



IDEA Instituto de
Desarrollo
Energía y
Ambiente

Alternativas Renovables

para el Desarrollo de
Baja California Sur

Resumen ejecutivo

Si bien, el sector eléctrico en México ha avanzado en las últimas décadas, alcanzando un 99% de cobertura eléctrica, el sector enfrenta diversos desafíos estructurales, los cuales se agravan cada año ante el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica. Dentro de este contexto, el sector enfrenta rezagos en la expansión de la red eléctrica, así como la necesidad de una mayor inversión en generación para mantener el suministro de manera confiable, asequible y sostenible.

La situación de Baja California Sur es particular debido a que, el sistema eléctrico en la región opera como sistema aislado del resto del país, además de que la entidad depende principalmente de combustibles fósiles importados por mar. Lo anterior se ha traducido en una participación renovable limitada, y en señales operativas de estrés. Con respecto a ello, en 2023, la generación con fuentes fósiles alcanzó alrededor del 87%, mientras que únicamente el 13% fue con fuentes renovables. Asimismo, durante ese año, se presentaron múltiples salidas por causas técnicas y por falta de combustibles, manteniendo los márgenes de reserva por debajo de los niveles recomendados para una operación segura.

Ante esta situación, en el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025–2039 se incorporan proyectos relevantes, incluyendo la adición de una central de combustión interna en Los Cabos y nueva capacidad solar fotovoltaica y termosolar que, en conjunto, representan cerca del 50% de la capacidad actual del estado. La adición de fuentes renovables representa un avance sustancial. Sin embargo, se mantiene la dependencia en el uso de combustibles fósiles en la matriz eléctrica.

Es por lo anterior, que este estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de una expansión de la capacidad de generación que priorice la incorporación de energías renovables y la reducción gradual del uso de combustibles fósiles. Asimismo, el enfoque del estudio busca responder a los retos de seguridad de suministro, el crecimiento de la demanda (incluyendo el patrón estacional) y los costos del sistema.

Para llevar a cabo este análisis, se plantea el uso de una metodología basada en el desarrollo de tres escenarios comparativos que permiten contrastar costos, emisiones y desempeño operativo a partir de la modelación del sistema eléctrico en Baja California Sur. En primer lugar, se desarrolla un Escenario de Referencia, que replica la planeación oficial vigente y sirve como punto de comparación para los otros dos escenarios, que son: el

Escenario de Transición, que evita la adición de cualquier nueva capacidad basada en combustibles fósiles; y el Escenario de Descarbonización, en el que se eleva la ambición al no solamente evitar nuevas adiciones fósiles, sino también retirar paulatinamente centrales fósiles actualmente en operación.

Los resultados muestran que evitar la adición de nuevas centrales fósiles no solamente reduce las emisiones, sino que también genera beneficios económicos al sistema. Con respecto a las emisiones de CO₂, a 2030, el Escenario de Referencia, puede reducir emisiones anuales de CO₂, en 13% con respecto a 2025, pero los escenarios de Transición y de Descarbonización pueden llegar a reducir 18% estas emisiones. Para 2035, el Escenario de Referencia reduce emisiones de CO₂ en 22%, pero esta reducción puede incrementarse a 37% y 62% para los escenarios de Transición y Descarbonización, respectivamente. Asimismo, para todo el periodo planeación considerado, y para el Escenario de Transición, por cada tonelada de CO₂ que se evita, el sistema se ahorra 289 dólares entre costos de inversión, operación y mantenimiento, y combustibles (USD/tCO₂) con respecto al Escenario de Referencia. Por su parte, el Escenario de Descarbonización presenta un beneficio de 82 USD/tCO₂. Si bien, para ese año, el Escenario de Referencia logra una penetración de energías renovables del 52%, los escenarios de Transición y de Descarbonización pueden aumentar la penetración hasta 60% y 79%, respectivamente.

En términos de costos acumulados totales a 2035, en el Escenario de Transición, estos son casi un 17% menores con respecto al Escenario de Referencia; mientras que son 7% menores para el Escenario de Descarbonización. Además, es importante resaltar que, si bien, para 2030, el Escenario de Referencia puede reducir el consumo actual de combustibles en 7%, los escenarios de Transición y Descarbonización pueden alcanzar una reducción de 16% para ese año. En 2035, esta reducción es de 17% para el Escenario de Referencia, y de 36% y 62%, para los escenarios de Transición y Descarbonización, respectivamente.

