura 3.2 Frontera eficiente con activo libre de riesgo.

Figura 3.3 Línea característica del CAPM

Figura 5.1 Evolución de la Generación

Figura 5.2 Participación sectorial de ventas

Figura 5.3 Ventas internas históricas

Figura 5.4 Crecimiento medio anual de las ventas (%)

Figura 5.5 Crecimiento medio anual de la demanda máxima, 2010-2025 (%)

Figura 8.1 Rendimientos anuales

Figura 10.1 Frontera eficiente ensayo 1 (Rendimientos inversa del costo).

Figura 10.2 Frontera eficiente ensayo 2 (Rendimientos sobre costo de generación).

Figura 10.3 Frontera eficiente ensayo 3 (Rendimientos sobre costo incremental).

Figura 10.4 Frontera eficiente ensayo 3 (Con restricciones tecnológicas)

Relación de Tablas

Tabla 2.1 Escenarios Rendimiento-Probabilidad de un activo

Tabla 2.2 Cálculo del rendimiento esperado de un activo.

Tabla 2.3 Cálculo de la varianza y riesgo de un activo.

Tabla 3.1 Estados de la correlación

Tabla 3.2 Datos para cálculo de la frontera eficiente

Tabla 3.3. Determinación de la frontera eficiente

Tabla 4.1. Capacidad Instalada (MW)

Tabla 4.2 Generación TWh

Tabla 6.1 Cartera de activos de generación actual y futura para 2026

Tabla 7.1 Costos nivelados de inversión

Tabla 7.2 Costos nivelados de combustible

Tabla 7.3 Costos nivelados de Operación y Mantenimiento

Tabla 7.4 Costos Nivelados Totales

Tabla 8.1 Costo nivelado total de generación

Tabla 8.2 Rendimientos sobre la inversa del costo

Tabla 8.3 Rendimientos sobre costo de generación

Tabla 8.4 Rendimientos sobre costo incremental

Tabla 9.1 Matriz de covarianzas

Tabla 10.2 Resultados de ensayo 1 (Rendimientos sobre inversa del costo)

Tabla 10.3 Resultados de ensayo 2 (Rendimientos sobre costo de generación)

Tabla 10.4 Resultados de ensayo 3 (Rendimientos sobre costo incremental)

Tabla 10.5 Resultados (Costo incremental con restricciones)

Tabla 10.6 Resultados de los portafolios calculados contra portafolio actual y de planeación 2026.

Resumen

El objetivo del presente trabajo es demostrar que la selección de activos de generación con métodos financieros que tomen en cuenta la variabilidad de los costos de generación de las diferentes tecnologías de generación reduce el riesgo de las carteras de activos seleccionadas y coadyuva a la toma de decisiones, así como también, mostrar que al aplicar dichos métodos la participación de centrales de energía renovable aumenta en el portafolio seleccionado.

En la primera parte se establecen en el marco teórico conceptos necesarios para la mejor comprensión del trabajo. En el Marco contextual se describen algunos antecedentes y definiciones utilizadas en el establecimiento de la planeación del sistema eléctrico nacional. Posteriormente se hace un análisis de la situación actual y por último se presenta el caso, sus resultados, análisis y conclusiones.

Palabras clave: Portafolio, Riesgo, Incertidumbre, Inversión, Planeación

Abstract

The aim of this paper is to demonstrate that the selection of generation assets with financial methods that take into account the variability of the generation costs of different generation technologies reduces the risk of portfolios of selected assets and contributes to decision making and also show that by applying these methods involving renewable power increases in the selected portfolio.

The first part is set in the framework concepts necessary for better understanding of the work. Some background and definitions used in the establishment of the national electricity system planning are described in the contextual framework. Subsequently, an analysis of the current situation is made and finally the case, its analysis, results and conclusions are presented,

Key words: Portfolio, Risk, Uncertainty, Investment, Planning

Introducción

Actualmente la energía eléctrica constituye un factor relevante para el desarrollo de cualquier país. La industria de generación eléctrica es de suma importancia porque es promotora del desarrollo nacional, permitiendo que la industria nacional pueda crecer. Para conseguirlo es necesario que los precios de la energía sean competitivos a nivel internacional, cuando menos con relación a los principales socios financieros de la nación. Al buscar una mayor competitividad un gran número de países han implementado en los últimos años reformas en su industria eléctrica, las cuales han surgido de cambios tecnológicos que permiten generar energía a precios competitivos a una escala baja, con lo que se rompe el paradigma de monopolio natural, para pasar a un modelo de competencia y participación privada. Todas estas reformas contemplan la creación de un mercado eléctrico. En el caso de México éstas se han dado de forma parcial, ya que desde 1992 se aprobó una modificación a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en la cual se permite a particulares la generación eléctrica para autoconsumo, para su venta a Comisión Federal de Electricidad (CFE) y para la exportación.

A nivel internacional, varios países han experimentado reformas en materia de energía, en Estados Unidos, Chile, Brasil y Argentina, por citar algunos, han tenido experiencias diversas, de las cuales México puede aprender mucho. Las crisis en California, Chile y Brasil, tienen diferentes causas que no serán analizadas en este estudio, pero un factor común en todos éstos casos es la falta de diversificación de las fuentes primarias de energía.

La diversificación de las fuentes de generación es una estrategia prioritaria para garantizar la viabilidad futura de una empresa eléctrica. Generar electricidad por medio de combustibles fósiles resulta ser la opción más económica, pero sólo en el corto plazo, debido a que no se toma en cuenta el riesgo. Una de las formas en que el riesgo puede ser medido es por la variabilidad en el precio del combustible, el cual depende de múltiples factores tanto internacionales como locales, tales como conflictos en los países productores, descubrimiento de nuevos yacimientos, mayor consumo mundial, agotamiento de yacimientos, huelgas, etc.

El impacto económico de la variabilidad del precio de la energía sobre las actividades económicas de cualquier país puede ocasionar pérdidas de competitividad de la industria, por lo que disminuir dicha variabilidad dará más certidumbre al entorno. Actualmente, existe un paradigma de competitividad en los mercados internacionales, en el que se tiene la creencia de que solo si se exporta la empresa debe preocuparse por la competitividad a nivel internacional, lo cual está totalmente alejado de la realidad, ya que si analizamos con un enfoque sistémico los factores que proporcionan mayor competitividad al país, podemos observar cómo, directa o indirectamente, existen presiones de cadenas de valor integradas globalmente. Además cuando se evalúa la competitividad entre diferentes países, en la mayoría de los índices utilizados para dicha evaluación, se considera el tema de la infraestructura, siendo la industria eléctrica una de las partes importante de la infraestructura.

Una buena política de energía de un país debe comprender medidas para reducir los riesgos de interrupción del suministro a niveles razonables, de tal forma que se pueda otorgar el servicio con cantidad, calidad y precio. Una forma para tratar de

mantener el precio dentro de niveles razonables es que los insumos de estos no tengan una alta variabilidad; por ello la dependencia de un solo combustible ha demostrado ser desastroso para cualquier país, ya que la competitividad en distintas actividades depende en gran medida, de la energía eléctrica. El concepto de diversificación en la generación de electricidad puede ser aplicado a diferentes elementos del sistema eléctrico: operadores de plantas, tecnología, fabricantes de equipo principal y combustibles para generar, entre los principales. Este trabajo se enfoca en la mezcla de tecnologías para generar electricidad, debido a que es la fuente más importante de diversificación.

Otro aspecto importante al que se enfrenta en la actualidad la comunidad internacional y por lo tanto las empresas eléctricas es el cambio climático, propiciado por el incremento de la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero, principalmente el bióxido de carbono, lo que hace más urgente la diversificación de la generación y la utilización de energías renovables. En materia de energía renovable, en México las centrales hidroeléctricas son las que más se han desarrollado, aunque en la actualidad éstas son mal vistas por algunos grupos de la población, debido a que causan impactos sociales y económicos en las regiones donde se instalan. Seguidas por las geotérmicas y últimamente las eólicas. Estas fuentes de generación representan el 24% de la capacidad instalada, aunque sólo representan el 12.4% de la generación anual de electricidad debido a que las hidráulicas y las eólicas tienen un factor de planta bajo. Por otro lado, la generación basada en combustibles fósiles representa el 82.69% de la generación total, produciendo el 24% de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En este sentido, México se comprometió voluntariamente, dentro del marco del

protocolo de Kyoto, a reducir, para el año 2050 el 50% GEI, implicando para la Comisión Federal de Electricidad una oportunidad inmejorable para contribuir a reducir las emisiones de GEI, que además le darían acceso a la obtención de recursos por medio de los bonos de carbono.

Lo anterior ha propiciado una creciente preocupación del medio ambiente, haciendo que las leyes y regulaciones en ese aspecto sean más estrictas.

1. Fundamentos de la Investigación

1.1. Planteamiento del problema

La misión de la CFE es: “Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo de país y con la preservación del medio ambiente.” (CFE Quienes somos 2010, diciembre. Disponible en <http://www.cfe.gob.mx>).

Podemos destacar de esta misión los criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad. La suficiencia está relacionada con las acciones que debe efectuar la CFE para tener la capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda. El segundo criterio, el de la competitividad, aunque es más complejo definirlo, alguna vertiente de éste implica que la empresa compita con el mercado, para lo cual existen índices de medición, para la rentabilidad y el servicio al cliente y se puede establecer que una empresa es competitiva si su rentabilidad y el servicio al cliente son superiores al promedio de la industria a la que pertenece. En este caso, para una empresa

monopólica como la CFE, resulta imposible compararse en el ámbito nacional, teniendo que comparar sus índices otras empresas a nivel internacional. El tercer criterio, sustentabilidad, tiene que ver con que la realización de las acciones presentes no comprometan el futuro del planeta tanto en sus recursos naturales como en su medio ambiente.

Se puede establecer que estos criterios son vectores que están en diferentes direcciones, debido a que el estricto cumplimiento de uno de ellos puede afectar a los otros. Un ejemplo pertinente: si para cumplir con la suficiencia se instala mayor capacidad cuidando la rentabilidad, puede afectarse la sustentabilidad. Así podemos observar que la toma de decisiones de inversión es un proceso multifactorial, en donde la diversificación de las inversiones de generación de energía equilibra las decisiones. El objetivo sería, entonces, realizar la planeación del sistema eléctrico considerando los criterios anteriores.

Para lograr la expansión del sistema eléctrico la CFE desarrolla, actualmente, una serie de estudios coordinados desde la Subdirección de Programación, dando como resultado el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), el cual tiene un horizonte de planeación de 15 años y en cuya última edición se comprende un horizonte de planeación del 2012 al 2026. Los principales estudios que contiene este documento son: pronósticos de la demanda, estudio regional del mercado eléctrico, estudio de la infraestructura actual de generación y transmisión, planeación de la generación, planeación de la transmisión, expansión de la red de distribución, requerimientos de inversión y efectos de escenarios alternos del mercado eléctrico. En cada uno de los anteriores estudios se invierte una gran cantidad de horas hombre,

interviniendo un número elevado de especialistas. Al analizar dicho documento, se manifiesta claramente que una de las principales estrategias que se plantean es la diversificación de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables. (Comisión Federal de Electricidad, 2011).

En el artículo 4° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) se establece que la planeación del sistema eléctrico nacional, queda comprendida en la prestación del servicio público de energía eléctrica. En la misma ley en el artículo 36 bis se establece que, "(...) 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, (...)."

El anterior artículo fue reformado en 2011 con el fin de agregar las externalidades ambientales para cada tecnología.

Como se puede observar en el texto de dicho artículo, la planeación se realiza con criterios de minimización de costos, lo cual en el pasado era una metodología aceptable, puesto que los precios de los combustibles eran estables. A partir de la primera gran crisis petrolera de principios de los años setenta, los combustibles fósiles han sufrido una alta volatilidad, por lo que el supuesto de estabilidad cambió a supuesto de incertidumbre. Además de lo anterior, la conciencia sobre los problemas del medio ambiente prácticamente no existía. A partir de los años noventa el mundo tomó conciencia de la relevancia de la problemática ambiental y en especial, del cambio

climático por el calentamiento global, provocado principalmente, por los gases de efecto invernadero.

Lo anterior limita las decisiones de CFE sólo a proyectos que resulten con menor costo, por lo que la generación de energía con fuentes no convencionales no será elegible por implicar un costo mayor de inversión, y de esta manera se perderán oportunidades en el mercado internacional para fondear los proyectos de inversión a largo plazo, provistos por organismos que otorgan recursos con tasas preferenciales o a fondo perdido para proyectos de energía renovable.

Aunque existe la conciencia de diversificación, ésta es establecida, en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), como el cumplimiento de cuotas y compromisos políticos por lo que aparecen programadas centrales hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eólicas y solares. El problema es que dicha diversificación está contemplada sólo como un porcentaje de generación a alcanzar con fuentes alternas y se desconoce si la mezcla de tecnologías es eficiente. Sólo metodologías que contemplen la incertidumbre que generan las fluctuaciones en precios de los combustibles fósiles podrán ayudar a la CFE a seleccionar un portafolio de activos de generación eficiente.

Resulta importante para la CFE establecer las estrategias de inversión que consideren la incertidumbre para que le ayuden a minimizar los costos de generación al menor riesgo posible, con el fin de obtener fondos internacionales en mejores condiciones e incrementar la generación de electricidad con proyectos de energía renovable.

1.2. Preguntas de Investigación

- ¿De qué forma se puede seleccionar un portafolio de centrales de generación eléctrica, que incluya centrales de energía renovable con objeto de reducir el riesgo provocado por la variabilidad del precio de los combustibles?
- ¿En qué medida la variabilidad del costo de las tecnologías para generar electricidad, impactará en la eficiencia del portafolio de activos de generación medido en función del riesgo y rendimiento del portafolio?
- ¿En qué medida se puede reducir el riesgo en la generación de energía eléctrica, provocado por la volatilidad en el precio de los combustibles, mediante la aplicación de la teoría de portafolio en la conformación de la cartera de activos de generación?
- ¿Desde el punto de vista de la teoría de portafolio la cartera actual de activos de generación es eficiente?
- ¿Desde el punto de vista de la teoría de portafolio la cartera proyectada por CFE para el año 2026 es eficiente?
- ¿Utilizar herramientas financieras que contemplen el riesgo de variación en los costos de generación proporciona portafolios con mayor proporción de tecnologías de generación de energía renovables?

1.3. Objetivos

- Determinar un método para la selección de centrales de generación que reduzca el riesgo provocado por la variabilidad de los combustibles fósiles.

- Determinar la frontera eficiente del portafolio de activos de generación de la Comisión Federal de Electricidad, utilizando la teoría de portafolio.
- Determinar la reducción del riesgo del portafolio de activos de generación, en función del rendimiento del mismo.
- Determinar si el portafolio actual de activos de generación es eficiente, utilizando la teoría de portafolio.
- Determinar si el portafolio proyectado para el año 2026 es eficiente, utilizando la teoría de portafolio.
- Determinar el incremento de generación con fuentes de energía renovable al utilizar herramientas financieras que contemplen el riesgo.

1.4. Hipótesis

La aplicación de herramientas financieras, que contemplen el riesgo provocado por la variabilidad del precio de los combustibles fósiles, ayudará a tomar mejores decisiones disminuyendo el riesgo, medido por la variabilidad del portafolio.

1.5. Variables de decisión

- Variable independiente. Riesgo
- Variable dependiente. Rendimiento.

1.6. Justificación

La energía eléctrica para un país representa un insumo de vital importancia para el desarrollo de su industria y el bienestar de la población. Se puede establecer que es

un tema de seguridad nacional, motivo por el cual la mayoría de los países tienen un control estatal, aunque el servicio este concesionado a la iniciativa privada. El hecho de que un país dependa de una sola fuente de combustible incrementa el riesgo de escasez de combustible, volatilidad de precios, etc. Mismos que disminuyen drásticamente al diversificarlos.

Es importante desarrollar y promover otras formas de evaluar y seleccionar los activos bajo un esquema de portafolio, con el fin de otorgarle al país mayor confiabilidad en materia energética, al poder seleccionar un portafolio de activos de generación que incluya fuentes de generación más eficientes y confiables, con la certeza de la disminución del riesgo, con el mismo o mayor rendimiento.

1.7. Método

1.7.1. Diseño

En este capítulo se plantean todos los pasos que se realizarán para alcanzar el objetivo de la investigación, así como demostrar la hipótesis planteada, para lo cual se presenta como situación actual la cartera de activos actual y la cartera planteada para el año 2026, en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012 – 2026.

Hasta hoy la planeación de la expansión del sistema eléctrico principalmente se ha basado en encontrar la alternativa de generación de mínimo costo, este enfoque funcionó muy bien en el pasado cuando los precios de los combustibles eran relativamente estables. Hoy la tecnología ha permitido tener una gama más amplia de formas de generar cada vez con mayor eficiencia y más económica, esto aunado a la

volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, hace que se tenga que incluir a la incertidumbre en los análisis.

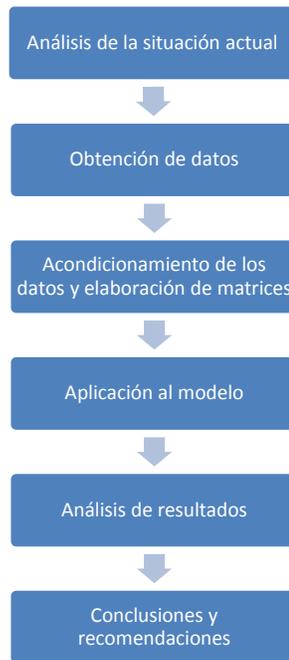
En la investigación se aplicará el método científico, con un diseño de investigación no experimental, de corte transversal y de tipo correlacional causal debido a que los datos que se utilizarán ya ocurrieron y por lo tanto no van a ser manipulados, son estos a una fecha determinada y describen las relación entre las variables como rendimiento, riesgo, generación eléctrica, costo nivelado y precio de venta.

La metodología que será utilizada se desprende de la Teoría de Portafolio, desarrollada por H. Markowitz, planteada como un modelo de optimización restringida, cuya función objetivo consiste en la maximización de los rendimientos, sujeta a un riesgo determinado por el planeador.

1.7.2. Diagrama de flujo

A continuación se muestra el diagrama de flujo para la realización del trabajo de campo.

Figura 1.1 Diagrama de flujo del trabajo de campo



Fuente: Elaboración Propia

2. Marco teórico

En el presente capítulo se revisa el estado del arte, así como los principales aspectos conceptuales para el mejor entendimiento del desarrollo del presente trabajo.

La preocupación por encontrar la forma eficiente de diversificar los activos de generación ha dado lugar a la escritura de numerosos trabajos que abordan el tema bajo diferentes enfoques, en este apartado se describen los trabajos relacionados más importantes.

Shimon Awerbuch (2000) fue uno de los principales impulsores de la aplicación de la teoría de portafolio de media varianza en el proceso de selección de tecnologías de generación.

En el año 2000, publicó un artículo donde realiza un ensayo para los Estados Unidos utilizando las dos tecnologías dominantes en ese país (gas natural y carbón), utiliza los costos de combustible exclusivamente y considera como activo libre de riesgo a la energía eólica. Awerbuch concluye que al considerar una energía cara como la eólica, el riesgo y el costo variable de generación disminuyen.

En 2003, Awerbuch y Berger publicaron un artículo con el objetivo de mejorar políticas de diversificación y seguridad energética en la Unión Europea, utilizando también la teoría de portafolio de Markowitz. La diferencia con el método tradicional de costo mínimo es la necesidad de incluir el riesgo de la generación de energía, medido por la variabilidad en el precio de la generación de energía para obtener la frontera eficiente del portafolio de generación. Como resultado de este estudio, un portafolio de

tecnologías de generación con diferentes características financieras puede a lo largo del tiempo ser menos costoso que un portafolio que sólo se base en tecnologías de costo mínimo, como las de combustibles fósiles.

Stirling (2008) hace un estudio profundo de las características de un sistema de energía diverso e identifica tres propiedades de la diversidad (variedad, balance y disparidad). Basado en dicha descomposición para el concepto de diversidad, desarrolla un marco para cuantificar la diversidad de un sistema de energía.

Bolinger y Wiser (2008) se concentran en la fuente principal de riesgo para los inversionistas en el sector de generación, riesgos del precio de combustible y sus relaciones con los precios de la energía. Estos autores argumentan que la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, especialmente el gas, debería ser tomada en cuenta en las decisiones de inversión y selección de la tecnología.

Bazilean y Roques (2008) abordan la diversidad en términos de riesgo y detallan los diferentes tipos de riesgo que afectan a las decisiones. Ilustran el potencial de la teoría de portafolio de la media varianza, para balancear los beneficios de la reducción de riesgos de varios portafolios tecnológicos.

Blyth (2008) explora el potencial de las opciones reales para complementar el análisis de la teoría del portafolio. La teoría de las opciones captura el impacto en la oportunidad de inversión y la flexibilidad en la administración de la valuación de las inversiones. Esto da un conjunto diferente de visiones de políticas. El problema aquí no concierne tanto con una definición de arriba hacia abajo de una mezcla óptima, sino de

un entendimiento de abajo hacia arriba de los incentivos que enfrenta una inversión individual bajo incertidumbre.

Awerbuch y Yang (2006) hacen una aplicación de la teoría de portafolio para una mezcla de generación en la Unión Europea, con el fin de reducir tanto el costo en el año 2020 como el riesgo de generación y las emisiones de CO₂, y así también ampliar la seguridad de suministro de energía. Utilizan el costo nivelado de generación para obtener el retorno para cada tecnología. Las mezclas óptimas de generación obtenidas contienen grandes participaciones de viento, nuclear y tecnologías limpias, las cuales son energías más caras por sí mismas.

Jensen y Beurskens (2008) presentan un portafolio de activos de generación para Holanda para el año 2030. Este trabajo se enfoca en la dimensión del costo-riesgo de la cartera holandesa de tecnologías de generación en lugar de rendimiento-riesgo para el despliegue potencial adicional de las tecnologías de generación renovable. El resultado muestra que la energía renovable reduce el riesgo con un pequeño impacto en el costo de la cartera.

Doherty et al. (2008) realizaron un caso de estudio para un sistema de electricidad aislado en Irlanda, tomando en cuenta el porcentaje máximo de participación de tecnologías con intermitencia de generación para garantizar la seguridad de suministro del sistema. Los portafolios resultantes son examinados con respecto al

impacto de los costos del carbón sobre el desarrollo de plantas de generación eólicas.

Krey y Zweifel (2008) se concentran en las maneras de mejorar la estabilidad de las correlaciones entre diferentes precios de combustibles y como robustecer la teoría de portafolio. Utiliza un enfoque econométrico, para filtrar los componentes sistemáticos de la matriz de covarianzas. Aplica su enfoque a computar portafolios de generación para Suiza y Estados Unidos.

Van Zon y Fuss (2008) determinan un portafolio óptimo para el Reino Unido con volatilidad en los precios del combustible e incertidumbre, concerniente al progreso tecnológico en un contexto cambios técnicos e inversiones irreversibles. Combinan teoría de portafolio con aspectos de programación dinámica. Este modelo es ilustrado en el contexto de políticas públicas actuales en el Reino Unido y demuestran que la reducción del riesgo incrementa el costo.

Delarue, et al, (2008) presentan el modelo de portafolio distinguiendo entre capacidad instalada, energía y la energía instantánea real entregada. De esta manera, la variabilidad de la energía del viento y los límites de rampa de las plantas convencionales son correctamente incluidos en la optimización de la inversión. Los resultados muestran que la introducción de las centrales eólicas puede bajar el riesgo del costo de generación.

Florian Kienzle et al, (2007) analizan la eficiencia del portafolio de generación de la empresa de electricidad BKW, una de las mayores empresas de Suiza. Aplican la teoría de portafolio media - varianza a las mezclas actual y futura y se derivan las respectivas fronteras eficientes. El análisis se basa en cambios relativos en los costos de generación complementado por un análisis de costos reales.

Gustavo A. Marreiro et al: (2009) presentan un trabajo para evaluar la política de energía de Brasil. El análisis utiliza la teoría de portafolio media – varianza para evaluar la eficiencia de la mezcla de generación de energía, en términos de costos y riesgos. El portafolio de generación de Brasil está cercano a la frontera eficiente debido a la hidroelectricidad aporta el 79% de la generación. En Brasil la tendencia de la diversificación es aumentar la participación de plantas de combustible fósil, pero si se introduce un precio al CO₂ puede ser una opción para promover fuentes renovables de generación y reducir el nivel de activismo discrecional del gobierno.

2.1. Planeación del Sistema Eléctrico

La planeación a largo plazo de energía eléctrica se desprende de la obligación que la Secretaría de Energía tiene que realizar, cada año, de acuerdo a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, que en su artículo 33 indica la obligación de enviar cada año al Congreso (para su ratificación) la Estrategia Nacional de Energía, con un horizonte de 15 años en la que participa el Consejo Nacional de Energía. (Congreso de la Unión, 2008). Por otro lado la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) menciona, en el artículo 31 las condiciones para la planeación de la expansión del sector eléctrico, tomando en cuenta la seguridad y la sustentabilidad a largo plazo.

