



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

PLANEACIÓN SOSTENIBLE DEL SECTOR ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA SUR

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

PRESENTA:
DANIEL ALEJANDRO PARADA ORTEGA

DIRECTORA DE TESIS
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, Cd. Mx.

enero 2021



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: Dr. Fernández Zayas José Luis

Secretario: Dr. Quezada García Sergio

1^{er}. Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia

2^{do}. Vocal: Dr. Ángeles Camacho César

3^{er}. Vocal: M. en C. Lezama Campos José Luis

Ciudad de México, Ciudad Universitaria, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

Lupita

*Gracias por siempre iluminar
mi camino y nunca dejarme caer
ante las más difíciles adversidades.*

"Le vrai bonheur, c'est de savoir apprécier les choses simples de la vie "

Anónimo

"L'essentiel est invisible pour les yeux"

Antoine de Saint-Exupéry

Agradecimientos

Primero que nada, a mis padres. Por el gran apoyo y amor que me brindaron a lo largo de este recorrido.

A mi hermano, Enrique, por estar conmigo en todo momento. Gracias.

À Dra. Cecilia. Je vous remercie pour de m'avoir donné confiance et de m'avoir permis de travailler avec vous. Merci pour vos conseils précieux, les connaissances partagées et pour toute l'aide apportée tout au long de mon cursus postuniversitaire. Ce fut un honneur d'apprendre de vous et avec vous. J'apprécie la motivation instillée pour m'aventurer dans ce domaine d'étude et rejoindre ce secteur. Merci beaucoup pour tout.

A mis sinodales, Dr. César, Dr. Sergio, Dr. José Luis Fernández y M.C. José Luis Lezama que, con sus comentarios, me ayudaron a mejorar mi trabajo. Gracias por la buena disposición.

A Zaye y Humberto. Gracias por siempre echarme porras y nunca dejarme solo. Por todo el cariño demostrado, el apoyo brindado y la confianza que me han tenido siempre.

A mi amiga, Eldanelly, por siempre creer en mí.

A mis padrinos, que siempre han estado al pendiente de mí. Gracias por los buenos consejos.

A mis primos Pactli, Karla, Lucy, Gera, Patzy y Alberto por estar al pendiente de mi avance.

A mis amigos Ernesto y Diego que, a pesar de la distancia, el apoyo siempre fue incondicional.

Una mención especial al M.I. Marco, por su colaboración y disposición para el uso del optimizador MC.

A mis familiares y amigos que estuvieron al pendiente de mí.

A la UNAM y al posgrado de ingeniería, por permitirme desarrollarme y prepararme brindándome los conocimientos y herramientas necesarias para ser un buen profesionalista.

A CONACYT por la beca otorgada para el cumplimiento de mis estudios.

Al Dr. César Ángeles Camacho, por el apoyo otorgado con los recursos del proyecto "Evaluación de la Operación de sistemas Eléctricos de Potencia considerando Energías Renovables No-Convencionales" para la culminación de este trabajo.

Resumen

En los últimos años, el aumento de la demanda de electricidad en México, pero también en el mundo, ha presentado un desafío significativo de planificación para el gobierno nacional en el contexto global. Satisfacer el suministro eléctrico, con continuidad, fiabilidad y calidad requeridas, es una tarea compleja debido a la sofisticación y el impacto que las tecnologías tienen en las dimensiones económicas y ambientales; junto con la importancia de promover las energías renovables para una transición energética sostenible a una industria baja en carbono

Este estudio aborda el estado de Baja California Sur, que tiene faltas de electricidad que se traducen en apagones en las horas críticas, precios marginales muy altos de la electricidad, y grandes cantidades de emisiones contaminantes que están afectando la salud de los habitantes de la región. El estudio presenta una contribución a la resolución de los problemas anteriores mediante el análisis de cuatro escenarios de planificación energética, que se desarrollaron, y se comparó su sostenibilidad.

Los escenarios se construyeron sobre la base de diferentes estrategias de transición energética. Hay un escenario con optimización económica sin restricciones ambientales, llamado escenario libre. Otro caso aplica los objetivos de energía limpia establecidos a través de la Ley de Transición Energética con un 50% para 2050; este es el caso Base. Otro escenario considera la incursión de la energía nuclear como una planificación fija. El último aplica objetivos intermedios para la energía limpia.

El optimizador MC se utilizó para la simulación de los planes de expansión, y los resultados de los escenarios se analizaron con el Proceso Analítico Jerárquico (AHP) para seleccionar el escenario que tuvo los mejores resultados de acuerdo con los objetivos establecidos. Anteriormente, la selección de indicadores se llevó a cabo para medir el rendimiento de la sostenibilidad de los escenarios en cada criterio, de acuerdo con su importancia en relación con los objetivos generales de sostenibilidad.

El resultado obtenido en este trabajo muestra un amplio panorama de planificación intensiva para lograr, entre otros objetivos, la reducción de los precios de envío y las emisiones contaminantes para mejorar la calidad del aire, y por lo tanto contribuir a la mejora de la salud de los habitantes.

La conclusión de este trabajo muestra que cuando se fijan los objetivos de participación en energías limpias, la inversión en infraestructura de energía renovable está condicionada para satisfacer la demanda. Además, sobre la base de los resultados, se deben proponer políticas energéticas para promover una transición sostenible que beneficie a los sectores involucrados y establezca metas a corto, mediano o largo plazo y, por lo tanto, cumplan los objetivos mundiales.

Palabras clave: Baja California Sur, expansión de generación eléctrica, transición energética sostenible, indicadores, AHP.

Abstract

In recent years, the increase in electricity demand in Mexico but also in the world, has presented a significant challenge of planning for the national government in the global context. To satisfy the electricity supply, with continuity, reliability and quality required, is a complex task due to the sophistication and impact technologies have on the economic and environmental dimensions; coupled with the importance of promoting renewable energy for a sustainable energy transition to a low carbon industry

This study addresses the state of Baja California Sur, which has lacks of electricity that translate into blackouts in the critical hours, very high marginal prices of electricity, and large amounts of polluting emissions that are affecting the health of the inhabitants of the region. The study presents a contribution to solving the above problems by analyzing four energy planning scenarios, which were developed, and their sustainability was compared.

The scenarios were build based on different energy transition strategies. There is a scenario with economical optimization without environmental constraints, called Free scenario. Another case applies the clean energy goals established through the Energy Transition Law with 50% by 2050; this is the Base case. Another scenario considers the incursion of nuclear energy as fixed planning. The last one applies intermediate goals for clean energy.

The MC optimizer was used for the simulation of the expansion plans, and the results of the scenarios were analyzed with the Hierarchical Analytical Process (AHP) to select the scenario that had the best results according to the objectives set. Previously, the selection of indicators was carried out to measure the sustainability performance of scenarios in each criterion, according to their importance concerning the general sustainability objectives.

The result obtained in this work shows a broad panorama of intensive planning to achieve, among other objectives, the reduction of dispatch prices and pollutant emissions to improve air quality, and therefore, contribute to the improved health of the inhabitants.

The conclusion of this work shows that when clean energy participation goals are set, the investment in renewable energy infrastructure is conditioned to satisfy the demand. Also, based on the results, energy policies must be proposed to promote a sustainable transition that benefits the sectors involved and set short, medium or long-term goals and, thus, meet global objectives.

Keywords: Baja California Sur, expansion of electricity generation, sustainable energy transition, indicators, AHP.

Contenido

Agradecimientos.....	I
Resumen	I
Abstract.....	III
Lista de figuras	VIII
Lista de tablas	X
Acrónimos	XII
Capítulo 1.....	1
Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo general	4
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Justificación.....	5
1.5 Alcances	7
1.6 Organización de la tesis	8
Capítulo 2.....	9
Baja California Sur.....	9
2.1 Introducción.....	9
2.2 Geografía y población.....	9
2.3 Economía y Clima.....	11
Economía.....	11
Clima	12
2.4 Sector eléctrico	13
Capacidad instalada	13
Generación de energía eléctrica	16
Trasmisión de energía eléctrica	17
Demanda de energía eléctrica.....	18

Programa de adiciones y retiros	20
2.5 Emisiones.....	22
2.6 Costos	24
Combustible	24
Despacho	26
Costos de infraestructura.....	26
Transmisión	27
2.7 Recursos naturales	28
2.8 Zonas protegidas.....	35
Capítulo 3.....	37
Análisis jerárquico para la toma de decisiones	37
3.1 Introducción.....	37
3.2 Métodos de decisión multicriterio	37
AHP: Analytical Hierachy Process	38
Etapas del método AHP	40
3.3 Selección de criterios e indicadores	48
Capítulo 4.....	52
Planeación energética.....	52
4.1 Introducción.....	52
4.2 Metodología de la planeación energética	52
4.3 Descripción del optimizador utilizado para la planeación	53
4.4 Metodología del modelo/optimizador.....	55
Capítulo 5.....	57
Escenarios y análisis de los resultados	57
5.1 Introducción.....	57
5.2 Consideraciones generales.....	57
Selección de regiones	57
Análisis de la demanda	58
Adiciones y retiros.....	60
Metas de energía limpia y topes de generación	60

Costos.....	61
5.3 Caso base.....	61
Resultados caso Base.....	63
5.4 Caso Libre.....	64
Consideraciones particulares, caso Libre.....	64
Resultados, caso Libre.....	65
5.5 Caso Nuclear.....	66
Consideraciones particulares, caso Nuclear.....	66
Resultados, caso Nuclear.....	66
5.6 Caso Moderado.....	68
Consideraciones particulares, caso Moderado.....	68
Resultados, caso Moderado.....	68
5.7 Aplicación del método AHP.....	69
Conclusiones.....	82
Comentarios generales.....	83
Trabajos futuros.....	84
Referencias.....	85
Anexo A.....	88

Lista de figuras

FIGURA 2.1 DIVISIÓN POLÍTICA DE BAJA CALIFORNIA SUR.....	10
FIGURA 2.2 CRECIMIENTO DE LA POBLACIÓN EN BAJA CALIFORNIA SUR.....	10
FIGURA 2.3 POBLACIÓN EN LOS MUNICIPIOS DE BCS.....	11
FIGURA 2.4 TEMPERATURA PROMEDIO EN LOS MUNICIPIOS DE BAJA CALIFORNIA SUR.....	13
FIGURA 2.5 CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN BCS.....	14
FIGURA 2.6 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE ENERGÍA.....	15
FIGURA 2.7 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS MUNICIPIOS DE BCS.....	15
FIGURA 2.8 GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA EN BCS.....	16
FIGURA 2.9 REGIONES DE TRANSMISIÓN EN EL SEN.....	17
FIGURA 2.10 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAJA CALIFORNIA SUR EN 2018.....	18
FIGURA 2.11 CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS 4 REGIONES DE BCS EN 2018.....	19
FIGURA 2.12 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL COMBUSTÓLEO Y DIÉSEL A NIVEL NACIONAL.....	25
FIGURA 2.14 ZONA CON ALTO POTENCIAL DE GENERACIÓN EÓLICO A NIVEL NACIONAL.....	30
FIGURA 2.15 PERFIL SOLAR DE UN AÑO EN LOS CABOS, BCS.....	30
FIGURA 2.16 COMPARACIÓN DEL PERFIL SOLAR EN DOS SEMANAS DIFERENTES.....	31
FIGURA 2.17 PERFIL DE VIENTO DEL AÑO 2015 EN LAS PRINCIPALES CIUDADES DE BCS.....	32
FIGURA 2.18 PERFIL DEL VIENTO DE 2015 EN LOS CABOS, BCS.....	32
FIGURA 2.19 ZONA CON ALTO POTENCIAL DE GENERACIÓN GEOTÉRMICO.....	33
FIGURA 2.20 ZONA CON ALTO POTENCIAL DE BIOMASA.....	34
FIGURA 3.1 ÁRBOL DE JERARQUÍA.....	39
FIGURA 3.2 ÁRBOL DE JERARQUÍAS AHP.....	50
FIGURA 4.1 ESTRUCTURA DE LA PLANIFICACIÓN.....	53
FIGURA 5.1 DEMANDA DE BCS DESPUÉS DE LA AGRUPACIÓN PARA 2018.....	58
FIGURA 5.2 EVOLUCIÓN DE LAS DEMANDAS AGRUPADAS POR AÑO.....	59
FIGURA 5.3 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, CASO BASE.....	64
FIGURA 5.4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, CASO LIBRE.....	65

FIGURA 5.5 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, CASO NUCLEAR.....	67
FIGURA 5.6 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, CASO MODERADO	69
FIGURA 5.7 COSTOS DE DESPACHO TOTALES	70
FIGURA 5.8 EMISIONES DE CO2 TOTALES	71
FIGURA 5.9 EMISIONES DE PARTÍCULAS SUSPENDIDAS TOTALES.....	72
FIGURA 5.10 COSTOS DE ADICIÓN DE CAPACIDAD TOTALES	72
FIGURA 5.11 VALORES FINALES DEL MÉTODO AHP	76
FIGURA 5.12 EMISIONES DE CO2 POR TECNOLOGÍA	77
FIGURA 5.13 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO FIJO ANUALES.....	78
FIGURA 5.14 ADICIÓN DE CAPACIDAD POR REGIÓN	79
FIGURA 5.15 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD BRUTA INSTALADA TOTAL POR REGIÓN.....	79
FIGURA 5.16 DESPACHO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2050.....	80
FIGURA 5.17 EMISIONES S02 Y NOx POR TECNOLOGÍA	81

Lista de tablas

TABLA 2.1 TEMPERATURA MEDIA ANUAL DE LOS MUNICIPIOS DE BAJA CALIFORNIA SUR EN °C.....	12
TABLA 2.2 CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA.....	14
TABLA 2.3 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍA EN BCS.....	16
TABLA 2.4 PROYECCIÓN DEMANDA PICO Y CONSUMO ANUAL EN EL PERIODO 2018-2050.....	20
TABLA 2.5 PROGRAMA INDICATIVO PARA INSTALACIONES DE CENTRALES ELÉCTRICAS	21
TABLA 2.6 PROGRAMA INDICATIVO PARA EL RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS	21
TABLA 2.7 COMBUSTIBLE DE ALGUNAS CENTRALES DE BCS.....	22
TABLA 2.8 FACTORES DE EMISIÓN DE CADA TECNOLOGÍA	23
TABLA 2.9 PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES EN BCS.....	25
TABLA 2.10 TARIFAS DE TRANSMISIÓN	28
TABLA 2.11 PROYECTOS PARA ENERGÍA GEOTÉRMICA	34
TABLA 2.12 PROYECTOS PARA ENERGÍA SOLAR.....	34
TABLA 2.13 PROYECTOS PARA ENERGÍA DE BIOMASA.....	35
TABLA 2.14 PROYECTOS CON OTRO TIPO DE ENERGÍA LIMPIA NO DEFINIDA.....	35
TABLA 2.15 MUESTRA LAS ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS EN BAJA CALIFORNIA SUR.....	35
TABLA 3.1 ESCALA DE PREFERENCIAS DEL MÉTODO AHP	42
TABLA 4.1 DATOS REQUERIDOS PARA EL PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN	54
TABLA 5.1 DEMANDAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS PARA BCS POR AÑO.....	59
TABLA 5.2 CAPACIDAD INICIAL DE ENTRADA AL OPTIMIZADOR MC.....	61
TABLA 5.3 METAS DE ENERGÍA LIMPIA POR AÑO	61
TABLA 5.4 ENLACES DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS REGIONES	61
TABLA 5.5 TOPES DE INSTALACIÓN DE CAPACIDAD EN MW	62
TABLA 5.6 COSTOS UTILIZADOS PARA ESTE TRABAJO.....	62
TABLA 5.7 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN, CASO BASE	63
TABLA 5.8 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN, CASO LIBRE.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 5.9 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN, CASO NUCLEAR.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

TABLA 5.10 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN, CASO NUCLEAR	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 5.11 DIVERSIFICACIÓN DE LOS ESCENARIOS EN 2050	70
TABLA 5.12 RESULTADOS TOTALES DE LAS SIMULACIONES DE ESCENARIOS.....	73
TABLA 5.13 MATRIZ DE COMPARACIÓN POR PARES DE LOS COSTOS DE ADICIÓN.....	73
TABLA 5.14 MATRIZ DE COMPARACIÓN POR PARES DE LAS EMISIONES DE CO2	73
TABLA 5.15 MATRIZ DE COMPARACIÓN POR PARES DE LAS PARTÍCULAS SUSPENDIDAS	73
TABLA 5.16 MATRIZ DE COMPARACIÓN POR PARES DE LA DIVERSIFICACIÓN.....	74
TABLA 5.17 MATRIZ DE COMPARACIÓN POR PARES DE LAS PARTÍCULAS SUSPENDIDAS	74
TABLA 5.18 VECTOR DE JERARQUÍAS: PLANES RESPECTO A CRITERIOS.....	74
TABLA 5.19 PESOS DE LOS ACTORES SIN ESCALA DE SAATY.....	74
TABLA 5.20 MATRIZ DE COMPARACIÓN DEL ACTOR PRO-SALUD	75
TABLA 5.21 MATRIZ DE COMPARACIÓN DEL ACTOR PRO-ECONOMÍA	75
TABLA 5.22 VECTOR DE JERARQUÍAS: CRITERIOS RESPECTO A ACTORES.....	75
TABLA 5.23 MATRIZ DE COMPARACIÓN DE ACTORES.....	75
TABLA 5.24 VECTOR DE JERARQUÍAS: ACTORES RESPECTO A OBJETIVO	76
TABLA 5.25 VALORES FINALES DE DECISIÓN	76
TABLA A.1 TABLA AUXILIAR DE LOS CABOS.....	88
TABLA A.2 TABLA AUXILIAR DE LA PAZ	88
TABLA A.3 TABLA AUXILIAR DE Cd CONSTITUCIÓN.....	89
TABLA A.4 TABLA AUXILIAR DE MULEGÉ	89
TABLA A.5 TABLA AUXILIAR PARA COSTOS DE LOS CABOS.....	89
TABLA A.6 TABLA AUXILIAR PARA COSTOS DE LA PAZ.....	90
TABLA A.7 TABLA AUXILIAR PARA COSTOS DE Cd CONSTITUCIÓN	90
TABLA A.8 TABLA AUXILIAR PARA COSTOS DE MULEGÉ	90
TABLA A.9 TABLA DE DIVERSIFICACIÓN (ÍNDICE DE SHANNON-WEINER).....	91

Acrónimos

\$/MWh. *Pesos por MWh*

AHP. *Analytical Hierachy Process*

BCS. *Baja California Sur*

CENACE. *Centro de control Nacional de Energía*

CERCA. *Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental*

CFE. *Comisión Federal de Electricidad*

CO2. *Dióxido de carbono*

CONANP. *Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas*

COPAR. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*

DFT. *Derechos financieros de Transmisión*

INEGI. *Instituto Nacional de Estadística y Geografía*

INEL. *Inventario Nacional de Energías Limpias*

LIE. *Ley de la Industria Eléctrica*

MDA. *Mercado en Día de Adelanto*

MEM. *Mercado Eléctrico Mayorista*

MW. *Megawatt*

MWh/h. *Megawatt hora*

NOx. *Óxido de nitrógeno*

PIB. *Producto Interno Bruto*

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

PML. *Precio Marginal Local*

PRODESEN. *Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico*

RNT. *Red Nacional de Transmisión*

SEN. *Sistema Eléctrico Nacional*

SIN. *Sistema Interconectado Nacional*

SO2. *Dióxido de azufre*

tmca. *Tasa media de crecimiento anual*

USD'17/bl. *Dólar del 2017 por barril*

1.1 Antecedentes

Actualmente, existe un crecimiento extraordinario en las actividades relacionadas con el desarrollo humano, las cuales, son más sofisticadas e implican una gran demanda de energía eléctrica. A la par, existe un gran interés por las energías renovables que se está experimentando en el mundo, lo que conlleva, a establecer métodos más eficientes para la generación de electricidad.

Considerando que las principales fuentes de energía eléctrica que se utilizan son del tipo no renovable y asociado al hecho de que los recursos de petróleo se están agotando, se prevé que la búsqueda de nuevas propuestas para la generación de energía eléctrica en el mundo mediante fuentes de energía renovables tenga un alto desarrollo; visión que conlleva a realizar estudios que permitan obtener la máxima eficiencia posible dentro del proceso de producción y transformación de energía. Además de bajar emisiones de CO₂ (Zhang, Wang, Zhang, & Lei, 2017) (Yang, 2017).

La complejidad que involucra la planificación del sector eléctrico en los últimos años, aunado a los problemas sociales, económicos, políticos y técnicos que implican estos tipos de planificaciones impone la necesidad de crear planes de acción para una respuesta confiable, rápida y segura. Contemplando los cambios recientes en la legislación eléctrica de México, se abren diferentes alternativas que son pertinentes analizar con el fin de encontrar maneras de mejorar el aprovechamiento de los recursos a favor de impulsar un desarrollo sostenible.

Considerando lo anterior, el análisis y el estudio del sector eléctrico, de las variables que intervienen, es un proceso muy cuidadoso que se debe implementar para un óptimo desarrollo y buenos resultados.

En México existe el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está integrado por 10 regiones de control, de las cuáles, 7 se encuentran interconectadas y conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En estas regiones de control se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, por lo que el intercambio de los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas hace posible un funcionamiento más económico y confiable.

Las tres regiones de control eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica son Baja California, Baja California Sur (BCS) y Mulegé. Se espera que se interconecten al SIN a partir del año 2023 y 2024 (SENERa, 2018).

Actualmente la capacidad instalada total en México es de 75,685 MW donde el 29.5 % pertenece a energías renovables y el 70.5% a energías fósiles. En la generación de electricidad del país se tienen 329,162 GWh totales. Los combustibles fósiles abarcan un 78.9% mientras que el 21.1% restante es para las energías limpias.

En Baja California Sur sólo se encuentra el 1.34% de capacidad instalada total del país y cuenta con el 0.93% de generación de electricidad, respecto al total nacional (SENERa, 2018).

1.2 Planteamiento del problema

Baja California Sur cuenta con características geográficas y socioeconómicas que lo identifican ante el resto del país. Su geografía hace que sus comunicaciones sean básicamente por aire y mar. Esta condición ha determinado de manera importante las características de desarrollo económico, social y de la matriz energética que la entidad presenta al tiempo que es determinante en la condición de alta vulnerabilidad ambiental que tiene la región (López Vergara, Gómez Cabrera, & Escalante, 2016).

En los últimos meses del 2020, el estado de BCS ha sufrido fallas por la falta de suministro de electricidad, lo que ha derivado en apagones en algunas partes del estado; lo cual tiene a la población con muchas incertidumbres, especialmente al sector empresarial. Las fallas se reflejan con mayor intensidad en las zonas turísticas debido, fundamentalmente, a la afectación económica que conlleva.

Se menciona en (Energía a debate_a, 2019) que el Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental (CERCA) reporta que “los apagones se registran porque el sistema eléctrico en el estado de BCS está rebasado por ser complejo e inflexible, funcionando mediante la quema de combustibles fósiles como diésel y combustóleo”. Por otro lado, también en (Energía a debate_a, 2019) se menciona que el director general de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) afirma que “los apagones en las dos penínsulas de Yucatán y Baja California Sur son atribuibles a descuidos de gobiernos anteriores”. También, el mismo director general expresó “que es tarea del Estado mexicano y, por ende, responsabilidad también de la CFE brindar electricidad, considerada como un derecho humano, a todos los mexicanos por igual”. Por ello, se comprometió a realizar los mayores esfuerzos para que la entidad cuente con el sistema eléctrico al que tiene derecho, como se menciona en (Chávez, 2019).

Las centrales de energía en Baja California Sur son pequeñas y trabajan a sobrecarga. Se comenta que la CFE no ha dado mantenimiento a las plantas en la zona como se reporta en (Energía a debate_a, 2019). De acuerdo con (Energía a debate_b, 2019), gobierno, políticos y empresarios de la región han sumado voces para que se retome el proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos locales con el SEN mediante un cable submarino de corriente directa de alto voltaje, ante los recientes apagones registrados en el estado de BCS.

El proyecto del cable submarino para la interconexión de los sistemas locales al SEN fue propuesto en 2017, mismo que contó con el aval del entonces titular de la CFE, Jaime Hernández Martínez, durante la administración federal anterior. Sin embargo, en enero de 2019, el gobierno de López Obrador canceló el proyecto. Además de permitir la reducción de las emisiones de las plantas termoeléctricas que operan en la entidad, ya se encontraba en etapa de pre-inversión como se menciona en (Energía a debate_b, 2019). El cable submarino de alta tensión estaba programado para iniciar operaciones en el año 2021.

Otra problemática que enfrentan los habitantes del estado de Baja California Sur son los precios de la electricidad. Durante la segunda parte del año 2019, se registraron los precios marginales locales (PML) más altos de toda la república, inclusive, mayores a los de la península de Yucatán. En agosto de 2018, el PML máximo en el Mercado del día en adelanto (MDA) se registró en 5551.76 \$/MWh, un año después, en agosto 2019, el PML máximo en MDA se registra con 6998.35 \$/MWh. El precio promedio también tiene un cambio

significativo, el PML promedio de agosto 2018 es de 3789.65 \$/MWh mientras que en agosto 2019 el precio promedio es de 4371.69 \$/MWh (CENACEa, 2019).

Además, la circunstancia que vive Baja California Sur a propósito de las tarifas eléctricas que se pagan, que son las más caras del país, en las tarifas del sector empresarial e industrial, de 2017 a 2019 han tenido un alza considerable. Así mismo, las tarifas domésticas se pagan mayor en este estado que en el resto del país, como se menciona en (El Sudcaliforniano_a, 2019).

El sector eléctrico en BCS es una combinación de los más altos costos de operación a nivel nacional y tarifas con una gran presencia de subsidios que hacen que la matriz eléctrica sea una muy costosa y contaminante, lo último debido a que el combustóleo y el diésel son los dos principales generadores de electricidad en la entidad. Esto da como consecuencia que el precio promedio de la electricidad en el sector industrial en la entidad sea mayor que la media nacional, haciéndolo el más caro (López Vergara, Gómez Cabrera, & Escalante, 2016).

El problema de la generación de electricidad con base en combustibles fósiles, además de ser costoso, está causando muchos problemas ambientales y de salud. El municipio de La Paz tiene problemas muy serios de calidad del aire, lo que está ocasionando muertes y daños a la salud en los habitantes de la región (SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS, 2018).

Al cancelar el proyecto del cable submarino y ante los diversos problemas planteados que viven los habitantes de BCS, surge la necesidad de hacer nuevos análisis del sector eléctrico para realizar una planeación con los recursos con los que cuenta el estado, considerando que se debe incentivar el uso de las energías renovables para ayudar a lograr las metas de energía limpia, conseguir satisfacer la demanda de energía eléctrica y preservar la salud.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Realizar el análisis del sector eléctrico del estado de Baja California Sur y proponer una planeación de escenarios para la expansión del sector eléctrico considerando métodos de toma de decisión multicriterio.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar la capacidad aprovechable de recursos naturales para la generación y caracterizar las centrales de generación de Baja California Sur para un análisis de planeación.
- Analizar la demanda considerando los picos máximos de energía para la planeación a largo plazo.
- Hacer un diagnóstico de los criterios económicos, sociales y ambientales para poder realizar la conformación de indicadores que ayuden al análisis de la toma de decisión.
- Elaborar un análisis bajo indicadores adecuados para determinar la viabilidad de cada escenario de planeación propuesto.