Con base en estos resultados, se concluye que, si bien, la adición de proyectos renovables en el Escenario de Referencia representa un avance hacia la descarbonización de la matriz eléctrica del estado, en Baja California Sur existen las condiciones para avanzar hacia un sistema eléctrico más limpio y resiliente. Sin embargo, se requieren políticas y decisiones de expansión del sistema que aprovechen los recursos renovables locales, la integración de soluciones de flexibilidad (como el almacenamiento) y una planeación con una visión de justicia energética.

ALTERNATIVAS RENOVABLES para el desarrollo de Baja California Sur

Derechos Reservados 2025



Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente (IDEA)
Patricio Sanz 207, Del Valle Norte,
Benito Juárez, CDMX.
Tel. +52 55 5088 5869

Todos los derechos están reservados. Ni esta publicación ni partes de ella pueden ser reproducidas, almacenadas mediante cualquier sistema o transmitidas, en cualquier forma o por cualquier medio, sea éste electrónico, mecánico, de fotocopiado, de grabado o de otro tipo, sin el permiso previo del Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente.

Coordinación institucional

Luisa Sierra, Directora Ejecutiva
Marco Jano, Subdirector de Investigación
Ricardo Cruz, Gerente de Electricidad
Erika Ortiz, Gerente de Descarbonización y Desarrollo Energético Verde
Niuni Butrón, Gerente de Implementación de Proyectos

Coordinación técnica

Ricardo Cruz, IDEA
Marco Jano, IDEA

Investigación

Pilar Valencia, IDEA
José Álvarez, IDEA
Sebastián Arcos, IDEA
Sophia Gómez, IDEA
Rosa María Jiménez, IDEA

Diseño gráfico.

Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente

Fotografía de portada:

Parque eólico Coromuel. Fuente: Mextypsa, sitio web oficial.

Contenido

| | | |
|------------|---|-----------|
| 01 | Introducción | 9 |
| 02 | Contexto de Baja California Sur | 14 |
| 2.1 | Panorama geográfico y climático de Baja California Sur | 15 |
| 2.2 | Perfil demográfico y urbano | 16 |
| 2.3 | Estructura económica y dinámica industrial | 22 |
| 2.4 | Distribución de Combustibles Fósiles en Baja California | 24 |
| 03 | Sector eléctrico de Baja California Sur | 26 |
| 3.1 | Consumo de energía | 28 |
| 3.2 | Demanda | 31 |
| 3.3 | Capacidad de generación eléctrica. | 33 |
| 3.4 | Generación de energía eléctrica | 39 |
| 3.5 | Transmisión y distribución | 42 |
| 04. | Metodología del Estudio | 44 |
| 4.1 | Entradas del modelo | 46 |
| 4.2 | Modelado y optimización | 47 |
| 4.3 | Resultados y salidas del modelo | 48 |
| 05 | Escenarios de evolución del sistema eléctrico de Baja California Sur | 45 |
| 5.1 | Escenario de Referencia | 50 |
| 5.2 | Escenario de Transición | 57 |
| 5.3 | Escenario de Descarbonización | 65 |
| 06. | Evaluación de los escenarios | 74 |
| 07. | Conclusiones | 77 |
| | Referencias | 81 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Distribución de climas en Baja California Sur. | 15 |
| Figura 2. Concentración poblacional, densidad y crecimiento demográfico en los municipios y principales localidades de Baja California Sur. | 16 |
| Figura 3. Disponibilidad del servicio de energía eléctrica por municipio en BCS (2020). | 17 |
| Figura 4. Acceso a servicios básicos en viviendas por municipio en BCS (2020). | 18 |
| Figura 5. Acceso a bienes duraderos en viviendas por municipio en BCS (2020). | 18 |
| Figura 6. Hogares con privación de bienes económicos respecto al total estatal. | 19 |
| Figura 7. Localización de comunidades no electrificadas y subestaciones eléctricas en BCS. | 21 |
| Figura 8. Participación por subsector económico en el PIB estatal de Baja California Sur (2023) | 22 |
| Figura 9. Distribución de unidades económicas por sector en los municipios de Baja California Sur (2024). | 23 |
| Figura 10. Infraestructura para el transporte Baja California Sur. | 24 |
| Figura 11. Logística de Suministro (corto plazo) de gas natural licuado en Baja California Sur. | 25 |
| Figura 12. Configuración de los sistemas eléctricos de Baja California Sur al cierre de 2024. | 27 |
| Figura 13. Distribución porcentual del consumo eléctrico por sector (2023). | 28 |
| Figura 14. Consumo de energía por municipio en 2023. | 29 |
| Figura 15. Evolución horaria de la demanda para Baja California Sur de 2017 a 2024. | 32 |
| Figura 16. Evolución de la demanda anual por zona (Mulegé, Villa Constitución, La Paz, Los Cabos), 2017–2024 (GWh). | 32 |
| Figura 17. Demanda Máxima SIBC. | 33 |
| Figura 18. Ubicación de las Centrales de Generación en Baja California Sur. | 34 |

