



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

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y DE TOMA DE DECISIONES
APLICABLES A LA PLANEACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA
REGIÓN OCCIDENTAL

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

PRESENTA:
ING. GUADALUPE CRUZ MENDOZA

TUTORA PRINCIPAL
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, DICIEMBRE, 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dra. Rodríguez Vázquez Katya
Secretario: Dra. Nelson Edelstein Pamela Fran
1 er. Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia
2 do. Vocal: Dr. Ángeles Camacho César
3 er. Vocal: M. en C. Beltrán Mora Héctor A.

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CDMX

TUTORA DE TESIS:

Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez

FIRMA

Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCyT) por otorgar una beca para elaborar este trabajo, a la alumna Guadalupe Cruz Mendoza como estudiante del programa de Maestría en Ingeniería en Energía de la UNAM.

A la Unidad de Planeación Energética de la UNAM (UPE-UNAM) por el acceso a los datos e información energética de México y el uso del Modelo de Optimización del Sector Eléctrico CAP.

Al M.I. Marco Antonio Martínez Quintana por el acceso, uso, capacitación y asesorías del Modelo de Optimización del Sector Eléctrico MC.

Al proyecto PAPIIT No. IT102621 “Modelación de la Transición Energética para evaluar los Beneficios Económicos, Ambientales y Sociales de México al 2030” por la beca recibida para la terminación de la tesis.

A mi querida tutora la Dra. Cecilia Martín del Campo por aportarme sus conocimientos y guiarme durante mis estudios de maestría y durante la realización de la tesis.

A mis padres Carlos y Leticia por su apoyo incondicional e impulsarme a seguir adelante tanto personal y profesionalmente.

A mis hermanos Lety y Carlitos por sus consejos y ayuda siempre.

A mi esposo Marco por creer siempre en mí y animarme.

Resumen

La presente tesis realiza un proceso de toma de decisiones y análisis de sensibilidad aplicables a la planeación del sector eléctrico de la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental del Sistema Interconectado Nacional (SIN), haciendo énfasis en cómo se modeló la capacidad instalada de la GCR Occidental como punto de referencia para considerar los intercambios regionales de energía eléctrica.

Se eligió la GCR Occidental debido a que es de gran extensión territorial y cuenta con enlaces de transmisión desde y hacia otras GCR.

Después se explica cómo se proyectó el consumo de energía eléctrica de años futuros aplicada en el balance de oferta-demanda de energía eléctrica a través de dos modelos de optimización para la planeación del sector eléctrico, el modelo de optimización del sector eléctrico CAP y el modelo de optimización del sector eléctrico MC. Aplicando un proceso integral del modelo CAP de optimización de adición de capacidad y del modelo MC de despacho horario de electricidad, se desarrollaron tres escenarios prospectivos eléctricos para obtener los valores de los indicadores clave consideradas en el proceso de toma de decisiones. Los tres escenarios analizados fueron: el escenario Business As Usual (BAU) que considera las adiciones y retiros de capacidad propuestas en el PIIRCE (Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas) que se incluyen en el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (PRODESEN), metas de energía limpia durante el periodo de modelación; el escenario Metas de Energía Limpia (MEL) además de las adiciones y retiros de capacidad también contempla las metas de energía limpia durante el periodo de modelación; y por último el escenario RT-MEL además de las adiciones y retiros de capacidad y las metas de energía limpia, también considera el retiro paulatino de la tecnología termoeléctrica en la GCR Occidental.

Posteriormente se realiza un proceso de toma de decisiones aplicando la Metodología KIND para decidir cuál de los tres escenarios es el mejor evaluado considerando mismos pesos para todas las áreas de evaluación.

Y, por último, se presentan los análisis de sensibilidad obtenidos del software desarrollado para este fin y se discuten los resultados de tres enfoques: el primer enfoque donde todos los indicadores clave son igualmente importantes (analizado en el proceso de toma de decisiones), el segundo enfoque donde lo más importante son los indicadores clave relativos a la sustentabilidad ambiental y el tercer enfoque donde los indicadores clave relativos al beneficio social.

Acrónimos

BAU	Business As Usual
CAIO	Costo Actualizado al Inicio de la Operación
CAP	Modelo de Optimización del Sector Eléctrico CAP
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAHCyT	Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología
DOF	Diario Oficial de la Federación
GCR	Gerencia de Control Regional
GD-FV	Generación Distribuida Fotovoltaica
INPRO	International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles
KIND-ET	Key INDicators - Evaluation Tool
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MAVT	Multi Attribute Value Theory
MC	Modelo de Optimización del Sector Eléctrico MC
MEL	Metas de Energía Limpia
PAC	Programa de Adiciones de Capacidad
PAMRGD	Programa de Ampliación y Modernización de la Redes Generales de Distribución
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión
PAPIIT	Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productores Independientes de Energía
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PRC	Programa de Retiros de Capacidad
PRODESEN	Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RT-MEL	Retiro de Termoeléctricas con Metas de Energía Limpia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPE-UNAM	Unidad de Planeación Energética de la UNAM

Unidades de Medida

MW	Megawatt
CO ₂	Dióxido de Carbono
MWh	Megawatt hora
GWh	Gigawatt hora
Kton	Kilo tonelada
MWh/h	Megawatt hora sobre hora

Contenido

Agradecimientos	I
Resumen	II
Acrónimos	III
Unidades de Medida	IV
Contenido	V
Índice de Figuras	VII
Índice de Gráficas	VIII
Índice de Tablas	X
Capítulo I	1
Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del Problema	1
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Metas por Cumplir	2
1.5 Organización de la Tesis	2
Capítulo 2	4
El Sector Eléctrico Mexicano	4
2.1 El Sistema Eléctrico Nacional.....	4
2.2 El Sistema Interconectado Nacional	4
2.2.1 Enlaces de Transmisión del SIN.....	5
2.2.2 Capacidad Instalada en el SIN	5
2.2.3 Consumo de Energía Eléctrica en el SIN	7
2.3 La Gerencia de Control Regional Occidental.....	11
2.3.1 Capacidad Instalada en la Gerencia de Control Regional Occidental	11
2.3.2 Consumo de Energía Eléctrica en la Gerencia de Control Regional Occidental	13
Capítulo 3	14
Planeación Energética	14
3.1 Metodología de la Planeación Energética.....	14
3.2 Modelo de Optimización del Sector Eléctrico CAP	15
3.3 Modelo de Optimización del Sector Eléctrico MC.....	15

Capítulo 4	17
Metodología KIND.....	17
4.1 Teoría del Valor Multi-Atributo.....	17
4.2 KIND aplicado a la Planeación del Sector Eléctrico	18
4.3 Selección de Objetivos de Alto Nivel e Indicadores Clave	18
Capítulo 5	21
Escenarios Prospectivos de la Gerencia de Control Regional Occidental	21
5.1 Consideraciones generales y supuestos	21
5.2 Escenario 1.- Caso BAU.....	23
5.3 Escenario 2.- Metas de Energía Limpia (MEL)	31
5.4 Escenario 3.- Meta de Energía Limpia y Retiro de Termoeléctricas en la Gerencia de Control Regional Occidental (RT-MEL).....	38
Capítulo 6	46
Aplicación de la Metodología KIND.....	46
6.1 Comparación de los Indicadores Clave	46
6.2 Resultados Finales	48
Capítulo 7	50
Software de visualización para el análisis de sensibilidad.....	50
7.1 Análisis de Sensibilidad con Enfoque Sustentable Ambiental.....	51
7.2 Análisis de Sensibilidad con Enfoque Beneficio Social	52
Conclusiones	53
Trabajos Futuros	54
Referencias	55
Anexo I.....	57

Índice de Figuras

<i>Figura 1.- Gerencias de Control Regional del SEN.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 2.- Gerencias de Control Regional del SIN</i>	<i>4</i>
<i>Figura 3.- Enlaces de Transmisión del SIN</i>	<i>5</i>
<i>Figura 4.- Mapas de la República Mexicana por Gerencias de Control Regional y por Estados.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 5.- Metodología de la Planeación Energética.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6.- Software de Visualización para el Análisis de Sensibilidad.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 7.- Resultado de Análisis de Sensibilidad con Enfoque Sustentable Ambiental</i>	<i>51</i>
<i>Figura 8.- Resultado de Análisis de Sensibilidad con Enfoque de Beneficio Social.....</i>	<i>52</i>

Índice de Gráficas

Gráfica 1.- Capacidad Instalada [MW] en el SIN al 2021	6
Gráfica 2.- Consumo de Energía Eléctrica en el SIN por GCR en [GWh]	8
Gráfica 3.- Demanda Máxima Coincidente del SIN [MWh/h]	8
Gráfica 4.- Ejemplo de Perfil Horario de Demanda de Electricidad en Guadalajara	9
Gráfica 5.- Ejemplo de Perfil Horario Eólico en Guadalajara	9
Gráfica 6.- Ejemplo de Perfil Horario Solar en Guadalajara.....	10
Gráfica 7.- Capacidad Instalada [MW] por tecnología en la GCR Occidental al 2021	11
Gráfica 8.- Capacidad Instalada [MW] de Energía Limpia y Convencional en la GCR Occidental al 2021	12
Gráfica 9.- Generación [MWh] de Energía Limpia y Convencional en la GCR Occidental al 2021	12
Gráfica 10.- Consumo Anual de Energía [GWh] de la GCR Occidental	13
Gráfica 11.- Programa de Adiciones de Capacidad del Periodo de Modelación	22
Gráfica 12.- Programa de Retiros de Capacidad del Periodo de Modelación	22
Gráfica 13.- Evolución de la Capacidad Instalada en el SIN del Escenario BAU.....	23
Gráfica 14.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario BAU	24
Gráfica 15.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario BAU.....	24
Gráfica 16.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario BAU	25
Gráfica 17.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario BAU.....	25
Gráfica 18.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario BAU	26
Gráfica 19.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario BAU	26
Gráfica 20.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario BAU.....	27
Gráfica 21.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario BAU	27
Gráfica 22.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario BAU	28
Gráfica 23.- Emisiones de CO ₂ del SIN en el Escenario BAU	28
Gráfica 24.- Emisiones de CO ₂ de la GCR Occidental en el Escenario BAU.....	29
Gráfica 25.- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario BAU.....	29
Gráfica 26.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario BAU	30
Gráfica 27.- Evolución de la Capacidad Instalada en el SIN del Escenario MEL.....	31
Gráfica 28.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario MEL	31
Gráfica 29.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario MEL.....	32
Gráfica 30.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario MEL	32
Gráfica 31.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario MEL.....	33
Gráfica 32.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario MEL	33
Gráfica 33.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario MEL	34
Gráfica 34.- Capacidad Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario MEL	34

Gráfica 35.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario MEL	35
Gráfica 36.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario MEL	35
Gráfica 37.- Emisiones de CO ₂ del SIN en el Escenario MEL	36
Gráfica 38 .- Emisiones de CO ₂ de la GCR Occidental en el Escenario MEL.....	36
Gráfica 39 .- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario MEL.....	37
Gráfica 40.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario MEL	37
Gráfica 41.- Evolución de la Capacidad Instalada en el SIN del Escenario RT-MEL.....	38
Gráfica 42.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario RT-MEL.....	39
Gráfica 43.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario RT-MEL	39
Gráfica 44.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario RT-MEL	40
Gráfica 45.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario RT-MEL.....	40
Gráfica 46.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL	41
Gráfica 47.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario RT-MEL	41
Gráfica 48.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL.....	42
Gráfica 49.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario RT-MEL.....	42
Gráfica 50.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL.....	43
Gráfica 51.- Emisiones de CO ₂ del SIN en el Escenario RT-MEL	43
Gráfica 52.- Emisiones de CO ₂ de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL.....	44
Gráfica 53.- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario RT-MEL	44
Gráfica 54.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL	45
Gráfica 55.- Emisiones Totales de CO ₂ de la GCR Occidental en [kton] en el 2050	46
Gráfica 56.- Calificación de cada Escenario Aplicando la Metodología KIND.....	49
Gráfica 57.- Contribución de cada Área de Evaluación al Resultado Global de la Aplicación de la Metodología KIND	49

Índice de Tablas

Tabla 1.- Capacidad [MW] en los Enlaces de Transmisión en el Periodo de Modelación ...	5
Tabla 2.- Relación de Estados por Gerencias de Control Regional.....	6
Tabla 3.- Histórico del Consumo de Energía Eléctrica en el SIN por GCR en [GWh].....	7
Tabla 4.- Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en el SIN para el Periodo de Modelación en [GWh].....	7
Tabla 5.- Metas de Energía Limpia acorde al DOF para fomentar la Transición Energética Soberana	22
Tabla 6.- Metas de Generación de Energía Limpia para el Periodo de Modelación	22
Tabla 7.- Costos de Despacho, Instalación y Factor de Emisión de CO ₂	23
Tabla 8.- Tabla de Desempeño de Alternativas de la Metodología KIND a la GCR Occidental	47
Tabla 9.- Pesos Relativos a los Indicadores Clave de la Metodología KIND y Valores Normalizados.....	48
Tabla 10.- Resultados Finales de la Metodología KIND.....	48
Tabla 11.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de la CFE al 31 de diciembre 2021	57
Tabla 12.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de los PIE al 31 de diciembre 2021	58
Tabla 13.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de PEMEX al 31 de diciembre 2021	59
Tabla 14.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología Térmica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre.....	60
Tabla 15.- Capacidad Instalada [MW] de Tecnología Eoloeléctrica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021	61
Tabla 16.- Capacidad Instalada [MW] de Tecnología Fotovoltaica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021	62
Tabla 17.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología y Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021	63

Capítulo I

Introducción

1.1 Antecedentes

La Secretaría de Energía (SENER) se encarga de establecer la política energética del país acorde al marco constitucional vigente, para el desarrollo de la Industria Eléctrica alineado al Plan Nacional de Desarrollo (PND) del país. De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica (**LIE, 2022**) se declara que: “La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria. Las actividades de la industria eléctrica son de interés público” (p.1).

La SENER emite el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) que es un documento en el que se detalla la planeación anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con un horizonte a quince años y que concreta la política energética nacional en materia de electricidad. El PRODESEN incluye elementos relevantes de otros documentos de planeación, tales como el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como los Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) y del Programa de Ampliación y Modernización de la Redes Generales de Distribución que no pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRGD) (**SENERe, 2022**).

La planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad importante, debido a que el aumento de la demanda de energía eléctrica en las diferentes Gerencias de Control Regional (GCR) representa un desafío para el Gobierno de México, ya que su objetivo es garantizar la eficiencia, calidad, continuidad y seguridad del SEN, por lo cual es indispensable una planeación y expansión del sector eléctrico bajo un enfoque sustentable que considere los aspectos ambientales, sociales y económicos.

Esta tesis centra su atención en el análisis del comportamiento del sector eléctrico de la GCR Occidental, debido a que es una región de control del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) altamente importadora de energía, pero con bastantes recursos energéticos dentro de la misma. Es por lo que se decidió realizar tres escenarios prospectivos de planeación a corto y largo plazo para analizar el comportamiento de la GCR Occidental, 1) sin el cumplimiento de metas de energía limpia, 2) con el cumplimiento de metas de energía limpia y 3) con el cumplimiento de metas de energía limpia y retiro de la tecnología termoeléctrica en la GCR occidental.

1.2 Planteamiento del Problema

El problema por resolver en la planeación energética es satisfacer el balance de oferta-demanda intertemporal¹ y regional a mínimo costo, considerando el impacto en el ámbito social, económico y ambiental. Es por lo que, la identificación y variación de indicadores clave (parámetros para evaluar el desempeño de las alternativas en evaluación) son cruciales para estudiar necesidades futuras, por ejemplo, la adición de nueva infraestructura para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Lo cual

¹ Intertemporal; que ocurre a diferentes periodos de tiempo.

se puede aplicar al realizar análisis de sensibilidad en la planeación indicativa y expansión del sector eléctrico considerando el intercambio de energía entre regiones.

Por otro lado, la visualización de los resultados de la planeación indicativa y expansión del sector eléctrico de la GCR Occidental; y el análisis de toma de decisiones son una herramienta clave que brinda información suficiente y necesaria a los tomadores de decisiones durante la evaluación de escenarios.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar análisis de sensibilidad en la planeación y expansión del sector eléctrico de la GCR Occidental mediante la variación de indicadores clave a través de un sistema de visualización para la evaluación de escenarios.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar la situación actual del sector eléctrico del Sistema Interconectado Nacional.
- Analizar la situación actual del sector eléctrico en la GCR Occidental.
- Investigar las metodologías de análisis de sensibilidad y de toma de decisiones.
- Identificar los tipos de visualizaciones utilizadas en la planeación del sector eléctrico.

1.4 Metas por Cumplir

- Construcción del sistema de información necesario para la planeación y expansión del sector eléctrico de la GCR Occidental:
 - Capacidad instalada, factores de disponibilidad de cada tecnología, costos de despacho de electricidad, costos de adición de nueva infraestructura, costos de transmisión de electricidad, metas de energía limpia, pronósticos de demanda, factores de emisión, entre otros.
- Ejecutar los modelos de adición de capacidad (CAP) y de despacho de energía (MC) para desarrollar escenarios de transición energética de la GCR Occidental que serán comparados entre sí.
- Aplicación de toma de decisiones y análisis de sensibilidad en la planeación indicativa del sector eléctrico de la GCR Occidental.
- Desarrollo del sistema de visualización para la evaluación de parámetros críticos resultados de los escenarios de planeación indicativa del sector eléctrico de la GCR Occidental.

1.5 Organización de la Tesis

Esta tesis se encuentra organizada en siete capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

Capítulo 1: Es el capítulo introductorio que contiene los antecedentes, el planteamiento del problema, se definen los objetivos, la justificación y metas a cumplir.

Capítulo 2: Se describe el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la Gerencia de Control Regional (GCR) Occidental definiendo los parámetros relacionados al desarrollo de los escenarios y los modelos de optimización del sector eléctrico.

Capítulo 3: Se describe la metodología de la planeación energética y los modelos de optimización del sector eléctrico CAP y MC.

Capítulo 4: Se analiza la metodología KIND para la toma de decisiones y se definen los criterios e indicadores clave que permitirán evaluar los escenarios prospectivos.

Capítulo 5: Se definen las consideraciones generales de los escenarios prospectivos. También se muestran los resultados obtenidos por los modelos de optimización del sector eléctrico CAP y MC.

Capítulo 6: Se realiza la comparación de los escenarios prospectivos aplicando la metodología KIND y se muestran los resultados finales.

Capítulo 7: Se describe el software de visualización y se realiza un análisis de sensibilidad con diferentes enfoques.

Capítulo 2

El Sector Eléctrico Mexicano

2.1 El Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra organizado en nueve GCR y un sistema aislado (Mulegé) como se observa en la **Figura 1**.

Figura 1.- Gerencias de Control Regional del SEN

FIGURA 5.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: SENER con información de CENACE 2022

Fuente: PRODESEN 2022-2036

2.2 El Sistema Interconectado Nacional

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra organizado en siete GCR interconectadas, las cuales son: GCR Central, GCR Oriental, GCR Occidental, GCR Noroeste, GCR Norte, GCR Noreste y GCR Peninsular como se puede apreciar en la **Figura 2**. Estas GCR intercambian energía para satisfacer la demanda regional, a través de los enlaces de transmisión, los cuales se describen más adelante.

Figura 2.- Gerencias de Control Regional del SIN

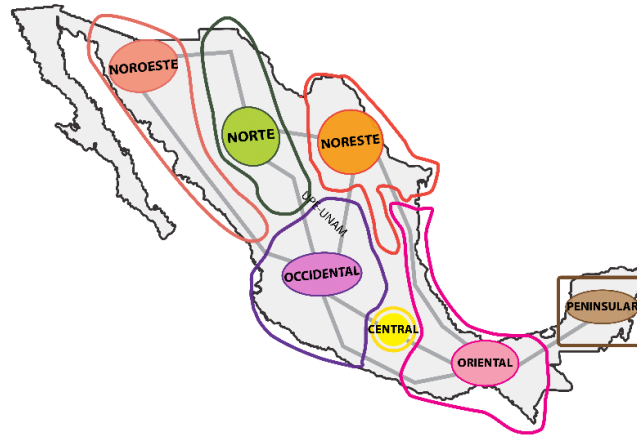


Fuente: Recuperado de twitter SENER

2.2.1 Enlaces de Transmisión del SIN

Para el desarrollo de la tesis se consideran diez enlaces de transmisión que interconectan las siete GCR del SIN, como se ve en la **Figura 3**.

Figura 3.- Enlaces de Transmisión del SIN



Fuente: UPE-UNAM

La GCR Occidental cuenta con cinco enlaces de transmisión, que permite interconectarse con las GCR Oriental, GCR Central, GCR Noroeste, GCR Norte y GCR Noreste, como se muestra en la **Tabla 1** con su respectiva capacidad de transmisión para el periodo de modelación (2025, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050).

Tabla 1.- Capacidad [MW] en los Enlaces de Transmisión en el Periodo de Modelación

Enlaces de Transmisión	Capacidad [MW]
Oriental-Central	8,750
Oriental-Occidental	437.50
Oriental-Peninsular	1,437.50
Occidental-Central	5,125
Noroeste-Occidental	1,725
Norte-Occidental	375
Norte-Noroeste	1,150
Noreste-Oriental	1,812.50
Noreste-Occidental	5,500
Noreste-Norte	1,312.50

Fuente: Compilado con datos de documentos PRODESEN

2.2.2 Capacidad Instalada en el SIN

En el documento PRODESEN 2022-2036 Anexo I.- Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional (**SENERe, 2022**), se muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología y a nivel estatal al 31 de diciembre del 2021 como se muestran en la **Tabla 11** a la **Tabla 17** que se encuentran al final de este documento en el **Anexo I**.

Los modelos de optimización utilizados para el análisis de la planeación del sistema eléctrico necesitan los datos a nivel de GCR y por tipo de tecnología. Para obtener una aproximación de la capacidad instalada por tipo de tecnología y GCR se realizaron los supuestos de qué Estado(s) pertenecen a qué GCR y cuáles se comparten. Para aquellos Estados que se comparten entre diferentes GCR se les asignó una fracción relacionada a su territorio. De lo anterior se construye la **Tabla 2**.

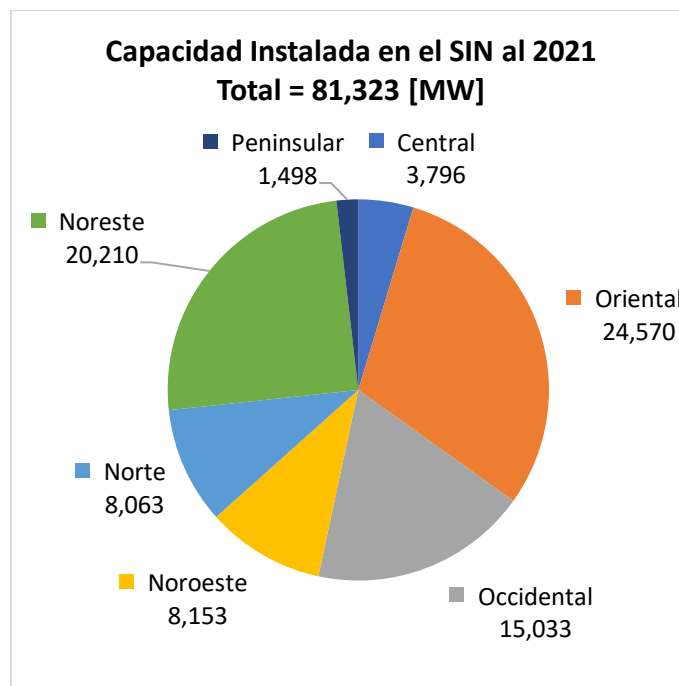
Tabla 2.- Relación de Estados por Gerencias de Control Regional

Gerencias de Control Regional	Estados
Central	Michoacán (1/5), Guerrero (1/5), Estado de México y Ciudad de México
Oriental	Guerrero (4/5), Morelos, Tlaxcala, Puebla, Veracruz, Oaxaca, Chiapas y Tabasco
Occidental	Nayarit, Zacatecas, San Luis Potosí (2/3), Aguascalientes, Jalisco, Guanajuato, Colima, Michoacán de Ocampo (4/5) y Querétaro
Noroeste	Sonora y Sinaloa
Norte	Chihuahua, Durango y Coahuila (1/3)
Noreste	Coahuila (2/3), Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí (1/3) e Hidalgo
Peninsular	Campeche, Yucatán y Quintana Roo

Fuente: Elaboración propia relacionando los Estados con las GCR

La capacidad instalada en el SIN al 31 de diciembre del 2021 fue de 81,323 MW, la cual se calculó haciendo una integración de datos de la **Tabla 2** con el **Anexo I**. En la **Gráfica 1** se muestra la capacidad instalada por GCR en el SIN.

Gráfica 1.- Capacidad Instalada [MW] en el SIN al 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 2 y el Anexo I

2.2.3 Consumo de Energía Eléctrica en el SIN

Para poder calcular la evolución del consumo de energía eléctrica en el SIN se consideró la información disponible en los siguientes documentos públicos: PRODESEN 2018-2032 (**SENERa, 2018**), PRODESEN 2019-2033 (**SENERb, 2019**) y PRODESEN 2020-2034 (**SENERc, 2021**). Se realizó el cálculo de una proyección exponencial basada en la tasa media de crecimiento anual con los datos de los consumos del año 2007 al año 2019 para obtener la evolución del consumo de energía eléctrica por GCR hasta el año 2050.

En la **Tabla 3**, se muestran los valores del consumo anual de energía eléctrica en [GWh] del año 2007 al año 2019.

Tabla 3.- Histórico del Consumo de Energía Eléctrica en el SIN por GCR en [GWh]

Año	Central [GWh]	Oriental [GWh]	Occidental [GWh]	Noroeste [GWh]	Norte [GWh]	Noreste [GWh]	Peninsular [GWh]
2007	51,953	38,322	51,603	16,616	19,416	41,068	8,353
2008	52,430	39,107	52,405	16,690	19,347	41,824	8,854
2009	52,158	39,096	52,179	16,997	19,437	41,470	9,216
2010	54,227	40,098	55,602	17,339	20,403	43,442	9,206
2011	55,108	42,447	60,066	19,251	22,116	47,379	9,735
2012	54,866	43,835	61,665	20,097	22,484	47,776	9,938
2013	53,891	44,224	61,974	20,466	22,679	47,581	10,300
2014	53,228	44,901	63,540	21,089	23,150	48,559	10,635
2015	53,649	46,587	65,220	21,642	23,734	50,114	11,610
2016	59,103	47,642	63,407	23,389	24,696	52,297	12,129
2017	60,685	48,583	66,696	24,293	25,949	54,423	12,498
2018	61,293	50,285	68,107	24,684	27,000	56,430	12,989
2019	60,853	51,655	69,697	24,966	28,868	57,418	13,872

Fuente: Elaboración propia con datos del PRODESEN 2018-2032, PRODESEN 2019-2033 y PRODESEN 2020-2034

En la **Tabla 4** se muestran los consumos de energía eléctrica de los años del periodo de modelación en el SIN obtenidas por la proyección mencionada.