1.4 Justificación

El mundo está experimentando una transición energética sin precedentes, desde un sistema basado en carbono intensivo a un sistema basado en energías renovables bajas en carbono, impulsado por los imperativos gemelos de mitigar el cambio climático y generar prosperidad económica. Esta transición energética es un desafío de política conectada: el éxito implica administrar los tres núcleos de la sostenibilidad integrados en el conocido *Trilema Energético del World Energy Council: Seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad ambiental* (World Energy Council).

El marco conceptual del *trilema*, ve el éxito en el desempeño equilibrado y consistente de las tres dimensiones, lo que implica una gestión efectiva. El crecimiento económico puede aumentar la intensidad energética de la economía, impidiendo la seguridad a través de una demanda no gestionada y afectando la sostenibilidad. Por el contrario, la transición rápida a las energías renovables puede arriesgar la robustez del suministro causando intermitencia. La electrificación rápida conecta comunidades remotas a la red, lo que mejora la equidad, pero la estabilidad de estas conexiones incipientes puede impedir el rendimiento general de un país en seguridad (World Energy Council). Por lo anterior, y para cumplir entre otras cosas con acuerdos nacionales e internacionales, se requiere estudiar, analizar e implementar una planeación sostenible del sector eléctrico eficiente.

Baja California Sur es un estado que cuenta con un sistema eléctrico independiente a la red nacional, esto presenta algunas ventajas y desventajas cuando se requiere hacer una planeación en este sector porque se tienen que considerar algunos escenarios de seguridad energética del estado. Esto implica, que el suministro sea continuo y que exista bajo riesgo de quedarse sin generación de energía eléctrica.

Sin embargo, las características socioeconómicas son las que definen la organización del sistema eléctrico del estado, cuya capacidad de generación se concentra en los municipios de La Paz y Los Cabos. La zona norte del estado tiene considerablemente menor capacidad de generación en correspondencia con la menor demanda del servicio, ya que la mayor demanda se presenta en la parte sur debido al alto desarrollo turístico. También se debe tener en cuenta que, la mayor concentración de contaminación ambiental debido a centrales eléctricas se encuentra en los sitios donde hay una mayor densidad de población.

Asimismo, se debe considerar tener un mayor índice de diversificación en la matriz energética, lo cual, se debe reflejar en la seguridad energética del estado. La región de control de Baja California Sur está formada por un sistema interconectado que se divide en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos; más los sistemas eléctricos de Guerrero Negro y Santa Rosalía que pertenecen a Mulegé y que operan aislados entre sí y del resto del sistema, en su gran mayoría con base en combustóleo y diésel (López Vergara, Gómez Cabrera, & Escalante, 2016).

Otro punto para analizar es el PML de esta región, ya que es uno de los más altos de toda la república mexicana. Debido a lo anterior, se pueden hacer estudios para poder incentivar la baja y/o regulación de los precios de esta región. Una de las maneras de bajar el PML es teniendo generación de electricidad a bajo costo y curiosamente, las energías limpias cumplen, de cierta manera, con ese punto.

La oferta de renovables se concentra en el municipio de Mulegé. La operación en la parte norte del estado, en el municipio de Mulegé de centrales de generación con base en recursos renovables ha contribuido a hacer más estable el suministro eléctrico, dado que, en años previos, los cortes de electricidad eran muy frecuentes, principalmente en verano. (López Vergara, Gómez Cabrera, & Escalante, 2016).

1.5 Alcances

En este trabajo se pretende realizar un análisis a fondo del sector eléctrico del estado de Baja California Sur para efectuar una planeación del sector eléctrico adecuada, considerando los recursos naturales y sociales de la región. Además, se busca realizar una planeación fundamentada para lograr la diversificación de la matriz energética del estado de la república antes mencionado y, de esa manera, lograr una mayor seguridad energética al no depender de manera considerable ni de una sola tecnología, ni de los combustibles fósiles, en otras palabras, se busca implementar una planeación sostenible.

Para ello, se deben identificar criterios adecuados para realizar escenarios que cumplan con nuestros objetivos y, de esa manera, poder realizar una propuesta para la expansión del sistema eléctrico en Baja California Sur. Es por ello, que se plantea realizar una propuesta de expansión del sistema eléctrico considerando opciones y criterios tangibles a mediano y largo plazo, para el beneficio tanto de la región como del país.

La planeación de la red de transmisión es parte fundamental para el desarrollo del sector eléctrico, ya que, sin un canal eficiente de transmisión es imposible satisfacer la demanda de electricidad, aunque se cuente con la tecnología de generación más eficiente. Por ello, es importante considerar un estudio a fondo de este tipo de planeación, que, en este trabajo, se abordará de manera simplificada. Además, los costos de transmisión que ocupa CENACE para el despacho, tienen cálculos más complejos que involucran la congestión de la línea, Derechos financieros de transmisión (DFT), etc. Por lo que para este trabajo se abordará sólo el concepto general de las tarifas de transmisión.

Por otra parte, para que algún plan de expansión se lleve a cabo, debe haber ciertos criterios políticos que cumplan con el interés de las instituciones involucradas. Esto quiere decir, que existen diferentes factores para poder llevar a cabo la metodología del plan. Por lo que este trabajo no se enfocará en la toma de decisiones del ámbito político porque se requiere otro tipo de análisis.

Debido a la escasez de información actualizada por parte de las instituciones y entidades correspondientes, este trabajo se realiza con los datos encontrados, en su mayoría en (SENERa, 2018), por lo que se debe considerar como un trabajo académico que si bien, puede

brindar un panorama general de la situación actual y a un mediano plazo de la región. Por lo anterior, es muy importante que la actualización y transparencia de los datos se lleve a cabo de manera periódica en los informes correspondientes.

1.6 Organización de la tesis

Este trabajo se encuentra estructurado en 5 capítulos, los temas se exponen de la siguiente manera:

Capítulo 1: Capítulo introductorio donde se presenta el planteamiento del problema, justificación, alcances y determinación de los objetivos.

Capítulo 2: En esta sección se muestra el panorama y las características generales de Baja California Sur, además, se hace la presentación de las características y parámetros del sector eléctrico de esta región.

Capítulo 3: En este capítulo se introduce a las metodologías para la toma de decisión y se desarrolla, de manera matemática, el que se utiliza en este trabajo. Por último, se hace la selección de criterios e indicadores.

Capítulo 4: En este apartado se muestra, de manera breve, el optimizador MC, herramienta de planeación con la que se realizaron las simulaciones.

Capítulo 5: Último capítulo donde se explican los escenarios simulados y se muestran los resultados finales.

Baja California Sur

2.1 Introducción

En este capítulo se abordan datos generales de BCS y se presentan datos del sector eléctrico, como es, la capacidad instalada y la generación de electricidad. También se presenta la distribución de la red de transmisión en esta región, así como algunas variables importantes como los costos que se consideran para realizar la planeación eléctrica. Además, se muestran los comportamientos de la demanda y consumo de energía en esta región. Igualmente, se muestra un panorama de los recursos naturales aprovechables para generar energía eléctrica y algunas características de dichos recursos.

2.2 Geografía y población

El estado de Baja California Sur se encuentra geográficamente: al norte $28^{\circ}00'00''$, al sur $22^{\circ}52'19''$ de latitud norte; al este $109^{\circ}24'47''$ al oeste $115^{\circ}04'56''$ de longitud oeste. Representa el 3.8% de la superficie del país. Su capital es La paz. BCS colinda al norte con Baja California y el Golfo de California; al este con el Golfo de California; al sur y oeste con el Océano Pacífico (INEGI, 2017). El estado se cuenta con 4 municipios, los cuales son: Comondú, La Paz, Los Cabos, Loreto y Mulegé como se muestra en la Figura 2.1.



Figura 2.1 División política de Baja California Sur
Fuente: Tomado de (Gobierno de Baja California Sur, 2017)

La población total del estado es aproximadamente de 712,029 habitantes, de los cuales 359,137 (50.4 %) corresponde a la población masculina y 352,892 (49.6 %) a la femenina, según se reporta en (Gobierno de Baja California Sur, 2017). En los últimos 15 años la población ha crecido casi al doble, como se muestra en la Figura 2.2.

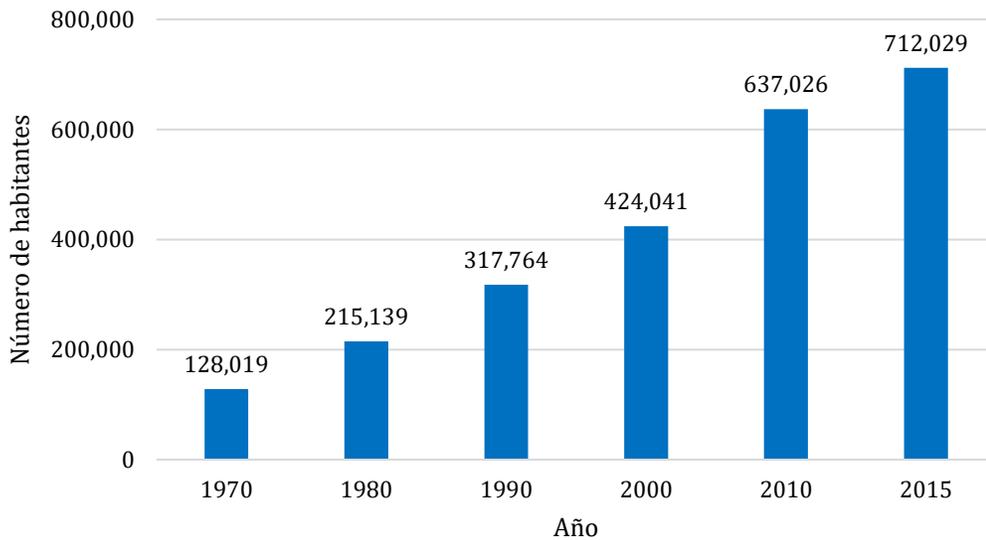


Figura 2.2 Crecimiento de la población en Baja California Sur
Elaboración propia con datos de (Gobierno de Baja California Sur, 2017)

La distribución de la población en BCS es muy desequilibrada, hay dos municipios que arrasan en cuanto al nivel de población, Los Cabos y La Paz. A mayor población, mayor consumo de energía. En la Figura 2.3 se observa la distribución de la población en los municipios de BCS en 2015 como se reporta en (Gobierno de Baja California Sur, 2017).

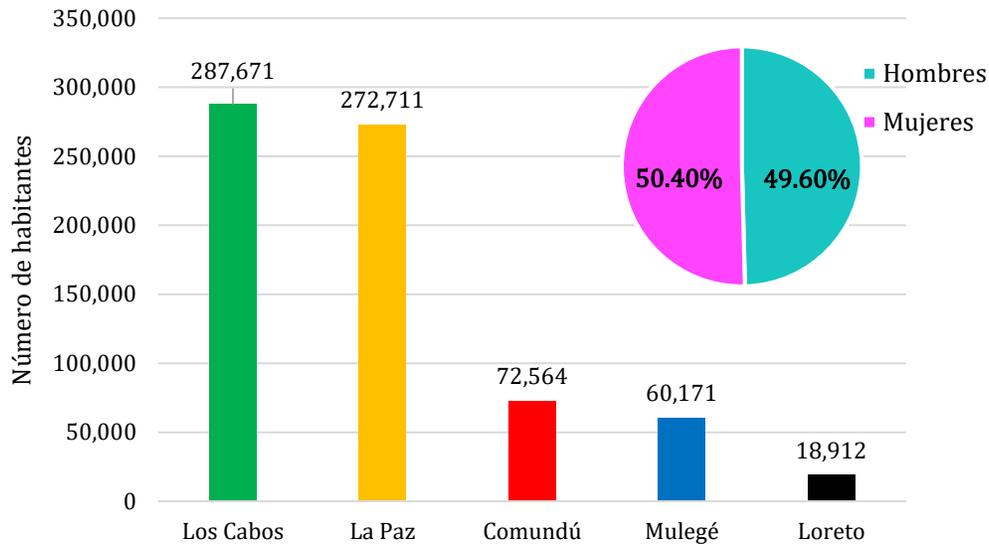


Figura 2.3 Población en los municipios de BCS.

Elaboración propia con datos de (Gobierno de Baja California Sur, 2017)

2.3 Economía y Clima

Economía

El potencial de desarrollo económico del estado peninsular sur es muy grande. Su estratégica posición geográfica y sus bastas fuentes de recursos naturales le dan ventajas estratégicas para atraer la inversión nacional y extranjera.

De acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI), el Producto Interno Bruto (PIB) de Baja California Sur en el año 2017 representó el 0.9% y ocupó al lugar 29, con respecto a la aportación del total nacional como se menciona en (Gobierno de Baja California Sur, 2017).

La economía del estado descansa principalmente en el sector de servicios, ya que, de acuerdo con la distribución del PIB, de la población económicamente activa, el 68.35 % se desempeña en servicios, como comercio y turismo; el 22.74% en el sector secundario como minería,

industria manufacturera, construcción y electricidad, y en menor grado el sector primario con 5.43 % en actividades como agricultura, ganadería, caza y pesca (Gobierno de Baja California Sur, 2017).

En (Gobierno de Baja California Sur, 2017) se reporta que, durante 2017, Baja California Sur ocupó el lugar 28 por el valor de sus exportaciones, que alcanzaron un monto de 249,572 miles de dólares, lo que representó el 0.1% a nivel nacional. Destacó como principal actividad la minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas. Considerando las actividades agropecuarias y pesqueras, la entidad también exportó, tomate, espárrago, chile, hierbas orgánicas y sal para uso y consumo humano, así como mariscos y crustáceos en varias presentaciones.

También en (Gobierno de Baja California Sur, 2017) se reporta que, de enero a septiembre de 2018, la entidad atrajo una inversión extranjera directa de 320.1 millones de dólares, lo que representó el 1.3% del total nacional; y con respecto a las remesas, alcanzó un total de 77.7 millones de dólares durante el periodo enero-diciembre de 2018, lo que significó un crecimiento del 16.9% respecto al mismo periodo del año anterior.

Clima

El estado de Baja California Sur se caracteriza por la escasez de precipitación. Generalmente, la temporada de lluvias se presenta durante los meses de julio, agosto, septiembre, y en algunas ocasiones puede haber lluvias ligeras en diciembre y enero. La temperatura media anual se encuentra entre los 22°C y 24°C. (INEGI, 2017). En la Tabla 2.1, se muestra la temperatura media anual de los municipios de Baja California Sur en °C del año 1983 a 2016.

Tabla 2.1 Temperatura media anual de los municipios de Baja California Sur en °C.

Municipio	Periodo	Temperatura promedio
Mulegé	De 1983 - 2016	22.3
La Paz	De 1983 - 2016	24.6
Los Cabos	De 1983 - 2016	24.3
Loreto	De 1983 - 2016	24.8
Comondú	De 1983 - 2016	22.8

Fuente: Elaboración propia con datos de (INEGI, 2017)

A continuación, en la Figura 2.4 se presentan las temperaturas promedio mensuales medidas en el periodo de 1983 a 2016. Cabe resaltar que las temperaturas más altas se presentan durante los meses de julio, agosto y septiembre.

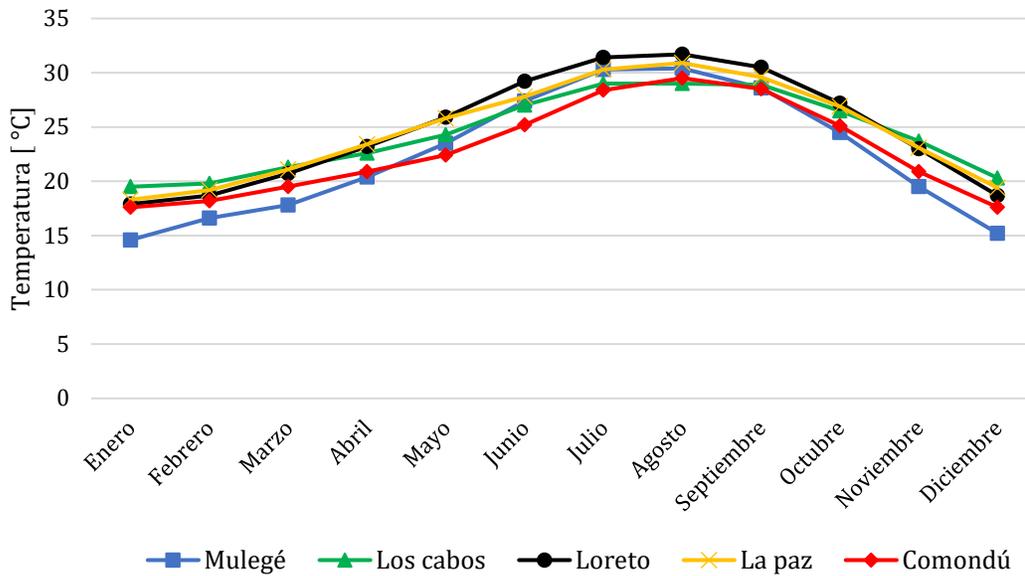


Figura 2.4 Temperatura promedio en los municipios de Baja California Sur
Fuente: Elaboración propia con datos de (INEGI, 2017)

Mientras que las temperaturas más bajas se presentan durante enero y diciembre. También se muestra que el municipio con la temperatura promedio más alta es Loreto, mientras que la más baja es para Mulegé. Cabe mencionar que en agosto es cuando se registra la temperatura más alta, lo cual implica una mayor demanda de energía eléctrica como se verá más adelante.

2.4 Sector eléctrico

Capacidad instalada

Al 31 de diciembre de 2017, en (SENERa, 2018) se tiene registrado que la capacidad instalada del estado de Baja California Sur es 1020 MW. Teniendo una participación del 1.35% respecto al total de todo el territorio mexicano, el cual es de 75,685 MW. Ocupando la posición 24 de las 32 entidades federativas.

A continuación, en la Tabla 2.2 y Figura 2.5 se muestran las capacidades por tipo de tecnologías disponibles para el estado de Baja California Sur.

Tabla 2.2 Capacidad instalada por tecnología

Tecnología	Capacidad instalada total estado de BCS (MW)
Termoeléctricas convencionales	159
Turbogás	399
Combustión Interna	420
Eólica	1
Geotermoeléctricas	10
Solar	31
Total	1020

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

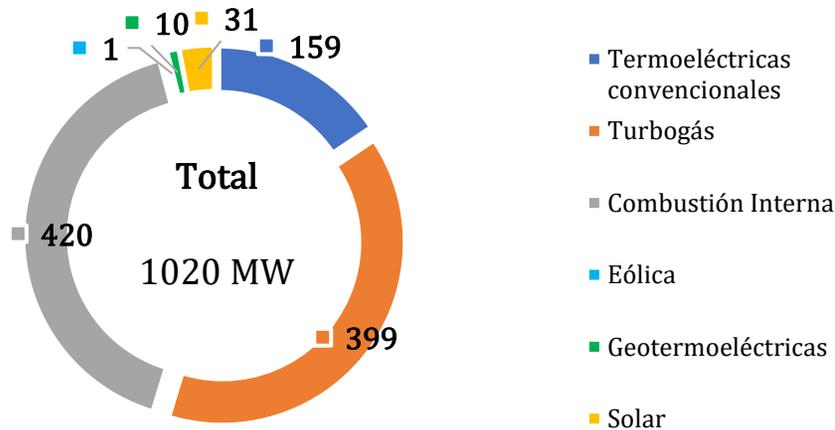


Figura 2.5 Capacidad instalada por tecnología en BCS

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

En la Figura 2.5 se nota que solo se cuentan con 6 tipos de tecnologías, dejando fuera a las carboeléctricas, ciclo combinado, hidroeléctricas, nucleoeeléctricas, etc. Se puede observar que el aprovechamiento de algunos recursos naturales para el sector eléctrico es limitado, como se muestra en la Figura 2.6, siendo únicamente el 4% de la capacidad instalada proveniente de energías limpias.

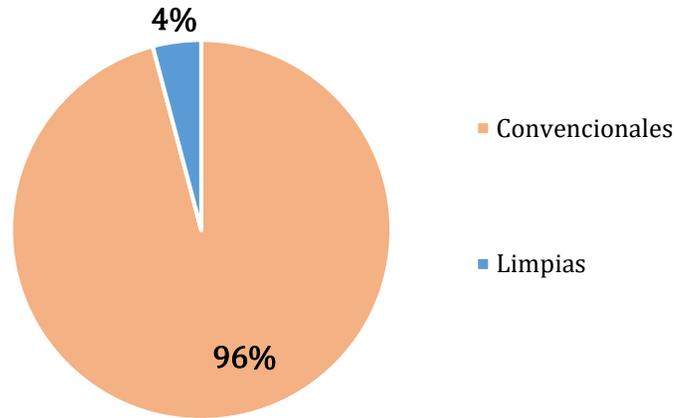


Figura 2.6 Porcentaje de participación por tipo de energía
Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

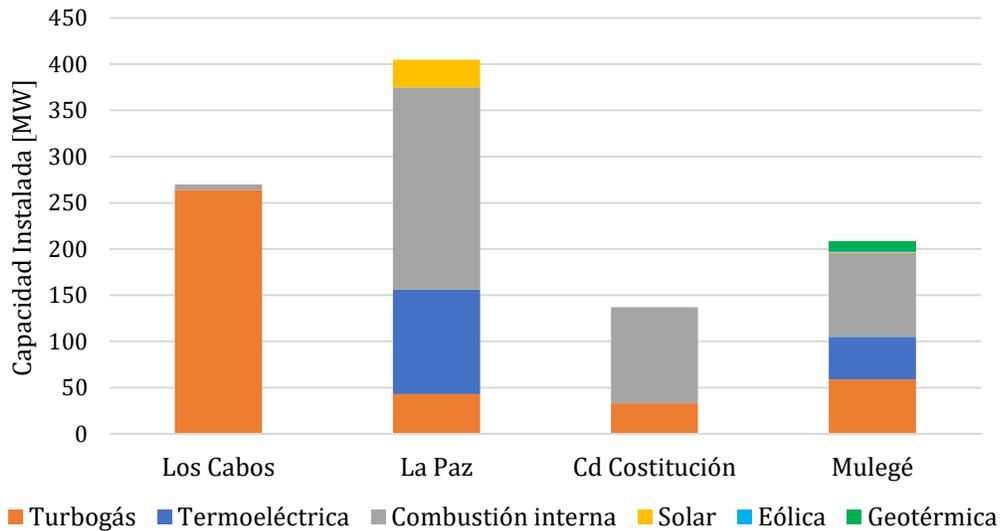


Figura 2.7 Distribución de la capacidad instalada en los municipios de BCS
Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

Además, en la Figura 2.7 se muestra la distribución de la capacidad instalada en los diferentes municipios de BCS, siendo en La Paz donde se encuentra la mayor concentración de capacidad coincidiendo con que es la capital del estado y, donde, probablemente exista un mayor consumo y requiera una mayor generación de energía eléctrica.

Generación de energía eléctrica

En Baja California Sur, se registra que en el año 2017 la generación de electricidad fue de 3072 GWh con la matriz energética presentada en la Tabla 2.3. Existe un incremento respecto al año 2016 donde la generación fue de 2947 GWh. De acuerdo con (SENERa, 2018), la participación de este estado sólo fue del 0.9%, de los 329,162 GWh totales, siendo el lugar 24 de los 32 estados de la república.

Tabla 2.3 Generación de electricidad por tecnología en BCS

Tecnología	Generación Bruta estado de BCS (GWh)
Termoeléctricas convencionales	697
Turbogás	273
Combustión Interna	1983
Geotermoeléctricas	47
Solar	72
Total	3072

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

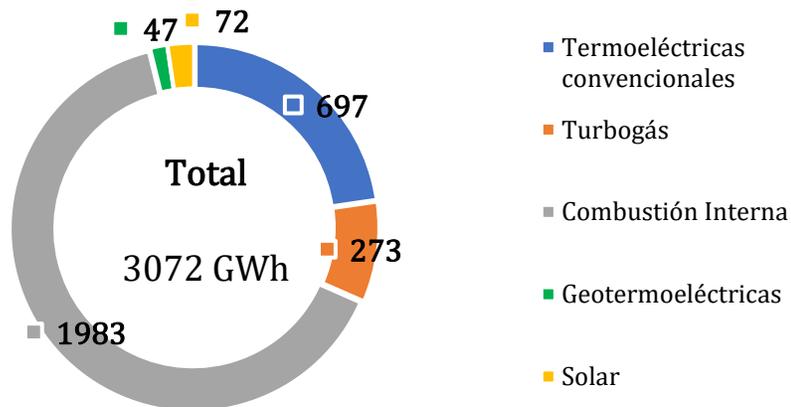


Figura 2.8 Generación por tecnología en BCS

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

En la Figura 2.8 se muestra de manera clara que aproximadamente el 65% de la generación total de esta región se produce mediante la tecnología de combustión Interna mostrando una gran dependencia, lo que significa que no existe una diversificación en la generación de energía eléctrica en esta región; lo cual, implica un peligro por la dependencia tan marcada de la generación mediante esta tecnología. Además, se puede apreciar que actualmente, de

las energías renovables existentes, solo es aprovechable la que proviene del sol y con una muy baja participación.

Trasmisión de energía eléctrica

Las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), como se menciona en (SENERa, 2018).

El SEN se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT) distribuida a lo largo del territorio mexicano. La RNT se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 63 enlaces en el SIN; las restantes pertenecen a los sistemas aislados de la península de Baja California, tal y como se menciona en (SENERa, 2018). En la Figura 2.9, se muestra el mapa con los enlaces de la RNT.