| | |
|---|----|
| Figura 39. Capacidad Instalada 2025-2035 (Escenario de Descarbonización). | 66 |
| Figura 40. Generación de energía eléctrica para el periodo 2025 -2035 (Escenario de Descarbonización). | 70 |
| Figura 41. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación en el Escenario de Descarbonización. | 70 |
| Figura 42. Flujos entre zonas BCS (GWh y % de horas/año), Escenario de Descarbonización. | 71 |
| Figura 43. Comparativo de emisiones MtCO ₂ , entre escenarios. | 72 |
| Figura 44. Distribución de los costos del sistema para todo el periodo 2025 a 2035 en el escenario de Descarbonización. | 73 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Comunidades no electrificadas en Baja California Sur 2022. | 20 |
| Tabla 2. Distribución de unidades económicas con más de 100 personas ocupadas por sector y municipio. | 30 |
| Tabla 3. Permisos Vigentes de Generación de Energía Eléctrica en el SIBCS. | 34 |
| Tabla 4. Permisos Vigentes de Generación de Energía Eléctrica en el SIMUL. | 36 |
| Tabla 5. Capacidad disponible del parque de generación eléctrica en Baja California Sur en 2024. | 38 |
| Tabla 6. Adiciones de capacidad a 2035 del escenario de Referencia. | 53 |
| Tabla 7. Adiciones de capacidad anual en los escenarios Referencia y Transición MW para el periodo 2028 a 2035. | 60 |
| Tabla 8. Adiciones de capacidad anual en los escenarios Referencia, Transición y Descarbonización para el periodo 2028 a 2035. Valores en MW. | 68 |
| Tabla 9. Comparativa de participación renovable, emisiones y costos de los 3 escenarios. | 75 |



← Parque Eólico
Coromuel. Fuente: Grupo
Elecnor, sitio web oficial.

01

Introducción

Introducción



La Transición Energética Justa (TEJ) se entiende como un proceso de transformación que maximiza beneficios y mitiga cargas, garantiza participación inclusiva y prioriza equidad y acceso universal a servicios energéticos asequibles y limpios, especialmente en economías emergentes y contextos con rezagos estructurales. Esta visión coloca en el centro la distribución equitativa de costos y beneficios, la protección social y el diálogo multiactor, así como políticas que integren empleo digno, territorio y género para no dejar a nadie atrás (IRENA, 2024). En línea con los principios y hoja de ruta del enfoque “centrado en las personas” de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) para transiciones justas e inclusivas, la TEJ exige planificación intersectorial, participación comunitaria y acciones explícitas para erradicar la pobreza energética mediante mejoras de accesibilidad y asequibilidad (IEA, 2025).

En este marco, la transición energética justa no solo requiere principios de equidad y participación, sino también cambios estructurales en la configuración tecnológica del sistema energético. Tanto IRENA como la IEA destacan que la expansión acelerada de energías renovables y de soluciones modernas de acceso es un habilitador central de la justicia energética, en tanto reduce costos, disminuye vulnerabilidades asociadas a combustibles fósiles, mejora la calidad del aire y posibilita el acceso a servicios energéticos limpios en territorios históricamente rezagados. Una TEJ, por tanto, no se limita al diseño social de la transición, sino que implica orientar las decisiones tecnológicas hacia sistemas más limpios, seguros y asequibles, asegurando que sus beneficios lleguen primero a quienes enfrentan mayores barreras (IRENA, 2024; IEA, 2025).