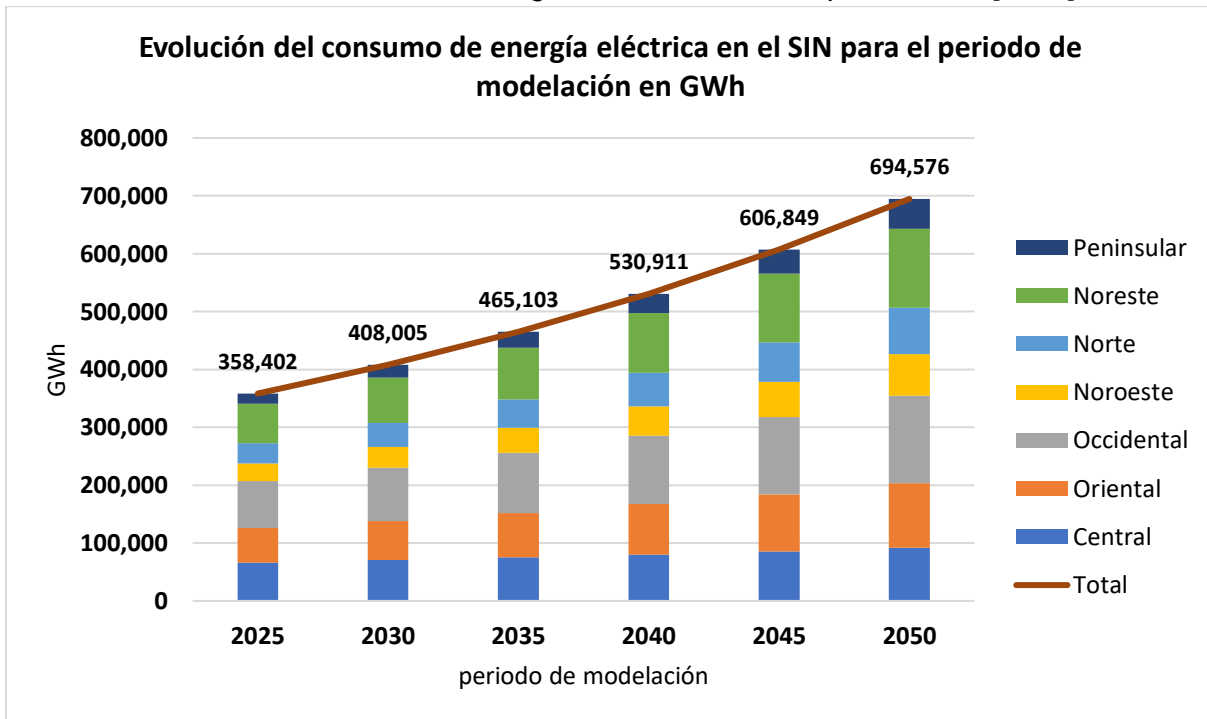
Tabla 4.- Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en el SIN para el Periodo de Modelación en [GWh]

Año	Central [GWh]	Oriental [GWh]	Occidental [GWh]	Noroeste [GWh]	Norte [GWh]	Noreste [GWh]	Peninsular [GWh]
2021	62,478	54,290	73,277	26,719	30,841	60,716	15,096
2025	65,859	59,971	81,000	30,603	35,200	67,892	17,877
2030	70,345	67,916	91,807	36,261	41,526	78,066	22,084
2035	75,135	76,913	104,056	42,965	48,988	89,765	27,281
2040	80,252	87,101	117,939	50,908	57,792	103,217	33,702
2045	85,718	98,640	133,675	60,320	68,177	118,685	41,634
2050	91,555	111,706	151,510	71,473	80,429	136,470	51,433

Fuente: Elaboración propia con los valores de la proyección de los datos de la Tabla 3

Como podemos observar en la **Gráfica 2** las GCR que tienen mayor demanda de energía eléctrica son la GCR Occidental, seguida de la GCR Noreste y la GCR Oriental.

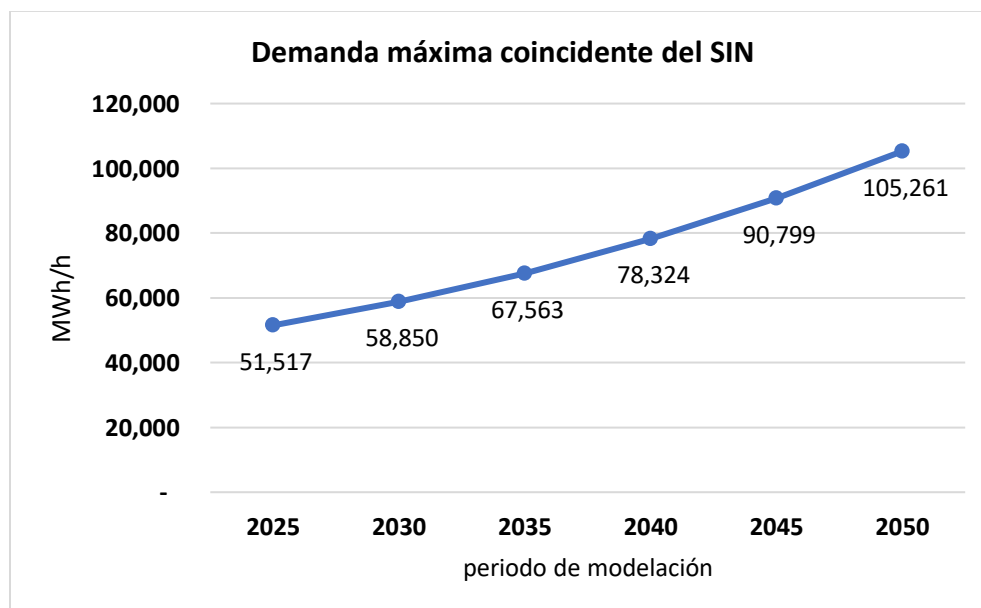
Gráfica 2.- Consumo de Energía Eléctrica en el SIN por GCR en [GWh]



Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 4

En la **Gráfica 3** se observan las demandas máximas coincidentes del SIN en [MWh/h] para el periodo de modelación.

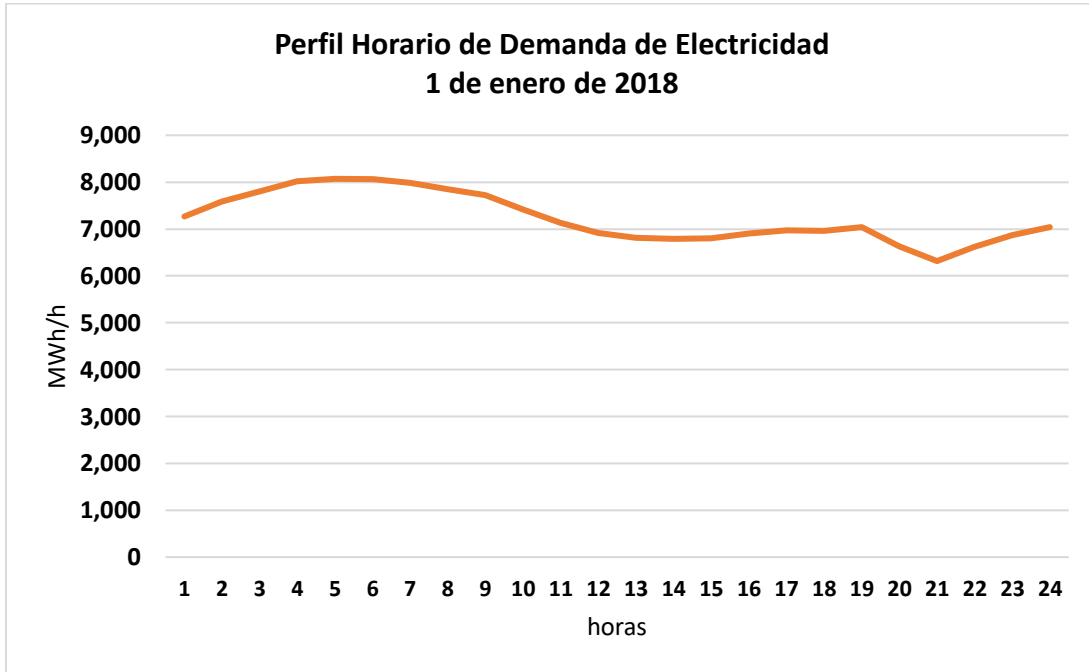
Gráfica 3.- Demanda Máxima Coincidente del SIN [MWh/h]



Fuente: Elaboración propia con datos del PRODESEN 2020-2034, PRODESEN 2021-2035 y proyecciones

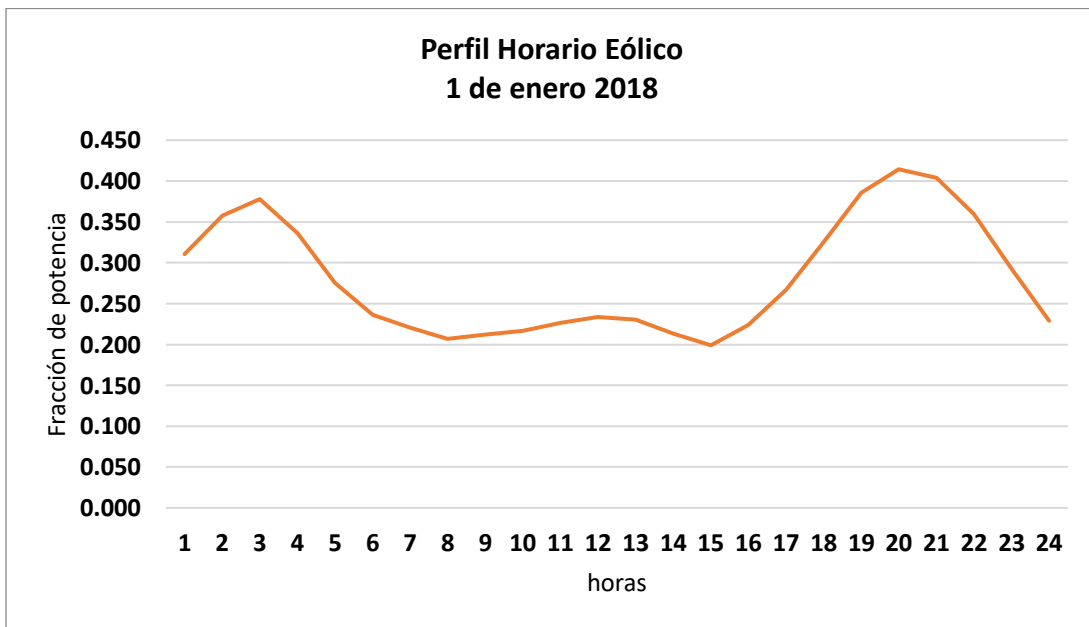
En la **Gráfica 4** se muestra un ejemplo de demanda de electricidad de un día (24 horas) en Guadalajara del 1° de enero de 20218. En la **Gráfica 5 y 6** se observan un ejemplo de los perfiles horarios de la tecnología eólica y FV-Solar para un día (24 horas) en Guadalajara.

Gráfica 4.- Ejemplo de Perfil Horario de Demanda de Electricidad en Guadalajara



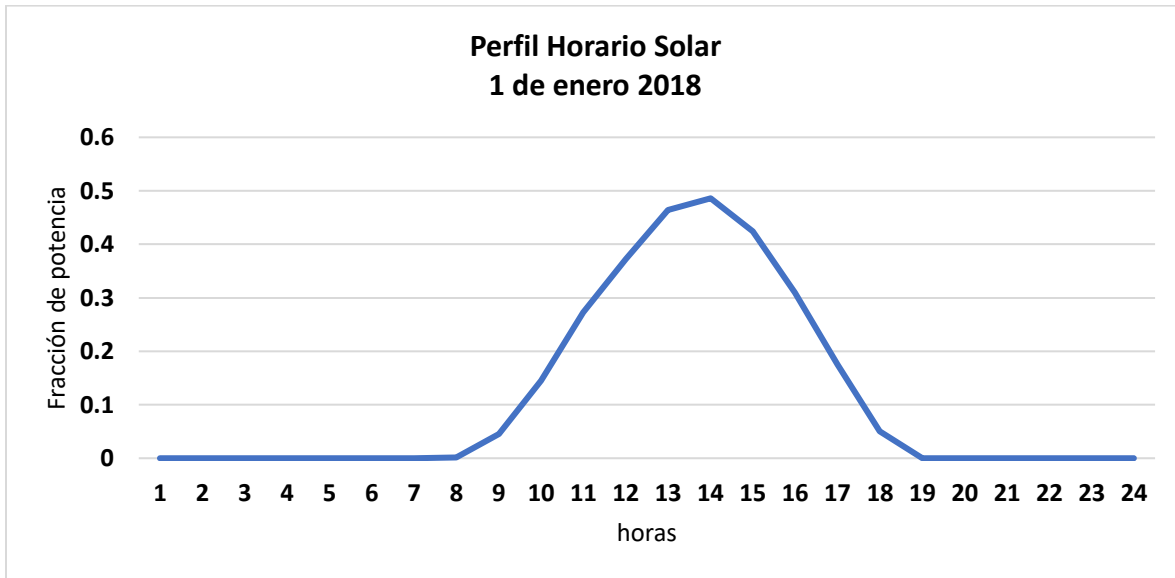
Fuente: Elaboración propia con datos alimentados al modelo de optimización MC

Gráfica 5.- Ejemplo de Perfil Horario Eólico en Guadalajara



Fuente: Elaboración propia con datos alimentados al modelo de optimización MC

Gráfica 6.- Ejemplo de Perfil Horario Solar en Guadalajara



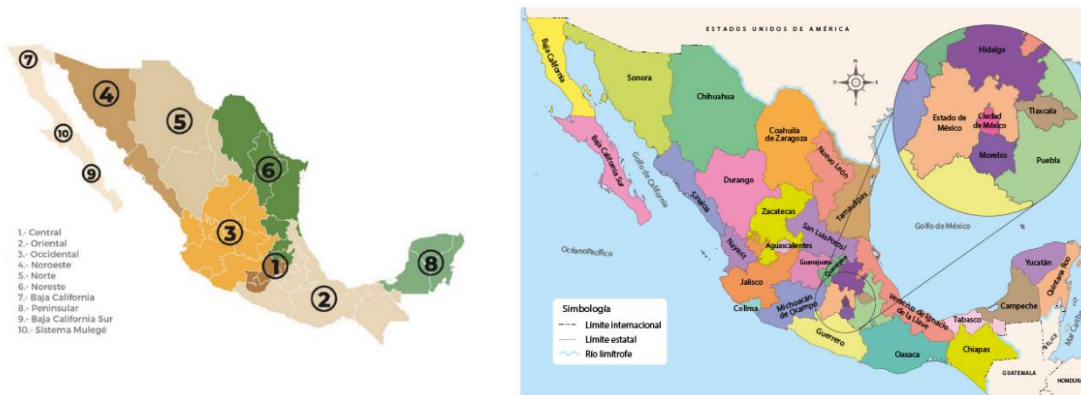
Fuente: Elaboración propia con datos alimentados al modelo de optimización MC

Los datos de las **Gráficas 4, 5 y 6** fueron procesados por la UPE-UNAM para ser utilizados en el modelo de optimización del sector eléctrico MC, en donde tanto el consumo de energía como los perfiles horarios son agrupados en 260 horas representativas para realizar el proceso de optimización. El procedimiento de agrupación de las horas queda fuera del alcance de esta tesis, por lo que únicamente se tomarán como datos de entrada para el modelo de optimización del sector eléctrico MC.

2.3 La Gerencia de Control Regional Occidental

La GCR Occidental está conformada principalmente por nueve estados de la República Mexicana, los cuales son: Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas, cabe destacar que algunos de ellos comparten territorio con otras GCR, para lo cual se utilizó el mapa derecho de la **Figura 4** que contiene la división de cada uno de los Estados de la República Mexicana el cual se utilizó como base para delimitar las GCR mostradas en el mapa izquierdo de la **Figura 4**.

Figura 4.- Mapas de la República Mexicana por Gerencias de Control Regional y por Estados

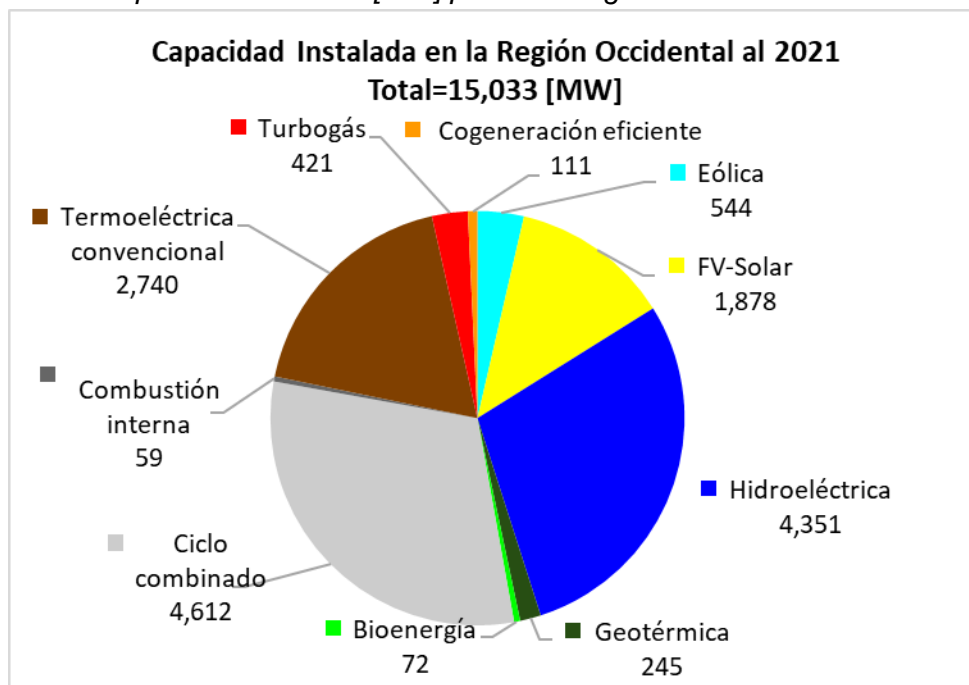


Fuente: Elaboración propia con imagen del PRODESEN 2022-2036 y mapa de México en internet

2.3.1 Capacidad Instalada en la Gerencia de Control Regional Occidental

Con la información de la **Tabla 2** y el **Anexo I**, la GCR Occidental tiene la distribución de su capacidad instalada por tipo de tecnología como se puede observar en la **Gráfica 7**. La GCR Occidental cuenta con 15,033 [MW] instalados al 31 de diciembre del 2021.

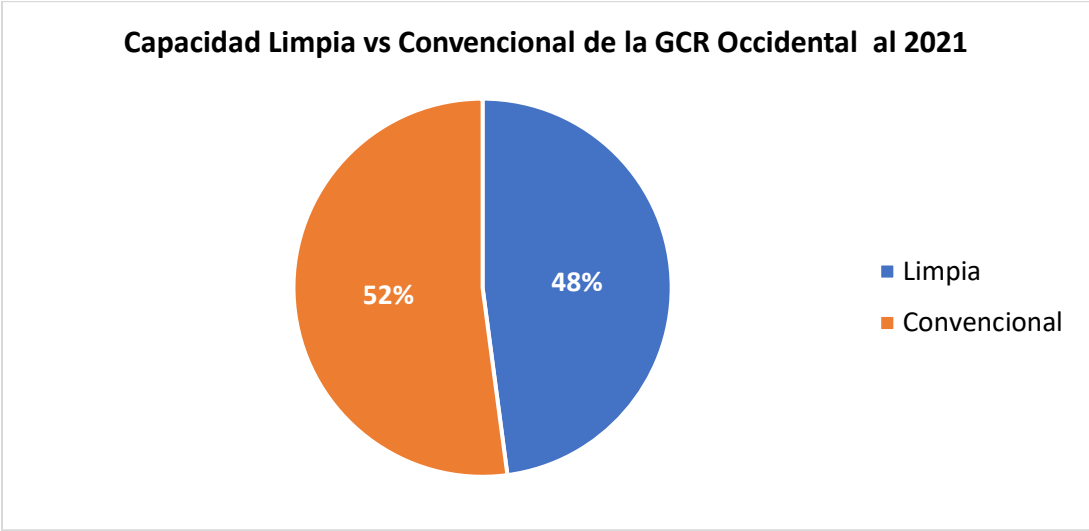
Gráfica 7.- Capacidad Instalada [MW] por tecnología en la GCR Occidental al 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de Tabla 2 y Anexo I

Como podemos observar en la **Gráfica 7** en la GCR Occidental en su mix de capacidad instalada participan seis tecnologías consideradas limpias: la bioenergía, hidroeléctrica, geotérmica, FV-solar, eólica y cogeneración eficiente. Mientras que sólo participan las tecnologías de turbogás, termoeléctrica convencional, combustión interna y ciclo combinado, consideradas como tecnologías convencionales. Sin embargo, la capacidad de tecnologías consideradas limpias es menor a la capacidad de las tecnologías consideradas como convencionales. Por lo que en la GCR Occidental participa con un 52% la capacidad convencional y con un 48% la capacidad limpia, como se puede observar en la **Gráfica 8**.

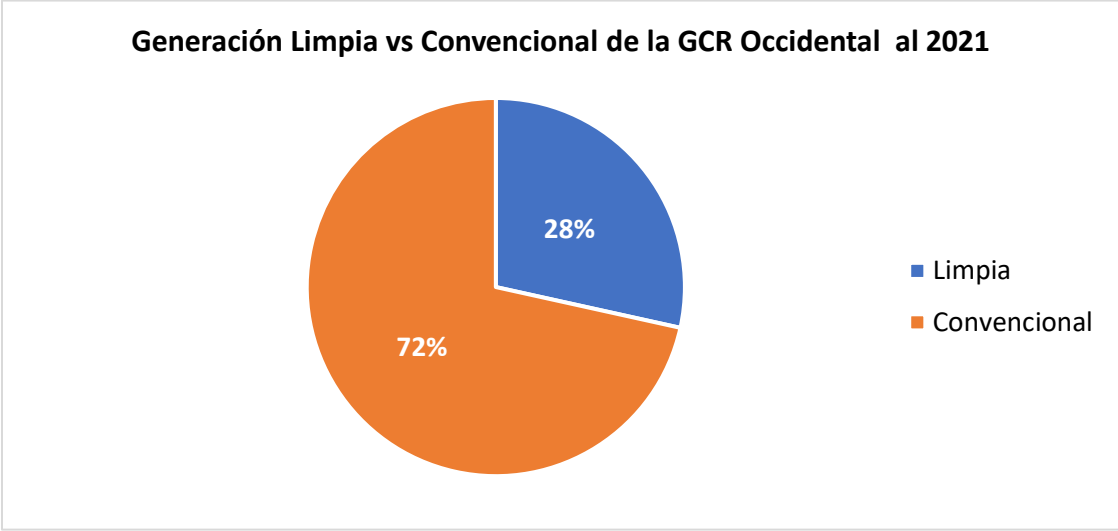
Gráfica 8.- Capacidad Instalada [MW] de Energía Limpia y Convencional en la GCR Occidental al 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de la Gráfica 7

Por otro lado, al realizar la comparación de la generación limpia vs convencional de la GCR Occidental como se muestra en la **Gráfica 9** se tiene una participación del 28% de generación basada en tecnologías limpias y un 72% de generación basada en tecnologías convencionales.

Gráfica 9.- Generación [MWh] de Energía Limpia y Convencional en la GCR Occidental al 2021

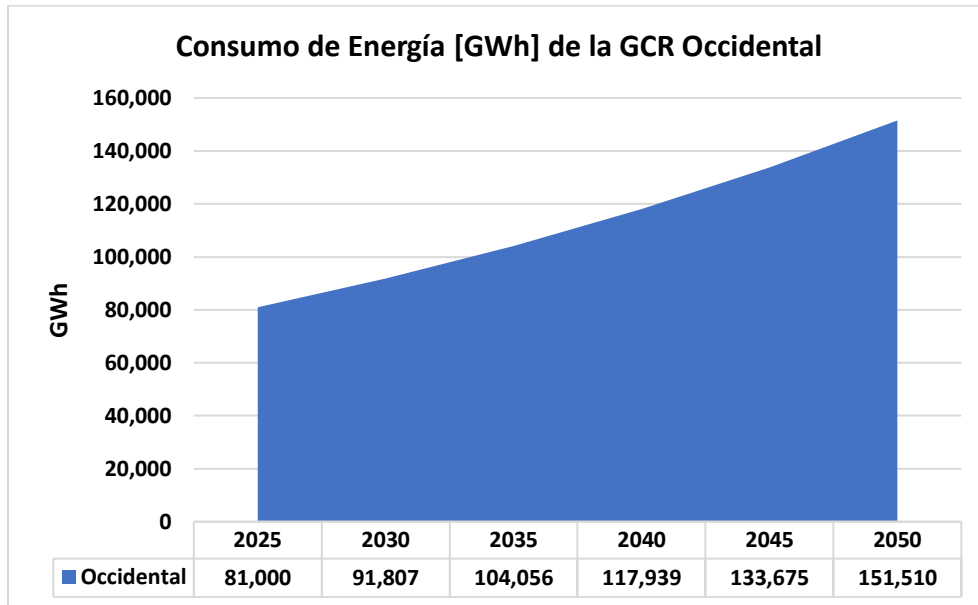


Fuente: Elaboración propia con datos del modelo de optimización MC

2.3.2 Consumo de Energía Eléctrica en la Gerencia de Control Regional Occidental

En la **Grafica 10** se muestra cómo se espera que irá incrementando el consumo anual de energía eléctrica en la GCR Occidental durante el periodo de modelación.