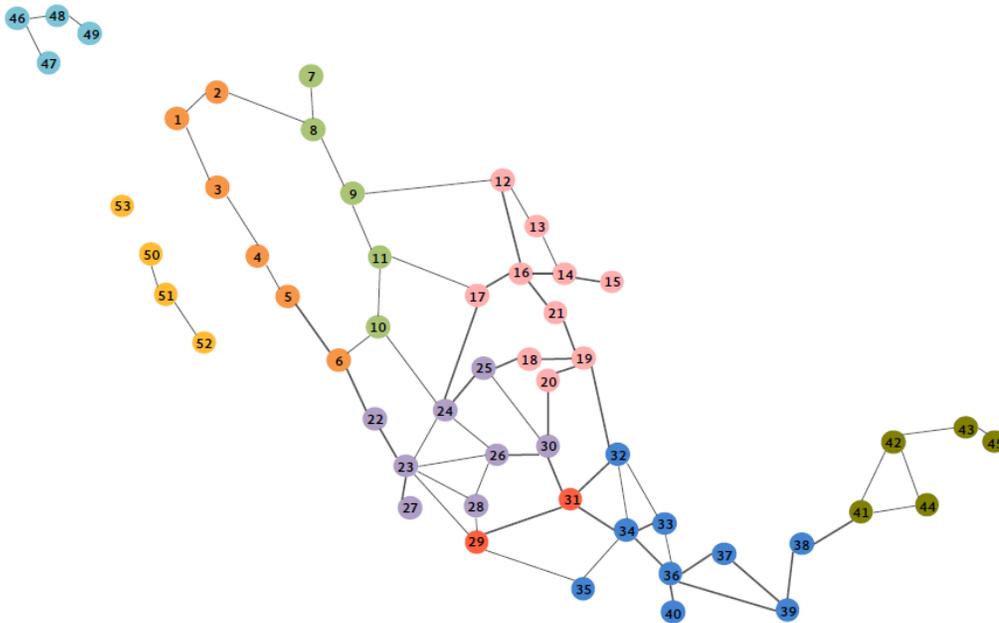


Figura 2.9 Regiones de transmisión en el SEN

Fuente: Tomado de (SENERa, 2018)

La región de Baja California Sur cuenta con 4 regiones de transmisión (50,51,52 y 53) y sólo cuenta con 2 enlaces de transmisión: a) Cd. Constitución-La Paz y, b) La Paz- Los Cabos. El primero cuenta con una capacidad de 90 MW y el segundo enlace con 180 MW; lo anterior se resume con 375 km de líneas de transmisión. La región que pertenece al municipio de Mulegé se encuentra aislada de las demás (SENERa, 2018).

Considerando lo anterior, en el presente trabajo se van a considerar 4 regiones para realizar el análisis del estado de BCS. Se van a aprovechar los enlaces existentes, con sus respectivas capacidades para realizar la propuesta de planeación del sector eléctrico de dicho estado. Las 4 regiones serán: Los Cabos, La Paz, Cd Constitución y Mulegé.

Demanda de energía eléctrica

La demanda máximo pico en 2018 fue de 491.98 MWh/h de acuerdo con información de (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019). Cabe resaltar que estos datos se obtuvieron con la metodología utilizada para SIMESE de (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017). Además, el consumo total en el estado durante 2018 fue de 2736.03 GWh. A continuación, se muestra la curva de la demanda horaria durante el 2018 en BCS.

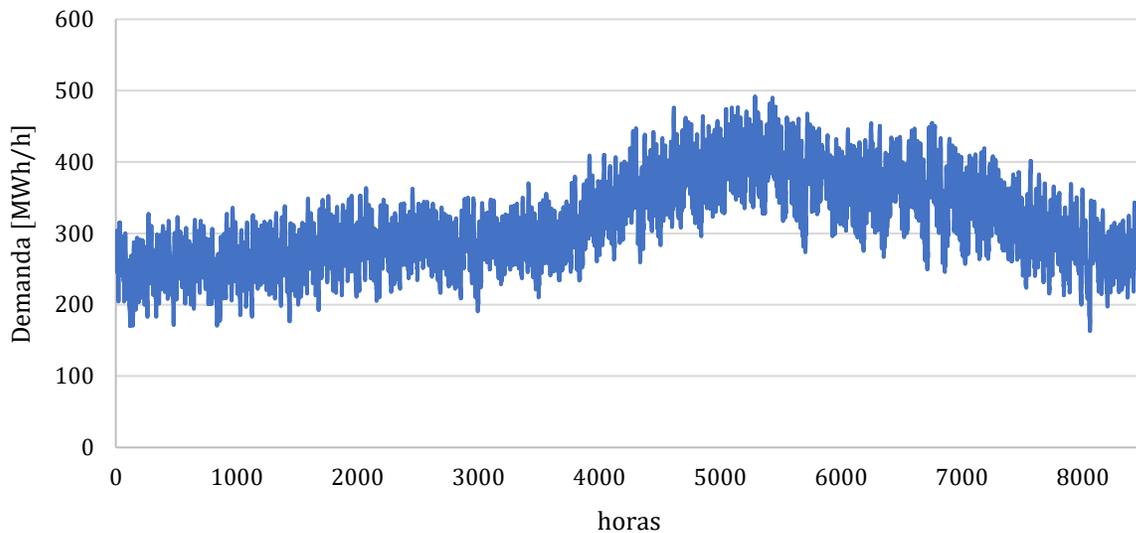


Figura 2.10 Demanda de energía eléctrica de Baja California Sur en 2018
Elaboración propia con datos de (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019)

Al comparar la Figura 2.4 y la Figura 2.10, se observa que el comportamiento de las altas temperaturas del estado coincide con la curva de demanda de éste, por lo que se infiere que existe una relación entre el clima y la demanda de energía eléctrica. Esta relación se debe a la necesidad de aire acondicionado, y, por lo tanto, se refleja en una mayor carga de electricidad.

Para obtener la demanda en cada una de las regiones dentro de BCS, es necesario aplicar un factor de desagregación, que nos permite saber la participación del consumo de cada área. Dicho factor de desagregación fue proporcionado por (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019) con ayuda de pronósticos basados en CENACE. En la Figura 2.11 se pueden observar las curvas de demanda horarias de las cuatro regiones en el año 2018.

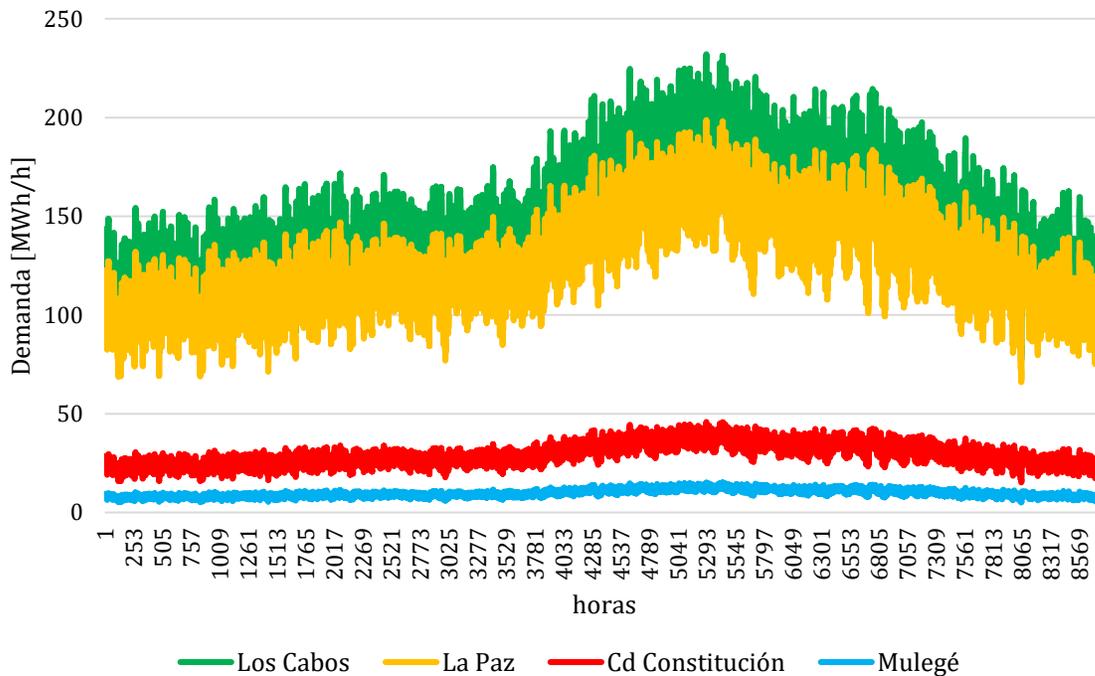


Figura 2.11 Curva de demanda de energía eléctrica de las 4 regiones de BCS en 2018
Elaboración propia con datos de (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019)

Además, los datos del pronóstico de la demanda máxima pico anual para BCS y del consumo anual en el periodo de 2018-2050 también se tomaron de la metodología de (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019). A continuación, en la Tabla 2.4 se muestran las proyecciones para BCS.

Tabla 2.4 Proyección demanda pico y consumo anual en el periodo 2018-2050

Año	Demanda máxima MW	Consumo anual GWh
2018	491.98	2736.03
2020	510.07	2797.79
2025	546.08	2973.31
2030	617.24	3164.16
2035	676.17	3350.99
2040	702.35	3519.92
2045	765.70	3692.05
2050	829.08	3884.25

Elaboración propia con datos de (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019)

En la Tabla 2.4 se observa que con las proyecciones de la demanda pico anual de la región de BCS, se infiere un aumento de casi el doble de la demanda pico de energía en un periodo de 32 años, teniendo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.64 %. Lo cual hace realmente difícil la tarea de realizar una planeación adecuada considerando que no existe una gran diversidad del parque eléctrico en esta región.

Los datos de la demanda que se manejan en este trabajo tienen sus fundamentos y metodologías en (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017) y fueron apoyados y manejados por (Unidad de Planeación Energética, UNAM, 2019).

Además, en las planeaciones del sector eléctrico se debe considerar la vida útil de las centrales eléctricas, es por ello, que hay un programa indicativo de adiciones y retiros.

Programa de adiciones y retiros

El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) tiene como objetivo promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de energías limpias, como se menciona en (SENERa, 2018).

Para esta región, se tienen planeadas algunas adiciones, así como algunos retiros de centrales de generación eléctrica, los cuales se muestran a continuación en la Tabla 2.5 y Tabla 2.6.

Tabla 2.5 Programa indicativo para instalaciones de centrales eléctricas

Tecnología	Ciudad	Año	Capacidad
Solar	Cd. Constitución	2018	23
Combustión interna	Mulegé	2019	8
Bioenergía	La Paz	2021	16
Bioenergía	Los Cabos	2021	24
Turbogás	La Paz	2022	100
Bioenergía	La Paz	2023	30
Bioenergía	Los Cabos	2023	30
Combustión interna	La Paz	2023	43
Eólica	La Paz	2030	50

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

Tabla 2.6 Programa indicativo para el retiro de centrales eléctricas

Tecnología	Ciudad	Año	Capacidad
Eólica	Mulegé	2018	1
Turbogás	Cd Constitución	2022	33
Combustión interna	Cd Constitución	2022	32
Combustión interna	Cd Constitución	2022	41
Termoeléctrica	La Paz	2023	38
Termoeléctrica	La Paz	2023	38
Termoeléctrica	La Paz	2023	38
Combustión interna	Cd Constitución	2024	32
Turbogás	La Paz	2027	18
Turbogás	La Paz	2027	25

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

El PIIRCE es resultado del ejercicio de planeación de largo plazo que consiste en encontrar la combinación más económica de nuevas inversiones de generación necesarias para satisfacer la demanda y cumplir con los objetivos de energías limpias, que minimice el costo total (inversión y operación) del SEN, como se menciona en (SENERa, 2018).

Por todo lo anterior, existe la preocupación de cubrir de manera satisfactoria la demanda de energía eléctrica y, ante la necesidad de sustituir los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para evitar grandes emisiones contaminantes, se tienen que considerar los recursos naturales para el desarrollo de fuentes de energía renovable.

Debido a que en 2019 se presentó un nuevo PRODESEN realizado con la nueva administración ejecutiva federal, la falta de continuidad de proyectos se ve reflejada en los documentos oficiales. Por ello, para el presente trabajo se hacen algunas consideraciones que se mencionarán más adelante.

2.5 Emisiones

El combustible utilizado en las centrales eléctricas de BCS, tanto termoeléctrica como de combustión interna, es el combustóleo y diesel. Asimismo, las unidades turbogás utilizan diésel. A continuación, se muestran algunas de las centrales eléctricas de BCS indicando el tipo de combustible que usa.

Tabla 2.7 Combustible de algunas centrales de BCS

Nombre	Num de unidades	Tipo	Combustible
Punta Prieta II	3	Termoeléctrica	Combustóleo + Diésel
Cd Constitución	1	Turbogás	Diésel
LaPaz	2	Turbogás	Diésel
Los Cabos	3	Turbogás	Diésel
Sta. Rosalía	1	Turbogás	Diésel
Cabo San Lucas	1	Turbogás	Diésel
Cabo San Lucas	1	Turbogás	Diésel
BCS	3	Combustión interna	Combustóleo + Diésel
Pto. San Carlos	3	Combustión interna	Combustóleo + Diésel
Guerrero Negro II	3	Combustión interna	Combustóleo + Diésel
Sta. Rosalía	11	Combustión interna	Combustóleo + Diésel

Elaboración propia con datos de (Huerta Lara & Bermúdez Contreras, 2014)

Dado que la tecnología de diseño empleada para cada central eléctrica define el combustible a utilizar, es difícil precisar ventajas y desventajas de cada combustible dado que las alternativas son limitadas (prácticamente inexistentes). Sin embargo, de forma general pueden enlistarse las siguientes (Huerta Lara & Bermúdez Contreras, 2014):

Ventajas:

- Combustóleo: tradicionalmente de bajo costo (no así en forma reciente), disponible en el mercado nacional.
- Diésel: combustible de menor contenido de azufre que el combustóleo (y existe también el diésel industrial bajo en azufre) y de menor viscosidad, lo que facilita su manejo; disponible en el mercado nacional.

Desventajas:

- Combustóleo: alto contenido de azufre y metales, muy alta viscosidad (requiere ser calentado para bombeo en ductos); alto costo del combustóleo bajo en azufre.
- Diésel: alto costo por ser un combustible de alta calidad.

Los combustibles mencionados cuentan con ciertas características de contaminación y esto, repercute en las emisiones contaminantes de las centrales eléctricas de BCS.

El volumen de emisiones depende de la cantidad de combustible utilizado. Esto a su vez depende de la demanda instantánea en todo el sistema y cómo esté repartida esta carga entre las distintas unidades generadoras. La carga varía con la hora del día, el día de la semana y el mes del año. Por lo tanto, los niveles de emisiones son también variables (aunque algunas plantas se operan de forma muy uniforme) como se menciona en (Huerta Lara & Bermúdez Contreras, 2014). A continuación, se muestran los factores de emisión de cada combustible

Tabla 2.8 Factores de emisión de cada tecnología

	CO₂ [kg/MWh]	SO₂ [kg/MWh]	NO_x [kg/MWh]	Partículas suspendidas [kg/MWh]
Turbogás (diésel)	1408.3	47.2	8.2	0.1
Termoeléctrica	805.7	14.7	16.5	1
Combustión Interna	619.4	14.5	11.6	0.3

Elaboración propia con datos de (SENERa, 2018)

Actualmente existen Normas Oficiales Mexicanas que regulan las emisiones de las diferentes plantas en el territorio mexicano, las cuales son:

NOM-025-SSA1-1993: Evalúa a las partículas PM₁₀ y PM_{2.5} con niveles máximos de 120µg/m³ y 50µg/m³, respectivamente. (SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS, 2018)

NOM-022-SS1-2010. Evalúa al bióxido de carbono con un máximo de 0.025 ppm. (SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS, 2018).

NOM-085-SEMARNAT-2011: Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. Debe mencionarse que esta norma no aplica a la Central de Combustión Interna-BCS, pero sí a la Central Termoeléctrica de Punta Prieta. Sin embargo, se utilizan sus valores como referencia (Huerta Lara & Bermúdez Contreras, 2014) (PROFEPA, 2016)

2.6 Costos

Combustible

Como se menciona en (Huerta Lara & Bermúdez Contreras, 2014), el principal origen de combustible utilizado en las centrales eléctricas de BCS son las refinerías que operan en el país, aunque eventualmente puede ser de cualquier otro país productor de petróleo. De acuerdo con información de la actual administración, unos de los proyectos que se tiene contemplado es la instalación de una terminal de gas natural que será dedicada a la importación de dicho combustible para consumo local. Actualmente se está en espera de información más precisa al respecto (El Sudcaliforniano_b, 2019).

Considerando que los principales combustibles en BCS son el diésel y combustóleo, en este apartado, se hace referencia exclusivamente a ellos. Por lo tanto, se considera que los costos de estos combustibles llevan un procedimiento numérico para ser obtenidos y como no es el interés real de este trabajo, los datos que se usaron, son obtenidos de (CENACEb, 2018). A continuación, en la Tabla 2.9 se muestran algunas de las principales plantas eléctricas con el combustible que usa y su proyección monetaria a corto plazo.

Como se observa, existen algunas proyecciones para el año 2021, donde claramente se detecta que hay un incremento notable en el costo de los combustibles para esta región, sin mencionar que dichos costos están sujetos a la volatilidad de la moneda (dólar).

Tabla 2.9 Proyección del precio de los combustibles en BCS

Combustible	Lugar	Unidad	2018	2019	2020	2021
Combustóleo	La Paz	USD'17/bl	54	64	68	73
Combustóleo	Cd Constitución	USD'17/bl	55	60	64	73
Combustóleo	San Carlos	USD'17/bl	54	59	64	73
Combustóleo	Mulegé	USD'17/bl	59	64	69	78
Combustóleo	Mulegé	USD'17/bl	60	65	70	80
Combustóleo	Mulegé	USD'17/bl	59	64	69	78
Diésel	La Paz	USD'17/bl	123	130	137	144

Elaboración propia con datos de (CENACEb, 2018)

En la Figura 2.12 se muestra la proyección del precio de estos combustibles a nivel nacional, los cuales son muy diferentes a los de BCS. La diferencia se puede deber a muchos factores, como a la disponibilidad y al origen de este, etc.

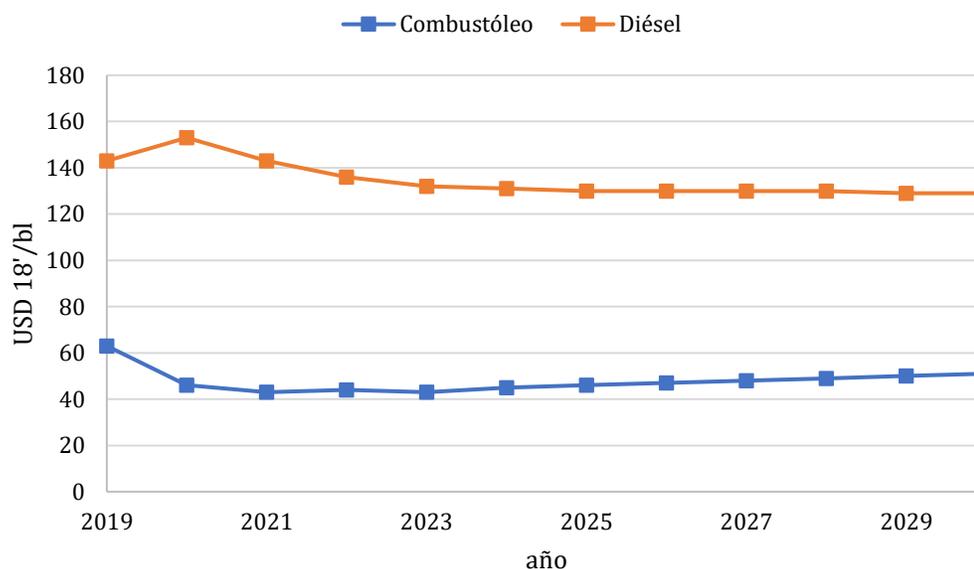


Figura 2.12 Proyección del precio del combustóleo y diésel a nivel nacional

Elaboración propia con datos de (SENERd, 2018)

Cabe señalar que las proyecciones de la Tabla 2.9 y la Figura 2.12 varían debido a que en la Figura 2.12 se hace un promedio a nivel nacional sobre el precio de los combustibles, mientras que la Tabla 2.9 es precio específico para el estado que, combinado con una alta dependencia y el origen (importación), los precios siempre tienden a ser más altos.

Despacho

Los costos de despacho dependen de la energía generada y además, son diferentes para cada tipo de tecnología. Una de las variables que más influye es el costo del combustible, es por eso por lo que las energías solar y eólica, al no tener un costo por el energético (viento y sol), son de despacho muy barato.

Para este trabajo, los costos de despacho se calculan con la siguiente expresión:

$$CD = \left(RT * \frac{PreC}{PC} + CO\&Mv \right) * Gen \quad (1)$$

Donde

CD = costo de despacho

RT = régimen térmico por tecnología [MJ/MWh]

$PreC$ = precio del combustible por tecnología [USD/U], siendo U la unidad de medida del energético

PC = poder calorífico [MJ/U]

$CO\&Mv$ = costos de operación y mantenimiento variables [USD/MWh]

Gen = energía despachada [MWh]

Costos de infraestructura

Los gastos originados durante el periodo de construcción son denominados costos de inversión. Los costos de infraestructura se traducen en inversión. Existen tres elementos que componen el costo unitario de inversión: a) Costo directo, b) Costo Directo más Indirecto y c) Costo actualizado al inicio de la operación.

Además de los costos de operación y mantenimiento fijos que son considerados parte de la inversión. En este trabajo, los costos de infraestructura se obtienen con la siguiente expresión:

$$CI = (C_{inv} * frc * fvp + CO\&Mf) * Cap \quad (2)$$

Donde:

CI = Costo de infraestructura

C_{inv} = Costo de inversión por tecnología [USD/kW]

frc = factor de recuperación de capital

fvp = factor de valor presente

$CO\&Mf$ = Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/kW-año]

Cap = capacidad a instalar [MW]

Por otro lado, se tiene que

$$CAIO = C_{inv} * frc * fvp \quad (3)$$

Donde

$CAIO$ = costo anual actualizado al inicio de operaciones [USD/kW-año]

Para efectos de este trabajo, los $CAIO$, $CO\&Mf$, $CO\&Mv$, RT y PC se tomaron de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR) y se muestran en el anexo A.

Transmisión

Como ya se mencionó anteriormente, las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano, por lo tanto, CFE es la encargada de definir los costos de transmisión de electricidad. Particularmente, la responsabilidad es de CFE Transmisión, que es una empresa productiva subsidiaria de la CFE y, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 146 de la LIE, le compete la actualización de tarifas que por el servicio público de transmisión de energía

eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2019 y hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE como se menciona en (CFE Transmisión, 2019).

Tabla 2.10 Tarifas de transmisión

Tarifas de transmisión de energía eléctrica \$/kWh		
Nivel de Tensión	Generadores Generadores interconectados	Consumidores Servicio de suministro
Tensión \geq 220 kV	0.0580	0.0730
Tensión < 220 kV	0.1051	0.1663

Elaboración propia con información de (CFE Transmisión, 2019)

Las tarifas actuales se presentan en la Tabla 2.10. La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones (CFE Transmisión, 2019).

La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones (CFE Transmisión, 2019).

En resumen, sólo hay una tarifa de transmisión en \$/MWh para cargas y generadores en función del nivel de tensión. Es decir, si el generador produce 50 MWh, paga esa cantidad por la tarifa de transmisión. Si la carga consume 10 MWh, paga esa cantidad por la tarifa de transmisión. Es muy sencillo, por lo que se tiene que enfocar en "dónde se inyecta" y "dónde se extrae". Sólo interesa saber si es carga o generador y su nivel de tensión.

Para el presente trabajo, como no se considera un mercado eléctrico, se considera un costo de transmisión promedio de 5.62 USD/MWh tomado de (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017).

2.7 Recursos naturales

Debido a su ubicación geográfica, el estado de BCS cuenta con algunos recursos naturales que se pueden aprovechar de buena manera para generar energía eléctrica. A pesar de que es una península, no cuenta con el recurso del agua en las cantidades necesarias para hacer una

presa hidroeléctrica. Sin embargo, el recurso solar tiene un buen potencial para poder expandirse en los proyectos del sistema de BCS, considerando que la irradiancia en esta zona del país es muy elevada, como se muestra en la Figura 2.13. En (SENERb, 2018) se menciona que se cuentan con alrededor de 10,266 MW. Cabe resaltar que se tratan de estudios preliminares, donde existe una incertidumbre en las aproximaciones.

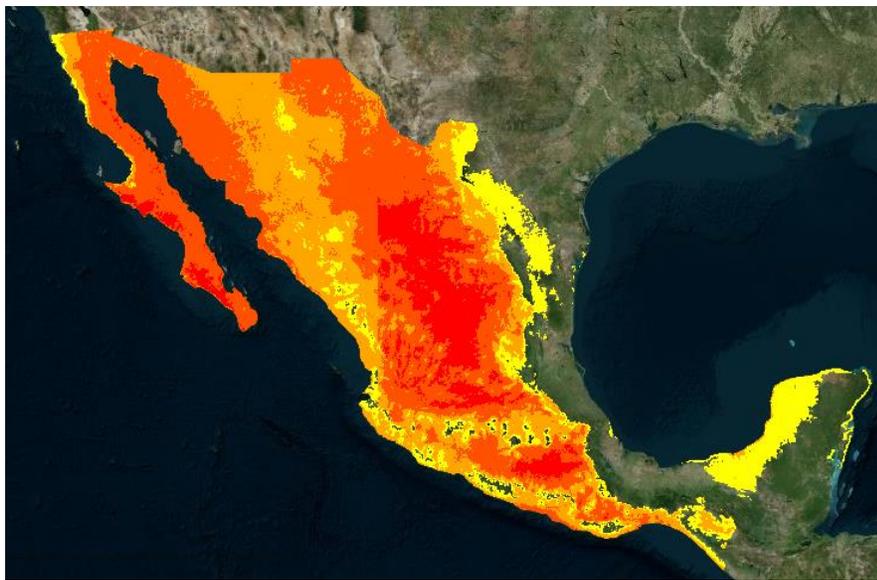


Figura 2.13 Zona con alto potencial de generación eólica a nivel nacional

Fuente: Tomada de (SENERb, 2018)

Otro de los recursos naturales aprovechables en esta región es el viento. En (SENERd, 2018) también se menciona que en esta región se tiene un buen perfil de viento, el cual se puede aprovechar un área de 324 m² para poder tener una capacidad instalada de hasta 2498 MW. Actualmente en (SENERa, 2018) se tiene programada la instalación de una planta eólica de 50 MW. Dicha planta está considerada en un proyecto de largo plazo y se tiene prevista su instalación en 2030.

Lo anterior significaría la entrada de una tecnología más y, por lo tanto, la diversificación de generación de electricidad aumentará y permitirá contar con un catálogo amplio para una transición adecuada en la mitigación de gases contaminantes mediante la generación de electricidad. En la Figura 2.14, se muestran las zonas con el potencial de energía eólica que existe en el estado de BCS.



Figura 2.14 Zona con alto potencial de generación eólico a nivel nacional

Fuente: Tomada de (SENERb, 2018)

Los recursos solar y eólico son los más supervisados por los expertos porque consideran que tienen un alto nivel de aprovechamiento. Es por eso, que se les da un seguimiento especial. Además, tanto el recurso solar como el eólico tienen la característica típica de este tipo de energías: son estocásticas; lo cual dificulta el aprovechamiento en su totalidad. A continuación, en la Figura 2.15 se presenta el perfil solar en la ciudad de los Cabos donde se puede apreciar la variabilidad de este recurso.