Hoy, las tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, son maduras y competitivas. En 2024, ambas tecnologías representaron más del 92% de las nuevas adiciones de capacidad renovable a nivel mundial (IRENA, 2025). El almacenamiento eléctrico en baterías ha seguido una trayectoria similar, con una reducción de costos del 71% entre 2014 y 2020, y un crecimiento acelerado de la capacidad instalada en la última década (IRENA, 2025). En paralelo a la maduración de estas tecnologías, se han desarrollado otras soluciones orientadas a flexibilizar los sistemas eléctricos, facilitando la integración de una mayor proporción de energía renovable variable.

En este contexto, resulta necesario transformar la manera en que se entienden y operan los sistemas eléctricos. Es preciso superar la visión de redes unidireccionales que transportan energía desde grandes centrales

hacia los consumidores, y avanzar hacia sistemas más distribuidos, dinámicos y flexibles, capaces de integrar múltiples fuentes de generación de bajas emisiones, responder a patrones de consumo más complejos y garantizar el acceso universal a energía de calidad. Ello implica atender tanto a las poblaciones que aún no han sido alcanzadas por las redes eléctricas como a aquellas que, aun contando con acceso, no reciben un servicio continuo y de calidad.

Además de avanzar en su descarbonización, el sector eléctrico debe responder a retos estructurales relevantes. De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025-2039 de la Secretaría de Energía (SENER) (2025), la demanda eléctrica crece a una tasa cercana al 3% anual, lo que exige ampliar la capacidad de generación y la infraestructura de transmisión y distribución de manera eficiente (SENER, 2025). Al mismo tiempo, es necesario ofrecer electricidad a menores costos para mantener o reducir tarifas sin incrementar los subsidios públicos, así como avanzar hacia la electrificación total del país. Si bien más del 99% de la población cuenta con acceso a electricidad, el porcentaje restante equivale a más de 300 mil personas, muchas de ellas ubicadas en comunidades rurales e indígenas (INEGI, s.f.).

Una de las regiones donde estos retos se han agudizado en los últimos años es Baja California Sur (BCS). Su sistema eléctrico aislado depende en gran medida de combustibles fósiles importados y presenta una capacidad limitada para atender una demanda en crecimiento. De acuerdo con información del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) recopilada en este documento, al cierre de 2023, el 87% de la generación eléctrica del estado provino de tecnologías fósiles, mientras que las fuentes renovables representaron apenas 13%, pese al alto potencial solar y geotérmico. Entre 2018 y 2023, la demanda máxima aumentó de 505 MW a 681 MW, con una proyección de 729 MW para 2025, esto ejerce una presión creciente sobre la infraestructura existente (CENACE, 2025). En términos operativos, el margen de reserva se ha situado por debajo de los umbrales recomendados y, tan sólo en 2023, se registraron 395 salidas por fallas técnicas y 181 por falta de combustible, lo que representa un incremento de 10.2% respecto de 2022 (CENACE, 2025).

Como resultado, la economía estatal, impulsada por sectores como el turismo, el comercio, la agroindustria y la pesca, enfrenta límites estructurales asociados a la escasez de recursos, en particular al suministro confiable y asequible de energía eléctrica y al acceso al agua. Aunque la población urbana cuenta con una mayor cobertura eléctrica que la rural, enfrenta elevados costos, baja confiabilidad del servicio y una calidad del

aire deteriorada, en parte atribuible a la generación eléctrica basada en combustibles fósiles. Por su parte, la población rural presenta un acceso significativamente más limitado, con al menos 63 comunidades aisladas cuya baja densidad poblacional y lejanía de la infraestructura eléctrica hacen inviable su interconexión a la red. Incluso aquellas comunidades rurales y periurbanas que sí están conectadas enfrentan vulnerabilidades derivadas de la topología del sistema eléctrico, especialmente durante los picos de demanda en verano (CERCA, 2023).

Pese a este contexto, el estado cuenta con una dotación excepcional de recursos naturales (alta irradiación solar, corredores eólicos costeros, recursos geotérmicos y amplios recursos marinos) que, aprovechados mediante políticas públicas y energéticas justas y sostenibles, generan condiciones únicas para que Baja California Sur se coloque a la vanguardia de la transición energética justa en México.