Gráfica 10.- Consumo Anual de Energía [GWh] de la GCR Occidental



Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 4

Capítulo 3

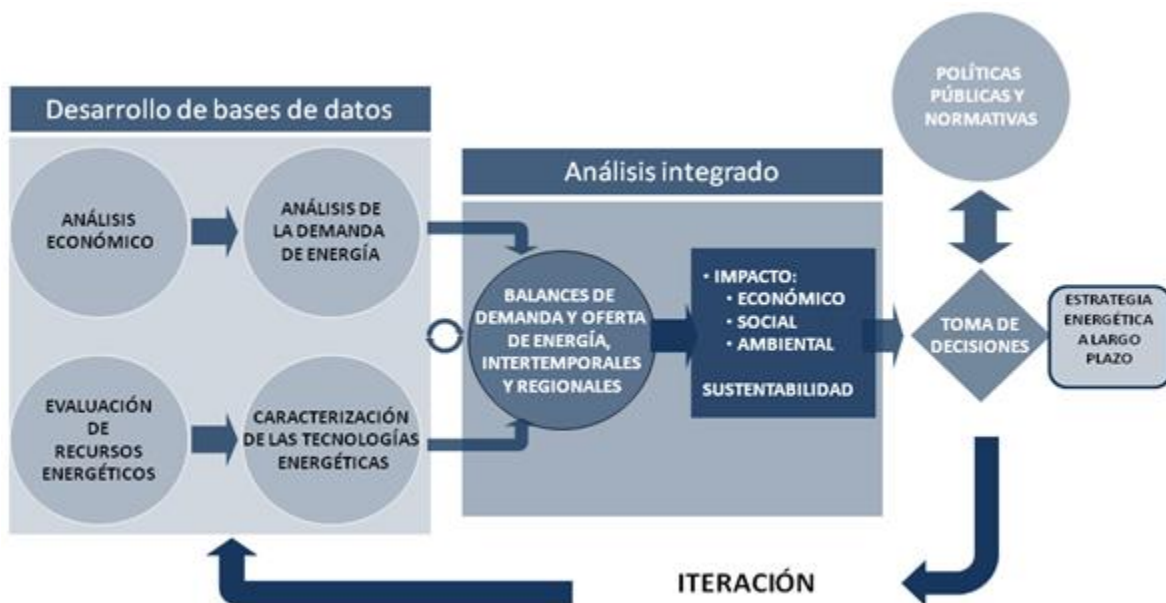
Planeación Energética

3.1 Metodología de la Planeación Energética

La planeación energética es un proceso integral, el cual requiere tomar en cuenta la interacción del sector de energía con el resto de la economía, es por lo que se vuelve bastante complejo, debido a que las necesidades de energía que se deben satisfacer cambian continuamente y las posibilidades de la oferta también.

A su vez, la planeación energética es un proceso iterativo y dinámico que involucra varios tipos de análisis que se tienen que repetir periódicamente y ajustar a las condiciones cambiantes, como son el crecimiento poblacional y económico, las innovaciones tecnológicas, el agotamiento de los recursos naturales y la contaminación ambiental, el cumplimiento de metas de integración de energía limpia, entre muchas otras.

Figura 5.- Metodología de la Planeación Energética



Fuente: Elaborado por UPE-UNAM adaptado de (IAEAa, 1984)

Como se muestra en la **Figura 5**, la metodología de planeación energética incluye tres etapas principales, el desarrollo de bases de datos, el análisis integrado y la toma de decisiones.

El desarrollo de la base de datos incluye análisis económicos, análisis de la demanda de energía, análisis de recursos energéticos y caracterización de las tecnologías energéticas. Se considera la capacidad instalada y los planes de adiciones y retiros que estén comprometidos.

El análisis integrado contiene la optimización del balance de oferta y demanda de energía intertemporal y regional, en donde se relaciona la demanda de cada sector de la economía con los recursos y las tecnologías disponibles para producir la electricidad. En el caso de una planeación indicativa, se busca la adición de capacidades de generación eléctrica de diferentes tecnologías que pueden cumplir con

las restricciones impuestas a la optimización, sin necesidad de definir plantas de generación específicas como es el caso de esta tesis. Esto último, tomando en cuenta el impacto económico, ambiental y social bajo un enfoque sustentable.

Por último, tenemos el proceso de toma de decisiones, el cual conlleva el análisis y generación de políticas públicas y normativas, así como la generación de estrategias energéticas a largo plazo.

Es por lo que, el uso de herramientas computacionales para la generación de balances de oferta y demanda óptimos que satisfagan cada una de las necesidades del sector eléctrico son indispensables para el análisis de escenarios de mediano y largo plazo.

Para esta tesis se utilizarán dos modelos de optimización del sector eléctrico:

- El modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP, el cual ayudará a proponer las adiciones de capacidad de mínimo costo, en cada GCR, necesarias para cubrir las restricciones de consumo de energía anual, demanda máxima coincidente, metas de energía limpia, topes de adición de capacidad, entre otros, para el periodo de modelación de los escenarios propuestos, y
- El modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico MC, el cual nos brindará el detalle horario del despacho óptimo de energía eléctrica considerando los factores de disponibilidad horaria de cada una de las tecnologías, en cada GCR, así como las variaciones de los consumos regionales.

3.2 Modelo de Optimización del Sector Eléctrico CAP

El modelo de optimización del sector eléctrico CAP desarrollado por la Unidad de Planeación Energética de la UNAM (UPE-UNAM) es un modelo matemático que caracteriza el sistema eléctrico nacional a través de un conjunto de ecuaciones lineales que modelan los consumos faltantes de energías regionales, los topes de adición de energía eléctrica por tipo de tecnología y GCR, las demandas máximas coincidentes, las metas de energía limpia, los límites de emisiones de CO₂, así como el intercambio regional de energía eléctrica. Su función objetivo minimiza el costo de adicionar energía eléctrica en las diferentes regiones utilizando el costo nivelado de energía o Levelized Cost Of Energy (LCOE) por sus siglas en inglés.

Cabe destacar que, para actualizar la capacidad de cada uno de los años del periodo de modelación, el modelo de optimización del sector eléctrico CAP toma la capacidad instalada del año anterior, le suma el Programa de Adiciones de Capacidad (PAC) del año en cuestión, le resta el Programa de Retiros de Capacidad (PRC) y por último le suma las adiciones de capacidad propuestas por el optimizador. Estas últimas se calculan dividiendo la energía propuesta por el optimizador entre el factor de disponibilidad asociado a cada tecnología y GCR, quedando así calculada la nueva capacidad que servirá como base al siguiente año de optimización. El PAC y el PRC es un plan fijo que no depende del proceso de optimización.

3.3 Modelo de Optimización del Sector Eléctrico MC

El modelo de optimización del sector eléctrico MC es un software de planeación energética enfocado en sistemas eléctricos interconectados y aislados de largo plazo, desarrollado para el sistema operativo Windows bajo la plataforma MATLAB y con vinculación a Microsoft Excel. A su vez utiliza programación lineal con el método simplex para encontrar los planes de adición de nueva infraestructura y el despacho óptimo de manera horaria de cada uno de los años del periodo de modelación según el modelo matemático descrito en el artículo "A power optimization model for the long-term planning

scenarios: Case study of Mexico's power system decarbonization" (**Martínez-Quintana, Martín-del-Campo & Cruz-Mendoza, 2021**). Como se mencionó anteriormente este modelo se utilizará únicamente para calcular el despacho óptimo de energía regional utilizando las capacidades propuestas por el modelo de optimización del sector eléctrico CAP.

El modelo de optimización del sector eléctrico MC, tiene la posibilidad de hacer la optimización de un despacho de energía horario, con lo cual podemos obtener información más relevante acerca del intercambio regional de energía que conlleva la GCR Occidental, el uso de energías limpias y renovables, así como el cálculo de emisiones producidas por cada una de las tecnologías. El modelo de optimización del sector eléctrico MC ayuda a ver de forma detallada cómo se van a utilizar esas capacidades de manera óptima durante el periodo de modelación, teniendo un consumo desagregado de energía eléctrica.

La función objetivo del modelo de optimización del sector eléctrico MC a diferencia del modelo de optimización del sector eléctrico CAP busca minimizar el costo de producción de energía eléctrica regional horaria, bajo las restricciones de oferta y consumo de energía eléctrica, los topes de adición de capacidad, los límites de intercambio regional, así como las metas de energía limpia.

Capítulo 4

Metodología KIND

La metodología KIND es una técnica basada en la teoría del valor Multi-Atributo, la cual busca a través de un conjunto de indicadores clave realizar una toma de decisiones basada en la asignación de pesos de dichos indicadores.

KIND-ET (Key INDicators - Evaluation Tool) por sus siglas en inglés, es una herramienta desarrollada por el proyecto colaborativo INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) por sus siglas en inglés, para el análisis de indicadores clave de sistemas de energía nuclear innovadores como una guía y herramienta de soporte para evaluar la sustentabilidad de las innovaciones (IAEAb, 2019). Desde el punto de vista informático KIND-ET es una herramienta desarrollada en la plataforma Microsoft Excel basada en la Teoría del Valor Multi-Atributo.

Para esta tesis se desarrolló en la plataforma Microsoft Excel una implementación de la metodología KIND para la evaluación de un conjunto de indicadores clave de planeación energética indicativa para realizar una toma de decisiones basada en la asignación de pesos bajo un enfoque económico, sustentable, ambiental y social.

4.1 Teoría del Valor Multi-Atributo

La Teoría del Valor Multi-Atributo, por sus siglas en inglés Multi Attribute Value Theory (MAVT) es un método de decisión multicriterio, el cual se utiliza para combinar diferentes medidas cuantitativas como costos, riesgos y beneficios, así como preferencias de expertos y tomadores de decisiones en una puntuación general, es decir una función de múltiples atributos (IAEAc, 2019).

Las funciones de múltiples atributos transforman diversos indicadores evaluados en escalas "naturales" en una escala común sin dimensiones de acuerdo con los juicios de expertos y las preferencias de los tomadores de decisiones.

Las funciones de valor de atributo único se ponderan según la importancia relativa de sus indicadores clave. Para identificar la alternativa preferida, el puntaje normalizado de cada alternativa se multiplica por el factor de ponderación correspondiente para obtener el puntaje general, que indica la clasificación general de la alternativa. La mejor alternativa tendrá el puntaje general más alto.

Para hacer la comparación multicriterio utilizando el método MAVT, es requerido (IAEAa, 2017):

1. Seleccionar un conjunto de objetivos de alto nivel e indicadores clave
2. Identificar la estructura del árbol objetivo
3. Preparar una tabla de desempeño
4. Determinar el valor de atributo único de las funciones para cada uno de los indicadores clave
5. Evaluar los factores de pesos
6. Hacer análisis de sensibilidad e
7. Interpretar los resultados ponderados y formular recomendaciones

4.2 KIND aplicado a la Planeación del Sector Eléctrico

Como se mencionó al inicio de este capítulo para esta tesis se desarrolló una herramienta en la plataforma Microsoft Excel tomando como base KIND-ET, pero enfocada al análisis de sensibilidad y toma de decisiones aplicables a la planeación indicativa del sector eléctrico de la GCR Occidental.

Dicha herramienta consta de 4 secciones:

1. Configuración del ejercicio de toma de decisiones
2. Asignación de pesos
3. Análisis tabular de resultados
4. Análisis gráfico de resultados

En la primera sección “Configuración del ejercicio de toma de decisiones” se llenan los siguientes rubros:

- Objetivo global
- Objetivos de alto desempeño
- Indicadores clave
- Descripción de los indicadores clave
- Unidades de medida
- Valores de los escenarios a analizar

En la segunda sección “Asignación de pesos” se asignan pesos a los indicadores clave, respetando que la suma de estos sea exactamente igual a 1.

En la tercera sección “Análisis tabular de resultados” se muestran los resultados numéricos de la aplicación de la metodología KIND con los pesos asignados.

En la cuarta y última sección “Análisis gráfico de resultados” se muestran los resultados de manera gráfica en barras verticales para la calificación global y en barras apiladas para la calificación por área de evaluación.

4.3 Selección de Objetivos de Alto Nivel e Indicadores Clave

Los objetivos de alto nivel seleccionados para evaluar los escenarios prospectivos están enfocados en 4 áreas principales del desarrollo sustentable de la GCR Occidental:

- Seguridad Energética
- Equidad Energética
- Sustentabilidad ambiental
- Beneficio social

Para lo cual se seleccionaron de la siguiente manera los objetivos de alto nivel con sus respectivas áreas de evaluación:

- Seguridad Energética
 - El índice de diversificación de la capacidad instalada en el 2050
 - Importación de electricidad a la GCR Occidental en el 2050 en el enlace Oriental-Occidental

- Equidad Energética
 - Factor de costo de generación de energía eléctrica en el 2050
 - El costo acumulado de inversión del periodo de modelación

- Sustentabilidad ambiental
 - Emisiones de CO₂ en la GCR Occidental en el año 2050
 - La capacidad instalada de energía limpia en el 2050

- Beneficio social
 - ⊖ Empleos generados por construcción en el periodo de modelación

Para obtener el índice de diversificación² de la capacidad instalada en el 2050 se calcula el índice de Shannon-Weiner (I_{S-W}), descrito por la siguiente expresión:

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

donde: p_i es la fracción de capacidad instalada por tipo de tecnología i y N es el total de energías que participan en el sector eléctrico. Este dato se obtiene como resultado del proceso del modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP. El índice de diversificación se vincula con el término de seguridad energética, ya que al utilizar diversas tecnologías que participan en el mix de generación se disminuye la dependencia de una sola tecnología.

La Importación de electricidad a la GCR Occidental en el 2050 en el enlace Oriental-Occidental se obtiene como resultado del proceso del modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico MC. Se calcula la energía eléctrica total que viaja por el enlace de transmisión de la GCR Oriental a la GCR Occidental durante el año 2050.

El factor de costo de generación de energía eléctrica en el 2050 se calcula a partir de dividir el costo total en USD por generar energía eléctrica en la GCR Occidental en el 2050 entre la energía generada en MWh de la misma GCR en el mismo año.

Para obtener el costo acumulado de inversión del periodo de estudio se suman los costos de inversión del 2025 al 2050, considerando las adiciones de capacidad del PAC y las propuestas por el modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP.

Las Emisiones de CO₂ de la GCR Occidental se obtienen como resultado del proceso del modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico MC; se calculan sumando las emisiones generadas en cada año de modelación 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050.

La capacidad instalada de energía limpia en el 2050 se obtiene como resultado del proceso del modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP; se consideran únicamente como

² Para el cálculo del índice de diversificación, se usaron las notas de la clase “Análisis de Expansión del Sector Eléctrico” impartido por la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez.

tecnologías limpias: nucleoelectrica, hidroeléctrica, geotérmica, FV-solar, eólica, cogeneración eficiente y bioenergía.

Por último, los empleos generados por construcción en el periodo de modelación (2025, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050) se obtienen como resultado del proceso del modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP; se calculan multiplicando el factor de empleos generados por cada MW por las adiciones de capacidad en MW propuestos por el modelo de optimización para la planeación del sector eléctrico CAP más las adiciones de capacidad en MW propuestas por el usuario.

Capítulo 5

Escenarios Prospectivos de la Gerencia de Control Regional Occidental

La prospectiva es la ciencia que estudia el futuro con el fin de entenderlo y analizarlo para obtener una idea próxima de lo que puede suceder.

Un escenario prospectivo busca explorar posibles situaciones futuras mediante la relación del presente y la creación de supuestos.

Los escenarios prospectivos realizados son:

1. Escenario *Business As Usual* (BAU).
2. Escenario con Metas de Energía Limpia (MEL).
3. Escenario de Retiro de Termoeléctricas en la GCR Occidental con metas de energía limpia. (RT-MEL).

5.1 Consideraciones generales y supuestos

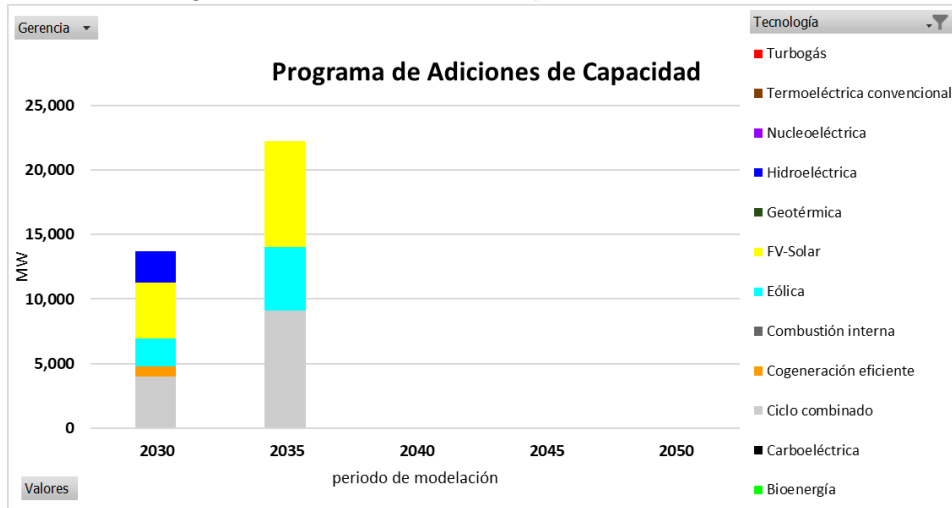
Cada uno de los escenarios tendrá como base los siguientes puntos:

- Se busca una solución de menor costo de producción de energía sujeta a restricciones de: demanda de energía, de potencial de capacidad de generación disponible, de metas de energía limpia.
- Capacidad inicial o año base 2021 proveniente del PRODESEN 2022-2036 como se desagregó de manera regional en el capítulo 2.
- Periodo de modelación: años 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050.
- Se consideran adiciones y retiros programados fijos para el periodo de modelación como se muestra en las **Gráfica 11** y **Gráfica 12**.
- Para las metas de energía limpia se consideran las mostradas en la **Tabla 5**, y acopladas para el periodo de modelación en la **Tabla 6**, excepto para el Escenario BAU, ya que este último no cuenta con metas de energía limpia.
- La capacidad de los enlaces de transmisión para el periodo de modelación se tomará conforme a la **Tabla 1**.
- En el código de red se especifica 6% como requerimiento de Reserva Operativa para la definición del Estado Operativo Normal, en la simulación se consideró un margen del 6.1% debido al modelo simplificado.
- Los factores de emisión de CO₂ por tipo de tecnología y los costos asociados a la adición de nueva capacidad (costos de inversión provenientes del CAIO³ a una tasa del 10.07%) y costos⁴ de producción de energía (se calculan con base en la suma de los costos de O&M variable, los costos de combustibles y el costo del agua) son los mostrados en la **Tabla 7**.

³ Costo Actualizado al Inicio de la Operación (CAIO): Incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considerando una tasa de descuento y los programas de inversión correspondientes. (CENACE, 2016)

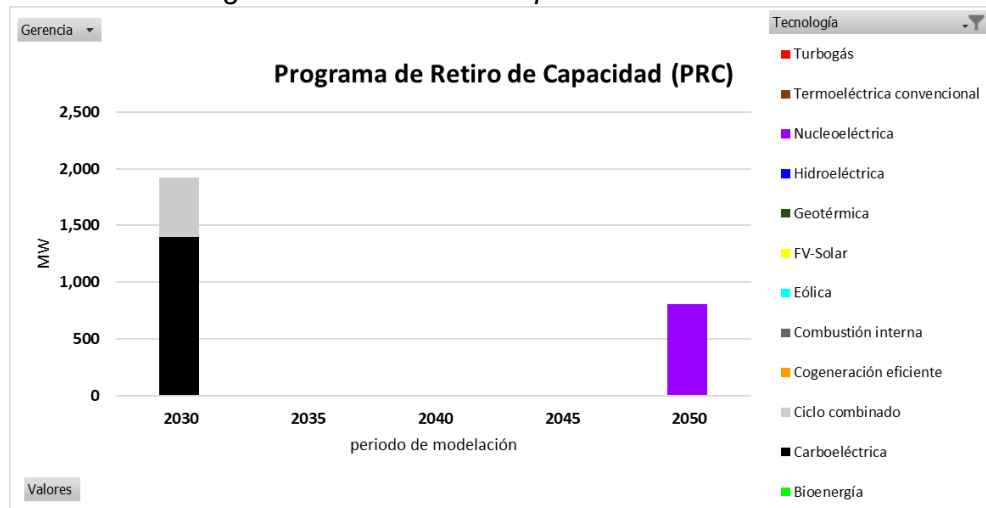
⁴ Los costos de producción de energía se calculan con base en la energía despachada por cada tecnología en cada GCR multiplicados por el costo unitario de generar 1 [MWh] de esa energía.

Gráfica 11.- Programa de Adiciones de Capacidad del Periodo de Modelación



Fuente: Elaboración propia con datos del modelo CAP

Gráfica 12.- Programa de Retiros de Capacidad del Periodo de Modelación



Fuente: Elaboración propia con datos del modelo CAP

Tabla 5.- Metas de Energía Limpia acorde al DOF para fomentar la Transición Energética Soberana

Meta de generación de Energías Limpias		
2024	2033	2050
35% de la generación eléctrica total	39.9% de la generación eléctrica total	50% de la generación eléctrica total

Fuente: Recuperado del Diario Oficial de la Federación (DOF,2020)

Tabla 6.- Metas de Generación de Energía Limpia para el Periodo de Modelación

Metas de generación de Energías Limpias						
2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
30%	36%	38%	40%	43%	46%	50%

Fuente: Elaboración propia con base en el (DOF,2020)

Tabla 7.- Costos de Despacho, Instalación y Factor de Emisión de CO₂

Tecnología	Factor de emisión [CO ₂ kg/MWh]	Costo de adición [USD/kW]	Costos de Producción [USD/MWh]	CO&M variable [USD/MWh]	Costo combustible [USD/MWh]	Costo del agua [USD/MWh]
Hidroeléctrica	0.00	1,532.00	10.24	0.00	10.24	0.00000
Cogeneración eficiente	100.00	800.00	78.69	3.20	75.49	0.00001
Turbogás	525.51	433.00	33.11	2.70	30.41	0.00000
Ciclo Combinado	393.30	616.00	23.33	2.12	21.21	0.00030
Eólica	0.00	1,221.00	0.00	0.00	0.00	0.00000
FV-Solar	0.00	726.00	0.00	0.00	0.00	0.00000
Termoeléctrica convencional	805.70	2,381.00	62.96	3.98	56.18	2.80430
Carboeléctrica	791.00	1,911.00	31.64	2.67	28.97	0.00000
Combustión Interna	757.68	1,038.00	32.67	4.29	28.38	0.00000
Bioenergía	0.00	2,797.30	5.00	5.00	0.00	0.00000
Nucleoeléctrica	0.00	5,162.00	9.57	2.52	7.05	0.00000
Geotérmica	0.00	2,257.00	22.01	0.06	21.85	0.10360

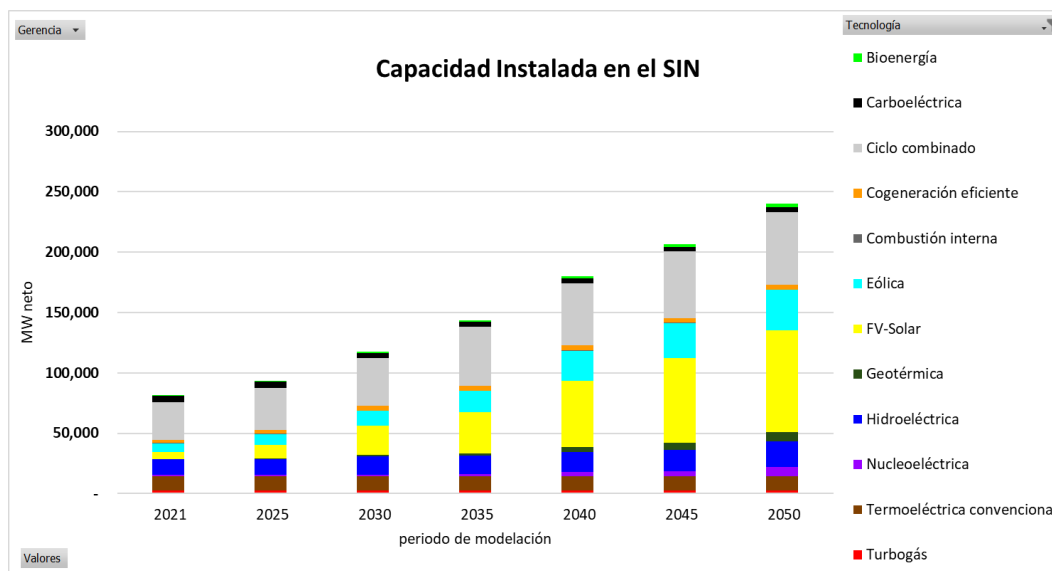
Fuente: Elaborada por la UPE con datos de Costos y Parámetros para las plantas generadoras de referencia que se podrían operar en México

5.2 Escenario 1.- Caso BAU

Este escenario toma en consideración todos los supuestos del apartado 5.1, haciendo hincapié que no aplica metas de energía limpia. Los resultados se muestran de la **Gráfica 13** a la **Gráfica 26**:

En la **Gráfica 13** se muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el SIN para el periodo de modelación incluyendo el año base. Se puede apreciar que la capacidad instalada va en aumento, partiendo del año 2021 con 81,323 MW y llegando al año 2050 con 240,109 MW.

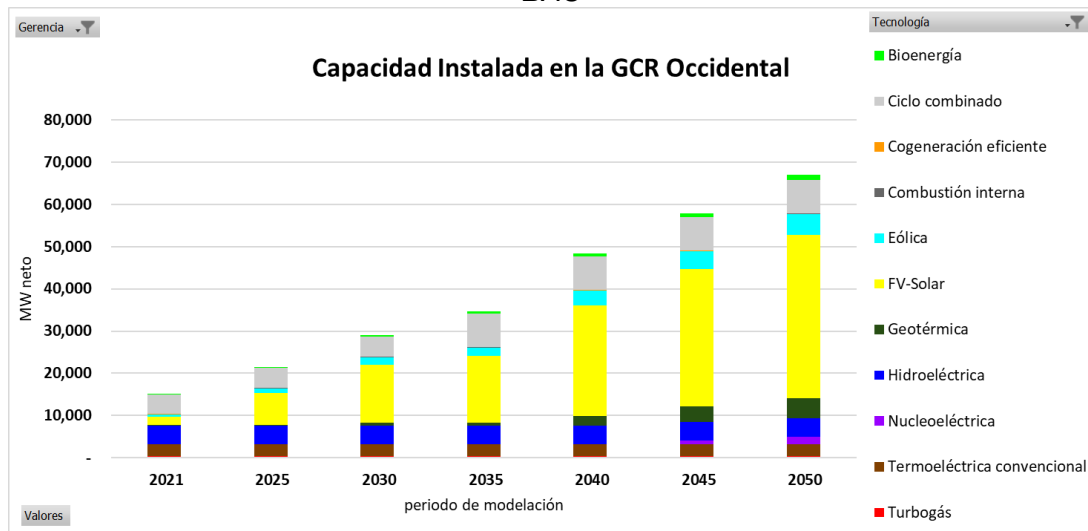
Gráfica 13.- Evolución de la Capacidad Instalada en el SIN del Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 14** se observa la evolución de la capacidad instalada en la GCR Occidental por tipo de tecnología, la cual va en aumento del año 2021 hasta el año 2050, partiendo de 15,033 MW a 66,989 MW.