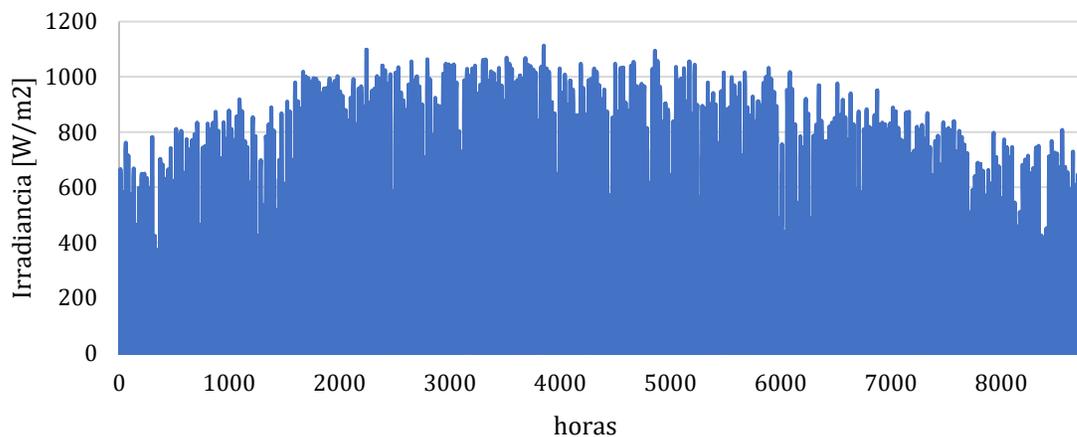


Figura 2.15 Perfil solar de un año en Los Cabos, BCS

Elaboración propia con datos de (Martín del Campo, Cecilia et al, 2017)

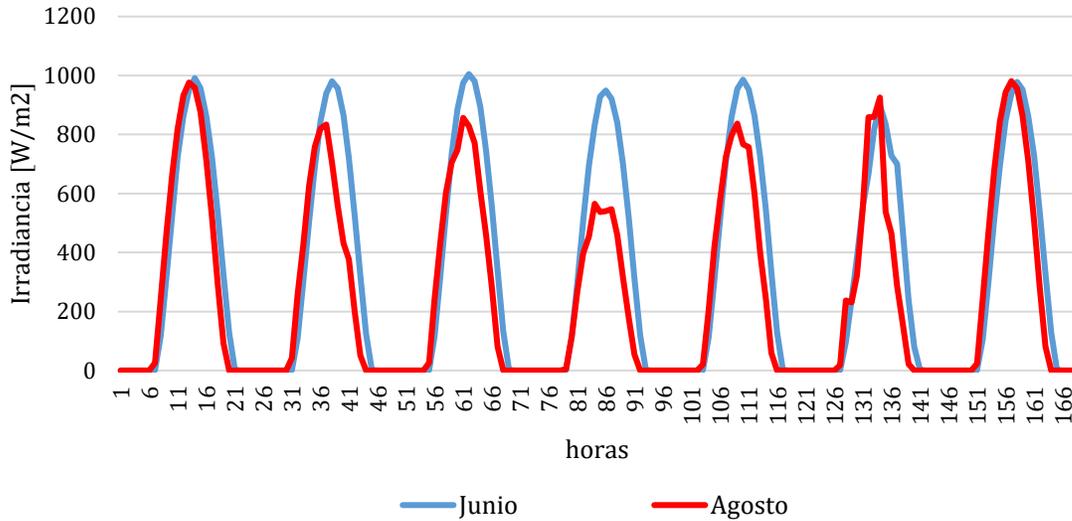


Figura 2.16 Comparación del perfil solar en dos semanas diferentes
Elaboración propia con datos de (Martín del Campo, Cecilia et al, 2017)

En la Figura 2.16 se muestra la comparación del perfil solar de dos semanas; la de color azul corresponde a una semana del mes de junio y la de color rojo a una semana de mes de agosto. Esta comparación tiene como objetivo hacer notar que los picos máximos de irradiancia se presentan en un mes diferente al que presenta la demanda máxima de energía eléctrica. Esto es que, en agosto donde se presenta la máxima demanda de energía, los perfiles de irradiancia son inferiores, y como resultado, el aprovechamiento de este recurso para generar electricidad puede verse afectado.

De igual manera pasa con el recurso eólico (ver Figuras 2.17 y 2.18), son muy variables y no necesariamente su disponibilidad es mejor cuando se presenta el pico de la demanda de electricidad. Por lo tanto, el aprovechamiento de este tipo de tecnologías, idealmente, debe ir acompañado de algún tipo de respaldo, ya sea de generación o de almacenamiento, por ejemplo, mediante baterías. Esta última es parte de la nueva tecnología que se está desarrollando en el mundo y la cual, requiere de un estudio muy cuidadoso.

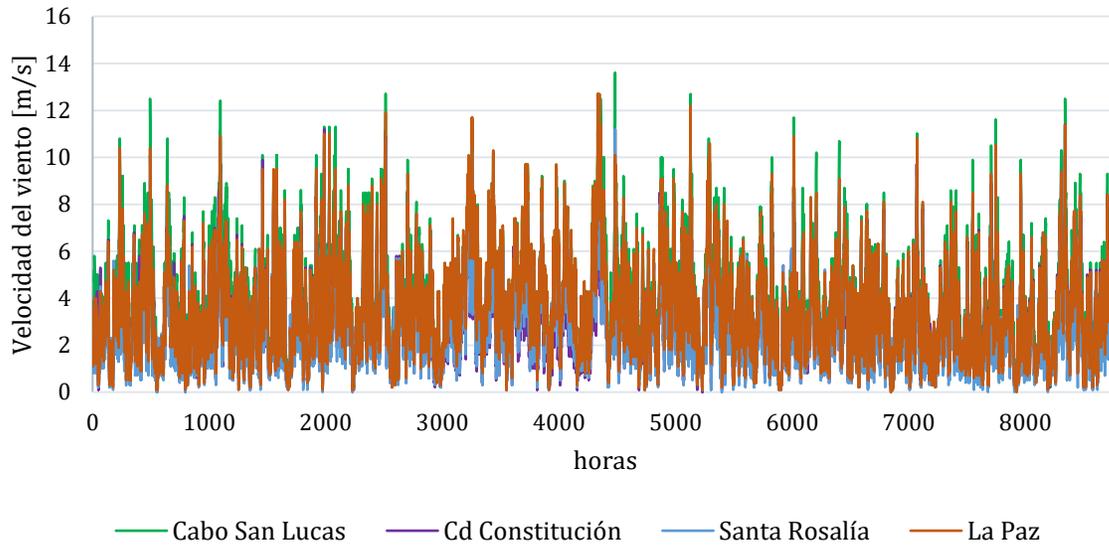


Figura 2.17 Perfil de viento del año 2015 en las principales ciudades de BCS
Elaboración propia con datos de (Martín del Campo, Cecilia et al, 2017)

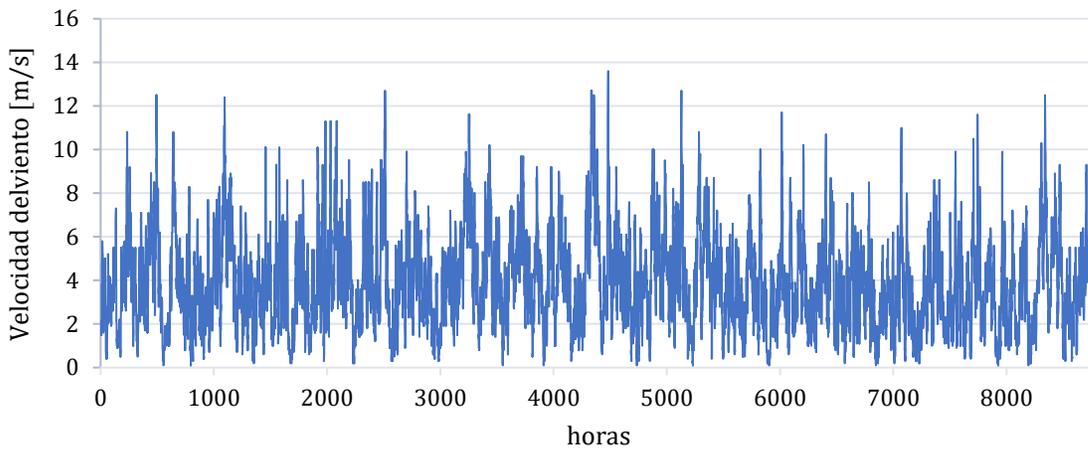


Figura 2.18 Perfil del viento de 2015 en Los Cabos, BCS.
Elaboración propia con datos de (Martín del Campo, Cecilia et al, 2017)

Por otro lado, existen energías renovables que tienen poco potencial de aprovechamiento en BCS, como es el caso de la energía geotérmica y biomasa. Estas tecnologías son poco aprovechables debido a las condiciones de la región. Sin embargo, con la finalidad de enriquecer la matriz de generación eléctrica de la región y ayudar a la mitigación de problema del cambio climático, se deben considerar todas las energías limpias posibles para realizar una transición sustentable.



Figura 2.19 Zona con alto potencial de generación geotérmico

Fuente: Tomada de (SENERb, 2018)

En la Figura 2.19 y Figura 2.20 se presentan las zonas del país en las que se pueden explotar estos recursos. Cabe señalar que para la generación por biomasa se consideran los residuos forestales, industriales, pecuarios y urbanos que existen en la región. De manera particular, el estado de BCS tiene pocas zonas con potencial para el aprovechamiento para a biomasa, lo cual, hace difícil poder explotar esta tecnología. Caso contrario a tecnología geotérmica, la cual tiene zonas con buen potencial para una explotación adecuada del recurso.



Figura 2.20 Zona con alto potencial de biomasa

Fuente: Tomada de (SENERb, 2018)

En el Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL), se tienen registrados proyectos potenciales para la generación de electricidad por energías limpias. A continuación, en las Tablas 2.11, 2.12, 2.13 y 2.14 se muestra información relacionada con los proyectos recuperada de (SENERc, 2016).

Tabla 2.11 Proyectos para energía geotérmica

Energía: Geotérmica			Tipo: Geotérmica hidrotermal	
Municipio	Clasificación	Subclasificación	Capacidad Instalada MW	Fuente
Mulegé	Probable	Estudios	57.49	UNAM
Mulegé-Comondú	Probable	Estudios	11.02	UNAM
Comondú-Loreto	Probable	Estudios	74.49	UNAM
Los Cabos	Probable	Estudios	11	UNAM

Elaboración propia con datos de (SENERc, 2016)

Tabla 2.12 Proyectos para energía solar

Energía: Solar			Tipo: Fotovoltaica	
Municipio	Clasificación	Subclasificación	Capacidad Instalada MW	Fuente
La Paz	Probado	En construcción	27.56	CRE
Comondú	Probado	Por iniciar obras	31.20	CRE
La Paz	Probado	En construcción	33.65	CRE
Los Cabos	Probado	Por iniciar obras	36	CRE
Comondú	Probado	Por iniciar obras	27.20	CRE
Los Cabos	Probado	En construcción	20.09	CRE
La Paz	Probado	Por iniciar obras	1.89	CRE

Elaboración propia con datos de (SENERc, 2016)

Tabla 2.13 Proyectos para energía de biomasa

Energía: Biomasa			Tipo: Biogás	
Municipio	Clasificación	Subclasificación	Capacidad Instalada MW	Fuente
Comondú	Probable	Por iniciar obras	0.02	CFE
La Paz	Probable	Estudios	1.10	IMTA

Elaboración propia con datos de (SENERc, 2016)

Tabla 2.14 Proyectos con otro tipo de energía limpia no definida

Energía: Otro			Tipo: Planta de energía cinética	
Municipio	Clasificación	Subclasificación	Capacidad Instalada MW	Fuente
Los Cabos	Probado	Por iniciar obras	7.42	CRE

Elaboración propia con datos de (SENERc, 2016)

En (SENERc, 2016) no hay reportes de proyectos de energía eólica como sí los hay en (SENERa, 2018). Con ayuda de las tablas e información anterior, se pueden realizar casos de estudio y proyectar la instalación de las centrales eléctricas para la generación de electricidad en Baja California Sur y, de esa manera, satisfacer la demanda bajando las emisiones de contaminación causadas por las centrales que usan combustibles fósiles.

2.8 Zonas protegidas

Para el aprovechamiento de los recursos naturales de la región, se debe considerar que existen zonas restringidas denominadas: áreas naturales protegidas. La Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP), se encarga de hacer las evaluaciones correspondientes para delimitar las zonas que están bajo resguardo. A continuación, en la Tabla 2.15, se muestran las zonas protegidas.

Tabla 2.15 Muestra las áreas naturales protegidas en Baja California Sur

Nombre del área	Categoría de manejo	Superficie total	Fecha de decreto
Bahía de Loreto	Parque Nacional	413,161.50	19/07/1996
Balandra	Área de protección flora y fauna	5,025.46	30/11/2012
Cabo Pulmo	Parque Nacional	14,222.02	06/06/1995
Cabo San Lucas	Área de protección flora y fauna	7,992.10	29/11/1973
Complejo Lagunar Ojo de Liebre	Reserva de la Biósfera	158,657.96	14/01/1972
El Vizcaino	Reserva de la Biósfera	5,093,580.50	30/11/1988
Islas del Golfo	Área de protección flora y fauna	749,107.26	02/08/1978
Islas del Pacífico	Reserva de la Biósfera	2,322,445.95	07/12/2016
Sierra La Laguna	Reserva de la Biósfera	224,874.14	06/06/1994

Capítulo 2

Archipiélago del Espíritu Santo	Parque Nacional	97,309.66	10/05/2007
---------------------------------	-----------------	-----------	------------

Elaboración propia con datos de (CONAP, 2017)

Con esa situación, la misión de la CONANP es conservar los ecosistemas más representativos de México y su biodiversidad, mediante las áreas naturales protegidas y otras modalidades de conservación, fomentando una cultura de la conservación y el desarrollo sustentable de las comunidades asentadas en su entorno, con criterios de inclusión y equidad, como se menciona en (CONAP, 2017).

Por lo tanto, cuando se quiere hacer uso de algún recurso natural en la región de estudio, se deben revisar de manera precavida los informes de la CONANP porque existen algunas zonas que se deben respetar y proteger.

Análisis jerárquico para la toma de decisiones

3.1 Introducción

En este capítulo se introduce a los métodos de decisión multicriterio y se determina el uso del método AHP detallando en las ventajas que presenta. Además, se hace el desarrollo del método presentando un sustento matemático a través de una serie de matrices que se explican a detalle. Por último, se realiza la selección de criterios e indicadores con base en la problemática desarrollada en el trabajo para presentar un plan adecuado que conjunte las variables involucradas con el objetivo del trabajo.

3.2 Métodos de decisión multicriterio

Los métodos de decisión multicriterio son utilizados para auxiliar a la toma de decisión ya que ayudan a describir, evaluar, ordenar, jerarquizar, seleccionar o rechazar alternativas. Con los métodos de decisión multicriterio se trata de identificar la mejor o las mejores soluciones considerando simultáneamente múltiples criterios en competencia.

La decisión multicriterio puede clasificarse mediante el número de alternativas presente en la toma de decisión. Cuando se tiene un número finito de alternativas posibles en el problema, la decisión se llama decisión multiobjetivo discreta. Cuando se tiene un número infinito de alternativas en el problema de selección, se denomina decisión multiobjetivo (Sánchez, 2009).

Los métodos de decisión multiobjetivo discreta se basan en:

- Un conjunto de alternativas, generalmente finitas.
- Un conjunto de criterios de evaluación que permiten evaluar cada una de las alternativas.

- Un conjunto de pesos, ponderaciones o jerarquías asignados por el decisor que reflejan la importancia relativa de cada criterio.
- Una escala de medida cuantitativa o cualitativa de cada alternativa en relación con cada uno de los criterios.
- Un método de agregación de preferencias globales con la finalidad de determinar la solución que obtenga las mejores evaluaciones.

En general, los resultados de los análisis de decisión multicriterio discreto dependen fuertemente de la selección de los pesos, normalizaciones y escalas seleccionadas. Algunos métodos de evaluación y decisión multicriterio discretos son: normalización, ponderación lineal, lógica difusa, proceso de análisis jerárquico (AHP) y mínimo arrepentimiento. Para este trabajo se utilizará el método de Proceso Analítico Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés).

AHP: Analytical Hierachy Process

El método AHP fue desarrollado por el matemático Thomas L. Saaty a finales de los años 70 y consiste en formalizar la comprensión intuitiva de problemas complejos mediante la construcción de un modelo jerárquico. Por medio del modelo jerárquico, el AHP, permite organizar la información del problema, descomponerla y analizarla por partes, visualizar las variaciones presentadas cuando existen cambios en cada nivel de jerarquía y sintetizar (Toskano, 2005).

Este método surgió debido a la necesidad de tener un método para la toma de decisiones que pudiera integrar aspectos cualitativos y cuantitativos en la toma de decisiones. Los aspectos cualitativos se integran mediante la elaboración de un árbol de jerarquías y la realización de comparaciones por pares entre los elementos de dicho árbol ya que, en estos procesos, se da pie a las diferencias de opinión y conflictos de interés, tal cual ocurren día a día en el mundo real (Saaty, 1980).

Los aspectos cuantitativos se integran asignando valores numéricos a las comparaciones pareadas, y a través de un manejo de matrices, se obtiene un vector de prioridades, así como un índice de la consistencia.

Para iniciar, se deben identificar todos los elementos que intervienen en el proceso de la toma de decisiones y los niveles como se pueden agrupar de forma jerárquica. En la Figura 3.1 se muestra esquemáticamente un árbol de jerarquías y las interrelaciones que vinculan dos componentes.

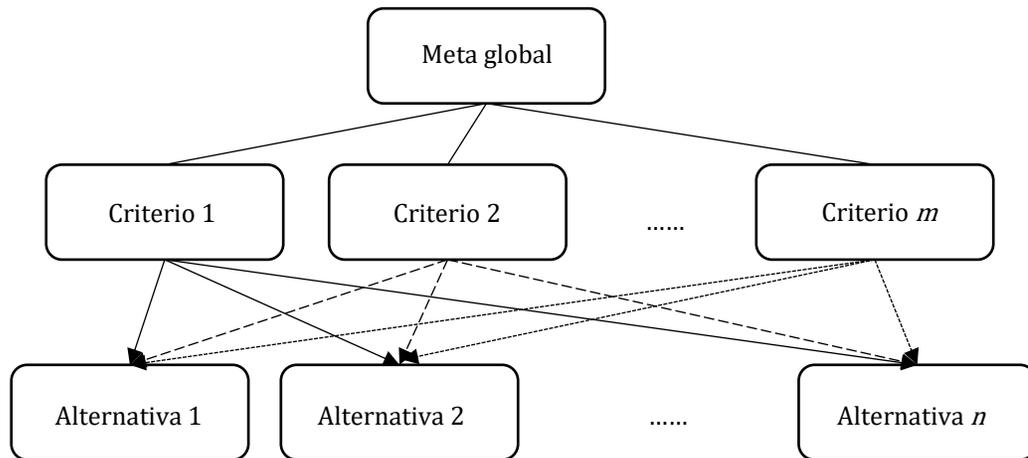


Figura 3.1 Árbol de jerarquía
Elaboración propia con información de (Saaty, 1980).

Para la elaboración de un árbol de jerarquía en el método AHP hay completa libertad. Primero se plantea un objetivo general y enseguida, se identifican los aspectos más importantes. Después, entre los elementos a considerar, se establece qué nivel de importancia tienen los unos respecto a los otros, y a su vez, se da origen a niveles y a subniveles. Finalmente, en el nivel de base se presentan las diferentes alternativas. No hay restricción en la cantidad de niveles ni al número de elementos de cada nivel (Saaty, 1980).

Al trabajar con un árbol de jerarquías se brindan algunos atributos para obtener la mayor capacidad de aprovechamiento como es: a) observar la problemática principal, b) estabilidad ante los cambios, es decir, los cambios en nivel con poca jerarquía alteran poco el marco en la toma de decisión. Además, una de las grandes virtudes de este árbol de decisión radica en que es posible manejar un sistema por partes, en sus detalles, y después integrarlo en lugar de trabajarlo directamente como un todo.

Las ventajas de trabajar con el método AHP respecto a otros métodos de decisión multicriterio son:

- Presenta un sustento matemático.
- Permite desglosar y analizar un problema por partes.
- Permite la participación de diferentes personas y genera un consenso.
- Permite la incorporación de aspectos cualitativos.
- Permite la verificación del índice de consistencia y realizar correcciones de ser necesario.
- Genera una síntesis y la posibilidad de realizar un análisis de sensibilidad.
- Fácil aplicación y permite que la solución obtenida se pueda complementar con métodos matemáticos de optimización.

Etapas del método AHP

1. Estructuración del modelo jerárquico (representación del problema mediante identificación de meta, criterios, subcriterios y alternativas).
2. Priorización de los elementos del modelo jerárquico.
3. Comparaciones pareadas entre los elementos.
4. Evaluación de los elementos mediante la asignación de “pesos”.
5. Ranking de las alternativas de acuerdo con los pesos dados (de la “mejor” a la “peor”).
6. Síntesis.
7. Análisis de Sensibilidad.

Estructuración del modelo Jerárquico

La estructuración del modelo consiste en ordenar jerárquicamente el problema a tratar, esto es, se debe identificar el problema, definir objetivos e identificar criterios y alternativas.

Identificar el problema

El problema es lo que se pretende resolver mediante alguna de las alternativas analizadas en el proceso.

Definición del objetivo

El objetivo o meta representa la respuesta que se pretende obtener a través del proceso.

Identificación de alternativas

Las alternativas son las propuestas factibles dadas por el grupo decisor para poder alcanzar el objetivo general mediante la selección de alguna de ellas.

Árbol de jerarquías

El árbol de jerarquías puede construirse de arriba abajo y viceversa. Cuando se construye de arriba hacia abajo se inicia con la identificación de los criterios más globales (de lo más general a lo más particular), es decir, éstos serán el primer nivel en la definición del problema. Puede haber subcriterios si se requieren y deben mantener una relación jerárquica con el criterio del cual se desprenden.

En la construcción de abajo hacia arriba, primero se generan todas las características de las alternativas y posteriormente se construye el modelo jerárquico agrupando aquellas características que mantienen un factor común con ellas (criterios y subcriterios) hasta llegar al objetivo general.

La construcción de la jerarquía dependerá de la información disponible y del grupo decisor. Si en el problema están definidas las alternativas y sus características, la jerarquía puede ser de abajo hacia arriba. De lo contrario, se recomienda iniciar de arriba a abajo.

Evaluación del modelo

Los pasos para seguir para la evaluación de los componentes del modelo jerárquico son el establecimiento de prioridades y la emisión de juicios y evaluaciones.

Establecimiento de prioridades con el AHP

En el método AHP, quien toma las decisiones elige una preferencia o prioridad con respecto a cada alternativa de decisión de acuerdo con la contribución que tenga sobre cada criterio. Con la importancia relativa y las preferencias obtenidas, se resume la información y se proporciona la jerarquización de prioridades de las alternativas, en términos de la preferencia global, por medio del proceso llamado síntesis.

Comparaciones por pares

El proceso de Saaty permite dar valores numéricos a las preferencias dadas por cada integrante del grupo decisor, logrando medir cómo contribuye cada elemento de la jerarquía al nivel inmediatamente superior del árbol de jerarquías. Para estas comparaciones se utilizan escalas de razón en términos de preferencia, importancia o probabilidad, sobre la base de una escala numérica propuesta por el mismo Saaty, que va desde 1 hasta 9 como se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Escala de preferencias del método AHP

Planteamiento verbal de la preferencia	Calificación numérica
A es extremadamente preferible a B	9
A es entre muy fuerte y extremadamente preferible a B	8
A es muy fuerte y extremadamente preferible a B	7
A es entre fuerte y muy fuertemente preferible a B	6
A es fuertemente preferible a B	5
A es entre moderada y fuertemente preferible a B	4
A es moderadamente preferible a B	3
A es entre igual y moderadamente preferible a B	2
A es igualmente preferible a B	1

Elaboración propia con información de (Saaty, 1980)

Las variables A y B de la Tabla 3.1 pueden ser criterios, subcriterios y/o alternativas.

Matriz de comparaciones por pares

Es una matriz cuadrada que contiene comparaciones pareadas de alternativas o criterios.

Sea \mathbf{A} una matriz $n \times n$, donde $n \in \mathbb{Z}^+$ (enteros positivos). Sea a_{12} el elemento (i, j) de \mathbf{A} , para $i = 1, 2, \dots, n$, y, $j = 1, 2, \dots, n$. Decimos que \mathbf{A} es una matriz de comparaciones pareadas

de n alternativas, si a_{12} es la medida de la preferencia de la alternativa en el renglón i

cuando se le compara con la alternativa de la columna j . Cuando $i = j$, el valor de a_{11} será

igual a 1, pues se está comparando la alternativa consigo misma.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

El AHP sustenta esto con los axiomas referidos a cada una de las condiciones siguientes:

Axioma 1. Condición de juicios recíprocos. Si \mathbf{A} es una matriz de comparaciones pareadas se cumple que:

$$a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}} \quad (5)$$

Axioma 2. Condición de homogeneidad de los elementos. Los elementos que se comparan son del mismo orden de magnitud, o jerarquía.

Axioma 3. Condición de estructura jerárquica o dependiente. Existe dependencia jerárquica en los elementos de dos niveles consecutivos.

Axioma 4. Condición de expectativas de orden de rango. Las expectativas deben estar representadas en la estructura en términos de criterios y alternativas.

Emisión de juicios y evaluaciones

Los juicios son la base del método AHP. Éstos son establecidos por información científica y técnica y por la experiencia y conocimientos del grupo decisor. Tomar en cuenta las opiniones de cada uno de los analistas y/o grupos de interés en la evaluación del modelo, por medio de las comparaciones pareadas que realiza cada uno de los involucrados, hace del AHP un método diferente a los demás. Las comparaciones pareadas permiten conocer sus preferencias respecto a los diferentes componentes del modelo (criterios, subcriterios y alternativas), en términos de su importancia, preferencia o probabilidad. La preferencia se cuantificará mediante un valor numérico (ver Tabla 3.1) (Saaty, 1980).

Síntesis

Después de construir la matriz de comparaciones pareadas se puede calcular lo que se denomina prioridad de cada uno de los elementos que se comparan. A esta parte del método AHP se le conoce como “síntesis”; para obtenerla se requiere el cálculo de valores y vectores característicos. Sin embargo, las prioridades sintetizadas pueden aproximarse mediante los siguientes pasos algebraicos.

1. Sumar los valores en cada columna de la matriz de comparaciones pareadas.
2. Dividir cada elemento de tal matriz entre el total de su columna; a la matriz resultante se le denomina matriz de comparaciones pareadas normalizada.
3. Calcular el promedio de los elementos de cada renglón de las prioridades relativas de los elementos que se comparan

La síntesis obtendrá prioridades generales y una ordenación de las alternativas.

