



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

IMPLEMENTACIÓN DEL VECTOR DE MÍNIMO
ARREPENTIMIENTO PARA LA TOMA DE DECISIONES EN
PLANEACIÓN ENERGÉTICA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ÁNGEL RODRÍGUEZ ABARCA

TUTOR:
CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. JUNIO 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Juan Luis Francois Lacouture

Secretario: Dr. Gabriel León De Los Santos

Vocal: Dra. Cecilia Martín Del Campo Márquez

1^{er.} Suplente: Dra. Patricia Balderas Cañas

2^{do.} Suplente: M. en I. Fabiola Rodiles Amaro

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Facultad de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

Agradecimientos:

A mi Madre, que siempre me apoya y alienta a cumplir mis metas, que es la base de lo que soy y es la principal razón de mis logros. Te quiero mucho mamá.

A mis hermanos, Aurora, Carlo y Antonio, por estar apoyándome, hacerme sonreír y hacer que cualquier cosa normal a su lado sea especial (o exótica).

A mi abuelita Elena que me ayudó en la transición de cambio de aires y que ha estado conmigo desde mi infancia.

A los profesores que me brindaron su apoyo y conocimiento. En especial a la Dra. Cecilia que siempre estuvo guiándome, incentivándome a mejorar, compartiendo su conocimiento y proporcionándome las herramientas para la elaboración de esta Tesis.

A Heydrich, Manuel y Rubí, por estar conmigo, brindarme su amistad y animarme a seguir adelante.

A Mariana, Pablo y Ulises quienes durante esta etapa formaron parte de mis compañeros de clase y ahora (después de muchas aventuras) son mis amigos.

A Primavera porque a pesar de la distancia y los horarios estuvo a mi lado, dándome motivación y compartiéndome su experiencia, volviéndose mí amiga, maestra y alguien importante en mí día a día.

A Conacyt por apoyarme con la beca que me permitió iniciar y terminar esta maestría.

Contenido

Resumen.....	6
Abstract.....	6
Introducción.....	7
Capítulo 1 Planeación Energética.....	9
1.1 Planeación energética en México.....	9
1.1.1 ¿Qué es el PRODESEN?.....	10
1.1.2 Funciones del PRODESEN.....	10
1.1.3 Planeación Energética en el PRODESEN.....	11
1.2 Tecnologías para generación de Energía Eléctrica.....	12
1.2.1 Ciclo Combinado.....	13
1.2.2 Termoeléctrica Convencional.....	14
1.2.3 Carboeléctrica.....	14
1.2.4 Lecho Fluidizado.....	14
1.2.5 Turbogás.....	14
1.2.6 Combustión Interna.....	15
1.2.7 Hidroeléctrica.....	15
1.2.8 Nucleoeléctrica.....	15
1.2.9 Eólica.....	16
1.2.10 Geotérmica.....	16
1.2.11 Solar.....	16
1.2.12 Bioenergía.....	17
1.2.13 Cogeneración Eficiente.....	17
1.2.14 Frenos Regenerativos.....	17
Capítulo 2 Análisis Multicriterio.....	18
2.1 Metodologías de Análisis Multicriterio.....	19
2.1.1 Normalización lineal.....	19
2.1.2 Ponderación lineal.....	21
2.1.3 Método de mínimo arrepentimiento.....	22
2.1.4 Método de AHP (Analytical Hierachy Process).....	23
2.1.5 Método de vector de posición de mínimo arrepentimiento.....	24

2.1.6	Software del vector de posición de mínimo arrepentimiento.	25
Capítulo 3	Definición de Criterios.....	27
3.1	Diversificación.....	27
3.2	Indicadores de sustentabilidad.	29
3.2.1	Contaminación o consumo de agua.....	30
3.2.1	Gases de efecto invernadero.	33
3.2.2	Gases de lluvia acida.....	34
3.2.3	Costos internos.....	35
3.2.4	Disponibilidad de reservas energéticas.	36
3.2.5	Dependencia exterior de tecnologías y combustibles.	38
3.2.6	Extensión de tierra perdida por operación de la planta.	42
Capítulo 4	Análisis de Escenarios.....	44
4.1	Escenario PRODESEN 2016-2030.....	44
4.2	Generación de Escenarios con el optimizador.....	48
4.3	Resultados del Escenario Tendencial.....	54
4.4	Resultados del Escenario Nuclear.....	56
4.5	Resultados del Escenario Solar.....	59
4.6	Análisis de escenarios con el vector de mínimo arrepentimiento.	62
4.6.1	Creación de matriz de decisión multicriterio.....	62
Conclusiones	68
Acrónimos, abreviaciones y unidades.	69
Bibliografía	71

Índice de Tablas

Tabla 1: TMCA del producto interno bruto: pronosticado 2016-2030 PRODESEN.....	12
Tabla 2: TMCA de precios de combustibles 2016-2030, planeación PRODESEN.....	12
Tabla 3: Crecimiento anual esperado del consumo bruto del SEN 2016-2030.....	12
Tabla 4: Procedimientos de normalización.....	20
Tabla 5: Asignación de pesos por jerarquía.....	23
Tabla 6: Consumo de agua (m ³ /MWh) por tecnología de generación.....	31
Tabla 7: Usos agrupados consuntivos del agua según origen del tipo de fuente.....	32
Tabla 8: Emisiones de bióxido de carbono por tecnología de generación en (t/MWh).....	33
Tabla 9: Emisiones de gases de lluvia acida, por tecnología de generación (kg/MWh).....	34
Tabla 10: Costos nivelados por tecnología de generación del COPAR (USD/MWh).....	35
Tabla 11: Costo anualizado por tecnología de generación (USD/MWh).....	36
Tabla 12: Disponibilidad de reservas energéticas por tecnología de generación (años).....	38
Tabla 13: Producción de energía primaria del año 2015 (Petajoules).....	39
Tabla 14: Comercio exterior de energía secundaria en el año 2015. (Petajoules).....	39
Tabla 15: Dependencia exterior de energéticos 2015 (Petajoules).....	40
Tabla 16: Dependencia del exterior de energético, según tecnología de generación.....	40
Tabla 17: Dependencia exterior de equipo según tecnología de generación.....	41
Tabla 18: Dependencia exterior según tecnología de generación.....	41
Tabla 19: Extensión de tierra ocupada en operación por tecnología de generación.....	42
Tabla 20: Valores de criterios de evaluación según tecnologías de generación.....	43
Tabla 21: Capacidad inicial de generación año base (2015).....	44
Tabla 22: Pronóstico de consumo del SEN (MWh).....	45
Tabla 23: Prospectivas de consumo del PRODESEN y generados por ecuación (MWh).....	45
Tabla 24: Prospectivas del crecimiento de demanda máxima.....	47
Tabla 25: Adiciones fijas de capacidad (MW) 2020-2030.....	47
Tabla 26: Retiros de capacidad por tecnología de generación (MW) 2020-2050.....	48
Tabla 27: Metas de energías limpias (%).	49
Tabla 28: Topes de generación hidroeléctrica (MWa).....	49
Tabla 29: Topes de generación eólica (MWa).....	50
Tabla 30: Topes de generación anual con carboeléctrica (MWa).....	51
Tabla 31: Topes de generación anual con solar (MWa).....	51
Tabla 32: Topes de generación anual con bioenergía (MWa).....	52
Tabla 33: Topes de generación anual con geotérmica (MWa).....	52
Tabla 34: Topes de generación anual con lecho fluidizado (MWa).....	52
Tabla 35: Topes de generación anual con nuclear (MWa).....	52
Tabla 36: Factores de planta para las tecnologías de generación (%).	53
Tabla 37: Capacidad instalada de cada tecnología, escenario tendencial (MW).....	54
Tabla 38: Generación de energía (MWa), escenario tendencial.....	55
Tabla 39: Topes de generación anual, escenario nuclear (MWa).....	56
Tabla 40: Capacidad (MW) instalada por tecnología, escenario nuclear.....	57
Tabla 41: Generación anual de energía (MWa), escenario nuclear.....	58
Tabla 42: Capacidad (MW) instalada por tecnología, escenario solar.....	59
Tabla 43: Generación anual de energía, escenario solar (MWa).....	60
Tabla 44: Generación eléctrica (MWa) del año 2050 de los tres escenarios.....	62
Tabla 45: Matriz de decisión multicriterio aplicada al año 2050.....	63
Tabla 46: Resultados análisis vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios mismo peso).....	64
Tabla 47: Matriz normalizada de planes de generación.....	65
Tabla 48: Asignación de pesos a los criterios, con enfoque económico.....	66

Tabla 49: Resultados análisis vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios enfoque económico).....67

Índice de Figuras.

<i>Figura 1: Mercado Eléctrico México propuesto por la Reforma Energética. Fuente: figura SENER¹.</i>	7
<i>Figura 2: Proceso de resolución de un problema.</i>	18
<i>Figura 3: Matriz de decisión multicriterio.</i>	19
<i>Figura 4: Asignación de pesos por jerarquía.</i>	21
<i>Figura 5: Metodología de Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento.</i>	25
<i>Figura 6: Ejemplo asignación de pesos.</i>	26
<i>Figura 7: Carga de datos de generación para el cálculo de la diversificación.</i>	28
<i>Figura 8: Resultados de la aplicación de cálculo de diversificación.</i>	28
<i>Figura 9: Crecimiento en la generación eléctrica y uso de agua. Figura Banco Mundial.</i>	30
<i>Figura 10: Reservas identificadas de Uranio (\$/kg).</i>	37
<i>Figura 11: Pronóstico de consumo 2015-2050 (MWh).</i>	46
<i>Figura 12: Comportamiento prospectivas de generación anual con eólica.</i>	50
<i>Figura 13: Comportamiento de prospectivas de generación anual solar (MWa).</i>	51
<i>Figura 14: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario tendencial.</i>	54
<i>Figura 15: Gráfico de generación anual por tipo de tecnología, escenario tendencial.</i>	55
<i>Figura 16: Generación de energía limpia escenario tendencial.</i>	56
<i>Figura 17: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario nuclear.</i>	57
<i>Figura 18: Gráfico de generación por tipo de tecnología, escenario nuclear.</i>	58
<i>Figura 19: Generación de energía limpia, escenario nuclear.</i>	59
<i>Figura 20: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario solar.</i>	60
<i>Figura 21: Gráfico de generación por tipo de tecnología, escenario solar.</i>	61
<i>Figura 22: Generación de energía limpia, escenario solar.</i>	61
<i>Figura 23: Uso de la aplicación para calcular la diversificación de escenarios 2050.</i>	63
<i>Figura 24: Uso de la aplicación para calcular el vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios con el mismo peso).</i>	64
<i>Figura 25: Valores normalizados de los planes de generación, agrupados por criterio.</i>	65
<i>Figura 26: Uso de la aplicación para calcular el vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios enfoque económico).</i>	66
<i>Figura 27: Comparación de los valores resultantes de los análisis.</i>	67

Resumen.

Con la reforma energética se expanden las posibilidades en la planeación de generación eléctrica, lo cual es de gran importancia en el desarrollo de un país, debido a que, además de que se tiene que asegurar el suministro de electricidad demandada, los recursos que se utilizan en la generación son limitados y se comparten con otros sectores de igual importancia, como el industrial, el de transporte y el de agricultura.

En esta tesis se desarrollaron y analizaron tres escenarios de generación eléctrica con enfoques: tendencial, nuclear y solar, y los escenarios se evaluaron con criterios de sustentabilidad: económicos, ambientales y sociales, y se compararon utilizando la metodología del vector de posición de mínimo arrepentimiento para clasificarlos de mayor a menor sustentabilidad.

Los resultados obtenidos muestran de forma clara cómo se comporta cada escenario, según la preferencia de enfoque aplicada a los criterios de sustentabilidad específicos de México, y como los escenarios nuclear y solar representan además de costos menores, mejores puntuaciones en sustentabilidad.

Con este tipo de análisis se pueden construir y evaluar planes de generación con un enfoque amplio y no solamente económico, pues en la actualidad, México está en un mundo globalizado, y se deben considerar la limitación de recursos y los problemas ambientales.

Abstract.

The energy reform increases the possibilities in the planning of electricity generation, which is of the mayor importance for the growth of a country, because besides of guarantying the supply of the demanded electricity, the resources that are used in the generation are limited and must be also shared with other energy demand sectors such as industrial, transport and agriculture.

In this thesis, were developed and analyzed three long-term scenarios of electricity generation with tendencial, nuclear and solar focus. The scenarios were evaluated by means of sustainability criteria such as economic, environmental and social ones, and they were also compared by using the methodology Position Vector of Minimum Regret to order them from higher to lower sustainability.

With this kind of analysis, the electricity generation planning can be evaluated with an extensive focus on sustainability and not only on an economic approach, because at present, Mexico is in a globalized world, where the limitation of resources, as well as social and environmental problems must be considered.

Introducción.

La energía eléctrica es determinante para una nación, pues es fundamental para su desarrollo industrial económico y social. Es de gran importancia cumplir con las necesidades eléctricas que demande un país, esto se logra con una planeación adecuada del sector eléctrico. En México esta planeación se presenta en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el cual es un documento que reúne información para la instalación y retiro de centrales eléctricas, la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), para satisfacer la demanda.

En el año 2013 se expide una Reforma Energética dentro de la cual se presenta el funcionamiento del mercado eléctrico de México (ver figura 1).

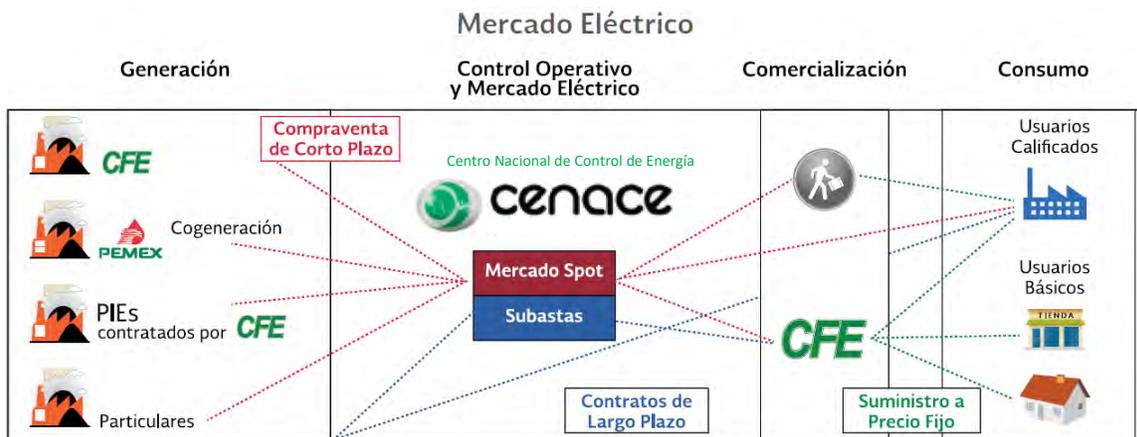


Figura 1: Mercado Eléctrico México propuesto por la Reforma Energética. Fuente: figura SENER¹

La Reforma Energética dispone en el Artículo 27 Constitucional que la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como la transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación. Pero se permite que el Estado celebre contratos con particulares para que, por cuenta de la Nación, lleven a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. De esta forma se pretende aprovechar la tecnología y la experiencia de las empresas particulares, reduciendo considerablemente los costos de producción y aumentando la participación de energías limpias y más eficientes.¹

Con la Reforma Energética, en la elaboración del PRODESEN se puede contemplar una mayor cantidad de posibilidades y escenarios para la planeación energética. Al aumentar los casos de estudio se vuelve imperativo el uso de una metodología de análisis que permita

¹ SENER. Junio 2015, Explicación ampliada de la Reforma Energética, <http://www.gob.mx/sener/documentos/explicacion-ampliada-de-la-reforma-energetica>.

comparar múltiples escenarios desde diferentes enfoques y proporcione resultados claros para la toma de decisiones.

Existe una variedad de metodologías para el análisis de decisión de problemas multicriterio, dentro de éstas se encuentra el vector de mínimo arrepentimiento², la cual fue elegida debido a su versatilidad para evaluar criterios de diferentes características y magnitudes.

Para el análisis de planes de generación energética es necesario especificar qué características serán evaluadas, para lo cual se tomaron criterios de sustentabilidad, por aportar un enfoque amplio.

El objetivo de esta tesis es aplicar el método de “Vector de mínimo arrepentimiento” en el análisis de toma de decisiones de planeación energética.

Para ello se desarrolló un software que permite de forma dinámica la utilización del “Vector de mínimo arrepentimiento” en la planeación energética. Además, se elaboraron planes de expansión energética con diferentes enfoques, a los que se aplicó el “Vector de mínimo arrepentimiento” para calificar y comparar su sustentabilidad.

Los planes de generación que se analizaron fueron tres y tienen distintos enfoques (tendencial, nuclear y solar), los cuales son propuestos y generados con base en el menor costo de generación.

Esta tesis está conformada por 4 capítulos:

Capítulo 1: Aquí se explica cómo se lleva a cabo la planeación energética de México, y las tecnologías de generación que se utilizan para cubrir la demanda de energía.

Capítulo 2: Se abarca ¿qué son? y ¿cómo se resuelven los problemas multicriterio?, se explican algunas de las metodologías existentes, dentro de las cuales se encuentra el vector de mínimo arrepentimiento, del que se desarrolló un software para la aplicación de esta metodología.

Capítulo 3: En este capítulo se definen los criterios de sustentabilidad a analizar en los planes de generación de energía eléctrica. Y como influyen en los entornos Económico, Social y Ambiental. Además se incluye el criterio de diversificación, el cual nos indica que tan dependiente de un tipo de tecnología es el plan de generación analizado.

Capítulo 4: En este capítulo se plantea como se realizaron los planes de generación: tendencial, solar y nuclear. Los valores obtenidos en los criterios para cada plan de generación. Y el análisis realizado con el software desarrollado con la metodología del vector de mínimo arrepentimiento.

² Cecilia Martin-del-Campo, Guillermo Estrada-Sarti. “Position Vector of Minimum Regret Analysis for the selection of electricity expansion plans with external costs internalized”. Proceedings of 2011, International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP '11), Paper 11208, pp. 2499-2509. Nice, France. May 2-5, 2011. <http://www.icapp.ans.org/icapp11/program/index.html#Track 10.00>.

Capítulo 1 Planeación Energética.

1.1 Planeación energética en México.

En México existen varias instituciones que colaboran para llevar a cabo la planeación energética, una de estas es la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quien desde inicios de 1960 presentaba el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), hasta el año 2014, donde debido a la Reforma Energética el enfoque de las instituciones encargadas de planeación y generación eléctrica cambian y la CFE ya no es más la única que será participe del sector eléctrico. Como resultado a esto es importante mencionar que, como antecedentes en la planeación energética de México, se tomará la propuesta del POISE 2014-2028, y para la planeación energética actual se tomará la propuesta PRODESEN 2016-2030.

-Antecedentes de la Planeación Energética en México.

La elaboración del POISE se llevaba a cabo con base en las políticas públicas, que se reducen a seis aspectos o criterios³, los cuales son:

- 1) Mínimo costo.
- 2) Precio competitivo.
- 3) Acceso a la electricidad para toda la población.
- 4) Ahorro y uso eficiente de la energía.
- 5) Seguridad de suministro.
- 6) Sostenibilidad ambiental.

En el POISE se considera que algunos de los criterios que las políticas públicas indican, no son congruentes entre sí, mostrando como ejemplo los criterios de mínimo costo y sostenibilidad ambiental, pues algunas fuentes de generación limpia implican mayores costos nivelados de la energía generada, que otras fuentes basadas en combustibles fósiles.

En la planeación del sector eléctrico, el POISE abarca 15 años (2014-2028), lo cual corresponde al mediano y largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Dependiendo de la tecnología y tipo de proyecto, pasan de cuatro a nueve años entre la planeación de una nueva central y su inicio de operación. Estos planes tienen una repercusión económica a largo plazo, pues la vida útil de los proyectos es de 30 años o más.

La expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que se propone en el POISE, está determinada por la selección de planes energéticos que minimicen el valor presente de los costos de inversión, operación y energía no suministrada en el horizonte de planeación.

La metodología para calcular el consumo futuro de energía eléctrica, analiza variables específicas, como el Producto Interno Bruto (PIB), el crecimiento demográfico y el precio de los combustibles, considerando los tres escenarios posibles de estas variables, que son:

³ CFE, (2014) Capítulo 1, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2014-2028.

alto, bajo y más probable. Este último escenario es el que presenta el POISE, y se basa en la trayectoria económica más probable, considerando crecimientos tendenciales de las variables que afectan la generación de energía eléctrica, y proyectándolos en el periodo de tiempo definido.

Para la planeación del POISE 2013-2028 se consideró que:

- El PIB tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) del 3.7%.
- La población en el 2010 era de 112.3 millones de habitantes y tendría una tmca del 1.0%.
- En el pronóstico de la tmca de precios de combustibles: combustóleo nacional - 1.7%, combustóleo importado -1.6%, gas natural nacional 5.5%, gas natural importado 5.3%, carbón nacional 2.3%, carbón importado 1.2%.
- En la demanda máxima bruta se espera una tmca del 4.0%.

Para la planeación, también debe considerarse el retiro de centrales debido a razones operativas, económicas o por antigüedad. La actualización o rehabilitación de algunos tipos de unidades puede llevar a postergar su retiro al incrementar la confiabilidad del equipo, extensión de vida útil, recuperación de sus parámetros de diseño, y mejora en disponibilidad y eficiencia. En el caso de algunas termoeléctricas convencionales al ser actualizadas a duales (operar ya sea con combustóleo o gas natural), se reducen los costos de generación debido a la diferencia de costos de combustibles. También pueden no ser incorporadas al despacho, y utilizarse como reserva estratégica en el sistema eléctrico.

1.1.1 ¿Qué es el PRODESEN?