Gráfica 14.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario BAU

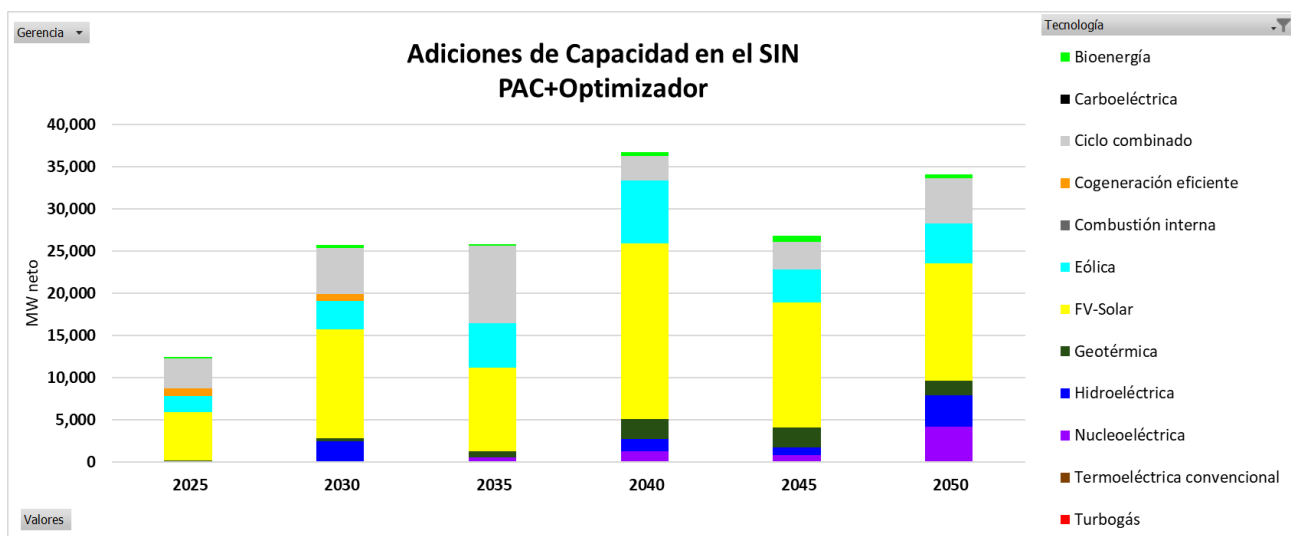


Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 15**, se muestran las adiciones de capacidad en el SIN por tipo de tecnología las cuales incluyen las adiciones propuestas por el optimizador más el programa de adiciones de capacidad fija, ambas de manera regional.

Cabe destacar que en el año 2040 es donde se tienen mayores adiciones de capacidad mientras que en el año 2025 se tiene la menor adición de capacidad.

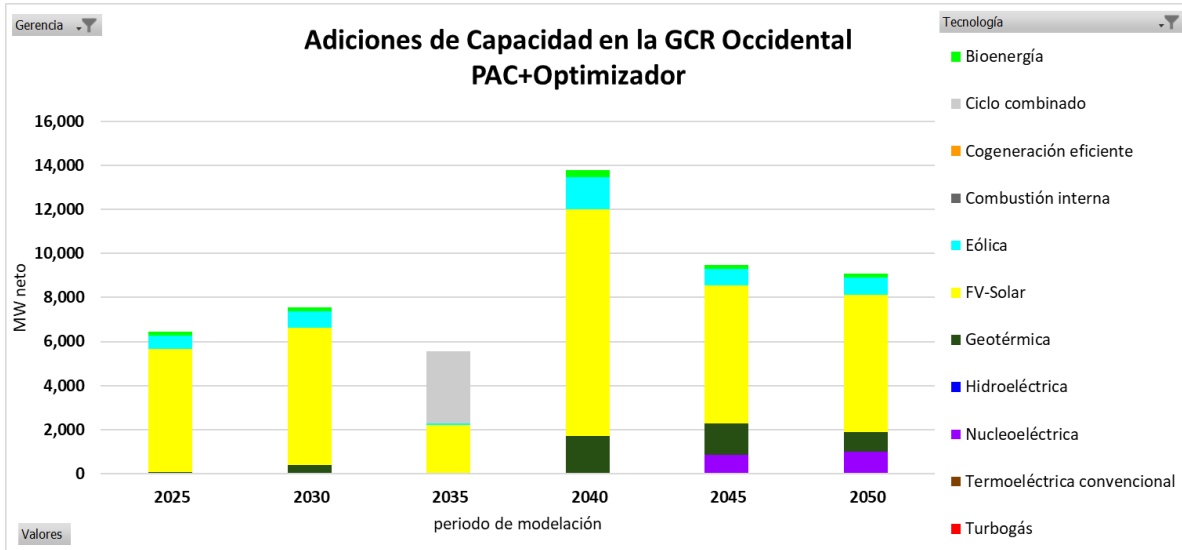
Gráfica 15.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 16** se muestran las adiciones de capacidad en la GCR Occidental por tipo de tecnología tomando en cuenta que están graficadas tanto las adiciones propuestas por el optimizador como las del programa de adiciones de la GCR Occidental. En el año 2040 se tiene la máxima adición de capacidad mientras que en año 2035 se tienen menores adiciones de capacidad.

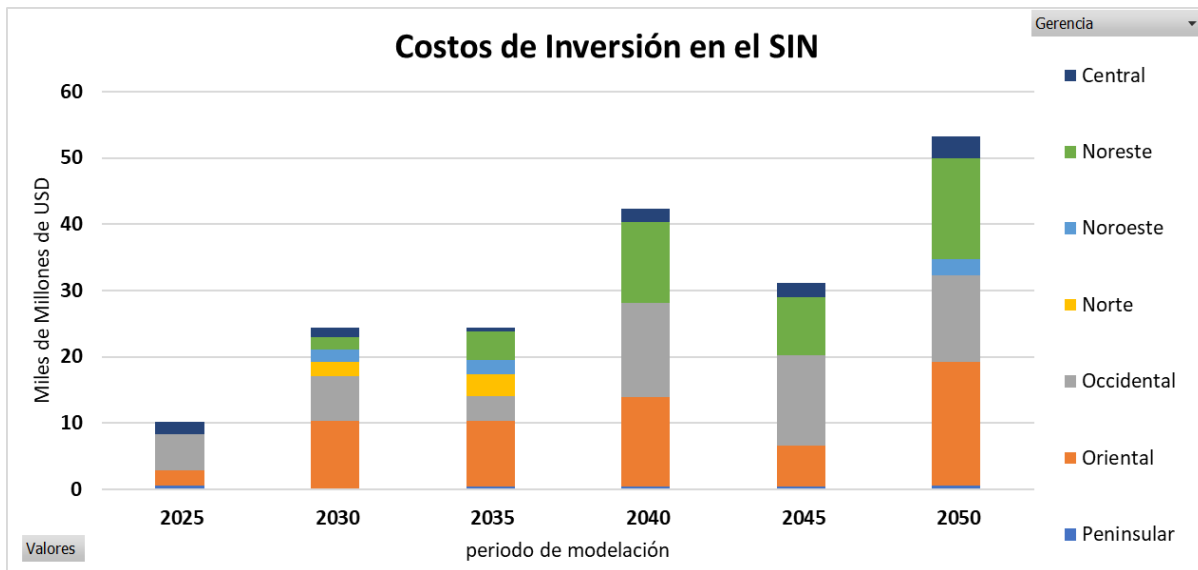
Gráfica 16.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 17** se muestran los costos de inversión del SIN por gerencia de control, notándose que el año en el que se tiene mayores inversiones es en el año 2050 para las regiones Noreste y Oriental.

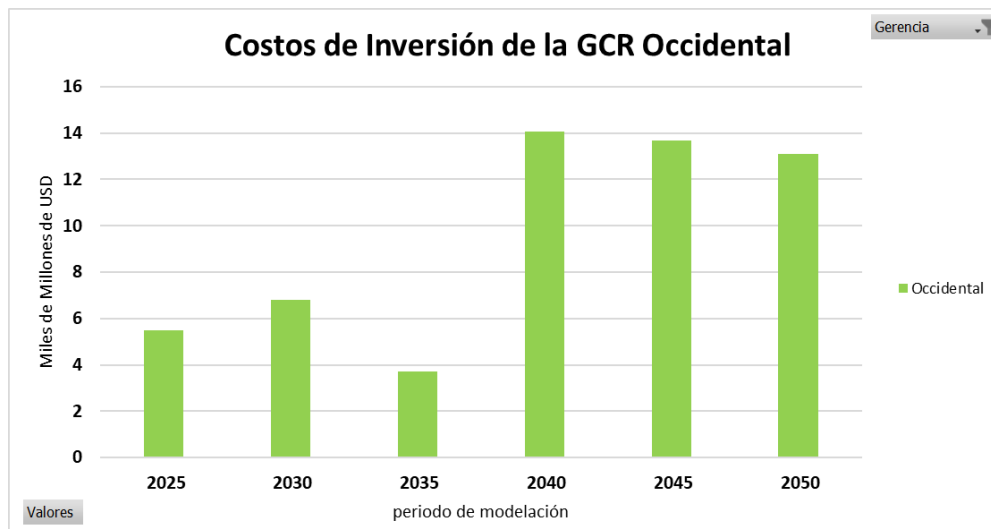
Gráfica 17.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 18** se muestran los costos de inversión de la GCR Occidental, notándose que el año en el que se tiene mayor inversión es en el año 2040.

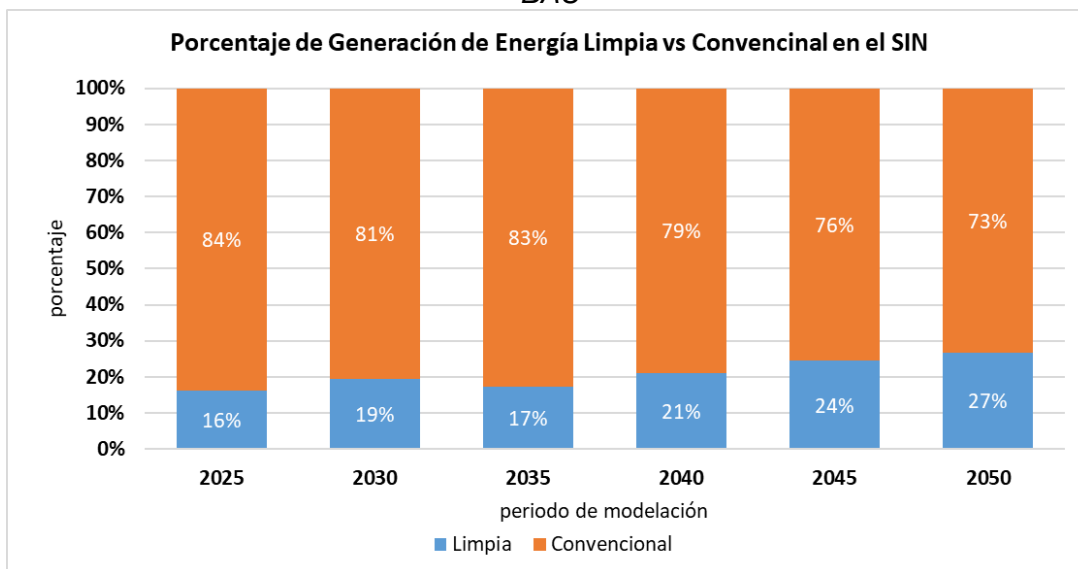
Gráfica 18.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 19** se muestra la evolución de la generación de energía limpia vs convencional del SIN en la que se puede apreciar que inicia con un 16% de generación de energía limpia en el año 2025 y en el año 2050 con un 27%.

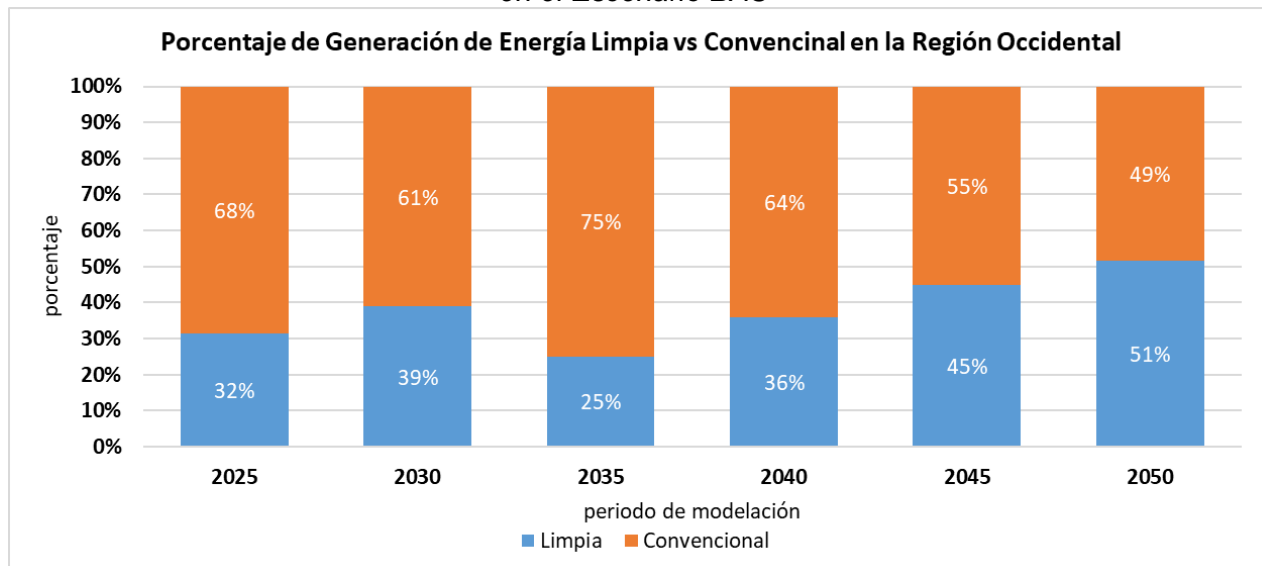
Gráfica 19.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 20** se muestra la evolución de la generación de energía limpia vs convencional de la GCR Occidental en la que se puede apreciar que en el año 2025 tiene un 32% de generación de energía limpia y en el año 2050 con un 51%.

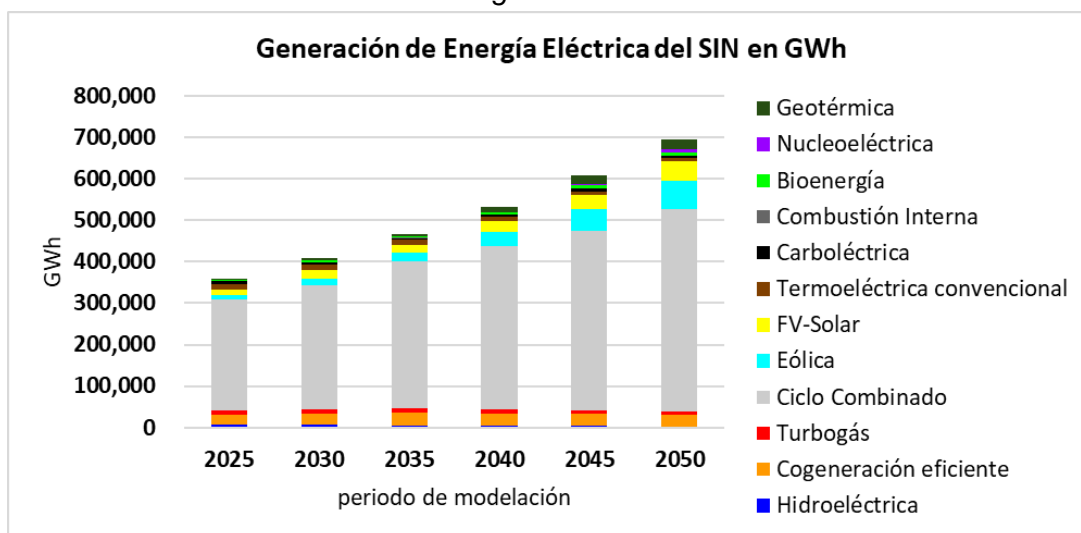
Gráfica 20.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 21** se observa la generación de energía eléctrica del SIN por tipo de tecnología, la cual podemos ver que va en aumento teniendo un mayor crecimiento en las tecnologías ciclo combinado, eólica y solar en los últimos años.

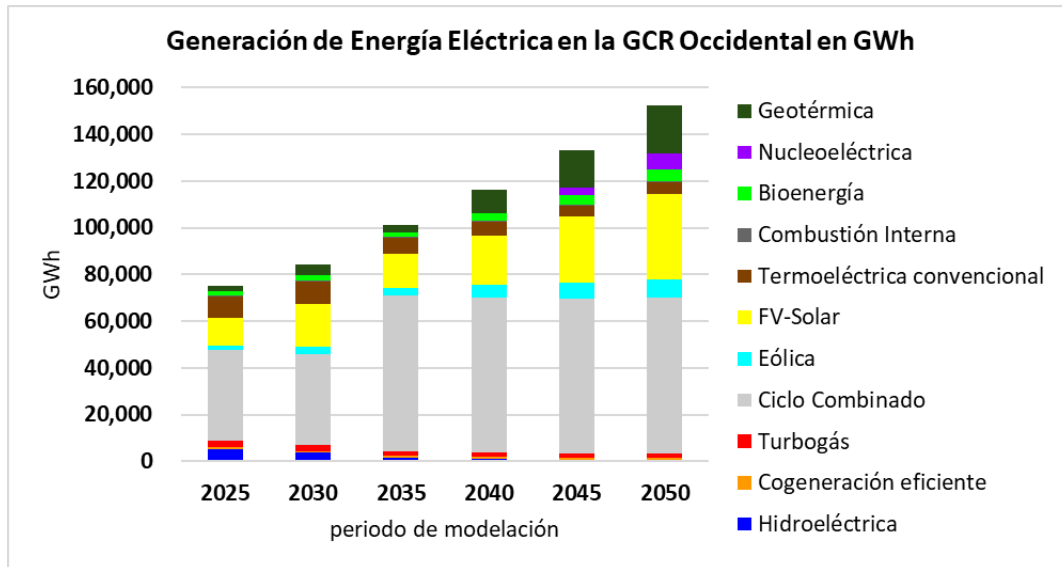
Gráfica 21.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 22** se observa la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en la GCR Occidental, principalmente con la participación del ciclo combinado, seguido de la energía FV-solar y geotérmica que van en aumento.

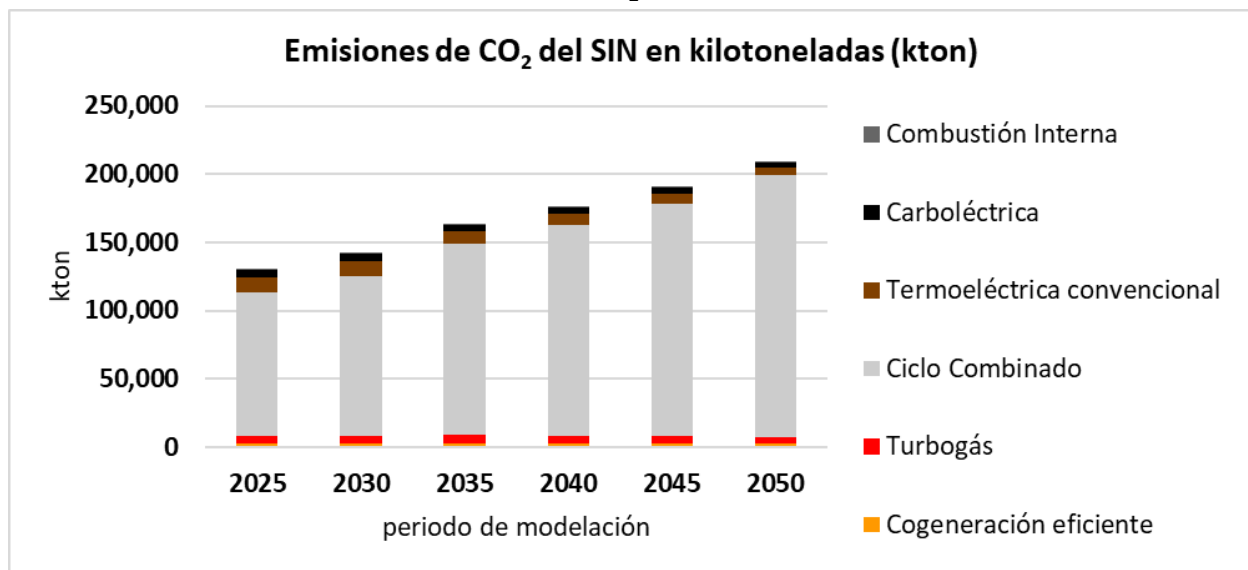
Gráfica 22.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 23** se muestran las emisiones de CO₂ del SIN asociadas a cada tecnología, las cuales van en aumento durante todo el periodo de modelación, principalmente las asociadas a ciclo combinado.

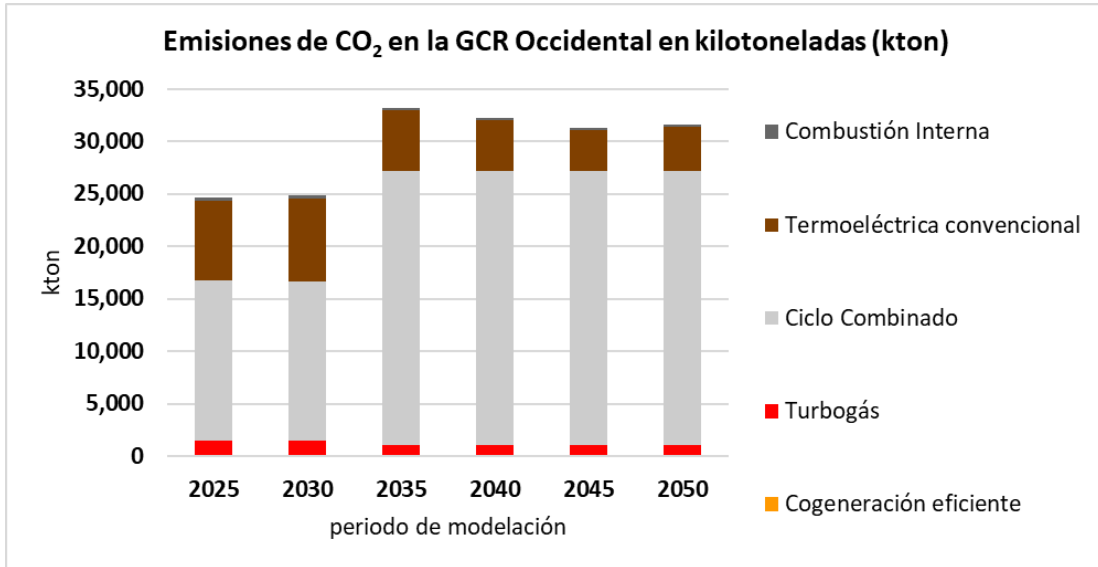
Gráfica 23.- Emisiones de CO₂ del SIN en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 24** se muestran las emisiones de CO₂ de la GCR Occidental por tipo de tecnología en las que participan principalmente el ciclo combinado y termoeléctrica. Durante el 2025 y 2030 no hay aumento en las emisiones de CO₂, mientras que en el año 2035 hay un aumento de las emisiones de CO₂ principalmente producida por la tecnología de ciclo combinado y termoeléctrica. Para el año 2040, 2045 y 2050 las emisiones de CO₂ se mantienen casi constantes aunque menor a las emisiones del 2035.

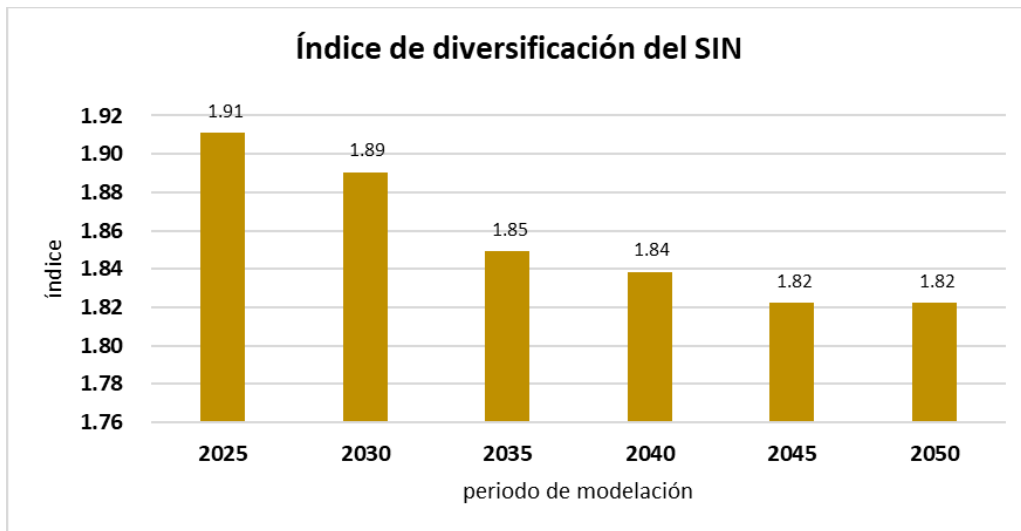
Gráfica 24.- Emisiones de CO₂ de la GCR Occidental en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 25** se muestra el índice de diversificación del SIN, el cual tiene un comportamiento descendente desde el año 2025 hasta el año 2050. Lo cual indica que no se está diversificando el SIN durante el periodo de modelación. La disminución del índice de diversificación en el SIN no es bueno, ya que significa que no hay mayor participación de tecnologías al final del periodo de modelación.

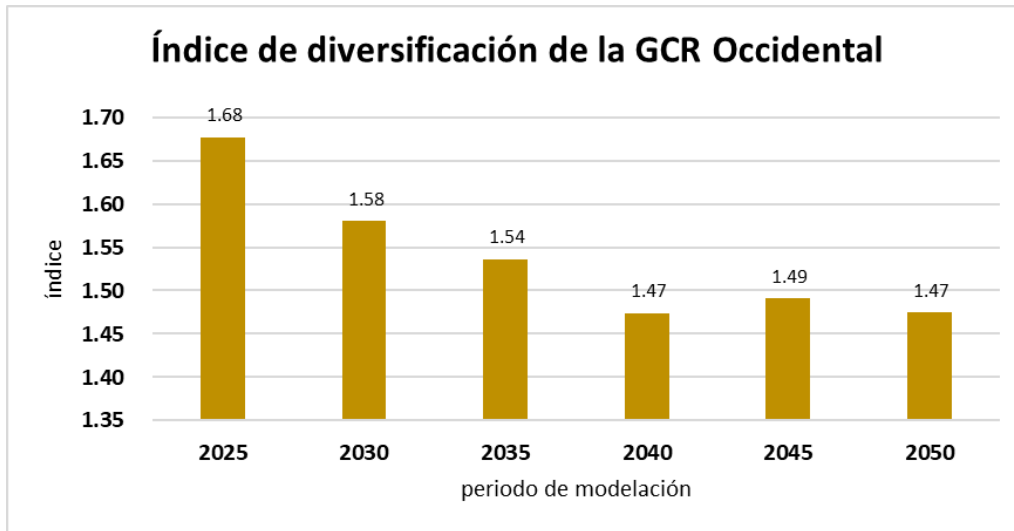
Gráfica 25.- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 26** se observa el índice de diversificación de la GCR Occidental el cual decrece del 2025 al 2040, mientras que del 2040 al 2045 aumenta muy poco y disminuye en el 2050. Cabe destacar que de manera global en el periodo de modelación el índice de diversificación de la GCR Occidental disminuye de 1.68 a 1.47 lo cual no es bueno debido a que se tiene una menor participación de tecnologías en el mix de capacidad de la GCR Occidental para el año 2050 con respecto al año 2025.