Matriz de prioridades

Las prioridades de cada criterio respecto a la meta global se presentan en el vector columna denominado vector de prioridades de los criterios, es decir:

$$\begin{array}{c}
 \text{Meta global} \\
 \text{Criterio 1} \\
 \text{Criterio 2} \\
 \dots \\
 \text{Criterio } m
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 P'_1 \\
 P'_2 \\
 \dots \\
 P'_m
 \end{pmatrix}
 \quad (6)$$

de este vector se desprende que m es el número de criterios y P'_i es la prioridad del criterio i con respecto a la meta global, para $i = 1, 2, \dots, m$.

La matriz de prioridades es aquella que resume las prioridades para cada alternativa en términos de cada criterio. Para m criterios y n alternativas tenemos:

$$\begin{array}{c}
 \text{Criterio 1} \quad \text{Criterio 2} \quad \dots \quad \text{Criterio } m \\
 \text{Alternativa 1} \\
 \text{Alternativa 2} \\
 \dots \\
 \text{Alternativa } m
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\
 P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm}
 \end{bmatrix}
 \quad (7)$$

Donde P_{ij} es la prioridad de la alternativa i con respecto al criterio j , para $i = 1, 2, \dots, n$; y $j = 1, 2, \dots, m$.

La prioridad global para cada alternativa se obtiene del vector columna que resulta de multiplicar la matriz de prioridades con el vector de prioridades de los criterios.

$$\begin{bmatrix}
 P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\
 P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 P'_1 \\
 P'_2 \\
 \dots \\
 P'_m
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 P_{g1} \\
 P_{g2} \\
 \dots \\
 P_{gi}
 \end{bmatrix}
 \quad (8)$$

Donde P_{gi} es la prioridad global (respecto a la meta global) de la alternativa i para $i = 1, 2, \dots, n$.

Consistencia

Para asegurar que la toma de decisión sea lo más objetiva posible, las preferencias hechas por el grupo decisor en el transcurso de las comparaciones pareadas, deben ser lo más consistentes posibles, es decir, que las variaciones entre ellas sean las mínimas. Sin embargo, la consistencia perfecta es muy difícil de lograr, por lo que, existirá un cierto grado de inconsistencia en casi cualquier conjunto de comparaciones pareadas.

El AHP ofrece un método para medir el grado de consistencia entre las prioridades dadas por el grupo decisor. Si el grado de consistencia es aceptable, se continúa con el proceso de decisión. Si el grado de consistencia es inaceptable, quien toma las decisiones debe reconsiderar y modificar sus preferencias sobre las comparaciones pareadas antes de continuar con el análisis.

Sea **A** una matriz cuadrada de comparaciones pareadas, será consistente si:

$$a_{ij}a_{jk} = a_{ik}, \quad \text{para } i, j, k = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

Es decir, se requiere que todas las columnas (y renglones) de **A** sean *linealmente dependientes*. En particular, las columnas de cualquier matriz de comparaciones pareadas de 2×2 son linealmente dependientes y, por lo tanto, una matriz cuadrada de 2×2 siempre será consistente.

El AHP calcula la razón de consistencia (**RC**) como el cociente entre el índice de consistencia de **A** (**IC**) y el índice de consistencia aleatorio (**IA**).

$$RC = \frac{IC}{IA} \quad (15)$$

IC se calcula como:

$$IC = \frac{n_{max} - n}{n - 1} \quad (16)$$

El valor de n_{max} se calcula de la Ecuación (4) observando que la i -ésima ecuación es:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} \bar{w}_j = n_{max} \bar{w}_i, i = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

Y sabiendo que $\sum_{i=1}^n w_i = 1$, tenemos:

$$\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^n a_{ij} \bar{w}_j \right] = n_{max} \sum_{i=1}^n \bar{w}_i \quad (18)$$

Como ya se mencionó, **IA** es el índice aleatorio de consistencia de **A**, es decir, el índice de consistencia de una matriz de comparaciones pareadas generada aleatoriamente. Se puede mostrar que el **IA** depende del número de elementos que se comparan, y asume los valores mostrados aquí:

# de elementos a comparar (n)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Valor del índice aleatorio (IA)	0	0	0.58	0.89	1.11	1.24	1.32	1.4	1.45	1.49

Se asume que los valores $RC \leq 0.10$ determinan un grado de consistencia aceptable en las comparaciones pareadas. Cuando $RC \geq 0.10$, los juicios se consideran inconsistentes (Saaty, 1980).

Análisis de sensibilidad

Habiendo obtenido el resultado final, el AHP permite realizar un análisis de sensibilidad mediante la variación del resultado cuando se altera la importancia de los criterios. El análisis de sensibilidad debe responder a la pregunta: ¿qué pasa si...? facilitando el análisis en aquellos procesos dinámicos de toma de decisión donde se requiere volver a aplicar el AHP para revisar y ajustar el proceso en un corto o mediano plazo debido a que su entorno está en un continuo cambio (Saaty, 1980).

Para llevar a cabo el método, se deben seleccionar los criterios e indicadores para realizar el análisis de los escenarios de este trabajo.

3.3 Selección de criterios e indicadores

De acuerdo con la definición que estableció (Naciones Unidas, 1987), donde establece que el desarrollo sostenible “satisface las necesidades de la generación actual sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”, es necesario promover y fortalecer criterios que nos permitan evaluar planes de manera sostenible.

Debido a lo anterior, para evaluar la sostenibilidad de los escenarios que se plantean en este trabajo, se van a utilizar como criterios los pilares del desarrollo sostenible, es decir, los criterios económicos, ambientales y sociales. A su vez, estos criterios son representados por indicadores de sustentabilidad, los cuales en este trabajo fueron seleccionados en función de parámetros que pueden caracterizar la sostenibilidad de los escenarios de expansión.

Ambientales: Se seleccionó el indicador relativo a las Emisiones de CO₂ que tienen impacto sobre el cambio climático y su reducción en la generación es una acción de descarbonización.

Económicos: Se seleccionaron los parámetros de costo de adición de capacidad y costo de despacho de energía eléctrica.

Sociales: Se escogió un parámetro relacionado con los daños a la salud, como es la emisión de partículas suspendidas, sabiendo que afectan la calidad del aire.

Las emisiones de CO₂ y las partículas suspendidas están ligadas al tipo de combustible que se usa para la generación de electricidad, pero tiene diferentes impactos en las afectaciones: las primeras son de efecto global, al cambio climático, mientras que las segundas son de impacto local sobre la calidad del aire afectando la salud de las personas. Esto no quiere decir que las emisiones de CO₂ no afecten a la salud, pero para este trabajo las partículas suspendidas tendrán un efecto mayor sobre la salud de la sociedad. Como se menciona en (SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS, 2018) las partículas suspendidas PM₁₀ y PM_{2.5} tienen gran impacto sobre la salud.

En BCS este tipo de partículas abundan en el aire, debido principalmente, a las centrales de generación que hay actualmente en el estado, aunque también otros sectores como el transporte, industria, etc., tiene sus aportaciones a este tipo de partículas. En (SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS, 2018) también se

menciona el perfil de mortalidad hasta 2015 en BCS, donde se incluyen algunas enfermedades a causa de la contaminación como conjuntivitis e infecciones respiratorias agudas.

Hay otro indicador que es la **diversificación** de la generación de electricidad, pero éste está asociado indirectamente con los 3 criterios. Entre más grande sea la diversidad, mayor será la seguridad energética. Para medir este indicador se usará el índice de Shannon-Wiener con la siguiente expresión:

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N (-p_i) * (\ln(p_i)) \quad (19)$$

Donde:

i= tipo de combustible

N= número de combustibles que participan en la generación

p_i = fracción de la generación bruta de las tecnologías usando el combustible tipo i

El indicador social seleccionado evalúa los daños a la salud por las partículas suspendidas de las centrales eléctricas. El indicador económico evalúa el costo que se debe hacer en cada escenario considerando el despacho de energía y la instalación de capacidad de energía. Además, el indicador ambiental está ligado al problema mundial de calentamiento global, y es por ello, que buscamos medir las emisiones que se generan en cada escenario planteado.

Todos estos indicadores, tienen sus respectivas unidades de medida mencionadas en el transcurso del trabajo y son obtenidas con base en la información proporcionada en las Tabla 2.8 y en las ecuaciones 1, 2 y 19.

Además de los indicadores se requieren de actores, que son los que se encargan de emitir ciertos juicios de valor para determinar el peso de cada indicador y, que puede influir en la toma de decisión porque los actores son los que pueden llevar a cabo los escenarios en función de la compatibilidad de los proyectos que tengan planeados. Por ejemplo, para este trabajo se consideran actores Pro-salud y Pro-economía.

Lo anterior se definió con base en que BCS es un estado con mucho turismo y, por lo tanto, este sector requiere mucha inversión. Dado que la salud está ligada a la vida humana, se considera que lo más importante es asegurar la vida de las personas. Puesto que este estado tiene gran atracción turística, es de vital importancia asegurar una buena calidad en el ambiente, libre de contaminantes, tanto para los turistas como para los habitantes que residen allí. Además, es importante solventar energía de calidad (sin interrupciones) para que este sector continúe siendo de los destinos turísticos más recurridos por turistas a nivel nacional e internacional.

Por otro lado, se tiene el conocimiento que, la economía es indispensable en el desarrollo de cualquier sitio. Generar al más bajo costo y sin necesidad de grandes proyectos para la adición de capacidad es lo deseable para gastar poco, aunque a largo plazo, no siempre es recomendable esta situación porque el objetivo es generar energía eléctrica de manera continua, muchas veces, al costo que sea.

A continuación, en la Figura 3.2 se muestra el árbol de jerarquía AHP que se utiliza en este trabajo para el análisis de los resultados.

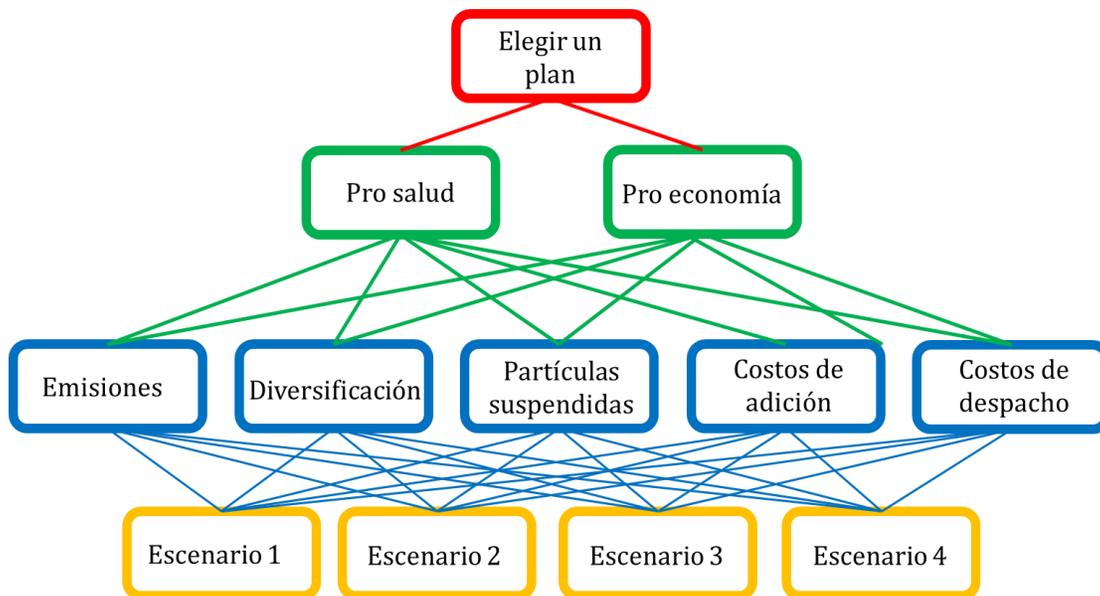


Figura 3.2 Árbol de jerarquías AHP
Fuente: Elaboración propia

Con base en la Figura anterior, se va a desarrollar el análisis para la toma de decisión. Los criterios se van a detallar en los capítulos siguientes. Para lo cual, es necesario definir conceptos de planeación energética, así como algunas características y la metodología que se debe seguir para realizar un estudio de esta magnitud.

Planeación energética

4.1 Introducción

En este apartado se hace la introducción a la planeación energética y la descripción del optimizador MC que se utilizó para la simulación de escenarios de este trabajo. Así como un bosquejo general de los parámetros que se requieren para la utilización de esta herramienta de optimización del sistema de generación y transmisión de electricidad.

4.2 Metodología de la planeación energética

La planeación energética es un proceso iterativo y dinámico que tiene como objetivo estimar a corto, mediano y largo plazo la demanda de energía a un mínimo costo y con un nivel adecuado de confiabilidad para disponer de un sistema competitivo, respetando los acuerdos en materia energética, social, económica y ambiental con el fin de buscar la sostenibilidad. Los resultados se deben presentar a los tomadores de decisiones con el fin de escoger un programa de acción a implementar, seleccionado los componentes del sistema, la programación en el tiempo y definiendo los sitios para su instalación.

Se entiende la dificultad técnica de la planificación porque existen metodologías y/o modelaciones donde se realizan ejercicios de proyecciones futuras, ejecutando diversos tipos de análisis para observar el comportamiento de las variables a considerar, variando el periodo de estudio, criterios o sectores que se deseen analizar.

Como se observa en la Figura 4.1, es esencial contar con una base de datos sólida, con un análisis adecuado de los parámetros para obtener un sustento adecuado en la toma de decisiones. Si después de la evaluación integrada de todos los datos el resultado no es favorable al objetivo buscado, se cambian los parámetros necesarios cuidando la coherencia de las metas generales.

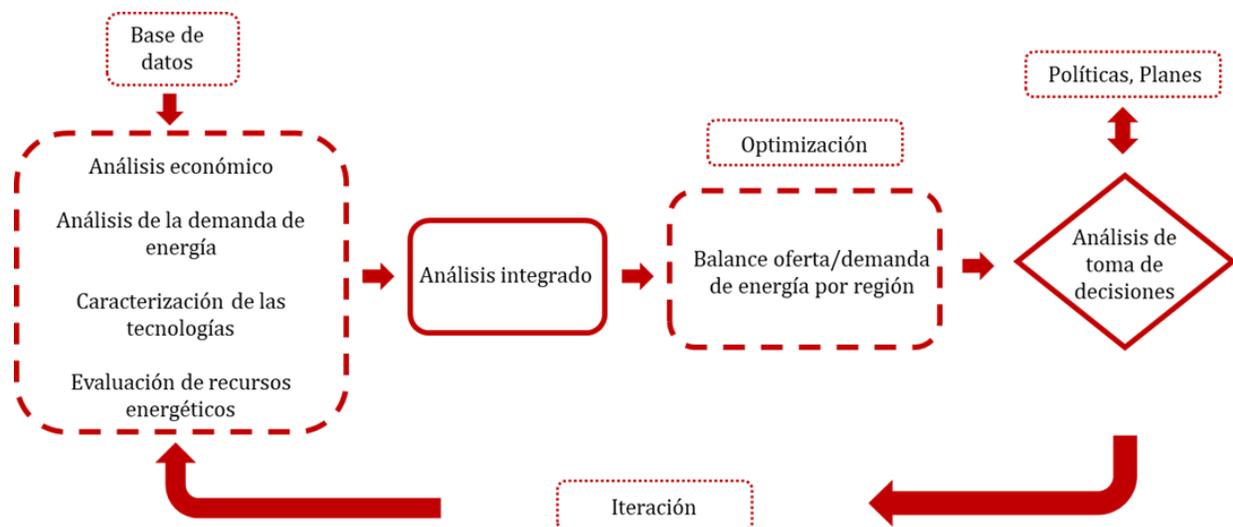


Figura 4.1 Estructura de la planificación

Elaboración propia con información de (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017)

4.3 Descripción del optimizador utilizado para la planeación

El optimizador MC es un programa codificado en la plataforma MATLAB, utiliza el optimizador simplex de MATLAB, que se basa en un algoritmo de programación lineal. Dicho programa opera mediante funciones objetivo y restricciones con una interfaz en EXCEL para visualizar los resultados de las salidas. Los datos se colocan en un EXCEL, donde se adjunta y se agrupa en pestañas toda la información requerida, datos de entrada, restricciones, análisis de la demanda, etc. Después, la ejecución del programa se hace en el software MATLAB y, al finalizar, entrega los datos en archivos EXCEL donde se pueden realizar los análisis correspondientes de cada una de las salidas.

El optimizador tiene como objetivo encontrar, a partir de un escenario dado, posibles estrategias para satisfacer las necesidades de energía de una región contemplado costos mínimos de operación e instalación de infraestructura de generación y transmisión de manera simultánea. En otras palabras, realiza una optimización con las mejores opciones para cubrir la demanda de los diferentes escenarios casándose en la minimización de costos y dependiendo de las restricciones adicionales o metas, el programa concurre en una solución a la mejor posibilidad.

Dentro del programa se encuentra una basta recopilación de datos, tanto de documentos oficiales (COPAR 18, PRODESEN 18, INEL) como de aproximaciones realizadas por la UPE reportadas en informes del Sistema de Modelación Integral del Sector Eléctrico SIMISE. Además, cuenta con un trabajo sistematizado de análisis de datos especializados en el sector eléctrico, como lo es la demanda, perfiles de viento y sol, etc.

Cabe resaltar la gran versatilidad de este programa que, aunque aún se encuentra en desarrollo, ya que puede realizar ciertas simulaciones que arrojan resultados indicativos para la planeación de la expansión de sistemas eléctricos. Idealmente, fue creado para simulaciones del SIN, pero, en esta tesis fue modificado y ajustado con base en la investigación de los diferentes parámetros para BCS. Algunos de los datos requeridos se muestran en la Tabla 4.1, donde están agrupados según la ubicación en el Excel.

Tabla 4.1 Datos requeridos para el programa de optimización

Pestaña	Datos requeridos
Capacidad	Capacidad instalada del año base en MW y restricciones de capacidad para los años de estudio.
Costos	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de despacho en USD/MWh • Costos de infraestructura en USD/MW • Costos de transmisión en USD/MWh
Transmisión	Límites de transmisión entre regiones en MW
Factor de disponibilidad	Factor de disponibilidad horaria de cada tecnología por cada región
Demanda	Demanda total de la región compuesta de las demandas de cada región con la discretización horaria correspondiente. Se cuenta con la demanda del año base y las proyecciones para los años de estudio. La demanda se expresa en MWh.
Meta	Se refiere a las metas de energía limpia. Éstas son definidas por el analista. Las metas se expresan en % del total.

Elaboración propia con información de (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017)

4.4 Metodología del modelo/optimizador

El modelo matemático del optimizador se conforma de un sistema de ecuaciones lineales simultáneas, que, al resolverse, minimizan la función objetivo (F.O.), creando un escenario de mínimo costo cumpliendo con las restricciones y metas establecidas. Los componentes de la función objetivo se describen a continuación (Martín del Campo, Cecilia et al., 2017):

$$F.O. = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R C_{t,r} x \quad t = \text{tecnología}, \quad r = \text{región}, \quad (20)$$

$x = \text{energía o capacidad}$

$$C_{t,r} = CD_{t,r} + CI_{t,r} + CT_{t,r} + cte \quad (21)$$

Donde:

$C_{t,r}$ es el costo total del sistema en el periodo t de la región r

$CD_{t,r}$ es el costo de despacho de energía en el periodo t en la región r

$CI_{t,r}$ es el costo de infraestructura (capacidad de generación que se instala) en el periodo t en la región r

$CT_{t,r}$ es el costo de transmisión de energía en el periodo t en la región r

Después, al desagregar los costos tenemos:

$$CD_{t,r} = \left[\frac{RT}{PC} * PreC + CO\&Mv \right] * Gen$$

$$CI_{t,r} = [CAIO + CO\&Mf] * Cap$$

$$CT_{t,r} = [CTrans] * Ge_{líneas}$$

$$cte = CO\&Mf * Cap_i$$

$$CAIO = Cinv * frc * fvp$$

Donde:

RT = régimen térmico por tecnología en [MJ/MWh]

PC = poder calorífico del combustible para la tecnología en [MJ/U]

$PreC$ = precio de combustible para la tecnología en [USD/U]

$CO\&Mv$ = costo de operación y mantenimiento variable por tecnología en [USD/MWh]

Gen = energía despachada de manera óptima en cada región por cada tecnología en [MWh]

C_{inv} = costo de inversión por tecnología en [USD/MW]

frc = factor de recuperación en %

fv_p = factor de valor presente

$CO\&M_f$ = costo de operación y mantenimiento fijo en [USD/MW]

Cap = capacidad óptima a instalar de cada tecnología por región en [MW]

C_{Trans} = costo de las líneas de transmisión (Sólo se considera cuando se transmite energía por un enlace de transmisión entre subregiones)

$Gen_{líneas}$ = energía óptima que viaja por las líneas de transmisión

Cap_i = capacidad inicial del periodo y se calcula como se muestra en la siguiente expresión

$$Cap_i = Cap_{i-1} + Adiciones_{fijas} - Retiros_{fijos} \quad (22)$$

Por otra parte, las restricciones se expresan de la siguiente forma:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R x_i - D(per)_r \approx 1 \times 10^{-14} \quad (23)$$

Cumplimiento de la demanda con 1×10^{-14} % de error

Donde:

$D(per)_r$ = es la demanda del periodo por región

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R x_i \geq 0; \text{ Demanda positiva} \quad (24)$$

Las restricciones de meta de energía limpia, adiciones, etc, son agregadas directamente en la matriz de Excel.

Escenarios y análisis de los resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se hace la descripción detallada de la conformación de los escenarios. Se inicia con las consideraciones generales que se tomaron en cuenta para la realización de las simulaciones. Después, se hace la descripción de cada escenario, detallando los cambios específicos que se hicieron y se muestran algunos resultados. Enseguida, se muestra la aplicación del método AHP con los parámetros que se consideran y, por último, los resultados finales, que se deriva en la elección del plan.

5.2 Consideraciones generales

Selección de regiones

Para este trabajo se decidió agrupar los 5 municipios de BCS en 4 regiones. Se consideró la demanda de cada una de éstas, la infraestructura de las líneas de transmisión actuales y la capacidad instalada. Los Cabos y La Paz, por ser las de mayor población y demanda fueron seleccionadas para ser parte del grupo de 4 regiones. Loreto al ser el municipio que menos impacto tuvo, fue el que se “agregó” a Comundú, que a su vez pasó a ser Cd. Constitución. Cabe resaltar que Cd. Constitución pertenece a Comundú. Mulegé, por naturaleza geográfica, siempre ha sido independiente. Para este trabajo se anexó al análisis del estado de BCS.

Como resumen, las 4 regiones con las que se van a trabajar son: Los Cabos, La Paz, Cd. Constitución y Mulegé. En la Tabla 5.2 se muestra la distribución de capacidad instalada en las 4 regiones iniciales que se manejan en el optimizador.

Análisis de la demanda

El recurso que se utilizó para el manejo de datos de la demanda es una técnica basada en la repetición y agrupación de datos. Considerando que el año cuenta con 8760 horas y, 8784 cuando es bisiesto, se debe considerar hacer una representación de “horas tipo” simplificando las horas de un año a un determinado número de horas equivalentes/representativas dependiendo de los datos, tecnologías y características de la carga eléctrica y de oferta de recursos renovables para la agrupación adecuada. Para este trabajo se consideraron 254 horas tipo.

En este caso, el comportamiento de la agrupación de horas se adaptó a la curva de demanda de BCS, como se muestra en la Figura 5.1 en la cual se muestra el efecto representativo que se obtuvo, muy similar a la demanda total de la región. Se decidió que en la hora 1 se presentara el pico para observar el comportamiento del sistema (capacidad y energía máxima necesaria). Lo anterior, solo con fines académicos.

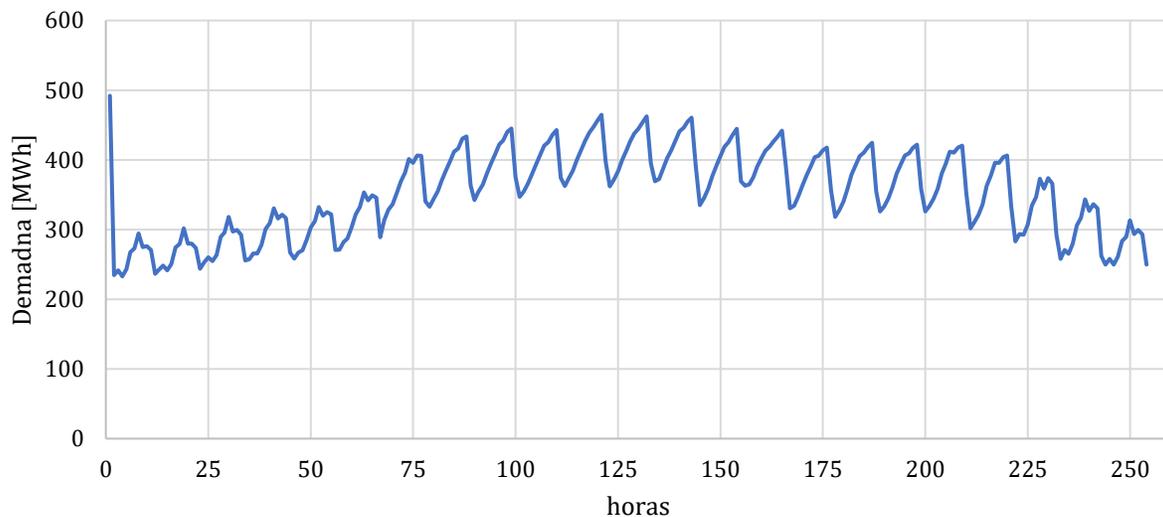


Figura 5.1 Demanda de BCS después de la agrupación para 2018
Elaboración propia con los resultados obtenidos

Para este trabajo, la discretización se basará en el mes de agosto porque es el mes donde está la mayor demanda, pero el análisis se aplicará a la demanda de todo el año. Lo anterior es con el fin de no perder información importante del comportamiento de las demandas de cada región durante las horas críticas del año.

Como ya se mencionó, el mes con mayor demanda es agosto, que coincide con la época de mayor temperatura. Esto quiere decir que, el pico máximo se presenta en el mes mencionado anteriormente por lo que, la finalidad es simular la capacidad máxima de instalación que será requerida para satisfacer el pico máximo de demanda de todo el año, por lo cual, se garantiza el suministro de energía eléctrica lo largo del año de estudio. En la Tabla 5.1 se muestran las demandas que se van a trabajar en el optimizador para los años de estudio.