Con base en lo establecido en las reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, que se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre del 2013, el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), llevará a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. Esta planeación se presenta en el PRODESEN, el cual describe las actividades de generación, transmisión y distribución.

El PRODESEN se presenta anualmente y es resultado de la coordinación entre la SENER, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la Comisión Reguladora de energía (CRE), la CFE, otras entidades públicas y diversos integrantes de la industria.

1.1.2 Funciones del PRODESEN.

La planeación de actividades de generación, transmisión y distribución que indica el PRODESEN se presentan en dos programas:

- a) Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).
Se establecen los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir los objetivos de Energías Limpias.

b) Programas de Ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD).

Se establece la planeación de expansión y modernización de la RNT y la RGD con base en las necesidades del CENACE.

1.1.3 Planeación Energética en el PRODESEN.

La planeación energética del PRODESEN 2016-2030 comprende desde el pronóstico de la demanda de energía eléctrica, hasta la capacidad de generación energética que deberá ser instalada para cumplir con los requerimientos en el periodo acotado. Pero difiere a los anteriores PRODESEN, pues se añaden elementos legislativos.

El PRODESEN 2016-2030 contempla en la planeación, la Reforma Energética de diciembre del 2013, así como las leyes secundarias y la Ley de Transición Energética, publicadas en agosto del 2014 y diciembre del 2015, de las cuales destacan:

-Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de la energía eléctrica, conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional.

-Ley de la Comisión Federal de Electricidad. Define a la CFE como empresa productiva del Estado, para llevar acabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Dejando de ser un organismo centralizado encargado de la administración del sector eléctrico.

-Ley de Transición Energética. (LTE). Promueve la generación eléctrica a través de energías limpias, aprovechamiento sustentable y reducción de emisiones contaminantes. Fijando metas en la generación eléctrica con energías limpias del 25% para 2018, 30% para el 2021 y 35% para el 2024.

Con las reformas, al modelo del mercado eléctrico se incorporan las subastas de largo plazo, con las que se busca obtener precios competitivos para el consumidor, incentivar el desarrollo de proyectos de generación y reducir costos de energías limpias. Esto genera una mayor cantidad de opciones a tomar en cuenta en la planeación energética.

En el Capítulo 4 del PRODESEN 2016-2030 se encuentra el Programa Indicativo para la instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) el cual muestra el ejercicio de planeación de generación energético que satisface la demanda, cumple con los objetivos de energías limpias y minimiza el costo de inversión y operación.

El ejercicio de planeación considera cuatro posibles escenarios. Los escenarios “Bajo”, “Medio o de planeación” y “Alto”, pronostican valores que corresponden al nombre del escenario, del crecimiento del PIB, precio de combustibles y demanda de energía eléctrica. El escenario “Base” abarca los escenarios Bajo, Medio y Alto, pero sin la restricción al cumplimiento de las metas de energía limpia.

Para el ejercicio de planeación (escenario medio) en el PRODESEN se consideró que:

El comportamiento del producto interno bruto pronosticado para el 2016-2030 sería como el que se muestra en la tabla 1, donde para el pronóstico se tomaron datos estadísticos de 1995-2015.

Tabla 1: TMCA del producto interno bruto: pronosticado 2016-2030 PRODESEN.

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA (%)	3.4	4.1	5.0

Los costos para combustibles fósiles tendrán un crecimiento como el que se muestra en la tabla 2 en el periodo 2016-2030. En esta tabla no se considera el uranio o los biocombustibles, debido a que su precio no es tan volátil.

Tabla 2: TMCA de precios de combustibles 2016-2030, planeación PRODESEN.

Combustibles	Bajo	Planeación	Alto
Carbón	3.6	3.8	4.2
Combustóleo	2.3	5.0	10.2
Diésel	0.9	3.2	3.6
Gas Natural	2.2	2.6	5.4
Gas Natural Licuado	2.0	3.0	3.3

El crecimiento anual esperado de la demanda de energía eléctrica 2016-2030 se muestra en la tabla 3. Al comparar el crecimiento del consumo eléctrico con el crecimiento del producto interno bruto, se puede observar que llevan un crecimiento muy parecido, pero el crecimiento del consumo eléctrico es más conservador.

Tabla 3: Crecimiento anual esperado del consumo bruto del SEN 2016-2030.

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TMCA (%)	2.8	3.4	4.1

1.2 Tecnologías para generación de Energía Eléctrica.

Es importante distinguir entre las tecnologías convencionales, las cuales generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles, como base de su proceso de producción, y que no cuentan con un equipo de captura y confinamiento de CO₂, de aquellas energías que utilizan otra fuente como base primaria en su proceso de producción.

En el año 2015 el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, en su Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de efecto invernadero, catalogó a este tipo de tecnologías como la segunda actividad con mayor impacto al medio ambiente en el país después de las fuentes móviles.

La Ley de la industria eléctrica en su artículo 3, fracción XXI, señala que “las energías limpias son aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.”

En México se consideran como energías limpias las siguientes⁴.

- Eólica.
- Solar.
- Maremotriz y maremotérmica
- Geotérmica.
- Bioenergéticos (metano de residuos agrícolas o residuos sólidos urbanos)
- Hidroeléctricas.
- Nucleoeléctrica.
- Cogeneración eficiente.
- Centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono.

Para que una fuente de energía o proceso de generación eléctrica pueda ser considerado como limpia, sus emisiones de CO₂e deberán ser menores a los 100 kilogramos por cada MWh generado⁵.

En el primer semestre de 2016 se generaron 30,586.81 GWh de energía limpia, lo que representa el 19.68% de la generación total del país⁶. El porcentaje de generación de energía limpia es importante pues, en la ley de transición energética México tiene metas de energía limpia que debe alcanzar. Para el 2018 la generación esperada es del 25%.

1.2.1 Ciclo Combinado.

La quinta parte de la generación de electricidad a nivel mundial depende del gas natural, en México la principal forma de generación de electricidad es a partir del ciclo combinado (CC) con el 50.1% de la generación eléctrica del país. La generación de electricidad a partir del ciclo combinado presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales ya que es 1.4 veces mayor que la eficiencia de una termoeléctrica convencional y emite menos CO₂ por MWh, esta tecnología se caracteriza por operar de forma continua.

Las CC se encuentran concentradas mayormente en los estados de Tamaulipas, Veracruz, Baja California, Nuevo León y Chihuahua, esto debido a la localización de la infraestructura de los gasoductos.

⁴Ley de la industria Eléctrica, Artículo 3, fracción XXI.

⁵Ley de Transición Energética Artículo Décimo Sexto Transitorio.

⁶ SENER, Reporte de avance de energías limpias del primer semestre de 2016.

1.2.2 Termoeléctrica Convencional.

La generación de electricidad en una Termoeléctrica Convencional (TC) se basa en la transformación de agua en vapor, la cual se expande por una turbina provocando un movimiento mecánico para impulsar el generador y producir así electricidad, el vapor abandona la turbina y en un condensador se transforma en agua para enviarlo nuevamente a la caldera y dar comienzo nuevamente con el ciclo.

Los combustibles que pueden utilizarse en las TC son el carbón, el gas natural, derivados del petróleo como el diésel y combustóleo y aun cuando el uso del gas natural se ha incrementado de manera importante en las TC debido a restricciones ecológicas y a la disminución del precio de éste, en México se está optando por sustituir esta tecnología por otras con menor impacto ambiental y mayor eficiencia, ya que cada TC es 73% menos eficiente que el CC y emite más CO₂ por cada MWh de energía eléctrica producida (casi el doble que un ciclo combinado).

En México el 12.7 % del total de la electricidad producida en el país proviene de las centrales termoeléctricas basadas en combustóleo.

1.2.3 Carboeléctrica.

El carbón representa la principal fuente de energía para la generación de electricidad en todo el mundo, y es el energético primario con más reservas a nivel mundial, en el 2015 en México las centrales carboeléctricas contribuyeron con el 10.9% de la generación eléctrica del país. Las carboeléctricas son una tecnología madura y el precio del carbón no es tan volátil como el de otros energéticos, aunque en los últimos años se ha incrementado.

Las carboeléctricas son más eficientes que las termoeléctricas convencionales, pero el uso de carbón como materia prima origina emisiones de gases de efecto invernadero, las cuales se busca disminuir. Existen sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ que pueden integrarse a las centrales para mitigar el nivel de emisiones al medio ambiente y ser consideradas dentro de la nueva generación limpia.

1.2.4 Lecho Fluidizado.

Es una termoeléctrica que utiliza la tecnología de lecho fluidizado y permite el uso de diversos combustibles sólidos, solos o combinados para generar electricidad, por ejemplo, el carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos agrícolas y coque de petróleo.

En México se cuenta con dos centrales carboeléctricas de lecho fluidizado con las cuales se generó el 1.4% del total nacional en el 2015.

1.2.5 Turbogás.

Las plantas de turbina de gas en promedio emiten 510 kilogramos de CO₂ por MWh, tienen una capacidad de arranque rápido y su energía primaria es el gas natural, pero también pueden utilizar diésel. Generalmente son utilizadas para atender las horas de mayor demanda en energía, o para abastecer zonas aisladas.

En México las centrales de turbogás representaron el 3.8% de la generación eléctrica en 2015.

1.2.6 Combustión Interna.

Las centrales de combustión interna y plantas móviles de la CFE generaron en 2015 el 0.9% de la energía eléctrica. De acuerdo al PRODESEN la generación con esta tecnología alcanza hasta 8 dólares por MWh, es por eso que sólo se utiliza durante una alta demanda, como reserva en unidades de emergencia (hospitales o industrias) y en lugares donde no se cuenta con otros recursos para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur.

Esta tecnología presenta la ventaja de no necesitar cantidades de agua relevantes para su operación, sin embargo sus emisiones promedio superan la media de emisiones de CO₂ por MWh.

1.2.7 Hidroeléctrica.

La energía hidroeléctrica es la que se obtiene del movimiento, ya sea de un flujo de agua, o de su almacenamiento en desniveles, que hagan girar una turbina, que convierta energía mecánica a electricidad.

En el 2015 la generación hidroeléctrica representó en México el 10% de la generación total de energía eléctrica.

Las centrales hidroeléctricas varían en diseño, capacidad y tamaño, según las condiciones topográficas y geológicas de los lugares donde está disponible este recurso, tienen bajos costos de operación en comparación con centrales que usan combustibles fósiles, pero sus costos de inversión son mayores debido a la magnitud de construcción que representan estas plantas.

1.2.8 Nucleoeléctrica.

A nivel mundial la energía nuclear aporta el 11% de la energía eléctrica, en México se cuenta con una sola central nucleoeléctrica (con 2 reactores) ubicada en Veracruz y en el 2015 representó el 3.7% de la generación total.

Las nucleoeléctricas tienen una vida útil de 60 años, tiempo que supera al resto de las tecnologías, es una fuente limpia, ya que no requiere de combustión para su funcionamiento. Se basa en el proceso de fisión nuclear, no libera emisiones contaminantes y tampoco está sujeta a los cambios en el precio como sucede con los combustibles fósiles. Una desventaja de este tipo de centrales, es su aceptación social, la cual se ve afectada debido al bajo conocimiento que tiene la población acerca de este tipo de centrales y sus riesgos de accidentes.

1.2.9 Eólica.

La energía eólica es la que se obtiene por medio de la fuerza de las masas de aire que se desplazan por las diferencias de presión atmosférica (viento), y es utilizada por los aerogeneradores, que transforman la energía mecánica de las hélices movidas por el viento, a energía eléctrica.

La electricidad producida por los aerogeneradores varía de acuerdo a la velocidad del viento, la capacidad de los aerogeneradores ha aumentado gracias a los avances tecnológicos llegando a aproximarse a los 10 MW. En el 2015 los parques eólicos aportaron un 2,8% de la generación nacional. La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en Oaxaca

En México se estima un potencial máximo eólico de 50,000 MW, el mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en Oaxaca, Baja California, Sonora y Tamaulipas, en donde el viento alcanza velocidades sostenidas de hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.

1.2.10 Geotérmica.

La energía geotérmica es aquella en la que se utiliza el calor interior de la tierra, por medio de aguas subterráneas que producen vapor y que a través de una turbina transforman energía mecánica a electricidad.

En las centrales geotérmicas se tiene una generación variable y con la capacidad limitada, pues la capacidad está relacionada con la producción de vapor geotérmico. Un ejemplo⁷ es la central de Cerro Prieto con 570 MW que en el 2006 su producción media de vapor fue de 6,2015 t/h y en el 2012 de 3,600 t/h, y se estima que en el mediano plazo bajara a 2,800 t/h. Por lo que la capacidad que podrá generar esta central será de aproximadamente 350 MW.

México cuenta con 8 centrales geotérmicas que representan el 2% de la generación de electricidad del país.

1.2.11 Solar.

La energía solar es obtenida a través de la radiación electromagnética producida por el sol, su aprovechamiento es mediante paneles solares, los cuales la transforman a energía térmica para calentar un fluido, o es usada directamente por paneles fotovoltaicos que convierten la luz en electricidad.

En el 2015 las centrales fotovoltaicas representaron el 0.03% de la generación eléctrica, las centrales solares fotovoltaicas se encuentran en la zona norte y centro del país, particularmente en Baja California, Baja California Sur, Durango, Aguascalientes, Guanajuato, Sonora y Estado de México. La radiación solar en el país permite generar hasta 8.5 kWh por metro cuadrado en un día durante los meses de abril a agosto. En promedio

⁷ CFE. (2014). Capítulo 3. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2014-2028.

México recibe 2,190 horas de irradiación por año, principalmente en los estados de Baja California, Coahuila, Chihuahua y Sonora.

La energía fotovoltaica es una tecnología que, al no requerir combustibles, puede ser utilizada cerca de centros de consumo, reduciendo la congestión del sistema eléctrico, pero su dependencia del recurso solar provoca intermitencia en la generación, sin embargo existe la ventaja de que, en comparación con la energía eólica, es altamente predecible

La tecnología termosolar permite generar electricidad mediante colectores solares de canal parabólico, los cuales tienen la función de concentrar la radiación solar sobre un receptor lineal por el cual un fluido captura y transfiere el calor a un intercambiador de calor, donde se produce parte del vapor que impulsa la turbina para generar electricidad.

1.2.12 Bioenergía.

La bioenergía o energía de biomasa es la que se obtiene del aprovechamiento de residuos de materia orgánica de origen animal o vegetal, de actividades como la agrícola, pecuaria, silvícola y acuicultura, o de residuos urbanos depositados en vertederos.

La biomasa puede ser utilizada directamente como combustible o transformada en líquidos y gases para ser utilizados en la generación de electricidad.

En los estados de Veracruz, Nuevo León y Jalisco se encuentra la mayor concentración de plantas generadoras debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos generados en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos.

1.2.13 Cogeneración Eficiente.

La ley de Transición Energética considera como cogeneración a la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos, la producción directa o indirecta de energía eléctrica mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos, o en la generación directa o indirecta de energía eléctrica cuando se utilicen combustibles producidos en los procesos.

La producción de electricidad mediante cogeneración es predecible y garantizada a diferencia de la eólica y solar, además tiene la capacidad de cubrir la demanda pico, debido a que comparte las mismas características operativas que el turbogás o combustión interna.

Esta tecnología generó el 1.2% de la electricidad en 2015. La mayor concentración de estas centrales se encuentra en Veracruz y Tabasco y representan el 88.5% de la generación de electricidad mediante este tipo de tecnología.

1.2.14 Frenos Regenerativos.

En la Ciudad de México y en el estado de México se utiliza la tecnología de frenos regenerativos en las instalaciones del ferrocarril suburbano, estos están equipados con frenos regenerativos los cuales permiten reducir la velocidad y transformar parte de la energía cinética en energía eléctrica y operan simultáneamente con una capacidad de generación de 0.6608 MW cada uno.

Capítulo 2 Análisis Multicriterio.

La planeación energética debe cubrir las necesidades eléctricas de México, pero además de proponer una solución factible, se busca que ésta sea segura y confiable. En la búsqueda de la solución más conveniente, se deben evaluar las opciones disponibles, cada una de las cuales tiene diferentes atributos o criterios. Para este tipo de problemas multicriterio, existen diversas metodologías que sirven de herramientas para analizar y elegir una solución.

El proceso de resolución de un problema, se muestra en la figura 2, en ella las etapas que lo conforman se agruparon en dos partes: Estructura del problema y Toma de decisiones.

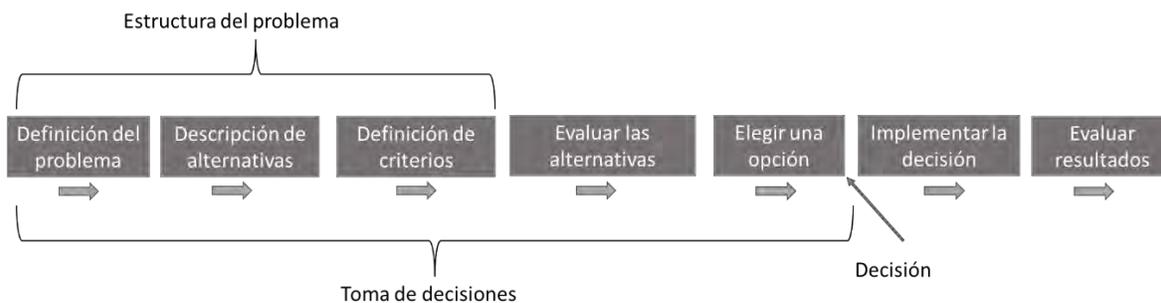


Figura 2: Proceso de resolución de un problema.

Las etapas que abarca la estructura del problema, enfocadas a planeación energética son:

- **Definición del problema:** Con base en los pronósticos de la demanda de energía eléctrica, se establece cuál deberá ser la capacidad de generación a instalar (ver capítulo 1.1.3).
- **Descripción de alternativas:** Los planes de expansión eléctrica están conformados por diversas combinaciones de tecnologías de generación eléctrica. Estos planes pueden generarse con base en diferentes enfoques. En esta tesis, se desarrollaron tres: Plan tendencial, guiado por el comportamiento propuesto del PRODESEN. Plan nuclear, que busca mínimo costo pero cumpliendo la instalación de nucleares en ciertos años. Plan solar con enfoque en esta fuente de energía aumentando los límites de generación con respecto al plan tendencial. Estos escenarios se ven en el capítulo 4.
- **Definición de criterios:** Los criterios son atributos o características que permiten comparar los planes de expansión, pueden ser los costos de producción de electricidad (\$/kWh), consumo de agua (m³/MWh), gases de efecto invernadero (t/GWh), diversificación de tecnologías (adimensional), entre otros (información de los criterios seleccionados en el capítulo 3).

Una vez que se tiene definida la estructura del problema, se agrupan los datos en una matriz de decisión multicriterio, como la que se observa en la figura 3, donde A_i corresponde a las alternativas, C_j corresponde a los criterios y P_{ij} corresponde a los valores de cada alternativa i en el criterio j .

		Alternativas		
		A_1	A_2	A_3
Criterios	C_1	P_{11}	P_{21}	P_{31}
	C_2	P_{12}	P_{22}	P_{32}
	C_3	P_{13}	P_{23}	P_{33}
	C_4	P_{14}	P_{24}	P_{34}

Figura 3: Matriz de decisión multicriterio.

En el proceso de resolución de un problema (ver figura 2) la toma de decisiones utiliza la estructura del problema (matriz de decisión multicriterio), para evaluar las alternativas y elegir una opción. Para la evaluación de las alternativas, existen varias metodologías de análisis multicriterio, algunas de estas se explican brevemente a continuación, haciendo énfasis en el método de vector de mínimo arrepentimiento, pues es una metodología que abarca las necesidades de un análisis de planes de expansión energética.

2.1 Metodologías de Análisis Multicriterio.

La complejidad de los problemas multicriterio es muy diversa, por lo cual se han desarrollado diferentes metodologías que permiten abordar cada problema con distinto grado de profundidad.

En la aplicación de las metodologías para el análisis de las alternativas es necesario:

- Identificar los criterios de las alternativas: Analizar y descomponer en las partes constituyentes o que se desean ser observables al comparar entre alternativas.
- Identificar el peso de los criterios seleccionados: Se debe reconocer la importancia de cada criterio, pues no todos tienen la misma importancia relativa en un análisis.

2.1.1 Normalización lineal.

La normalización por sí sola es el método más sencillo de evaluación multicriterio y forma parte de los pasos usados en otras metodologías multicriterio. En el análisis multicriterio la normalización juega un papel importante pues permite homogeneizar los valores de los diferentes criterios en una escala fija, acotada y adimensional, convirtiéndolos así en valores comparables en la matriz de decisión.

Existen varios procedimientos para llevar a cabo la normalización, dentro de los que Barba-Romero⁸ destaca los siguientes:

⁸ Sergio Barba-Romero, Jean-Charles Pomerol. (1997). Decisiones multicriterio; fundamentos teóricos y utilización práctica.

Tabla 4: Procedimientos de normalización.

Procedimiento	Formula	Intervalo
1	$a_{ij} = \frac{P_{ij}}{\max P_{ij}}$]0,1]
2	$a_{ij} = \frac{P_{ij} - \min P_{ij}}{\max P_{ij} - \min P_{ij}}$	[0,1]
3	$a_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sum_{i=1}^n P_{ij}}$]0,1[
4	$a_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n P_{ij}^2}}$]0,1[

Donde P_{ij} y a_{ij} corresponden al valor sin normalizar y al valor normalizado de la alternativa i en el criterio j .

Este método maneja únicamente atributos con valores cuantitativos, por lo que si existieran atributos cualitativos en los criterios a analizar, éstos deberán ser previamente convertidos en valores cuantitativos.

El procedimiento que se explicará aquí es el segundo, el cual corresponde a una linealización con ordenada en el origen, donde se presentarán valores entre cero y uno, para compararlos sólo hace falta definir si se trata de un criterio con preferencia de valor máximo o mínimo.