Gráfica 26.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario BAU



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

Como se puede apreciar desde la **Gráfica 13** a la **Gráfica 26** podemos notar la importancia de hacer un análisis de una GCR interconectada como es el caso de la GCR Occidental en el SIN, ya que por ejemplo la GCR Occidental en el año 2050 representa un cuarto de la capacidad instalada en todo el SIN y esto tiene un impacto sobre el índice de diversificación que se vincula directamente con el criterio de seguridad energética a la hora de llevar estos escenarios a la toma de decisiones.

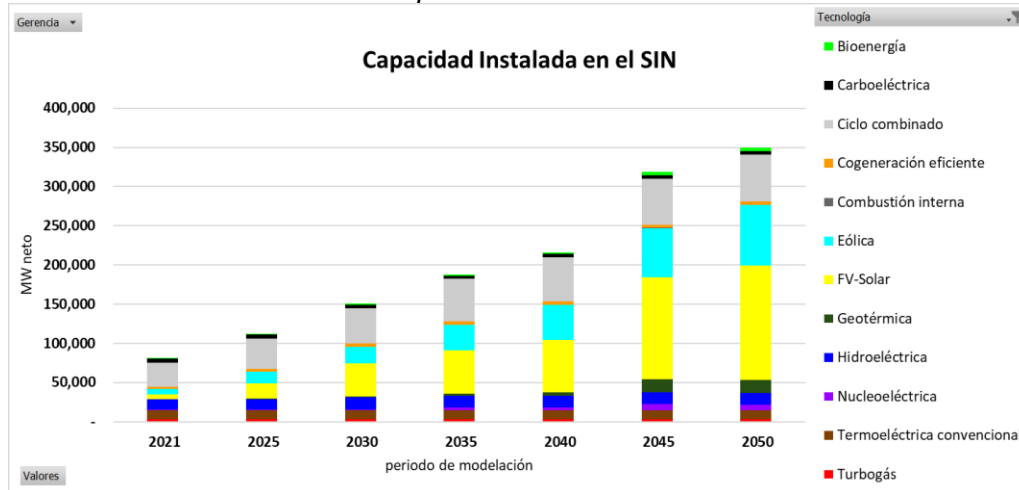
5.3 Escenario 2.- Metas de Energía Limpia (MEL)

Este escenario tiene las mismas consideraciones que el escenario BAU con la diferencia de que el escenario MEL sí toma en cuenta las metas de energía limpia para el SIN.

Los resultados se muestran de la **Gráfica 27** a la **Gráfica 40**:

En la **Gráfica 27** se muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el SIN para el periodo de modelación incluyendo el año base. Se puede apreciar que la capacidad instalada va en aumento, partiendo del año base con 81,324 MW y llegando al año 2050 con 349,719 MW notándose un aumento en la participación de energía FV-solar y eólica. El cumplimiento de la meta de energía limpia implica una adición de capacidad más grande que en el escenario BAU (sin metas de energía limpia), 109,610 MW adicionales para el año 2050.

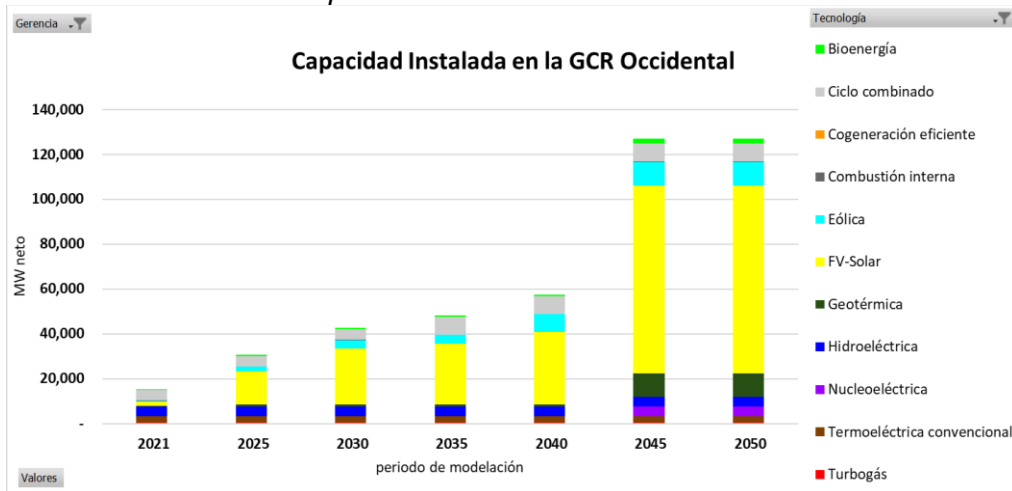
Gráfica 27.- Evolución de la Capacidad Instalada en el SIN del Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 28** se observa la evolución de la capacidad instalada en la GCR Occidental por tipo de tecnología, la cual va en aumento del año base hasta el año 2045, partiendo de 15,033 MW a 127,116 MW para el año 2045 y 2050, notándose un incremento en la energía FV-solar.

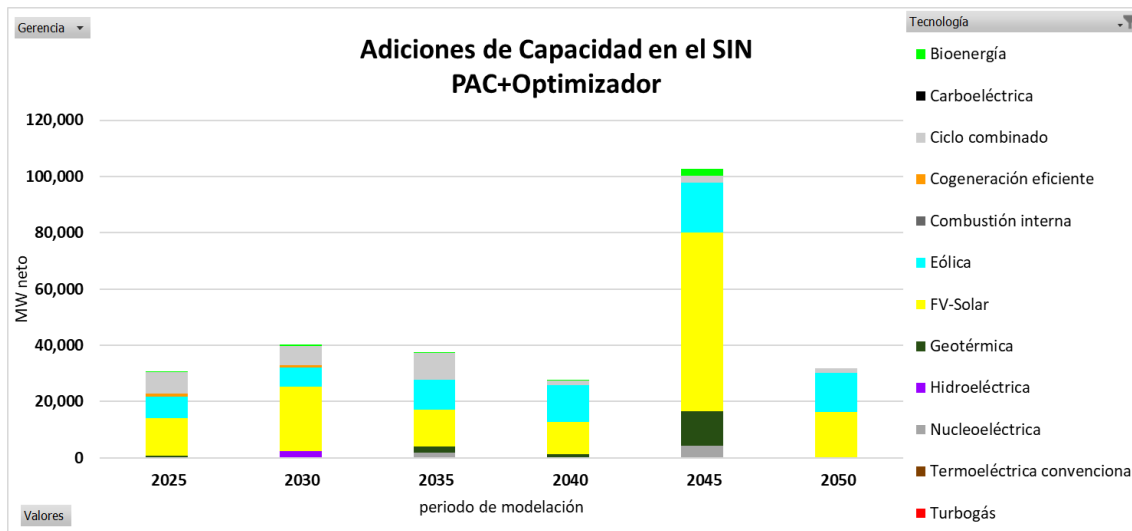
Gráfica 28.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 29**, se muestran las adiciones de capacidad en el SIN por tipo de tecnología las cuales incluyen las adiciones propuestas por el optimizador más el programa de adiciones de capacidad, ambas de manera regional. Cabe destacar que en el año 2045 es donde se tienen mayores adiciones de capacidad mientras que en el año 2040 se tiene la menor adición de capacidad.

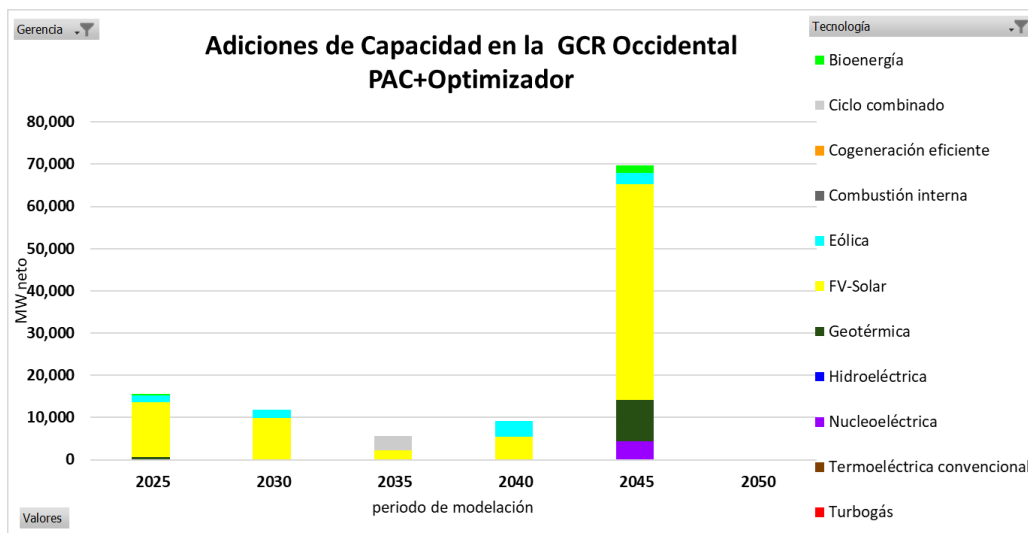
Gráfica 29.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 30** se muestran las adiciones de capacidad en la GCR Occidental por tipo de tecnología tomando en cuenta que están graficadas tanto las adiciones propuestas por el optimizador como las del programa de adiciones de la GCR Occidental. En el año 2045 se tiene la máxima adición de capacidad mientras que en año 2035 se tienen las menores adiciones de capacidad. Y para el año 2050 no se necesitó adicionar capacidad por la adición que se hizo en el año 2045.

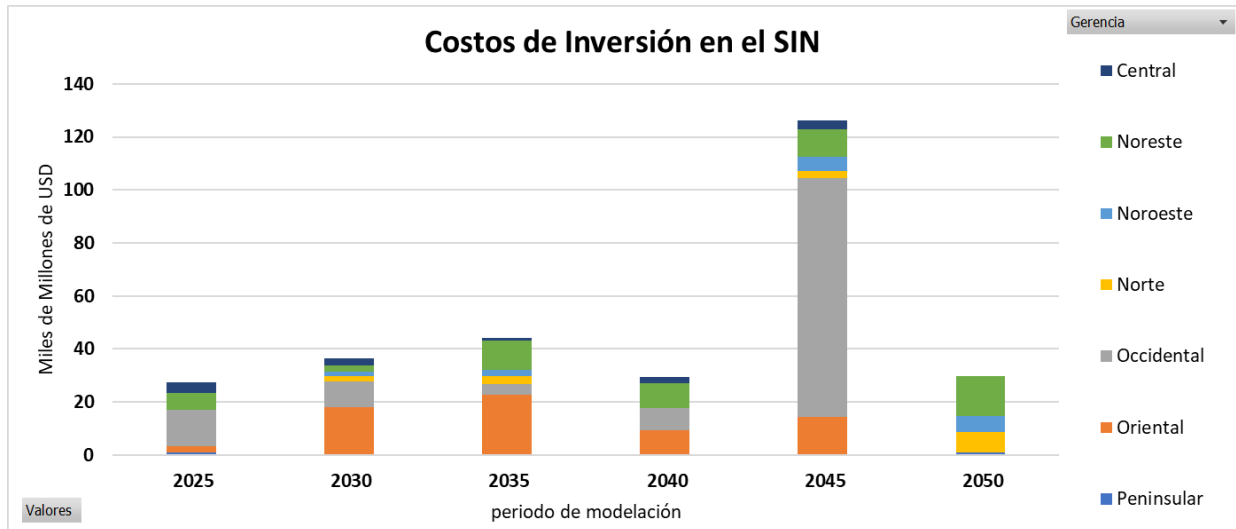
Gráfica 30.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 31** se muestran los costos de inversión del SIN por gerencia de control, notándose que el año en el que se tiene mayores inversiones es en el año 2045 para las regiones Occidental, Oriental y Noreste. Lo cual corresponde a la **Figura 29**, donde se ven las adiciones de capacidad por tipo de tecnología principalmente de FV-solar, eólica y geotérmica.

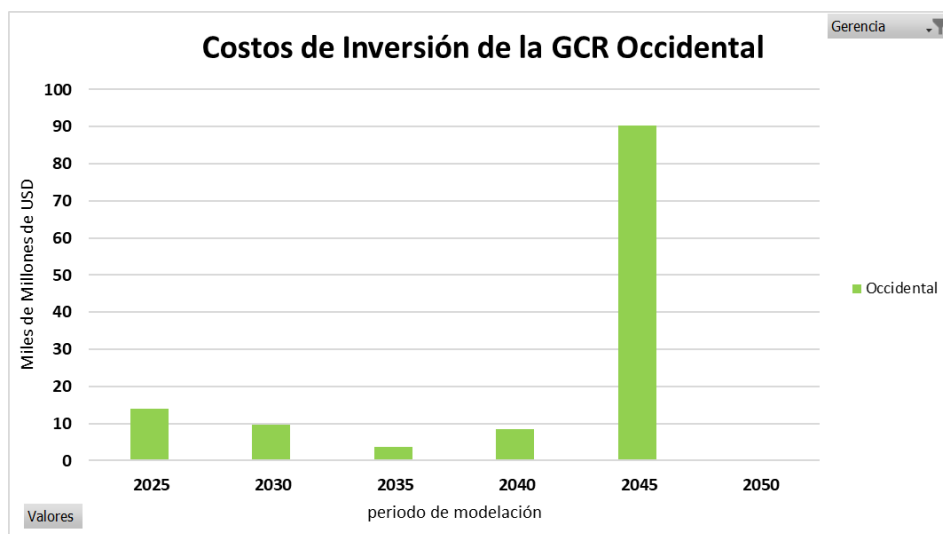
Gráfica 31.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 32** se muestran los costos de inversión de la GCR Occidental, notándose que el año en el que se tiene mayor inversión es en el año 2045 lo cual corresponde a la **Figura 30**, donde se ven las adiciones de capacidad por tipo de tecnología principalmente de FV-solar y geotérmica, mientras que en el año 2050 no se tiene costo de inversión.

Gráfica 32.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario MEL

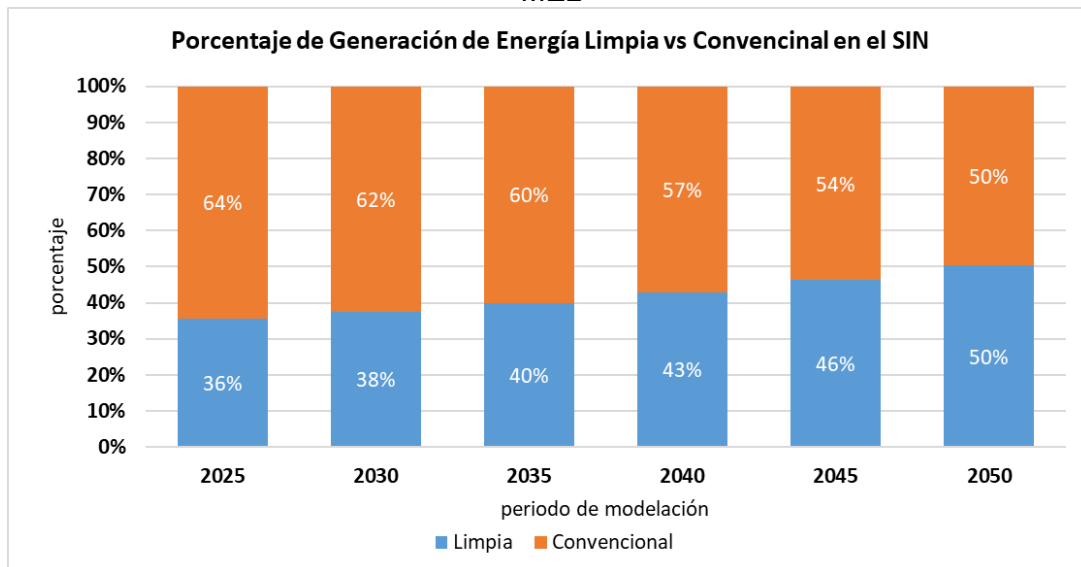


Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 33** se muestra la evolución de la generación de energía limpia vs convencional del SIN en la que se puede apreciar que inicia con un 36% de generación de energía limpia en el año 2025 y

en el año 2050 con un 50%. Cumpliendo con las metas de energía limpia propuestas para el desarrollo del escenario MEL.

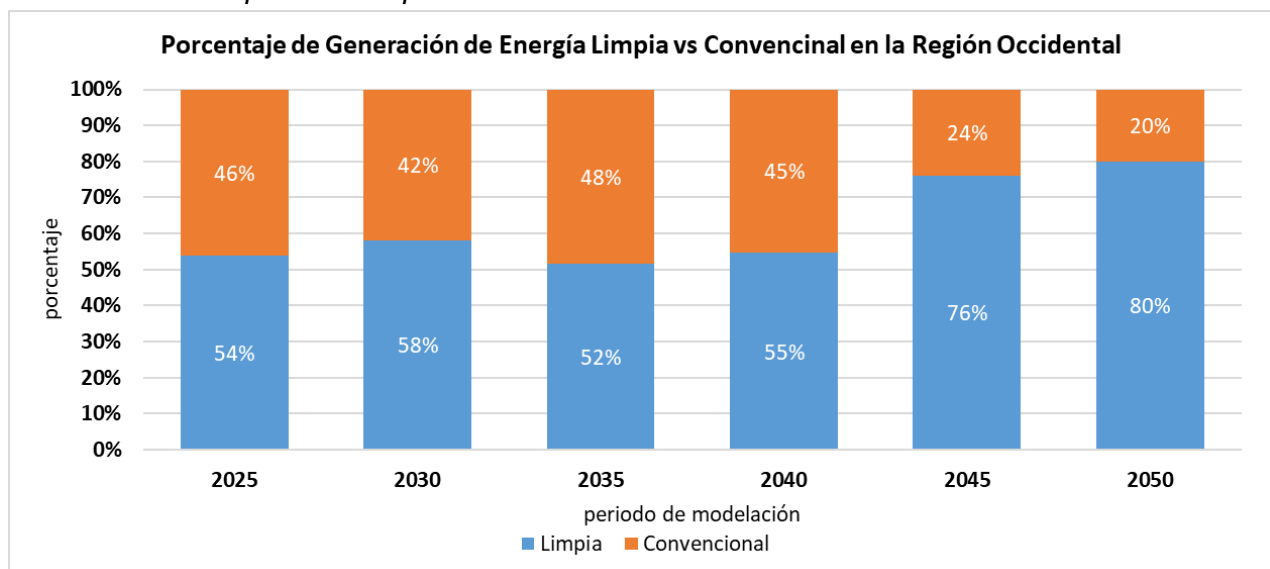
Gráfica 33.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 34** se muestra la evolución de la capacidad instalada limpia vs convencional de la GCR Occidental en la que se puede apreciar que el año 2025 inicia con un 54% de capacidad limpia llegando al año 2050 con un 80% de capacidad limpia.

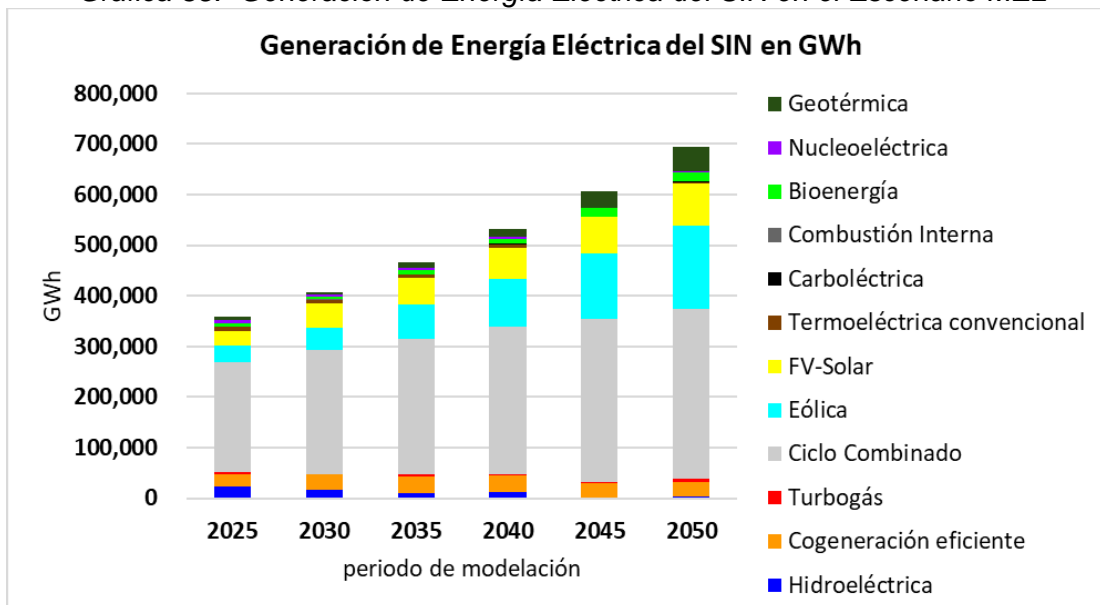
Gráfica 34.- Capacidad Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 35** se observa la generación de energía eléctrica del SIN por tipo de tecnología, la cual podemos ver que va en aumento teniendo un crecimiento significativo en las tecnologías de ciclo combinado, eólica, FV-solar y geotérmica.

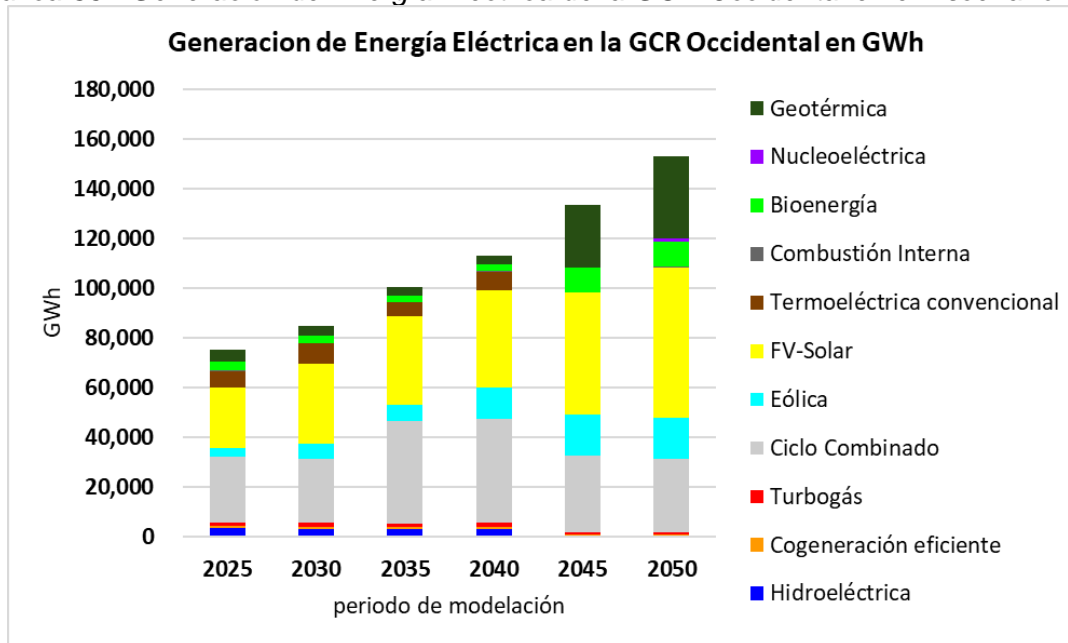
Gráfica 35.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 36** se observa la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en la GCR Occidental, la cual va en aumento para las tecnologías de la energía FV-solar, eólico y geotérmica.

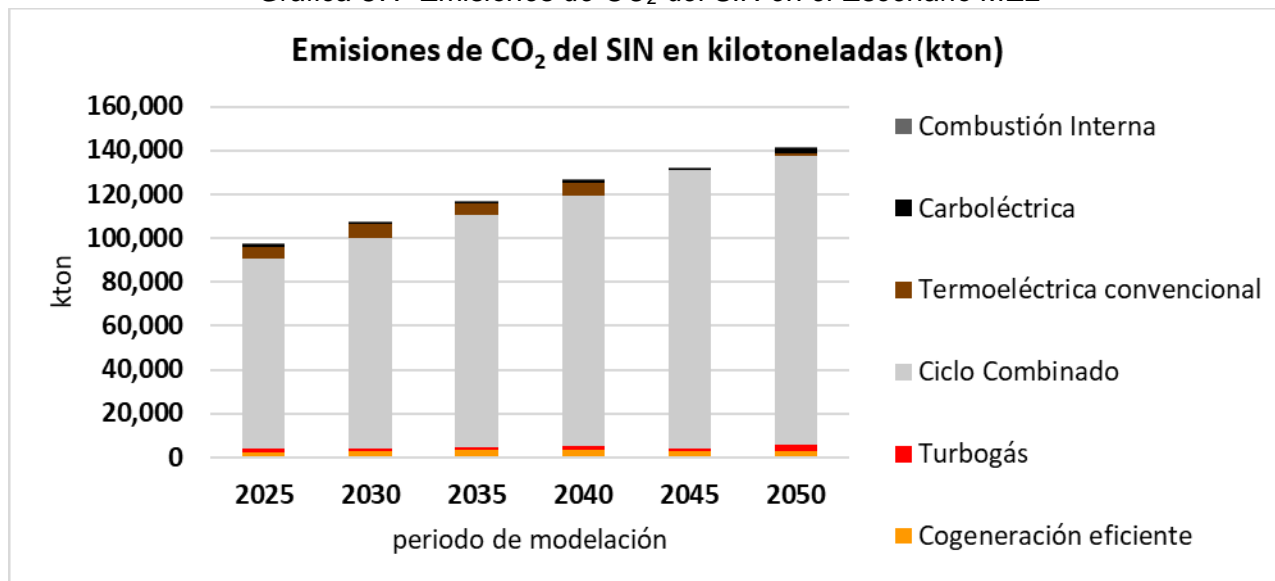
Gráfica 36.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 37** se muestran las emisiones de CO₂ del SIN asociadas a cada tecnología, las cuales van en aumento del 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050, teniendo la mayor participación el ciclo combinado.