Tabla 5.1 Demandas máximas y mínimas para BCS por año.

	año 2020	año 2030	año 2040	año 2050
Demanda máxima MWh/h	510.07	617.24	702.35	829.08
Demanda mínima MWh/h	236.83	263.64	274.02	301.11

Elaboración propia con los resultados obtenidos

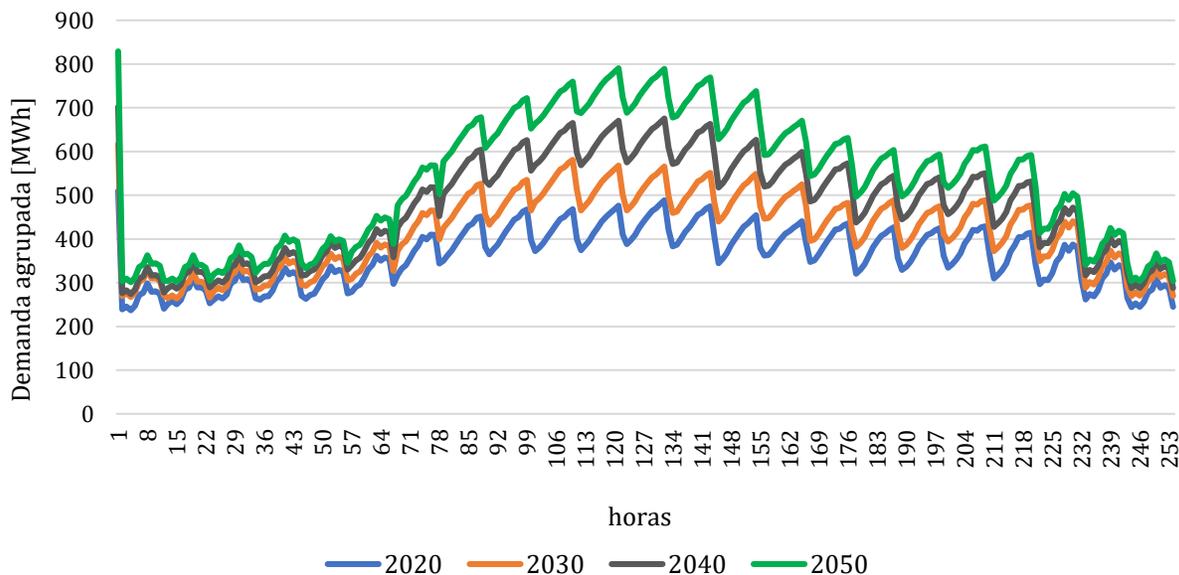


Figura 5.2 Evolución de las demandas agrupadas por año

Elaboración propia con los resultados obtenidos

En la Figura 5.2 se muestra la evolución de las demandas después de haber aplicado la metodología de agrupación que se utiliza en este trabajo con el pico en la hora 1. Estas demandas son utilizadas en el optimizador MC para todos los escenarios del presente trabajo. Al final de la optimización de cada año, se obtiene la energía para las 254 horas agrupadas que, después son multiplicadas por el número de “horas tipo” de cada hora para obtener la

cantidad de energía total. Con lo anterior, se hace una “desagregación” de la demanda para extraer la energía que se consume en las 8760 horas del año.

Adiciones y retiros

Este apartado es de suma importancia, ya que tiene un impacto directo en los datos de entrada del optimizador. Para el presente trabajo, se tomó la decisión de considerar las adiciones y retiros como variables exógenas, realizando las operaciones adecuadas para considerar dichos datos en la capacidad instalada inicial del optimizador. Se consideró hasta el año 2020.

Después de ese año, no se consideraron ni adiciones ni retiros porque no se cuentan con los datos del inicio de operaciones de las plantas, por lo tanto, no es preciso el conteo de la vida de operación de cada planta y, por ende, no se puede programar un retiro fijo. Las capacidades que se van a adicionar y a retirar se pueden observar en las Tablas 2.5 y 2.6 de este trabajo.

Metas de energía limpia y topes de generación

Las consideraciones para las metas de energía limpia se tomaron en referencias al potencial de recursos para poder generar energía limpia. Las metas cambian, dependiendo el escenario. Pero se toma como referencia base que para 2050 el 50% de la generación de electricidad sea mediante energías limpias.

Por otra parte, los topes de generación se hicieron con base en los potenciales encontrados en diversas fuentes. Para la energía limpia, se consideró el potencial de aprovechamiento de los recursos naturales de la región. Se realizó un ponderado de cada tecnología con el fin de que, a lo largo del periodo de estudio, exista un potencial aprovechable. En tanto las centrales que utilizan combustible fósil, se realizó un ponderado bajo el criterio de disminuir tanto costos como emisiones de CO₂. Se decidió colocar un margen de capacidad adicional para la posible instalación futura, si es que se requiere al optimizar el programa.

Costos

A lo largo del presente trabajo se muestran los costos y origen de la información para este rubro, así como algunas proyecciones, pero cabe señalar, que, en las simulaciones para los años 2030, 2040 y 2050 se considera la moneda constante en el Optimizador MC.

Cabe mencionar que, para una planeación más detallada, se requiere la actualización de esta variable. Pero la realización de este trabajo se hizo para un análisis indicativo-académico y los resultados son muy útiles.

5.3 Caso base

Para la estructura de este caso, y con base en las consideraciones generales, en las Tablas 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6 se muestran los datos de entrada en el optimizador para el caso Base de este trabajo. Así como el consumo anual de electricidad estimado para el año 2020: **2797.79 GWh**. Estos consumos se pueden observar en la Tabla 2.4.

Tabla 5.2 Capacidad inicial de entrada al optimizador MC

	Turbogás	Eólica	Solar	Termoeléctrica	Combustión Interna	Bioenergía	Geotérmica
Los Cabos	264	-	-	-	6	-	-
La Paz	43		30	113	219		
Cd. Constitución	33		23		104		
Mulegé	59		1	46	99		10

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.3 Metas de energía limpia por año

AÑO	2020	2030	2040	2050
META	25 %	37 %	43 %	50 %

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.4 Enlaces de transmisión entre las regiones

Enlace	Capacidad [MW]
Cd. Constitución – La Paz	90
Los Cabos – La Paz	180

Elaboración propia con datos obtenidos de (SENERa, 2018)

Tabla 5.5 Topes de instalación de capacidad en MW

AÑO 2020							
	Turbogás	Eólica	Solar	Termoeléctrica	Combustión Interna	Bioenergía	Geotérmica
Los Cabos	20	20	56	-	6	-	-
La Paz	20	20	63.1	20	219	-	-
Cd. Constitución	-	-	-	-	-	-	-
Mulegé	-	-	-	-	-	-	-
AÑO 2030							
Los Cabos	20	20	56	20	30	-	11
La Paz	20	20	63.1	20	30	1.1	-
Cd. Constitución	20	30	50	20	30	-	68
Mulegé	20	30	58	-	30	0.02	74
AÑO 2040							
Los Cabos	20	20	56	20	30	-	11
La Paz	20	20	63.1	20	30	1.1	-
Cd. Constitución	20	30	50	20	30	-	68
Mulegé	20	30	58	-	30	0.02	74
AÑO 2050							
Los Cabos	20	20	56	20	30	-	11
La Paz	20	20	63.1	20	30	1.1	-
Cd. Constitución	20	30	50	20	30	-	68
Mulegé	20	30	58	-	30	0.02	74

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.6 Costos utilizados para este trabajo

DESPACHO [USD/MWh]							
	Turbogás	Eólica	Solar	Termo eléctrica	Combustión Interna	Bioenergía	Geotérmica
Los Cabos	203.01	2X10-6	2X10-6	86.80	171.93	24.53	30.76
La Paz	203.01	2X10-6	2X10-6	148.99	171.93	24.53	30.76
Cd. Constitución	203.01	2X10-6	2X10-6	86.80	171.93	24.53	30.76
Mulegé	203.01	2X10-6	2X10-6	100.87	171.93	24.53	30.76
INSTALACIÓN [miles de USD/MW]							
Los Cabos	987.29	1640.98	1615.40	1517.61	3696.60	4568.61	2719.81
La Paz	987.29	1640.98	1615.40	1827.04	3067.44	4568.61	2719.81
Cd. Constitución	987.29	1640.98	1615.40	1517.61	3067.44	4568.61	2719.81

Mulegé	987.29	1640.98	1615.40	1827.04	3067.44	4568.61	2719.81
Transmisión [USD/MWh]							
Constitución - La Paz	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62
Los Cabos - La Paz	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62	5.62

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Las operaciones y origen de los datos se encuentran en los anexos de este trabajo

Resultados caso Base

Para la simulación de este caso, se utilizaron los parámetros iniciales descritos en las Tablas 5.2 - 5.6, además de las demandas que se muestran en la Figura 5.2. Lo anterior contemplando los datos de entrada requeridos para el optimizador MC. A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.7 Resultados de la simulación, caso Base

	Energía limpia generada	Costos de adición	Emisiones totales de CO ₂	Adición de capacidad bruta	Emisiones de PS	Costos de despacho
	[%]	[millones de dólares]	[Mega-ton]	[MW]	[Kilo-ton]	[millones de dólares]
2020	22	289.52	1.50	172.34	1.21	356.78
2030	47	522.90	1.18	285.49	1.03	284.89
2040	49	71.86	1.30	27.77	1.06	315.63
2050	62	467.49	1.30	263.68	0.96	267.75

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

En la Tabla 5.7, se observan los valores de salida por año simulado de algunas variables de interés para el análisis. Primero, se observa un incremento significativo de energía limpia generada que pasa a ser de 62% para el año 2050. Lo anterior tiene un impacto notable en los costos de adición, contemplando la suma de los años simulados, se tiene un total de 1351.76 millones de dólares. Por otro lado, se observa cómo las emisiones de CO₂ y partículas suspendidas van disminuyendo a lo largo de los años de estudio. Para el 2030 se había reducido por la cantidad de energía limpia que se había adicionado, y en 2040 vuelve a tener un incremento debido a que, además de que la demanda para ese año había aumentado, la adición de energías limpias no fue tan elevada como el periodo anterior teniendo que suministrar la energía faltante con plantas a base de energías convencionales.

También los costos de despacho disminuyen para el año 2050. Lo anterior está ligado directamente a las adiciones de capacidad que se tuvieron a lo largo de los años simulados, que, como se muestra en la Figura 5.3, se intuye que las adiciones fueron en energía renovable debido a que tiene un costo bajo de despacho. Por último, esto beneficia en la diversificación de la matriz energética, que como se muestra en la Figura 5.3, la generación proviene de diferentes tecnologías.

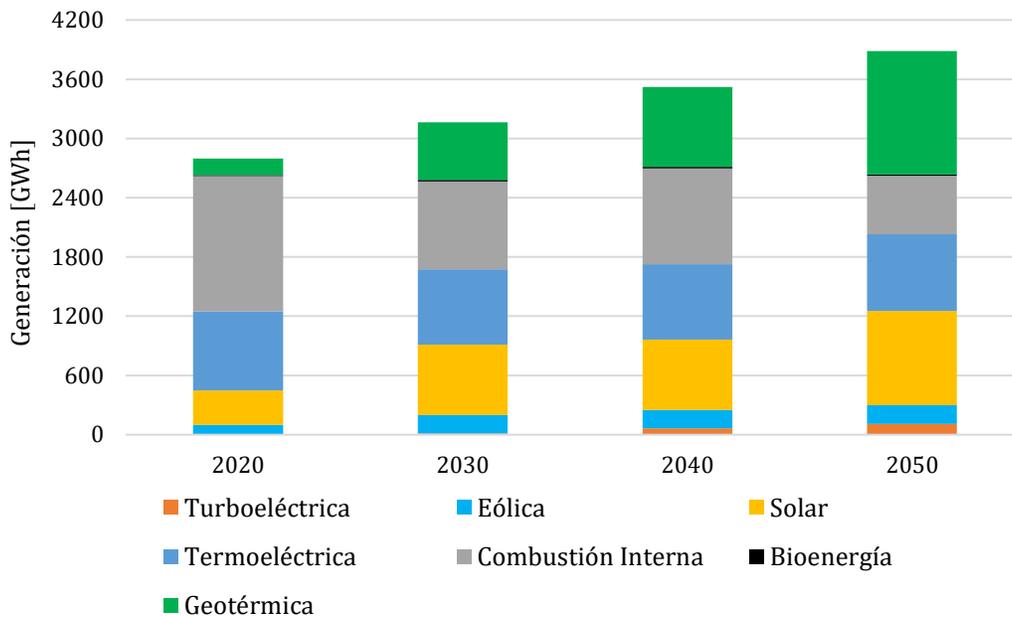


Figura 5.3 Generación de electricidad, caso Base
Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

En este caso, como conclusiones preliminares, se muestra que la evolución de energía limpia es acelerada y que se necesita una fuerte inversión para adición de capacidad instalada. Lo anterior tiene como beneficios, un bajo costo de despacho y que la contaminación proveniente de centrales eléctricas irá en decremento.

5.4 Caso Libre

Consideraciones particulares, caso Libre

La capacidad inicial es la misma mencionada en la Tabla 5.2. Los topes de instalación de capacidad, los enlaces de transmisión y los costos son los mismos utilizados en la Tabla 5.4, Tabla 5.5 y Tabla 5.6. Se realizó esta simulación con la finalidad de ver la capacidad máxima

de energía eléctrica que puede generarse con las centrales eléctricas que se tienen actualmente y observar hasta qué año requiere hacer nueva adición de capacidad. También para evaluar las emisiones, que podemos predecir, serán altas respecto al caso anterior.

Este caso es la simulación de un escenario donde no se tiene un plan de metas de energía limpia y solo se hace instalación cuando el sistema requiere más capacidad para generar energía eléctrica.

Resultados, caso Libre

Tabla 5.8 Resultados de la simulación, caso Libre

	Energía limpia generada	Costos de adición	Emisiones totales de CO ₂	Adición de capacidad bruta	Emisiones de PS	Costos de despacho
	[%]	[millones de dólares]	[Mega-ton]	[MW]	[Kilo-ton]	[millones de dólares]
2020	7	0	1.79	0	1.34	429.19
2030	6	0	2.14	0	1.42	495.07
2040	5	22.96	2.54	23.70	1.49	562.05
2050	7	330.50	2.71	153.02	1.79	410.78

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

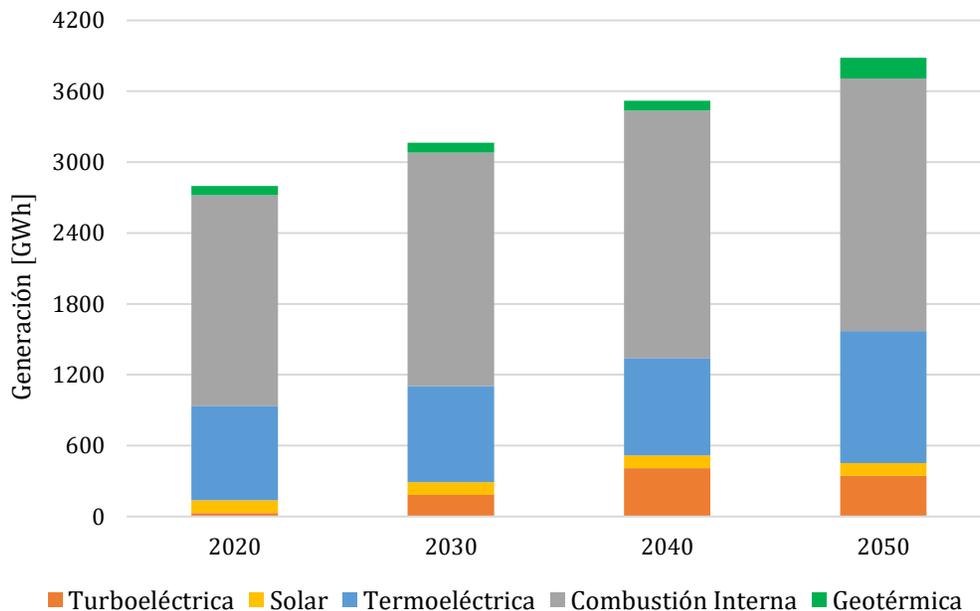


Figura 5.4 Generación de electricidad, caso Libre

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

En este caso, como se preveía, al no ponerle metas de energía limpia, la participación de energía limpia no aumenta, esto quiere decir que, la capacidad que actualmente hay en BCS es suficiente para cubrir la demanda hasta el año 2030. Y retomando lo visto al inicio del trabajo, las centrales actuales en BCS son, en su mayoría, de combustibles fósiles por lo que no cambia la tendencia y se ve reflejado en las emisiones contaminantes y en la generación de electricidad como se muestra en la Figura 5.4. Como resultado, la inversión es menor en comparación al escenario anterior como se mostró en la Tabla 5.8.

5.5 Caso Nuclear

Consideraciones particulares, caso Nuclear

Para este escenario, se consideró una adición exógena programada para el año 2040 de una central nuclear de 120 MW debido a que, en (SENERe, 2015), hay un estudio de poner una central nuclear como alternativa para sustituir algunas centrales de combustibles fósiles. Con ayuda de este precedente, y con la actual problemática de BCS, se hace este escenario como una simulación indicativa para ver si existe una mejora en esta región. La capacidad inicial, los enlaces de transmisión, los toques de instalación de capacidad y los costos son los mismos que se mencionan en las Tablas 5.2, 5.4, 5.5 y 5.6. Además, se hace un ajuste a las metas de energía limpia contemplando la nueva adición. Y para el año 2050, se hacen adiciones exógenas de energía limpia considerando los potenciales de las energías limpias modernas (solar y eólica).

Resultados, caso Nuclear

Tabla 5.9 Resultados de la simulación, caso Nuclear

	Energía limpia generada	Costos de adición	Emisiones totales de CO ₂	Adición de capacidad bruta	Emisiones de PS	Costos de despacho
	[%]	[millones de dólares]	[Mega-ton]	[MW]	[Kilo-ton]	[millones de dólares]
2020	7	0	1.79	0	1.34	429.19
2030	6	0	2.14	0	1.42	495.07
2040	32	689.40	1.85	120	1.24	405.27
2050	38	305.17	1.93	205.29	1.21	345.60

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

Los resultados de la Tabla 5.9 muestra que la energía limpia generada es beneficiada con la adición de la central nuclear en el año 2040, llegando hasta un 32 % de participación de energía limpia. Lo anterior tiene una repercusión en la inversión necesaria para dicho año, siendo muy alta, aunque los beneficios son diversos como se ha observado en el caso Base, disminución de costos de despacho y de emisiones contaminantes. Y de esta manera, para el año 2050 se aumenta la capacidad instalada para generar energía limpia para llegar a un 38 % de participación y, de esa manera, diversificar la matriz de generación.

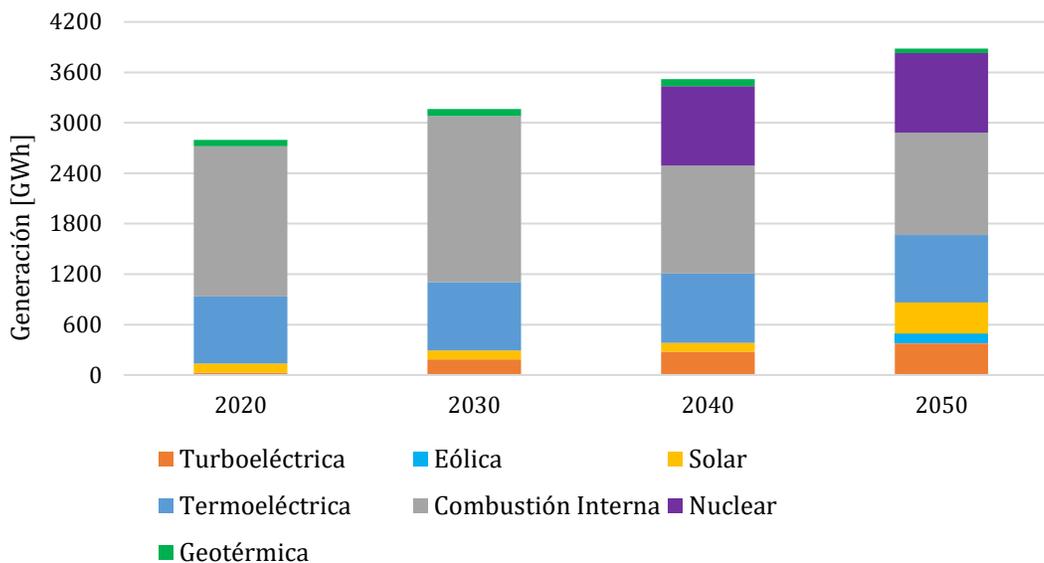


Figura 5.5 Generación de electricidad, caso Nuclear
Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

Cabe mencionar que, para este escenario, no se considera los costos de transporte para el combustible de la central nuclear, ni el costo de manejo de residuos. Solo se retomó la idea indicativa de instalar una central nuclear como se menciona en (SENERe, 2015). Lo anterior, como una alternativa para el actual problema que vive el estado. Se hizo la adición en 2040, considerando que se lleva tiempo para instalar una central de esta tecnología y de pruebas operativas para su operación adecuada.

Las adiciones en 2050 se hicieron considerando la mejora de la adición de la central nuclear. Se eligieron solar y eólica debido a que son tecnologías que tienen un crecimiento considerable en cuanto a la integración a la red. Y de los potenciales disponibles de las diferentes tecnologías, son los que se pueden aprovechar de manera más sencilla. Además de que hay proyectos y lo único que se hizo fue, retrasar la instalación de lo que se hubiera

podido instalar durante los años 2020 y 2030 con base en los resultados en obtenidos en el caso base. Como resultado se tiene una diversificación en la generación en 2050 como se muestra en la Figura 5.5. Además, se puede ver la evolución de las tecnologías utilizadas desde el año 2020 hasta el año 2050.

5.6 Caso Moderado

Consideraciones particulares, caso Moderado

Este escenario tiene la particularidad de que, con base en escenario base, tiene metas de energía limpia más moderadas para que los costos no fueran tan altos. Sin embargo, se continúa con el objetivo de bajar las emisiones y que el sistema no sea demasiado costoso, en otras palabras, que sea viable.

La capacidad inicial, los enlaces de transmisión y los costos son los mismos que se mencionan en las Tablas 5.2, 5.4 y 5.6. Además, se hace un ajuste a las metas de energía limpia. Dicho ajuste consta en que, para el año 2020, no exija un mínimo de energía limpia dado que el periodo del año base con el primer año de estudio es de solo 2 años. Considerando lo anterior y, que desde un inicio se realizó un ajuste en las capacidades con base en las adiciones y retiros programadas en (SENERa, 2018). A partir de 2030, se consideran los toques de instalación de capacidad que se mencionan en la Tabla 5.5.

Resultados, caso Moderado

Tabla 5.10 Resultados de la simulación, caso Moderado

	Energía limpia generada	Costos de adición	Emisiones totales de CO ₂	Adición de capacidad bruta	Emisiones de PS	Costos de despacho
	[%]	[millones de dólares]	[Mega-ton]	[MW]	[Kilo-ton]	[millones de dólares]
2020	7	0	1.79	0	1.34	429.19
2030	20	288.37	1.77	171.62	1.32	419.83
2040	27	221.27	1.85	130.78	1.31	427.91
2050	47	626.63	1.59	359.80	1.21	345.60

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

En la Tabla 5.10 se muestran los resultados de este escenario, puntualizando en el porcentaje de energía limpia siendo del 47 %. Con base en este resultado, se muestra, de nueva cuenta, la disminución de emisiones contaminantes siendo un parámetro de vital importancia para los objetivos de este trabajo.

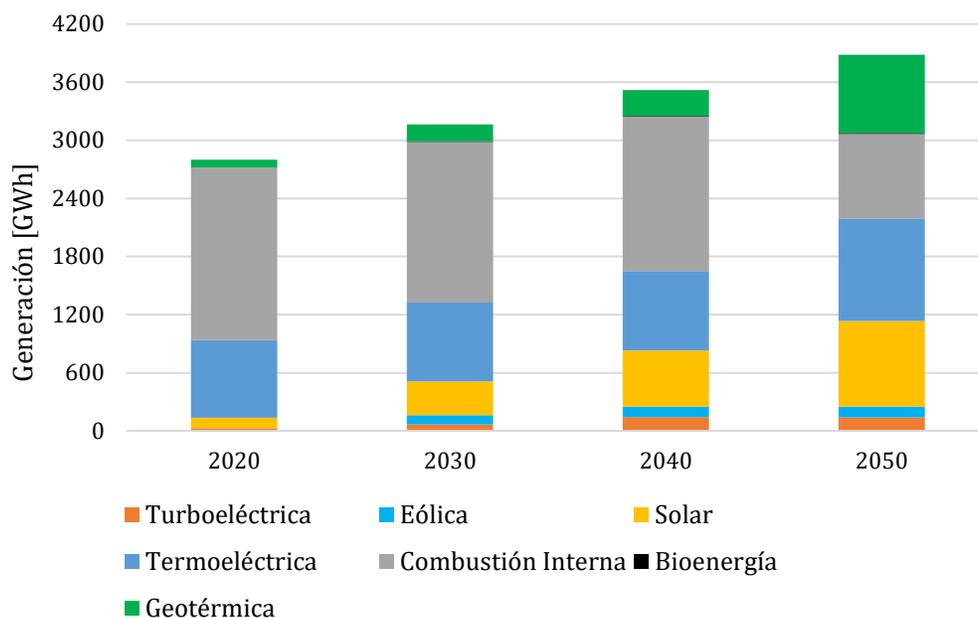


Figura 5.6 Generación de electricidad, caso Moderado
Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

En la Figura 5.6, se muestra la generación por año de simulación, y se puede apreciar la diversificación que se logra para el año 2050. Esto ayuda para el tema de la seguridad energética y mitigación de emisiones. Además de la disminución de costo de despacho que está, directamente ligado, a la diversificación de la matriz de generación, considerando que este escenario se realizó con metas más mesuradas.

5.7 Aplicación del método AHP

Después de tener todos escenarios simulados, para la aplicación del método de decisión se toman los datos acumulados de los años simulados hasta 2050. En el caso del índice de Shannon-Wiener, se consideró la diversificación del año 2050, porque es el resultado de haber optimizado los escenarios, y se obtiene con base a la ecuación 19. A continuación, se observan los resultados orientados a los criterios seleccionados para la aplicación del método.

Tabla 5.11 Diversificación de los escenarios en 2050

	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Índice S-W	1.587584977	1.140847514	1.65102745	1.586586503

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Las operaciones y origen de los datos se encuentran en los anexos de este trabajo

En la Tabla 5.11 se puede ver que el índice de diversificación más alto se encuentra en el escenario nuclear, debido solamente a la incursión de la central nuclear. Aquí se observa el gran impacto que tuvo la adición de 120 MW de capacidad. Porque lo adicionado en 2050 de ese mismo escenario, son las tecnologías adicionadas también en los otros. Además, se observa que el escenario libre es el que tiene menos diversificación. Y lo anterior era de esperarse, debido a la falta de inversión y de metas de energía limpia.