El proceso de normalización se realiza ajustando los valores de cada criterio para el conjunto de alternativas con la ecuación de la recta.

$$y = Mx + B \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde M es la pendiente y B es la ordenada al origen. Para cada criterio se selecciona el mejor y el peor valor dentro del conjunto de valores que tienen todas las alternativas que se están evaluando. El mejor se representa con un valor de uno y el peor con un valor de cero. El resto de los valores se ajustan con la ecuación de la recta cuya pendiente y ordenada se muestran en las ecuaciones siguientes.

$$M = \frac{1-0}{\text{Mejor}-\text{Peor}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$B = y - Mx = 1 - M(\text{Mejor}) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde los valores normalizados de P_{ij} quedan representados por a_{ij} en la ecuación siguiente:

$$a_{ij} = M(P_{ij}) + B \quad \text{Ecuación 4}$$

La calificación global S_i de la alternativa i , se obtiene mediante el cálculo del valor promedio de los criterios normalizados, como se muestra en la ecuación siguiente:

$$S_i = \frac{1}{nc} \sum_{j=1}^{j=nc} a_{ij} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde nc es el número de criterios a evaluar.

Este método es muy sencillo de aplicar, pero una de sus deficiencias es que considera que los criterios tienen la misma importancia, lo cual rara vez sucede la realidad.

2.1.2 Ponderación lineal.

El método de ponderación lineal es otro de los métodos más conocidos y aplicados en el análisis multicriterio. En este método se utiliza la asignación de pesos, que es la importancia que se le da a cada criterio en el análisis. Si los valores de los criterios tienen diferentes escalas, estos valores deben pasar por el proceso de normalización, para después cada valor ser multiplicado por el peso correspondiente al criterio y finalmente sumar los productos de cada alternativa, como se muestra más adelante en la ecuación 6.

$$[A]_{na \times nc} \times [W]_{nc \times 1} = [S]_{na \times 1} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde na es el número de alternativas y nc el número de criterios, $[A]_{na \times nc}$ es una matriz en la que están representadas las evaluaciones de las diferentes alternativas $A_1, A_2 \dots A_{na}$ con respecto a los criterios $C_1, C_2 \dots C_{nc}$, que al multiplicarla por el vector $[W]$ de ponderación de los criterios ($W_1, W_2 \dots W_{nc}$), se obtendrá el vector $[S]$ con la calificación global ($S_1, S_2 \dots S_{na}$) de cada una de las alternativas.

Los pesos relativos a cada criterio se pueden asignar por: decisión personal, consulta a expertos, o por medio de jerarquización de criterios como se muestra en la figura 4.

Criterios	Peso (Ponderación)	Priorización
C ₁	S ₁ (33)	Segundo
C ₂	S ₂ (36)	Primero
C ₃	S ₃ (31)	Tercero

Figura 4: Asignación de pesos por jerarquía.

2.1.3 Método de mínimo arrepentimiento.

El método de mínimo arrepentimiento está basado en el criterio de Leonard Savage (1951), en el cual se considera que quien toma una decisión podría arrepentirse después de haber tomado la decisión porque quisiera haber escogido una opción diferente. El criterio de decisión de Savage trata de aminorar ese arrepentimiento antes de escoger realmente cierta estrategia en especial, para lo cual se construye una matriz de arrepentimiento.

Como primer paso se requiere hacer una normalización de los valores asociados a cada criterio de evaluación, tomando en cuenta el mejor y el peor valor para cada criterio dentro del conjunto de alternativas que se están comparando. El proceso de normalización puede llevarse a cabo con cualquiera de los procedimientos de normalización mencionados anteriormente, pero al utilizar la ecuación de la recta, se obtienen valores normalizados comprendidos entre 0 y 1.

Posteriormente se realiza una comparación por pares de criterios y se busca la alternativa “óptima” en términos de cada par de criterios de acuerdo al criterio de Savage.

En este caso, el arrepentimiento se asocia a la distancia métrica entre cada alternativa y aquella considerada como “referencia” en una gráfica bidimensional, cuya abscisa corresponde a un parámetro y su ordenada al otro parámetro comparado. Por lo tanto, el arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima y la alternativa más cercana geoméricamente a la de referencia es la óptima en términos de los dos criterios estudiados. La alternativa considerada como referencia corresponde a la alternativa ideal que se podría obtener para estos dos criterios.

Las distancias normalizadas que separan a cada alternativa de la referencia se pueden calcular mediante la ecuación 7.

$$c = \sqrt{a^2 + b^2} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde a es la distancia medida sobre el eje de la abscisa entre la alternativa en evaluación y la referencia y b es la distancia medida sobre el eje de la ordenada entre la alternativa en evaluación y la referencia. El valor de c mínimo corresponde a la alternativa mejor calificada con respecto a esos 2 criterios.

Finalmente, para saber cuál es la mejor alternativa se hace una estadística de las veces que una determinada alternativa es la mejor en sus comparaciones por pares. Obteniendo así, cuál es la alternativa que causa el mínimo arrepentimiento con respecto a un plan que no necesariamente existe y que representaría a un plan de referencia que tendría los mejores valores para los criterios evaluados.

2.1.4 Método de AHP (Analytical Hierachy Process).

El método de Proceso Analítico Jerárquico (AHP por sus siglas en inglés) fue desarrollado por el matemático Thomas L. Saaty a fines de los años 70's y consiste en convertir un problema complejo en un modelo jerárquico.

Las 8 etapas del método AHP son las siguientes⁹:

1.- Descomponer el problema en una jerarquía de elementos interrelacionados, identificando: la meta general, los criterios (C_1, C_2, \dots, C_n) y las alternativas posibles (A_1, A_2, \dots, A_n).

Para cada uno de los "n" criterios repetir las etapas 2 a 5.

2.- Desarrollar la Matriz de Comparación por Pares (MCP) de alternativas para cada uno de los criterios, estableciendo la preferencia o prioridad entre ambos. Donde la preferencia se asigna con base en la escala que se muestra en la tabla 5. Pueden asignarse valores intermedios como 2, 4, 6, 8. Una preferencia recíproca ($1/9, 1/7, 1/5, 1/3, \dots$) se aplica cuando la segunda alternativa es preferida a la primera. El valor 1 es siempre asignado a la comparación de una alternativa con sí misma.

Tabla 5: Asignación de pesos por jerarquía.

Valor	Definición
1	Igualmente preferida
3	Moderadamente preferida
5	Fuertemente preferida
7	Muy fuertemente preferida
9	Extremadamente preferida

3.- Desarrollar la Matriz Normalizada (MCN) dividiendo cada número de cada columna de la Matriz de Comparación por pares por la suma total de la columna (Método 3 de normalización).

4.- Desarrollar el vector de prioridad para el criterio, calculando el promedio de cada fila de la matriz normalizada. Este promedio por fila representa el vector de prioridad de la alternativa con respecto al criterio considerado.

5.- La consistencia de la asignación de prioridades en la matriz de comparación por pares puede ser determinada a través del cociente de consistencia (CR). Un CR inferior a 0.10 es considerado aceptable. Para aquellos casos en que $CR > 0.10$, las asignaciones de prioridades deberán ser reconsideradas.

⁹ Prof. Hugo Roche & Constantino Vejo. (2005). Análisis multicriterio en la toma de decisiones. 2017, de Universidad de la República de Uruguay Sitio web:
<http://www.ccee.edu.uy/ensenian/catmetad/material/MdA-Scoring-AHP.pdf>

6.- Luego de realizar los pasos 2 a 5 para todos los criterios, los resultados obtenidos en 4 son resumidos en una Matriz de Prioridad (MP), listando las alternativas por fila y los criterios por columna.

7.- Desarrollar una matriz de comparación de criterios por pares de manera similar a lo realizado para las alternativas en 2, 3 y 4.

8.-Desarrollar un vector de prioridad global multiplicando el vector de prioridad de los criterios 7 por la matriz de prioridad de las alternativas 6.

2.1.5 Método de vector de posición de mínimo arrepentimiento.

El método de vector de posición de mínimo arrepentimiento, se desarrolló como un nuevo método de decisión basado en el concepto de mínimo arrepentimiento, pero con la posibilidad de incluir diferentes pesos a los criterios y haciendo una agregación de criterios basada en álgebra vectorial.

Este método fue desarrollado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por Cecilia Martín del Campo (et al.), la idea fue simplificar el método convencional de mínimo arrepentimiento evitando realizar comparaciones por par de criterios. Mediante el uso de geometría analítica, se hace la construcción de vectores de posición y el cálculo de sus magnitudes. La magnitud del vector representa la distancia a la alternativa “ideal o de referencia”. La menor distancia representa el “menor arrepentimiento”, de allí el nombre de: vector de posición de mínimo arrepentimiento o PVMR (por sus siglas en inglés Position Vector of Minimum Regret)¹⁰.

La metodología consiste en tomar la matriz de decisión multicriterio y crear una “alternativa ideal”, que no existe en el conjunto de alternativas que se desea comparar, pero que adquiere los mejores valores de los n criterios obtenidos dentro del conjunto de alternativas en evaluación o “alternativas reales”. La “alternativa ideal” se coloca en el centro de las coordenadas del espacio n-dimensional. Esto se logra mediante una normalización lineal para cada criterio en la que al mejor valor se le asigna 0 y al peor 1. Cuanto menor sea la magnitud del vector de posición de cada alternativa real, más pequeño será su valor de “arrepentimiento”. La metodología se resume en la figura 5.

¹⁰ Cecilia Martín-del-Campo, Juan Luis Francois & Guillermo Jose Estrada (2016) Minimal global regret analysis for electricity generation expansion, Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 11:4, 363-370, DOI: 10.1080/15567249.2011.632808

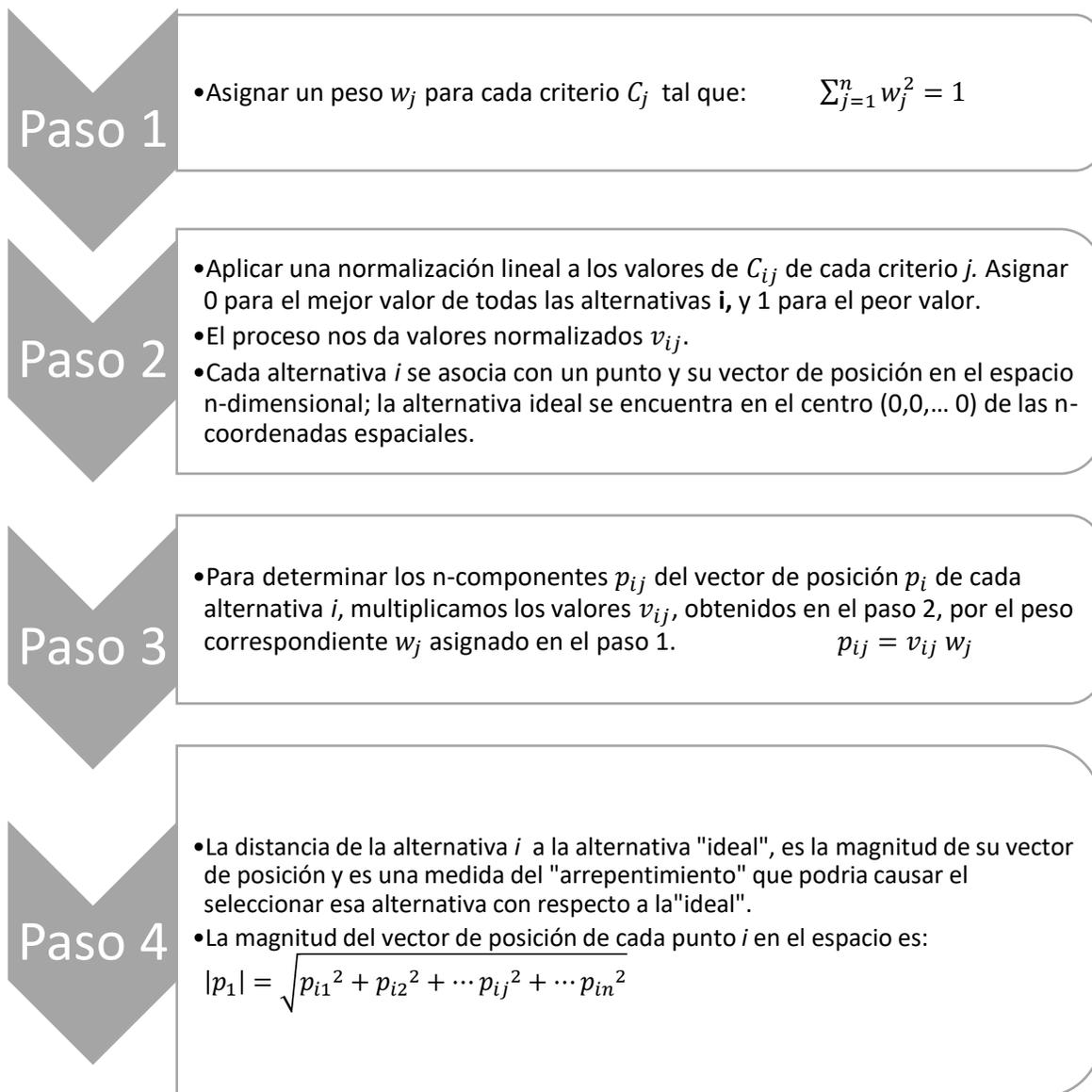


Figura 5: Metodología de Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento.

2.1.6 Software del vector de posición de mínimo arrepentimiento.

El método de vector de posición de mínimo arrepentimiento conjunta características de varias metodologías, volviéndolo un método completo, además de ser sencillo comparado con el AHP, para aplicar en problemas multicriterio. Sin embargo, se decidió desarrollar un software que pueda ser utilizado en el análisis de decisión de un número amplio de alternativas y también de criterios. Este software fue aplicado a la evaluación de planes de expansión de electricidad desarrollados.

El software fue desarrollado en el lenguaje de programación Java, y funciona en tres etapas: selección de matriz multicriterio, selección de preferencias y pesos de los criterios y por último se aplica la metodología del vector de mínimo arrepentimiento.

El software, permite ingresar la matriz multicriterio o cargarla desde un archivo Excel (.xls), como la que se muestra en la figura 3, después de seleccionar la matriz multicriterio, se asigna la preferencia valor (máximo o mínimo), y en caso de que se quiera dar mayor importancia a un criterio dentro del análisis, se deberá calcular la w correspondiente a cada peso y al porcentaje de importancia requerido, en la figura 6 se muestra como ejemplo una asignación de pesos arbitraria, tomando en cuenta el porcentaje de importancia de cuatro criterios.

Criterios	% de importancia	W
C1	40%	0.6325
C2	30%	0.5477
C3	10%	0.3162
C4	20%	0.4472

Figura 6: Ejemplo asignación de pesos.

Capítulo 3 Definición de Criterios.

3.1 Diversificación.

La diversificación en un plan de generación energético se refiere a la mezcla o variedad de tecnologías o combustibles que forman parte de la generación, así como el porcentaje con el que cada una de ellas contribuye.

La variabilidad de los precios de los combustibles, y la incertidumbre en la evolución y costos de las tecnologías para generación de electricidad, hacen necesario el no ser dependientes de un solo tipo de tecnología o combustible y adquirir una diversificación en los planes de generación eléctrica. La elección de un plan energético diversificado es más costoso en comparación con planes orientados a pocas tecnologías de generación y de costos bajos, pero la diversificación permite reducir el riesgo ante la volatilidad de precios en los energéticos.

La diversificación que se utilizará en el análisis de vector de mínimo arrepentimiento, será tomando en cuenta la variedad de tecnologías y su porcentaje de participación en la generación propuesta en los escenarios.

Existen diversos índices de diversidad, el usado aquí es el “Shannon-Wiener” el cual fue originalmente propuesto por Claude Shannon. La fórmula para calcular este índice se puede observar en la ecuación 8, donde entre mayor es el valor del índice Shannon-Wiener, mejor diversificado se encuentra ese plan energético.

$$\text{Índice Shannon – Wiener} = \sum_{i=1}^N -p_i \ln(p_i) \quad \text{Ecuación 8}$$

Dónde: i se refiere al recurso energético.

N es el número total de tipos de energéticos que participan en la generación.

p_i es la fracción de la generación bruta anual de tecnología con respecto al total.

Para el cálculo de p_i se utiliza la ecuación 9.

$$p_i = \frac{P_i}{P_{Total}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde: P_i es la generación bruta anual de las tecnologías.

P_{total} es la generación bruta anual total del plan de generación eléctrica.

Para el cálculo del índice de diversificación de Shannon-Wiener se desarrolló una aplicación que permitiera calcular la diversificación de diferentes planes de expansión con amplia variedad de tecnologías participando.

En la figura 7 se puede observar la pantalla de la aplicación con los datos cargados de un plan, donde se muestran la generación anual de energía por tipo de tecnología.

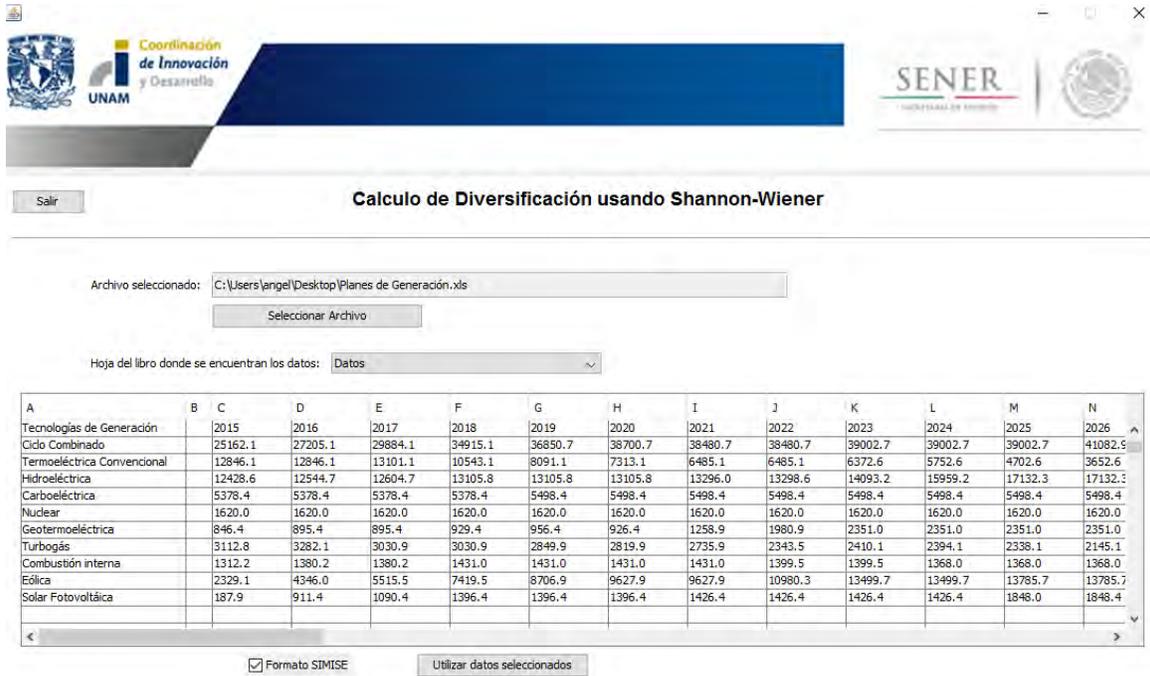


Figura 7: Carga de datos de generación para el cálculo de la diversificación.

La figura 8 muestra los resultados de la aplicación, los números en la parte inferior, seleccionados en las columnas B a P son los valores correspondientes a la diversificación de los años 2015-2029.

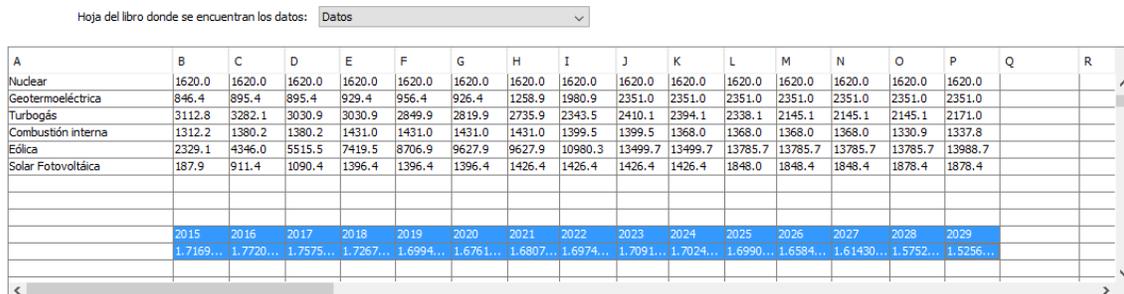


Figura 8: Resultados de la aplicación de cálculo de diversificación.

3.2 Indicadores de sustentabilidad.

La sustentabilidad se aplica a análisis de proyectos, para saber el comportamiento y relación que se posee con características específicas, que pueden ser ambientales, económicas políticas o sociales y que indican si el proyecto puede mantenerse en equilibrio con éstas y por tiempo indefinido.

La energía eléctrica tiene un rol muy importante en la sociedad, y en la actualidad es un recurso imprescindible, el cual posee en su generación repercusiones ambientales, económicas y sociales, además del efecto que podría generar la falta de tan significativo recurso.

Para el análisis con el vector de mínimo arrepentimiento se seleccionaron siete indicadores de sustentabilidad, tres ambientales, tres sociales y uno económico. Los cuales son:

Ambientales:

- Contaminación o consumo de agua.
- Gases de efecto invernadero.
- Gases de lluvia acida.

Económicos:

-Costos internos, son los costos de generación eléctrica sin incluir los costos externos (ambientales y sociales).

Sociales:

- Disponibilidad de reservas energéticas.
- Dependencia exterior de diferentes combustibles o energéticos.
- Extensión de tierra perdida por operación de la planta.

Los indicadores ambientales seleccionados evalúan los principales problemas de contaminación y el uso de un recurso importante que se comparte con otros sectores.