En la industria eléctrica, las decisiones acerca de la selección de centrales generadoras, tienen impacto tanto en el mediano plazo como en el largo plazo, debido a que, una vez realizada la decisión, ésta comienza a operar en los próximos 2 a 5 años,

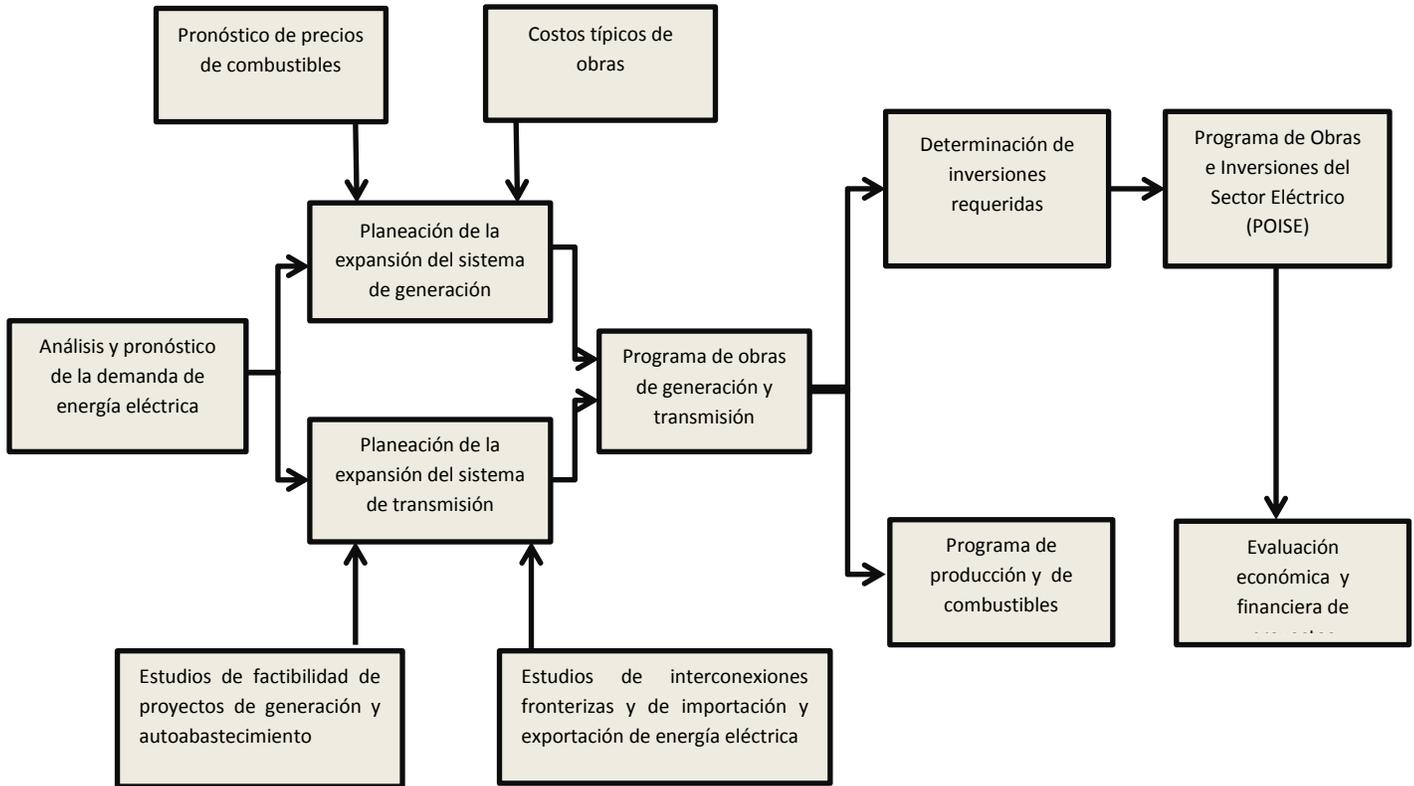
con una vida útil de 30 a 40 años, por lo que este tipo de decisiones se convierten en estratégicas, puesto que una mala decisión incrementará los costos en el futuro.

La elaboración de la planeación del sistema eléctrico es llevada a cabo por CFE, con base a la Estrategia Nacional de Energía (ENE). El objetivo es obtener un plan de expansión que permita satisfacer la demanda futura de electricidad a costo mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad, respetando las normas y disposiciones nacionales e internacionales en materia energética, social, financiera y ambiental.

La Planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) requiere que, en los estudios, se empleen: a) criterios técnicos, cuyo objetivo es garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro; b) criterios económicos dirigidos a suministrar la energía eléctrica al menor costo de largo plazo; c) criterios financieros que garanticen una rentabilidad adecuada para cada proyecto y cumplan con las reglas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP); d) criterios ambientales para desarrollar proyectos ecológicamente sustentables, además de cumplir con la normatividad en materia ambiental.

La elaboración de la planeación requiere de insumos, que son procesados con la utilización de modelos que permiten realizar análisis y dan como resultado la programación de obras de expansión de la infraestructura de generación, transmisión y distribución.

Figura 2.1 Planeación de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (2005)

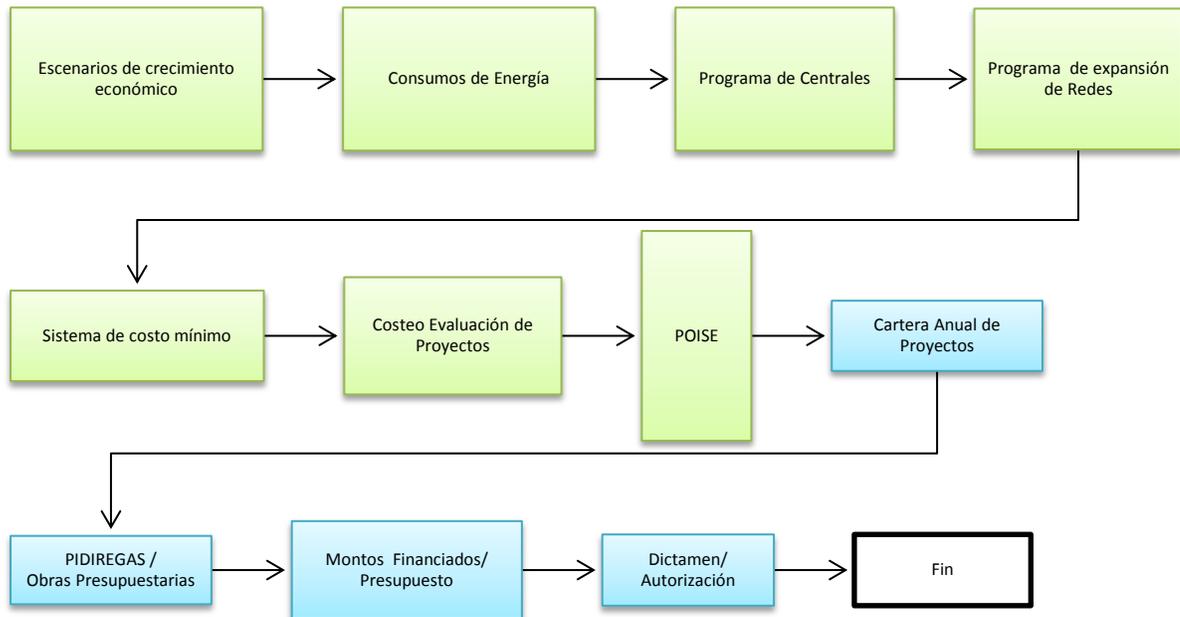
En el proceso de planeación se deben responder las siguientes preguntas:

- ¿Qué capacidad instalar para asegurar un nivel adecuado de confiabilidad?
- ¿Cómo combinar las diferentes tecnologías disponibles en el presente y en el futuro?
- ¿Dónde se deben localizar los equipos?
- ¿Cuándo es el momento de incorporar los equipos al sistema?

Estas preguntas deben ser respondidas de acuerdo con el horizonte de tiempo de la decisión de que se trate. La planeación tiene diferentes horizontes de tiempo, que van de acuerdo a la industria. En la industria eléctrica, el largo plazo abarca de 10 a 30 años. En este horizonte, se establecen lineamientos y la estructura de generación, siendo el mediano de 4 a 10 años, en el cual se realiza el programa de centrales generadoras, y el corto, de 1 a 4 años, donde se realizan ajustes al programa, como pueden ser adelantos o retrasos de los proyectos de centrales.

La planeación del sistema eléctrico se realiza anualmente, revisando el escenario de crecimiento y la proyección del consumo de energía. Con esto, se revisa el programa de centrales y el programa de expansión de redes (ver figura 2.2).

Figura 2.2 Ciclo Anual de Planeación.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad 2005.

Es importante hacer notar que en el proceso de planeación se enfrenta a la incertidumbre, en situaciones como: precio de los combustibles, crecimiento de la demanda, desarrollo tecnológico, hidrología, desastres naturales, normativa ambiental, crecimiento de la demanda y disponibilidad de los combustibles, lo que hace necesario el uso de modelos de simulación cada vez más sofisticados como el modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package), que permite determinar el plan óptimo de adiciones de capacidad de generación para el sistema eléctrico en un horizonte de hasta 30 años, la función objetivo a minimizar es la suma de los costos a valor presente, de la inversión, operación y falla. También se ocupan otros modelos para análisis de interconexiones de la red entre regiones como el EXPANDIN o el modelo México que evalúa la confiabilidad de la red de transmisión, así como modelos de

análisis de redes eléctricas, para la definición detallada de las redes de transmisión y distribución.

La selección de la cartera de proyectos se realiza con base en el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), dice: ...*“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,...”* (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2004) el cual se puede traducirse en una función matemática cuyo objetivo es minimizar la suma de los costos del suministro más los de falla. Los costos del suministro están dados por la suma de los costos de inversión más los costos de operación. El costo de falla es el costo en el que incurre la sociedad debido a la energía no suministrada y está relacionado con la probabilidad de que el sistema falle, situación no deseada, debida a la incertidumbre, ésta se evita aumentando la capacidad instalada, lo que se conoce como “margen de reserva”. El margen de reserva se deriva del cociente de la diferencia entre la capacidad efectiva bruta instalada y la demanda máxima coincidente, dividida entre la demanda máxima coincidente, expresada en términos porcentuales. Para obtener el margen de reserva total es necesario obtener la capacidad máxima disponible, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$MR = \frac{C_{ef} - DMBC}{DMBC} * 100 \quad (2.1)$$

Donde:

MR= Margen de Reserva

C ef= Capacidad efectiva

DMBC= Demanda Máxima Bruta Coincidente.

$$MRO = \frac{C\ ef\ disp - DMBC}{DMBC} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:

MRO= Margen de Reserva Operativo

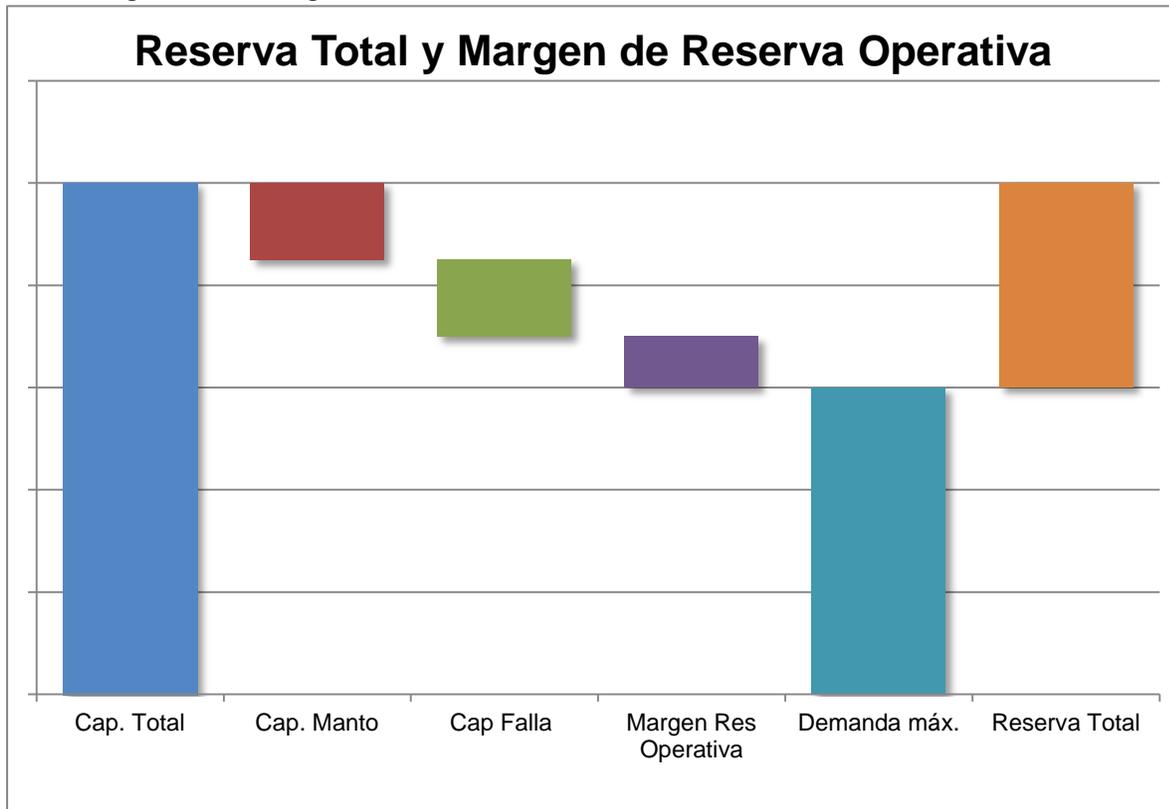
C ef disp =Capacidad efectiva disponible

DMBC= Demanda Máxima Bruta Coincidente.

Donde:

Capacidad efectiva bruta disponible = Capacidad efectiva bruta – Capacidad indisponible.

Figura 2.3 Margen de Reserva.



Fuente: CFE-Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026

2.2. Concepto de Estrategia

En cualquier país, el tema de la industria eléctrica resulta trascendental para su desarrollo y por lo tanto, se convierte en un asunto estratégico.

Para tener una mejor comprensión, a continuación se explicarán brevemente algunos conceptos relacionados con el término "estrategia".

Existe una gran cantidad de literatura acerca de estrategia, término acuñado en la antigua Grecia utilizado para designar al general de batalla. El concepto esta

conformado por dos vocablos griegos: “*stratos*” que significa “*ejército*” y del verbo “*ago*”/“*agein*” que significa “*guiar*”/“*conducir*”. A través del tiempo el término fue usado por los militares para denotar el conjunto de acciones para derrotar al enemigo. Actualmente, en el mundo de los negocios es una palabra usada indistintamente para situaciones diversas, que van desde denotar un asunto de gran relevancia hasta el empleo de recursos para hacer que algo funcione. (Tompson & Strickland, 2001)

La estrategia de una compañía es el plan de acción de la administración para operar el negocio y dirigir sus operaciones. En otras palabras se trata de los cómo, por ejemplo de ¿cómo pretende crecer la empresa?, ¿cómo obtener más rentabilidad?, ¿cómo evitar ciertas amenazas?, ¿cómo aprovechar las habilidades y fortalezas?, etc.

De lo anterior se desprende que la estrategia está relacionada el futuro y por lo tanto, puede no resultar exitosa, si éste no fue considerado adecuadamente o si las circunstancias del ambiente cambiaron. Por ello la estrategia debe de surgir de un análisis cuidadoso de todas las situaciones que rodean a la empresa, empleando todos los instrumentos de análisis cuantitativo y cualitativo que estén al alcance, como pueden ser modelos estadísticos, financieros, económicos, sociales, etc.

El análisis cuidadoso del entorno, de la situación interna de la empresa y el buen juicio, no garantizan el éxito, pero sí otorgan mayores probabilidades de ocurrencia.

Desde este punto de vista, resulta evidente que para la industria eléctrica la estrategia significa, *cómo* enfrentar el futuro en un ambiente global lleno de incertidumbre con respecto de los precios de los combustibles, de la tecnología disponible, de la situación económica y social. Es decir, cómo generar energía dentro

de 5, 10 ó 20 años respetando el medio ambiente, cómo evitar la dependencia en la generación con un solo combustible, cómo generar, así planear la expansión del sector eléctrico no resulta una tarea fácil, pues demanda un análisis cuidadoso del entorno.

Es a partir de los años setenta, cuando estallo la primera crisis petrolera, que se realiza un cuidadoso análisis del entorno en el cual, se observa el comportamiento del precio y de la demanda de los combustibles fósiles. A partir de la cual las naciones industrializadas emprendieron estrategias para evitar la dependencia del petróleo. Estas estrategias van desde el diseño y la fabricación de máquinas con mayor eficiencia, hasta la investigación de fuentes alternas de energía, es decir la diversificación.

La estrategia de diversificación puede tener diferentes significados, dependiendo de la empresa o la industria de que se trate. Por ejemplo, para alguien quiere decir abrir otras empresas relacionadas o no con la actividad de la empresa, para un inversionista significa invertir en diferentes instrumentos financieros. En la industria de generación eléctrica el concepto no es tan sencillo de definir, ya que se puede aplicar tanto a la mezcla de combustibles, la tecnología de las centrales, operadores de centrales o fabricantes del equipo principal. (Bazilean, 2008)

Una fuerte dependencia de un solo combustible para generar electricidad, tiene fuertes consecuencias económicas y de seguridad de suministro tanto en el corto como en el largo plazo. Por el contrario, un sistema eléctrico diversificado es menos propenso, en el corto plazo, a ser afectado por interrupciones en el suministro de combustible, debido a la capacidad de poder cambiar de combustibles. En el largo

plazo la diversificación reduce la sensibilidad a las variaciones en los precios de los combustibles.

2.3. Fundamentos Financieros

2.3.1. Proyectos de inversión.

De acuerdo a la definición establecida en el manual de normas presupuestarias para la Administración Pública los proyectos de inversión son: *“..los conjuntos de obras y acciones que llevan a cabo las dependencias y entidades para la construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de atender una necesidad específica o solucionar una problemática y que generan beneficios y costos a lo largo del tiempo...”* (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2004).

La CFE realiza inversiones con objeto de realizar alguna expansión, reemplazar activos, realizar mantenimientos mayores de centrales de generación y repotenciación de centrales.

Los proyectos de expansión son los que se realizan con el objetivo de ampliar las operaciones de la empresa, efectuados, regularmente, a través de la adquisición de activos fijos.

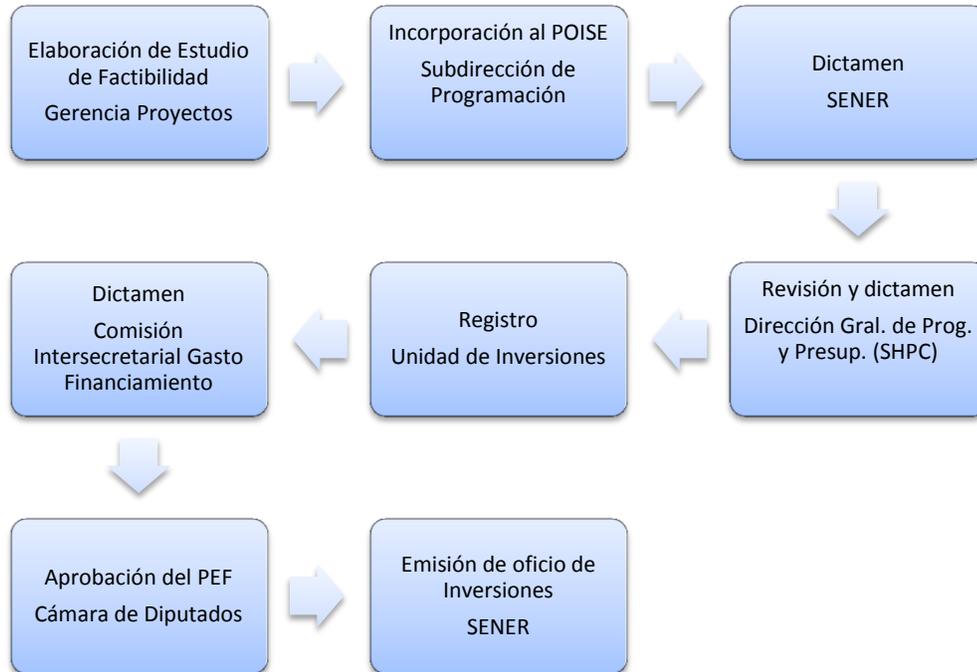
Los proyectos de reemplazo son los que están relacionados con la sustitución de equipos que ya cumplieron su vida útil.

La repotenciación es cuando la inversión tiene por objeto aumentar la capacidad de las centrales de generación.

Las inversiones están sujetas a estudios de factibilidad técnico-económica, que deben cumplir con los criterios fijados por la Secretaría de Hacienda y los presenta a la Cámara de Diputados para su aprobación presupuestal.

En la Fig. 2.4 se pueden observar los principales pasos para elaborar un proyecto de generación de energía en CFE, iniciando con los estudios de factibilidad en alguna de las Gerencias de Proyectos, (Termoeléctricos, Geotermoeléctricos o Hidroeléctricos) y termina con la emisión del oficio de inversiones por parte de la Secretaría de Energía.

Figura 2.4 Secuencia de un proyecto de generación de energía.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (2005).

2.3.2. Valor Temporal del dinero

Un concepto importante en la selección y evaluación de proyectos es la naturaleza temporal del valor del dinero en el tiempo, lo cual significa que los proyectos deben valorarse a la luz del futuro y del presente.

Una cantidad de dinero recibida hoy no tiene el mismo valor nominal que si la recibimos en el futuro, por la posibilidad de invertirla y ganar intereses.

Lo anterior sin considerar la inflación que por sí misma representa una pérdida de valor del dinero en el tiempo. Por otro lado, la tasa de interés debe contemplar la inflación más un premio.

Esto conduce a la definición de los precios corrientes y los precios constantes. Los precios corrientes son aquellos que están en moneda del momento, es decir incluyen la inflación, mientras que los precios constantes están expresados en moneda de una fecha determinada, que puede ser el inicio o la terminación de un año. Cuando estos se utilizan debe establecerse claramente que son precios constantes del año X. Este concepto sirve para comparar valores de proyectos que fueron realizados en fechas diferentes, situación posible al descontar la inflación.

2.4. Metodologías para la evaluación de proyectos de inversión.

2.4.1. Costo Nivelado

El costo nivelado está basado en el concepto de matemáticas financieras denominado costo anual equivalente, el cual es usado para comparar proyectos de inversión con diferente vida útil. El Costo Nivelado de Generación se expresa en pesos por unidad de generación (\$/kWh, \$/MWh, \$/GWh o \$/TWh).

El Costo Nivelado de Generación es la suma de tres costos nivelados: inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento. Para el cálculo de cada uno deben tomarse en cuenta diversos factores para cada tecnología.

Debido a que el costo nivelado de inversión es el más importante, sólo se explica la técnica para la obtención de éste; sin embargo, la misma técnica puede ser empleada para obtener los costos nivelados para los conceptos de combustible y de operación y mantenimiento. Para el caso de las centrales geotérmicas el costo de la operación y mantenimiento de los pozos, es considerado el costo del vapor, que es el

equivalente al costo del combustible. Para las centrales nucleoelectricas el combustible reviste características similares, por lo tanto también es necesario realizar cálculos similares al del costo de inversión.

Para el cálculo del costo nivelado de inversión es necesario considerar aspectos técnicos y económicos de cada tecnología.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión puede ser definido como la anualidad anticipada de la inversión I a una tasa de descuento i establecida, dividida entre la generación neta anual GNA . Si esta última es uniforme, año con año, entonces el costo nivelado de generación por concepto de inversión es: la ecuación del costo nivelado puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] [I] \quad (2.3)$$

Donde:

CI = Costo nivelado de la inversión (MWh).

I = Inversión en el año (pesos).

C = Capacidad de la central (MW).

GNA = Generación neta en el año (MWh).

n = vida útil de la central (años).

i = Tasa de descuento (como fracción de la unidad).

La generación anual neta (GNA) es definida como las horas anuales reales de generación, y se calcula de acuerdo a la ecuación 2.4:

$$GNA = (1 - up) * fp * 8,760 \quad (2.4)$$

Donde:

GNA = Generación Anual Neta.

up = Usos propios (como fracción de la unidad).

fp = Factor de planta (como fracción de la unidad).

8,760 = Número de horas en un año.

El factor $\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$ es conocido como factor de recuperación del capital y es denotado por el símbolo *frc* (*i* , *n*). Pero como se requiere que la anualidad quede al inicio del periodo se divide entre (1 + *i*). Por lo tanto, el primer término de la ecuación (2.5) puede escribirse como:

$$\frac{frc(i, n)}{(1 + i)} \quad (2.5)$$

Por otro lado, la expresión puede tomar la forma siguiente sustituyendo (2.5) en (2.3):

$$CI = \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1 + i)} \right] [I] \quad (2.6)$$

Con la expresión anterior puede calcularse el costo nivelado por concepto de inversión. (Comisión Federal de Electricidad, 2011).