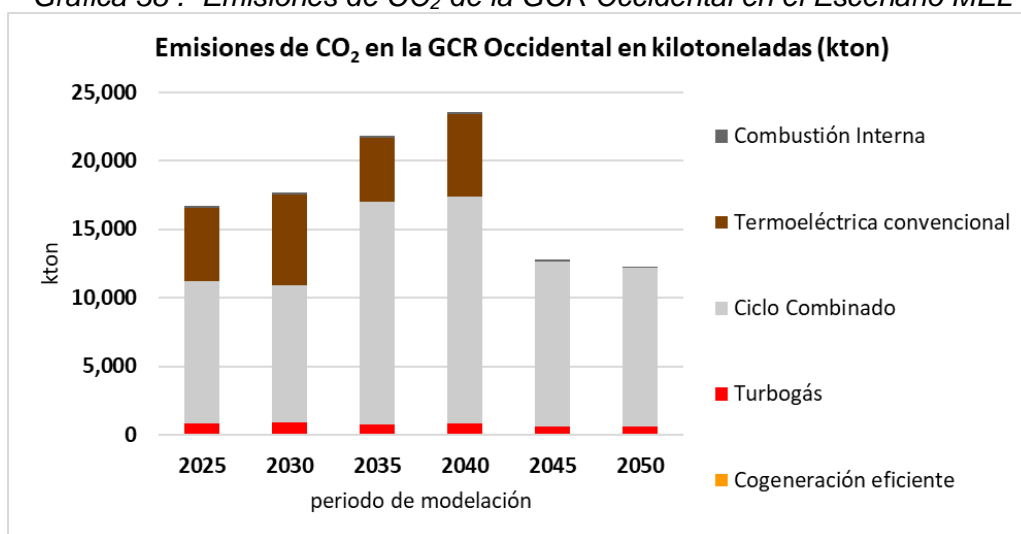
Gráfica 37.- Emisiones de CO₂ del SIN en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 38** se muestran las emisiones de CO₂ de la GCR Occidental por tipo de tecnología las cuales van en aumento del 2025, 2030, 2035 y 2040, pero en el último periodo 2045 y 2050 decrecen las emisiones.

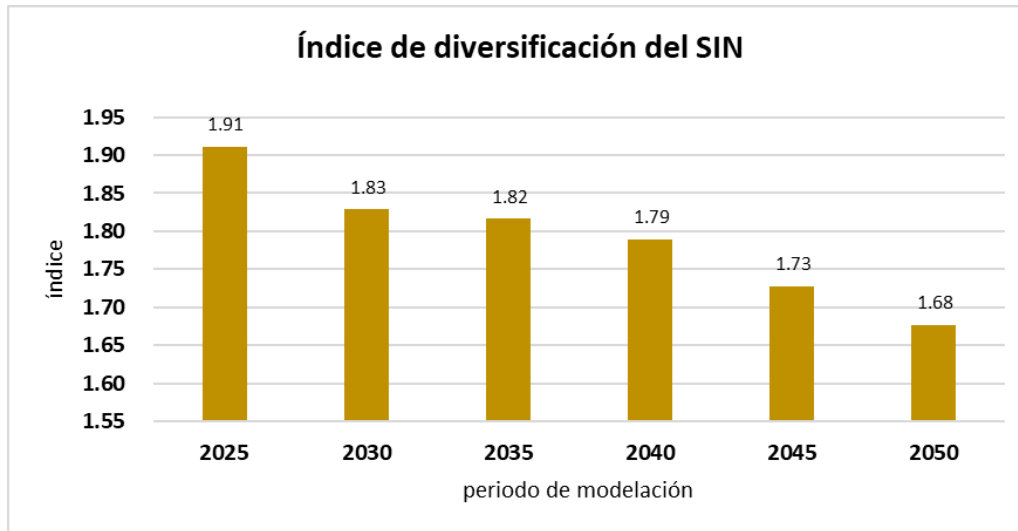
Gráfica 38 .- Emisiones de CO₂ de la GCR Occidental en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 39** se muestra el índice de diversificación del SIN, el cual tiene un comportamiento descendente durante el periodo de modelación, lo cual no es bueno, ya que nos indica que no hay buena diversificación en el SIN, es decir no hay mayor participación de tecnologías al final del periodo de modelación.

Gráfica 39.- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario MEL

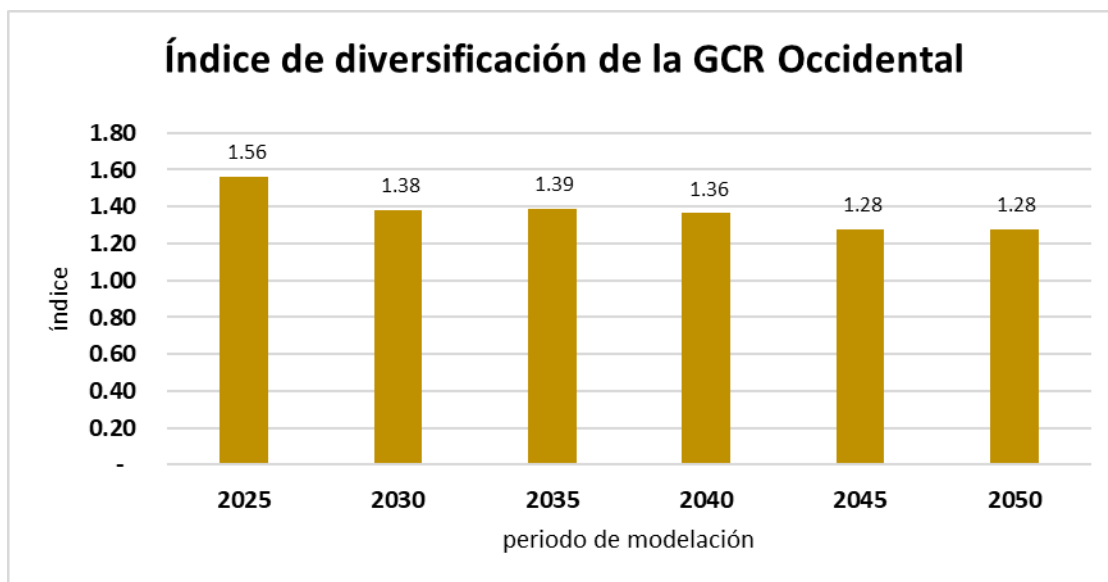


Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 40** se observa el índice de diversificación de la GCR Occidental el cual disminuye poco a poco durante el periodo de modelación, llegando al 2050 con un valor de 1.28.

La disminución del índice de diversificación no es buena debido a que se tiene una menor participación de tecnologías en el mix de capacidad de la GCR Occidental para el año 2050 con respecto al año 2025.

Gráfica 40.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

Como se puede apreciar de la **Gráfica 27** a la **Gráfica 40** podemos notar la importancia de hacer un análisis de una GCR interconectada como es el caso de la GCR Occidental en el SIN con metas de energía limpia, ya que por ejemplo la GCR Occidental en el año 2050 representa casi un tercio de la capacidad instalada en todo el SIN y esto tiene un impacto sobre el índice de diversificación que se

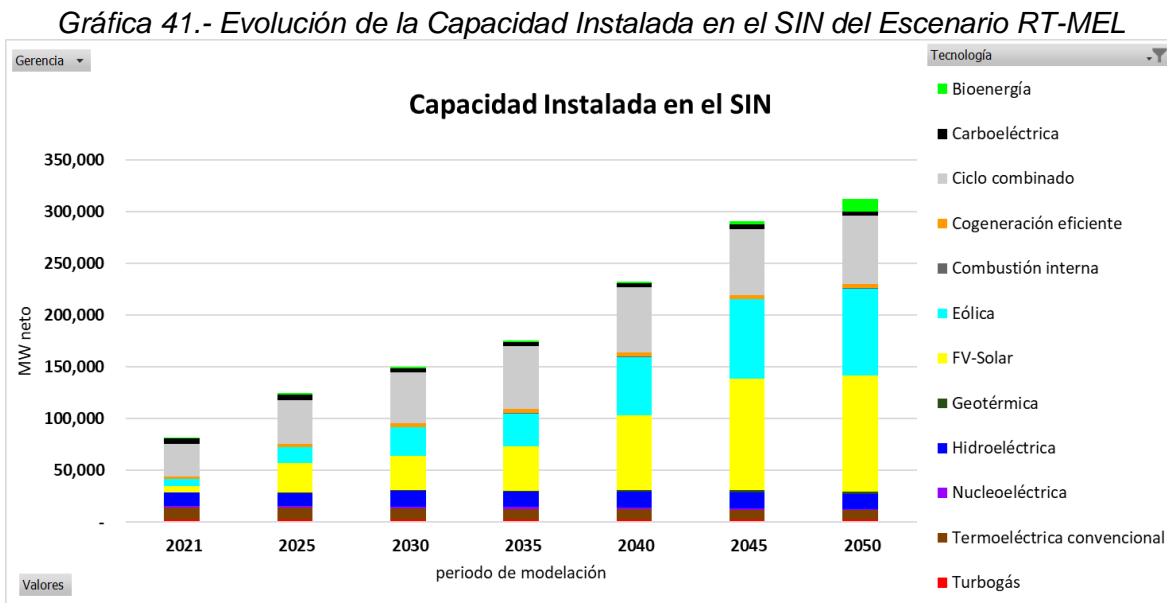
vincula directamente con el criterio de seguridad energética a la hora de llevar estos escenarios a la toma de decisiones.

5.4 Escenario 3.- Meta de Energía Limpia y Retiro de Termoeléctricas en la Gerencia de Control Regional Occidental (RT-MEL)

Este escenario tiene las mismas consideraciones que el escenario MEL con la diferencia de que el escenario RT-MEL retira la capacidad instalada de la tecnología termoeléctrica de manera paulatina en la GCR Occidental para analizar su impacto en el SIN.

Los resultados se muestran de la **Gráfica 41** a la **Gráfica 54**:

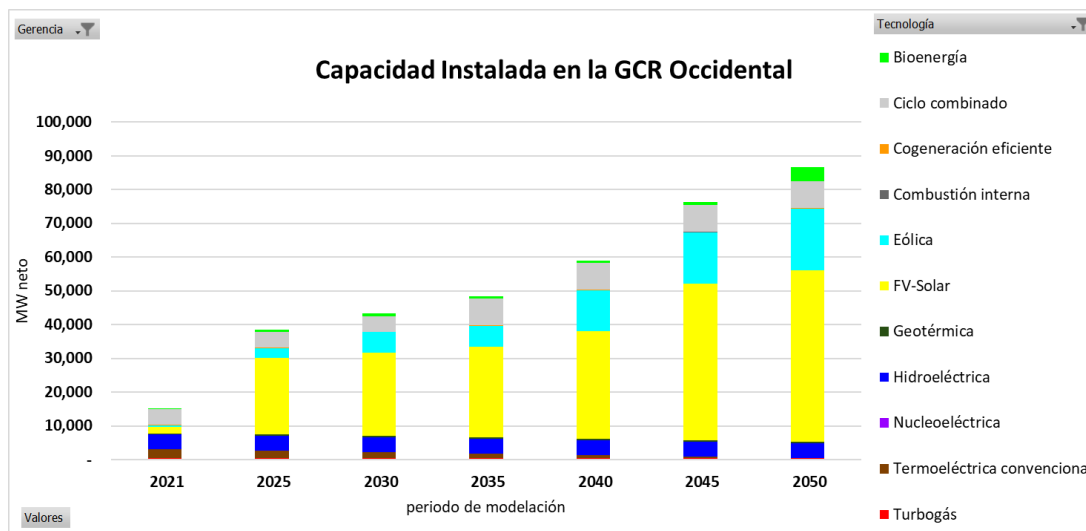
En la **Gráfica 41** se muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el SIN para el periodo de modelación incluyendo el año base. Se puede apreciar que la capacidad instalada va en aumento, partiendo del año base con 81,324 MW y llegando al año 2050 con 312,293 MW, teniendo un importante crecimiento en energía FV-solar, eólica y ciclo combinado.



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 42** se observa la evolución de la capacidad instalada en la GCR Occidental por tipo de tecnología, la cual va en aumento del año base hasta el año 2050, partiendo de 15,033 MW a 86,615 MW, teniendo un aumento significativo de energía FV-solar, eólica.

Gráfica 42.- Evolución de la Capacidad Instalada en la GCR Occidental del Escenario RT-MEL

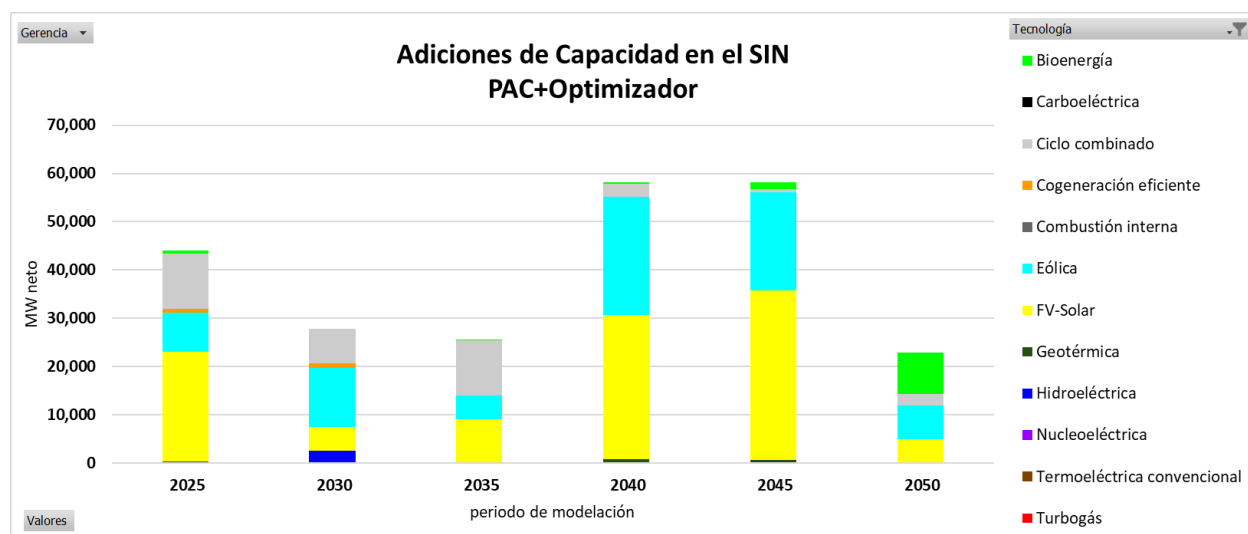


Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 43**, se muestran las adiciones de capacidad en el SIN por tipo de tecnología las cuales incluyen las adiciones propuestas por el optimizador más el programa de adiciones de capacidad, ambas de manera regional.

Cabe destacar que en el año 2040 y 2045 se tienen mayores adiciones de capacidad mientras que en el año 2050 se tiene la menor adición de capacidad.

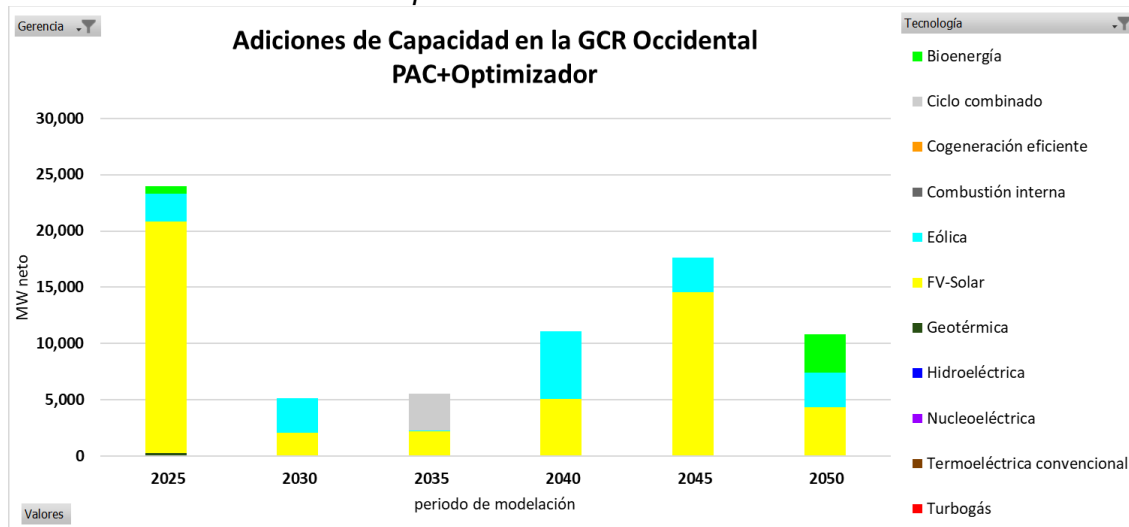
Gráfica 43.- Adiciones de Capacidad en el SIN del Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 44** se muestran las adiciones de capacidad en la GCR Occidental por tipo de tecnología tomando en cuenta que están graficadas tanto las adiciones propuestas por el optimizador como las del programa de adiciones de la GCR Occidental. En el año 2025 se tiene la máxima adición de capacidad mientras que en año 2030 se tienen las menores adiciones de capacidad.

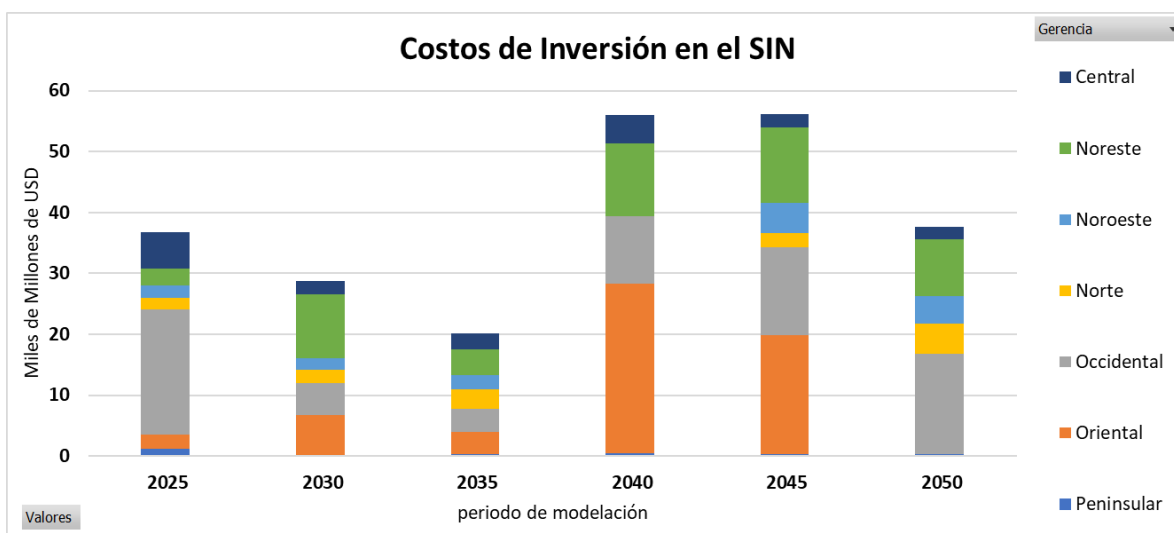
Gráfica 44.- Adiciones de Capacidad en la GCR Occidental del Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 45** se muestran los costos de inversión del SIN por gerencia de control, notándose que el año en el que se tiene mayores inversiones es en el año 2040 y 2045 principalmente para la GCR Oriental, lo cual corresponde a la **Gráfica 43** donde se ven las adiciones de capacidad por tipo de tecnología, mientras que el año con menor inversión es el 2035.

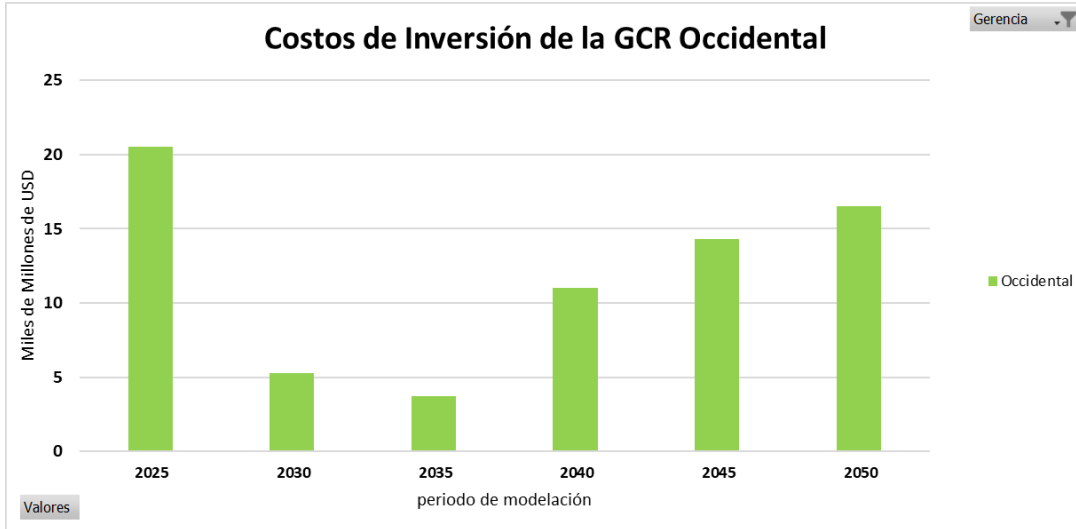
Gráfica 45.- Costos de Inversión del SIN en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 46** se muestran los costos de inversión de la GCR Occidental, notándose que el año en el que se tiene mayor inversión es en el año 2025 lo cual corresponde a la **Gráfica 44**, donde se ven las adiciones de capacidad por tipo de tecnología principalmente de FV-solar, mientras que en el año 2035 se tiene el menor costo de inversión.

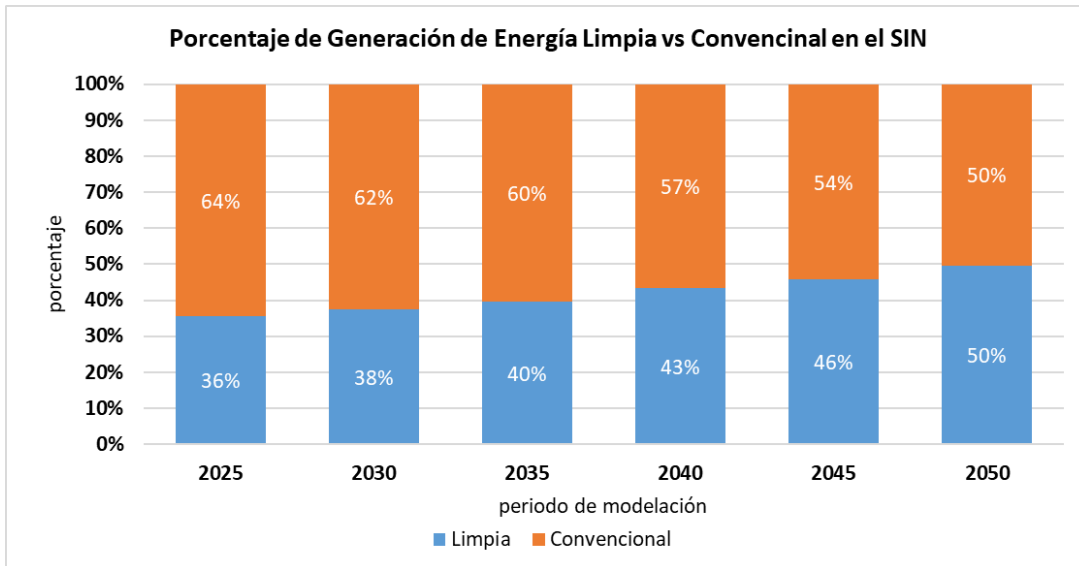
Gráfica 46.- Costos de Inversión de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 47** se muestra la evolución de la generación de energía limpia vs convencional del SIN en la que se puede apreciar que inicia con un 36% de generación de energía limpia en el año 2025 y en el año 2050 con un 50%. Cumpliendo con las metas de energía limpia propuestas para el desarrollo del escenario RT-MEL.

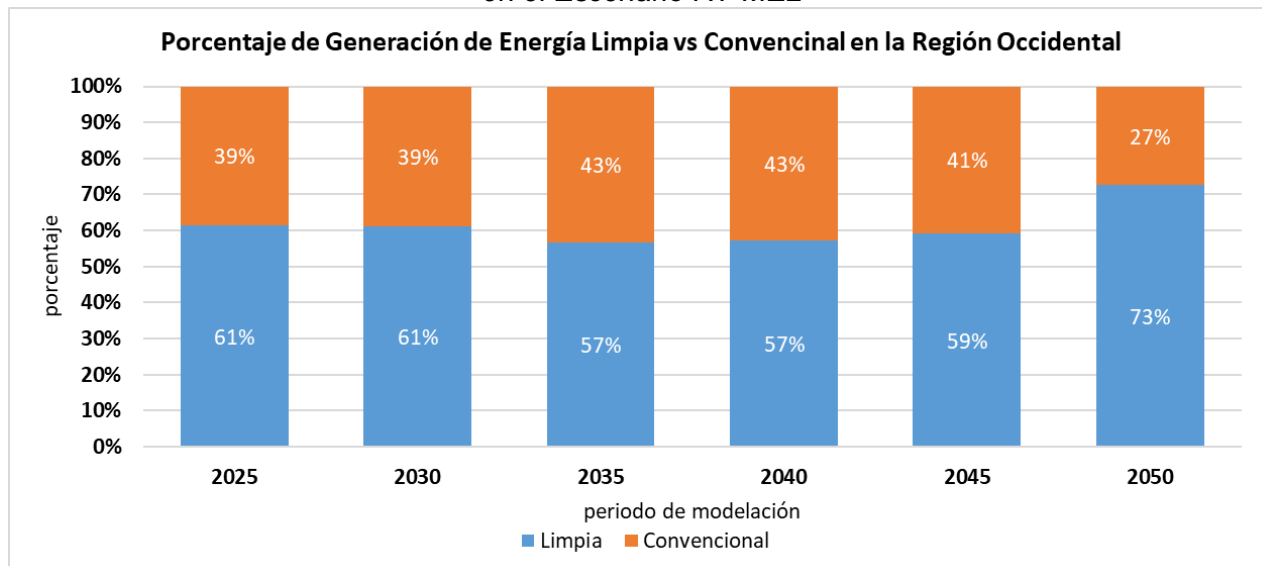
Gráfica 47.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional del SIN en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 48** se muestra la evolución de la generación de energía limpia vs convencional de la GCR Occidental en la que se puede apreciar que inicia con un 61% de generación de energía limpia en el año 2025 llegando al año 2050 con un 73%.