Con el fin de aportar al diseño de políticas públicas y fortalecer la toma de decisiones en torno al futuro energético de BCS, este estudio presenta evidencia que demuestra la viabilidad de avanzar hacia un sistema más descarbonizado, resiliente e inclusivo. El documento inicia con una caracterización del contexto geográfico, social y económico del estado, continúa con un diagnóstico del sistema energético y culmina con la construcción y análisis de tres escenarios comparativos:

- **Escenario de Referencia**, basado en el PLADESE 2025-2039, presentado en diciembre de 2025, que incorpora una central de combustión interna (CCI) en Los Cabos y una central termosolar de torre central.
- **Escenario de Transición**, que plantea que cualquier nueva incorporación de capacidad en el estado se realice exclusivamente con tecnologías limpias,
- **Escenario de Descarbonización**, que eleva de manera sustantiva el nivel de ambición al no solo incorporar energías limpias, sino también iniciar el retiro progresivo de centrales fósiles actualmente en operación.

Los escenarios se comparan en términos de costos, emisiones y capacidad operativa del sistema.

En un contexto de crecimiento de la demanda, alta dependencia de combustibles fósiles y vulnerabilidades operativas en un sistema eléctrico aislado,

Baja California Sur enfrenta una brecha entre sus necesidades energéticas y el aprovechamiento de su elevado potencial de recursos renovables. Este estudio aborda dicha brecha mediante el análisis comparativo de escenarios que permiten evaluar rutas viables hacia la descarbonización del sistema eléctrico estatal. Sus resultados muestran que avanzar hacia un modelo más limpio, resiliente e inclusivo es técnica y económicamente factible, siempre que las decisiones se adopten con oportunidad, contribuyendo así a acelerar la descarbonización, fortalecer la seguridad energética y orientar el desarrollo regional bajo principios de equidad y sostenibilidad.



← Parque eólico
Coromuel. Fuente:
Mextypsa, sitio web oficial.

02

Contexto de Baja California Sur



Contexto de Baja California Sur



Este capítulo describe los principales rasgos del territorio de Baja California Sur, incluyendo su relieve, clima, distribución poblacional, cobertura de servicios básicos, estructura económica y dinámica industrial, así como los rezagos en la electrificación rural. El análisis de estas dimensiones permite identificar los factores que inciden en la demanda eléctrica y evidenciar las limitaciones estructurales del sector, particularmente en zonas aisladas o con acceso limitado a infraestructura. Este diagnóstico territorial constituye la base para comprender los desafíos del sistema eléctrico del estado, que se abordan en el capítulo siguiente, tanto en el sistema interconectado como en las regiones aisladas.

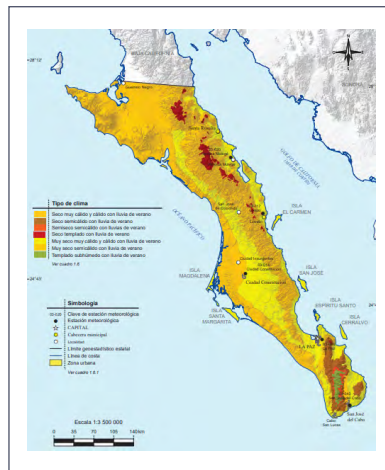
Panorama geográfico y climático de Baja California Sur



Baja California Sur se localiza en el extremo sur de la península de Baja California. Limita al norte con el estado de Baja California, al este con el Golfo de California y al oeste y sur con el Océano Pacífico. Con una superficie de 73,475 km², representa el 3.8 % del territorio nacional, y se encuentra entre los estados con menor densidad poblacional del país (10.8 hab/km²) (INEGI, 2021).

El relieve del estado se compone principalmente por sierras, como la Sierra de la Giganta y la Sierra de la Laguna, valles intramontañosos y llanuras costeras. Estas últimas son más extensas en la costa del Pacífico, donde se localizan zonas áridas, esteros, y manglares. La combinación de cordilleras con planicies costeras crea una geografía fragmentada que influye en la distribución de la población y en el desarrollo de infraestructura (INEGI, 2023).

La distribución espacial de los tipos de clima puede observarse en Figura 1, donde se identifica con claridad la concentración de zonas áridas a lo largo de la entidad, que cubren más del 90 % del territorio. Solo una pequeña fracción de las zonas montañosas presenta un clima templado subhúmedo. Las temperaturas medias anuales oscilan entre 18 °C y 26 °C, y en verano pueden superar los 40 °C, especialmente en zonas como La



← Figura 1. Distribución de climas en Baja California Sur.