2.4.2. Valor Presente Neto.

Un método muy utilizado por su fácil comprensión es el del valor presente neto (VPN), ya que tanto las erogaciones como los ingresos son llevados a un mismo punto en el tiempo, transformándolos en dinero equivalente de hoy. De esa manera, resulta sencillo realizar la comparación mediante una suma algebraica de los ingresos y las inversiones, por convención los ingresos se consideran positivos y las inversiones o egresos como negativos. Por ello el valor presente neto (VPN) se define como la suma algébrica de las inversiones y de los ingresos en un mismo momento en el tiempo.

$$VPN = -Inversión\ al\ momento\ 0 + Flujo\ de\ caja\ al\ momento\ 0 \quad (2.7)$$

Dicho de otra manera, el valor presente neto (VPN) de un proyecto es suma algebraica de la inversión total, más la suma algebraica del valor presente de los flujos de efectivo del proyecto. Este método se emplea para proyectos con la misma vida útil. Si se quiere aplicar para proyectos con vida útil distinta, el análisis debe hacerse sobre la base del mismo número de años. Las alternativas se replican al mínimo común múltiplo. Por ejemplo, si los años para la alternativa A son 3 y para la alternativa B son 2, entonces, el análisis se realiza para 6 años, que es el mínimo común múltiplo. El criterio de aceptación es el siguiente: si el valor presente neto (VPN) es mayor o igual a cero, se acepta el proyecto, si se está analizando con una alternativa; si se comparan alternativas, se acepta la alternativa del proyecto que demuestre el mayor valor presente neto.

$$VPN = -I + \sum_{t=1}^n FC_t(1+i)^{-t} \quad (2.8)$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto.

I = Inversión total.

FC_t = Flujo de caja del periodo t.

i = Tasa de descuento.

n = vida útil del proyecto.

2.4.3. Tasa Interna de Retorno.

La tasa interna de retorno es la tasa que iguala a la inversión total con el valor presente de los flujos descontados, dicho de otra manera, es la tasa de descuento por la que el valor presente neto de un proyecto es igual a cero.

El criterio de aceptación de un proyecto es cuando la tasa interna de retorno (TIR) es mayor o igual que la tasa de rendimiento mínima aceptable (TRMA). (Blank, 1987)

$$VPN = 0 \quad (2.8)$$

$$\sum_{t=1}^n FC_t * (1 + TIR)^{-t} - I = 0 \quad (2.9)$$

Dónde:

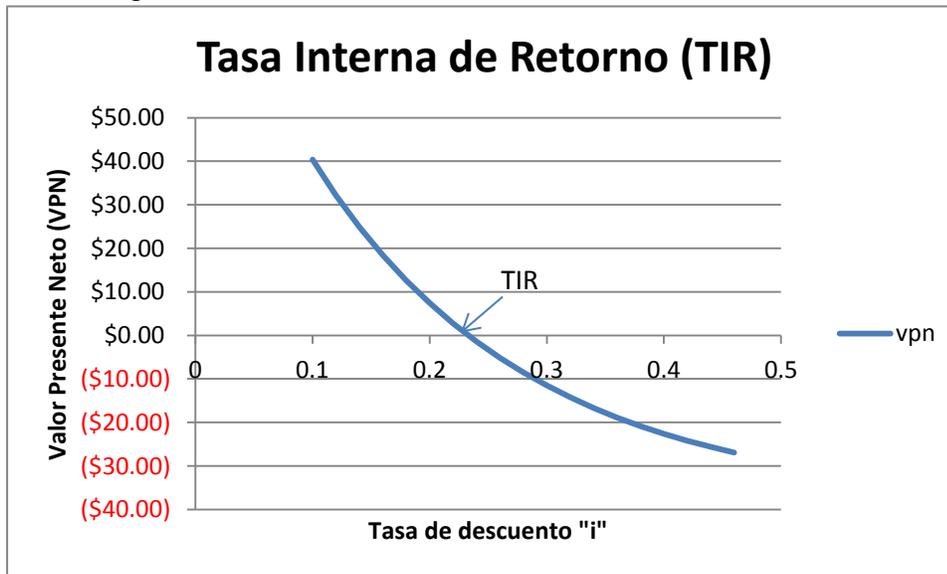
FC_t = Flujo de caja en el periodo t.

TIR = Tasa Interna de Retorno.

I = Inversión.

n = vida útil del proyecto.

Fig. 2.5 Tasa Interna de Retorno.



Fuente: Elaboración propia

2.4.4. Periodo de Recuperación de Capital

Por último, el criterio basado en el periodo de recuperación mide la rentabilidad de un proyecto en función del plazo en el cual se recupera la inversión. El periodo de recuperación de capital (PRC) se define como el lapso comprendido entre el primer desembolso y el momento en que el VPN se torna positivo.

El análisis se elabora utilizando los valores del flujo de caja. Para determinar el periodo de recuperación, a una tasa de retorno dada, se utiliza el siguiente modelo a fin de determinar el valor de n en años:

$$PRC = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (2.12)$$

Donde:

PRC = Periodo de recuperación de capital

FC_t = Flujo de caja al final del año t .

i = tasa de descuento.

I_0 = Inversión Total.

La ecuación anterior se aplica a los flujos de caja estimados y cuando el valor sea cero o mayor, éste es el valor de n . En caso de que el valor de n sobrepase la vida útil del proyecto, este deberá rechazarse inmediatamente, en caso contrario deberá compararse con el tiempo de recuperación de la inversión deseado; si n es mayor se rechaza, si es menor se acepta.

2.5. Riesgo e incertidumbre

Los conceptos de riesgo e incertidumbre son necesarios para poder entender las teorías de valuación de activos de capital.

En su acepción más pura el riesgo se puede definir como la posibilidad de perder. Una forma de entenderlo es mirándolo como la desviación del rendimiento real con respecto al rendimiento esperado de una inversión. Lo anterior implica que la persona que toma las decisiones conoce los posibles resultados.

La incertidumbre es la falta de certeza del resultado de alguna inversión, es decir el tomador de decisiones desconoce de antemano los posibles resultados de su inversión.

A principios del siglo XX, Frank Knight, publica el libro “Riesgo, Incertidumbre y Beneficio”, en el cual menciona que a pesar que los términos de riesgo e incertidumbre son usados indistintamente como sinónimos, involucran dos conceptos diferentes.

Por un lado, menciona que se está ante una situación de riesgo si el azar al que se enfrenta una determinada unidad productiva o una decisión puede medirse en términos probabilísticos.

Se atraviesa una situación de incertidumbre cuando es imposible realizar estimaciones o cálculos del azar, dado que se trata de una aleatoriedad con probabilidades desconocidas. Para Knight, la incertidumbre está relacionada con el tiempo que se lleva la obtención de resultados a futuro sobre las decisiones sobre recursos del presente. Por tanto, según el autor, el riesgo se refiere a situaciones en las cuales no sabemos el resultado de una situación dada, pero podemos medir con precisión, razonablemente buena, las probabilidades. La incertidumbre, por su parte, se refiere a situaciones donde no podemos conocer toda la información que necesitamos para, en primer lugar, determinar con precisión las probabilidades de éxito.

A cambio del riesgo asumido ante la incertidumbre, el empresario capitalista puede imponer su juicio sobre el plan de producción y reclamar los rendimientos o beneficios. (Knight, 1964)

Resumiendo lo anterior: a mayores riesgos asumidos, mayores rendimientos esperados.

2.5.1. Rendimiento de un activo

Si se quiere definir el rendimiento, se puede afirmar que es la variación del precio de un activo desde el momento de su compra hasta el momento de su venta. En otras palabras, es el precio de venta, menos el costo del activo.

Para poder solucionar matemáticamente el problema de la selección de activos del portafolio, necesitamos establecer una forma de medir el rendimiento de un activo.

Se conoce el valor P de un activo en el momento actual t y para determinar su rendimiento r en un periodo futuro t+n, se requiere conocer o estimar el valor P en dicho momento t+n. Existen dos enfoques que son comúnmente empleados para medir el rendimiento: el estándar y el logarítmico:

$$r_{t+n} = \frac{P_{t+n} - P_t}{P_t} \quad (2.13) \quad \text{Enfoque estándar}$$

$$r_{t+n} = \ln \frac{P_{t+n}}{P_t} \quad (2.14) \quad \text{Enfoque logarítmico}$$

El enfoque logarítmico da como resultado un rendimiento continuo, es decir se capitaliza cada instante, en cambio el enfoque estándar proporciona un rendimiento discreto que se capitaliza en periodos determinados. (Hubbert, 2012)

No existe un acuerdo universal que indique cuál enfoque debe usarse, puesto que cada uno tiene sus fortalezas y debilidades.

El enfoque estándar posee la propiedad de linealidad y esto la hace buen candidato para el análisis de portafolio, la desventaja que se puede presentar es que se debe tener cuidado acerca de la distribución de probabilidad ya que puede no ajustarse a la distribución normal.

El enfoque logarítmico no posee la propiedad de linealidad; en vez de eso existe una aproximación de relaciones lineales en pequeños periodos. La propiedad más interesante de este enfoque es que en periodos largos puede ser expresado como la suma de los rendimientos diarios. Bajo las condiciones adecuadas, esta propiedad puede proporcionar información más precisa sobre la evolución de rendimientos diarios para resolver problemas que involucran rendimientos multi-periodos.

A diferencia de los rendimientos estándar, los rendimientos logarítmicos pueden tomar cualquier valor del conjunto de números reales, por lo que pueden ajustarse a la mayoría de las distribuciones de probabilidad. (Hubbert, 2012)

2.5.2. Riesgo de un activo

Cuando se realiza una inversión se espera que el activo tenga los mayores rendimientos posibles; sin embargo, es muy posible que el rendimiento real sea diferente al rendimiento esperado. La medición más fácil del riesgo es la desviación del rendimiento esperado, definida como la diferencia entre el rendimiento real menos el esperado. Pero un inversionista no se quedaría tan tranquilo, sólo con una única estimación del rendimiento esperado. Para conocer más acerca de su inversión se imagina diferentes escenarios futuros, aparte del rendimiento esperado normal, le gustaría saber qué pasaría en un escenario optimista y en otro pesimista, asignando

probabilidades ante cada uno de ellos. Con este conjunto de eventos probables se puede construir una distribución de probabilidades y se encuentra en posibilidades de conocer el riesgo y el rendimiento esperado de su inversión.

Para ejemplificar lo anterior, si se propone un proyecto con tres escenarios posibles: en el escenario más probable se espera un rendimiento del 25% con una probabilidad de ocurrencia del 50%; en el escenario optimista, el rendimiento es del 30%, la probabilidad de ocurrencia del 20%; por último, en el pesimista, el rendimiento es del 15% y la probabilidad de que ocurra es del 30%, como se explica en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 Escenarios Rendimiento – Probabilidad de un activo

Escenario	Rendimiento	Probabilidad
Optimista	30%	20%
Más Probable	25%	50%
Pesimista	15%	30%

Fuente: Elaboración propia

Atendiendo a la amplitud del resultado el riesgo sería del 15%, que es la diferencia del rendimiento del escenario optimista menos el rendimiento del pesimista.

Ante diferentes rendimientos esperados de un activo y las probabilidades de ocurrencia de cada rendimiento, entonces, el rendimiento de la inversión bajo riesgo estaría dado por el rendimiento promedio ponderado en la siguiente expresión:

$$R_x = \sum_{i=1}^n r_i * P_i \quad (2.15)$$

Donde:

$R_x =$ rendimiento de la inversión en el activo x.

$r_i =$ rendimiento para el i ésimo escenario.

$P_i =$ probabilidad de ocurrencia del i ésimo rendimiento.

$n =$ número de escenarios considerados.

El rendimiento esperado para el ejemplo con la formula anterior sería de 23%.

Tabla 2.2 Cálculo del rendimiento esperado de un activo

	Rendimiento	Probabilidad	$r_i * P_i$
Optimista	30%	20%	0.06
Más Probable	25%	50%	0.125
Pesimista	15%	30%	0.045
Rendimiento esperado $R_x =$			0.23

Fuente: Elaboración Propia

2.5.3. Varianza y desviación estándar

Aunque algunas veces el riesgo puede medirse con la amplitud de rendimientos, la desviación estándar es una forma más precisa de estimarlo.

La varianza es el promedio del cuadrado de las diferencias del rendimiento real menos el rendimiento esperado y queda expresado mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_R^2 = \sum_{i=1}^n (r_i - R_x)^2 P_i \quad (2.16)$$

$$\sigma_R = \sqrt{\sum_{i=1}^n (r_i - R_x)^2 * P_i} \quad (2.17)$$

Tabla 2.3 Cálculo de la varianza y riesgo de un activo

Escenario	Rend k_i	Rend. Prom \bar{k}	$(K_i - \bar{k})$	$(K_i - \bar{k})^2$	$(k_i - \bar{k})^2 * Pr_i$
Optimista	.30	.23	-0.07	0.0049	0.0010
Más Probable	.25	.23	-0.02	0.0004	0.0002
Pesimista	.15	.23	0.08	0.0064	0.0019
Varianza					0.0031
Desviación estándar					0.056

Fuente: Elaboración propia

2.5.4. Coeficiente de variación

El coeficiente de variación mide el riesgo por unidad de rendimiento. Es útil cuando se tienen activos con diferentes rendimientos y se calcula dividiendo la desviación estándar entre el rendimiento esperado del activo:

$$CV = \frac{\sigma_R}{R_x} \quad (2.18)$$

3. Teorías de portafolio

La teoría de portafolio desarrollada por Harry Markowitz, sirvió de base a varios investigadores financieros para desarrollar modelos posteriores al modelo original. El modelo de valuación de activos de capital (CAPM, por las siglas en inglés de Capital Asset Pricing Model) fue publicado por William F. Sharpe en 1963. Basado en el CAPM, Stephen Ross desarrolló el modelo de valuación de activos por arbitraje (APT, por las siglas en inglés Arbitrage Pricing Theory) en 1973.

En la presente sección se presentan los principales puntos de estas teorías financieras.

3.1. Media Varianza (Markowitz).

Los conceptos anteriores consideran el rendimiento y la varianza para un solo activo. En esta sección, se explicará brevemente el trabajo desarrollado por Harry Markowitz inicialmente en su artículo publicado en 1952 "Portfolio Selection", donde introduce la idea de diversificar un portafolio de manera analítica y no empírica, como los especialistas lo hacían en aquel tiempo. En este artículo expone que el proceso de selección de un portafolio se divide en dos etapas. La primera inicia con la observación y experiencia, y termina con creencias acerca del desempeño futuro de las acciones. La segunda inicia con las creencias relevantes y termina con la selección de un portafolio. En este modelo, a partir de los rendimientos estimados de las acciones individuales, se calcula el rendimiento del portafolio (media) y la varianza del portafolio, de las varianzas

de las acciones individuales. A este modelo se le conoce como “Modelo Media–Varianza”. El objetivo es maximizar el rendimiento al menor riesgo aceptable (Markowitz, 1952). Cuando se tiene todo el dinero puesto en un activo, si algo sale mal, se puede perder. La idea principal de crear un portafolio de activos, no es otra cosa que diversificar el riesgo. Markowitz nos dice que la regla de selección de un portafolio sólo con el criterio de maximizar los rendimientos, no ofrece, necesariamente el mejor portafolio, si no se considera su varianza.

Un concepto muy importante es la correlación, medida estadística que sirve para saber en qué grado se correlacionan los datos de dos variables para series de tiempo, si dos series se mueven en el mismo sentido, entonces se correlacionan positivamente. Si por el contrario se mueven en sentidos opuestos, se correlacionan negativamente. Ésta se mide con el coeficiente de correlación r , y el resultado varía entre -1 y 1. Para las series correlacionadas positivamente, los valores son mayores que cero y hasta uno; para las series correlacionadas negativamente, los valores son menores de cero y hasta menos uno.

Tabla 3.1 Estados de la correlación

• $r > 0$	• Correlación positiva
• $r < 0$	• Correlación negativa
• $r = 1$	• Correlación perfectamente positiva
• $r = -1$	• Correlación perfectamente negativa

Fuente: Elaboración propia

La idea principal de la diversificación es que los activos que componen la cartera tengan correlaciones negativas para disminuir el riesgo, es decir, se reduce la variabilidad total de los rendimientos.

El riesgo tiene dos componentes, según la naturaleza de las fuentes que lo ocasionan, riesgo específico o diversificable, y riesgo de mercado o riesgo no diversificable o sistemático. El riesgo diversificable es la parte del riesgo ocasionada con eventos aleatorios, situaciones que hacen ganar o perder a la empresa en un momento determinado. Esta parte del riesgo es posible diversificarla, mediante portafolios de inversión. El riesgo no diversificable es la parte del riesgo que no es posible diversificar y lo constituye el movimiento del mercado, por ejemplo, cuando toda la bolsa baja a consecuencia de algún problema internacional.

Un inversionista no debe colocar todos sus recursos en un solo activo o en un número relativamente pequeño de activos, sino en un número grande de instrumentos de inversión. De este modo, los posibles malos resultados en ciertos activos son compensados con los buenos resultados de otras. La diversificación le permite al inversionista disminuir el riesgo de su portafolio sin sacrificar rendimientos.

Aunque la idea de la diversificación ya era conocida, fue Harry Markowitz (1952) quien inició el estudio acerca de cómo estructurar un portafolio de acciones de empresas, considerando el riesgo de cada acción de manera que el portafolio maximice el rendimiento conjunto a un determinado nivel de riesgo. Lo anterior fue planteado en su trabajo "Portfolio Selection" publicado en 1952 y, sin duda, es la base a partir de la cual evolucionaron otros modelos de portafolio.

La tasa de rendimiento de un portafolio es el promedio ponderado de los rendimientos esperados de los activos individuales que lo componen, expresándose como sigue:

$$R_p = w_1r_1 + w_2r_2 + \dots + w_nr_n \quad (3.1)$$

Donde:

R_p = rendimiento del portafolio.

w_i = factor de ponderación, fracción del activo i contenido en el portafolio.

r_i = rendimiento del activo i .

El cálculo de la varianza de un portafolio es diferente al rendimiento, ya que no es el promedio ponderado de las varianzas de los activos. Para el caso de tener dos activos A y B, la varianza se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_p^2 = w_A^2\sigma_A^2 + 2w_Aw_B\sigma_{A,B} + w_B^2\sigma_B^2 \quad (3.2)$$

Donde:

σ_p^2 = Varianza del portafolio.

σ_i^2 = Varianza de la acción i .

w_i = factor de ponderación, fracción del activo i contenido en el portafolio.

$\sigma_{A,B}$ = Covarianza entre las acciones A y B.

3.1.1. Frontera eficiente

La frontera eficiente es un concepto geométrico para entender cómo funciona la teoría de portafolio de Markowitz. Para la construcción de la gráfica de la frontera

eficiente se requiere conocer el rendimiento de cada activo, la varianza del mismo y las covarianzas entre activos, y se supone la fracción de activo en el contenido de la mezcla.

Si suponemos que tenemos dos activos A y B con los siguientes datos:

Tabla 3.2 Datos para el cálculo de la frontera eficiente

	Acción A	Acción B
Rendimiento	0.175	0.055
Desv. estándar	0.25860201	0.115
Varianza	0.066875	0.013225
$\sigma_{A,B}$ (Cov _{AB})	-0.004875	
$\rho_{A,B}$ (Correl AB)	-0.1639248	

Fuente: Elaboración propia

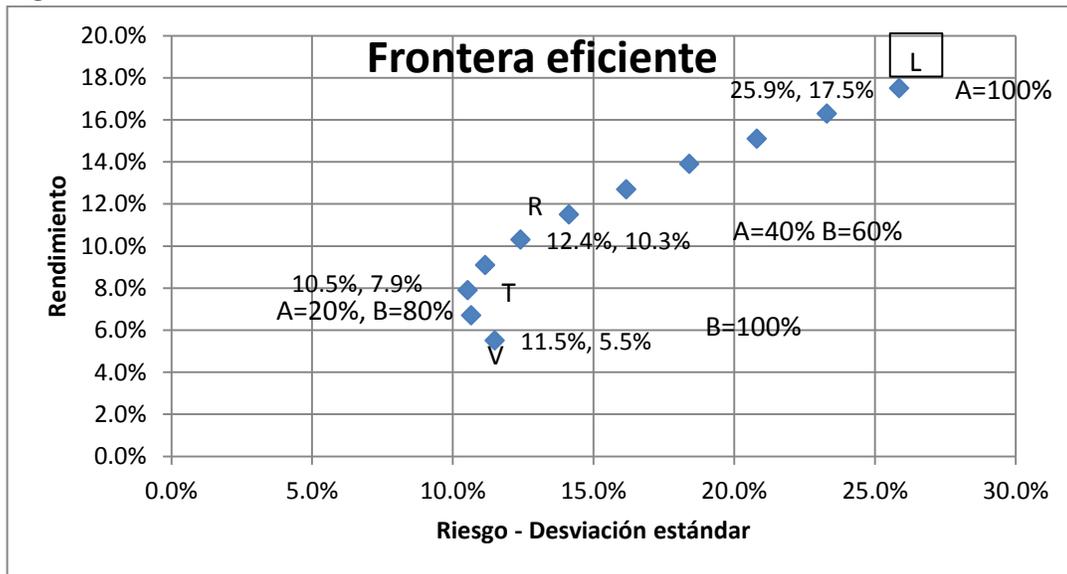
La tabla 3.3 muestra diferentes resultados de un portafolio de acuerdo con la composición del portafolio. El primer renglón para un portafolio L se tiene el 100% de acción A y 0% de acción B, con un rendimiento del 17.5%, que es el mayor posible, pero un riesgo más alto del 25.9%, denotado por la desviación estándar, también se puede observar el portafolio T con una composición del 20% del activo A y 80% del activo B. En este portafolio se tiene el menor riesgo posible, que es del 10.5% y un rendimiento del 7.9%. De esta manera un inversionista puede seleccionar un portafolio con el nivel de riesgo que está dispuesto a tolerar y así sucesivamente en los demás renglones.

Tabla 3.3. Determinación de Frontera Eficiente

Portafolio	Fracción activo A w_A	Fracción activo B w_B	Varianza Portafolio $\sigma_p^2 = w_A^2\sigma_A^2 + 2w_Aw_B\sigma_{A,B} + w_B^2\sigma_B^2$	Desv est. Portafolio σ_p	Rend A-B
L	100%	0%	6.7%	25.9%	17.5%
M	90%	10%	5.4%	23.3%	16.3%
N	80%	20%	4.3%	20.8%	15.1%
O	70%	30%	3.4%	18.4%	13.9%
P	60%	40%	2.6%	16.2%	12.7%
Q	50%	50%	2.0%	14.1%	11.5%
R	40%	60%	1.5%	12.4%	10.3%
S	30%	70%	1.2%	11.2%	9.1%
T	20%	80%	1.1%	10.5%	7.9%
U	10%	90%	1.1%	10.7%	6.7%
V	0%	100%	1.3%	11.5%	5.5%

Fuente: Elaboración propia

Figura 3.1 Frontera eficiente



Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.1 se muestra la curva que forman los resultados para todos los posibles portafolios de las combinaciones de las acciones A y B; la curva ilustrada es la frontera eficiente. Si se quiere tener una cartera eficiente sólo debe ser elegida de los posibles puntos de la curva. Cualquier punto fuera de la curva otorga una combinación de acciones no eficiente para un nivel de riesgo determinado.

La demostración anterior solo involucra dos activos en el análisis, en este apartado se realiza el planteamiento matemático cuando se tienen n activos.