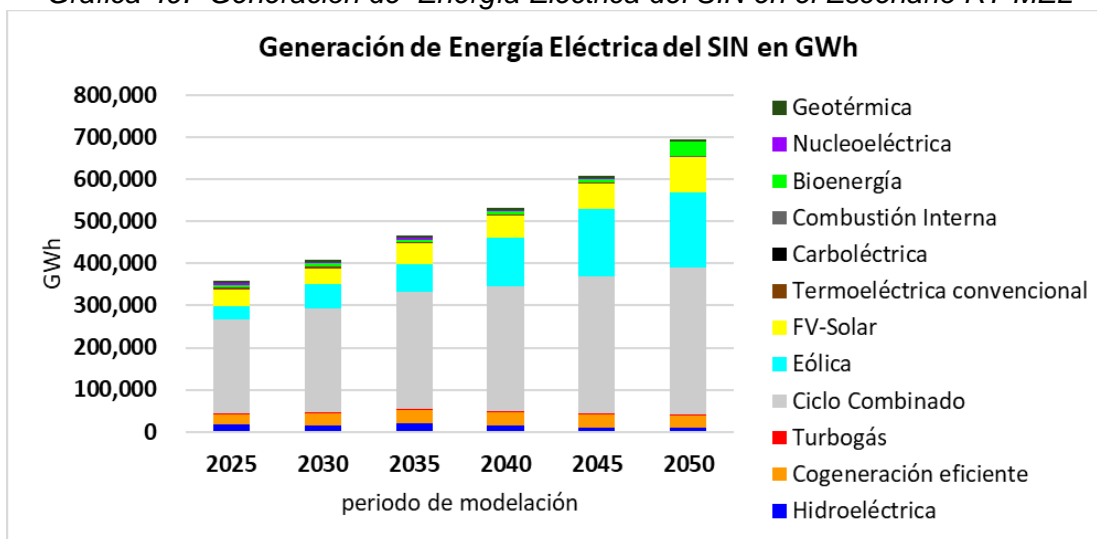
Gráfica 48.- Porcentaje de Generación de Energía Limpia vs Convencional de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 49** se observa la generación de energía eléctrica del SIN por tipo de tecnología, la cual podemos ver que va en aumento con un incremento de participación del ciclo combinado, eólica y FV-solar.

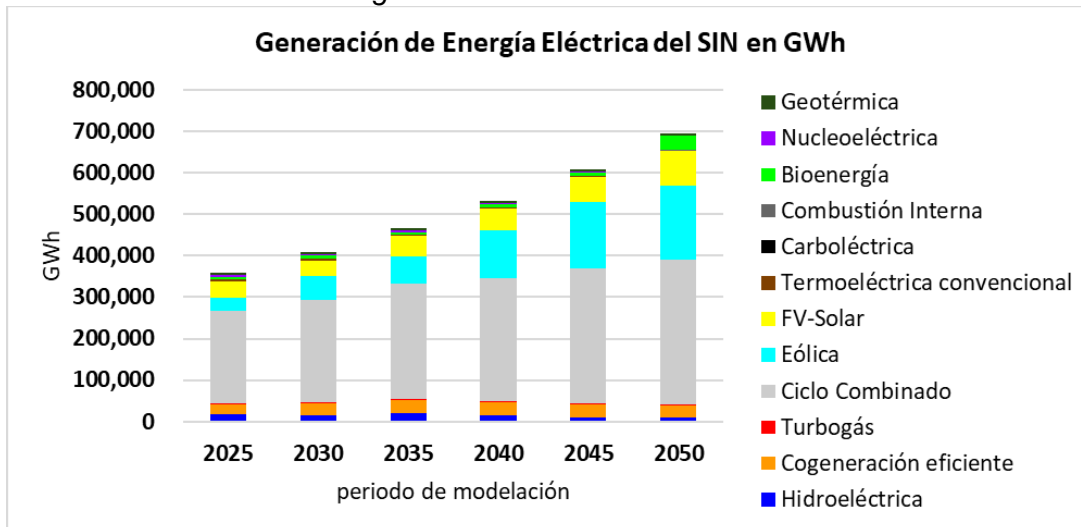
Gráfica 49.- Generación de Energía Eléctrica del SIN en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 50** se observa la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en la GCR Occidental va en aumento principalmente por las tecnologías FV-solar, eólica y ciclo combinado.

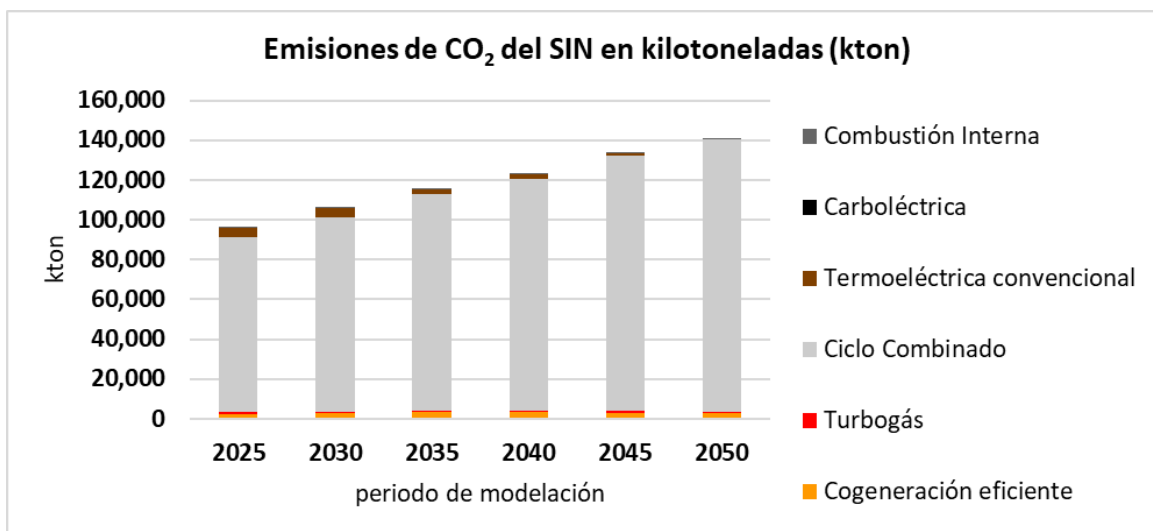
Gráfica 50.- Generación de Energía Eléctrica de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 51** se muestran las emisiones de CO₂ del SIN asociadas a cada tecnología, las cuales van en aumento durante todo el periodo de modelación, teniendo mayor participación de emisiones la tecnología de ciclo combinado.

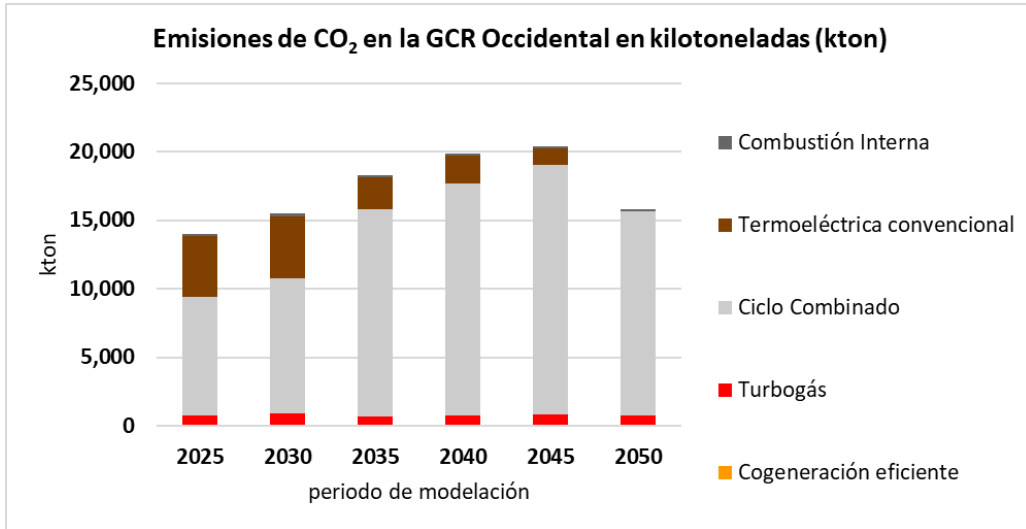
Gráfica 51.- Emisiones de CO₂ del SIN en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 52** se muestran las emisiones de CO₂ producidas por la GCR Occidental por tipo de tecnología las cuales van en aumento desde el 2025, 2030, 2035 y 2045, teniendo mayor participación la tecnología de ciclo combinado. Mientras que en el año 2050 hay una disminución de las emisiones de CO₂.

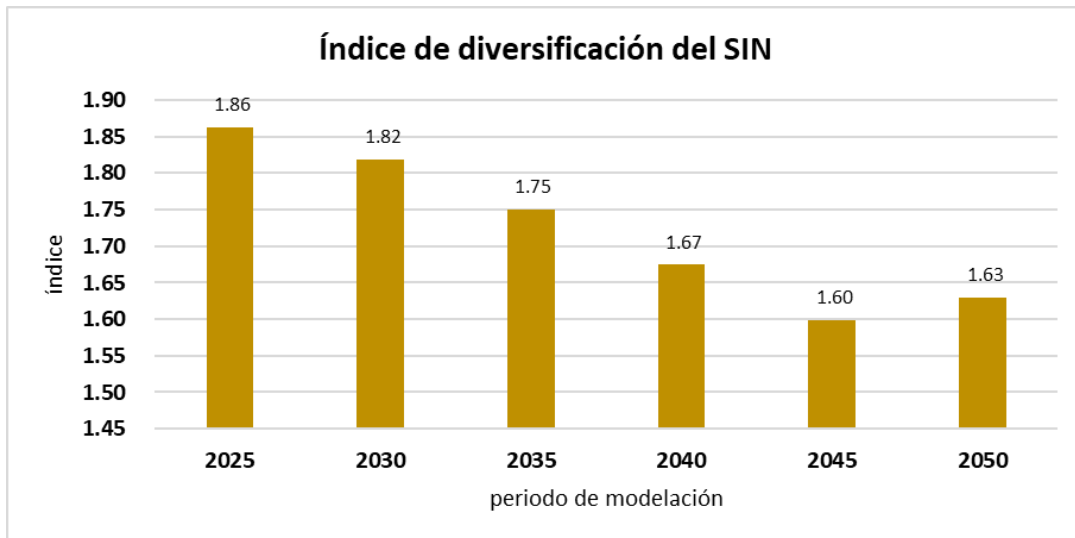
Gráfica 52.- Emisiones de CO₂ de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo MC

En la **Gráfica 53** se muestra el índice de diversificación del SIN, el cual tiene un comportamiento descendente del año 2025 al año 2045, lo cual indica que no se está diversificando el SIN en ese periodo, mientras que del año 2045 al 2050 aumenta un poco el índice de diversificación. No es bueno que la diversificación del SIN disminuya, ya que hay menor participación de tecnologías al final del periodo de modelación.

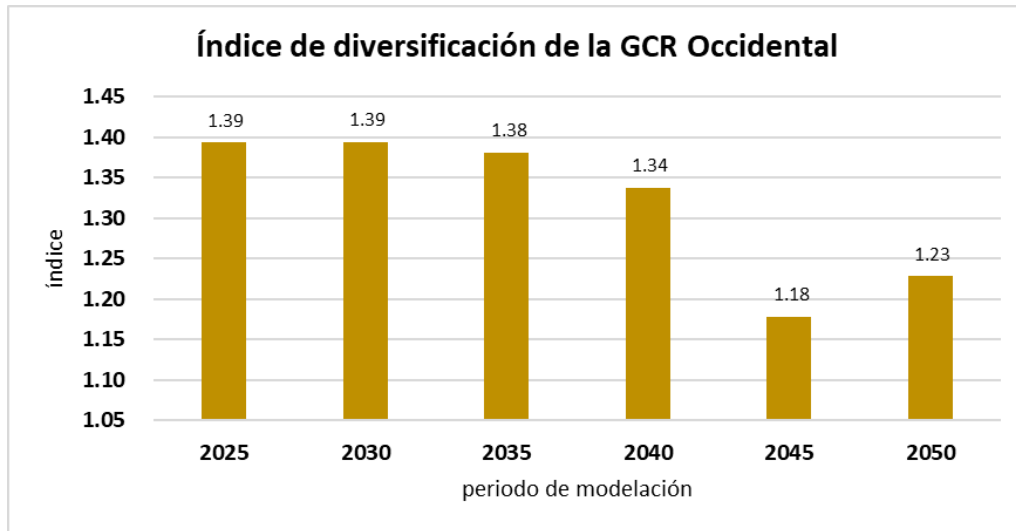
Gráfica 53.- Índice de Diversificación del SIN en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

En la **Gráfica 54** se observa el índice de diversificación de la GCR Occidental el cual permanece casi constante durante el 2025 al 2035, disminuyendo poco a poco hasta llegar a 1.23 en el año 2050. No es bueno que disminuya el índice de diversificación y esto es debido a que se tiene una menor participación de tecnologías en el mix de capacidad de la GCR Occidental.

Gráfica 54.- Índice de Diversificación de la GCR Occidental en el Escenario RT-MEL



Fuente: Elaboración propia con la salida del modelo CAP

Como se puede apreciar de la **Gráfica 41** a la **Gráfica 54** podemos notar la importancia de hacer un análisis de una GCR interconectada como es el caso de la GCR Occidental en el SIN con metas de energía limpia y retiro de la tecnología termoeléctrica en la GCR Occidental, ya que por ejemplo esta GCR Occidental en el año 2050 representa un poco más del tercio de la capacidad instalada en todo el SIN y esto tiene un impacto sobre el índice de diversificación que se vincula directamente con el criterio de seguridad energética a la hora de llevar estos escenarios a la toma de decisiones.

Capítulo 6

Aplicación de la Metodología KIND

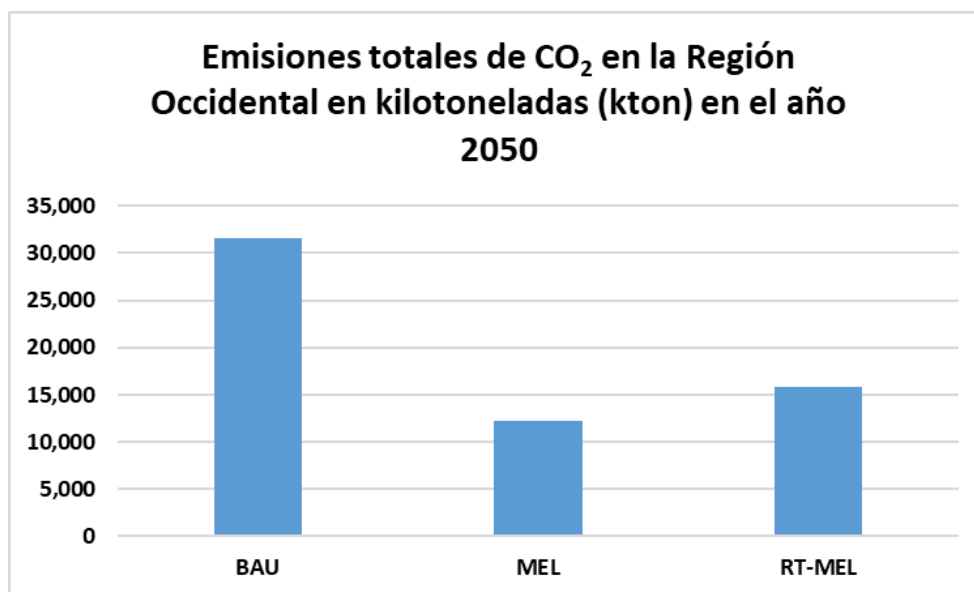
6.1 Comparación de los Indicadores Clave

Como se mostró en la sección 4.3 los indicadores clave seleccionados para comparar los escenarios son:

- El índice de diversificación de la capacidad instalada en el 2050
- Importación de electricidad a la GCR Occidental en el 2050 en el enlace Oriental-Occidental
- Factor de costo de generación de energía eléctrica en el 2050
- El costo acumulado de inversión en el periodo de modelación
- Emisiones de CO₂ de la GCR Occidental en el año 2050
- La capacidad instalada de energía limpia en el 2050
- Empleos generados por construcción en el periodo de modelación

En la **Gráfica 55** se muestran las emisiones de CO₂ en la GCR Occidental donde se puede observar que para el año 2050 son más grandes en el escenario BAU, seguidas del escenario RT-MEL y la menor cantidad de emisiones la tiene el escenario MEL.

Gráfica 55.- Emisiones Totales de CO₂ de la GCR Occidental en [kton] en el 2050



Fuente: Elaboración propia con salidas del modelo MC

Cabe destacar que cada una de estas áreas de evaluación pertenecen a la GCR Occidental, con lo cual se construyó la **Tabla 8** aplicando la metodología KIND explicada en el capítulo 4.

Tabla 8.- Tabla de Desempeño de Alternativas de la Metodología KIND a la GCR Occidental

Objetivo Global	Objetivos de alto nivel	Indicadores Clave	Descripción de los Indicadores Clave	Unidad	Valor mínimo	Valor máximo	BAU	MEL	RT-MEL
Transición energética sostenible de la región occidental	Seguridad energética	Diversificación	Diversificación de la capacidad en el 2050	índice	1.23	1.47	1.47	1.28	1.23
		Importación	Importación de electricidad a la Región Occidental en el 2050 Enlace Oriental-Occidental	MWh	0.00	1,015,280.52	228,067	0	1,015,281
	Equidad energética	Economía Generación	Factor de costo de generación de energía eléctrica en el 2050	USD/MWh	8.00	16.80	16.80	10.36	8.00
		Economía Inversión	Costo acumulado de inversión del periodo de modelación	miles de millones de USD	56.84	125.95	56.84	125.95	71.40
	Sustentabilidad ambiental	Emisiones	Emisiones de CO ₂ en el 2050	kilotoneladas (kton)	12,272.72	31,618.19	31,618	12,273	15,799
		Energía Limpia	Capacidad instalada de energía limpia en el 2050	fracción	0.83	0.91	0.83	0.91	0.90
	Beneficios Sociales	Generación de Empleos	Empleos generados por construcción en el periodo de modelación	empleos	907.06	2,013.82	907	2,014	1,693

Fuente: Elaboración propia

La columna 1 “Objetivo global” hace referencia al caso de estudio que es la transición energética sostenible de la GCR Occidental.

La columna 2 “Objetivos de alto nivel” hace referencia a los criterios para evaluar los escenarios prospectivos seleccionados en la sección 4.3.

La columna 3 “Indicadores Clave” hace referencia a las áreas de evaluación descritos en la sección 4.3.

La columna 4 “Descripción de los indicadores clave” hace referencia al nombre completo de las áreas de evaluación mostradas en la columna 3.

La columna 5 “Unidad” hace referencia a las unidades de medidas con las que se reportan los valores numéricos de cada uno de los indicadores clave.

Las columnas 6 “Valor mínimo” y 7 “Valor máximo” hacen una búsqueda dinámica de los valores numéricos relativos a cada indicador clave del escenario en cuestión.

Las columnas 8 “BAU”, 9 “MEL” y 10 “RT-MEL” hacen referencia a los valores numéricos resultado del proceso de optimización para el escenario en cuestión.

En la **Tabla 9** se muestran los pesos seleccionados para cada uno de los indicadores clave a analizar, así como el proceso de normalización de los resultados numéricos provenientes de la **Tabla 8**.

Con respecto a la columna 2 “Pesos” cabe destacar que la suma de los siete renglones correspondientes a los indicadores clave debe sumar uno. En este primer ejercicio de análisis se le da un peso equitativo (1/7) a cada uno de los indicadores clave. Los valores anteriores pueden cambiar de acuerdo con el interés del tomador(es) de decisión(es).

Con respecto a la columna 3 “Objetivo” se muestra si el objetivo del indicador clave es maximizar o minimizar su valor numérico. En este análisis se quiere maximizar la diversificación de la capacidad instalada en el 2050, la capacidad instalada de energía limpia en el 2050 y la generación de empleos por construcción en el periodo de modelación. Y se busca minimizar la importación de electricidad en el 2050 en el enlace Oriental-Occidental, el factor de costo de generación de energía eléctrica en el 2050, el costo acumulado de inversión del periodo de modelación y las emisiones de CO₂ en el 2050.

Tabla 9.- Pesos Relativos a los Indicadores Clave de la Metodología KIND y Valores Normalizados

Indicadores Clave	Pesos	Objetivo	BAU	MEL	RT-MEL
Diversificación	0.14	max	1.00	0.21	0.00
Importación	0.14	min	0.78	1.00	0.00
Economía Generación	0.14	min	0.00	0.73	1.00
Economía Inversión	0.14	min	1.00	0.00	0.79
Emisiones	0.14	min	0.00	1.00	0.82
Energía Limpia	0.14	max	0.00	1.00	0.88
Generación de Empleos	0.14	max	0.00	1.00	0.71

Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 8

6.2 Resultados Finales

Una vez aplicada la metodología KIND se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 10**, los cuales nos indican de manera global que el mejor escenario tomando en consideración los indicadores clave anteriormente mencionados y sus pesos, es el escenario MEL con un valor de 0.71, seguido del escenario RT-MEL con un valor de 0.60 y finalmente el escenario BAU con un valor de 0.40.

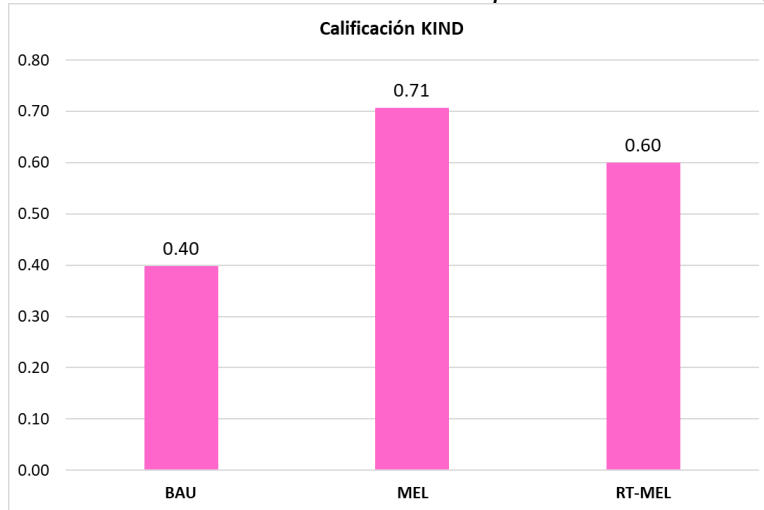
Tabla 10.- Resultados Finales de la Metodología KIND

Resultados	BAU	MEL	RT-MEL
Función de valor multiatributo	0.40	0.71	0.60
Diversificación	0.14	0.03	0.00
Importación	0.11	0.14	0.00
Economía Generación	0.00	0.10	0.14
Economía Inversión	0.14	0.00	0.11
Emisiones	0.00	0.14	0.12
Energía Limpia	0.00	0.14	0.13
Generación de Empleos	0.00	0.14	0.10

Fuente: Elaboración propia

Gráficamente el resultado de la aplicación de la metodología KIND se puede observar en la **Gráfica 56**.

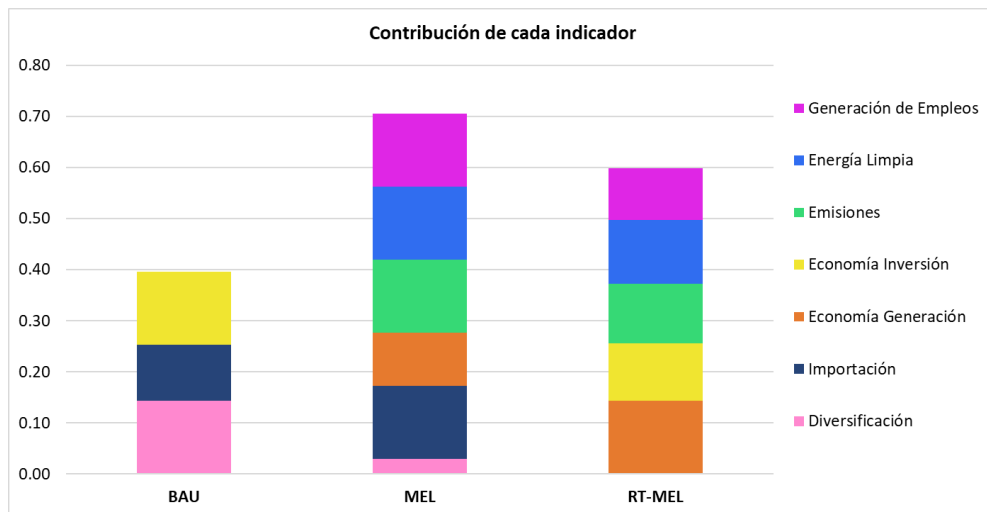
Gráfica 56.- Calificación de cada Escenario Aplicando la Metodología KIND



Fuente: Elaboración propia

Así mismo los resultados de la **Tabla 10** con fondo blanco nos ayudan a construir la gráfica de la **Gráfica 57** la cual nos dice la contribución numérica de cada indicador clave del resultado global para el escenario en cuestión.