El indicador económico solo es uno, debido a que el análisis en la generación de escenarios tiene un enfoque económico, donde se consideran las tecnologías de generación y su participación en el plan de generación buscando el mínimo costo.

Los indicadores sociales fueron seleccionados para evaluar la vulnerabilidad o estabilidad social que se obtiene al seleccionar un plan de generación, y evaluar recursos que son limitados y comparten usos en otros sectores.

El PRODESEN considera indirectamente algunos de estos elementos en sus análisis, ya sea por su importancia económica, social o por las legislaciones ambientales, pero dando prioridad a criterios económicos. El no considerar un análisis de sustentabilidad, podría generar costos económicos relacionados a indicadores ambientales y sociales.

3.2.1 Contaminación o consumo de agua.

La generación de energía está estrechamente ligada con los recursos hídricos disponibles, pues casi todos los procesos de generación de energía necesitan agua. El aumento en la demanda y escasez de un recurso básico, hace necesario identificar y cuantificar la relación entre el agua y la energía.

El agua en la generación de energía es utilizada en la extracción y procesamiento de combustibles, la refrigeración en las centrales eléctricas y la producción de energía hidroeléctrica, entre otros. El uso de este recurso se comparte con sectores, como el agrícola, el residencial y el industrial, los cuales también presentan un aumento en la demanda. Además de la variabilidad de disponibilidad del agua debido a sequías e inundaciones frecuentes causadas por el cambio climático, hacen vulnerables los proyectos energéticos que tengan un mayor consumo de agua en un largo plazo.

Es necesario en la planificación y producción energética considerar las limitaciones presentes y futuras de agua, además de los riesgos que conlleva su carencia. En la figura 9 se observa el crecimiento en la generación eléctrica y uso de agua, mostrando cómo los países en desarrollo son los más vulnerables en caso de escases de agua.

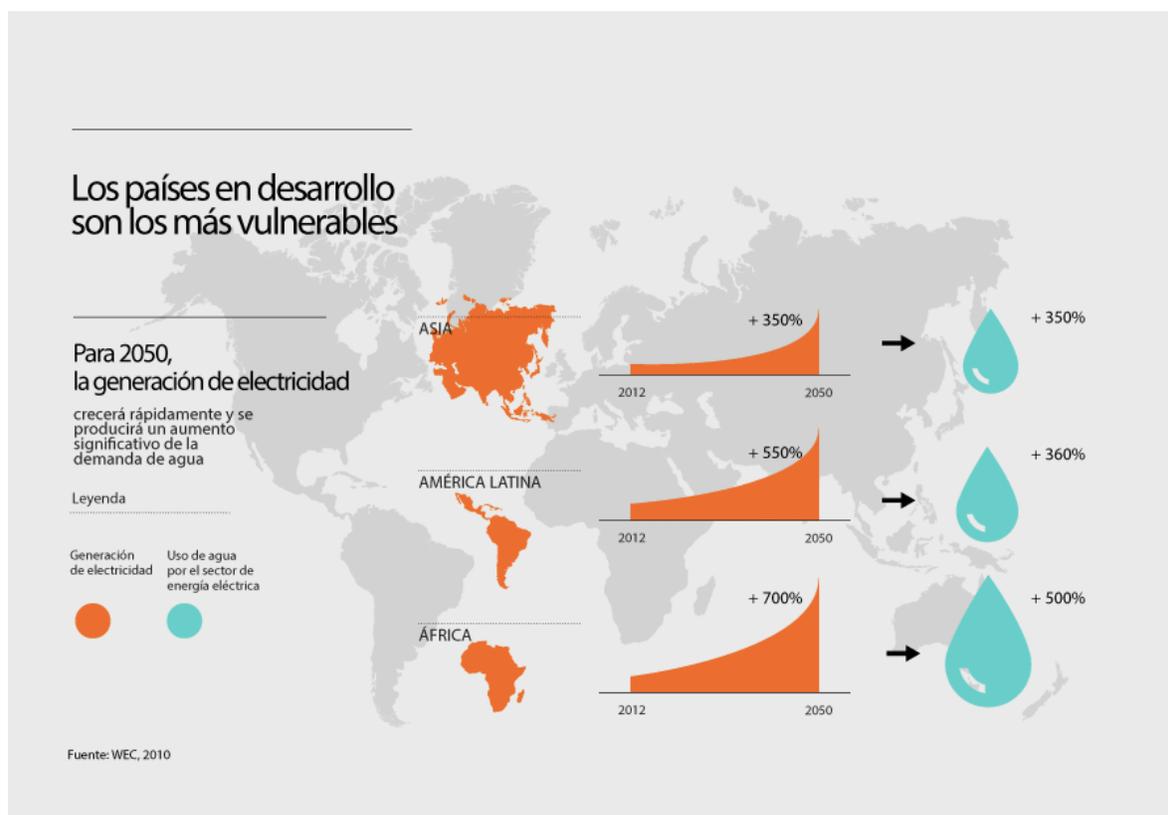


Figura 9: Crecimiento en la generación eléctrica y uso de agua. Figura Banco Mundial¹¹.

¹¹ Bancomundial.org. (Enero 2014). Will Water Constrain Our Energy Future?, <http://www.worldbank.org/en/news/feature/2014/01/16/will-water-constrain-our-energy-future>

La importancia de este indicador de sustentabilidad, es visible cuando se evalúan los riesgos e impactos del uso del agua en la energía:

Riesgos:

- Aumento de la temperatura del agua.
- Cambio climático.
- Calidad del agua.
- Menor disponibilidad y cambio en niveles de recursos hídricos.
- Incertidumbre normativa.

Impacto:

- Cierre de centrales eléctricas o disminución de la generación de electricidad.
- Disminución de la capacidad de energía hidroeléctrica.
- Negación de permisos para instalar centrales eléctricas o instalaciones de extracción.
- Pérdidas financieras.
- Inestabilidad social y política.

Para este indicador se considera el consumo de agua durante la operación de las centrales eléctricas, el consumo está mayormente relacionado con el tipo de sistema de enfriamiento que se utiliza en cada tecnología, los cuales se muestran en la tabla 6.

Tabla 6: Consumo de agua (m³/MWh) por tecnología de generación.

Tecnología de generación	Sistema de Enfriamiento¹²	Consumo de Agua¹³ (m³/MWh)
Hidroeléctrica	No aplica	0.000
Cogeneración	Aerocondensador	1.000
Turbogás	Torre híbrida	0.034
Ciclo Combinado	Aerocondensador	1.000
Eólica	No aplica	0.003
Solar	No aplica	0.135
Termoeléctrica	Torre húmeda	2.100
Carboeléctrica	Abierto	2.600
Combustión Interna	No aplica	0.050
Biocombustible	Torre húmeda	0.700
Nucleoeléctrica	Abierto	0.900
Geotérmica	Torre húmeda	1.770
Lecho Fluidizado	Torre húmeda	2.100

En los datos de la tabla 6 se muestra el consumo de agua realizado durante la operación de las centrales, no contemplando los consumos durante la construcción. En el caso específico de las hidroeléctricas, que son centrales que utilizan el agua en su funcionamiento, pero no modifican sus condiciones físicas, y el volumen de agua utilizado es devuelto en su totalidad, se considerará que el consumo de agua es nulo.

¹² CFE, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR) 2015

¹³ ONU. The United Nations World Water Development Report 2014. Water and Energy Volume 1. 2014.

Dentro de las medidas o soluciones que se pueden llevar a cabo para evitar esta problemática son:

- Incorporar restricciones en materia de agua para la planificación de la energía.
- Usar sistemas de refrigeración alternativos en las centrales termoeléctricas.
- Implementar tecnologías de energía renovable.
- Reciclar y reutilizar el agua usada en las operaciones.
- Analizar las opciones de agua salobre y salina.
- Reemplazar las centrales eléctricas antiguas e ineficientes.
- Aumentar la eficiencia de centrales eléctricas.

En México el uso del agua en la generación de energía, exceptuando la hidroelectricidad es llevada a cabo principalmente por centrales de vapor duales (combustóleo y/o carbón), carboeléctricas, ciclo combinado, turbogás y combustión interna, las cuales representan el 5% del uso total consuntivo del país, como se observa en la tabla 7.

Tabla 7: Usos agrupados consuntivos del agua según origen del tipo de fuente¹⁴.

Uso agrupado	Origen		Volumen total (miles de hm ³)	Porcentaje de extracción
	Superficial (miles de hm ³)	Subterráneo (miles de hm ³)		
Agrícola	42.00	23.16	65.15	76.7
Abastecimiento público	4.76	7.29	12.05	14.2
Industria autoabastecida	1.57	2.01	3.57	4.2
Energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad	3.70	0.45	4.15	4.9
Total	52.02	32.91	84.93	100.0

La preferencia de este criterio de sustentabilidad es que sea bajo, pues mientras el consumo de agua de un plan energético sea menor, se disminuye la vulnerabilidad ante su escasez, además de que se puede ocupar este recurso limitado en otros sectores.

¹⁴ CONAGUA. (2015). Estadísticas del Agua en México. de CONAGUA Sitio web: <http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Publicaciones/Publicaciones/EAM2015.pdf>

3.2.1 Gases de efecto invernadero.

Los gases de efecto invernadero (GEI) son un conjunto de gases que absorben la radiación solar y propician el calentamiento global, dentro de los principales compuestos de los GEI están: el vapor de agua, el ozono, el metano (CH₄), el óxido de nitrógeno (N₂O) y el bióxido de carbono (CO₂).

El bióxido de carbono es el GEI que se ha incrementado en grandes cantidades, debido a la quema de petróleo, carbón y gas natural.

En la tabla 8 se muestran las emisiones de bióxido de carbono de cada tecnología de generación, las cuales están directamente ligadas al tipo de combustible utilizado. En el caso la biomasa como combustible utilizado, se considera que sus emisiones son cero debido a que el bióxido de carbono emitido en la combustión fue absorbido previamente de la atmosfera. Para las centrales hidroeléctricas, aunque no se utiliza un combustible en la generación de electricidad, existen emisiones de GEI que se producen en los embalses debido a la descomposición de materia vegetal, los cuales son considerables para centrales hidroeléctricas que se encuentran en zonas tropicales.

Tabla 8: Emisiones de bióxido de carbono por tecnología de generación en (t/MWh).

Tecnología de generación	CO ₂ e (t/MWh) ¹⁵
Hidroeléctrica	0.2050 ¹⁶
Cogeneración	0.3746
Turbogás	0.3746
Ciclo Combinado	0.3452
Eólica	0.0000
Solar	0.0000
Termoeléctrica	0.7130
Carboeléctrica	0.8566
Combustión Interna	1.2200
Biocombustible	0.0000
Nucleoeléctrica	0.0000
Geotérmica	0.0000
Lecho Fluidizado	0.7130

En junio del 2012 en México, se publicó la Ley General de Cambio Climático, en la cual se indica que deben reportarse las emisiones de los GEI para los sectores que excedan las 25,000 tCO₂e (toneladas de CO₂ equivalente). Uno de los sectores que presenta reportes, es el energético, cuando el proveedor es la CFE, se calculó para el 2015¹⁷ que la emisión indirecta por consumo de electricidad es de 0.458 t/MWh de CO₂, el cual corresponde al promedio de emisiones por las diferentes tecnologías de generación.

¹⁵ CFE. POISE 2014-2028. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, pág. 4-67, (2014).

¹⁶ COPAR 2015 Emisiones de CO₂ para centrales hidroeléctricas. Valor para embalse inundado recientemente y localizado en el hemisferio norte.

¹⁷ SEMARNAT. Aviso sobre el factor de emisión eléctrico para el reporte 2015.,

<http://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene>, (Junio 2016).

La preferencia de este criterio de sustentabilidad es que sea bajo, pues se tendrán menos emisiones que afecten el medio ambiente y contribuyan con el cambio climático.

3.2.2 Gases de lluvia acida.

Los valores mostrados en la tabla 9 corresponden a las emisiones generadas de gases de lluvia acida, los cuales son liberados al ambiente, en el proceso de generación de energía y al interactuar con el agua de la lluvia, forman ácidos que se precipitan en suelos y mares.

Los ácidos afectan principalmente al medio ambiente, acidificando el agua de lagos, ríos y mares, acidificación del suelo, lo cual afecta la vegetación y su aprovechamiento en agricultura, además de dañar las construcciones (daño apreciable en caso de monumentos históricos).

Los gases que son causantes de la lluvia acida son el óxido de nitrógeno (NO_x) y el bióxido de azufre (SO₂).

Las emisiones de estos gases se llevan a cabo principalmente cuando se queman los combustibles fósiles, pero en las emisiones relacionadas a la geotermia, éstas son debido a la liberación que se lleva a cabo en las perforaciones para el aprovechamiento de vapores geotérmicos.

Tabla 9: Emisiones de gases de lluvia acida, por tecnología de generación (kg/MWh).

Tecnología de generación	SO₂ (kg/MWh)¹⁸	NO_x (kg/MWh)
Hidroeléctrica	0.000	0.000
Cogeneración	0.004	1.330
Turbogas	0.010	1.940
Ciclo Combinado	0.004	1.330
Eólica	0.000	0.000
Solar	0.000	0.000
Termoeléctrica	16.040	1.290
Carboeléctrica	9.520	5.860
Combustión Interna	14.660	16.150
Biocombustible	4.220	3.310
Nucleoeléctrica	0.000	0.000
Geotérmica	2.920	0.000
Lecho Fluidizado	2.550	0.000

La preferencia de este criterio de sustentabilidad, es que sea bajo, debido a los efectos negativos que trae en la salud, agricultura y económicos.

¹⁸ COPAR 2015, Emisiones por tipo de tecnología (Con base en el Inventario de Emisiones de Energía)

3.2.3 Costos internos.

Los costos internos de las tecnologías de generación corresponden a los costos nivelados de generación eléctrica totales, incluyen: costo de operación y mantenimiento más costo de consumo de combustible más costo de inversión, para un factor de planta promedio durante la vida útil de la central. La tabla 10 muestra los valores de referencia para las principales tecnologías consideradas, teniendo en cuenta el factor de planta indicado en la tabla.

Tabla 10: Costos nivelados por tecnología de generación del COPAR (USD/MWh).

Tecnología de generación	Costos (USD/MWh)¹⁹	Factor de Planta
Hidroeléctrica	145.18	0.3
Cogeneración	63.10	0.8
Turbogas	166.28	0.125
Ciclo Combinado	63.10	0.8
Eólica	74.60	0.35
Solar	145.49	0.2
Termoeléctrica	141.30	0.65
Carboeléctrica	68.13	0.8
Combustión Interna	166.46	0.125
Biocombustible ²⁰	140.00	0.34
Nucleoeléctrica	95.43	0.9
Geotérmica	84.11	0.85
Lecho Fluidizado	70.04	0.8

Sin embargo, estos costos tienen que ajustarse al tener en cuenta que las tecnologías no operan todos los años con el factor de planta esperado. Por lo que el criterio de costo interno para cada plan de expansión debe ser el costo total anualizado que se calculó por el optimizador, el cual está parametrizado con respecto al factor de planta y el precio variable del combustible, el cual se muestra en la tabla 11.

La preferencia del indicador de costo interno, es que sea bajo, desde un enfoque económico, siempre es mejor cualquier proyecto (en este caso tecnología de generación) que represente menores costos.

¹⁹ CFE. COPAR2015, Costo nivelado de energía (2015).

²⁰ <http://www.energiaestrategica.com/costos-potencial-y-perspectivas-de-la-biomasa-en-argentina/>

Tabla 11: Costo anualizado por tecnología de generación (USD/MWh).

Tecnología de generación	Costos (USD/MWh) ²¹	Factor de Planta
Hidroeléctrica	42.55	0.30
Cogeneración	61.12	0.51
Turbogas	110.78	0.13
Ciclo Combinado	61.59	0.80
Eólica	35.72	0.40
Solar	59.63	0.20
Termoeléctrica	151.90	0.75
Carboeléctrica	521.81	0.03
Combustión Interna	173.51	0.70
Biocombustible	141.78	0.35
Nucleoeléctrica	55.21	0.90
Geotérmica	61.37	0.85
Lecho Fluidizado	74.19	0.80

3.2.4 Disponibilidad de reservas energéticas.

Para conocer la disponibilidad de reservas energéticas de los combustibles utilizados en la generación eléctrica, se llevan a cabo análisis y estimaciones de los volúmenes que contienen los yacimientos y minas, basándose en la información geológica.

- **Gas:** El gas es un energético muy importante para México, en el 2014 ocupó el séptimo lugar a nivel mundial como consumidor de gas. La producción de gas es inferior al consumo, por lo que se depende de importaciones además de estar en el lugar número 33 a nivel mundial de reservas de gas natural. Las reservas de gas al 2014 se estiman en 292 Mtoe, con una producción nacional de 47.9 Mtoe por año. Para estimar las reservas de gas, se calculó una relación R/P (Reserva/Producción) de los totales, considerando la producción del 2014 constante y aumentando las importaciones según las necesidades de gas natural de México, quedando que las reservas de gas serán hasta el año 2020.
- **Petróleo:** La disponibilidad de reservas de hidrocarburos es de aproximadamente 30 años para México. En el sector eléctrico se ha presentado una disminución del consumo de este energético debido al mejor aprovechamiento de combustibles en la generación de electricidad, tanto ambiental como económica. El uso de combustóleo en la CFE se ha reducido en un 56% en los últimos 10 años, mientras que el gas aumento 51%, debido a que el gas natural es tres veces más barato y 68% menos contaminante²².
- **Carbón:** Se estima que las reservas recuperables de carbón en México son de aproximadamente 848 Mtoe, de las cuales se tiene una producción anual de 10.1

²¹ SIMISE (Sistema de Modelación Integral del Sector Energético),

²² SENER, Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015 – 2029, pág. 61, (2015)

Mtoe de carbón²³, suponiendo que la producción se mantenga de la misma forma, se tienen reservas para más de 80 años

- Hidráulica, Eólica, Biocombustible, Geotérmica y Solar: Estas pertenecen a las energías renovables, las cuales se pueden considerar como inagotables, pues se regeneran de forma natural (ciclo del agua, movimiento de masas de aire por diferencias de temperatura, desechos orgánicos, calor obtenido bajo la superficie terrestre, radiación solar).

La única limitante es la disponibilidad geográfica de estos recursos naturales para su aprovechamiento en lugares adecuados.

El valor utilizado en el análisis de la disponibilidad de reservas de este tipo se considerará de 200 años para poder compararse con las demás reservas energéticas.

- Uranio: Las reservas conocidas de uranio a nivel mundial son suficientes para satisfacer las necesidades durante más de 100 años y las estimaciones para las reservas esperadas es de 200 años²⁴ más de consumo para el ritmo de crecimiento actual.

Las reservas identificadas de uranio en México²⁵ son de aproximadamente 3,400 toneladas, el estimado de estas reservas es para uranio con costos de extracción menores a 260 USD/ kg U. La distribución de los costos de extracción de uranio se muestra en la figura siguiente:



Figura 10: Reservas identificadas de Uranio (\$/kg).

Para calcular la disponibilidad de reservas existentes en México y considerando un consumo basado en el plan energético propuesto como “Nuclear”. Este plan propone una adición de tres reactores nucleares cada 5 años a partir del 2025, llegando a tener un total de 17 reactores para el año 2050. Si una central nuclear estándar tiene un consumo de aproximadamente 30 toneladas de uranio al año²⁶, se tendrían reservas para más de 20 años sin ser necesaria la importación. Además, se debe tomar en cuenta, que en estos cálculos para las reservas no se considera el uranio que podría obtenerse como subproducto de fosfatos, ni el uranio que se puede obtener del mar, ni el reciclado de

²³ World Energy Council, <https://www.worldenergy.org/data/resources/country/mexico/coal/> (2016)

²⁴ Foro de la Industria Nuclear Española. (2010)

http://www.foronuclear.org/images/stories/recursos/publicaciones/2010/Monografia_Uranio.pdf

²⁵ World Energy Council, <https://www.worldenergy.org/data/resources/country/mexico/nuclear/> (2016)

²⁶ Servicio Geológico Mexicano, Energía Nuclear,

<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/uranio/energianuclear>

combustible, ni el uso de otros elementos como el torio que podrían complementar o reemplazar el uso de uranio.

El valor de reservas utilizado en termoeléctricas convencionales, se da en función de que se pueden utilizar una variedad de combustibles en este tipo de centrales, la disponibilidad de reservas energéticas que se seleccionó fue la del carbón, pues es mayor que la del gas y el combustóleo. Al seleccionar la disponibilidad de reservas de este combustible, se consideró que las minas de carbón se encuentran en áreas específicas del país, a diferencia de las TC, que se localizan dispersas, por lo que, para el uso de carbón a largo plazo, el costo de generación aumentaría con base en la dificultad de suministro. Las termoeléctricas convencionales muestran una tendencia a disminuir su utilización debido a sus emisiones y los costos de su combustible, razón por la cual los costos de generación se consideraron sin incremento.

Tabla 12: Disponibilidad de reservas energéticas por tecnología de generación (años).

Tecnología de generación	Disponibilidad de reservas energéticas (años)
Hidroeléctrica	200
Cogeneración	4
Turbogas	4
Ciclo Combinado	4
Eólica	200
Solar	200
Termoeléctrica	80
Carboeléctrica	80
Combustión Interna	30
Biocombustible	200
Nucleoeléctrica	100
Geotérmica	200
Lecho Fluidizado	30

La preferencia para este indicador de sustentabilidad es que sea mayor, pues permite seguridad de generación energética.

3.2.5 Dependencia exterior de tecnologías y combustibles.

Como se mencionó en el apartado anterior, para la generación de electricidad es importante contar con la disponibilidad de recursos, en caso de no contar con éstos, es necesario recurrir a la importación de tecnologías y combustibles.