Un portafolio puede definirse como una colección de activos y su composición dependerá de los requerimientos y preferencias de cada inversionista. Supóngase que se puede invertir en N activos de generación. El portafolio de activos a seleccionar se puede representar como un vector (N x 1), $\mathbf{w}=(w_1,w_2,\dots,w_N)$. Cada w_i representa la proporción de la tecnología de generación i que se debe mantener en el portafolio de inversión conteniendo el 100% por lo tanto:

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad (3.3)$$

En notación vectorial lo anterior puede ser escrito:

$$\mathbf{W}' * \mathbf{1} = \mathbf{1}$$

El rendimiento del portafolio correspondiente al periodo seleccionado está dado por la sumatoria del rendimiento de cada tecnología multiplicada por su participación, quedando como sigue:

$$r_p = \sum_{i=1}^n w_i r_i \quad (3.4)$$

En notación vectorial esto se puede expresar:

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \\ \vdots \\ r_n \end{bmatrix} \quad (2.23), \quad \mathbf{w} = \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \quad (2.24), \quad \mathbf{1} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.5),$$

Entonces el problema se expresa:

$$r_p = \mathbf{w}^T \mathbf{r} \quad (2.26) \quad \text{y} \quad \mathbf{w}^T \mathbf{1} = 1 \quad (2.27) \quad \text{respectivamente}$$

El portafolio queda resuelto con la determinación de los pesos w_i : la recompensa y el riesgo asociado a un portafolio pueden alterarse al modificar los pesos w_i . El objetivo es encontrar los pesos w que den como resultado el balance óptimo entre riesgo y rendimiento.

$$\mu_p = E[r_p] = \sum_{i=1}^n w_i E[r_i] = \sum_{i=1}^n w_i \mu_i \quad (3.6)$$

En forma matricial se tiene:

$$\mu_p = \mathbf{w}^T \mathbf{e} \quad (2.29) \quad \text{Donde} \quad \mathbf{e} = \mathbf{E}[\mathbf{r}] = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \\ \vdots \\ \mu_n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Para medir el riesgo del portafolio, se utiliza la varianza de los rendimientos de los activos, para lo cual se necesita contar con la covarianza de todas las tasas de retorno de los activos. La matriz de covarianzas puede ser expresada así:

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \dots & \sigma_{1n} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \dots & \sigma_{2n} \\ & & \cdot & \\ & & \cdot & \\ & & \cdot & \\ \sigma_{m1} & \sigma_{m2} & \dots & \sigma_{mn} \end{bmatrix} = E[(r - e)(r - e)^T] \quad (3.8)$$

La varianza del portafolio con el vector de pesos \mathbf{w} está dada por

$$\sigma_p^2 = \mathbf{w}^T \mathbf{V} \mathbf{w} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \quad (3.9)$$

Cada vector de pesos \mathbf{w} define un portafolio factible y para cada uno se calcula el rendimiento esperado μ_p y su volatilidad definida por σ_p .

Si se grafica la información de rendimientos y desviaciones estándar en un plano cartesiano μ_p - σ_p , se obtiene la frontera eficiente en la cual se encuentra la mejor solución para un rendimiento requerido. Debajo de dicha frontera se encuentran un gran número de soluciones factibles, tal y como se muestra en la figura 3.1 del ejemplo de dos activos.

Matemáticamente podemos expresar el problema como un modelo de programación cuadrática:

$$\text{Minimizar } w^T V w \quad (3.10)$$

Sujeto a:

$$w^T e = \mu_p \text{ Rendimiento esperado}$$

$$w^T \mathbf{1} = 1$$

$$w^T \geq \mathbf{0}$$

La anterior formulación matemática fue desarrollada por Harry Markowitz y descansa bajo los dos siguientes supuestos:

S1: Los rendimientos esperados no todos son del mismo valor;

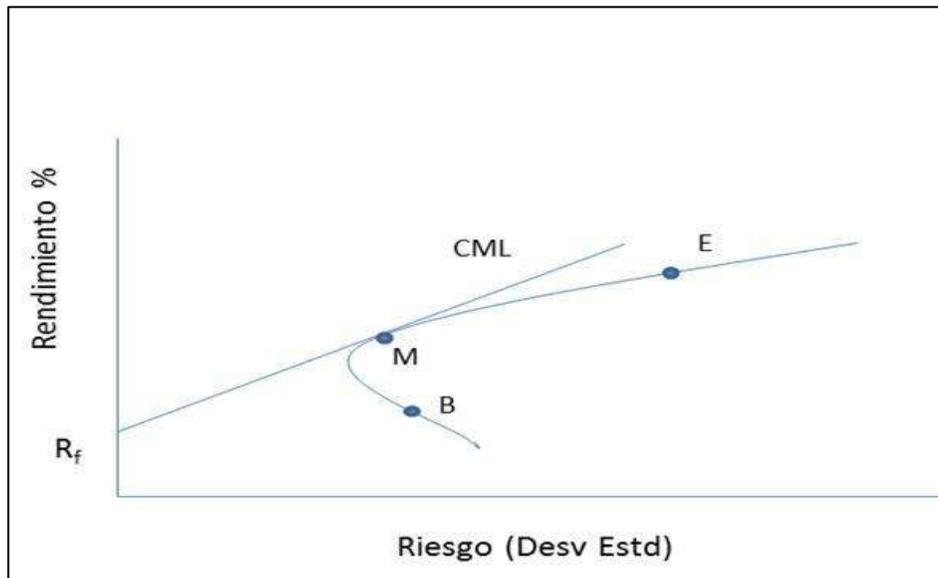
Debido a que en este caso no se permiten las ventas en corto $w_i \geq 0$, es decir no se permiten pesos negativos.

S2: La matriz de covarianzas V es positiva definida.

3.2. Modelo de valuación de activos de Capital CAPM

Sharpe utiliza el modelo de Markowitz y trabaja en hacer posible combinar portafolios de inversión con riesgo con instrumentos de inversión libres de riesgo, que en el mercado financiero mexicano se ejemplifican con los Certificados de la Tesorería (CETES).

Figura 3.2 Frontera eficiente con activo libre de riesgo.



Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.2 se ilustra cómo se puede combinar un activo libre de riesgo con un portafolio de inversión. La curva BME representa la frontera eficiente, descrita por Markowitz. El punto sobre el eje de las ordenadas R_f , representa la inversión libre de riesgo, la línea CML es la línea del mercado de capitales (por sus siglas en inglés Capital Market Line).

La línea del mercado de capitales tiene dos componentes, el precio del tiempo, que es el interés que se paga por tener los fondos sin movimiento y el precio del riesgo (R_f), que es el que se obtiene por exponer el dinero al riesgo. (Sharpe, 1964).

La unión entre el punto R_f y M representa las posibilidades de combinación de un activo libre de riesgo R_f y un portafolio de acciones M. Si el inversionista siente mayor aversión al riesgo estará más cerca de R_f , pero si es un inversionista arriesgado se situará más cerca del portafolio M. En el segmento comprendido entre M y Z el

inversionista ya invirtió el total de sus recursos y pide prestado a la tasa libre de riesgo para invertirlos en el portafolio M.

Supuestos del modelo CAPM.

- a) Los inversionistas sienten aversión al riesgo.
- b) Los inversionistas calculan y analizan el rendimiento y la varianza de las acciones para construir sus portafolios, esto se conoce como el teorema de la separación, establece que los inversionistas toman dos decisiones independientes entre sí. Primero se calcula el rendimiento y la varianza de cada acción y se establece la frontera eficiente, la segunda decisión es la selección del portafolio de acuerdo a su aversión al riesgo. Si analizamos la fig. 2 podemos establecer que todos los inversionistas elegirán el portafolio M para realizar las combinaciones eficientes.
- c) Existe una tasa libre de riesgo para invertir o pedir prestado.
- d) No existen fricciones en el mercado
- e) Todos tienen la misma información y son racionales en sus decisiones.

A este supuesto también lo llaman de expectativas homogéneas, lo cual quiere decir que todos los inversionistas tienen acceso a la misma información para realizar sus cálculos, análisis y decisiones, lo cual no quiere decir que tomen la misma decisión ya que cada individuo tiene una aversión diferente al riesgo.

3.2.1 Determinación del Coeficiente beta (β).

En la figura 3.3 se puede ver la recta SML que representa el mercado de valores y establece la relación entre el riesgo sistemático y el rendimiento de instrumentos individuales y no entre el riesgo y el rendimiento del portafolio. La intercepción de la recta con el eje de las ordenadas corresponde a la tasa sin riesgo que tiene una β de cero.

Para medir la tendencia de un instrumento individual a moverse junto con el mercado, es decir su coeficiente beta, se grafican los rendimientos históricos de la acción contra los rendimientos históricos del mercado en un mismo periodo de tiempo, como se muestra en la Figura 3.2. En la Figura 3.3, los rendimientos históricos de la acción j (k_j) se grafican en relación con los rendimientos históricos del mercado (k_m) para un periodo determinado (esta relación está representada en la gráfica por los triángulos). Tales rendimientos están ajustados por una línea de regresión, a la cual Sharpe le denominó línea característica del CAPM y que se calcula a través del método de mínimos cuadrados como:

$$E(k_j) = R_f + \beta_j(k_m - R_f) + \epsilon_j \quad (3.11)$$

Donde:

$E(k_j)$ = Rendimiento esperado del activo.

R_f = Rendimiento del activo libre de riesgo.

β_j = Coeficiente beta del activo j .

k_m = Rendimiento del mercado.

ϵ_j = Error residual del activo j

Esta ecuación de forma lineal señala que el rendimiento de la acción j puede ser explicado por lo que suceda con el mercado en general, así como por ciertos eventos aleatorios que afectan a la acción en particular pero no al mercado, lo que está representado por el término de error estándar (ϵ_j). Por su parte, el término R_f representa el punto en donde la recta corta el eje de las ordenadas y, de acuerdo con el CAPM, debe representar la tasa sin riesgo (R_f).

El término β_j , que representa la pendiente de la recta de regresión, es de trascendental importancia para el CAPM. Es posible demostrar que la pendiente de una recta se puede calcular como la covarianza entre la variable dependiente y la variable independiente dividida entre la varianza de la variable independiente. En términos de los rendimientos de la acción j y los rendimientos de mercado, tendríamos:

$$\beta_j = \frac{Cov_{jm}}{\sigma_m^2} \quad (3.12)$$

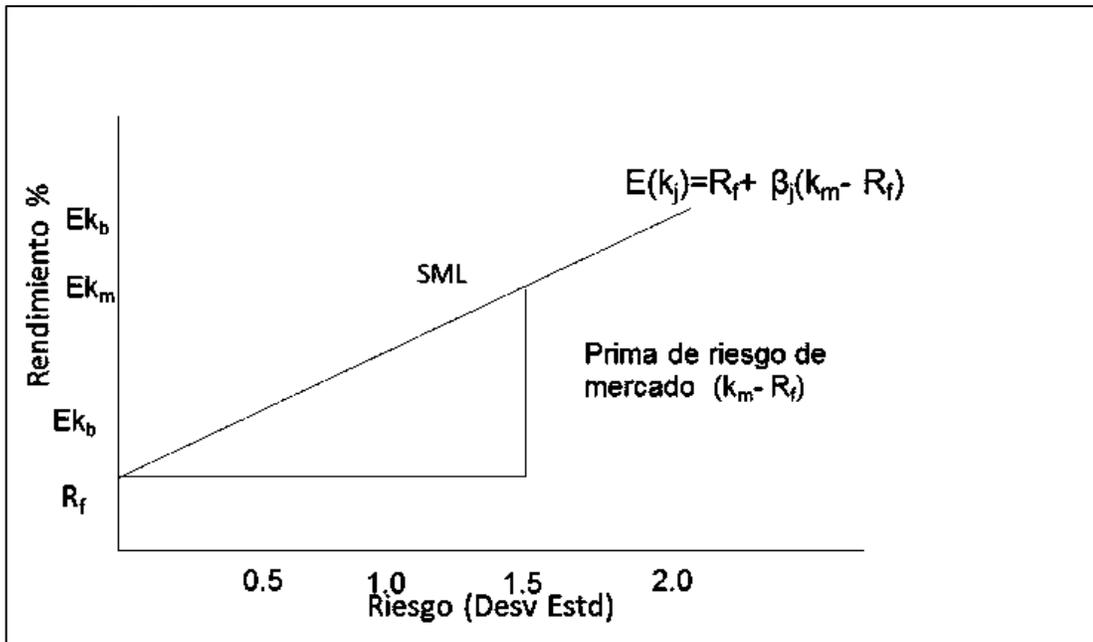
Donde:

β_j = Coeficiente beta (representa la pendiente de la línea).

Cov_{jm} = Covarianza entre la acción j y el mercado.

σ_m^2 = Varianza del mercado.

Figura 3.3 Línea característica del CAPM



Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que la β de una acción “j” (su riesgo de mercado) depende de la correlación entre los rendimientos de la acción respecto al mercado, de la volatilidad de sus propios rendimientos y de la volatilidad de los rendimientos del mercado. El coeficiente β representa la sensibilidad de los rendimientos de un instrumento individual –que es mantenido dentro de un portafolio bien diversificado– a los cambios en el mercado en general. A diferencia de la desviación estándar, β no es una medida del riesgo total; sino que mide únicamente el componente sistemático del riesgo para un instrumento.

3.2.2 Relación Entre Beta y Rendimiento

Los supuestos más importantes descritos hasta ahora son: que todos los inversionistas tienen expectativas homogéneas y que es posible invertir y solicitar

recursos en préstamo a la tasa sin riesgo. De estos supuestos se desprende la línea característica de la Figura 3.3

Como β es una medida de riesgo sistemático, es sensato considerar que entre más alto sea éste, mayor deberá ser el rendimiento requerido de la inversión. La relación positiva entre el riesgo –medido a través de β – y el rendimiento requerido se demuestra en la Figura 3.3

A la línea con pendiente positiva se le conoce como “línea del mercado de valores” o SML (por las siglas en inglés de security market line) y, a diferencia de la CML, establece la relación entre el riesgo sistemático y el rendimiento de instrumentos individuales; no entre el riesgo y el rendimiento de los portafolios. El intercepto de la recta con el eje de las ordenadas corresponde con la tasa sin riesgo que, naturalmente, tiene una β de cero. Las acciones que tienen una β igual a 1 son consideradas como acciones de riesgo promedio, ya que tienden a moverse en la misma dirección y magnitud que el mercado en general, y su rendimiento esperado es igual al rendimiento de mercado, $E(k_m)$. Por definición, el mercado en su totalidad tiene una β igual a 1, ya que cuando se calcula el valor de β_m , de acuerdo con la ecuación 3.12, se obtiene:

$$\beta_m = \rho_{mn} \frac{\sigma_m}{\sigma_m} = 1 \quad (3.13)$$

La relación de la SML es normativa, es decir, señala cuál es el rendimiento requerido para cualquier activo considerando el nivel de riesgo sistemático que éste

tiene. Esto significa que es posible calcular el rendimiento requerido de cualquier instrumento (k) a partir de dos parámetros para el mercado en general (R_f y k_m) y un parámetro individual para ese instrumento de inversión (β_j). Además, el CAPM estipula que el riesgo está exclusivamente en función de la relación entre el rendimiento de cada acción con respecto al rendimiento del mercado; esto es, de acuerdo con el CAPM la sensibilidad histórica de los rendimientos de un título con respecto a los cambios en los rendimientos del mercado, o coeficiente β , es la única variable capaz de explicar el rendimiento de un título.

3.3. Teoría de fijación de precios por arbitraje.

La Teoría del Arbitraje APT (por sus cifras en inglés Arbitrage Pricing Theory) fue desarrollada por Stephen Ross (1976) establece que el rendimiento esperado de un activo esta descrito por una función lineal multivariada, es decir que está influida por varios factores macroeconómicos, donde la sensibilidad a cambios en cada factor es representada el coeficiente beta. El rendimiento obtenido se utiliza para estimar el precio del activo. En este modelo el precio del activo debe igualar al precio esperado al término del periodo, descontado a la tasa dada por el modelo.

$$E(r_i) = r_f + \beta_{i1}F_1 + \beta_{i2}F_2 \dots + \beta_{ij}F_j + \epsilon_i$$

Donde:

$E(r_i)$ = Tasa de rendimiento esperada del iesimo activo

r_f = Tasa libre de riesgo

β_{ij} = sensibilidad del activo i al factor j

F_j = Factor macroeconómico

ϵ_i = error del activo de riesgo

La interpretación de la fórmula matemática anterior es la siguiente: en un mercado en equilibrio, la rentabilidad que un inversionista espera obtener es igual a la de una inversión libre de riesgo, más la compensación por el riesgo, la cual viene dada por los factores macroeconómicos multiplicados por las betas.

El APT y el CAPM son diferentes enfoques de la valoración de activos, pero no son contradictorios. De hecho, el CAPM podría considerarse un caso particular del APT cuando se contempla un único factor explicativo de la rentabilidad de las inversiones y dicho factor viene dado por la cartera de mercado.

En la figura 3.3, se ilustra cómo se puede combinar un activo libre de riesgo con un portafolio de inversión. La curva BME representa la frontera eficiente, descrita por Markowitz. El punto sobre el eje de las ordenadas R_f , representa la inversión libre de riesgo, la línea CML es la línea del mercado de capitales (por sus siglas en inglés Capital Market Line).

La línea del mercado de capitales tiene dos componentes: el precio del tiempo, que es el interés que se paga por tener los fondos sin movimiento, y el precio del riesgo (R_f), que es el que se obtiene por exponer el dinero al riesgo.

La unión entre el punto R_f y M representa las posibilidades de combinación de un activo libre de riesgo R_f y un portafolio de acciones M. Si el inversionista siente mayor aversión al riesgo estará más cerca de R_f , pero si es un inversionista arriesgado se

situará más cerca del portafolio M. En el segmento comprendido entre M y Z el inversionista ya invirtió el total de sus recursos y pide prestado a la tasa libre de riesgo para invertirlos en el portafolio M. (Ross, 2000)

4. Fuentes Alternas de Generación

4.1. Energía Solar

Se basa en el aprovechamiento de la energía emitida por el sol y actualmente son utilizadas dos tecnologías.

Las celdas fotovoltaicas transforman la energía luminosa en energía eléctrica y consisten en una serie de celdas hechas de silicio que reaccionan con la luz y se transforman en energía eléctrica.

La segunda tecnología consiste en colectores solares que absorben el calor y se utilizan para el calentamiento de un fluido de trabajo, que sirve para producir vapor que puede calentarse después para ser enviado a una turbina de vapor. Si se emplean colectores o concentradores, la temperatura puede alcanzar de 40 a 100°C para los primeros, y hasta 500°C para los concentradores.

Actualmente, se generan en México 8,000 MWh/año, utilizándose básicamente en electrificación rural, refrigeración y bombeo.

El uso más común de los sistemas termo solares es el calentamiento de agua. Para lo cual se calcula que se tenían instalados en el país más de 570 mil metros cuadrados de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 18,841 kJ/m² y día, generando más de 270 Gigajoules.

México tiene un gran potencial debido en general se tiene una muy buena insolación, además de tener zonas en el noroeste del país con una insolación de más de 5 kWh/m². Se espera tener instalados 25 MW con tecnología fotovoltaica para 2013,

y generar 14 GWh/año. Además se espera contar para 2009 con un sistema híbrido de ciclo combinado acoplado a un campo solar de 25 MW (Agua Prieta II, Sonora).

Por sus altos costos los sistemas fotovoltaicos son actualmente viables para sitios alejados de la red eléctrica y aplicables en electrificación y telefonía rural, bombeo de agua y protección catódica, entre otros usos. Los costos de generación e inversión para sistemas fotovoltaicos se encuentran en el rango de 3,500 a 7,000 dólares por kW instalado y de 0.25 a 0.5 dólares por kWh generado, estos costos han venido bajando y se espera que en el mediano plazo sean competitivos.

Los sistemas foto térmicos, a base de concentradores, tienen un costo estimado entre 2,000 y 4,000 dólares por kW instalado y de 10 a 25 centavos de dólar por kWh generado. El costo de inversión para los colectores solares planos es del orden de los 250 USD/m² instalado.

4.2. Energía eólica

La energía eólica es la proporcionada por la velocidad del viento y que puede ser aprovechada para la generación de electricidad, por medio de turbinas de hélice instaladas donde el viento presenta condiciones de velocidad para poder moverlas. La tecnología ha evolucionado y a la fecha, las capacidades de generación han ido aumentando, ya existen turbinas probadas con capacidad superior a 1 MW existiendo prototipos con capacidad de hasta 6 MW. Estado actual: En el 2004 se tenían instalados 3 MW; 2 MW en la zona sur-sureste y 1 MW en la zona noreste, con los que se generaron 6 GWh de electricidad.

Se tienen estudios que han cuantificado un potencial superior a los 40,000 MW, siendo las regiones con mayor potencial, el Istmo de Tehuantepec y las penínsulas de Yucatán y Baja California.

Las condiciones eólicas en el Istmo de Tehuantepec son de las mejores a nivel mundial. En Oaxaca hay zonas con velocidades del viento medidas a 50m de altura superiores a 8.5 m/s, con un potencial de 6,250 MW, y otras con velocidades entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial de 8,800 MW.

En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW). Yucatán (352 MW) y la Riviera Maya (157 MW) tienen suficiente potencial para sustituir plantas que operan con combustóleo, diesel y generadoras de turbogás.

Los montos de la inversión para estos sistemas son del orden de 1,400 USD/kW, con un costo de generación de alrededor de 5 centavos de dólar por kWh (¢USD/kWh)

4.3. Energía Hidráulica

La energía hidráulica se da por el aprovechamiento de la velocidad del agua existen dos tipos las grandes centrales, las cuales necesitan enormes obras de ingeniería en los embalses de los ríos para construir presas donde son instaladas turbinas que generan aprovechando la caída del agua.

Por otro lado se tienen las centrales mini hidráulicas con capacidades menores de 5 MW y se clasifican, según la caída de agua que aprovechan, en baja carga (caída de 5 a 20m), media carga (caída de 20 a 100m) y alta carga (caída mayor a 100m).

Además de la carga, se clasifican en función del embalse y del tipo de turbina que utilizan.

Actualmente están operando en los estados de Veracruz y Jalisco tres centrales mini hidráulicas con una capacidad instalada de 16 MW, que generan un total de 67 GWh/año. Adicionalmente están en operación tres centrales híbridas (mini hidráulicas-gas natural) en los estados de Veracruz y Durango.

Se estima que el potencial hidroeléctrico nacional es de unos 53,000 MW, de los cuales, para centrales con capacidades menores a los 10 MW, el potencial es de 3,250 MW. Se prevé que para finales del 2006 se tengan instalados 142 MW adicionales. La cartera del Sector Energía contempla la ampliación de seis grandes hidroeléctricas por una capacidad de 1,528 MW y una generación de 1,079 GWh.

El costo de instalación varía mucho dependiendo del volumen de obra a realizar en el embalse del río, entre los 2,000 y los 7,000 USD por kW instalado, con un costo de generación de 11.50 ¢ USD por kWh generado. (Secretaría de Energía, 2011)

4.4. Bioenergía

La bioenergía utiliza materiales orgánicos como los combustibles obtenidos de vegetales, como el etanol obtenido del maíz o caña de azúcar o el gas extraído de los rellenos sanitarios o del estiércol animal, para producir energía por medio de la combustión. Actualmente, la bioenergía representa el 8% del consumo de energía primaria en México. Los principales bioenergéticos empleados son el bagazo de caña (usado para la generación eléctrica y/o térmica en la industria azucarera) y la leña

(fundamentalmente usada para calefacción y cocción de alimentos). El etanol producido en México no es usado para generar energía sino para la industria química. El potencial de generar es alto, ya que en todos los rellenos sanitarios de las grandes ciudades se puede producir gran cantidad de gas, así mismo gran cantidad de desechos agrícolas y forestales no son utilizados. Para la obtención de etanol a partir de almidones se estima a nivel internacional un costo de inversión de 0.8 USD/l; a partir de recursos ricos en azúcares (melaza), el costo de inversión es de 0.40 USD/l. La elaboración de biodiesel a partir de aceite de soya tiene un costo de 0.57 USD/l, y a partir de aceite de girasol el costo es de 0.52USD. (Secretaría de Energía, 2011)

4.5. Energía Geotérmica

La geotermia aprovecha el agua caliente y el vapor atrapado en el subsuelo, en sitios específicos denominados yacimientos. Los fluidos de alta temperatura, a más de 200°C se utilizan para generar energía eléctrica. México ocupa el tercer lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica, con 960 MW instalados, con los que se generan más de 6,500 GWh/año.

El costo de inversión en centrales geotermoeléctricas en México es de 1,400 USD/kW. Por su parte, el costo de generación promedio es de 4 ¢USD/kWh (Secretaría de Energía, 2011)

5. Marco Contextual

5.1. Antecedentes

La primera planta generadora en México se instaló en el año de 1879 en León, Guanajuato, instalada “La Americana”, un conjunto textil, de igual manera la industria minera empezó a generar electricidad para usos propios y casi todas estas empresas vendían sus excedentes para la iluminación residencial y pública.

Durante el Porfiriato se declaró al sector eléctrico el carácter de servicio público, instalándose lámparas de alumbrado público en la Plaza de la Constitución, la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Las primeras compañías en proporcionar el servicio público fueron: The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente.

A principios del siglo XX México tenía capacidad instalada de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 se incrementó la capacidad a 50 MW, de los cuales 80% eran generados por The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte del país, existían pequeñas plantas que sólo funcionaban localmente en sus poblaciones.

En el periodo postrevolucionario se hizo el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

El 2 de diciembre de 1933 se decretó que la generación y distribución de electricidad eran actividades de utilidad pública.

En 1937, solo el 38% de la población, 7 millones aproximadamente contaba con servicio de electricidad, tres empresas proporcionaban el servicio. La calidad del servicio era mala y las tarifas muy elevadas. Cabe mencionar que por razones de rentabilidad solo proporcionaban el servicio en las principales poblaciones del país. Los poco más de 11 millones restantes no tenían servicio o el servicio era limitado. (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

Para enfrentar dicha problemática que no permitía el desarrollo económico del país, el Gobierno Federal, encabezado por el General Lázaro Cárdenas del Río, decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad, que en una primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda, y con ello beneficiar a más mexicanos con energía para el bombeo de agua de riego, el arrastre y la molienda; pero sobre todo, para alumbrado público y casas habitación.

Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xíla, en Oaxaca, y Ures y Altar, en Sonora. En 1938, la CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó

hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas, se sintieron amenazadas y dejaron de invertir y la CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran. (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

En 1960, el país tenía una de capacidad instalada de 2,308 MW, de los cuales la CFE aportaba 54%; la Mexican Light, 25%; la American and Foreign, 12%, y el resto de las compañías, 9%

A pesar de los esfuerzos de generación y electrificación por la CFE, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Esa situación motivó al Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960. (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

A partir de entonces, se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización del país. Para ello, el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, mismas que operaban con serias deficiencias, por la falta de inversión y los problemas laborales.

En 1961, la capacidad instalada en el país ascendía a 3,250 MW, CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad 54%. A finales de esa década, se incremento en más del más 50% la inversión en obras de infraestructura, construyéndose grandes hidroeléctricas, como Infiernillo y Temascal, la capacidad instalada creció más del doble llegando a 7,874 MW. (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

Entre 1970 y 1980, se repitió el ritmo de crecimiento, instalándose casi 10,000 MW para alcanzar una capacidad instalada de 17,360 MW. La crisis de la década de los 80, impacto en el crecimiento del país y por lo tanto en la expansión de la capacidad instalada fue menos espectacular, principalmente por la disminución en la asignación de recursos. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW. (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

Debido a la cantidad de empresas, en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, lo que dificultaba el suministro de electricidad a todo el país, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje. En los años 70 se unificó la frecuencia a 60 hertz en todo el país y se integraron los sistemas de transmisión, en el Sistema Interconectado Nacional.

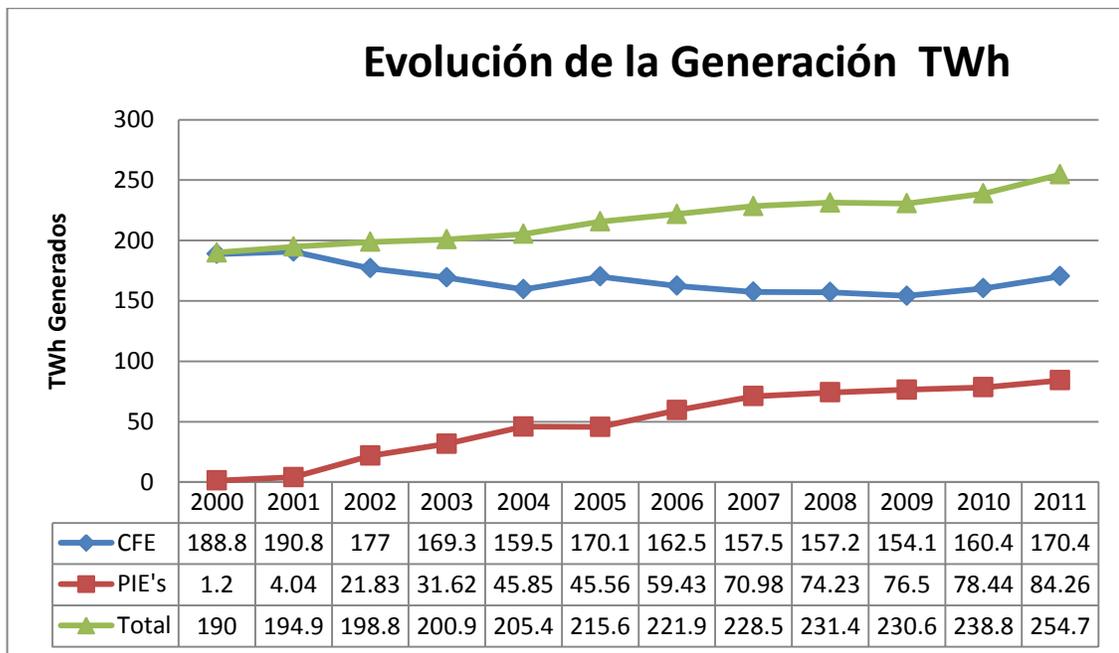
También la red de transmisión y distribución de electricidad, creció enormemente la cual en el año 2000 tenía 614,653 kms. (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

En el año de 1992 en el mandato de Carlos Salinas de Gortari, se realizó una reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), permitiendo a particulares generar electricidad, esencialmente en tres modalidades: productores independientes de energía, pequeños productores y autoabastecimiento, con la condición de que el único comprador de la energía sea la CFE. Esta reforma abrió la

puerta a los inversionistas privados y desde esa fecha ha crecido la generación por particulares.

En el año 2000 se puso en operación comercial la primera central construida y operada por un productor independiente, al amparo de la LSPEE y a partir de esa fecha se ha incrementado la generación por productores independientes tal y como lo muestran la figura 5.1.

Figura 5.1 Evolución de la Generación



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (2012)

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza mediante diferentes procesos tecnológicos entre los cuales destacan: centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares.

5.2. Marco Regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano está fundamentado en los Artículos 25, 26, 27 párrafo sexto, 28, 73, 74, 90, 108, 110, 123 y 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

A continuación se presentan las principales leyes que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica:

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, establece las reglas para la prestación del servicio público de energía eléctrica así como la organización y funcionamiento de la CFE.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, regula las facultades de la Secretaría de Energía y el reconocimiento y ubicación estructural de las entidades paraestatales.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía, que regula las actividades y organización de dicha comisión así como sus facultades.

El Artículo 27 constitucional establece la exclusividad de la nación en el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones con otros propósitos y determina que la energía nuclear solo podrá utilizarse con fines pacíficos. Al respecto, el marco jurídico en materia nuclear está definido por:

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en materia nuclear.

- Ley de responsabilidad civil por daños nucleares.

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y su Reglamento, las modalidades bajo las cuales los particulares pueden invertir en la generación e importación de energía eléctrica, están sujetas al previo otorgamiento de un permiso por la CRE y consisten en lo siguiente:

1) Autoabastecimiento: Es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades de personas físicas o morales.

2) Cogeneración: Es la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; es la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate; es la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Para esta modalidad es necesario que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:

a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o

b) sean copropietarios de las instalaciones o miembros de la sociedad constituida para realizar el proyecto.

3) Producción independiente: Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.

4) Pequeña producción: Es la generación de energía eléctrica destinada a:

La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada. El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.

5) Exportación: Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

6) Importación: Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.

La participación de las modalidades de generación eléctrica se ha incrementado en los últimos años, especialmente el esquema de producción independiente de

energía que en 2005 representó el 21.6% de la generación total de energía eléctrica del servicio público.

Como un mecanismo facilitador para la participación de particulares en la generación de electricidad, el marco regulatorio cuenta con instrumentos de regulación que posibilitan a los permisionarios para solicitar a los suministradores la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La factibilidad de poder interconectarse con la red del servicio público, así como la certeza de contar con energía eléctrica de respaldo y la posibilidad de entregar excedentes a la CFE o LyFC, le provee a la iniciativa privada una mayor flexibilidad en sus operaciones de generación de energía eléctrica. Los instrumentos de regulación consideran tanto fuentes de energía firmes como fuentes de energía renovable, como se describe a continuación:

a) Fuentes firmes

1) Contrato de interconexión.

Establece los términos y condiciones para interconectar la central de generación de energía eléctrica con el SEN. Este contrato proporciona al permisionario los elementos necesarios para administrar la demanda de los centros de carga, además de permitirle calcular los pagos por los servicios conexos proporcionados por el suministrador.

2) Contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica.

Tienen por objeto que el suministrador respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento o ambos. Este servicio está

determinado en función de las tarifas publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

3) Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica.

También conocida como energía económica, establece los procedimientos y condiciones que rigen la entrega de energía eléctrica del permisionario al suministrador de acuerdo con las reglas de despacho del SEN. Este convenio considera que el permisionario pueda realizar entregas de energía económica al suministrador, para lo cual cuenta con tres procedimientos: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.

4) Convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica.

Establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el Secretaría de Energía punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

b) Fuentes de energía renovable

En 2001, la CRE aprobó una regulación específica para fuentes renovables de energía con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica.

Estos instrumentos consideran las características de este tipo de fuentes de energía, como es la disponibilidad intermitente del energético, primario, e incluyen conceptos únicamente aplicables a éstas, tales como: Energía sobrante.- cuando un

permisionario entrega a sus centros de consumo una cantidad de energía mayor a la correspondiente de su potencia comprometida de porteo o cuando la demanda de los centros de consumo sea menor a la potencia entregada en el punto de interconexión.

Energía faltante.- Cuando una fuente de energía no satisface la potencia de compromiso de porteo con sus centros de consumo.

Capacidad aportada al SEN.- se reconoce la capacidad que la fuente de energía renovable aporta en las horas de máxima demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

Para el caso de fuentes de energía renovable, es posible realizar compensaciones de energía faltante con energía sobrante, es decir, si existe energía sobrante neta en un mes, ésta se puede utilizar para compensar faltantes de meses posteriores, haciendo un corte anual. De esta forma y dada la intermitencia de estas fuentes, el contrato considera la flexibilidad de estos intercambios. Asimismo, los cargos de porteo para fuentes renovables se corrigen en función de la energía realmente porteada, es decir, dichos cargos se multiplican por el factor de planta de la fuente de energía.

Los instrumentos para regular lo anterior son los siguientes:

- 1) Contrato de interconexión. Permite realizar la interconexión necesaria entre el SEN y la fuente de energía renovable y los centros de consumo del permisionario, de manera que dicho contrato sirva de marco para todas las operaciones entre el suministrador y el permisionario.

2) Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Permite transportar la energía eléctrica generada desde la fuente de energía renovable hasta donde se localizan sus centros de consumo.

c) Importación de energía eléctrica

1) Contrato de Interconexión para permisionarios ubicados en el área de control de Baja California, que importan energía eléctrica a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council -WECC-), de los Estados Unidos de América, tiene por objeto que la CFE realice la transmisión de energía de importación entre el punto de interconexión y el punto de carga del permisionario, de manera que este contrato sirva de marco para todas las operaciones entre él y el permisionario.

d) Metodologías

Como parte de los contratos y convenios antes mencionados, la CRE ha publicado las siguientes metodologías:

1) Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión, con el objeto establecer el procedimiento que deberán seguir los suministradores para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de porteo de los permisionarios en tensiones diversas. Para tensiones mayores o iguales a 69 kV, toma en cuenta el impacto que sobre la red tiene cada servicio de porteo solicitado en forma individual, usando un modelo de flujos de corriente alterna y debe ser aplicado en los casos con y sin el servicio solicitado en las situaciones de demanda máxima y mínima

en el año en que se pretende iniciar el porteo. En cuanto a las cargas que se encuentran en tensiones menores a 69 kV, se cuenta con los procedimientos denominados de trayectoria punto a punto o de proporcionalidad de demanda, según se trate de cargas únicas de más de 1 MW o múltiples cargas agrupadas por tipo de tarifa, con demandas menores a 1 MW. Es de señalarse que esta Metodología, aunque pueda parecer compleja, envía a los permisionarios una clara señal económica para incentivar una ubicación de la fuente de energía que favorezca al Sistema Eléctrico al reducir sus pérdidas.

2) Metodología para la determinación de los cargos por servicios conexos. La conexión a la red por parte de los permisionarios implica que estos reciban servicios del suministrador tales como regulación de frecuencia y voltaje, entre otros. Con objeto de retribuir por estos servicios conexos, la metodología establece el procedimiento para determinar la contraprestación correspondiente, la cual está basada en el cargo autorizado para la demanda reservada en el caso del respaldo para falla.

3) Metodología para la determinación del costo total de corto plazo (CTCP). Esta Metodología es utilizada para el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan a los suministradores.

A su vez, el CTCP está constituido por la suma de los costos variables de generación y los costos variables de transmisión. También se prevé que para el cálculo del CTCP no se debe considerar la generación mínima de despacho por confiabilidad.

En 2005, los permisos otorgados por la CRE se incrementaron en 171, sumando un total de 494 permisos vigentes, de los cuales, el 93.7% están en operación con una

capacidad de 16,801 MW. Este aumento se debe, principalmente, al otorgamiento de 160 permisos en la modalidad de autoabastecimiento.

La situación de los permisos vigentes de generación e importación de energía eléctrica, de acuerdo con el programa de obra autorizado en el permiso respectivo, se observa en tres rubros: los permisos en operación, en construcción e inactivos.

De acuerdo con la capacidad autorizada en los permisos administrados, la modalidad de producción independiente representa el 57.8%, seguida por el autoabastecimiento con 22.9%. La capacidad autorizada en la modalidad de producción independiente representa el 72.7% del total de los permisos en construcción, y la correspondiente a la cogeneración constituye el 83.0% de los permisos inactivos. (Secretaría de Energía, 2011)

5.3. Estrategia Nacional de Energía

La Estrategia Nacional de Energía (ENE) es el documento emitido por la Secretaría de Energía (SE), para dar cumplimiento al artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), que sirve para establecer y conducir la política energética del país. En la elaboración de este documento participa el Consejo Nacional de Energía (CNE), conformado por los titulares de los organismos desconcentrados y descentralizados del sector eléctrico y la Comisión Nacional del agua.

Las principales funciones de la CNE son: la elaboración de criterios de política energética, participar en el diseño de la planeación energética a mediano y largo plazo y en la elaboración de la Estrategia Nacional de Energía.

5.4. Visión 2026 de la Estrategia Nacional de Energía

De acuerdo a la Estrategia Nacional de Energía, se destacan los siguientes puntos de la Visión 2026 para el sector energético del país:

- Opera con políticas públicas y un marco legal que le permite operar con una oferta energética diversificada, suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos. (Secretaría de Energía, 2012)
- Maximiza el valor económico de los recursos nacionales y la renta energética, en beneficio de la sociedad mexicana, asegurando, un desarrollo sostenible en términos económicos, ambientales y sociales. (Secretaría de Energía, 2012)

- Promueve el desarrollo de mercados nacionales eficientes y participa exitosamente en los mercados internacionales. (Secretaria de Energía, 2012).

5.5. Ejes rectores de la estrategia.

La visión está fundamentada en tres ejes rectores que son: la seguridad energética, la eficiencia económica y productiva y la sustentabilidad ambiental, así todas las metas y objetivos de la ENE deben plantearse en relación a alguno de estos tres ejes.

Los elementos de los ejes anteriores son:

Seguridad energética. (Secretaria de Energía, 2012)

- Incrementar la disponibilidad y diversificar el uso de energéticos, asegurando la infraestructura para un suministro suficiente, confiable, de alta calidad y a precios competitivos.

- Satisfacer las necesidades energéticas básicas de la población presente y futura.

- Desarrollar las capacidades humanas y tecnológicas para la producción y el aprovechamiento eficiente de la energía.

Eficiencia Económica y productiva (Secretaria de Energía, 2012)

- Proveer la demanda energética del país al menor costo posible.

- Garantizar una oferta suficiente, continua, de alta calidad y a precios competitivos

- Aprovechar de manera eficiente los recursos energéticos.

- Promover que las empresas del estado en el sector energético sean competitivas, eficientes financiera y operativamente, con capacidad de autogestión y sujetas a transparencia y rendición de cuentas.

- Asegurar la competitividad internacional, a fin de que en el mercado nacional se pueda beneficiar del vínculo con los mercados internacionales.

- Alcanzar y mantener estándares internacionales de seguridad industrial

- Desarrollar proyectos de inversión en infraestructura adoptando las mejores prácticas.

Sustentabilidad ambiental (Secretaría de Energía, 2012)

- Reducir de manera progresiva, los impactos ambientales asociados a la producción y consumo de energía.

- Hacer uso racional del recurso hídrico y de suelos en el sector energético.

- Realizar acciones para remediar los impactos ambientales en zonas afectadas por las actividades relacionadas con la producción y consumo de energéticos.

5.6. Objetivos estratégicos

En el documento de la ENE 2026 se establecen los siguientes siete objetivos estratégicos: (Secretaría de Energía, 2012)

- 1) Restituir reservas e incrementar la producción de crudo y de gas natural.
- 2) Diversificar las fuentes de energía dando prioridad al incremento en la participación de energías no fósiles.
- 3) Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía en todos los sectores
- 4) Reducir el impacto ambiental del sector energético.
- 5) Operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
- 6) Fortalecer y desarrollar la infraestructura del sector energético.
- 7) Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica nacional.

Los objetivos 2, 3, 4, 5 y 6 atañen al sector eléctrico, que es el que nos preocupa en el presente trabajo y de estos el que será analizado es el objetivo 2.

La diversificación de las fuentes de energía es prioritaria para reducir el riesgo derivado de la volatilidad del precio de los combustibles, así como contribuir a garantizar la seguridad energética, también ayuda a mitigar la emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI), contribuyendo con esto a mantener la sustentabilidad ambiental.

5.7. Estudio de Mercado

El estudio del mercado es un elemento fundamental para la planeación del sistema eléctrico nacional, debido a dos factores el primero, que la energía no se puede acumular y segundo que para la instalación de una nueva central se llevan varios años. A su vez, el estudio de mercado está compuesto del estudio de la demanda histórica y del estudio de la oferta para con esto poder realizar una proyección de las necesidades futuras. En este apartado se muestran los principales aspectos del estudio de la demanda y de la oferta para la realización de la planeación.

5.8. Estructura del mercado

Actualmente el sistema de generación de energía está conformado por el sector público, CFE y los Productores Independientes de Energía. El otro sector agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación.

La infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se conforma de las siguientes fases: generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como ventas a usuarios finales.

5.9. Capacidad Instalada

Al cierre del mes de septiembre de 2012, la CFE presentó una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 51,159 Megawatts (MW), los

cuales están distribuidos de la siguiente forma: (Comisión Federal de Electricidad, 2012)

Tabla 5.1. Capacidad Instalada (MW)

Tipo de generación	Capacidad efectiva en MW	Porcentaje
Termoeléctrica	22,596	44.17%
Termoeléctrica (Productores Independientes)	11,907	23.27%
Hidroeléctrica	11,241	21.97%
Carboeléctrica	2,600	5.08%
Nucleoeléctrica	1,610	3.15%
Geotermoeléctrica	812	1.59%
Eólica (Productores Independientes)	306	0.60%
Eoloeléctrica	87	0.17%
Fotovoltaica	1	0.0020%
Total	51,159.8	100%

Fuente: <http://www.cfe.gob.mx>

Se puede observar que la capacidad instalada propia de CFE es del 76% el restante 24% pertenece a productores independientes de electricidad.

En la siguiente tabla se presenta la generación de energía para el mismo periodo en la cual se puede observar que la generación de energía

Tabla 5.2 Generación 2011 TWh

Tipo de generación	TWh	Porcentaje
Hidrocarburos	124.48	47.03%
Productores independientes	78.50	29.66%
Hidráulica	30.94	11.69%
Carbón	16.30	6.16%
Nuclear	9.03	3.41%
Geotermia	5.29	2.00%
Eólica	0.13	0.05%
Fotovoltaica	0.0013	0.0005%
Total	264.68	100%

Fuente: <http://www.cfe.gob.mx>

En la tabla anterior se puede observar como la participación de los productores independientes de energía (PIE) se ha incrementado, bajo el marco regulatorio de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

5.10. Demanda

El análisis de la demanda es realizado por CFE tomando en cuenta variables macroeconómicas como la evolución del Producto Interno Bruto (PIB), el crecimiento poblacional, el crecimiento de vivienda, además de las variables macroeconómicas es necesario considerar otras como son la recuperación de perdidas, los programas de uso eficiente de energía. De acuerdo a lo establecido por la LOAF en su artículo 33, se consideran tres escenarios posibles para la evolución del PIB en un horizonte de 15 años, llamados de Planeación, Alto y Bajo. El horizonte de Planeación se considera como el más probable, el Bajo es la tendencia y el Alto refleja una sensibilidad frente a mayores cambios estructurales en la economía.

En el escenario de Planeación, la tasa media de crecimiento anual (tmca) del PIB global durante 2011-2026 es de 3.6%. Para el Alto se proyecta una tmca del PIB de 4.3% y de 2.9% en el Bajo.

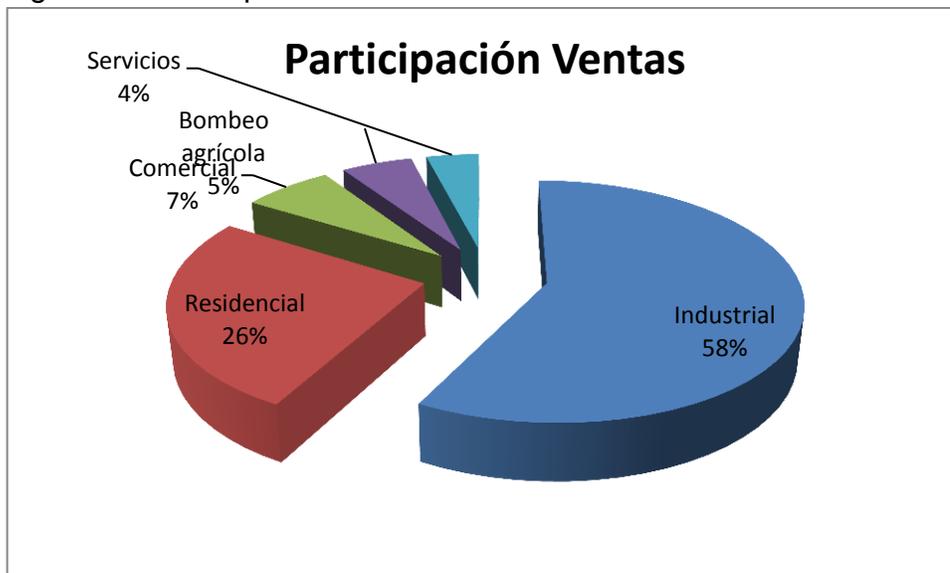
Para las variables de población y vivienda se supone una sola trayectoria.

Para los combustibles utilizados para generar electricidad se consideran las trayectorias de tres referentes: crudo West Texas Intermediate, gas natural Henry Hub y carbón entregado en el noreste de Europa.

5.11. Ventas de energía eléctrica

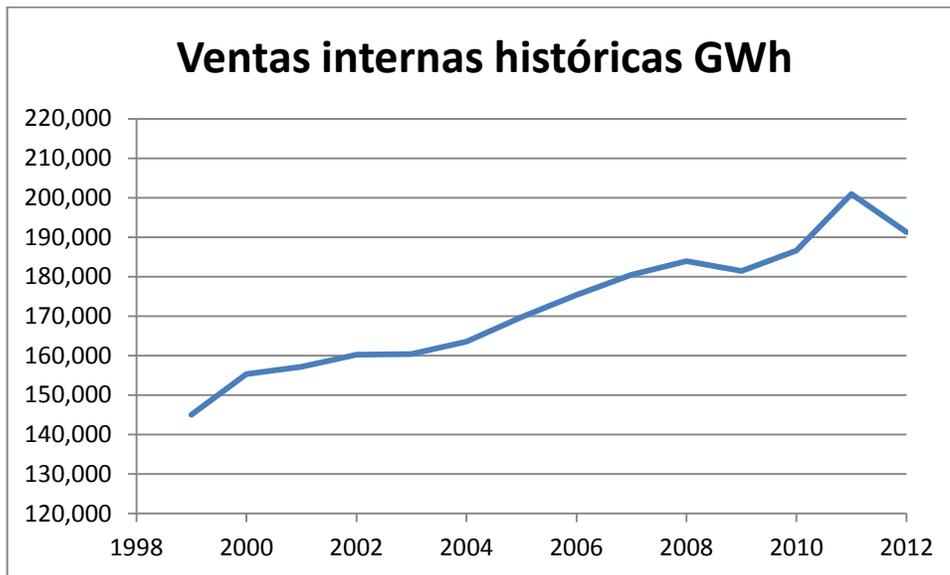
Las ventas se agrupan en 5 sectores: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola. En la Figura 5.2 se muestran las participaciones porcentuales respecto al total de ventas internas para el año 2011

Figura 5.2 Participación sectorial de ventas



Fuente: CFE Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012-2026

Figura 5.3 Ventas internas históricas



Fuente: CFE Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012-2026

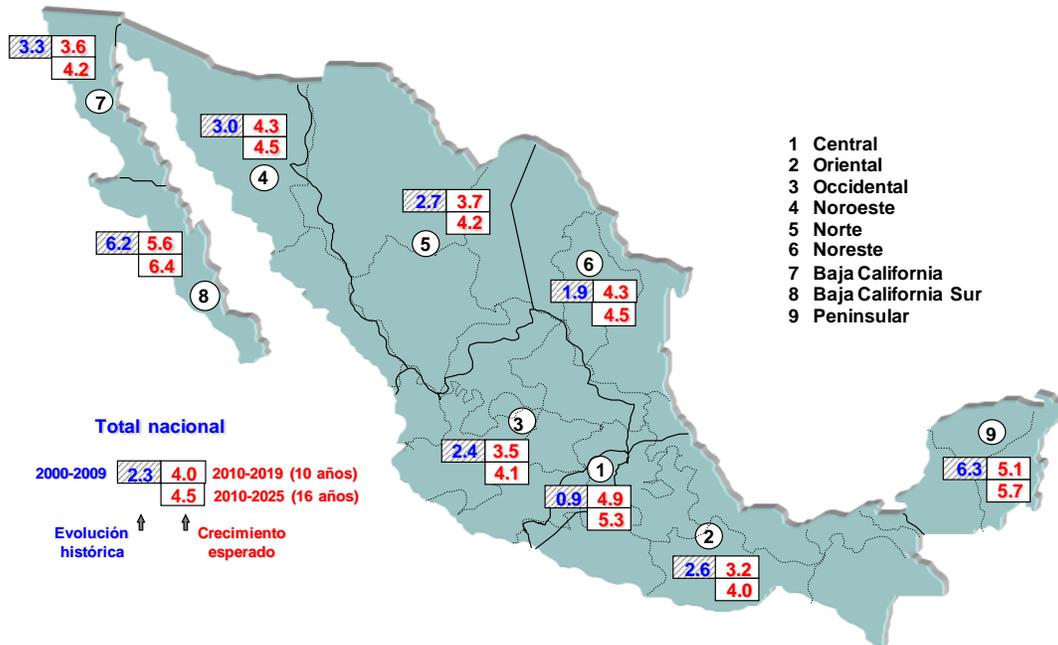
5.12. Análisis de la demanda

De acuerdo con el documento “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2011-2025”, para una tasa media anual esperada de 3.5% en el PIB y de 0.6% en la población, se prevé una tasa de 4.3% en el consumo nacional de electricidad, resultado de un crecimiento medio anual del 4.6% en las ventas del sector público y del 2.4% en el autoabastecimiento.