Fuente: INEGI (2021)

Paz y Ciudad Constitución, donde se han registrado sensaciones térmicas superiores a 50°C. La precipitación media anual es inferior a 200 mm y se concentra entre agosto y octubre, debido a la influencia de ciclones tropicales provenientes del Océano Pacífico (INEGI, 2023).

Perfil demográfico y urbano

De acuerdo con datos del INEGI, en 2023, la población total de Baja California Sur ascendió a 867,766 habitantes, con una densidad promedio de 10.8 hab/km², muy por debajo del promedio nacional de 65 hab/km². La entidad concentra apenas el 0.6% de la población nacional, aunque ocupa el 3.8% de territorio del país (INEGI, 2023b).

El estado se conforma por cinco municipios: Comondú, Mulegé, La Paz, Los Cabos y Loreto. La Figura 2 muestra su localización geográfica, así como información relevante sobre la concentración poblacional, la densidad demográfica, la población de las principales localidades de Baja California Sur y la Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 2010 a 2020.



← 2.2

← **Figura 2. Concentración poblacional, densidad y crecimiento demográfico en los municipios y principales localidades de Baja California Sur.**

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2023b)

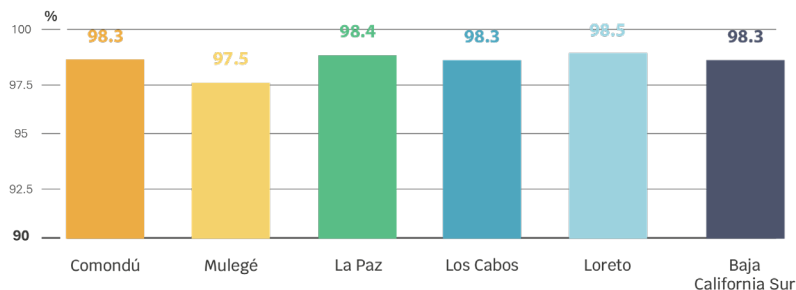
La población de Baja California Sur se concentra principalmente en los municipios de Los Cabos y La Paz, que en conjunto agrupan el 80.6% de la población estatal. Los Cabos, con 351,111 habitantes (44%), y La Paz, con 292,241 habitantes (36.6%), presentan además las Tasas Medias de Crecimiento Anual más elevadas, de 4% y 1.5% respectivamente, por encima del promedio estatal de 2.3% (INEGI, 2021).

Esta concentración demográfica se acompaña de trayectorias de crecimiento diferenciadas. Mientras Los Cabos registra una de las tasas de crecimiento poblacional más altas del país y una densidad significativamente superior al promedio estatal, municipios como Mulegé, Loreto y Comondú muestran crecimientos más moderados y una distribución poblacional dispersa. Estas dinámicas generan presiones diferenciadas sobre la infraestructura, particularmente en los municipios en expansión, donde se anticipa una mayor demanda de servicios básicos, incluido el suministro de energía eléctrica. En contraste, los municipios del norte del estado (Mulegé, Comondú y Loreto) presentan densidades poblacionales más bajas, de entre 2 y 4.8 hab/km², y tasas de crecimiento considerablemente menores que oscilan entre 0.3% y 0.8% (INEGI, 2021).

En términos demográficos, la entidad registra una razón de 103 hombres por cada 100 mujeres y un elevado componente migratorio: 40.4 % de la población nació fuera del estado, ya sea en otra entidad federativa o en el extranjero. Asimismo, se contabilizaron 9,364 personas nacidas en otro país, de las cuales 36.8 % han adquirido la nacionalidad mexicana (INEGI, 2021).

En materia de vivienda, Baja California Sur contaba con 240,468 viviendas particulares habitadas en 2020, lo que equivale a 0.7 % del total nacional. Los Cabos concentra el 42 % de estas viviendas, seguido por La Paz (38 %), Comondú (9.2 %), Mulegé (8.1 %) y Loreto (2.3 %). El promedio estatal de ocupantes por vivienda es de 3.3 personas (INEGI, 2021).

En cuanto al acceso a la energía eléctrica, el 98.3 % de las viviendas particulares habitadas dispone de este servicio. La Figura 3 muestra la cobertura por municipio, con valores que oscilan entre 97.5 % en Mulegé y 98.5 % en Loreto.