La dependencia exterior de combustibles o energéticos corresponde al porcentaje de éstos que es suministrado por importación. Mientras mayor es el porcentaje de dependencia, más vulnerable es la generación de energía eléctrica nacional a variaciones en precios y suministros de combustibles.

En la tabla 13 se observan los combustibles primarios de los cuales se obtiene energía y que son producidos nacionalmente.

Tabla 13: Producción de energía primaria del año 2015 (Petajoules).²⁷

Energéticos	2015
Carbón	287.69
Hidrocarburos	7,203.85
Petróleo Crudo	5,067.69
Condensados	98.83
Gas Natural	2,037.32
Nucleoenergía	120.41
Renovables	649.09
Hidroenergía	111.21
Geoenergía	134.53
Solar	10.15
Energía Eólica	31.48
Biogás	1.87
Biomasa	359.84
Bagazo de caña	107.00
Leña	252.84
Total:	8,261.03

En la tabla 13 se puede observar que la producción de energía primaria está basada en combustibles fósiles, la cual representa más del 85% del total. Si se considera la tabla 12 donde se contemplan las reservas de energéticos fósiles, se vuelve clara la necesidad de diversificar el consumo de energéticos.

De la producción de energía primaria se puede considerar a la Nucleoenergía como un energético del cual México es dependiente, debido a que el uranio utilizado en los reactores nucleares es importado.

Tabla 14: Comercio exterior de energía secundaria en el año 2015. (Petajoules).²⁸

Energético importado (saldo neto)	2015
Carbón	-223.23
Diésel	-323.69
Gas (licuado y seco)	-1,321.89

En la tabla 14 se muestra la importación de energéticos necesaria para cubrir el déficit de estos, los valores se obtienen calculando el saldo neto, el cual es la diferencia de exportación e importación de los energéticos, en caso de ser negativo, significa que se tiene un déficit de ese energético, y en caso de ser positivo se tiene un superávit de ese recurso. En esta tabla todos los valores son negativos, por lo cual es necesaria la importación.

²⁷ SENER, Balance Nacional de Energía 2015, pág. 23, (2015)

²⁸ SENER, Balance Nacional de Energía 2015, pág. 29, (2015)

La dependencia exterior de los energéticos está representada por el consumo total del sobre el déficit que debe ser importado, quedando esto representado en la tabla 15.

Tabla 15: Dependencia exterior de energéticos 2015 (Petajoules).²⁹

Energético	Déficit 2015	Producción 2015	Total 2015	% Dependencia
Carbón	223.23	287.69	510.92	43.69
Diésel	323.69	630.95	954.64	33.90
Gas (licuado y seco)	1,321.89	1,740.31	3,062.20	43.16
Nucleoenergía	120.41	0.00	120.41	100.00

La tabla 16 representa la dependencia del exterior según la tecnología de generación, basado en el consumo del energético que se utiliza como combustible. En el caso de las tecnologías que tienen valor de cero en la dependencia del exterior es debido a que son fuentes renovables, o para las termoeléctricas la razón es que se considera el uso de combustóleo.

Tabla 16: Dependencia del exterior de energético, según tecnología de generación.

Tecnología de generación	Dependencia exterior de energético (%).
Hidroeléctrica	0.00
Cogeneración	43.16
Turbogas	43.16
Ciclo Combinado	43.16
Eólica	0.00
Solar	0.00
Termoeléctrica	0.00
Carboeléctrica	43.69
Combustión Interna	33.90
Biocombustible	0.00
Nucleoeléctrica	100.00
Geotérmica	0.00
Lecho Fluidizado	0.00

Además del combustible, también se importa equipo tecnológico para la generación de electricidad. En cada una de las diferentes centrales, ya sea en su construcción u operación se necesitan recursos como son: mano de obra, materiales, equipo nacional, equipo importado entre otros. La dependencia de equipo importado por tecnología de generación se muestra en la tabla 17 y está formada por datos obtenidos del COPAR, a excepción de las tecnologías solar y eólica de las cuales no se tienen datos; para éstas la dependencia exterior se considera que, actualmente en México, casi el total de las celdas fotovoltaicas son importadas, al igual que los componentes de los aerogeneradores.

²⁹ SENER, Balance Nacional de Energía 2015, pág. 26, (2015)

Tabla 17: Dependencia exterior de equipo según tecnología de generación³⁰.

Tecnología de generación	Dependencia exterior de equipo (%).
Hidroeléctrica	27.8
Cogeneración	72.8
Turbogas	92.4
Ciclo Combinado	72.8
Eólica	80.0
Solar	95.0
Termoeléctrica	34.0
Carboeléctrica	47.2
Combustión Interna	91.5
Biocombustible	0.0
Nucleoeléctrica	39.3
Geotérmica	50.7
Lecho Fluidizado	47.2

Con base en la dependencia de equipo de las tecnologías de generación eléctrica y a su correspondiente dependencia de combustible, se obtiene la tabla 18, donde se muestra el porcentaje promedio de dependencia exterior.

Tabla 18: Dependencia exterior según tecnología de generación.

Tecnología de generación	Dependencia exterior (%).
Hidroeléctrica	13.9
Cogeneración	58.0
Turbogas	67.8
Ciclo Combinado	58.0
Eólica	40.0
Solar	47.5
Termoeléctrica	17.0
Carboeléctrica	45.4
Combustión Interna	62.7
Biocombustible	0.0
Nucleoeléctrica	69.7
Geotérmica	25.4
Lecho Fluidizado	23.6

La preferencia de este indicador de sustentabilidad es que sea baja, pues de lo contrario, la seguridad y costos de generación están ligados al comportamiento del mercado internacional.

³⁰ COPAR 2013, Cuadro 2.4 Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso (%), (2013)

3.2.6 Extensión de tierra perdida por operación de la planta.

Los espacios de tierra son limitados, y tienen gran variedad de usos dependiendo de su ubicación y recursos disponibles en la zona, ya sea para vivienda, industria, agricultura, reservas naturales o paisajes. El uso de extensiones de tierra es diferente por cada tipo de tecnología de generación, algunos tipos de centrales, como las carboeléctricas, deben estar lo más cerca posible a la mina y necesitan espacio para acumular el carbón.

Este criterio de sustentabilidad no contempla las extensiones de tierra de extracción, refinación, o transporte, sólo el espacio destinado para la generación. Las centrales que ocupan una mayor área de suelo para producir energía son las centrales que usan biocombustible y las hidroeléctricas.

Las centrales que utilizan biocombustible, necesitan un área grande para el cultivo, aunque el total del producto no es destinado a la generación de energía, generalmente solo se utilizan los residuos vegetales.

Las centrales hidroeléctricas tienen un uso muy amplio de extensión de suelo, que depende de varios factores, principalmente del tamaño de la central hidroeléctrica y de la topografía donde se encuentra, los embalses que se encuentran en terrenos llanos, ocupan un área mucho mayor que los que se encuentran en formaciones rocosas, como cañones o montañas, que permiten un almacenamiento de agua vertical y un uso de área menor. La importancia de un menor uso de extensión de tierra en este tipo de centrales, es debido al efecto que conlleva la inundación del terreno, pues destruye la vegetación del área y hábitat de los animales además de ocupar áreas de cultivo.

La preferencia de este criterio de sustentabilidad es que sea menor, debido a que mientras menos espacio se ocupe en la generación, se le puede dar otro uso al suelo.

Tabla 19: Extensión de tierra ocupada en operación por tecnología de generación.³¹

Tecnología de generación	Km²/ TWh
Hidroeléctrica	152.0
Cogeneración	4.0
Turbogas	4.0
Ciclo Combinado	4.0
Eólica	72.0
Solar	45.0
Termoeléctrica	4.0
Carboeléctrica	4.0
Combustión Interna	4.0
Biocombustible	533.0
Nucleoeléctrica	0.5
Geotérmica	4.0
Lecho Fluidizado	4.0

³¹ Luc Gagnon, Camille Bélanger, Yohji Uchiyama, (2002), Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001.

En la tabla 20 se encuentra agrupada la información de los criterios a evaluar por tipo de tecnología para calificar la sustentabilidad de los planes de expansión. Para tener la matriz multicriterio solo faltaría agregar el criterio de diversificación del plan tomado en cuenta la participación de las diferentes tecnologías.

Tabla 20: Valores de criterios de evaluación según tecnologías de generación.

Tecnologías	Criterios							
	Consumo de Agua	Gases de efecto invernadero	SO2	NOx	Costos internos	Reservas energéticas	Dependencia del exterior	Extensión de tierra usada
	m ³ /MWh	Ton/MWh	kg/MWh	kg/MWh	USD/MWh	años	%	m ² /MWh
Hidroeléctrica	0.000	0.2050	0.000	0.00	42.55	200	13.90	152.0
Cogeneración Eficiente	1.000	0.3746	0.004	1.33	61.12	4	57.98	4.0
Turbogás	0.034	0.3746	0.010	1.94	110.78	4	67.78	4.0
Ciclo Combinado	1.000	0.3452	0.004	1.33	61.59	4	57.98	4.0
Eólica	0.003	0.0000	0.000	0.00	35.72	200	40.00	72.0
Solar Fotovoltaica	0.135	0.0000	0.000	0.00	59.63	200	47.50	45.0
Termoeléctrica	2.100	0.7130	16.040	1.29	151.90	80	17.00	4.0
Carboeléctrica	2.600	0.8566	9.520	5.86	521.81	80	45.45	4.0
Combustión Interna	0.050	1.2200	14.660	16.15	173.51	30	62.70	4.0
Bioenergía	0.700	0.0000	4.220	3.31	141.78	200	0.00	533.0
Nuclear	0.900	0.0000	0.000	0.00	55.21	100	69.65	0.5
Geotérmica	1.770	0.0000	2.920	0.00	61.37	200	25.35	4.0
Lecho Fluidizado	2.100	0.7130	2.550	0.00	74.19	30	23.60	4.0

Capítulo 4 Análisis de Escenarios.

En este capítulo se mostrará el desarrollo para la creación de escenarios de planeación energética, y posteriormente se evaluarán con el vector de mínimo arrepentimiento utilizando criterios de sustentabilidad.

Los escenarios que se utilizan corresponden a una planeación de largo plazo (35 años), que inicia con las propuestas del PRODESEN 2016-2030 (15 años) y continúa hasta el 2050 (20 años). La elaboración de los escenarios de planeación será con periodos de tiempo de análisis de 5 años. El escenario de planeación propuesto en el PRODESEN que se utilizará, es el escenario de crecimiento medio, y es la base de todos los escenarios en este caso de estudio, debido a que como se vio en el Capítulo 1, la planeación, inversión y construcción de centrales inicia con anticipación, la construcción de escenarios se debe hacer tomando en cuenta planeaciones anteriores.

La planeación de escenarios aquí descrita sólo abarca la generación eléctrica y no la infraestructura que deberá ser desarrollada en las redes de transmisión y distribución.

4.1 Escenario PRODESEN 2016-2030

Este escenario es el planteado en el PRODESEN, y es la base de los escenarios de planeación, la información de las tablas que se muestran a continuación corresponde a valores reales recopilados para el año 2015 y a prospectivas y generadas para el escenario medio de generación del PRODESEN 2016-2030.

-Capacidad instalada: La capacidad de generación instalada de las diferentes tecnologías que participan en el año base (2015). En esta tabla se puede observar que la capacidad inicial del CC corresponde a más del 30% del total, lo cual indica una baja diversificación. Además se tiene una capacidad solar menor al 1%, lo cual representa un desaprovechamiento del potencial solar.

Tabla 21: Capacidad inicial de generación año base (2015).³²

Tecnología	Capacidad Inicial (MW)
Hidroeléctrica	12,488.500
Cogeneración	583.050
Turbogas	4,903.646
Ciclo Combinado	24,042.659
Eólica	2,805.100
Solar	56.334
Termoeléctrica	12,710.670
Carboeléctrica	5,378.360
Combustión Interna	1,163.056
Biocombustible	759.760
Nucleoeléctrica	1,510.000

³² SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016 - 2030, PRODESEN. Pág. 28, (2016)

Geotérmica	925.600
Lecho Fluidizado	580.000
Total	67,906.735

-Demanda: Para obtener la demanda en el periodo 2016-2030 se utilizan datos del PRODESEN (pág. 245), los cuales se muestran en la tabla 22 y corresponden al escenario de crecimiento medio.

Tabla 22: Pronóstico de consumo del SEN (MWh).

Año	Pronóstico de consumo del SEN
2015	288,232
2016	294,758
2017	304,716
2018	315,561
2019	327,275
2020	339,399
2021	350,992
2022	362,857
2023	375,231
2024	387,758
2025	401,317
2026	415,519
2027	429,996
2028	444,821
2029	460,098
2030	476,009

Para el periodo 2031-2050, se busca una ecuación que tenga un comportamiento parecido al periodo anterior, y así extrapolar los datos. Se buscó una ecuación que se ajustara a la serie de datos, con la ecuación 10 se obtuvieron los valores que se muestran en la tabla 23 y que corresponden a la prospectiva de consumo de energía eléctrica del periodo 2015-2050.

$$y = 33074.558255x^2 - 121033974.450766x + 109875780767.078 \quad \text{Ecuación 10}$$

La ecuación anterior, además de ajustarse a los valores base, se buscó que presentara un crecimiento extrapolado parecido al planteado en el periodo 2015-2030.

Tabla 23: Prospectivas de consumo del PRODESEN y generados por ecuación (MWh).

Año	Demanda PRODESEN	Ecuación Demanda
2015	288,232,000	282,470,316
2020	339,398,686	344,579,656
2025	401,317,102	408,342,723
2030	476,009,322	473,759,518
2035	ND	540,830,042
2040	ND	609,554,293
2045	ND	694,206,315
2050	ND	751,963,979

Al graficar los valores de las prospectivas del PRODESEN y los obtenidos por la ecuación, se puede observar un comportamiento muy parecido en el periodo 2015 – 2030 entre ambos, además de presentarse un crecimiento casi lineal. Al extrapolar hasta el año 2050, el crecimiento parece comportarse de la misma forma que las prospectivas del PRODESEN, por lo cual se utilizarán estos datos para la demanda del periodo 2031-2050.

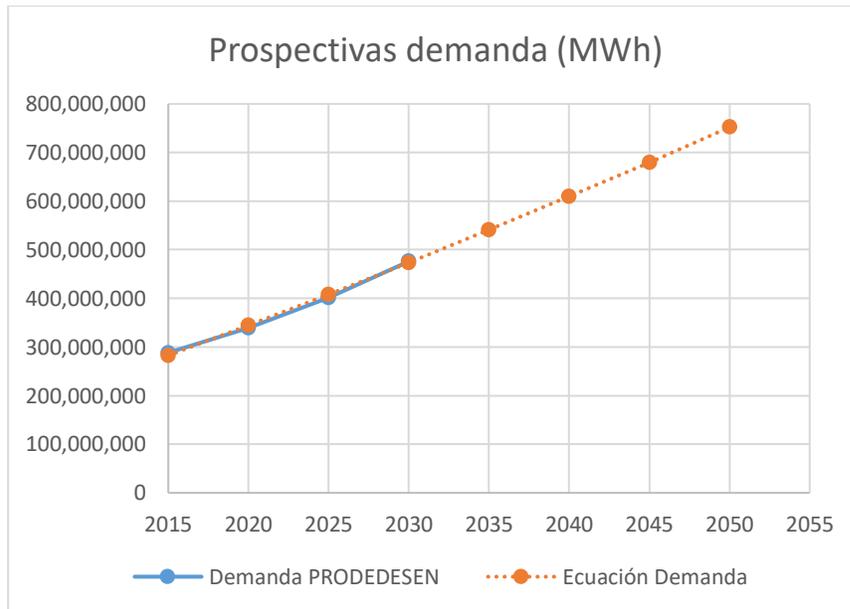


Figura 11: Pronóstico de consumo 2015-2050 (MWh).

Debido a que la planeación energética del PRODESEN sólo presenta datos hasta el 2030, se usará el proceso anterior para extrapolar los datos según la tendencia de los valores con que se dispone.

-Demanda máxima: La demanda máxima que se utilizó tiene una tasa media de crecimiento anual de 3.7%, que es el escenario de crecimiento medio propuesto en el PRODESEN. Tomando la demanda máxima del año 2015 y extrapolando el crecimiento esperado se obtiene la tabla 24.

Tabla 24: Prospectivas del crecimiento de demanda máxima.

Años	Crecimiento Medio (MWh/h)
2015	39,840.00
2020	48,036.84
2025	57,408.57
2030	68,791.92
2035	76,627.76
2040	85,915.57
2045	97,030.95
2050	104,423.10

-Adiciones fijas de capacidad: Las centrales de generación eléctrica que ya estaban en construcción o que señala el PRODESEN como futuras adiciones para cubrir la demanda, son añadidas en los periodos 2016- 2030, como se muestra en la tabla 25. En el periodo 2031-2050 no se tiene contemplada ninguna adición debido a que excede el periodo de planeación del PRODESEN.

Tabla 25: Adiciones fijas de capacidad (MW) 2020-2030.

Tecnología de generación	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	342.03	3,869.29	281.03
Cogeneración	3,011.38	4,033.62	0.00
Turbogas	261.31	0.00	0.00
Ciclo Combinado	17,881.63	0.00	2,572.11
Eólica	6,633.06	2,859.09	2,507.85
Solar	3,627.65	1,225.14	1,996.00
Termoeléctrica	472.65	0.00	0.00
Carboeléctrica	120.00	0.00	0.00
Combustión Interna	272.02	0.00	0.00
Biocombustible	0.75	60.00	0.00
Nucleoeléctrica	110.00	0.00	4,080.90
Geotérmica	335.86	441.00	118.00
Lecho Fluidizado	0.00	0.00	0.00

-Retiros fijos de capacidad: En la tabla 26 se encuentran las centrales de generación eléctrica que terminan con su ciclo de vida y que deben ser retiradas de la capacidad de generación. En esta tabla se pueden observar retiros importantes, como el de centrales termoeléctricas en el 2020 y de CC en el 2050.

Tabla 26: Retiros de capacidad por tecnología de generación (MW) 2020-2050.

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0
Cogeneración	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	755.9	4,166.3
Turbogas	608.2	521.7	193.0	125.4	905.3	268.4	169.3
Ciclo Combinado	1,069.4	462.5	521.7	11,677.1	5,088.7	4,600.5	14,681.9
Eólica	0.0	0.0	0.0	434.5	1,809.7	7,298.8	4,157.8
Solar	0.0	0.0	0.0	0.0	187.9	1,208.5	451.5
Termoeléctrica	8,375.5	1,560.5	975.6	39.8	972.2	54.0	330.0
Carboeléctrica	0.0	0.0	1,400.0	2,378.3	0.0	0.0	700.0
Combustión Interna	8.1	63.0	0.0	334.0	312.5	124.0	0.0
Biocombustible	0.0	0.0	0.0	16.9	4.8	76.2	77.6
Nucleoeléctrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Geotérmica	60.0	0.0	0.0	523.4	210.0	0.0	53.0
Lecho Fluidizado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

4.2 Generación de Escenarios con el optimizador

A partir del año 2031 los escenarios cambian su desarrollo, según tres enfoques, llamados: Tendencial, Nuclear y Solar. Estos escenarios son formados con base al menor costo de generación y cumpliendo con consideraciones que permiten acotar el espacio de búsqueda de las soluciones de generación anual de electricidad expresada en unidades de energía en MWa³³:

-Metas de energías limpias: Los escenarios de planeación energética se generaron para cumplir con los objetivos de energías limpias. En la tabla 27 se muestran los porcentajes de energía eléctrica que deben ser producidos por tecnologías de generación limpias.

³³ La generación anual de electricidad en la unidad de energía 1 MWa equivale a 8760 MWh.

Tabla 27: Metas de energías limpias (%).

Año	Generación de energía limpia
2015	0.204
2020	0.283
2025	0.355
2030	0.377
2035	0.408
2040	0.439
2045	0.475
2050	0.500

-Topes de generación: Los planes de expansión se ven limitados en su crecimiento por distintos factores, como económicos, sociales, ecológicos, reservas y disponibilidad de combustibles entre otros. Por lo cual es necesario definir comportamientos y límites del crecimiento esperado por tecnologías de generación.

Generación por hidroeléctricas: La generación propuesta en el PRODESEN para el año 2030 por este tipo de tecnología es de 49.90 TWh, el potencial restante disponible se estima en 17 TWh³⁴, por lo cual el tope máximo de generación será de 66.90 TWh. En la tabla 28 se muestran los topes de generación hidroeléctrica.

Tabla 28: Topes de generación hidroeléctrica (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
3,994.15	5,610.87	5,696.58	6,181.74	6,666.90	7,152.06	7,637.22

Los topes de la tabla 28 del año 2020 – 2030 corresponden a la generación esperada en el PRODESEN (pág. 286), y los topes del año 2035 – 2050 se establecieron con una distribución lineal con base al tope máximo.

Generación eólica: Para el tope de participación de generación eólica se analizaron tres posibles escenarios, los cuales se muestran en la tabla 29. El primer escenario consiste en tomar la generación eólica propuesta en el PRODESEN hasta el 2030 y continuar con la misma tendencia hasta el 2050. El segundo escenario se toma la generación propuesta en el PRODESEN hasta el año 2030 y se hace una distribución lineal hasta el 2050, tomando como máximo de generación para ese año un 250% más de generación que el 2030, esta cifra es asignada tomando en cuenta los lugares disponibles que cumplan los requerimientos de los aerogeneradores, y que los aerogeneradores de nuevas

³⁴ SIMISE (Sistema de Modelación Integral del Sector Energético), Reporte de Potencial de Hidroenergía sin Almacenamiento en México, 2017.

generaciones son cada vez más eficientes. El tercer escenario pertenece a las prospectivas de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés).

Los topes obtenidos en los escenarios de generación eólica, de tendencia PRODESEN y prospectivas de la IEA, son muy parecidos, esto se puede observar en la figura 12, mientras que el escenario del 250% podría parecer optimista a comparación de los otros, pero este escenario representa los máximos de generación eólicos disponibles, por lo cual este escenario será el que se utilizará como tope.