En consecuencia, se espera que el consumo nacional de electricidad alcance 404.7 TWh al final del 2025, de cuyo total 34.5 TWh serán autoabastecidos, tanto de manera local como remota. Consecuentemente, se estima que las ventas internas de electricidad -182.5 TWh en 2009 - llegarán a 370.2 TWh en el 2025.

El crecimiento de las ventas será más dinámico en algunas áreas del país. De acuerdo con el POISE 2011-2025, se esperan tasas de crecimiento mayores al promedio nacional en las áreas Baja California Sur, Central y Peninsular.

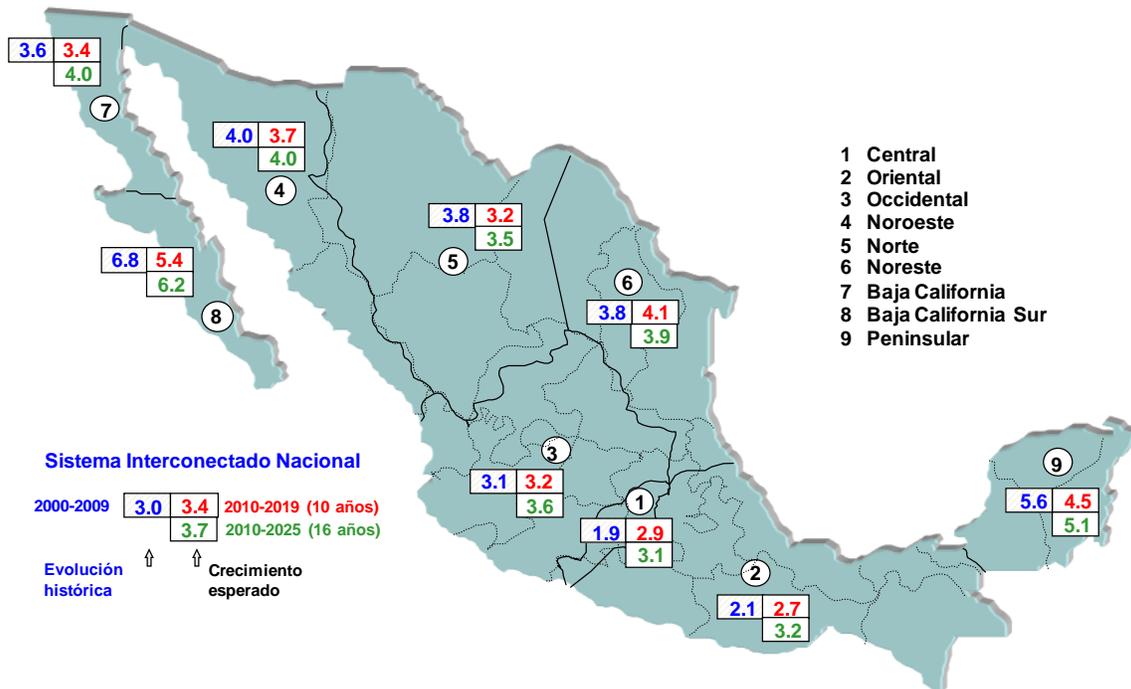
Figura 5.4 Crecimiento medio anual de las ventas (%)



Fuente: Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012-2026

En la siguiente figura se muestra el crecimiento promedio anual esperado de la demanda máxima total del sistema eléctrico, y la correspondiente al servicio público en las diferentes áreas. La diferencia corresponde a las cargas de autoabastecimiento y cogeneración —transmisión y respaldo—.

Figura 5.5 Crecimiento medio anual de la demanda máxima, 2010-2025 (%)



Fuente: CFE. Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012-2026

5.13. Margen de Reserva

La expansión del sistema de generación debe satisfacer una reserva mínima para garantizar el suministro con calidad, confiabilidad y seguridad, de acuerdo con los criterios definidos de margen de reserva (MR) y de reserva operativa (MRO) que se explicaron en el capítulo 2. De acuerdo a parámetros determinados por la Junta de Gobierno de CFE el Margen de Reserva Operativo (MRO), debe ser de un mínimo del 6%, para la planeación del Sistema Interconectado Nacional. A continuación se muestran las formulas planteadas en el capítulo 2.

$$MR = \frac{C_{ef} - DMBC}{DMBC} * 100 \quad (2.1)$$

Donde:

MR = Margen de Reserva

C_{ef} = Capacidad efectiva

$DMBC$ = Demanda Máxima Bruta Coincidente.

$$MRO = \frac{C_{ef\ disp} - DMBC}{DMBC} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:

MRO = Margen de Reserva Operativo

$C_{ef\ disp}$ =Capacidad efectiva disponible

El valor mínimo adoptado para la planificación del SIN es un MRO de 6%, con este valor se obtiene el MR correspondiente.

6. Análisis de la situación actual

Actualmente la generación termoeléctrica es la base de la CFE, con una participación conjunta de cerca del 84% de la generación total. La generación termoeléctrica está conformada por todas las centrales que utilizan vapor producido por calderas, que pueden ser accionadas con diferentes tipos de combustible para producir vapor, siendo los principales: el combustóleo, el carbón, el gas y el uranio, los tres primeros son combustibles fósiles y el último nuclear.

El 79% de la energía generada es de combustibles fósiles y solo el 21% proviene de fuentes de energía limpia incluyendo la energía nuclear y pasa al 14.7% en 2026. Para este mismo año, la generación con combustibles fósiles será del 85.3%. Este escenario se contrapone con lo establecido en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE), que establece que para el año 2024 la generación máxima con combustibles fósiles deberá ser no más del 65%.

Esta contradicción indica, que la conformación del portafolio de tecnologías de generación no es realizado con alguna metodología, sino producto de decisiones políticas.

En la tabla 6.1 se presenta la capacidad de generación al 2011 y su proyección al 2026 de acuerdo al POISE 2012 – 2026. Podemos observar la generación anual para cada tecnología expresada en GWh y su participación respecto al total.

Tabla 6.1 Cartera de activos de generación actual y futura para 2026

Tecnología	2011		2026	
	% Participación	GWh	% Participación	GWh
Termoeléctrica convencional	18.90%	48,980	2.30%	10,263
Ciclo combinado	47.90%	124,135	66.60%	297,192
Carboeléctrica	13.00%	33,690	14.40%	64,258
Nuclear	3.90%	10,107	2.70%	12,048
Geotermoeléctrica	2.50%	6,479	1.90%	8,478
Hidroeléctricas	13.80%	35,763	9.40%	41,946
Eólica	0.004%	10	2.70%	12,048
	100%	242,538	100%	446,234

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026.

7. Trabajo de Campo

Los datos fueron obtenidos de los Manuales de Costos y Parámetros que son elaborados anualmente por la Subdirección de Programación de CFE. Estos fueron proporcionados por personal de la Subdirección de Programación. Las tablas 7.1 a 7.4 contienen los costos nivelados de inversión, combustible, operación y mantenimiento y totales de cada tecnología, para periodo 2002 - 2011 estos costos están dados en \$/MWh y contemplan aspectos tales como los intereses del capital durante el tiempo de construcción, el factor de planta de cada tecnología, la vida útil de la central, la eficiencia de las turbinas, siendo estos los principales.

Tabla 7.1 Costos nivelados de inversión

Costos nivelados de inversión \$/MWh											
Central	Potencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Térmica Convencional	2 x 350	146	194	204	217	220	258	270	400	323	304
	2 x 160	204	268	282	300	304	361	380	551	458	420
	2 x 84	240	515	331	352	357	427	453	644	535	494
	2 x 37.5	291	379	397	422	427	518	555	769	639	
Turbogás autoderivada gas	1x45.9	551	683	699	675	825	928	1,102	1,793	1,491	999
Turbogás industrial gas	1x85	393	526	540	542	625	704	787	1,225	1,018	854
Turbogás industrial gas "F"	1x186	342	443	430	438	485	576	673	962	831	710
Turbogás industrial gas "G"	1x53	297	416	407	400	470	526	572	884	736	652
Turbogás autoderivada diesel	1x43.8	588	621	646	659	820	966	1,223	2,012	1,683	1,215
Ciclo combinado gas 1x1 F	1x283	73	93	100	99	106	135	175	239	205	179
Ciclo combinado gas 1x1 G	1x372	67	86	98	91	101	117	153	208	180	150
Ciclo combinado gas 2x1 G	1x744	62	78	88	83	96	111	152	198	171	151
Diesel	2x18.7	251	336	356	363	394	518	503	539	391	418
	3x13.5	259	347	368	375	428	613	595	961	697	550
	3x3.4	305	405	430	438	479	749	727	1,174	852	703
Carboeléctrica	2x350	238	323	336	362	306	386	404	614	439	420
C. dual s/desulfurador	2x350	244	330	344	371	270	343	373	569	491	537
C. dual c/desulfurador	2x350	290	394	391	420	309	400	430	646	560	
Nuclear	1 x 356	392	546	318	323	363	458	576	1,465	895	912
Geotérmica Cerro Prieto	4x26.95	159	220	226	239	265	286	338	482	438	429
Geotérmica Los Azufres	4x26.6	161	210	230	243	273	292	351	499	408	397
Hidroeléctricas											
Aguamilpa	3x320	806	1,052	1,116	1,205	1,285	1,444	1,570	2,200	2,319	1,699
Agua Prieta	2x120	1,121	1,454	1,544	1,677	1,789	2,010	2,186	3,626	3,440	2,865
La Amistad	2x33	398	525	558	596	615	771	807	872	752	
Bacurato	2x46	491	648	688	734	758	950	995	1,075	927	
El Cajón											1,245
Caracol	3x200	723	974	1,035	1,104	1,104	1,429	1,496	1,617	1,408	1,394
Comedero	2x50	606	781	829	906	971	1,086	1,181	1,975	1,822	
Chicoasén	5x300	482	645	685	731	755	947	991	1,071	923	914
Peñitas	4x105	509	685	727	776	801	1,005	1,052	1,137	980	971
Zimapán	2x146	1,043	1,337	1,420	1,531	1,633	1,835	1,995	2,712	2,851	2,094

Fuente: Manuales de Costos y Parámetros 2002-2011

Tabla 7.2 Costos nivelados de combustible

Costos nivelados de Combustible \$/MWh											
Central	Potencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Térmica Convencional	2 x 350	238	313	388	451	568	516	637	1,085	1,227	1,416
	2 x 160	247	326	403	468	590	536	661	1,125	1,273	1,544
	2 x 84	278	366	453	526	662	602	743	1,265	1,431	1,734
	2 x 37.5	300	395	489	567	715	649	801	1,364	1,543	1,781
Turbogás autoderivada gas	1x45.9	320	381	474	610	742	727	857	1,034	1,148	772
Turbogás industrial gas	1x85	402	480	598	771	938	708	810	978	1,447	960
Turbogás industrial gas "F"	1x186	359	428	533	685	839	925	1,084	1,303	1,303	844
Turbogás industrial gas "G"	1x53	344	402	500	651	793	818	942	1,139	1,214	810
Turbogás autoderivada diesel	1x43.8	435	468	552	634	979	1,047	1,365	2,186	2,412	2,315
Ciclo combinado gas 1x1 F	1x283	240	286	356	455	554	550	630	778	855	565
Ciclo combinado gas 2x1 F	1x568	239	284	354	453	551	547	627	774	852	562
Ciclo combinado gas 1x1 G	1x372	238	281	350	452	548	546	625	771	826	557
Ciclo combinado gas 2x1 G	1x744	238	280	349	450	545	539	611	759	825	554
Diesel	2x18.7	185	246	303	353	469	420	518	879	996	1,266
	3x13.5	187	249	307	358	490	442	543	915	1,040	1,320
	3x3.4	207	275	339	394	539	526	647	1,090	1,239	1,556
Carboeléctrica	2x350	163	193	188	182	212	223	247	352	326	414
C. dual s/desulfurador	2x350	124	131	140	160	225	242	331	485	573	385
C. dual c/desulfurador	2x350	116	122	129	147	187	203	323	488	475	
Nuclear	1 x 356	60	66	73	76	75	85	102	143	127	69
Geotérmica Cerro Prieto	4x26.95	169	200	215	235	243	267	468	598	627	633
Geotérmica Los Azufres	4x26.6	169	197	209	204	212	234	464	585	613	621
Hidroeléctricas											
Aguamilpa	3x320	8.4	8.8	9.1	9.1	9.1	8.4	9.5	10.4	13.6	13.6
Agua Prieta	2x120	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.9	3.2	4.1	4.1
La Amistad	2x33	19.2	20.2	20.8	20.8	20.8	22.6	25.5	28.1	36.6	36.6
Bacurato	2x46	10.5	11.0	11.3	11.3	11.3	12.1	13.7	15.1	19.7	19.7
Caracol	3x200	11.9	12.5	12.9	12.9	12.9	13.3	15.0	16.6	21.5	21.5
Comedero	2x50	13.6	14.3	14.7	14.7	14.7	14.5	16.4	18.1	23.5	23.5
Chicoasén	5x300	6.2	6.5	6.7	6.7	6.7	6.9	7.8	8.7	11.3	11.3
Peñitas	4x105	33.1	34.7	35.8	35.8	35.8	37.1	41.9	46.2	60.1	60.1
Zimapán	2x146	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.3	2.6	2.8	3.7	3.7

Fuente: Manuales de Costos y Parámetros 2002-2011

Tabla 7.3 Costos nivelados de Operación y Mantenimiento

Costos nivelados de Operación y Mantenimiento \$/MWh											
Central	Potencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Térmica Convencional	2 x 350	51.3	56.4	60.1	62.5	66.6	68.5	73.4	83.7	86.2	85.2
	2 x 160	75.7	84.4	91.1	94.6	99.5	104.2	111.2	129.4	133.8	130.9
	2 x 84	100.7	111.0	119.1	124.2	130.1	136.7	145.6	167.5	173.2	169.0
	2 x 37.5	134.7	151.2	163.3	169.9	178.6	188.0	199.5	233.3	242.2	
Turbogás autoderivada gas	1x45.9	190.6	199.1	207.6	238.4	256.4	277.6	298.0	326.5	331.3	343.9
Turbogás industrial gas	1x85	104.0	110.0	114.8	123.5	132.7	143.5	154.2	168.9	171.3	177.7
Turbogás industrial gas "F"	1x186	65.8	69.1	72.2	53.8	81.5	87.9	94.5	103.7	105.3	109.0
Turbogás industrial gas "G"	1x53	48.8	51.3	53.7	40.3	60.0	64.3	69.2	76.0	77.1	79.8
Turbogás autoderivada diesel	1x43.8	206.9	217.9	222.2	261.0	280.7	304.0	326.3	357.5	365.0	378.9
Ciclo combinado gas 1x1 F	1x283	48.0	53.4	57.0	58.6	61.8	65.0	69.4	82.3	84.8	85.3
Ciclo combinado gas 2x1 F	1x568	39.3	43.1	45.5	47.2	49.4	53.3	57.2	66.6	68.6	69.4
Ciclo combinado gas 1x1 G	1x372	43.6	48.4	51.6	51.5	53.8	56.6	60.7	69.8	71.7	72.2
Ciclo combinado gas 2x1 G	1x744	36.5	40.0	42.1	42.5	43.1	45.4	48.8	56.9	58.4	59.0
Diesel	2x18.7	146.4	167.0	172.4	183.7	225.4	292.3	295.1	332.3	308.9	320.5
	3x13.5	157.0	179.0	184.8	196.9	236.3	282.0	285.5	332.0	308.2	313.2
	3x3.4	195.3	222.7	229.5	244.6	310.5	430.3	434.7	494.2	459.1	473.4
Carboeléctrica	2x350	70.5	78.9	86.6	88.1	89.1	93.3	99.6	114.3	118.6	119.4
C. dual s/desulfurador	2x350	71.7	80.3	88.2	89.7	69.6	80.4	85.6	105.2	98.7	
C. dual c/desulfurador	2x350	97.5	106.8	102.5	104.7	83.8	95.4	101.2	125.1	117.0	112.4
Nuclear	1 x 356	112.5	120.5	97.6	101.2	102.2	104.8	108.9	135.8	206.4	207.6
Geotérmica Cerro Prieto	4x26.95	55.9	72.7	77.7	81.9	86.3	88.6	92.9	106.1	117.1	118.4
Geotérmica Los Azufres	4x26.6	52.6	68.6	73.3	77.4	81.3	91.5	95.9	109.9	110.2	111.6
Aguamilpa	3x320	26.1	27.6	29.3	31.8	45.1	36.7	39.1	32.7	45.4	47.4
Agua Prieta	2x120	53.3	56.4	59.7	64.8	87.3	74.9	79.9	87.2	92.4	96.3
La Amistad	2x33	85.7	90.6	95.9	104.1	159.6	120.8	129.0	140.9	147.9	154.5
Bacurato	2x46	59.8	63.2	66.9	72.6	107.5	84.2	89.8	98.1	103.3	107.8
Caracol	3x200	29.3	31.0	32.8	35.6	53.8	41.2	43.8	47.9	50.9	53.1
Comedero	2x50	60.1	63.6	67.3	73.1	107.3	84.7	90.4	98.7	104.0	108.5
Chicoasén	5x300	16.2	17.1	18.1	19.6	35.1	22.7	24.1	26.4	28.1	29.3
Peñitas	4x105	23.2	24.6	26.0	28.2	55.1	32.7	34.8	38.0	40.3	42.0
Zimapán	2x146	19.1	20.2	21.4	23.2	30.6	26.8	28.6	31.2	33.1	34.5

Fuente: Manuales de Costos y Parámetros 2002-2011

Tabla 7.4 Costos Nivelados Totales

Costos Nivelados Totales \$/MWh											
Central	Potencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Térmica Convencional	2 x 350	435	564	652	730	855	843	980	1,568	1,636	1,805
	2 x 160	527	679	776	863	994	1,001	1,152	1,806	1,865	2,095
	2 x 84	618	992	903	1,002	1,149	1,166	1,342	2,077	2,140	2,397
	2 x 37.5	725	925	1,049	1,159	1,321	1,355	1,555	2,366	2,425	1,781
Turbogás autoderivada gas	1x45.9	1,062	1,263	1,381	1,523	1,823	1,933	2,257	3,154	2,971	2,115
Turbogás industrial gas	1x85	899	1,116	1,253	1,437	1,696	1,555	1,752	2,371	2,637	1,992
Turbogás industrial gas "F"	1x186	767	940	1,035	1,176	1,405	1,589	1,851	2,368	2,239	1,663
Turbogás industrial gas "G"	1x53	690	869	961	1,091	1,324	1,408	1,583	2,099	2,026	1,541
Turbogás autoderivada diesel	1x43.8	1,230	1,307	1,420	1,553	2,080	2,318	2,914	4,556	4,460	3,908
Ciclo combinado gas 1x1 F	1x283	361	432	513	612	721	751	875	1,100	1,145	829
Ciclo combinado gas 2x1 F	1x568	346	412	489	591	702	725	850	1,070	1,117	807
Ciclo combinado gas 1x1 G	1x372	349	415	499	595	702	720	838	1,049	1,078	779
Ciclo combinado gas 2x1 G	1x744	336	398	479	575	684	695	812	1,014	1,054	764
Diesel	2x18.7	582	749	832	900	1,088	1,231	1,316	1,750	1,696	2,004
	3x13.5	604	775	860	929	1,154	1,337	1,424	2,209	2,046	2,183
	3x3.4	707	903	998	1,077	1,329	1,705	1,808	2,759	2,550	2,732
Carboeléctrica	2x350	471	595	610	632	607	702	751	1,080	884	954
C. dual s/desulfurador	2x350	440	542	573	621	565	665	790	1,159	1,163	922
C. dual c/desulfurador	2x350	503	623	623	672	581	698	854	1,259	1,153	112
Nuclear	1 x 356	564	733	489	501	540	647	787	1,743	1,229	1,188
Geotérmica Cerro Prieto	4x26.95	384	492	518	556	594	642	899	1,186	1,182	1,181
Geotérmica Los Azufres	4x26.6	383	476	512	524	567	618	911	1,193	1,131	1,130
Hidroeléctricas											
Aguamilpa	3x320	840	1,088	1,155	1,245	1,339	1,489	1,619	2,243	2,378	1,760
Agua Prieta	2x120	1,177	1,513	1,606	1,745	1,878	2,088	2,269	3,717	3,536	2,966
La Amistad	2x33	503	636	675	721	795	914	961	1,041	936	191
Bacurato	2x46	561	722	766	818	877	1,047	1,098	1,188	1,050	127
El Cajón		41	44	46	49	67	54	59	64	72	1,320
Caracol	3x200	797	1,052	1,117	1,192	1,226	1,528	1,603	1,734	1,536	1,526
Comedero	2x50	628	805	854	933	1,013	1,116	1,213	2,010	1,861	41
Chicoasén	5x300	538	704	747	796	846	1,016	1,068	1,155	1,024	1,016
Peñitas	4x105	530	707	751	802	834	1,034	1,083	1,171	1,017	1,009
Zimapán	2x146	1,096	1,394	1,479	1,594	1,721	1,906	2,073	2,795	2,944	2,191

Fuente: Manuales de Costos y Parámetros 2002-2011

8. Acondicionamiento de los datos y obtención de matrices

Se obtuvieron los costos nivelados de los manuales de Costos y Parámetros desde 1982 hasta el 2011. Durante dicho periodo se observó que los datos estuvieron afectados por altas inflaciones y devaluaciones de la moneda, razón por la que se decidió utilizar los datos de 1992 a 2011, al ser un periodo de mayor estabilidad económica.

Una vez que se recopilaron los costos de 20 años, se decidió sacar un promedio para cada tecnología, agruparlos y obtener el costo total nivelado de generación, tal y como se muestra en la tabla 8.1. No se desglosan las tecnologías de participación minoritaria, como las plantas de combustión interna y las de turbogás, las cuales se incluyeron en las térmicas convencionales y las de ciclo combinado respectivamente.