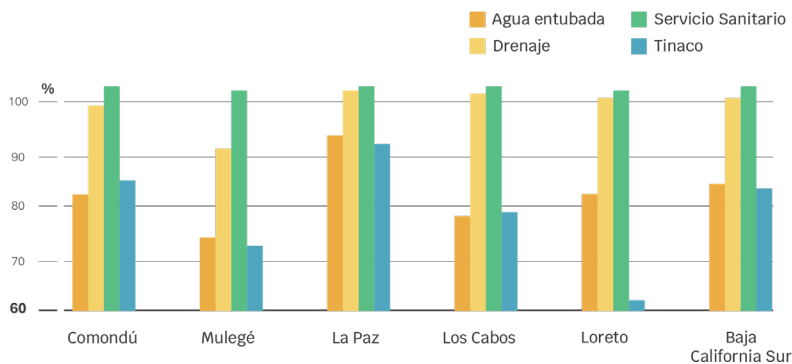


← **Figura 3. Disponibilidad del servicio de energía eléctrica por municipio en BCS (2020).**

Fuente: Elaboración propia con datos del INEGI (2021)

Con base en esta información y en los datos de viviendas particulares habitadas, se estima que aproximadamente 13,490 personas en la entidad residen en 4,088 viviendas sin acceso a energía eléctrica. A nivel municipal, los mayores rezagos se concentran en Los Cabos (5,892 personas) y La Paz (4,674 personas), seguidos por Mulegé, Comondú y Loreto.

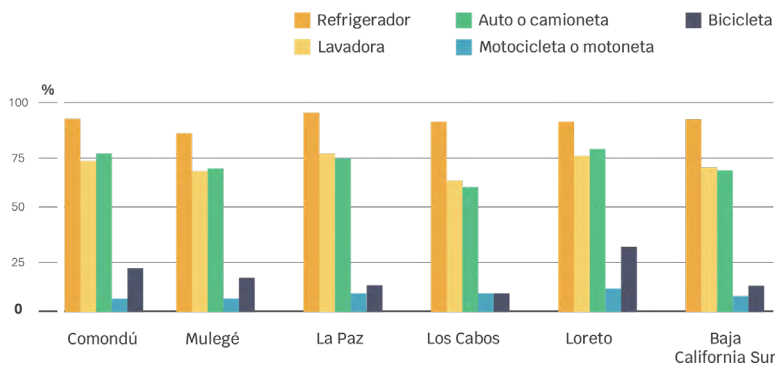
En cuanto a la disponibilidad de bienes duraderos y de servicios básicos en las viviendas, se observan diferencias territoriales significativas entre los municipios, que reflejan condiciones socioeconómicas heterogéneas y niveles diferenciados de acceso al bienestar. Estas diferencias se muestran en la Figura 4 y la Figura 5.



← **Figura 4. Acceso a servicios básicos en viviendas por municipio en BCS (2020).**

Fuente: Elaboración Propia con datos del INEGI (2021)

Mientras que el acceso a drenaje y servicios sanitarios es alto en todo el estado, el acceso a agua entubada es notablemente menor en Mulegé, donde se sitúa por debajo del 73.4 % y en Los Cabos con 76.9%, en contraste con La Paz, que supera el 90 % (INEGI, 2021).



← **Figura 5. Acceso a bienes duraderos en viviendas por municipio en BCS (2020).**

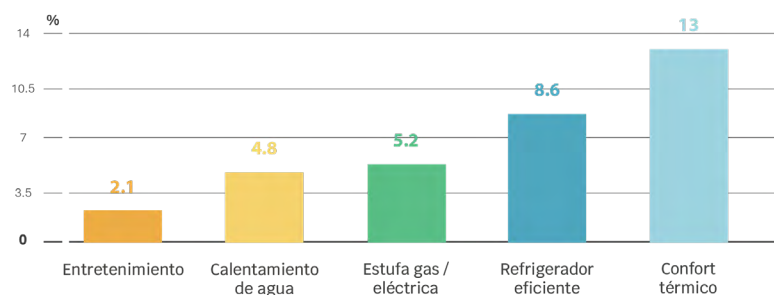
Fuente: Elaboración Propia con datos del INEGI (2021)

En relación con los bienes duraderos, el refrigerador presenta una cobertura estatal del 91.8 %, mientras que la lavadora (68.5 %) y el automóvil o camioneta (67.4 %) registran niveles de disponibilidad considerablemente menores. Las brechas son más pronunciadas en los municipios del norte del estado, particularmente en Mulegé y Loreto.