Tabla 29: Topes de generación eólica (MWa).

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tendencia PRODESEN	3,168.20	4,528.93	5,407.04	6,606.89	7,726.31	8,845.73	9,965.14
PRODESEN +250%	3,168.20	4,528.93	5,407.04	7,434.67	9,462.31	11,489.95	13,517.59
Prospectivas IEA	2,397.26	4,337.90	5,936.07	7,077.63	8,105.02	8,676.67	8,950.65

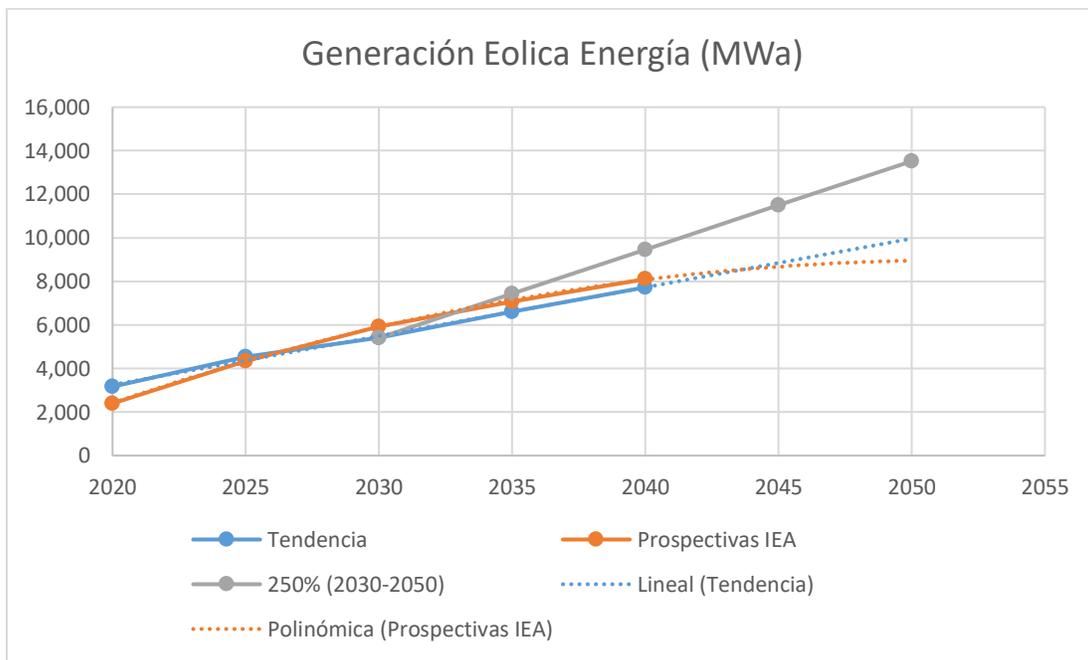


Figura 12: Comportamiento prospectivas de generación anual con eólica.

Generación carboeléctrica: La generación eléctrica con carbón tiene una tendencia a disminuir, debido a su alto nivel de contaminación. El PRODESEN nos muestra este comportamiento, hasta el año 2030 que aumenta la generación por carboeléctricas. Con tecnologías de captura de bióxido de carbono se podría reducir significativamente su nivel de contaminación. Sin embargo, en este estudio en el periodo del 2035 – 2050 se mantiene el tope de su capacidad de generación, en la tabla 30 se observan los topes de generación carboeléctrica.

Tabla 30: Topes de generación anual con carboeléctrica (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
31.28	28.17	111.67	111.67	111.67	111.67	111.67

Generación solar: El comportamiento propuesto en el PRODESEN de generación solar se puede observar en la tabla 31, así como también se muestran las prospectivas de generación propuestas por la IEA, las cuales son más optimistas debido a que se considera a México como un país con un alto potencial de generación eléctrica por medio de energía solar.

Tabla 31: Topes de generación anual con solar (MWa).

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRODESEN	753.19	1,016.61	1,452.52	2,061.15	2,900.02	4,080.31	5,740.96
Prospectivas IEA	1,369.86	2,625.57	3,767.12	4,908.68	5,936.07	7,136.48	8,268.32

Para la generación de los escenarios se utilizaron las prospectivas de la IEA, debido a que son más altas y lo que se busca es establecer topes de generación máximos, mientras que las prospectivas del PRODESEN muestran un crecimiento moderado. Es necesario notar que el tope de aprovechamiento solar disponible total es mucho mayor, si se calculara con base al área de incidencia de sol disponible en México, pero se deben analizar elementos que reducen también considerablemente el aprovechamiento, como son los costos de inversión, los costos de infraestructura en redes de transmisión y el respaldo o almacenamiento de energía que se requieren cuando la energía del sol no está disponible.

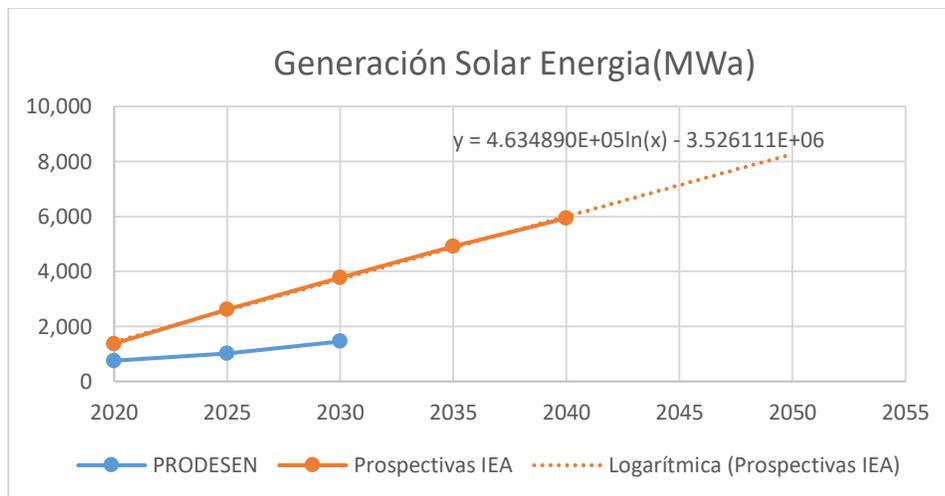


Figura 13: Comportamiento de prospectivas de generación anual solar (MWa).

Generación con bioenergía: La capacidad de generación eléctrica con biocombustibles es limitada debido a los costos, en la tabla 32 se muestra del 2020 – 2030 la generación estimada por el PRODESEN, y en el periodo de 2035 – 2050 la generación que se muestra es con base en la capacidad instalada en el año 2030 y con el factor de planta del año 2015.

Tabla 32: Topes de generación anual con bioenergía (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
29.44	56.26	29.36	102.74	102.74	102.74	102.74

Generación geotérmica: Los topes para esta tecnología que se observan en la tabla 33 corresponden a la tendencia del PRODESEN.

Tabla 33: topes de generación anual con geotérmica (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
981.65	1,327.44	1,422.80	1,622.55	1,822.30	2,022.05	2,221.80

Generación lecho fluidizado: El PRODESEN muestra una generación constante durante el periodo 2020 – 2030, para el periodo 2035 – 2050 se considera que se tendrá un incremento del 20% en la generación con este tipo de tecnología, como se muestra en la tabla 34.

Tabla 34: Topes de generación anual con lecho fluidizado (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
476.55	475.25	475.25	570.30	570.30	570.30	570.30

Generación nuclear: El PRODESEN muestra una adición de dos reactores nucleares para el 2030, por lo que en los topes de generación para los años siguientes se continuara con una adición de dos reactores (de la misma capacidad que los propuestos en el 2030) cada cinco años hasta el 2050, en la tabla 35 se muestran los topes de generación de energía nuclear.

Tabla 35: Topes de generación anual con nuclear (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1,266.25	1,262.79	4,443.85	6,564.56	8,685.27	10,805.97	12,926.68

-Factor de Planta: En la tabla 36 se muestra el factor de planta de las diferentes tecnologías de generación. Los datos de los años 2015 – 2030 se calcularon utilizando información de la capacidad instalada y la generación bruta por tipo de tecnología (PRODESEN pág. 285 y 286). Estos factores de planta están dados por el tiempo que se espera estén despachando electricidad las centrales, pero para llevar a cabo la construcción de los escenarios, se deben usar factores de planta generales, en los cuales

solo se considera que la central no está despachando energía, por estar no disponible, por ejemplo, paradas programadas, mantenimiento, intermitencia, etc.

Los factores de planta de los años 2035 – 2050 fueron tomados del COPAR 2015, a excepción de cogeneración, biocombustible y lecho Fluidizado, donde se utilizaron datos del PRODESEN del año 2015, y en la carboeléctrica se asignó el valor del PRODESEN año 2030 (debido a que se evita el uso de plantas contaminantes).

Tabla 36: Factores de planta para las tecnologías de generación

Tecnología	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	0.357	0.294	0.311	0.336	0.336	0.300	0.300	0.300	0.300
Cogeneración	0.733	0.509	0.249	0.306	0.271	0.509	0.509	0.509	0.509
Turbogas	0.233	0.204	0.009	0.019	0.030	0.125	0.125	0.125	0.125
Ciclo Combinado	0.733	0.635	0.621	0.612	0.690	0.800	0.800	0.800	0.800
Eólica	0.360	0.265	0.325	0.360	0.358	0.400	0.400	0.400	0.400
Solar	0.174	0.166	0.206	0.207	0.210	0.200	0.200	0.200	0.200
Termoeléctrica	0.330	0.350	0.000	0.000	0.000	0.750	0.750	0.750	0.750
Carboeléctrica	0.713	0.736	0.006	0.005	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
Combustión Interna	0.197	0.165	0.005	0.020	0.002	0.700	0.700	0.700	0.700
Biocombustible	0.327	0.347	0.042	0.074	0.038	0.347	0.347	0.347	0.347
Nucleoeléctrica	0.789	0.835	0.782	0.779	0.779	0.900	0.900	0.900	0.900
Geotérmica	0.842	0.775	0.817	0.808	0.808	0.850	0.850	0.850	0.850
Lecho Fluidizado	0.856	0.802	0.822	0.819	0.819	0.802	0.802	0.802	0.802

4.3 Resultados del Escenario Tendencial.

El escenario tendencial aquí planteado considera la metodología del PRODESEN, buscando el mínimo costo de generación para cumplir con la demanda. Como resultado de la optimización, la capacidad requerida es:

Tabla 37: Capacidad instalada de cada tecnología, escenario tendencial (MW).

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	1,3504.5	18,676.6	18,957.7	20,433.0	22,223.0	23,840.2	25,457.4
Cogeneración Eficiente	3,594.0	8,657.6	8,657.6	8,657.6	8,657.7	7,901.8	3,735.5
Turbogás	4,311.0	3,789.0	3,596.0	3,470.5	2,565.2	2,296.7	2,127.4
Ciclo Combinado	43,060.9	44,998.1	47,048.5	39,982.7	42,732.3	46,109.2	46,247.0
Eólica	9,907.4	14,123.9	16,631.7	18,866.6	23,655.8	28,724.9	33,794.0
Solar Fotovoltaica	3,661.0	5,203.6	7,199.6	7,199.6	14,519.0	20,079.2	41,341.6
Termoeléctrica	4,780.0	3,220.0	2,244.4	2,204.5	1,232.3	1,178.3	848.3
Carboeléctrica	5,498.0	5,498.0	4,098.0	1,719.6	1,719.6	1,719.6	1,019.6
Combustión Interna	1,418.0	1,355.0	1,355.0	1,021.0	708.4	584.5	584.5
Bioenergía	704.0	764.0	764.0	747.0	742.2	666.0	588.4
Nuclear	1,620.0	1,620.0	5,700.9	7,485.4	9,650.3	12,006.6	14,363.0
Geotérmica	1,201.0	1,642.0	1,760.0	1,236.6	1,026.6	1,026.6	2,613.9
Lecho Fluidizado	580.0	643.6	643.6	643.6	643.6	643.6	643.6

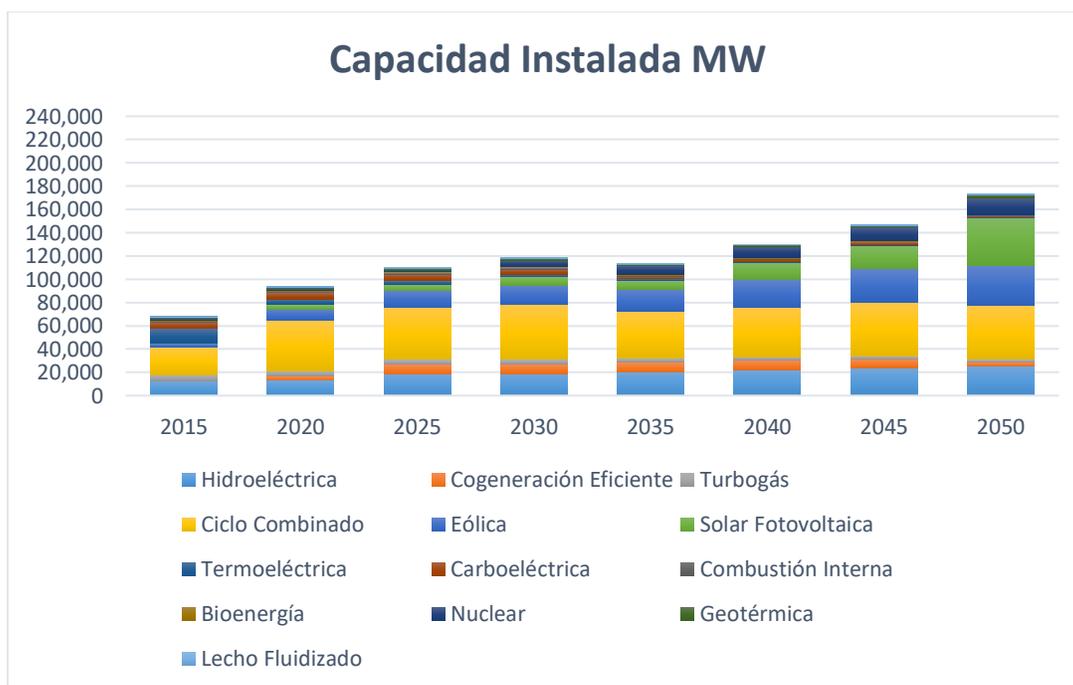


Figura 14: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario tendencial.

La generación esperada con base en la capacidad, en el escenario tendencial es la siguiente:

Tabla 38: Generación de energía (MWa), escenario tendencial.

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	4,193.9	6228.0	6,361.6	6,182.4	6,666.9	7,152.0	7,637.2
Cogeneración Eficiente	894.0	2586.8	2,349.9	4,404.7	4,404.7	4,020.1	1,900.4
Turbogás	38.9	73.3	107.3	433.9	320.7	287.1	265.9
Ciclo Combinado	26,752.1	27,590.7	32,450.9	31,477.8	34,185.9	36,887.4	36,997.3
Eólica	3,214.2	5027.1	5,955.1	7,434.7	9,462.3	11,490.0	13,517.6
Solar Fotovoltaica	753.0	1077.0	1,514.4	1,439.9	2,903.8	4,015.8	8,268.3
Termoeléctrica	0.1	0.0	0.2	1,653.4	924.2	883.7	636.2
Carboeléctrica	31.3	28.2	111.7	46.9	46.9	46.9	27.8
Combustión Interna	7.4	27.5	2.7	714.7	495.9	409.1	409.1
Bioenergía	29.5	56.3	29.4	259.3	257.7	231.2	204.3
Nuclear	1,266.3	1262.8	4,443.9	6,521.8	8,685.3	10,806.0	12,926.7
Geotérmica	981.3	1327.1	1,422.4	1,051.1	872.6	872.6	2,221.8
Lecho Fluidizado	476.6	527.5	527.4	516.0	516.0	516.0	516.0

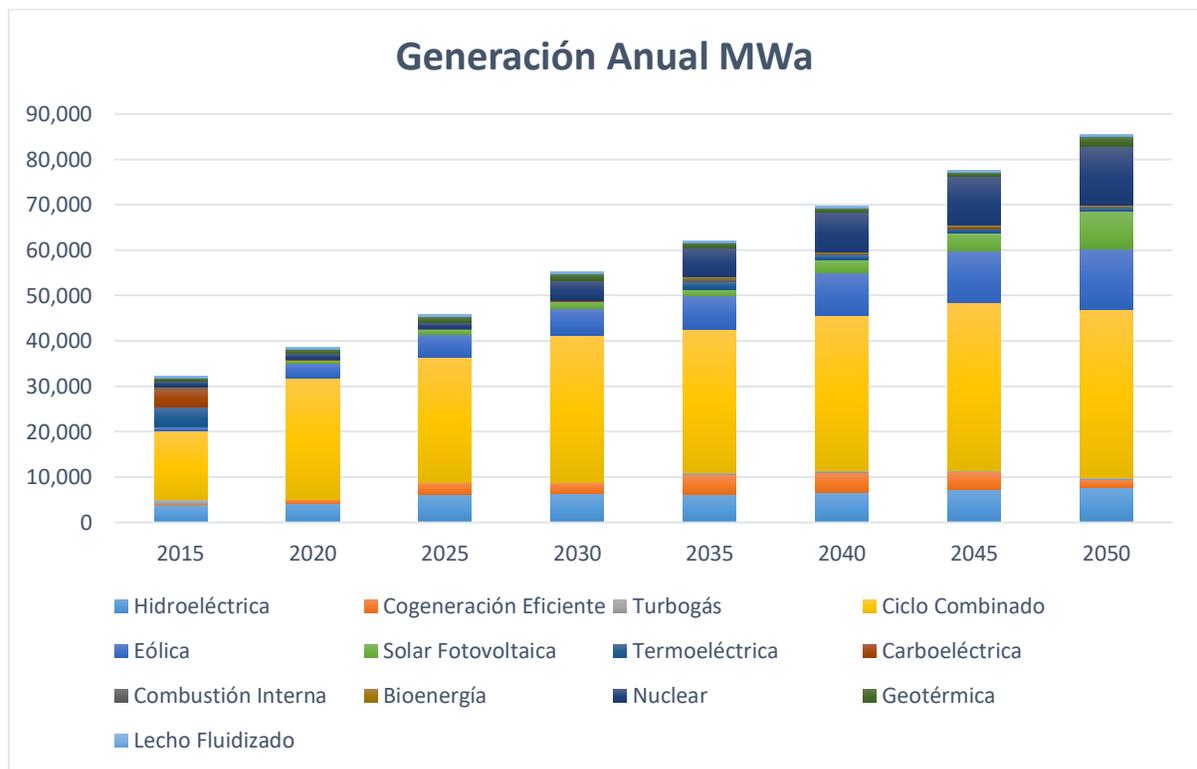


Figura 15: Gráfico de generación anual por tipo de tecnología, escenario tendencial.

Los porcentajes de generación de energías limpias, dentro de este escenario tendencial, se muestran en la figura 16, donde las energías que son consideradas como limpias son: hidroeléctrica, cogeneración eficiente, eólica, solar, bioenergía, nuclear y geotérmica. Las energías convencionales son turbogás, ciclo combinado, termoeléctrica, carboeléctrica, combustión interna y lecho fluidizado.

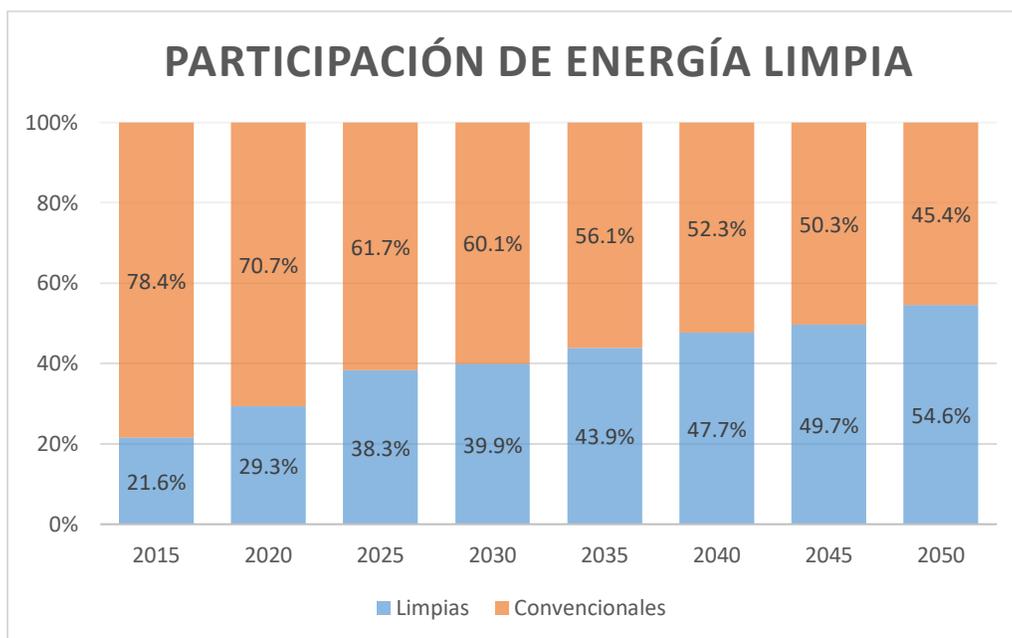


Figura 16: Generación de energía limpia escenario tendencial.

4.4 Resultados del Escenario Nuclear

Para este escenario las condiciones de los topes de generación nuclear son modificados para tener una adición de tres reactores cada cinco años, los topes de generación quedan mostrados en la tabla 39.

Tabla 39: Topes de generación anual, escenario nuclear (MWa).

2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1,266.25	1,262.79	4,443.85	7,624.91	10,805.97	13,987.04	17,168.10

En la tabla 40 se puede observar el crecimiento de la capacidad nuclear, donde en este escenario se proyecta un crecimiento para el 2050 de más de diez veces la capacidad inicial que se tiene en el 2015.