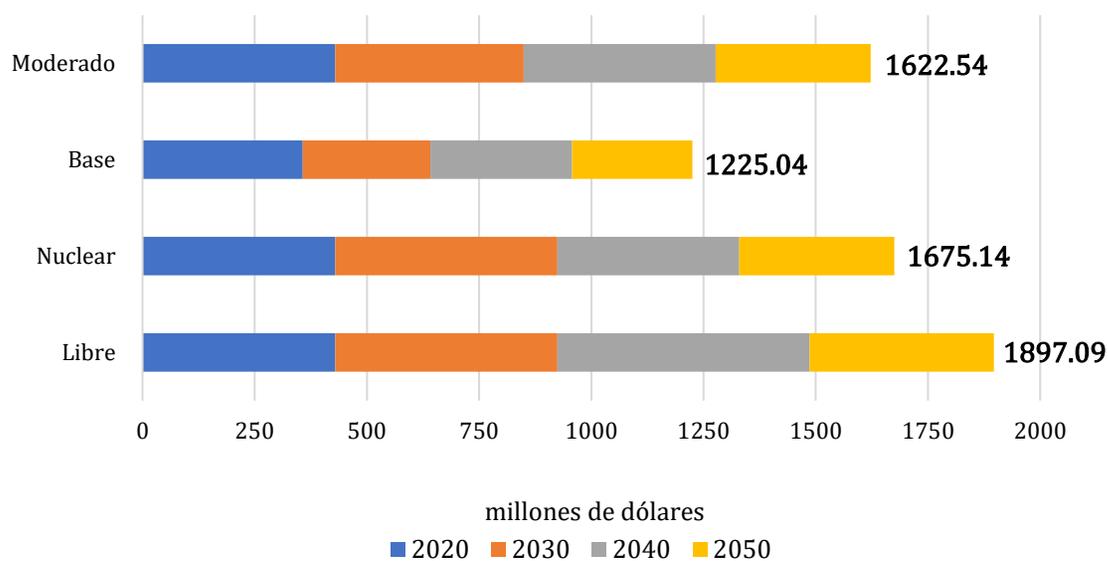


Figura 5.7 Costos de despacho totales

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

La Figura 5.7 presenta un panorama más claro para la comparación de los escenarios respecto a los costos de despacho. De manera clara, se observa que el escenario Libre tiende a ser más costoso debido a que la generación de electricidad se hace mediante centrales que de combustibles fósiles y éstos tienen un costo mayor. Por el contrario, el escenario más económico es el escenario Base, donde, curiosamente es el que más inversión de capacidad tiene, como se mostrará en la comparación de costos de inversión.

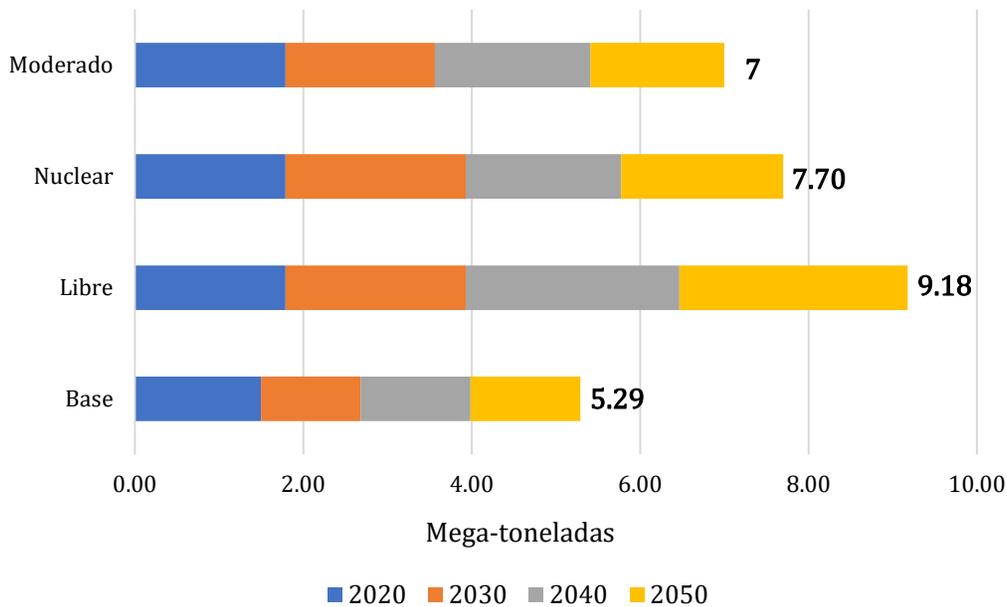


Figura 5.8 Emisiones de CO₂ totales

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

Las Figuras 5.8 y 5.9 están relacionadas debido a que ambas figuras muestran emisiones, la primera de CO₂ y la segunda de partículas suspendidas. En la primera, se observa de manera clara que el escenario libre, de nueva cuenta, es el que mayor desventaja presenta respecto a las otras, porque es la más contaminante y es poco deseable, que para 2050, sigan los niveles de contaminación en esta región porque causa muchos problemas, tanto al ambiente como a la salud de los ciudadanos. La Figura 5.9 muestra niveles de mejoramiento en el caso Base para las partículas suspendidas, que es un escenario bueno, considerando que tiene un impacto directo en la vida de la población, que es uno de los problemas actuales de la región.

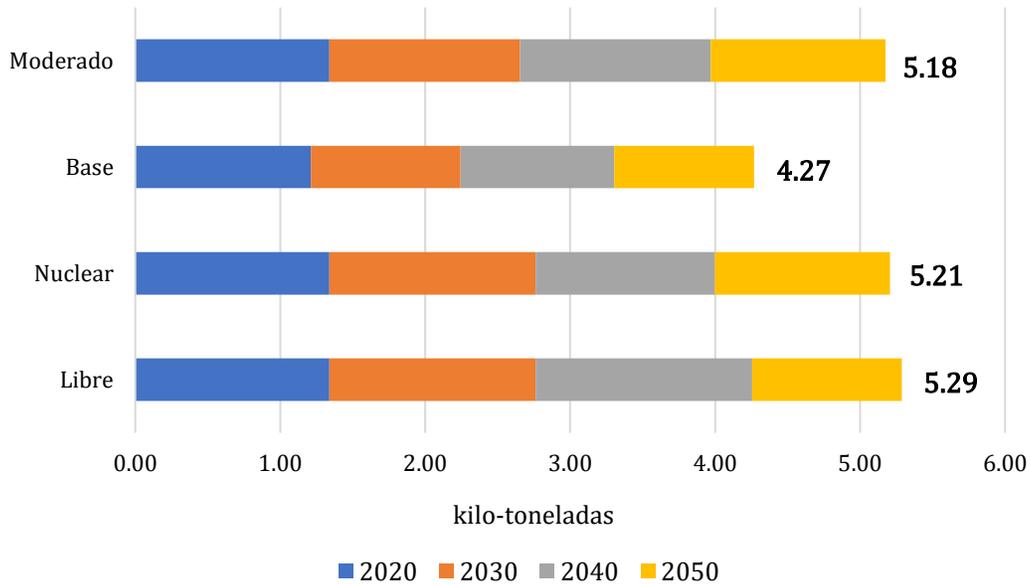


Figura 5.9 Emisiones de Partículas suspendidas totales
 Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

La Figura 5.10 reafirma lo mencionado con anterioridad, entre más inversión para la capacidad eléctrica, el costo de despacho baja de manera proporcional y se observa al comprar las Figuras 5.10 y la Figura 5.7. Lo anterior es considerando que las adiciones de capacidad son de tecnologías donde el combustible es “barato” o “nulo” como el sol o viento.

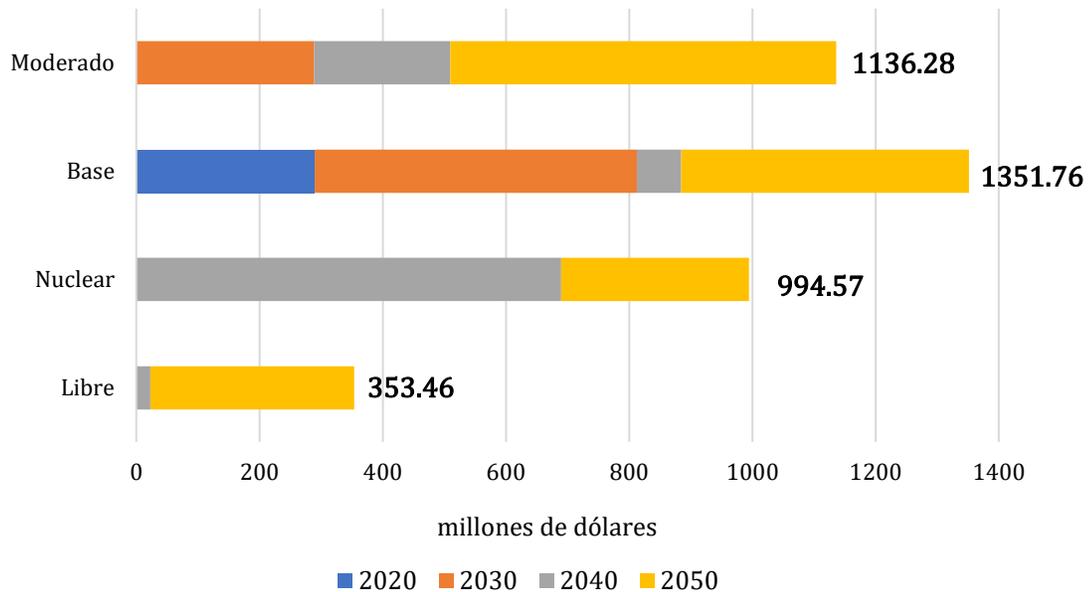


Figura 5.10 Costos de adición de capacidad totales
 Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

Tabla 5.12 Resultados totales de las simulaciones de escenarios

	Costos de adición	Emisiones de CO ₂	Partículas suspendidas	Diversificación	Costos de despacho
	Millones de dólares	Mega-ton	Kilo-ton		Millones de dólares
Base	1351.76	5.29	4.27	1.59	1225.04
Libre	353.46	9.18	5.29	1.14	1897.09
Nuclear	994.57	7.70	5.21	1.65	1675.14
Moderado	1136.28	7.00	5.18	1.59	1622.54

Elaboración propia con los resultados obtenidos del Optimizador MC

Para iniciar a aplicar el método AHP, se aplicarán las matrices por pares del nivel inferior al nivel superior, de acuerdo con la Figura 3.2. La metodología del AHP se menciona en el capítulo 3 de este trabajo. El llenado de las Tablas se hace con relación a los resultados de la Tabla 5.12 y con el criterio del analista con base en la escala de preferencias de Saaty como se observa en la Tabla 3.1. A continuación, se presentan las tablas (matrices) de comparación de pares de planes respecto a criterios.

Tabla 5.13 Matriz de comparación por pares de los costos de adición

Escenarios	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Base	1	1/5	1/3	1/2
Libre	5	1	3	4
Nuclear	3	1/3	1	2
Moderado	2	1/4	1/2	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.14 Matriz de comparación por pares de las emisiones de CO₂

Escenarios	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Base	1	5	3	2
Libre	1/2	1	1/3	1/4
Nuclear	1/3	3	1	1/2
Moderado	1/2	4	2	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.15 Matriz de comparación por pares de las partículas suspendidas

Escenarios	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Base	1	5	3	3
Libre	1/2	1	1/4	1/3
Nuclear	1/3	4	1	1/2
Moderado	1/3	3	2	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.16 Matriz de comparación por pares de la diversificación

Escenarios	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Base	1	3	1/3	2
Libre	1/3	1	1/4	1/3
Nuclear	3	4	1	3
Moderado	1/2	3	1/3	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.17 Matriz de comparación por pares de los costos de despacho

Escenarios	Base	Libre	Nuclear	Moderado
Base	1	3	2	2
Libre	1/3	1	1/2	1/2
Nuclear	1/2	2	1	1
Moderado	1/2	2	1	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

El vector resultante de jerarquías de planes respecto a criterios es:

Tabla 5.18 Vector de jerarquías: Planes respecto a criterios

	Costos de adición	Emisiones de CO ₂	Partículas suspendidas	Diversificación	Costos de despacho
Base	0.08	0.47	0.51	0.24	0.46
Libre	0.54	0.07	0.07	0.09	0.12
Nuclear	0.23	0.17	0.19	0.49	0.24
Moderado	0.14	0.28	0.23	0.18	0.24

Elaboración propia con los resultados obtenidos

A continuación, se presentan las Tablas 5.20 y 5.21 con las matrices de comparación del siguiente nivel, en este caso se compara los criterios respecto a los actores, que en este trabajo son los actores Pro-salud y Pro-economía. Los pesos de cada uno de los actores están definidos en la Tabla 5.19. Para la comparación de matrices, se realizó el cambio a la escala de Saaty, según la Tabla 3.1

Tabla 5.19 Pesos de los actores sin escala de Saaty

	Pro- salud	Pro- economía
Emisiones de CO ₂	0.3	0.05
Costos de adición	0.1	0.35
Partículas suspendidas	0.3	0.05
Diversificación	0.2	0.2
Costo de despacho	0.1	0.35

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.20 Matriz de comparación del actor Pro-salud

	Emisiones de CO ₂	Costos de Adición	Partículas suspendidas	Diversificación	Costos de despacho
Emisiones de CO ₂	1	3	1	2	3
Costos de Adición	1/3	1	1/3	1/2	1
Partículas suspendidas	1	3	1	2	3
Diversificación	1/2	2	1/2	1	2
Costos de despacho	1/3	1	1/3	1/2	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Tabla 5.21 Matriz de comparación del actor Pro-economía

	Emisiones de CO ₂	Costos de Adición	Partículas suspendidas	Diversificación	Costos de despacho
Emisiones de CO ₂	1	1/5	1	1/3	1/5
Costos de Adición	5	1	5	3	1
Partículas suspendidas	1	1/5	1	1/3	1/5
Diversificación	3	1/3	3	1	1/3
Costos de despacho	5	1	5	3	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

El vector resultante de jerarquías: Criterios respecto a los actores se presenta en la Tabla 5.22

Tabla 5.22 Vector de jerarquías: criterios respecto a actores

	Pro- salud	Pro- economía
Emisiones de CO ₂	0.31	0.06
Costos de adición	0.10	0.36
Partículas suspendidas	0.31	0.06
Diversificación	0.18	0.15
Costo de despacho	0.10	0.36

Elaboración propia con los resultados obtenidos

La última comparación de matrices es de los actores

Tabla 5.23 Matriz de comparación de actores

	Pro- salud	Pro- economía
Pro- salud	1	4
Pro- economía	1/4	1

Elaboración propia con los resultados obtenidos

El vector resultante de jerarquías se presenta en la Tabla 5.24

Tabla 5.24 Vector de jerarquías: actores respecto a objetivo

	Valor
Pro- salud	0.8
Pro- economía	0.2

Elaboración propia con los resultados obtenidos

Al multiplicar las matrices, representadas en las Tablas 5.18, 5.22 y 5.24, se obtiene el siguiente resultado mostrado en la Tabla 5.25. Cabe mencionar que primero se multiplican los valores de la Tabla 5.18 por la Tabla 5.22. El resultado es una matriz de 5x2. Los valores de esa nueva matriz se multiplican por los valores de la Tabla 5.24 y da como resultado los valores finales que se utilizan para la decisión final.

Tabla 5.25 Valores finales de decisión

Escenarios	Valor
Base	0.38
Libre	0.15
Nuclear	0.25
Moderado	0.22

Elaboración propia con los resultados obtenidos

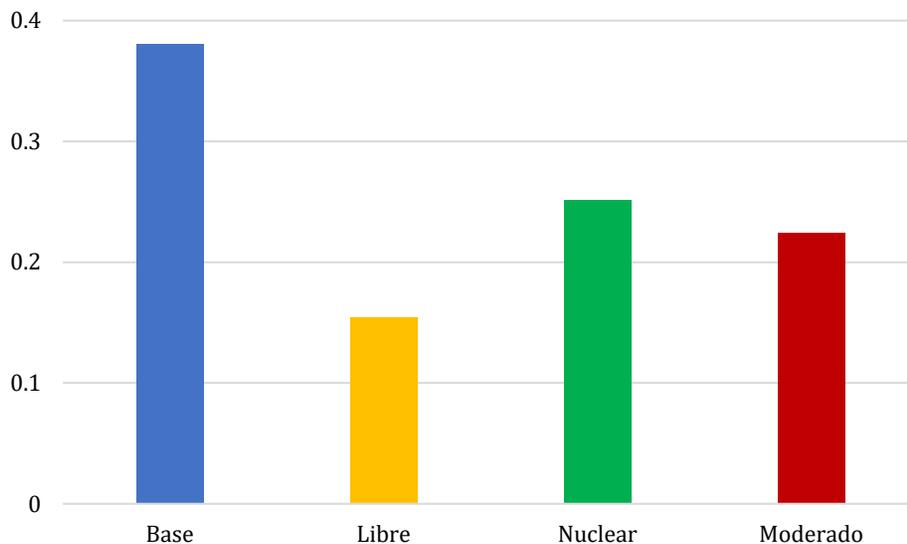


Figura 5.11 Valores finales del método AHP

Elaboración propia con los resultados obtenidos

En la Figura 5.11 se muestra que, después de la aplicación del método AHP, el mejor escenario que satisface las necesidades de los objetivos planteados es el escenario Base. A continuación, se muestran resultados complementarios de este escenario de manera más detallada.

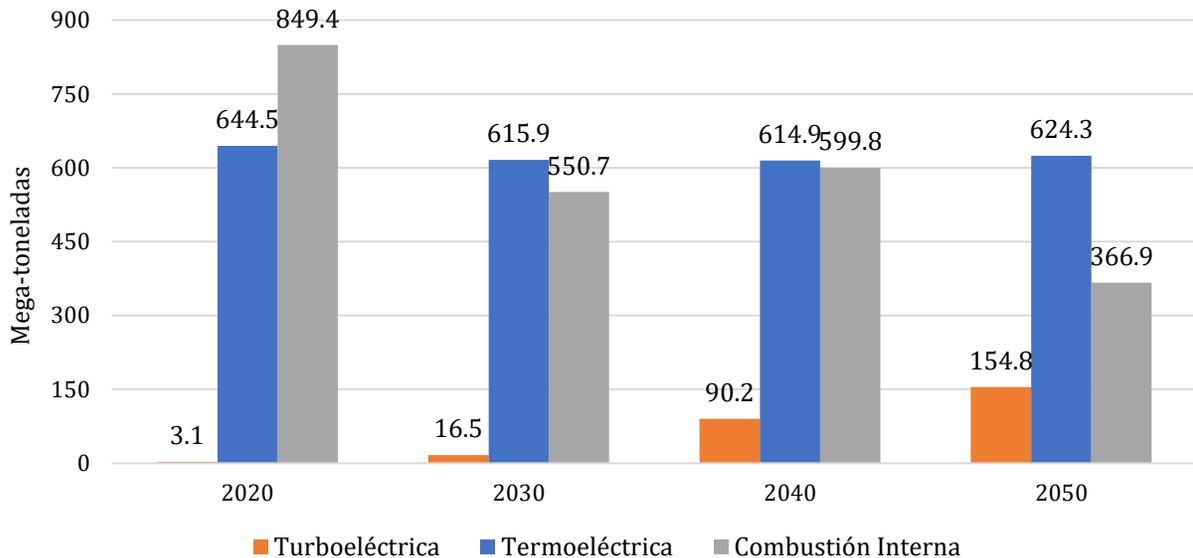


Figura 5.12 Emisiones de CO₂ por tecnología en escenario base
Elaboración propia con los resultados obtenidos

En la Figura 5.12 se muestran las emisiones por cada tipo de tecnología, de manera general, se observa que las centrales de combustión interna son las que más emisiones de CO₂ proporciona al ambiente. Por otro lado, se muestra la disminución de emisiones realizadas por centrales termoeléctricas y de combustión interna, siendo que para 2050, existe un decremento de un poco más del 50 % de las emisiones realizadas por centrales de combustión interna. De manera paralela, se muestra un incremento importante de las emisiones realizadas por las centrales de turbogás. Esto puede deberse a la utilización de más de este tipo de centrales en horas donde las energías renovables (sol y viento) no tienen mucha disponibilidad.

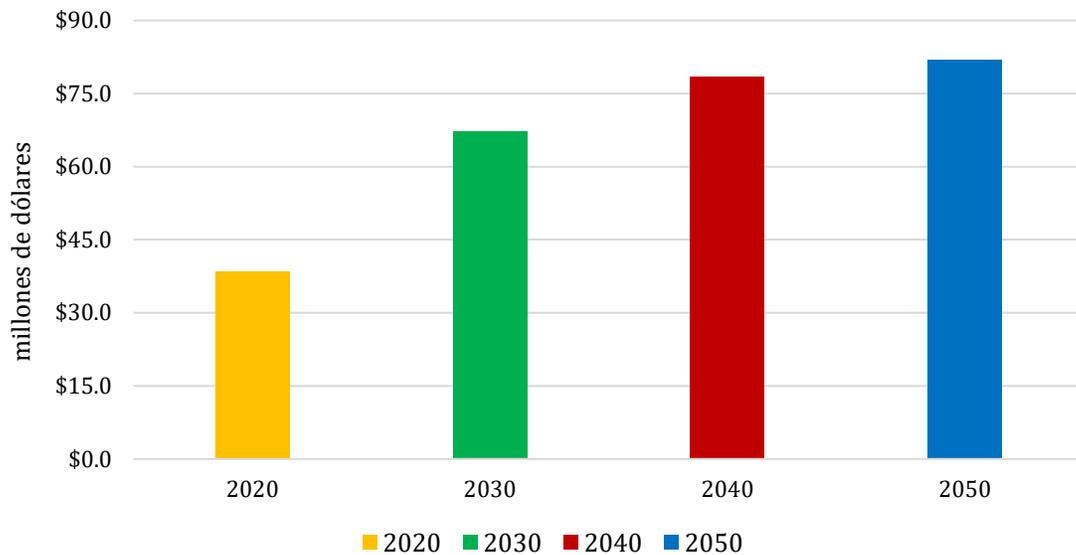


Figura 5.13 Costos de operación y mantenimiento fijo anuales en escenario base
Elaboración propia con los resultados obtenidos

En la Figura 5.13 se presentan los costos de operación y mantenimiento fijos anuales (CO&Mf) de las diferentes centrales eléctricas instaladas en cada año de simulación. Cabe resaltar, que estos costos no contemplan la adición que se hace en el año simulado. Solo es de la capacidad que se encuentra hasta ese año. Para el siguiente año de simulación, ya se contemplan los CO&Mf correspondientes a las nuevas adiciones.

En la Figura 5.14 se muestra de manera más detallada la adición de capacidad bruta en cada región del estado de BCS. La región de Mulegé, hasta 2050, sólo requiere de aproximadamente 30 MW adicionales para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Lo anterior toma relevancia al considerar que es una región aislada y no cuenta con enlaces de transmisión que pueda ayudar en caso de emergencia.

En la Figura 5.15 se observa la evolución de la capacidad bruta en cada región del estado de BCS. Se aprecia que, en la Paz, hay un incremento considerable de capacidad bruta. Y hace sentido al relacionar que precisamente, La Paz, es la capital de BCS y donde posiblemente, exista una demanda grande de energía eléctrica sin olvidar que, en los Cabos es donde mayor demanda existe. El aumento tan marcado en La Paz también puede verse afectado porque es la región que tiene comunicación (eléctricamente hablando) con Los Cabos y Cd Constitución y, que, en caso de emergencia, tiene posibilidades de apoyarlas para cumplir los balances de oferta y demanda al menor costo cuando tienen déficit de generación en la propia región.