Tabla 8.1 Costo nivelado total de generación

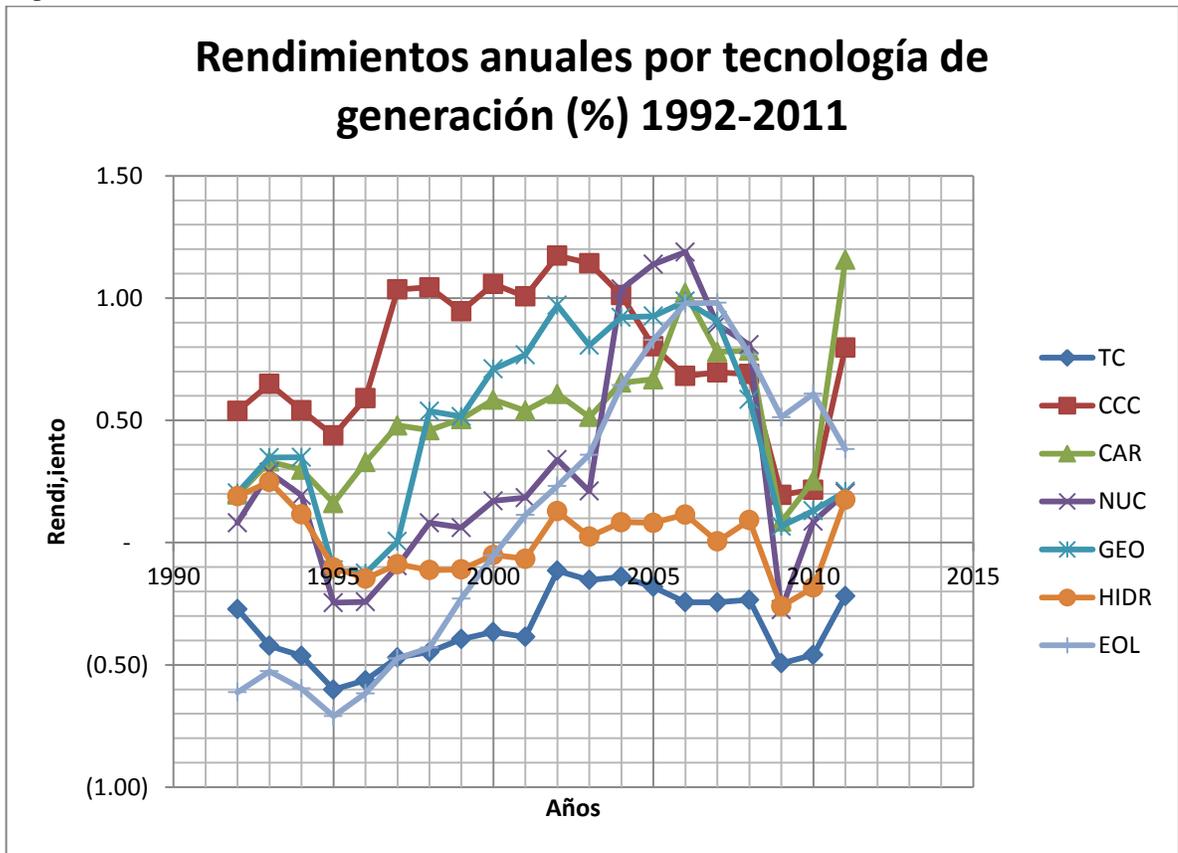
Costo Nivelado de Generación \$/MWh							
Año	TC	CCC	CAR	NUC	GEO	HIDRO	EOLO
1992	290.64	137.63	177.00	195.81	175.93	178.00	545.69
1993	382.30	134.00	166.00	171.70	164.00	177.00	466.16
1994	413.24	144.00	171.00	186.06	164.55	199.00	550.31
1995	669.32	185.69	229.84	354.06	300.61	297.00	919.16
1996	794.23	218.15	261.00	457.73	396.56	407.00	905.28
1997	806.03	210.00	289.00	472.41	425.51	469.00	812.19
1998	869.26	235.00	329.00	444.45	312.39	541.00	841.98
1999	899.83	280.00	362.00	513.36	359.63	612.00	706.87
2000	989.00	305.00	396.00	536.00	367.05	661.00	662.61
2001	1,078.00	330.00	430.00	559.53	374.47	709.00	595.15
2002	853.70	347.75	470.00	564.49	383.59	670.00	613.49
2003	1,047.00	414.00	586.00	732.82	491.00	866.00	652.42
2004	1,157.18	495.00	602.00	488.90	518.29	919.00	605.78
2005	1,306.00	593.00	641.00	500.00	555.00	989.00	584.62
2006	1,561.00	702.00	584.00	539.46	594.00	1,059.00	596.63
2007	1,621.00	722.00	688.23	647.41	642.01	1,219.00	618.36
2008	1,860.00	843.00	798.00	787.36	898.00	1,304.40	805.36
2009	2,497.00	1,058.26	1,165.81	1,743.25	1,186.00	1,711.00	836.10
2010	2,468.00	1,098.00	1,065.00	1,229.00	1,181.21	1,635.00	830.03
2011	1,827.56	794.00	662.00	1,187.21	1,180.80	1,214.24	1,032.67

Fuente: CFE. Manuales de Costos y Parámetros 1992-2011.

Los costos de las centrales eólicas se obtuvieron de estimaciones de IEA Wind Task 26. The past and the future of wind energy.

La figura 8.1 muestra el comportamiento de los rendimientos anuales, se puede observar como los rendimientos de algunas tecnologías no siguen patrones similares mientras que otros si, debido a que los precios de algunas tecnologías están indizadas al precio del crudo, además de que los costos de inversión y de operación y mantenimiento están más ligados a la inflación que al precio del petróleo.

Figura 8.1 Rendimientos anuales



Fuente: Elaboración propia

Se obtuvieron los rendimientos por tres métodos diferentes, para poder realizar sendos ensayos y comparar sus resultados.

En primera instancia se obtuvieron los rendimientos mediante el inverso del costo nivelado de generación, ver tabla 8.2.

Tabla 8.2 Rendimientos sobre la inversa del costo

Inversa del costo							
AÑO	RENDIMIENTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACIÓN \$/kWh						
	TC	CCC	CAR	NUC	GEO	HIDR	EOL
1992	3.44	7.27	5.64	5.11	5.68	5.59	4.99
1993	2.62	7.42	6.02	5.82	6.10	5.62	6.07
1994	2.42	6.91	5.84	5.37	6.08	5.01	3.55
1995	1.49	5.39	4.35	2.82	3.33	3.36	2.50
1996	1.26	4.58	3.82	2.18	2.52	2.45	2.53
1997	1.24	4.76	3.45	2.12	2.35	2.13	2.81
1998	1.15	4.26	3.04	2.25	3.20	1.85	2.45
1999	1.11	3.57	2.76	1.95	2.78	1.63	2.64
2000	1.01	3.28	2.52	1.86	2.72	1.51	2.41
2001	0.93	3.03	2.33	1.79	2.67	1.41	2.44
2002	1.17	2.88	2.12	1.77	2.61	1.49	2.02
2003	0.96	2.41	1.71	1.36	2.04	1.15	1.99
2004	0.86	2.02	1.66	2.05	1.93	1.09	1.98
2005	0.77	1.69	1.56	2.00	1.80	1.01	2.04
2006	0.64	1.42	1.71	1.85	1.68	0.94	1.91
2007	0.62	1.38	1.45	1.54	1.56	0.82	1.66
2008	0.54	1.19	1.25	1.27	1.11	0.77	1.23
2009	0.40	0.94	0.86	0.57	0.84	0.58	1.20
2010	0.41	0.91	0.94	0.81	0.85	0.61	1.21
2011	0.55	1.26	1.51	0.84	0.85	0.82	1.01

Fuente: Elaboración propia

En el segundo método se obtuvo el rendimiento mediante la diferencia del precio medio de ventas de cada año menos el costo de generación para cada tecnología del año correspondiente. Esta diferencia se dividió entre el mismo costo de generación. Este método arroja un rendimiento sobre el costo de generación, ver tabla 8.3.

Tabla 8.3 Rendimiento sobre el costo de generación

Rendimientos sobre costo de generación							
AÑO	RENDIMIENTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACIÓN \$/kWh						
	TC	CCC	CAR	NUC	GEO	HIDR	EOL
1992	- 0.27	0.54	0.19	0.08	0.20	0.18	0.06
1993	- 0.42	0.65	0.33	0.29	0.35	0.25	0.35
1994	- 0.46	0.54	0.30	0.20	0.35	0.11	- 0.21
1995	- 0.60	0.44	0.16	- 0.25	- 0.11	- 0.10	- 0.33
1996	- 0.56	0.59	0.32	- 0.24	- 0.13	- 0.15	- 0.12
1997	- 0.47	1.04	0.48	- 0.10	0.00	- 0.09	0.20
1998	- 0.45	1.04	0.46	0.08	0.54	- 0.11	0.18
1999	- 0.39	0.95	0.50	0.06	0.52	- 0.11	0.44
2000	- 0.37	1.06	0.58	0.17	0.71	- 0.05	0.51
2001	- 0.39	1.01	0.54	0.18	0.77	- 0.07	0.62
2002	- 0.11	1.17	0.61	0.34	0.97	0.13	0.53
2003	- 0.15	1.14	0.51	0.21	0.81	0.02	0.77
2004	- 0.14	1.01	0.65	1.04	0.92	0.08	0.97
2005	- 0.18	0.80	0.67	1.14	0.92	0.08	1.19
2006	- 0.24	0.68	1.02	1.19	0.99	0.11	1.26
2007	- 0.24	0.70	0.78	0.89	0.91	0.00	1.04
2008	- 0.23	0.69	0.78	0.81	0.58	0.09	0.75
2009	- 0.49	0.20	0.09	- 0.27	0.07	- 0.26	0.52
2010	- 0.46	0.22	0.25	0.09	0.13	- 0.18	0.61
2011	- 0.22	0.80	1.15	0.20	0.21	0.18	0.44

Fuente: Elaboración propia

Para el tercer ensayo los rendimientos se obtuvieron mediante el costo incremental de cada periodo entre el costo de generación de cada tecnología; con el fin de obtener el costo incremental se saca la diferencia de la tecnología de mayor costo menos cada tecnología, ver tabla 8.4.

Tabla 8.4 Rendimientos sobre costo incremental

Rendimientos sobre costo incremental							
AÑO	RENDIMIENTOS POR TECNOLOGIA DE GENERACIÓN \$/kWh						
	TC	CCC	CAR	NUC	GEO	HIDR	EOL
1992	0.00	1.12	0.64	0.49	0.66	0.63	0.46
1993	0.00	1.85	1.31	1.23	1.34	1.15	1.33
1994	0.00	1.86	1.42	1.23	1.52	1.07	0.47
1995	0.00	2.61	1.92	0.89	1.23	1.25	0.67
1996	0.00	2.65	2.04	0.74	1.01	0.95	1.01
1997	0.00	2.84	1.79	0.71	0.90	0.72	1.27
1998	0.00	2.70	1.64	0.96	1.79	0.61	1.13
1999	0.00	2.22	1.48	0.75	1.50	0.47	1.38
2000	0.00	2.25	1.50	0.85	1.70	0.50	1.38
2001	0.00	2.27	1.51	0.93	1.88	0.52	1.64
2002	0.00	1.46	0.82	0.51	1.23	0.27	0.72
2003	0.00	1.53	0.79	0.43	1.13	0.21	1.09
2004	0.00	1.34	0.92	1.37	1.23	0.26	1.29
2005	0.00	1.20	1.04	1.61	1.35	0.32	1.67
2006	0.00	1.22	1.68	1.90	1.63	0.48	1.99
2007	0.00	1.25	1.36	1.51	1.53	0.33	1.70
2008	0.00	1.21	1.33	1.36	1.07	0.43	1.28
2009	0.00	1.36	1.14	0.43	1.11	0.46	2.00
2010	0.00	1.25	1.32	1.01	1.09	0.51	1.98
2011	0.00	1.30	1.76	0.54	0.55	0.51	0.85

Fuente: Elaboración propia

9. Aplicación del modelo de portafolio de Markowitz

En este capítulo se describe el modelo matemático aplicado a siete tecnologías de generación: Termoeléctrica Convencional (TC), Ciclo Combinado (CC), Carbón (CAR), Nuclear (NUC), Geotérmica (GEO), Hidroeléctrica (HIDRO) y Eólica (EOL).

En el capítulo 3 se describieron tres modelos de selección de carteras y se decidió utilizar el modelo de media varianza de Markowitz por ser el que resulta más sencillo en su aplicación a la selección de activos financieros. Los otros dos modelos estudiados, el de valuación de activos de capital de Sharpe y el de valuación por arbitraje no resultan ser tan aplicables, ya que consideran más supuestos aplicables a activos financieros.

La teoría financiera de portafolio puede ser aplicada a portafolios de activos de generación, haciendo analogía de los activos financieros en donde los rendimientos periódicos son utilizados para realizar las operaciones necesarias, con objeto de calcular la frontera eficiente y poder determinar el portafolio ideal. Los rendimientos periódicos se estimaron como se describió en la sección anterior. El rendimiento promedio μ para cada tecnología i se calcula:

$$\mu_i = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_j^n r_{ij}}{n} \quad (9.1)$$

Modelo

El modelo puede ser planteado indistintamente, ya sea con una función objetivo de maximización de rendimientos o una de minimización de riesgo, en el primer caso se tendría una restricción de riesgo y en el segundo una restricción de rendimiento.

El modelo del portafolio para maximizar el rendimiento queda:

$$\text{Max } \mu_p = \sum_{i=1}^n w_i r_i \quad (9.2)$$

$$\sigma_p = \text{mínima}$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

$$w_i \geq 0$$

Donde

μ_p = Rendimiento esperado del portafolio p. ($\mu_p = E[r_p]$)

w_i = Fracción de participación del activo i.

μ_i = Rendimiento del activo i.

σ_p = desviación estándar del portafolio p.

Y el modelo para minimizar el riesgo aplicado al problema quedaría planteado de la siguiente manera:

Las variables de decisión son:

w_i = participación de la tecnología i en el portafolio de generación (dada en fracción del portafolio total).

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1 \quad (9.3)$$

$$w_i \geq 0 \quad (9.4)$$

$i =$ TC, CC, CAR, NUC, GEO, HIDRO, EOL

TC = Térmica Convencional (Combustóleo)

CC = Ciclo Combinado (Gas natural)

CAR = Carbón

NUC = Nuclear

GEO = Geotérmica

HIDRO = Hidráulica

EOL = Eólica

Función objetivo

La varianza de los rendimientos del portafolio mide el riesgo total del portafolio.

$$\text{Min } \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} = \mathbf{w}^T \mathbf{V} \mathbf{w} \quad (9.5)$$

Tabla 9.1 Matriz de covarianzas V (σ_{ij})

Tecnología	j						
	TC	CC	CAR	NUC	GEO	HID	EOL
TC	0.022	0.021	0.027	0.049	0.044	0.013	0.047
CC	0.021	0.083	0.036	0.028	0.064	0.009	0.030
CAR	0.027	0.036	0.077	0.085	0.062	0.017	0.077
NUC	0.049	0.028	0.085	0.210	0.137	0.033	0.166
GEO	0.044	0.064	0.062	0.137	0.145	0.020	0.131
HID	0.013	0.009	0.017	0.033	0.020	0.019	0.011
EOL	0.047	0.030	0.077	0.166	0.131	0.011	0.196

Fuente: Elaboración propia

La tabla 9.1 muestra las covarianzas (σ_{ij}) entre las diferentes tecnologías y son los parámetros que se introducen en la siguiente función objetivo.

La función objetivo es la minimización de la varianza del portafolio de tecnologías de generación, este es un modelo de programación cuadrática.

$$\begin{aligned}
 \text{minimizar } z = & w_{TC}^2 \sigma_{TC}^2 + w_{CC}^2 \sigma_{CC}^2 + w_{CAR}^2 \sigma_{CAR}^2 + w_{NUC}^2 \sigma_{NUC}^2 + w_{GEO}^2 \sigma_{GEO}^2 + w_{HID}^2 \sigma_{HID}^2 \\
 & + w_{EOL}^2 \sigma_{EOL}^2 + 2w_{TC}w_{CC}\sigma_{TC-CC} + 2w_{TC}w_{CAR}\sigma_{TC-CAR} + 2w_{TC}w_{NUC}\sigma_{TC-NUC} \\
 & + 2w_{TC}w_{GEO}\sigma_{TC-GEO} + 2w_{TC}w_{HID}\sigma_{TC-HID} + 2w_{TC}w_{EOL}\sigma_{TC-EOL} + 2w_{CC}w_{CAR}\sigma_{CC-CAR} \\
 & + 2w_{CC}w_{NUC}\sigma_{CC-NUC} + 2w_{CC}w_{GEO}\sigma_{CC-GEO} + 2w_{CC}w_{HID}\sigma_{CC-HID} \\
 & + 2w_{CC}w_{EOL}\sigma_{CC-EOL} + 2w_{CAR}w_{NUC}\sigma_{CAR-NUC} + 2w_{CAR}w_{GEO}\sigma_{CAR-GEO} + 2w_{CAR}w_{HID}\sigma_{CAR-HID} \\
 & + 2w_{CAR}w_{EOL}\sigma_{CAR-EOL} + 2w_{NUC}w_{GEO}\sigma_{NUC-GEO} + 2w_{NUC}w_{HID}\sigma_{NUC-HID} \\
 & + 2w_{NUC}w_{EOL}\sigma_{NUC-EOL} + 2w_{GEO}w_{HID}\sigma_{GEO-HID} + 2w_{GEO}w_{EOL}\sigma_{GEO-EOL} \\
 & + 2w_{GEO}w_{EOL}\sigma_{GEO-EOL} + 2w_{HID}w_{EOL}\sigma_{HID-EOL}
 \end{aligned}$$

Sujeta a:

(9.6)

$$\mu_p = E[r_p] = \sum_{i=1}^n w_i E[r_i] = \sum_{i=1}^n w_i \mu_i$$

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1$$

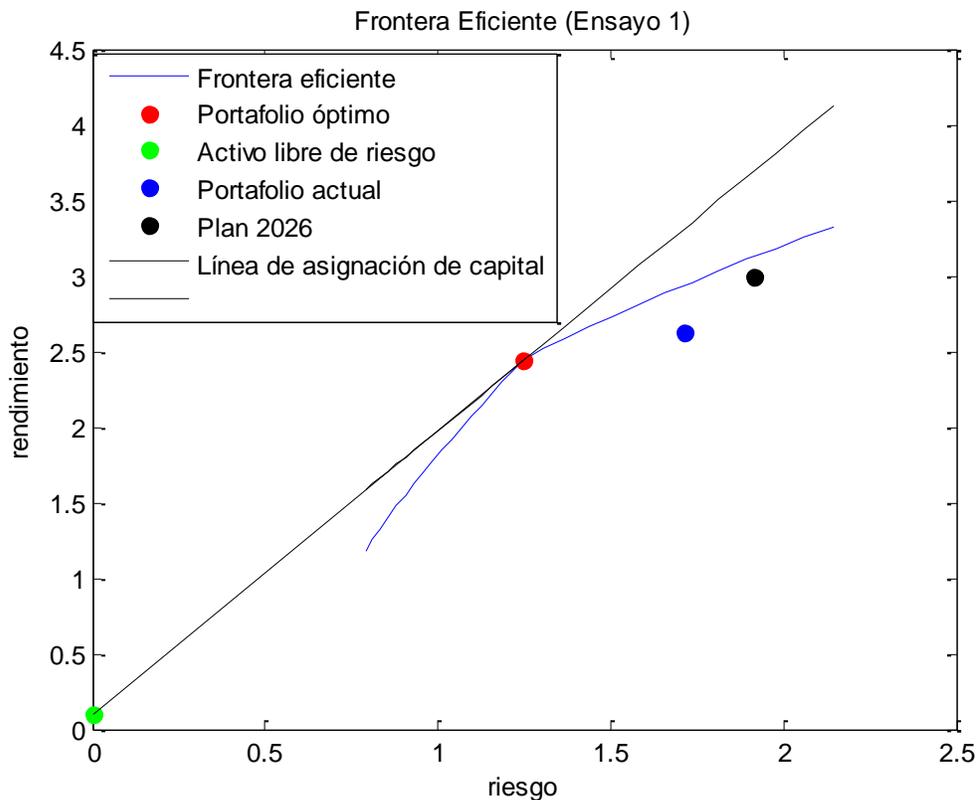
$$w_i \geq 0$$

La primera restricción representa el rendimiento esperado del portafolio y la segunda restricción es la que garantiza que la suma de las participaciones debe ser igual a 1.

10. Resultados

En la presente sección, se presentan los resultados de tres ensayos realizados para los mismos datos, variando sólo el método de obtención del rendimiento. Se realizó una corrida como lo propone Shimon Awerbuch (2003) en su trabajo “Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy Making” en el que obtiene el rendimiento por medio de la inversa del costo. El resultado para este análisis es 98.5% de energía eólica y el 1.5 % de combustibles fósiles, como se puede observar en la Tabla 10.2. Este resultado concentra la generación de energía en una sola fuente y no hay diversificación, de lo que se infiere que la inflación en el periodo altera los resultados del modelo.

Figura 10.1 Frontera eficiente (Ensayo 1) rendimientos inversa del costo.



Fuente: Elaboración propia

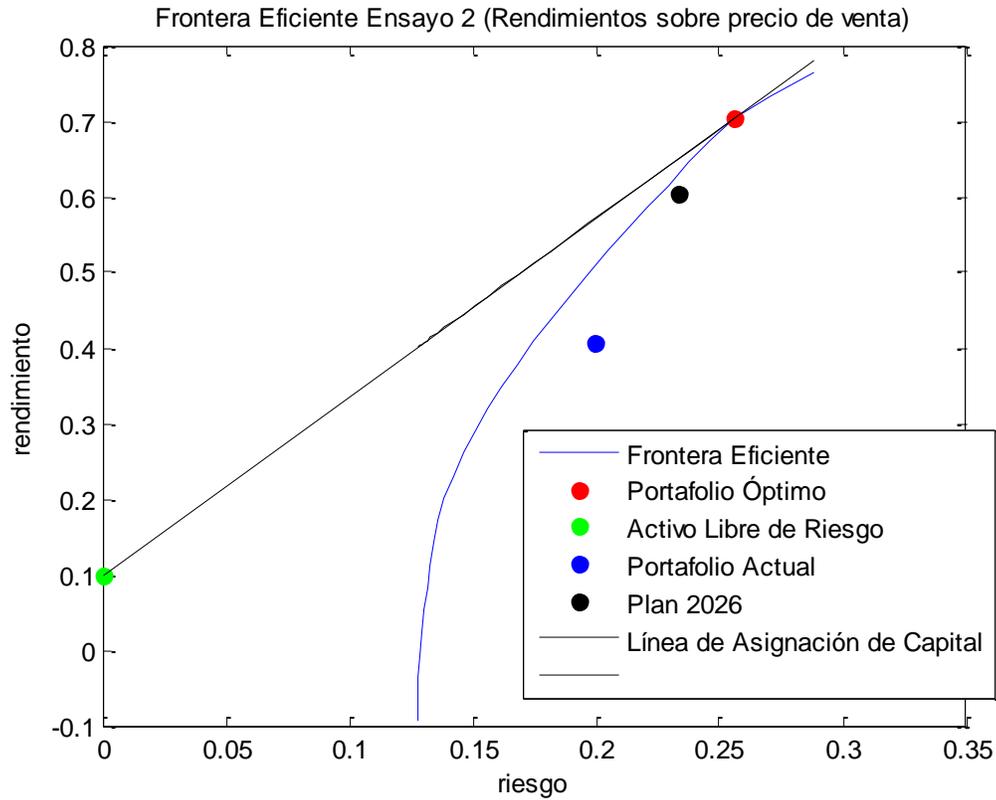
Tabla 10.2 Resultados de ensayo 1 (rendimientos inversa costo)

Índice de Sharpe	Riesgo	Rendimiento	TC	CC	CARB	NUC	GEO	HIDR	EOL
1.88	1.25	2.44	0.00%	0.45%	1.08%	0.00%	0.00%	0.00%	98.47%

Fuente: Elaboración propia

El segundo ensayo se realizó con el rendimiento obtenido por la diferencia del precio medio de venta de la energía, menos el costo de cada tecnología, dividido entre el costo para dicha tecnología. Estos resultados se muestran en la Figura 10.2 y en la tabla 10.3. En este ensayo se observa prácticamente lo contrario del ensayo 1, aquí se concentra generación en 1.6% de generación eólica y el 98.4% de combustibles fósiles 76% ciclo combinado y el 22.4% de carbón. Se puede pensar que dado que se utilizó el precio medio de venta de la energía para obtener el rendimiento, éste se movió más lento que la inflación porque el gobierno lo congeló para poder controlar la inflación en los años noventa.