Tabla 40: Capacidad (MW) instalada por tecnología, escenario nuclear.

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	13,504.6	18,676.7	18,957.7	20,433.0	22,223.0	23,840.2	25,457.4
Cogeneración Eficiente	3,594.0	8,657.7	8,657.7	8,657.7	8,657.7	7,901.8	3,735.5
Turbogás	4,311.0	3,789.0	3,596.0	3,470.6	2,565.2	2,296.7	2,127.4
Ciclo Combinado	43,061.0	44,998.2	47,048.5	39,982.8	42,732.3	45,701.9	40,944.8
Eólica	9,907.4	14,123.9	16,631.8	18,866.6	23,655.8	28,724.9	33,794.0
Solar Fotovoltaica	3,661.0	5,203.6	7,199.6	7,199.6	7,011.7	5,803.2	41,341.6
Termoeléctrica	4,780.0	3,220.0	2,244.4	2,204.5	1,232.3	1,178.3	848.3
Carboeléctrica	5,498.0	5,498.0	4,098.0	1,719.6	1,719.6	1,719.6	1,019.6
Combustión Interna	1,418.0	1,355.0	1,355.0	1,021.0	708.5	584.5	584.5
Bioenergía	704.0	764.0	764.0	747.0	742.2	666.0	588.4
Nuclear	1,620.0	1,620.0	5,700.9	7,485.4	11,318.6	15,541.2	19,075.7
Geotérmica	1,201.0	1,642.0	1,760.0	1,236.6	1,026.6	1,026.6	2613.9
Lecho Fluidizado	580.0	643.6	643.6	643.6	643.6	643.6	643.6

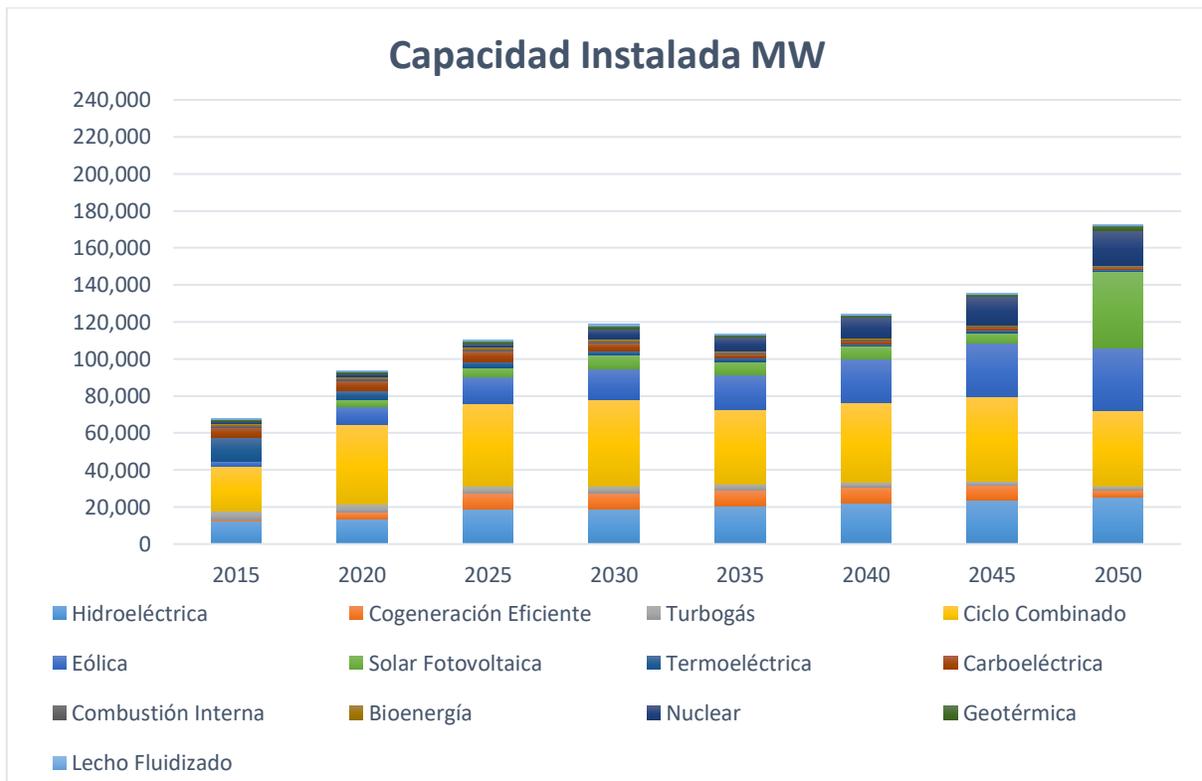


Figura 17: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario nuclear.

La generación esperada en el escenario nuclear se muestra en la tabla 41, donde además se observa que la generación nuclear se posiciona para el 2050 como la segunda mayor tecnología de generación.

Tabla 41: Generación anual de energía (MWa), escenario nuclear.

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	4,193.9	6,228.0	6,361.6	6,182.4	6,666.9	7,152.1	7,637.2
Cogeneración Eficiente	894.0	2,586.8	2,349.9	4,404.7	4,404.7	4,020.1	1,900.4
Turbogás	38.9	73.3	107.3	433.8	320.7	287.1	265.9
Ciclo Combinado	26,752.1	27,590.7	32,450.9	31,477.7	34,185.9	36,561.5	32,755.8
Eólica	3,214.2	5,027.1	5,955.1	7,434.7	9,462.3	11,490.0	13,517.6
Solar Fotovoltaica	753.0	1,077.0	1,514.4	1,439.9	1,402.3	1,160.6	8,268.3
Termoeléctrica	0.1	0.0	0.2	1,653.4	924.2	883.7	636.2
Carboeléctrica	31.3	28.2	111.7	46.9	46.9	46.9	27.8
Combustión Interna	7.4	27.5	2.7	714.7	495.9	409.1	409.1
Bioenergía	29.5	56.3	29.4	259.3	257.7	231.2	204.3
Nuclear	1,266.3	1,262.8	4,443.9	6,521.8	10,186.7	13,987.0	17,168.1
Geotérmica	981.3	1,327.1	1,422.4	1,051.1	872.6	872.6	2,221.8
Lecho Fluidizado	476.6	527.5	527.4	516.0	516.0	516.0	516.0

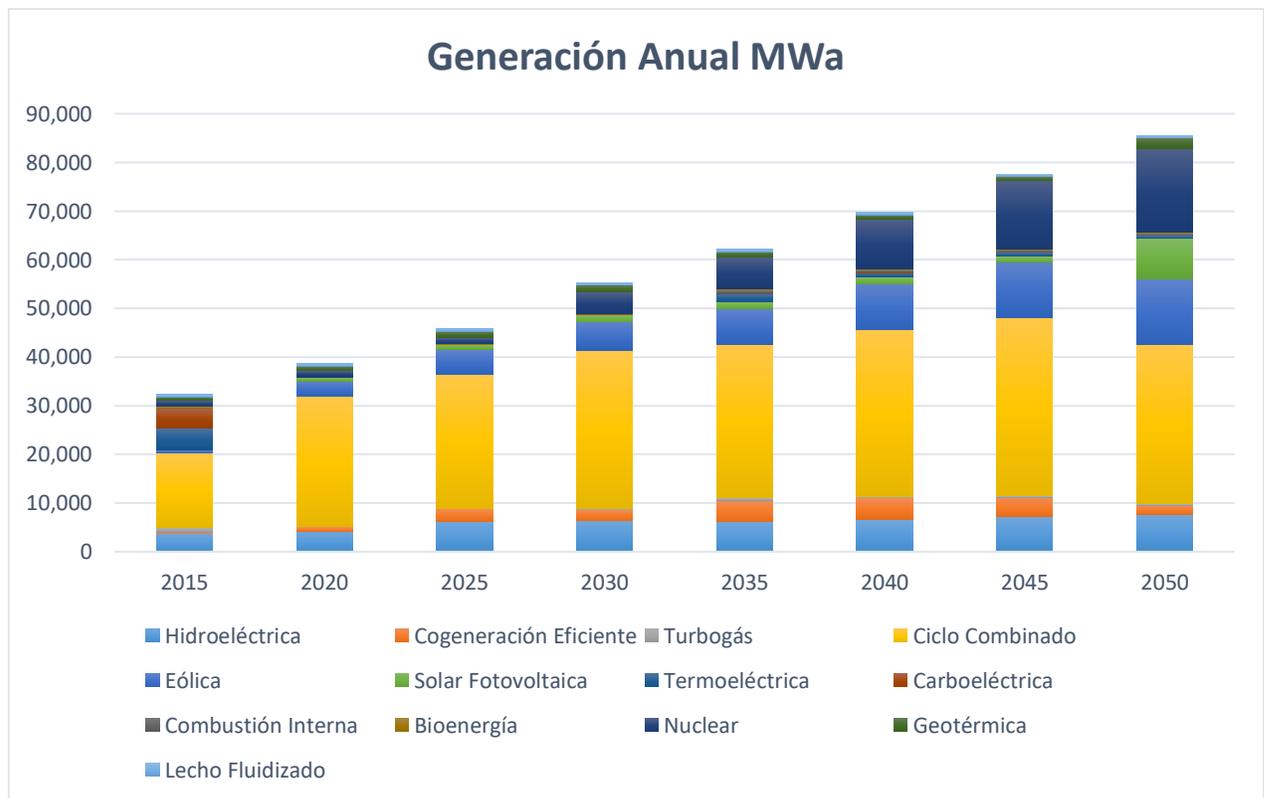


Figura 18: Gráfico de generación por tipo de tecnología, escenario nuclear.

En este escenario, al ser la energía nuclear considerada como una energía limpia, los porcentajes de generación limpios aumentan a casi el 60% de la generación total, como se puede ver en la figura 19.

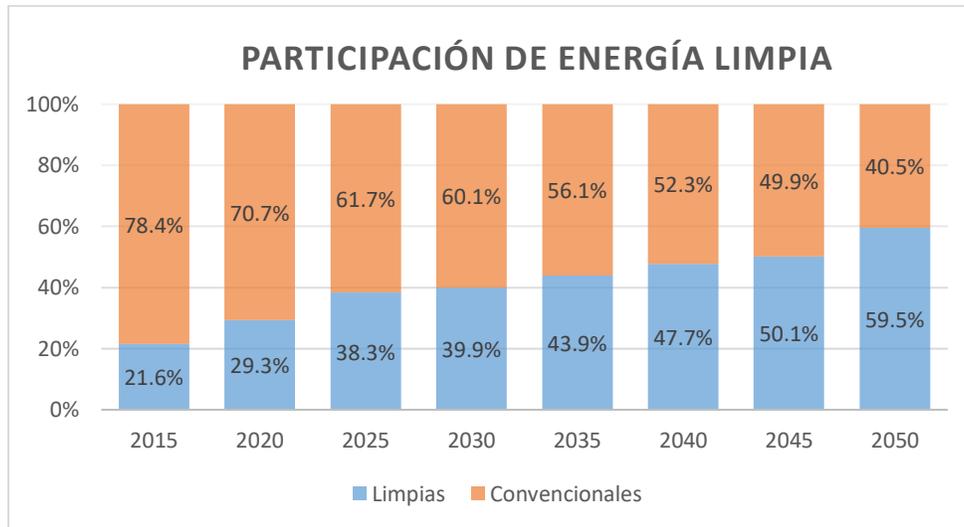


Figura 19: Generación de energía limpia, escenario nuclear.

4.5 Resultados del Escenario Solar.

Este escenario plantea el crecimiento de potencial de generación solar, teniendo una capacidad por año como se puede observar en la figura 20. Esta capacidad es muy grande debido a que el factor de planta de las centrales solares está limitado a las horas diarias disponibles de luz solar.

Tabla 42: Capacidad (MW) instalada por tecnología, escenario solar.

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	13,504.6	18,676.7	18,957.7	20,433.0	22,223.0	23,840.2	25,457.4
Cogeneración Eficiente	3,594.0	8,657.7	8,657.7	8,657.7	8,657.7	7,901.8	3,735.5
Turbogás	4,311.0	3,789.0	3,596.0	3,470.6	2,565.2	2,296.7	2,127.4
Ciclo Combinado	43,061.0	44,998.2	47,048.5	39,982.8	42,732.3	46,109.2	31,427.3
Eólica	9,907.4	14,123.0	16,631.8	18,866.6	23,655.8	28,724.9	33,794.0
Solar Fotovoltaica	3,661.0	5,203.6	7,199.6	11,096.0	29,286.3	42,437.4	139,911.6
Termoeléctrica	4,780.0	3,220.0	2,244.4	2,204.5	1,232.3	1,178.3	848.3
Carboeléctrica	5,498.0	5,498.0	4,098.0	1,719.6	1,719.6	1,719.6	1,019.6
Combustión Interna	1,418.0	1,355.0	1,355.0	1,021.0	708.5	584.5	584.5
Bioenergía	704.0	764.0	764.0	747.0	742.2	666.0	588.4
Nuclear	1,620.0	1,620.0	5,700.9	5,700.9	5,700.9	5,700.9	5,700.9
Geotérmica	1,201.0	1,642.0	1,760.0	1,943.7	1,733.7	2,378.9	2,476.5
Lecho Fluidizado	580.0	643.6	643.6	643.6	643.6	711.1	711.1

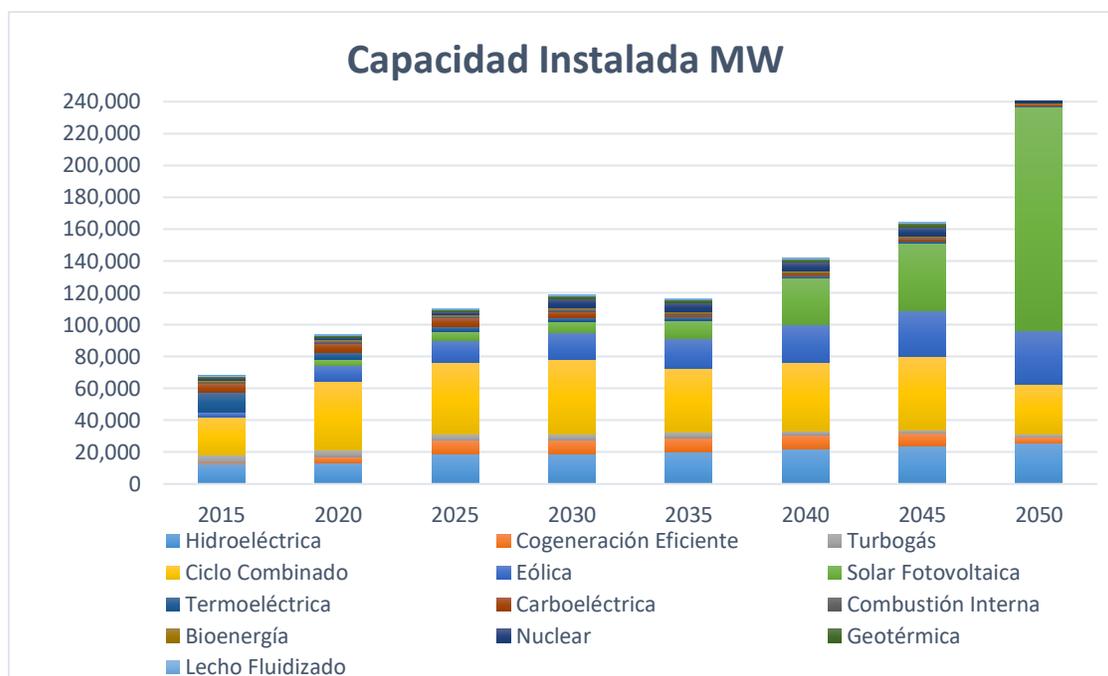


Figura 20: Gráfico de capacidad instalada por tecnología, escenario solar.

Es necesario considerar en la planeación, que se pueda cumplir con el pico de demanda máxima, tomando en cuenta que no se puede tener disponibilidad total de las tecnologías de generación intermitentes. Para este escenario, se considera que es igual que el 2015, el pico en la curva de demanda es a las 5:00 PM, motivo por el cual si está disponible este tipo de generación.

Tabla 43: Generación anual de energía, escenario solar (MWa).

Tecnología	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidroeléctrica	4,193.9	6,228.1	6,361.6	6,182.4	6,666.9	7,152.1	7,637.2
Cogeneración Eficiente	894.1	2,586.8	2,349.9	4,404.7	4,404.7	4,020.1	1,900.4
Turbogás	38.9	73.3	107.3	433.8	320.7	287.1	265.9
Ciclo Combinado	26,752.1	27,590.7	32,450.9	31,477.7	34,185.9	36,887.4	25,141.9
Eólica	3,214.2	5,027.1	5,955.1	7,434.7	9,462.3	11,490.0	13,517.6
Solar Fotovoltaica	753.0	1,077.0	1,514.4	2,259.5	5,857.3	8,487.5	27,982.3
Termoeléctrica	0.1	0.0	0.2	1,653.4	924.2	883.7	636.2
Carboeléctrica	31.3	28.2	111.7	46.9	46.9	46.9	27.8
Combustión Interna	7.4	27.5	2.7	714.7	495.9	409.1	409.1
Bioenergía	29.5	56.3	29.4	259.3	257.7	231.2	204.3
Nuclear	1,266.3	1,262.8	4,443.9	5,130.8	5,130.8	5,130.8	5,130.8
Geotérmica	981.3	1,327.1	1,422.4	1,622.6	1,473.6	2,022.1	2,105.0
Lecho Fluidizado	476.6	527.5	527.4	516.0	516.0	570.1	570.1

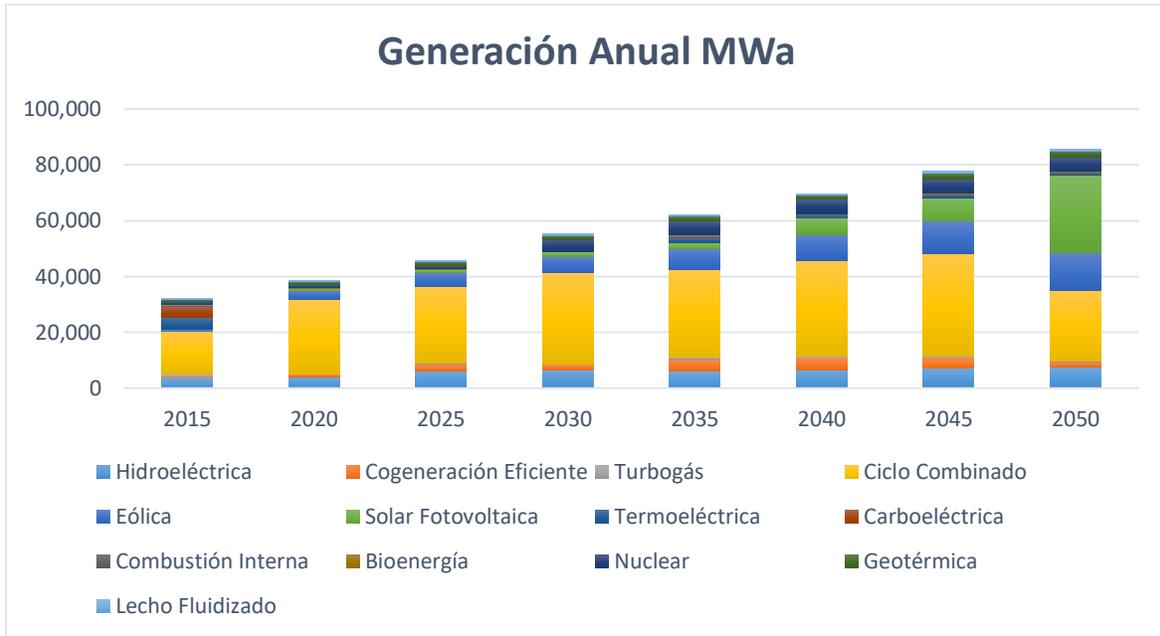


Figura 21: Gráfico de generación por tipo de tecnología, escenario solar.

En la figura 22 se puede observar el porcentaje de generación con tecnologías limpias para el escenario solar, el cual para el año 2050 es de 68% y es mayor que los planes tendencial y nuclear con 54% y 59%.

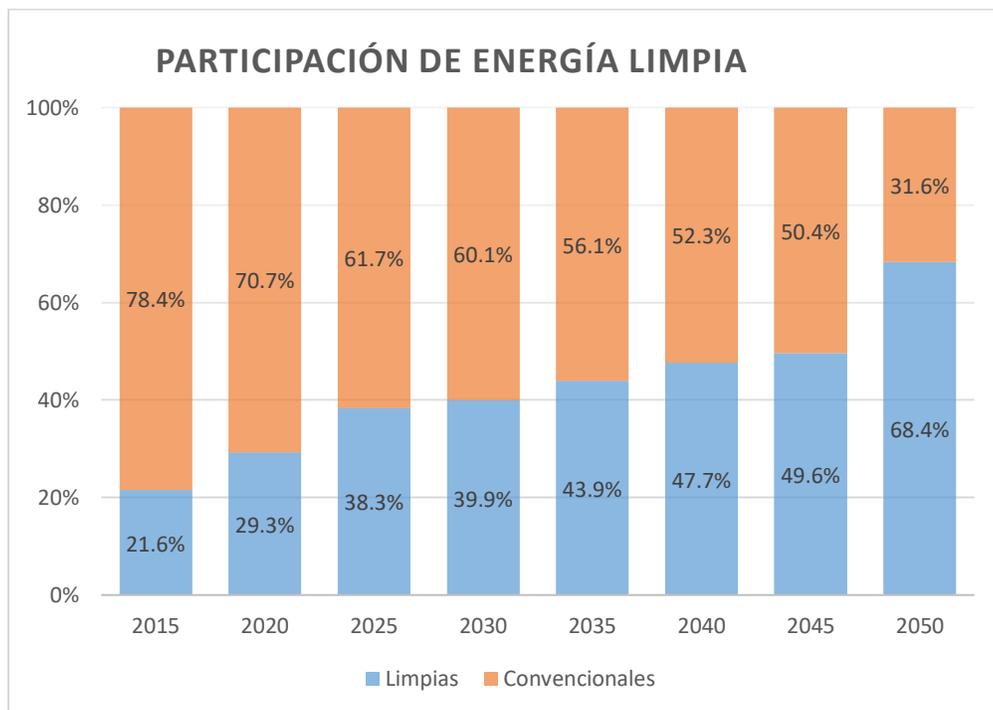


Figura 22: Generación de energía limpia, escenario solar.