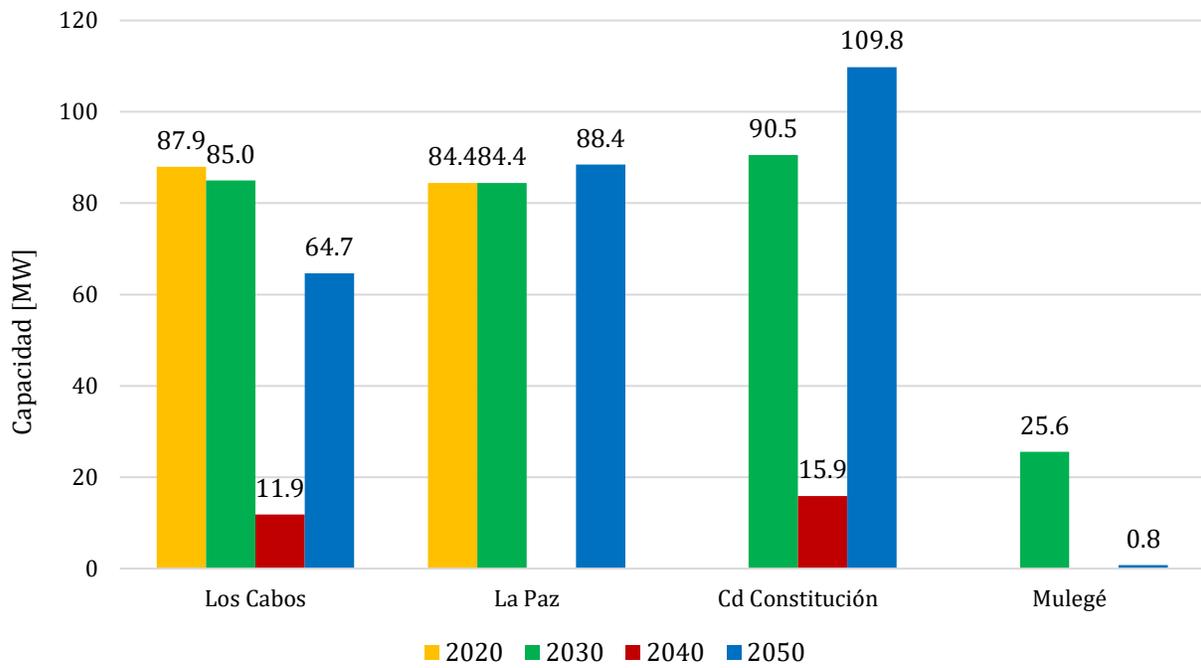


Figura 5.14 Adición de capacidad por región en escenario base
Elaboración propia con los resultados obtenidos

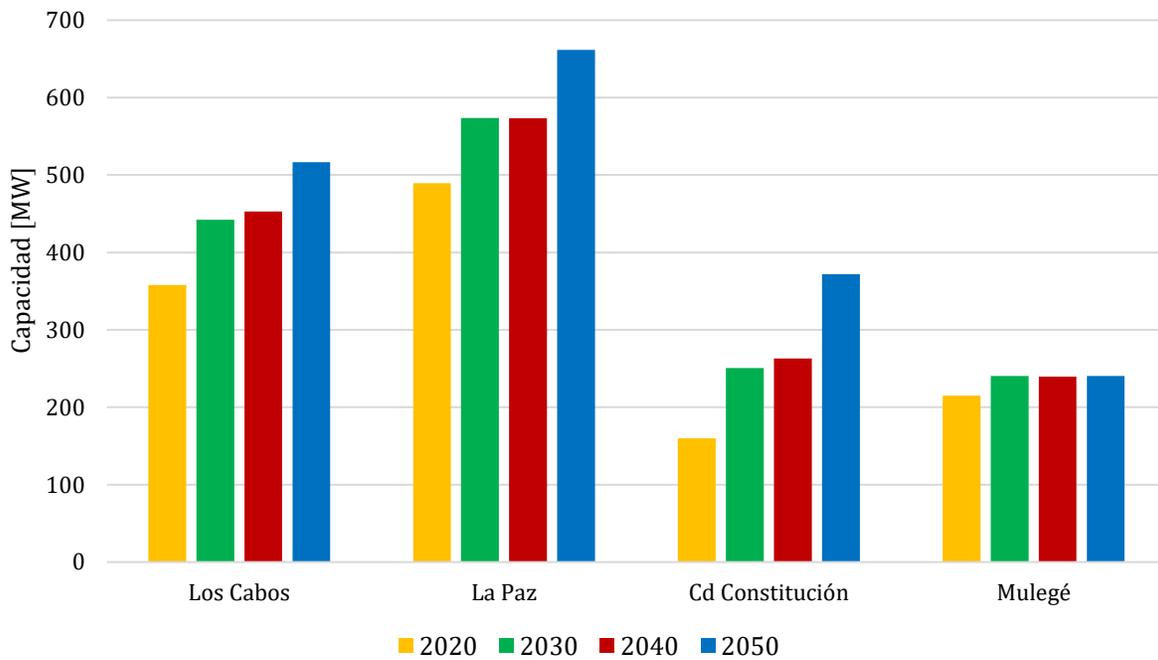


Figura 5.15 Evolución de la capacidad bruta instalada total por región en escenario base
Elaboración propia con los resultados obtenidos

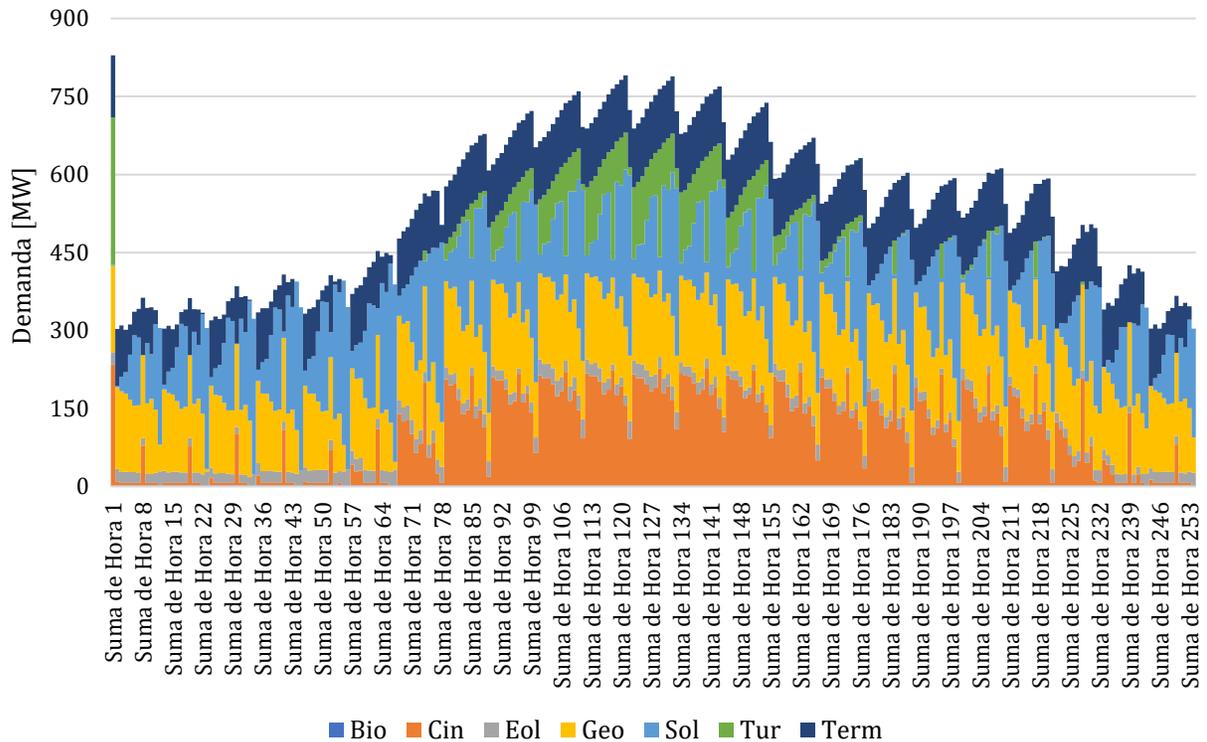


Figura 5.16 Despacho de energía eléctrica en 2050 en escenario base

Elaboración propia con los resultados obtenidos

En la Figura 5.16 se muestra la simulación del despacho de energía en el año 2050 con base en las tecnologías disponibles. Es importante mencionar que este despacho se realiza considerando el factor de disponibilidad (FD) de cada una de las tecnologías y su costo. Para obtener este FD, se tomaron datos promedio, excepto para las centrales solares y eólicas. Éstas últimas se obtuvieron con base en sus respectivos perfiles, mostrados en este trabajo (Figuras 2.15 y 2.17). Se siguió la misma metodología de agregación (por horas tipo) que la demanda. Como se mencionó en las consideraciones generales, en la hora 1 se colocó la demanda máxima, siendo en esta hora, donde se despacha la cantidad máxima de energía por las plantas disponibles en ese momento.

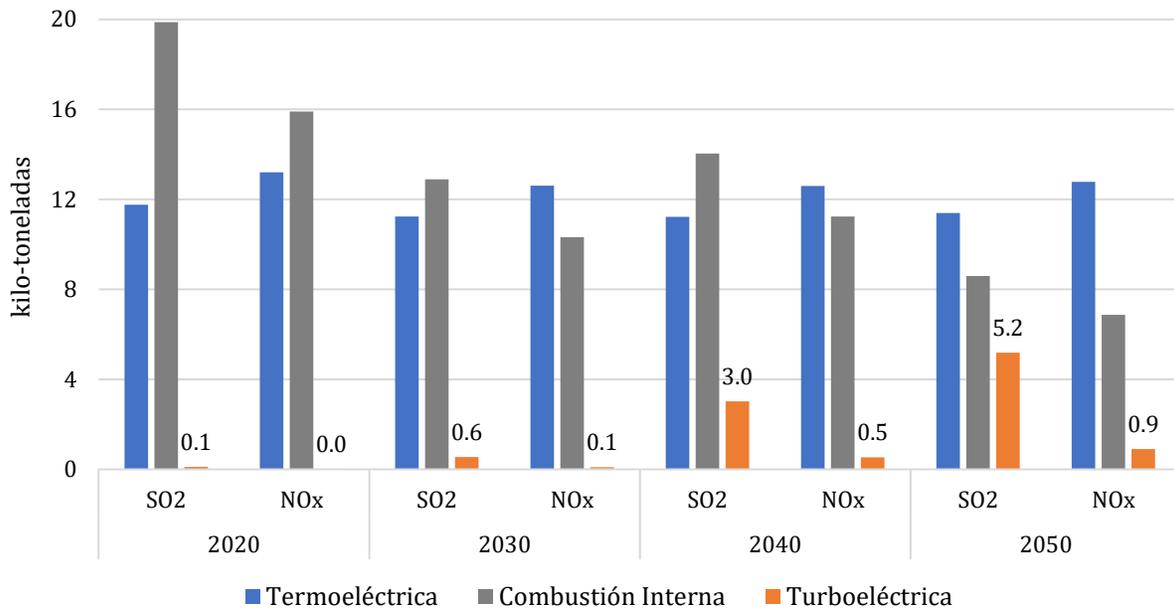


Figura 5.17 Emisiones SO₂ y NO_x por tecnología en escenario base
Elaboración propia con los resultados obtenidos

Las emisiones de contaminantes de dióxido de azufre (SO₂) y de óxido de nitrógeno (NO_x) también tiene un impacto tanto en el ambiente como en la salud de los habitantes de la ciudad. Es por eso, que la reducción de estas emisiones tiene un impacto positivo en este escenario. A pesar de que no son variables que ayudan a la toma de decisión (para este trabajo), son impactos colaterales que terminan beneficiando al plan elegido.

Como se muestra en la Figura 5.17, existe una reducción muy notoria en las emisiones de SO₂ que provienen de las centrales de combustión interna, al igual que se observó en la Figura de las emisiones de CO₂, lo que, además de validar la coherencia de los resultados, muestra que es un plan que beneficia a la mejora de los problemas de salud identificados en esta región. Otro punto para resaltar es observar que las centrales termoeléctricas, son las que proporcionan más contaminación a lo largo del periodo simulado, porque son las que se mantienen más constantes. Obviamente es directamente proporcional al uso que tienen, pero es un factor que se debe considerar para futuras mejoras.

Conclusiones

De acuerdo con el trabajo realizado, hay diversos resultados que podemos recapitular. Considerando la problemática planteada al inicio del trabajo, se puede concluir que el escenario elegido (escenario B) es un plan muy ambicioso en el ámbito de las metas de energía limpia considerando que para 2050 se tiene el objetivo de 50% de participación de este tipo de energía y que esto conlleve a la reducción de emisiones tanto de CO₂ como de partículas suspendidas.

Si se plantean metas de participación de energía limpia, se condiciona a la inversión de energías renovables para satisfacer dichas metas. Lo anterior está ligado a otras variables como disminución del costo de despacho y el aumento de la diversificación de la matriz de generación de energía. Pero se debe tener en cuenta que se necesita una gran inversión.

Los resultados obtenidos muestran de manera clara, la reducción de emisiones de CO₂ pasando de 1.5 Mton a 1.3 Mton para 2050. También, se muestra una reducción considerable en el indicador de las partículas suspendidas que dañan la salud, pasando de 1.21 kton a 0.95 kton. Lo anterior, contemplando una inversión total de 1351.76 millones de dólares en la capacidad adicionada que se refleja en 749.28 MW que se instalan en el horizonte de tiempo analizado.

Además, con base en los resultados, se pueden plantear políticas para fijar metas a corto, mediano o largo plazo y, de esa manera, satisfacer las metas globales. Considerando estrategias adecuadas con líneas de acción específicas medidas con indicadores adecuados para fortalecer dichas políticas.

Actualmente el sector eléctrico vive una gran incertidumbre. El poder ejecutivo que está al mando no plantea grandes inversiones y menos de energía limpia debido a que su política está enfocada en fortalecer otros frentes. El presente trabajo cuenta con herramientas que, si bien faltan pulir más, pueden ser de gran utilidad para realizar análisis indicativos para una región relativamente pequeña como es Baja California Sur. Esta región puede ofrecer muchos

retos porque, si bien tiene mucho potencial de recurso natural, cuenta con muchas limitaciones físicas, por ejemplo, para el transporte de combustible.

Otro reto de esta región es que, al estar aislada energéticamente del resto del país, tiene que solventar la demanda de energía en todo momento y evitar apagones. La necesidad de la energía eléctrica es indispensable en la actualidad, hasta para las actividades más básicas como cocinar o asearse. En el desarrollo de este trabajo, se plantearon muchas preguntas respecto a los potenciales de los recursos naturales, como sol, viento, geotermia, etc. Uno de los más relevantes fue que, en efecto, hay mucho potencial, pero... ¿Cuánto cuesta aprovechar este potencial? Hay diferentes factores (líneas de transmisión, permisos, derechos de piso, etc.) que se deben considerar para una planeación más completa.

Comentarios generales

Como se pudo mostrar en el desarrollo de este trabajo, la recapitulación de datos es determinante para realizar escenarios de planeación, y no solo del sector eléctrico, sino de muchos otros sectores. La actualización de datos juega un rol fundamental. En este caso, los datos de las centrales que están operadas bajo CFE y que concursan en el MEM deberían estar actualizados y, para este caso, tanto CENACE como CFE y el gobierno federal estarían obligados a publicar estos datos de la mejor manera posible. Por ejemplo, en algo tan simple como lo es indicar el inicio de operación de cada planta para determinar su vida útil y poder hacer adiciones, retiros o mantenimientos y, de esa manera, poder tomar mejores decisiones.

El tener acceso a este tipo de información actualizada y confiable puede dar herramientas a análisis más completos y certeros. Si bien existen metodologías para obtener buenas aproximaciones, el contar con una base de datos sólida y confiable ayudará, de manera inminente, a la mejora de resultados óptimos.

El optimizador MC utilizado para la elaboración de las simulaciones de este trabajo, es una herramienta en construcción y constante mejoramiento. Al ser BCS una región pequeña (4 nodos) y aislada, fue un reto caracterizar de manera más detallada algunos parámetros. Es por ello por lo que, con la realización de este trabajo, se deja un precedente para futuros trabajos de futuras generaciones.

Trabajos futuros

Con relación al trabajo desarrollado en la presente tesis, se proponen los siguientes temas como referencia para mejorar y fortalecer lo ya hecho.

- Realizar simulaciones considerando los precios de combustibles variables.
- Hacer un análisis en las líneas de transmisión porque puede ayudar a la distribución de energía eléctrica y, de manera adicional, realizar simulaciones interconectando la región de Mulegé y Cd Constitución.
- Hacer escenarios retomando algunas ideas de gobiernos pasados (interconexión al SIN) y escenarios considerando alguno “supuestos” para una futura transición en la industria eléctrica.
- Analizar la capacidad de tener generación distribuida en diversas zonas y observar el comportamiento del despacho.

Referencias

- CENACEa. (2019). *Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)*. Recuperado el Noviembre de 2019, de https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H_RepPreEnergiaSisMEM.aspx?N=6&opc=divCssPreEnergia&site=Precios%20de%20la%20energ%C3%ADa/Precios%20Marginales%20Locales/MDA/Mensuales&tipoArch=C&tipoUni=BCS&tipo=Mensuales&nombrenodop=Precios%20Marginales%20Lo
- CENACEb. (2018). *Informe de la tecnología de referencia. Año de producción 2018*.
- CFE Transmisión. (9 de Enero de 2019). *Diario Oficial de la Federación, SEGOB*. Recuperado el Noviembre de 2019, de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5548526&fecha=22/01/2019
- Chávez, I. (22 de Agosto de 2019). *Energía Hoy*. Recuperado el Octubre de 2019, de <https://energiahoy.com/2019/08/22/suministro-electrico-a-baja-california-sur-una-prioridad-para-la-cfe-bartlett-diaz/>
- Comisión Federal de Electricidad, SCEyR. (s.f.). *COPAR 2018: Generación*.
- CONAP. (18 de Mayo de 2017). *Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONAP)*. Recuperado el Noviembre de 2019, de <https://www.gob.mx/conanp/acciones-y-programas/mision-y-vision-107902>
- El Sudcaliforniano_a. (21 de Mayo de 2019). *El Sudcaliforniano*. Recuperado el Octubre de 2019, de <https://www.elsudcaliforniano.com.mx/local/pide-el-gobernador-a-cfe-tarifas-mas-bajas-bcs-merece-un-trato-justo-3652269.html>
- El Sudcaliforniano_b. (26 de enero de 2019). *El Sudcaliforniano*. Obtenido de <https://www.elsudcaliforniano.com.mx/local/terminal-de-gas-inicia-su-construccion-en-febrero-en-pichilingue-2974505.html>
- Energía a debate_a. (30 de Julio de 2019). *Energía a debate*. Recuperado el Octubre de 2019, de <https://www.energiaadebate.com/electricidad/se-reportan-apagones-en-ciudades-de-baja-california-sur/>
- Energía a debate_b. (7 de Agosto de 2019). *Energía a debate*. Recuperado el Octubre de 2019, de <https://www.energiaadebate.com/electricidad/ante-apagones-piden-retomar-interconexion-electrica-en-bcs/>
- Gobierno de Baja California Sur. (2017). *Información estratégica 2017, BCS*. Recuperado el Agosto de 2019
- Huerta Lara, J., & Bermúdez Contreras, A. (2014). *Apuntes sobre la contaminación ambiental producida por las centrales eléctricas de CFE que afectan la imagen, sald y economía de La Paz, BCS*. Recuperado el Noviembre de 2019

- INEGI. (2017). *Anuario estadístico y geográfico de Baja California Sur 2017*. Recuperado el Agosto de 2019
- López Vergara, A. C., Gómez Cabrera, I. D., & Escalante, T. I. (2016). Análisis de oportunidades y retos de la energía eléctrica solar en Baja California Sur, impactos económicos. (*Opción*, 32(13),86-103). Recuperado el Enero de 2020, de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=310/31048483006>
- Martín del Campo, Cecilia et al. (2017). *Informe Técnico del Proyecto SIMISE: Reporte Final: Validación integral del sistema (Noveno Entregable). Capítulo 3.*
- Martín del Campo, Cecilia et al. (2017). *Informe Técnico del Proyecto SIMISE: Reporte Final: Validación integral del sistema (Noveno Entregable) Capítulo 9.*
- Martín del Campo, Cecilia et al. (2017). *Informe Técnico del Proyecto SIMISE: Reporte Final: Validación integral del sistema (Noveno Entregable). Capítulo 2.*
- Martín del Campo, Cecilia et al. (2017). *Informe técnico del proyecto SIMISE: Reporte Final: Validación integral del sistema (Noveno Entregable).*
- Naciones Unidas. (1987). *Naciones Unidas:paz, dignidad e igualdad en un planeta sano*. Recuperado el 11 de abril de 2020, de <https://www.un.org/es/ga/president/65/issues/sustdev.shtml>
- Pan, Y., Shi, L., & Ni, Y. (2017). Modelling of multiple wind farms output correlation based on copula theory. *The Journal of Engineering*, 2303-2308.
- PROFEPA. (12 de Septiembre de 2016). *Procuraduría Federal de Protección al Ambiente*. Recuperado el Enero de 2020, de <https://www.gob.mx/profepa/documentos/norma-oficial-mexicana-nom-085-semarnat-2011>
- Saaty, T. (1980). *The Analytic Hierachy Process*. Mc Graw Hill.
- Sánchez, C. (2009). *Estudios de expansión del sistema de generación eléctrica mexicano en escenarios de bajo crecimiento, UNAM*. Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México.
- SEMANART - SECRETARÍA DE TURISMO, ECONOMÍA Y SUSTENTABILIDAD BCS. (2018). *Programa de gestión para mejorar la calidad del aire de estado de Baja California Sur 2018-2027*. Recuperado el 2020
- SENERa. (2018). *PRODESEN 2018-2032 (Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional)*. Ciudad de México.
- SENERb. (10 de Agosto de 2018). *Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)*. Recuperado el Mayo de 2019, de <https://dgel.energia.gob.mx/azel/mapa.html?lang=es>
- SENERc. (31 de Diciembre de 2016). *Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL)*. Recuperado el 2019

- SENERd. (2018). *Prospectiva del setor eléctrico 2018-2032*.
- SENERe. (2015). *Prospectiva del setor eléctrico 2015-2029*.
- Toskano, G. (2005). *El proceso de análisis jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores*. Lima.
- Unidad de Planeación Energética, UNAM. (2019). Equipo UPE.
- World Energy Council. (s.f.). *World Energy: Trilemma Index 2019*. Recuperado el enero de 2020
- Yang , X. (2017). Control strategy for wind power integration base on energy demand respond and distributed energy storage. *The Journal of Engineering*, 2374-2377.
- Zhang, Y., Wang, P., Zhang, C., & Lei, S. (2017). Wind energy prediction with LS-SVM based on Lorenz perturbation. *The Journal of Engineer*, 1724-1727.

Anexo A

En el presente anexo se presentan tablas auxiliares que ayudaron a la realización de este trabajo. En las Tablas A.1-A.4 se muestran algunas características y parámetros de las centrales de acuerdo con el tipo de combustible. En el caso de las centrales con dos combustibles, se hizo un ponderado. Algunas de las características se tomaron a consideración propia con base en el documento (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR).

Tabla A.1 Tabla auxiliar de Los Cabos

Centrales en Los Cabos	Tipo de combustible	Régimen Térmico Neto	Poder Calorífico	Precio de combustible	CO&Mv	CO&Mf
		MJ/MWh	MJ/U	USD'17/U	USD/MWh	[USD/MW-y]
Turbogás	Diésel	9474	6151.71	130.00	2.81	18290
Termoeléctrica	Combustóleo	9353	6632.79	60.00	2.20	28613
Combustión interna	Combustóleo + diésel	8518	6632.79	97.00	8.24	33440
Eólica	Viento	-	-	-	-	25981
Solar	Radiación	-	-	-	-	13398
Geotérmica	Vapor geo	20556	2780	30.7	0.05	131806
Nuclear	Uranio	10747	3892.95	2.39	2.44	102499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.2 Tabla auxiliar de La Paz

Centrales en La Paz	Tipo de combustible	Régimen Térmico Neto	Poder Calorífico	Precio de combustible	CO&Mv	CO&Mf
		MJ/MWh	MJ/U	USD'17/U	USD/MWh	[USD/MW-y]
Turbogás	Diésel	9474.00	6151.71	130.00	2.81	18290
Termoeléctrica	Combustóleo	9975.00	6632.79	97.00	3.12	35041
Combustión interna	Combustóleo + diésel	11480.00	6632.79	97.00	3.18	33440
Eólica	Viento	-	-	-	-	25981
Solar	Radiación	-	-	-	-	13398
Geotérmica	Vapor geo	20556.00	2780.00	30.7	0.05	131806
Nuclear	Uranio	10747.00	3892.95	2.39	2.44	102499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.3 Tabla auxiliar de Cd Constitución

Centrales en Cd Constitución	Tipo de combustible	Régimen Térmico Neto	Poder Calorífico	Precio de combustible	CO&Mv	CO&Mf
		MJ/MWh	MJ/U	USD'17/U	USD/MWh	[USD/MW-y]
Turbogás	Diésel	9474	6151.71	130	2.81	18290
Termoeléctrica	Combustóleo	9353	6632.79	60	2.20	28613
Combustión interna	Combustóleo + diésel	11480	6632.79	95	3.18	33440
Eólica	Viento	-	-	-	-	25981
Solar	Radiación	-	-	-	-	13398
Geotérmica	Vapor geo	20556	2780.00	0.00	0.05	131806
Nuclear	Uranio	10747	3892.95	2.39	2.44	102499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.4 Tabla auxiliar de Mulegé

Centrales en Mulegé	Tipo de combustible	Régimen Térmico Neto	Poder Calorífico	Precio de combustible	CO&Mv	CO&Mf
		MJ/MWh	MJ/U	USD'17/U	USD/MWh	[USD/MW-y]
Turbogás	Diésel	9474.00	6151.71	130.00	2.81	18290
Termoeléctrica	Combustóleo	9975.00	6632.79	65.00	3.12	35041
Combustión interna	Combustóleo + diésel	11480.00	6632.79	97.50	3.18	33440
Eólica	Viento	-	-	-	-	25981
Solar	Radiación	-	-	-	-	13398
Geotérmica	Vapor geo	20556.00	2780.00	30.7	0.05	131806
Nuclear	Uranio	10747	3892.95	2.39	2.44	102499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.5 Tabla auxiliar para costos de Los Cabos

Centrales de Los Cabos	Usos propios	CAIO	Costos de despacho	Costos de infraestructura
	%	USD/MW	USD/MWh	USD/MW
Turbogás	2.5	969000	203.02	1517613
Termoeléctrica	4.5	1489000	86.81	6632.79
Combustión interna	3.7	3633000	132.81	3696598
Eólica	0.1	1615000	0.000002	1640981
Solar	0.1	1602000	0.000002	1615398
Geotérmica	7.9	2588000	30.76	2719806
Nuclear	3.6	5745000	9.04	5847499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.6 Tabla auxiliar para costos de La Paz

Centrales de La Paz	Usos propios	CAIO	Costos de despacho	Costos de infraestructura
	%	USD/MW	USD/MWh	USD/MW
Turbogás	2.5	969000	203.02	987290
Termoeléctrica	4.5	1792000	149	1827041
Combustión interna	3.7	3034000	171.07	3067440
Eólica	0.1	1615000	0.000002	-
Solar	0.1	1602000	0.000002	-
Geotérmica	7.9	2588000	30.76	2780.00
Nuclear	3.6	5745000	9.04	3892.95

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.7 Tabla auxiliar para costos de Cd Constitución

Centrales de Cd Constitución	Usos propios	CAIO	Costos de despacho	Costos de infraestructura
	%	USD/MW	USD/MWh	USD/MW
Turbogás	2.5	969000	203.02	987290
Termoeléctrica	4.5	1489000	86.81	1517613
Combustión interna	3.7	3034000	167.61	3067440
Eólica	0.1	1615000	0.000002	1640981
Solar	0.1	1602000	0.000002	1615398
Geotérmica	7.9	2588000	30.76	2719806
Nuclear	3.6	5745000	9.04	5847499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.8 Tabla auxiliar para costos de Mulegé

Centrales de Mulegé	Usos propios	CAIO	Costos de despacho	Costos de infraestructura
	%	USD/MW	USD/MWh	USD/MW
Turbogás	2.5	969000	203.02	987290
Termoeléctrica	4.5	1792000	100.87	1827041
Combustión interna	3.7	3034000	171.93	3067440
Eólica	0.1	1615000	0.000002	1640981
Solar	0.1	1602000	0.000002	1615398
Geotérmica	7.9	2588000	30.76	2719806
Nuclear	3.6	5745000	9.04	5847499

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)

Tabla A.9 Tabla de diversificación (índice de Shannon-weiner)

Año	Escenarios			
	Libre	Nuclear	Base	Moderado
2050				
Turboeléctrica	344,712.62	373,414.28	109,886.66	138,310.00
Eólica	-	120,118.01	188,438.75	110,647.53
Solar	107,928.62	368,475.13	955,833.68	886,348.11
Termoeléctrica	1,116,726.62	804,975.83	774,810.17	1,052,543.86
Combustión Interna	2,140,100.45	1,214,952.23	592,383.67	878,819.42
Bioenergía	-	-	15,246.88	7,709.68
Nuclear		946,188.00		
Geotérmica	174,781.95	56,126.76	1,247,650.44	809,871.66
TOTAL	3,884,250.25	3,884,250.25	3,884,250.25	3,884,250.25
Participación en fracc				
Turboeléctrica	0.088746243	0.096135486	0.028290313	0.035607902
Eólica	0	0.030924375	0.048513546	0.028486199
Solar	0.027786216	0.094863901	0.246079325	0.228190269
Termoeléctrica	0.287501203	0.20724098	0.199474834	0.270977354
Combustión Interna	0.550968735	0.312789381	0.152509141	0.226252008
Bioenergía	0	0	0.003925308	0.001984857
Nuclear	0	0.243596045	0	0
Geotérmica	0.044997603	0.014449832	0.321207534	0.208501411
	1	1	1	1
INDICE DE S-W	Aplicación de la fórmula			
Turboeléctrica	0.21494111	0.225148997	0.100861638	0.118759037
Eólica	0	0.10749964	0.146797731	0.101363456
Solar	0.099563991	0.223434088	0.34502815	0.337168347
Termoeléctrica	0.358378367	0.326170985	0.321566836	0.353820558
Combustión Interna	0.328419908	0.363531707	0.286798128	0.336234426
Bioenergía	0		0.021747427	0.012350192
Nuclear	0	0.344017048		
Geotérmica	0.139544139	0.061224985	0.364785067	0.326890487
TOTALES IS-W	1.140847514	1.65102745	1.587584977	1.586586503
Total redondeado	1.14	1.65	1.59	1.59

Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, SCEyR)