Gráfica 57.- Contribución de cada Área de Evaluación al Resultado Global de la Aplicación de la Metodología KIND



Fuente: Elaboración propia

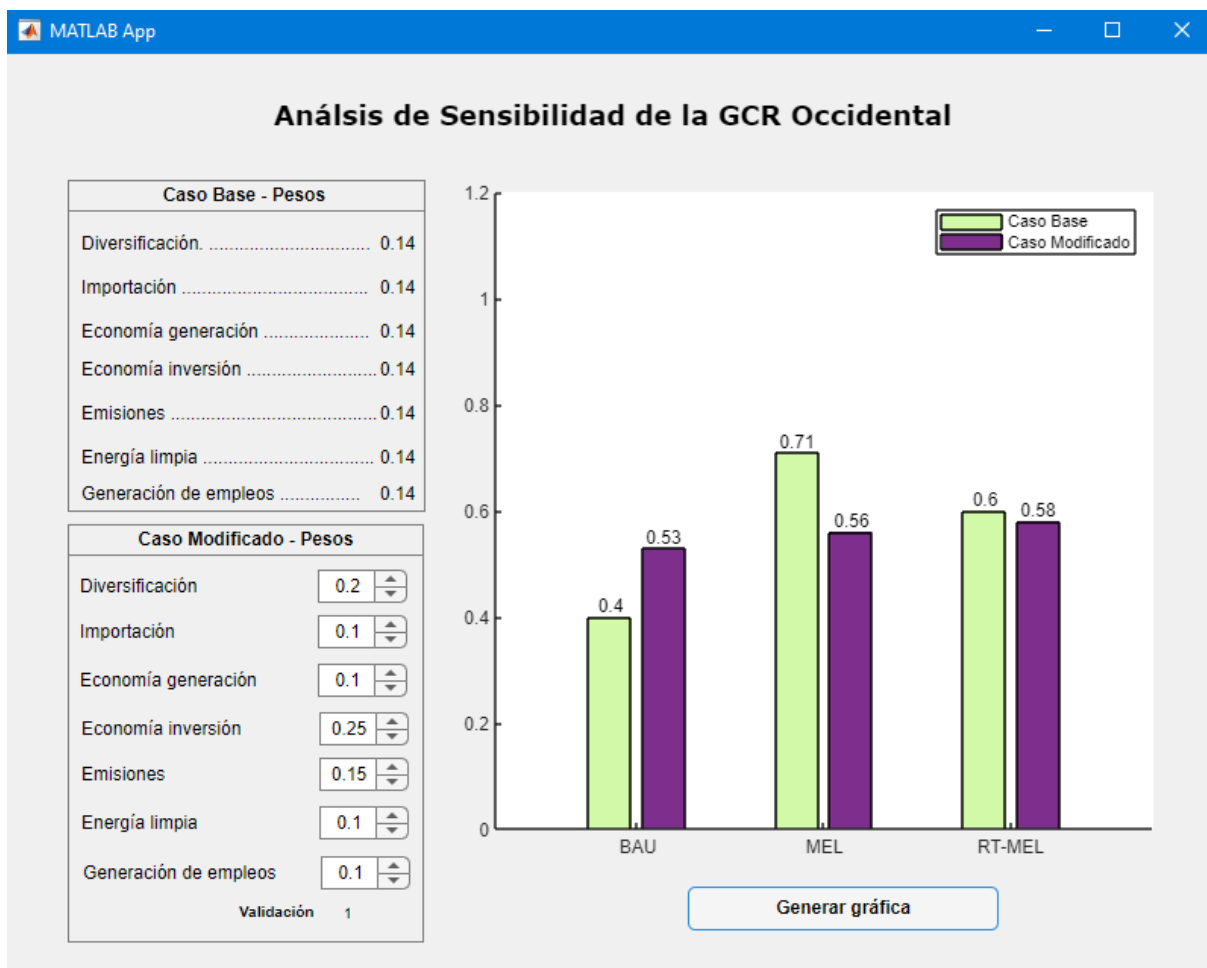
Capítulo 7

Software de visualización para el análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad en la toma de decisiones es un proceso crucial, ya que nos permite ponderar todas las posibilidades asociadas a las áreas de evaluación resultantes de los escenarios en cuestión, es por ello que se realizó un software de visualización para dicha tarea, donde podemos tomar como referencia un caso base y a partir de éste variar los pesos de las áreas de evaluación clave para dar una calificación global a los escenarios.

A continuación, en la **Figura 6** se muestra la estructura general del software de visualización, así como las secciones que lo componen.

Figura 6.- Software de Visualización para el Análisis de Sensibilidad



Fuente: Elaboración propia con el software de visualización

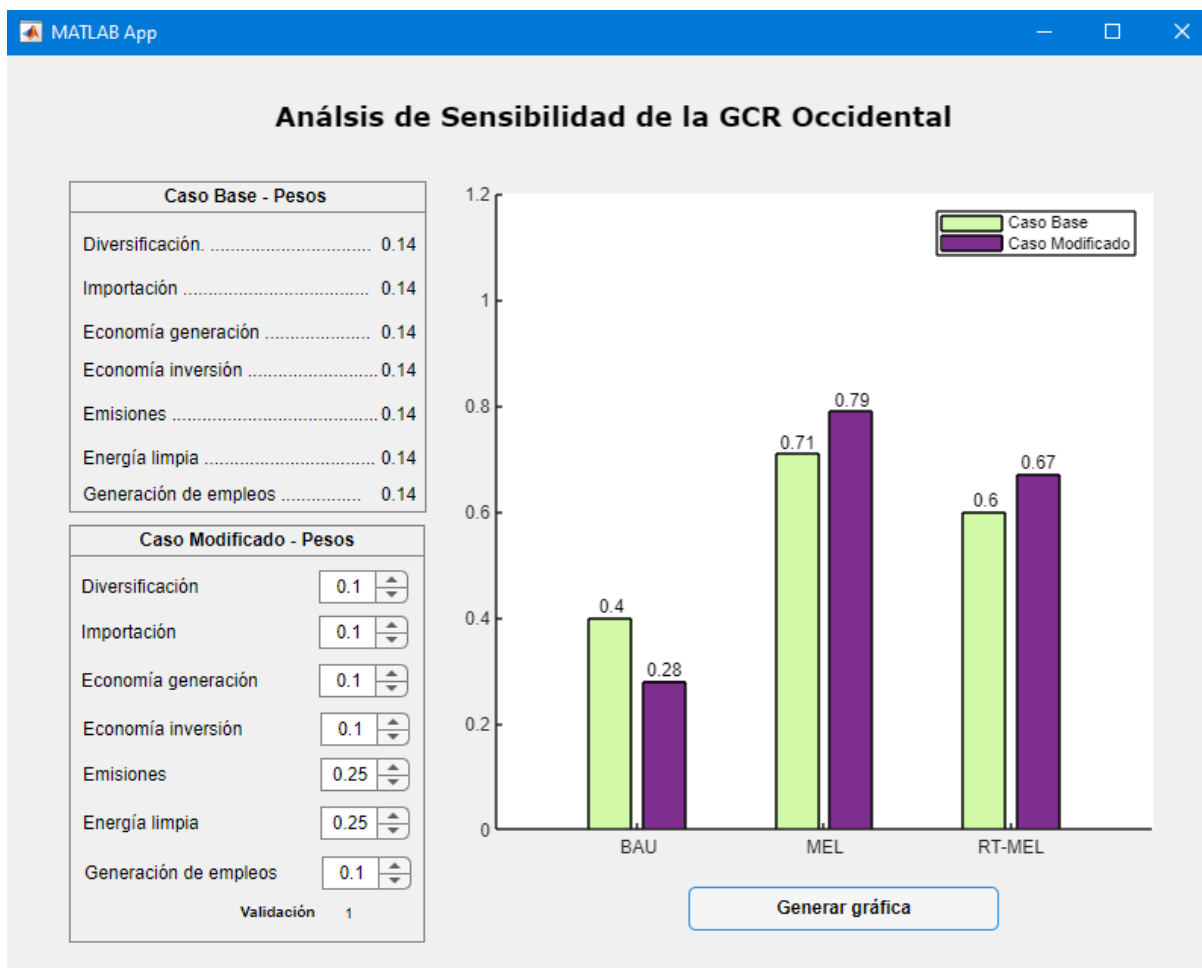
Este software de visualización está programado con AppDesigner de Matlab 2022b, bajo el paradigma de programación orientado a eventos, tomando como paso inicial la carga de los pesos del caso base que se puede apreciar en el panel situado en la esquina superior izquierda. También, tenemos el panel de la esquina inferior izquierda, el cual nos permite generar un nuevo caso con los pesos que se deseen analizar, siempre y cuando la suma de estos sea igual a 1.

Para generar la gráfica procedemos a presionar el botón “Generar gráfica” situado en la parte inferior derecha, el cual nos generará una gráfica de barras la cual compara la calificación de cada escenario del caso base contra el nuevo caso que se generó.

7.1 Análisis de Sensibilidad con Enfoque Sustentable Ambiental

En este análisis se dará mayor peso a las áreas de evaluación referentes a la sustentabilidad ambiental, las cuales son emisiones y energía limpia, dándole un peso de 0.25 a cada área de evaluación, dejando a las otras áreas con pesos equitativos que sumados cubran el 0.5 faltante.

Figura 7.- Resultado de Análisis de Sensibilidad con Enfoque Sustentable Ambiental



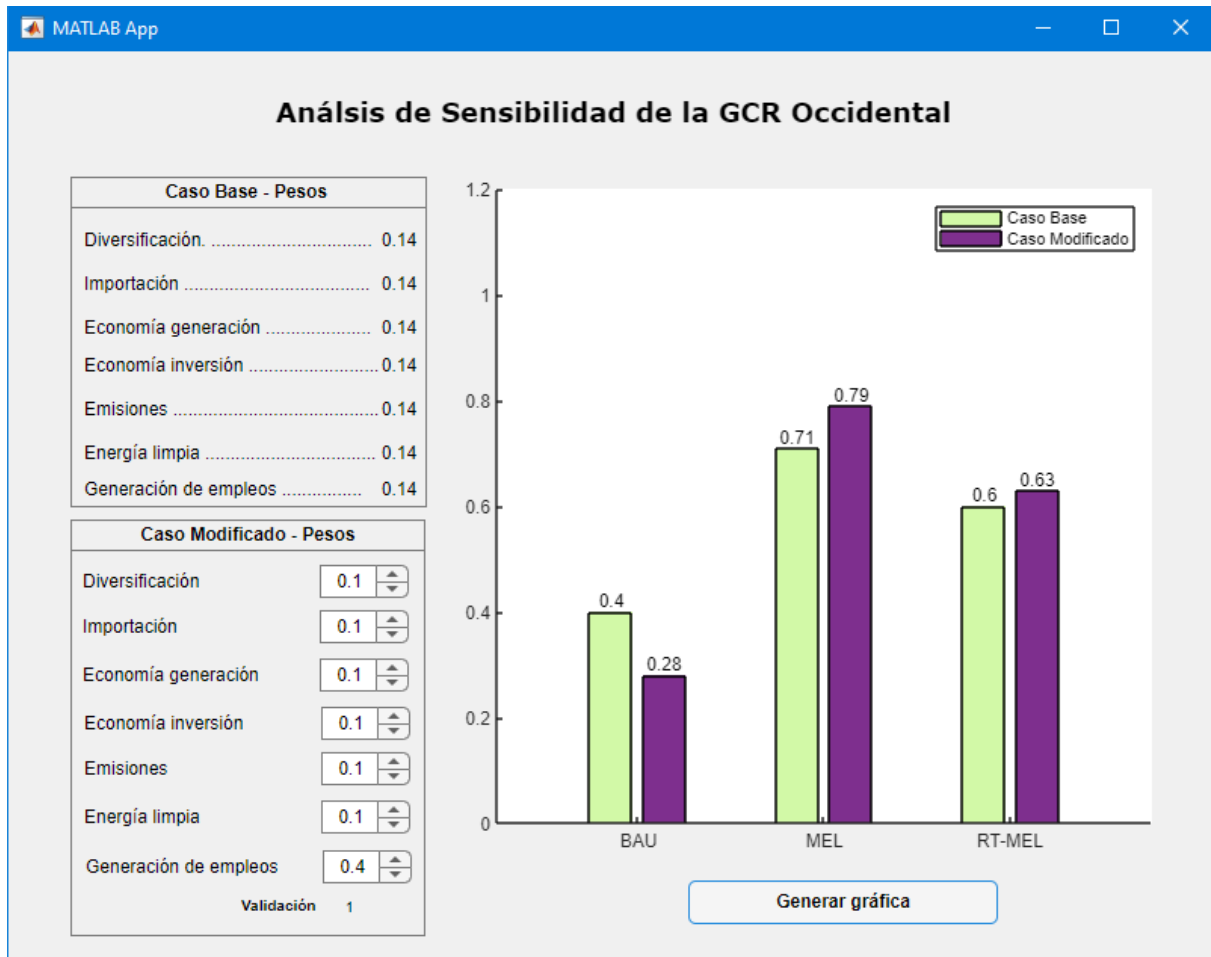
Fuente: Elaboración propia con el software de visualización

Como se muestra en la gráfica de la **Figura 7** el escenario BAU disminuyó su calificación de 0.4 a 0.28, el escenario MEL también aumentó su calificación de 0.71 a 0.79, mientras que el escenario RT-MEL aumentó su calificación de 0.6 a 0.67. El mejor calificado de los tres, es el escenario MEL, por lo que podemos decir que es el escenario más sustentable.

7.2 Análisis de Sensibilidad con Enfoque Beneficio Social

En este análisis se dará 0.4 de peso al área de evaluación “generación de empleos” referente al beneficio social, mientras que las otras áreas de evaluación tendrán pesos equitativos que sumados cubran el 0.6 restante.

Figura 8.- Resultado de Análisis de Sensibilidad con Enfoque de Beneficio Social



Fuente: Elaboración propia con el software de visualización

Como se muestra en la **Figura 8** el escenario BAU bajó su calificación de 0.4 a 0.28, mientras que los escenarios MEL y RT-MEL aumentaron su calificación de 0.71 a 0.79 el primero y de 0.60 a 0.63 el segundo, quedando el escenario MEL como el mejor calificado bajo un enfoque social.

Conclusiones

El desarrollo de esta tesis permitió analizar los procesos que conforman la metodología de la planeación energética y sus consideraciones a mediano y largo plazo, desde la obtención y búsqueda de datos e información, hasta la realización de los cálculos necesarios para obtener el valor de los indicadores clave para un proceso de toma de decisiones y análisis de sensibilidad.

Otro aspecto importante por destacar y sin el cual no hubiera sido posible la obtención de los resultados mostrados, es el proceso de optimización, en el cual se utilizaron dos modelos de optimización para la planeación del sector eléctrico, el modelo de optimización del sector eléctrico CAP, el cual propone adiciones de capacidad durante el periodo de modelación sujeto a restricciones de consumo, oferta, demanda máxima, adiciones y retiros de capacidad fijos, metas de energía limpia, así como intercambio de energía regional. Por otro lado, el modelo de optimización del sector eléctrico MC, ayudó a descubrir cómo hacer el despacho de energía horaria óptimo con las adiciones de capacidad propuestas por el modelo de optimización del sector eléctrico CAP y sujeto a restricciones de metas de energía limpia, intercambio de energía regional y perfiles de oferta para tecnologías intermitentes como la solar y la eólica. La aplicación de ambos modelos en un proceso combinado permitió el cálculo de los indicadores clave y que en conjunto con los pesos asignados dio como resultado, la elección del mejor escenario calificado con los enfoques sustentable y social.

Como resultado de los últimos dos procesos de la planeación energética, la toma de decisiones y el análisis de sensibilidad, a través de la metodología KIND se pudo normalizar los resultados, asignándoles pesos equitativos a cada uno de los indicadores clave, lo cual dio como resultado que el mejor escenario calificado fue el escenario MEL, el cual contempla metas de energía limpia para el periodo de modelación, llegando al año 2050 con una meta del 50% de energía limpia.

Aunque en principio, antes de realizar el proceso de optimización, el cálculo de los indicadores clave y el proceso de análisis de sensibilidad se tenía la hipótesis de que el escenario mejor calificado iba a ser el RT-MEL debido a la presencia de metas de energía limpia y además el retiro de la tecnología termoeléctrica en la GCR Occidental, pero el resultado del proceso de optimización y el cálculo de los indicadores clave mostró que el mejor escenario, considerando un peso equitativo en todas las áreas de evaluación es el escenario MEL.

Lo anterior se debe a que en el escenario RT-MEL tiene una menor diversificación en el año 2050 debido al retiro de la tecnología termoeléctrica mientras que el escenario MEL tiene una mejor diversificación ya que conserva la capacidad de todas sus tecnologías convencionales durante el periodo de modelación. Por otro lado, con respecto a la importación de energía, en el escenario RT-MEL sí se requiere importación para satisfacer su consumo, mientras que en el escenario MEL no es necesario. También, respecto a las emisiones de CO₂ en el año 2050, el escenario MEL es el que cuenta con menos emisiones que el escenario RT-MEL. Con respecto al indicador de capacidad instalada de energía limpia en el año 2050 también el escenario MEL es el mejor calificado y por último en la generación de empleos, sucede lo mismo, el escenario mejor calificado es el escenario MEL, es por ello que al aplicar la metodología KIND con pesos equitativos en cada uno de los indicadores clave, el mejor escenario calificado es el MEL.

Así mismo, para el análisis de sensibilidad para un enfoque sustentable y otro social, pasa lo mismo, el mejor escenario calificado es el MEL.

Por último, se desarrolló el software de visualización para el análisis de sensibilidad descrito en el capítulo 7, el cual ayudó a analizar los resultados de los escenarios desde un enfoque sustentable y un

enfoque social comparado contra el escenario base que considera pesos equitativos en cada uno de los indicadores clave. Para el enfoque sustentable, se consideró un peso de 0.25 en el indicador clave de emisiones y energía limpia, dejando los indicadores clave de diversificación, importación, economía generación, economía inversión y generación de empleos con un peso de 0.1, beneficiando a los indicadores clave que hacen el escenario más sustentable. Por otro lado, para el enfoque social, se consideró un peso de 0.4 para el indicador generación de empleos, dejando los demás indicadores en 0.1, beneficiando el indicador clave con un mayor beneficio social, recalcando que en ambos análisis el escenario mejor calificado es el escenario MEL.

Trabajos Futuros

Derivado del desarrollo de esta tesis y con el conocimiento adquirido, como siguientes pasos:

- Actualizar las bases de datos correspondientes al sector energético tomando en cuenta el impacto que tuvo la pandemia de COVID-19
- Incorporar la tecnología de baterías en el mix de generación para la planeación del Sistema Interconectado Nacional
- Agregar más indicadores clave al proceso de toma de decisiones utilizando la metodología KIND
- Ampliar la cobertura del software de visualización para crear más casos de estudio que incorporen los diferentes enfoques de los tomadores de decisiones
- Analizar qué pasaría si se conectaran las regiones de Baja California, Baja California Sur y Mulegé al Sistema Interconectado Nacional

Referencias

Casanova, 2016	H. Casanova. (2016). Graficación Estadística y Visualización de Datos. Ingeniería, 21(3), 54-75. Consultado de: https://www.redalyc.org/pdf/467/46754522005.pdf
CENACE, 2016	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). "INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA". 2016. P. 9. Consultado de: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnología%20Generación%20Referencia%202016%20v2017%2002%2028.pdf
DOF, 2020	Diario oficial de la Federación (DOF). "ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética". 7 febrero 2023. Tabla 33. Consultado de: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020#gsc.tab=0
IAEAa, 1984	International Atomic Energy Agency (IAEA), "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook", Technical Report Series No. 241, Viena (1984), 614 páginas. Consultado de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TRS1/TRS241_Web.pdf
IAEAa, 2017	International Atomic Energy Agency (IAEA). "USER INSTRUCTIONS FOR KIND-ET (KIND-EVALUATION TOOL) - A multi-attribute value theory based Excel-template for the INPRO project on Key Indicators for Innovative Nuclear Energy Systems (KIND)", Viena (2017), 40 páginas. Consultado de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/SupplementaryMaterials/P1853_CD/KIND-ET_UserInstructions.pdf
IAEAb, 2019	International Atomic Energy Agency (IAEA). "Application of Multi-criteria Decision Analysis Methods to Comparative Evaluation of Nuclear Energy System Options - Final Report of the INPRO Collaborative Project KIND". Nuclear Energy Series No. NG-T-3.20. IAEA. Viena (2019). Consultado de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1853_web.pdf
IAEAc, 2019	International Atomic Energy Agency (IAEA). Application of Multi-Criteria Decision Analysis Methods to Comparative Evaluation Of Nuclear Energy System Options - Executive Summary, Viena (2019)
Martínez Quintana, 2019	Martínez Quintana, Marco Antonio. (2019). "Análisis, diseño y desarrollo de software para la planeación energética en México". (Tesis de Maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, Coordinación General de Estudios de Posgrado, UNAM. Recuperado de https://repositorio.unam.mx/contenidos/3436075

Martínez-Quintana, Martín-del-Campo & Cruz-Mendoza, 2021	Martínez-Quintana MA, Martín-del-Campo C, Cruz-Mendoza G. A power optimization model for the long-term planning scenarios: Case study of Mexico's power system decarbonization. Can J Chem Eng. 2021;1–14. https://doi.org/10.1002/cjce.23986
SENERa, 2018	Secretaría de Energía (SENER). "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 -2032". 1 junio 2018. Consultado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf
SENERb, 2019	Secretaría de Energía (SENER). "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019 -2033". 14 junio 2019. Consultado de: https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654
SENERc, 2021	Secretaría de Energía (SENER). "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020 -2034". 31 enero 2021. Consultado de: https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034
SENERd, 2021	Secretaría de Energía (SENER). "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021 -2035". 30 junio 2021. Consultado de: https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional
SENERe, 2022	Secretaría de Energía (SENER). "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022 -2036". 1 junio 2022. Consultado de: https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional
Valero Sancho, Marín Ochoa, Catalá Domínguez, 2014	Valero Sancho, J. L., Marín Ochoa, B. E., & Catalá Domínguez, J. (2014). Aproximación a una taxonomía de la visualización de datos. Revista Latina de Comunicación Social, (69), 486-507. Consultado de: https://www.redalyc.org/pdf/819/81931771013.pdf
LIE, 2022	Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. "Ley de la Industria Eléctrica". 11 mayo 2022. Consultado de: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf

Anexo I

Tabla 11.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de la CFE al 31 de diciembre 2021

Estado	ANEXO 5.2A CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/									
	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Núcleoeeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás 2/
Aguascalientes										
Baja California		743			5	570			320	459
Baja California Sur			343		1	10			113	470
Campeche									113	33
Chiapas							4,828			
Chihuahua		1,141					28		616	77
Ciudad de México										266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48
Colima		1,454							1,300	
Durango		240							320	84
Estado de México		549					65		450	306
Guanajuato									550	393
Guerrero	2,778						638			
Hidalgo		567					292		1,606	
Jalisco							1,126			
Michoacán de Ocampo						275	1,704			
Morelos		656								
Nayarit							1,712			
Nuevo León		849								236
Oaxaca				84			356			
Puebla		382				96	224			
Querétaro		591								
Quintana Roo			3	2						284
San Luis Potosí							20		700	
Sinaloa							777		936	30
Sonora		2,281					164		632	42
Tabasco										
Tamaulipas		211					32		800	
Tlaxcala										
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39
Yucatán		220							243	30
Zacatecas										

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 12.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de los PIE al 31 de diciembre 2021

Estado	ANEXO 5.2B CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO	
	Ciclo combinado	Eólica
Aguascalientes		
Baja California	783	
Baja California Sur		
Campeche	252	
Chiapas		
Chihuahua	1,599	
Ciudad de México		
Coahuila de Zaragoza	248	
Colima		
Durango	948	
Estado de México		
Guanajuato	495	
Guerrero		
Hidalgo		
Jalisco		
Michoacán de Ocampo		
Morelos		
Nayarit		
Nuevo León	1,306	
Oaxaca		613
Puebla		
Querétaro		
Quintana Roo		
San Luis Potosí	1,135	
Sinaloa	887	
Sonora	508	
Tabasco	4,142	
Tamaulipas	1,973	
Tlaxcala	1,009	
Veracruz de Ignacio de la Llave		
Yucatán		
Zacatecas		

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 13.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología por Estado de PEMEX al 31 de diciembre 2021

Estado	ANEXO 5.2C CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE		
	Cogeneración Eficiente 2/	Termoeléctrica Convencional	Turbogás
Aguascalientes			
Baja California			
Baja California Sur			
Campeche			
Chiapas			18
Chihuahua			
Ciudad de México			
Coahuila de Zaragoza			
Colima			
Durango			
Estado de México			
Guanajuato		30	
Guerrero			
Hidalgo		134	
Jalisco			
Michoacán de Ocampo			
Morelos			
Nayarit			
Nuevo León		40	
Oaxaca		15	
Puebla		54	
Querétaro			
Quintana Roo			
San Luis Potosí			
Sinaloa			
Sonora			
Tabasco	367		56
Tamaulipas		46	20
Tlaxcala			
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38
Yucatán			
Zacatecas			

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 14.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología Térmica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre

ANEXO 5.2D CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE				
Estado	Ciclo Combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional 2/	Turbogás
Aguascalientes				
Baja California	295	2		
Baja California Sur				
Campeche	10			
Chiapas				
Chihuahua	33	126	25	
Ciudad de México		15		
Coahuila de Zaragoza	56	31	266	7
Colima				
Durango	166	3		
Estado de México	850	12	3	105
Guanajuato	371	6		5
Guerrero				
Hidalgo				
Jalisco	875	12	5	13
Michoacán de Ocampo			4	8
Morelos				5
Nayarit				
Nuevo León	3,043	43		624
Oaxaca				
Puebla		2		
Querétaro		23	12	4
Quintana Roo				
San Luis Potosí	104	28	560	
Sinaloa	30	3		
Sonora	620	6	12	
Tabasco				13
Tamaulipas	580	23	37	11
Tlaxcala	5			4
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16
Yucatán		1		
Zacatecas				

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 15.- Capacidad Instalada [MW] de Tecnología Eoloeléctrica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021

	ANEXO 5.2E CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE
Estado	Eoloeléctrica
Aguascalientes	
Baja California	40
Baja California Sur	
Campeche	
Chiapas	49
Chihuahua	
Ciudad de México	
Coahuila de Zaragoza	400
Colima	
Durango	
Estado de México	
Guanajuato	
Guerrero	
Hidalgo	
Jalisco	184
Michoacán de Ocampo	
Morelos	
Nayarit	
Nuevo León	793
Oaxaca	2,062
Puebla	286
Querétaro	
Quintana Roo	
San Luis Potosí	405
Sinaloa	
Sonora	4
Tabasco	
Tamaulipas	1,722
Tlaxcala	
Veracruz de Ignacio de la Llave	
Yucatán	244
Zacatecas	90

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 16.- Capacidad Instalada [MW] de Tecnología Fotovoltaica por Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021

ANEXO 5.2F CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE	
Estado	Fotovoltaica
Aguascalientes	906
Baja California	46
Baja California Sur	78
Campeche	
Chiapas	
Chihuahua	746
Ciudad de México	2
Coahuila de Zaragoza	842
Colima	
Durango	294
Estado de México	19
Guanajuato	292
Guerrero	
Hidalgo	101
Jalisco	377
Michoacán de Ocampo	
Morelos	70
Nayarit	
Nuevo León	30
Oaxaca	
Puebla	200
Querétaro	1
Quintana Roo	
San Luis Potosí	205
Sinaloa	
Sonora	1,204
Tabasco	
Tamaulipas	
Tlaxcala	220
Veracruz de Ignacio de la Llave	100
Yucatán	50
Zacatecas	165

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036

Tabla 17.- Capacidad Instalada [MW] por tipo de Tecnología y Estado de los Permisarios Privados al 31 de diciembre 2021

Estado	ANEXO 5.2G CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021 1/			
	Bioenergía ^{2/}	Cogeneración Eficiente ^{3/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica
Aguascalientes	3	4		
Baja California		15		
Baja California Sur				
Campeche				
Chiapas	12			
Chihuahua	6	8		
Ciudad de México		11		
Coahuila de Zaragoza	3	77		
Colima				
Durango	2	16		9
Estado de México	2	30		9
Guanajuato	3	2		
Guerrero				30
Hidalgo	1	50		
Jalisco	25	4		47
Michoacán de Ocampo				75
Morelos	1			
Nayarit	4		25	29
Nuevo León	17	326		
Oaxaca	50			
Puebla	1	34		235
Querétaro	4	97		
Quintana Roo				
San Luis Potosí	49	6		
Sinaloa				
Sonora		17		
Tabasco	4	254		
Tamaulipas		474		
Tlaxcala		60		
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55
Yucatán		13		
Zacatecas				

Fuente: Elaboración propia datos del PRODESEN 2022-2036