4.6 Análisis de escenarios con el vector de mínimo arrepentimiento.

Para analizar con el vector de mínimo arrepentimiento los escenarios descritos anteriormente, se siguió el proceso indicado en la figura 5, para lo cual es necesario primero crear una matriz de decisión multicriterio.

4.6.1 Creación de matriz de decisión multicriterio.

La creación de una matriz multicriterio, requiere de las alternativas a las cuales se van a evaluar, en este caso éstas están conformadas por los escenarios de capacidad de generación (MW) y la energía despachada en MWh en el año 2050, según tecnología de generación como se muestra en la tabla 44:

Tabla 44: Generación eléctrica (MWh) del año 2050 de los tres escenarios.

Tecnologías	Generación por escenarios 2050 (MWh)		
	Tendencial	Nuclear	Solar
Hidroeléctrica	66,902,047.2	66,902,047.2	66,902,047.2
Cogeneración Eficiente	16,647,854.4	16,647,854.4	16,647,854.4
Turbogás	2,329,546.8	2,329,546.8	2,329,546.8
Ciclo Combinado	324,095,910.0	286,941,158.4	220,242,606.0
Eólica	118,414,088.4	118,414,088.4	118,414,088.4
Solar Fotovoltaica	72,430,483.2	72,430,483.2	245,125,123.2
Termoeléctrica	5,573,199.6	5,573,199.6	5,573,199.6
Carboeléctrica	243,352.8	243,352.8	243,352.8
Combustión Interna	3,583,891.2	3,583,891.2	3,583,891.2
Bioenergía	1,789,492.8	1,789,492.8	1,789,492.8
Nuclear	113,237,716.8	150,392,556.0	44,945,895.6
Geotérmica	19,462,968.0	19,462,968.0	18,439,712.4
Lecho Fluidizado	4,520,072.4	4,520,072.4	4,993,813.2

Utilizando la generación por cada tipo de tecnología y escenario de la tabla 44, se multiplican los factores de los criterios de sustentabilidad de cada tipo de tecnología de la tabla 19 y se suman los resultados de cada criterio, para obtener el valor total de ese escenario. Para el cálculo de los criterios de: dependencia del exterior y de reservas energéticas, es necesario dividir sobre el total de generación de cada plan.

Para completar la matriz de decisión, se calcula el criterio de diversificación con la metodología descrita en el capítulo 3, lo cual se realiza tomando los valores de generación de cada escenario de la tabla 42, y utilizando el software desarrollado para calcular la diversificación ver figura 23, se obtienen los últimos valores para completar la matriz de decisión, la cual se observa en la tabla 45.



Figura 23: Uso de la aplicación para calcular la diversificación de escenarios 2050.

Obteniendo los valores de la diversificación se añaden a la matriz de decisión multicriterio.

Tabla 45: Matriz de decisión multicriterio aplicada al año 2050.

Crterios		Tendencial	Nuclear	Solar
Consumo de Agua	m ³	510,580,153	506,864,756.6	367,761,680
Gases de efecto invernadero	t	144,479,069	131,653,248.3	108,966,685
SO ₂	kg	221,546,667	221,398,047.5	219,351,386
NO _x	kg	530,127,066	480,711,246.8	392,002,172
Costos internos	USD	42,262,398,839	42,025,083,404	42,365,529,459
Reservas energéticas	Años	92.367	97.127	128.542
Dependencia del exterior	%	50.503	51.082	47.046
Extensión de tierra usada	km ²	24,470.543	24,340.501	31,790.044
Diversificación	-	1.68848724	1.730308106	1.70766792

Una vez que se tiene la matriz de decisión multicriterio, solo es necesario aplicar la metodología del análisis del vector de mínimo arrepentimiento, para lo cual, usando la aplicación desarrollada, se obtienen los resultados mostrados en la figura 24.

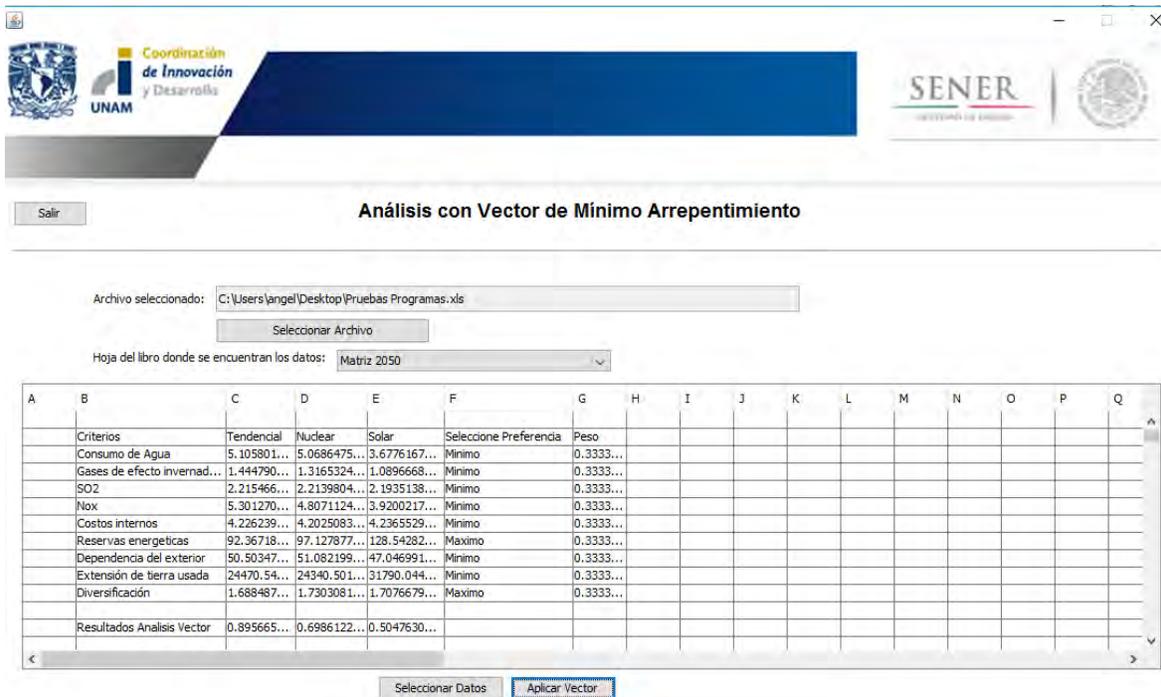


Figura 24: Uso de la aplicación para calcular el vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios con el mismo peso).

Tabla 46: Resultados análisis vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios mismo peso).

	Tendencial	Nuclear	Solar
Resultados Análisis Vector	0.8957	0.6986	0.5048

Con base en los resultados de la tabla 46 se puede ver que la mejor opción de generación es el escenario solar, considerando los valores especificados de generación, evaluando los criterios de sustentabilidad definidos y dándoles la misma importancia.

Al analizar la matriz normalizada, de la tabla 47, se puede observar que el plan de generación solar obtiene las mejores puntuaciones en casi todos los criterios. Al graficar esta matriz normalizada, se puede observar en la figura 25 una diferencia muy marcada en los valores de los criterios de: costos internos y extensión de tierra usada, recordando que 0 es lo mejor y 1 lo peor.

Tabla 47: Matriz normalizada de planes de generación.

Criterios	Tendencial	Nuclear	Solar
Consumo de Agua	1.0000	0.9740	0.0000
Gases de efecto invernadero	1.0000	0.6388	0.0000
SO ₂	1.0000	0.9323	0.0000
NO _x	1.0000	0.6422	0.0000
Costos internos	0.0000	0.1001	1.0000
Reservas energéticas	1.0000	0.8684	0.0000
Dependencia del exterior	0.8566	1.0000	0.0000
Extensión de tierra usada	0.0175	0.0000	1.0000
Diversificación	1.0000	0.0000	0.5414

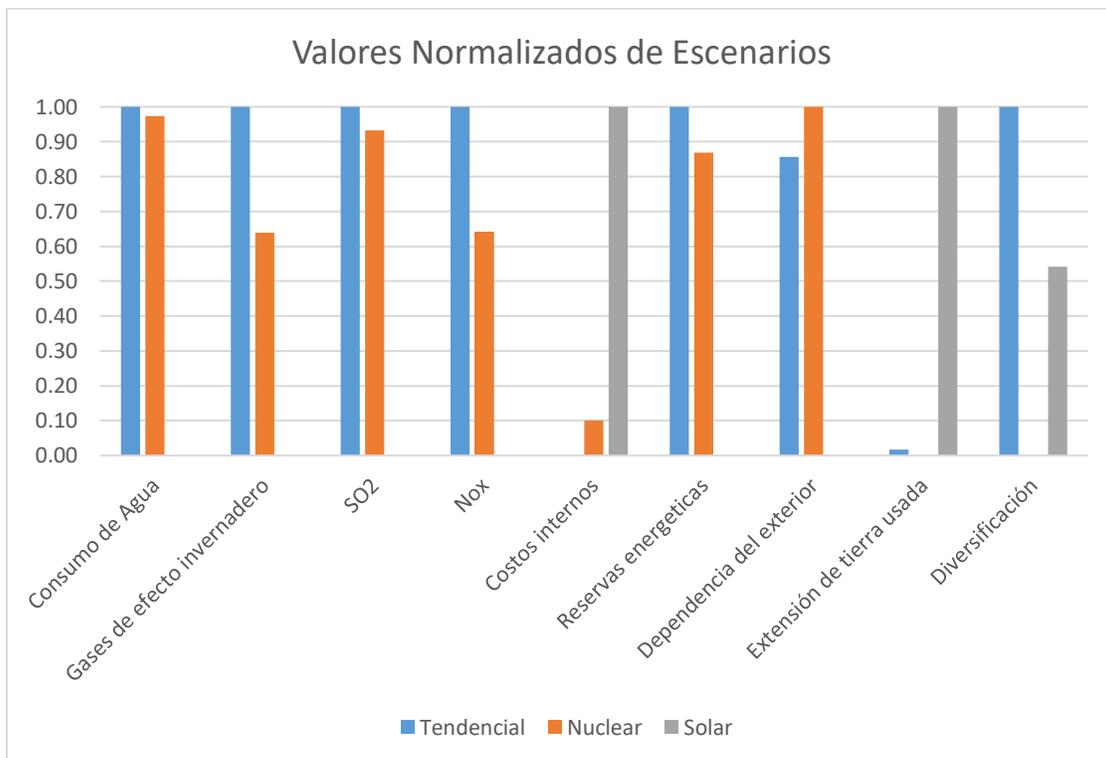


Figura 25: Valores normalizados de los planes de generación, agrupados por criterio.

Para los resultados del análisis anterior, se asignó el mismo peso para todos los criterios, pero como se mencionó anteriormente: en la vida real los criterios no suelen tener la misma importancia y los planes de generación se construyen con base en preferencias económicas. Por lo cual es necesario evaluar los escenarios, dando mayor importancia a los costos internos, quedando la asignación de pesos como se muestra en la tabla 48.

Tabla 48: Asignación de pesos a los criterios, con enfoque económico.

Criterios	%	W
Consumo de Agua	0.0875	0.295804
Gases de efecto invernadero	0.0875	0.295804
SO2	0.0875	0.295804
NOx	0.0875	0.295804
Costos internos	0.3000	0.547723
Reservas energéticas	0.0875	0.295804
Dependencia del exterior	0.0875	0.295804
Extensión de tierra usada	0.0875	0.295804
Diversificación	0.0875	0.295804
TOTAL:	1	

Ejecutando la aplicación nuevamente, pero con los nuevos pesos se obtiene:

UNAM

Salir

Análisis con Vector de Mínimo Arrepentimiento

Archivo seleccionado: C:\Users\angel\Desktop\Pruebas Programas.xls

Seleccionar Archivo

Hoja del libro donde se encuentran los datos: Matriz 2050

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	Criterios	Tendencial	Nuclear	Solar	Seleccione Preferencia	Peso			
	Consumo de Agua	5.10580152968...	5.0686475664...	3.677616795...	Minimo	.295804			
	Gases de efecto invernadero	1.44479068506E8	1.3165324825...	1.089666851...	Minimo	.295804			
	SO2	2.21546666553...	2.2139804754...	2.193513860...	Minimo	.295804			
	Nox	5.30127066384E8	4.8071124675...	3.920021720...	Minimo	.295804			
	Costos internos	4.22623988386...	4.2025083404...	4.236552945...	Minimo	.547723			
	Reservas energeticas	92.3671854365...	97.127877662...	128.5428207...	Maximo	.295804			
	Dependencia del exterior	50.5034756404...	51.082199419...	47.04699151...	Minimo	.295804			
	Extensión de tierra usada	24470.5429848...	24340.501398	31790.04459...	Minimo	.295804			
	Diversificación	1.68848723880...	1.7303081058...	1.707667917...	Maximo	.295804			
	Resultados Analisis Vector	0.85732217257...	0.6199568885...	0.642763000...					

Seleccionar Datos Aplicar Vector

Figura 26: Uso de la aplicación para calcular el vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios enfoque económico).

Tabla 49: Resultados análisis vector de mínimo arrepentimiento (generación 2050, criterios enfoque económico).

	Tendencial	Nuclear	Solar
Resultados Análisis Vector	0.857322173	0.619956889	0.642763001

Comparando los resultados de la tabla 46 y la tabla 49 se forma la figura 27 donde se observa que la nueva asignación de pesos favorece a los escenarios tendencial y nuclear y aleja al escenario solar, teniendo como mejor opción de generación el escenario nuclear, seguido de cerca por el solar y después el tendencial.

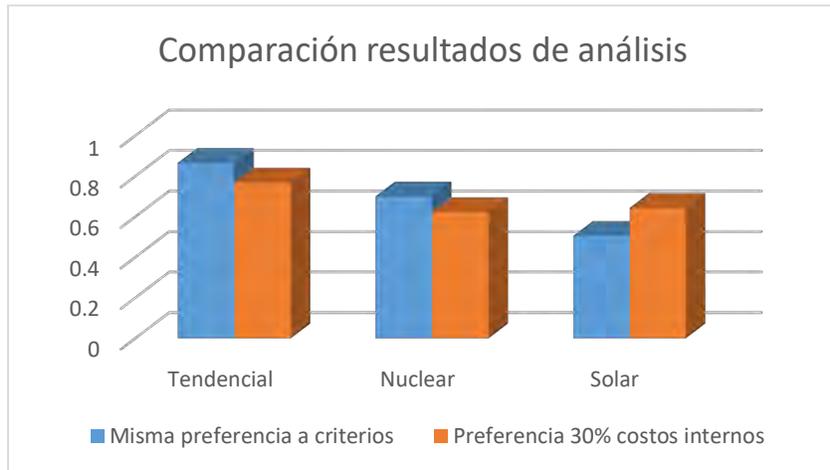


Figura 27: Comparación de los valores resultantes de los análisis.

Conclusiones.

Los resultados de este análisis utilizando criterios de sustentabilidad, indicaron que el escenario nuclear propuesto representó la mejor opción de expansión de generación eléctrica, seguido por los escenarios solar y tendencial.

Se debe recordar que la tendencia de costos de generación con energías renovables, en especial con energía solar es una significativa reducción conforme van madurando las tecnologías, además que sus costos de generación son estables al no depender de combustibles, a diferencia de tecnologías que si los usan y sus costos de generación dependen de la variación de precio de combustible. Sin embargo, las energías solar y eólica son difusas e intermitentes por lo que se necesita instalar una capacidad de generación del orden de tres a cuatro veces mayor que con la tecnología nuclear para poder generar mismas cantidades anuales de energía y de todas formas no se puede tener la seguridad de que estén disponibles cuando se den los picos de potencia demandada.

El crecimiento de la población y sus necesidades debe ser abordado con soluciones sustentables y no solo de forma económica, debido a los limitados recursos que se poseen. Los análisis de sustentabilidad pueden simplificarse utilizando metodologías como la aquí propuesta, las cuales proporcionan una visión del comportamiento de un plan de expansión de generación de electricidad.

Un tema tan importante como lo es la planeación de generación eléctrica de un país, y que amerita la recopilación de datos y análisis, como se hace en el PRODESEN puede evaluarse desde distintos enfoques y con variaciones específicas en los supuestos, permitiendo analizar planes de generación que acerquen a México a la sustentabilidad, implementando lo propuesto.

Acrónimos, abreviaciones y unidades.

bpc: Billones de pies cúbicos.

CC: Ciclo Combinado.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CO₂e: Bióxido de carbono equivalente.

COPAR: Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico.

CRE: Comisión Reguladora de Energía.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

GWh: Gigawatt-hora.

h: Hora.

IEA: International Energy Agency, Agencia Internacional de Energía.

kg: Kilogramo.

km²: Kilómetro cuadrado.

kWh: Kilowatt-hora.

m³: Metros cúbicos.

hm³: Hectómetros cúbicos (1000000 m³).

Mtoe: Millón de toneladas equivalentes de petróleo (Million Tonnes of Oil Equivalent).

MW: Megawatt.

MWa: Megawatt-año.

MWh: Megawatt-hora.

PIB: Producto Interno Bruto.

PIIRCE: Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas.

POISE: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

RGD: Redes Generales de Distribución.

RNT: Red Nacional de Transmisión.

SEMARNAT: Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SENER: Secretaría de Energía.

TC: Termoeléctricas Convencionales.

tmca: tasa media de crecimiento anual.

t: toneladas.

tWh: Terawatt-hora.

USD: Dólares americanos

Bibliografía.

British Petroleum. Statistical Review of World Energy June 2016. 2016. BP, 2016, [en línea]. Disponible en:

<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

Cecilia Martín del Campo, Juan Luis Francois & Guillermo Jose Estrada. 2016. Minimal global regret analysis for electricity generation expansions. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 363-370, [en línea]. Disponible en:

<http://dx.doi.org/10.1080/15567249.2011.632808>

Comisión Federal de Electricidad. Informe Anual 2014. CFE, 2015, [en línea]. Disponible en:

<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/style%20library/assets/pdf/informeannual.pdf>

Comisión Federal de Electricidad. Informe Anual 2015. CFE, 2016, [en línea]. Disponible en:

<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Informe%20Anual/Informe-Anual-2015-CFE-Acc.pdf>

Comisión Federal de Electricidad. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. CFE, México, 2012, [en línea]. Disponible en:

http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Lists/POISE%20documentos/Attachments/7/Poise2012_2026.zip

Comisión Nacional del Agua 2015. Estadísticas del Agua en México Edición 2015. CONAGUA, 2015, [en línea]. Disponible en:

<http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Publicaciones/Publicaciones/EAM2015.pdf>

Edgar Santoyo-Castelazo, Adisa Azapagic. 2014. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. Journal of Cleaner Production 80 (2014), [en línea]. Disponible en:

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.061>

International Energy Agency. 2016. México Energy Outlook. Francia OECD/IEA, 2016, [en línea]. Disponible en:

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf>

Luc Gagnon et al. 2002. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. Energy Policy 30 (2002), [en línea]. Disponible en:

[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00088-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00088-5)

Naim H. Afgan et al. 2000. Energy system assessment with sustainability indicators. Energy Policy 28 (2000), [en línea]. Disponible en:

[https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00045-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00045-8)

Petróleos Mexicanos. 2015. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015. México, 2015. PEMEX, [en línea]. Disponible en:
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015_e.pdf

Secretaría de Economía. 2014. Perfil de Mercado del Carbón. México, 2014. SE, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/5564/pm_carbon_2014.pdf

SENER. 2015. Explicación Ampliada de la Reforma Energética. México, 2015. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

SENER. 2016. PRODESEN 2016. México, 2016. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2016/PRODESEN-2016-2030.pdf>

SENER. 2015. Balance Nacional de Energía 2014. México, 2015. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44353/Balance_Nacional_de_Energ_a_2014.pdf

SENER. 2016. Balance Nacional de Energía 2015. México, 2016. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177621/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015.pdf

SENER. 2016. 4to Informe de Labores 2015-2016. México, 2016. Secretaria de Energía, [en línea]. Disponible en:
http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149989/4to._Informe_de_Labores_de_la_Secretar_a_de_Energ_a.pdf

SENER. 2012. Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. México, 2012. Secretaria de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2012-2026.pdf

SENER. 2015. Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. México, 2015. Secretaria de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

SENER. 2015. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029. México, 2015. Secretaria de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44326/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP.pdf

SENER. 2015. Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029. México, 2015. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

SENER. 2016. Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y combustibles más Limpios. México, 2016. Secretaría de Energía, [en línea]. Disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. 2015. Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables. México, 2015. SEMARNAT, [en línea]. Disponible en:
http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/47854/Guia_de_programas_de_fomento.pdf

Thomas L. Saaty. 1990. How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process. European Journal of Operational Research 48 (1990), [en línea]. Disponible en:
[https://doi.org/10.1016/0377-2217\(90\)90057-l](https://doi.org/10.1016/0377-2217(90)90057-l)

World Water Development Report. 2014. Agua y Energía Datos y Estadísticas. Italia, 2014. UNESCO, [en línea]. Disponible en:
<http://unesdoc.unesco.org/images/0022/002269/226961S.pdf>

World Water Development Report. 2014. Water and Energy. Volume 1. Francia, 2014. UNESCO, [en línea]. Disponible en:
<http://unesdoc.unesco.org/images/0022/002257/225741E.pdf>