Figura 10.2 Frontera eficiente ensayo 2 (Rendimientos sobre costo de generación)



Fuente: Elaboración propia

Tabla 10.3. Resultados ensayo 2 (Rendimientos sobre costo de generación)

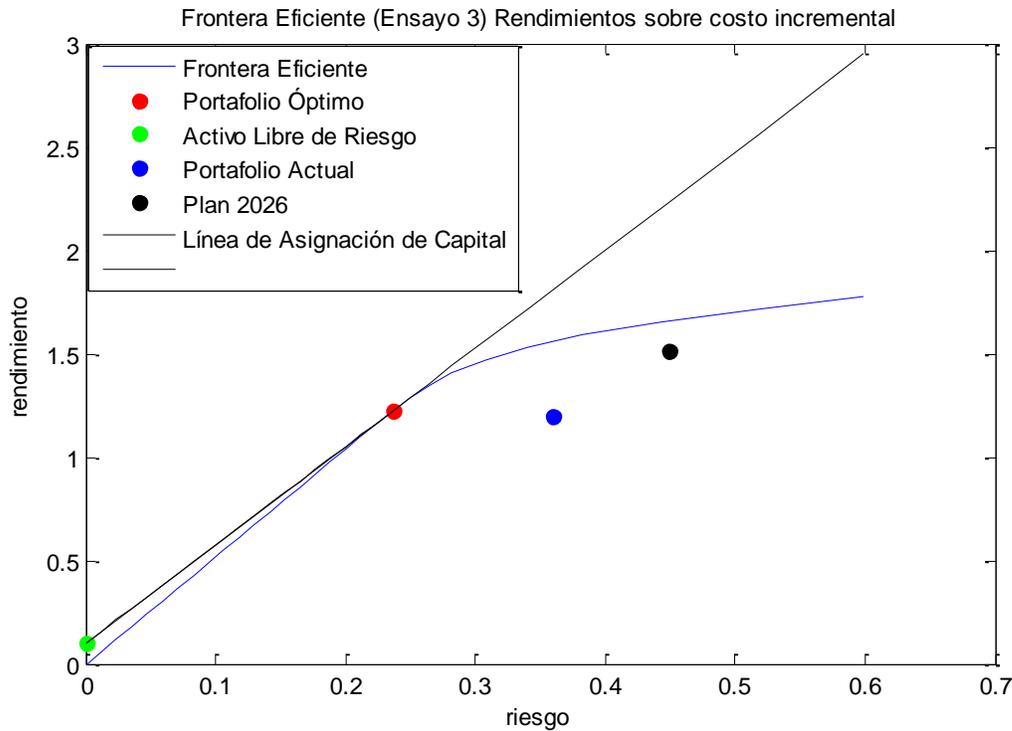
Índice de Sharpe	Riesgo	Rendimiento	TC	CC	CARB	NUC	GEO	HIDR	EOL
2.36	0.26	0.70	0.00%	76.05%	22.34%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62%

Fuente: Elaboración propia

El tercer ensayo fue realizado con el rendimiento obtenido a partir del costo incremental de las tecnologías entre el costo de cada una. Los resultados obtenidos muestran una mayor diversificación. Este método resulta el que arroja mejores resultados en cuanto a diversificación, debido a que la diferencia de costos emula lo que hace el despachador de energía para incorporar las diferentes centrales generadoras al

sistema, esto es, la energía disponible de menor costo se despacha primero, y a todos los demás se les paga el costo máximo despachado, que es lo que se le paga al último participante para satisfacer la demanda de esa hora.

Figura 10.3 Frontera eficiente ensayo 3 (Rendimientos sobre costo incremental)



Fuente: Elaboración propia

Tabla 10.4 Resultados ensayo 3 (Rendimientos sobre costo incremental)

Índice de Sharpe	Riesgo	Rendimiento	TC	CC	CARB	NUC	GEO	HIDR	EOL
4.75	0.24	1.22	0.00%	15.76%	13.57%	8.88%	20.49%	16.33%	24.97%

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 10.4 se puede observar un portafolio diversificado de energía, en el que aumenta la propuesta de energía renovable a 62% y si se incluye la energía nuclear da un resultado superior a 71%, dejando solo el 29% a combustibles fósiles.

Hay que evidenciar que en ninguno de los tres ensayos anteriores se consideraron restricciones tecnológicas, razón por la cual los resultados pudieran no ser factibles. Al tomar en cuenta dichas restricciones, los resultados pueden variar considerablemente.

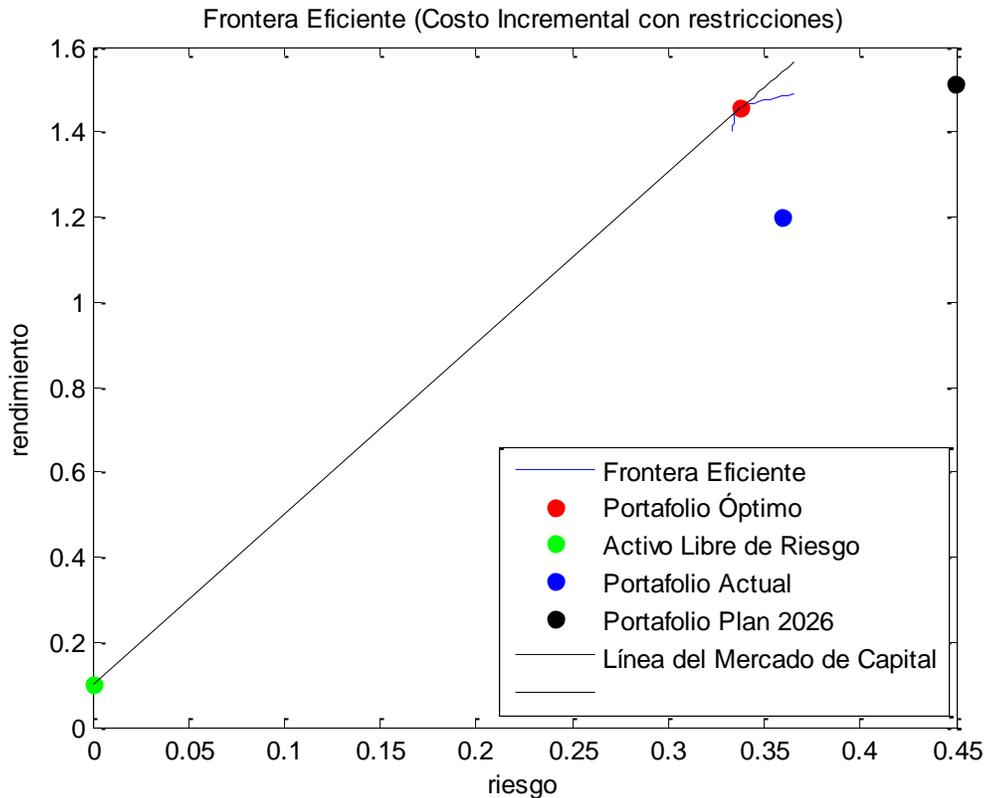
A continuación se muestran los resultados tomando los rendimientos del ensayo 3 con las siguientes restricciones:

Según a la Ley de Aprovechamiento de Energía Renovable y Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE) para el año 2024 se debe generar no más del 65% de energía con combustibles fósiles, siendo el resto de la generación energía renovable.

La generación geotérmica está restringida por la existencia de campos geotérmicos de ciertas características de presión y temperatura del fluido, por lo que se prevé poco crecimiento en este tipo de generación, por lo anterior la Prospectiva del Sector Eléctrico establece que la generación geotérmica no será mayor del 1.9%. Debido a que existe una infraestructura nuclear para el 2026 la generación con este tipo de energía no debe ser menor del 2%. Por último la generación hidráulica, requiere de grandes obras y éstas son de alto impacto social y demográfico, además debido a la naturaleza hidráulica del país, este tipo de generación es usado para cubrir la demanda sólo en horas pico, por lo que en la Prospectiva del Sector Eléctrico se estima una generación de cuando mucho del 9.4%.

En la figura 10.4 se muestra la frontera eficiente con restricciones tecnológicas, observando que la zona de frontera eficiente se reduce por las restricciones de cada tecnología.

Figura 10.4 Frontera eficiente (Costo incremental con restricciones).



Fuente: Elaboración propia

Tabla 10.5 Resultados (Costo incremental con restricciones)

Índice de Sharpe	Riesgo	Rendimiento	TC	CC	CARB	NUC	GEO	HIDR	EOL
4.01	0.34	1.46	0.00%	50.00%	10.00%	4.44%	1.90%	9.00%	24.66%

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 10.5 se observa el portafolio resultante, que indica que para poder generar el 35% de la electricidad con fuentes limpias, tendría que instalarse una central

nuclear adicional y elevar la generación eólica. Esta última tendría que estar respaldada por otro tipo de energía ya que no es posible considerarla para la planeación del despacho de carga, debido a las características aleatorias del viento.

Análisis y discusión de resultados

En esta sección, en una primera instancia se discuten algunos aspectos del presente trabajo y después se analizan los resultados de los cálculos realizados con el modelo de Markowitz.

El primer punto a tratar es la relación existente de la generación de energía eléctrica y la competitividad internacional del país. La competitividad analizada bajo el enfoque sistémico se define dependiendo el nivel analizado: micro (empresa), meso (industria o región), macro (país) y meta (cultura). A nivel macro se define como la calidad del entorno económico e institucional para el desarrollo sustentable y sostenible de las actividades productivas y el aumento de la productividad. Es a nivel macro que distintas organizaciones han establecido índices para medir la competitividad de un país. Estos índices contemplan distintos factores como son: investigación, gobierno, corrupción, cuidado al medio ambiente, infraestructura, etc. Una parte vital de la infraestructura es el suministro de energía eléctrica en donde son analizados la calidad del servicio, la capacidad y el precio de la energía.

No obstante que el sector eléctrico en México es un monopolio, a nivel meso la competitividad de la industria es evaluada comparando sus indicadores con los de industrias semejantes de otros países.

Existe también en el ambiente empresarial la creencia de que la competitividad internacional está ligada a las exportaciones de la firma, bajo el supuesto de que solo si se exporta se compite internacionalmente. A este concepto se le conoce como el paradigma de la competitividad en los mercados internacionales, lo cual es totalmente

falso ya que directa o indirectamente las empresas reciben los beneficios y presiones del mercado internacional, el mundo se volvió una aldea.

Por lo anterior la generación de energía puede verse como un aspecto capital para la competitividad de un país.

Otro factor que se considera para medir la competitividad del país es la sustentabilidad ambiental, y si se opta por generar electricidad con combustibles fósiles, se produce bióxido de carbono el cual contribuye a incrementar el efecto invernadero y por lo tanto al cambio climático. Esto es una de las grandes preocupaciones de la ONU desde principios de los noventa, por lo que ha promovido e impulsado entre las naciones el protocolo de Kyoto en el cual se establecen metas de reducción de gases de efecto invernadero para el año 2050.

Cabe mencionar, que una buena política de generación es la diversificación en las tecnologías de producción de electricidad.

Queda claro que mientras el criterio de selección de centrales de generación sea la minimización del costo, será difícil diversificar, ya que el tomador de decisiones elegirá siempre las centrales de tecnología de menor costo para cumplir con el criterio establecido, entonces las decisiones de instalar energía limpia se convierten en decisiones políticas.

Si se opta por utilizar métodos de selección que contemplen la volatilidad del precio de los combustibles y el riesgo de agotamiento, como el modelo de media

varianza de Markowitz, el portafolio de activos de generación contemplará tecnologías de generación limpias.

Ya se tiene una reforma energética aprobada donde se le abre el camino a los particulares para generar y suministrar la energía, quedando restringidas al estado las actividades de transmisión y distribución. La transmisión será realizada por un organismo independiente y la distribución por la CFE. Es importante hacer notar que con la reforma se le está apostando a la generación con gas natural, que actualmente es barato, pero quien puede asegurar que el incremento en la demanda no subirá los precios, simplemente hay que recordar la crisis del petróleo de los años setenta.

A continuación se analizan los resultados de los tres ensayos realizados a los costos nivelados obtenidos y son comparados con el portafolio actual y con el portafolio proyectado para el 2026.

Tabla 10.6 Resultados de los portafolios calculados contra portafolio actual y de planeación 2026

Tipo de ensayo	Riesgo	Rend.	TC	CC	CARB	NUC	GEO	HIDR	EOL
Ensayo 1 (Rendimientos inversa del costo)	1.25	2.44	0.00%	0.45%	1.08%	0.00%	0.00%	0.00%	98.47%
Ensayo 2 (Rendimientos sobre precio medio)	0.26	0.70	0.00%	76.05%	22.34%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62%
Ensayo 3 (Rendimientos costo incremental)	0.24	1.22	0.00%	15.76%	13.57%	8.88%	20.49%	16.33%	24.97%
Ensayo 3 con restricciones	0.34	1.46	0.00%	50.00%	10.00%	4.44%	1.90%	9.00%	24.66%
Planeación 2026	0.41	0.59	2.3%	66.3%	14.4%	2.7%	1.9%	9.4%	2.7%
Actual	0.20	0.59	17.2	49.2	13.2	2.4	2.7	15.2	0.1

Fuente: Elaboración propia

El ensayo 1 en el cual se obtuvo un portafolio demasiado sesgado hacia la tecnología eólica con el 98.47% de la generación, es un portafolio no factible, porque no es posible tener a la energía eólica como carga base, debido principalmente a que no puede programarse y también a que no sería un portafolio diversificado. Este resultado se obtiene porque los costos que sirvieron de base para obtener el rendimiento ocurrieron durante periodos de inflación muy alta. Es muy probable que la inestabilidad en los precios sea la causante de la distorsión en el resultado. Es conveniente mencionar que no existe un sistema preciso para la obtención de los costos nivelados, y que, desde que empezó a ser calculado, fue cambiando en los criterios, conforme cambiaron los encargados de realizar el Manual de Costos y Parámetros (COPAR).

El ensayo 2 utiliza los rendimientos obtenidos por la diferencia del precio medio de venta de la energía y el costo nivelado para cada tecnología en cada uno de los años considerados. El resultado también concentra en tres tecnologías el portafolio: la tecnología de centrales de ciclo combinado y la tecnología de carbón concentran el 98.4% de generación. La explicación es similar a la del recíproco del costo (ensayo 1); años de mucha inflación distorsionan los rendimientos, esto aunado a que el gobierno congeló los precios de la energía, subsidiándola para controlar la inflación, lo que contribuye al aumento en la distorsión, ya que para obtener el rendimiento se tomó el precio medio de venta de la energía.

En el ensayo 3 se utilizan los rendimientos obtenidos restando el valor de la tecnología de mayor costo en el periodo al costo de cada tecnología, considerando la diferencia del costo como una ganancia por utilizar dicha tecnología. en vez de la más cara, la ganancia se divide entre el costo de la tecnología para obtener el rendimiento,

Esto es similar a la política de despacho de carga, en la cual conforme, se vaya presentando la demanda, se van despachando las centrales con menor costo variable de generación, a todas las centrales que están generando se les paga el precio del último en entrar al despacho de carga, que es el más caro, obteniendo así mayor ganancia los que tienen costos más bajos, que son los que entraron antes.

Se puede observar que el portafolio obtenido tiene una mayor diversificación, dando mayor participación a las fuentes de energía limpia.

El portafolio que arroja un mayor rendimiento es el que no se le imponen restricciones. A medida que se le imponen restricciones de cualquier índole, el rendimiento baja. En todos los casos se mejora el rendimiento del portafolio actual y también en todos los casos aumenta un poco el riesgo a cambio de un mayor rendimiento.

El portafolio para el año 2026 planteado en la Prospectiva del Sector Eléctrico no cumple con la restricción marcada en la LAERFTE de generar un máximo del 65% con energía a base de combustible fósil, ya que en su composición tiene un 83% de este tipo de energía, además el rendimiento es menor y el riesgo mayor que el portafolio propuesto en el ensayo 3.

Conclusiones

Es claro que la planeación de generación de energía y el establecimiento de políticas de energía para el país no es una tarea sencilla, se requiere de mucho análisis, de esfuerzos multidisciplinarios, además de la utilización de técnicas a distinta profundidad y alcance, pero sobre todo es necesario cambiar los paradigmas como el de costo mínimo. Es necesario pensar en estrategias que contemplen no solo los beneficios de corto plazo y sobre todo los beneficios que sacrifiquen la sustentabilidad de la sociedad, sino estrategias que tomen en cuenta aspectos sociales, demográficos, económicos y ambientales.

Es impostergable el uso de enfoques que promuevan proyectos sustentables en todos los órdenes. Los proyectos de energía renovable mitigan la emisión de gases de efecto invernadero, pero por si mismos no son una solución para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. La aplicación de técnicas como la de Markowitz para la planeación son una forma novedosa de planear y fijar políticas de generación de energía eléctrica.

Después de aplicar el modelo de Markowitz a los datos de costos nivelados se puede concluir lo siguiente, respecto a los objetivos de investigación planteados.

- Aplicar el modelo de portafolio de Markowitz es posible y puede ayudar a la toma de decisiones en la planeación de la expansión de sistemas eléctricos. Para tener mejores resultados es necesario que exista consistencia en el cálculo del costo nivelado de generación, del análisis de los datos recolectados se observan

en algunos años inconsistencias, quizás debidas a que en algunos años de los noventas se tuvieron inflaciones de consideración.

- El costo de generación de electricidad presenta una volatilidad que depende en gran medida de la variación del precio de los combustibles, que esta se mide por la varianza de los costos de generación a través de los años. De los resultados obtenidos se puede establecer que el riesgo disminuye grandemente para el mismo o mayor rendimiento en portafolios diversificados. Claramente se puede observar que para el ensayo 3 el riesgo disminuye al 24%, mientras que en portafolios no diversificados se tienen riesgos mayores al mismo nivel de rendimiento.
- Los costos de generación están conformados por los costos de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento de la centrales, los cuales presentan variabilidad con el paso de los años debido a diferentes factores tanto internos como externos, como son variación de las reservas internacionales de combustibles, aumento o disminución de la demanda, el arribo de nuevas tecnologías, huelgas, etc. Con los costos obtenidos en la Comisión Federal de Electricidad en el periodo comprendido entre 1992 a 2011 se determinó el riesgo y se calcularon los rendimientos llegando a la conclusión de que la diversificación disminuye el riesgo y se obtienen mejores rendimientos.
- La única forma de alcanzar los objetivos establecidos en la Ley para el Aprovechamiento de Energía Renovable y Fomento para la Transición

Energética. (LAERFTE), es mediante el portafolio obtenido por medio del modelo de Markowitz. La solución obtenida debe ajustarse con las restricciones tecnológicas propias del sistema, reduciéndose con esto el área de factibilidad y por lo tanto la frontera eficiente.

- En todos los ensayos quedo demostrado que tanto el portafolio actual, como el portafolio del Plan 2026 establecido en la Prospectiva del Sector Eléctrico, no se encuentra en la frontera eficiente en ninguno de los ensayos, siendo la del Plan 2026 lo más cercano al caso debido a las restricciones impuestas por el sistema.
- El aplicar el modelo de Markowitz a portafolios de activos de generación nos indica donde se encuentra la mezcla de activos seleccionada respecto a la frontera eficiente.
- Que es posible aplicar el modelo de Markowitz como una herramienta de planeación, complementando a todas las herramientas existentes.

El modelo de Markowitz toma en cuenta el riesgo de los activos de generación por lo que, el resultado nos arroja una participación mayor de energías limpias ya que estas presentan una variabilidad menor en el costo de combustible por no estar directamente relacionada con la variación de los precios de los combustibles fósiles.

Propuesta

En la actualidad se tiene una reciente reforma estructural al sector energético, que para empezar indica que la CFE deja de ser una empresa paraestatal, para pasar a ser una empresa productiva del Estado. Lo cual significa que uno de los objetivos de la empresa será generar utilidades. Además de no tener la exclusiva en la generación y suministro de energía, por lo cual tendrá que competir con otras empresas de generación de energía.

Para la CFE, significa ya no estar sujeta a la aprobación presupuestal de la Secretaría de Hacienda, por lo que podrá elaborar sus programas de inversión según su propia capacidad financiera, buscando rentabilidad en sus proyectos.

Se propone a la CFE, la aplicación de métodos de selección de portafolio de generación que tomen en cuenta el riesgo que representa la volatilidad del precio de los combustibles fósiles.

Por otro lado sería preciso, mejorar el procedimiento de recolección de datos para el cálculo de los costos nivelados de generación, para evitar discrepancias entre años.

A otro nivel sería preciso contemplar en la legislación un costo por emisión de bióxido de carbono para promover la generación con tecnologías limpias. Con dicho costo se estaría emparejando el terreno para este tipo de generación.

Bibliografía

- (UNESA), A. E. (2002). Metodologías para la Implementación de los Mecanismos flexibles de Kioto –Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica Guía.
- Alfaro, G. (Noviembre de 1996). Aplicación del Modelo de Desviación Media Absoluta en la Optimización de Carteras de Inversión. *Tesis de maestría*. Morelia, Michoacán, México: Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
- Allan, G. E. (2011). The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies. *Energy Policy*, 6-22.
- Awerbuch, S. (2002). *Estimating Electricity Costs and Prices*. Paris: IEA.
- Awerbuch, S. a. (2008). Using Portfolio Theory to Value Power Generation Investments. En M. a. Bazilian, *Analytical Methods for Energy Diversity & Security* (págs. 87-115). Oxford: Elsevier.
- Awerbuch, S. a. (Febrero de 2003). Making, Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy. Paris, France: OECD/IEA.
- Baca Urbina, G. (2006). Evaluación de Proyectos. En G. Baca Urbina, *Evaluación de proyectos* (pág. 392). México: Mc Graw Hill.
- Bar-Lev, D. K. (1976). A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance*, 933-947.
- Bar-Lev, D. K. (1976). A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance*, 933-947.

Bazilean, M. &. (2008). *Analytical Methods for Energy Diversity & Security*. Oxford: Elsevier.

Benninga, S. (2000). *Financial Modeling*. Massachusetts: MIT Press.

Blank, L. T. (1987). *Ingeniería Económica*. México: McGraw Hill.

Breen, W. (1972). Portfolio Theory and Capital Markets. *Journal Finance*, 968-969.

Brigham, E. F. (2004). *Fundamentos de Administración Financiera*. México, D.F.; CECSA.

Buttell, A. (2010). The efficient frontier, and his life's work. *Journal of Financial Planning*, 18-23.

Chen, H. (2008). Value at risk efficient portfolio selection using goal programming. *Review of pacific basin financial markets & policies*, 187-200.

Comisión Federal de Electricidad. (07 de 04 de 2011). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. *POISE 2011-2025*. México, Distrito Federal, México: CFE.

Comisión Federal de Electricidad. (18 de marzo de 2008). *CFE*. Recuperado el 18 de marzo de 2008, de <http://www.cfe.gob.mx>

Comisión Federal de Electricidad. (18 de Octubre de 2012). *CFE*. Recuperado el 18 de diciembre de 2012, de <http://www.cfe.gob.mx>

- Comisión Federal de Electricidad. (s.f.). Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico. México, D. F., México.
- Das, S. M. (2010). Portfolio optimization with mental accounts. *Journal of Financial & Quantitative Analysis*, 311-334.
- David, F. R. (2008). *Conceptos de Administración Estratégica*. México: Pearsom.
- Delarue, E. D. (2011). Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus Power. *Energy Economics*, 12-23.
- Doherty, R. O. (2006). Estblishing the role that wind generation may have in future generation portfolios. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1415-1422.
- Gitman, L. W. (1986). *Fundamentos de Administración Financiera*. México, D.F.: Harla.
- Gutjahr, W. (2011). Optimal dynamic portfolio selection for projects under a competence development model. *OR Spectrum*, 173-206.
- Gutjahr, W. K. (2010). Multiobjective decision analysis for cometenace oriented project portfolio selection. *European Journal of Operational Research*, 670-679.
- H. Congreso de la Unión de la Cámara de Diputados. (2011). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 11 de Agosto de 2011, de www.sener.gob.mx
- Hakansson, N. (1971). Multi period mean variance analysis: toward a general theory of portfolio choice. *Journal of finance*, 857-884.

- Honohan, P. (1980). Testing a standard theory of portfolio selection. *Oxford Bulletin of Economics & Statistics*, 17-35.
- Hubbert, S. (2012). *Essential mathematics for market risk management*. Chichester, UK: Wiley.
- Instituto Nacional de Ecología. (s.f.). *Instituto Nacional de Ecología*. Recuperado el 20 de Enero de 2011, de <http://www.ine.gob.mx>
- Kateryna Kommyeyeva, B. P. (2006). Scurity of Energy Supply in Ireland. A key driver for renewable energy. *Proceedings of the 2nd International Conference of Renewable Energy in Maritime Island Climates.* , (págs. 403 - 408). Dublin.
- Kucko, I. (2007). Investment fund portfolio selection strategy. *Business: Theory & Proctice*, 214-220.
- Marín, J. M. (2001). *Economía Financiera*. Barcelona: Antoni Bosch.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 77-91.
- Marreiro, G. A. (2011). Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating Cost, Emissions and Risk. *Facultad de Ciencias Economicas, Universidad de la Laguna*.
- Martínez, J., & Fernández, A. (Noviembre de 2004). *Cambio Climático una visión desde México*. México, D.F.: Instituto Nacional de Ecología, SEMARAT.
- Molano, J. (2007). CAPM: Teoría y hallazgos empíricos para Colombia. *Outlier*, 195-224.

Pachamanova, D. y. (2010). *Simulation and Optimization in Finance: Modeling with Matlab, @Risk or VBA*. New Jersey: Jonh Wiley & Sons Inc.

Ross, S. A. (2000). *Finanzas Corporativas*. México: Mc Graw Hill.

Secretaria de Energía. (Febrero de 2012). *Estrategia Nacional de Energía 2012- 2026*. México, Distrito Federal, México.

Sharpe, W. F. (1964). Capital Asset Prices: A theory of market of equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, 425-442.

Subdirección de Programación CFE. (19 de Julio de 2010). *Escenario de Precios de Electricidad 2010 - 2025*. México, D.F.

United Nations Framework Convention on Climate Change. (Junio de 2010). <http://unfccc.int/2860.php>. Recuperado el Enero de 2011, de <http://unfccc.int/2860.php>

Van Horne, J. C. (1988). *Fundamentos de Administración Financiera*. México, D.F.: Prentice Hall.

Vargas, R. (2007). *Energy Security in Mexico: An Evaluation in the Light of St. Petersburg*. México, D. F.: Friedrich Ebert Stiftung.