La disponibilidad de bienes intensivos en el uso de energía se vincula directamente con la pobreza energética, entendida como la incapacidad de los hogares para satisfacer sus necesidades energéticas básicas, ya sea por limitaciones de acceso o por restricciones económicas. En este

sentido, Baja California Sur presenta un nivel de pobreza energética de 27.1%, y un promedio de disposición de 3.8 bienes por hogar, ligeramente por debajo del promedio nacional de 3.88 (García-Ochoa Rigoberto, 2016).

A pesar de ello, más del 13 % de los hogares presenta carencias en el confort térmico, un aspecto particularmente relevante dadas las condiciones climáticas extremas del estado. La Figura 6 muestra la proporción de hogares con privación de bienes duraderos que requieren energía eléctrica.



← **Figura 6. Hogares con privación de bienes económicos respecto al total estatal.**

Fuente: Adaptado de García-Ochoa y Graizbord (2016)

Este tipo de privaciones tiene implicaciones directas en la salud, el bienestar y las oportunidades de desarrollo de las personas, y afecta de manera desproporcionada a poblaciones vulnerables como mujeres, niñas, niños y personas mayores.

Adicionalmente, de acuerdo con la Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto en los Hogares (ENIGH) 2024, el gasto promedio de vivienda en servicios de conservación, energía eléctrica y combustibles representa el 9.12 % del gasto total de los hogares a nivel nacional, mientras que en Baja California Sur esta proporción asciende a 11.14 % (INEGI, 2025). Esta diferencia sugiere una carga energética más alta en el estado, particularmente preocupante en contextos de ingresos limitados.

A nivel nacional, los hogares encabezados por mujeres destinan en promedio el 10 % de su gasto monetario a estos servicios, frente al 8.7 % en hogares con jefatura masculina. Si bien no se dispone de esta desagregación por sexo a nivel estatal, estos datos permiten anticipar que la carga energética podría afectar de manera más intensa a las mujeres en Baja California Sur, considerando su rol central en la administración del hogar y la mayor proporción del ingreso destinada al pago de servicios energéticos.

Desde una perspectiva de género y justicia energética, esta sobrerrepresentación del gasto energético implica que las mujeres enfrentan una mayor carga económica relativa para acceder a servicios básicos como

la electricidad. En este contexto, las políticas tarifarias deben incorporar esquemas diferenciales o progresivos que reconozcan estas desigualdades. Asimismo, integrar de manera sistemática la dimensión de género en la planeación energética, incluyendo estudios de factibilidad tarifaria y selección de proyectos con financiamiento público, permitiría identificar oportunidades para mejorar el acceso equitativo a la energía.

En resumen, se observa que Los Cabos a pesar de su acelerado crecimiento poblacional (4%), y su alta densidad demográfica, no presenta los mayores niveles de acceso a bienes y servicios en comparación con municipios como La Paz. Esta brecha puede asociarse a un ritmo de expansión urbana que ha superado la capacidad de provisión de infraestructura y servicios públicos. En contraste, municipios como Mulegé y Comondú, con población más dispersa, enfrentan mayores limitaciones en servicios como el acceso a agua entubada y al transporte. Estas desigualdades refuerzan la necesidad de adoptar un enfoque territorial con perspectiva de género en el diseño de políticas públicas, especialmente en comunidades aisladas donde persisten rezagos en el acceso a recursos esenciales, incluida la energía.

Comunidades rurales y sin acceso eléctrico

De acuerdo con información del Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental (CERCA), al menos 63 comunidades rurales en Baja California Sur no cuentan con acceso a la red eléctrica. Esta exclusión energética afecta principalmente a localidades con baja densidad poblacional, dispersión geográfica y, en varios casos, ubicadas a una distancia considerable de la infraestructura de distribución eléctrica existente (CERCA, 2023).

Según el mapeo realizado por CERCA (Tabla 1), el municipio de Mulegé concentra el mayor número de comunidades sin electricidad, seguido por La Paz, Comondú, Los Cabos y Loreto. En conjunto, estas localidades agrupan aproximadamente a 4,411 personas sin acceso al servicio eléctrico (CERCA, 2023).

← 2.2.1

| Municipio | Comunidades | Personas sin suministro |
|-----------|-------------|-------------------------|
| La Paz | 19 | 927 |
| Comondú | 13 | 892 |
| Mulegé | 18 | 1755 |
| Los Cabos | 8 | 711 |
| Loreto | 5 | 126 |

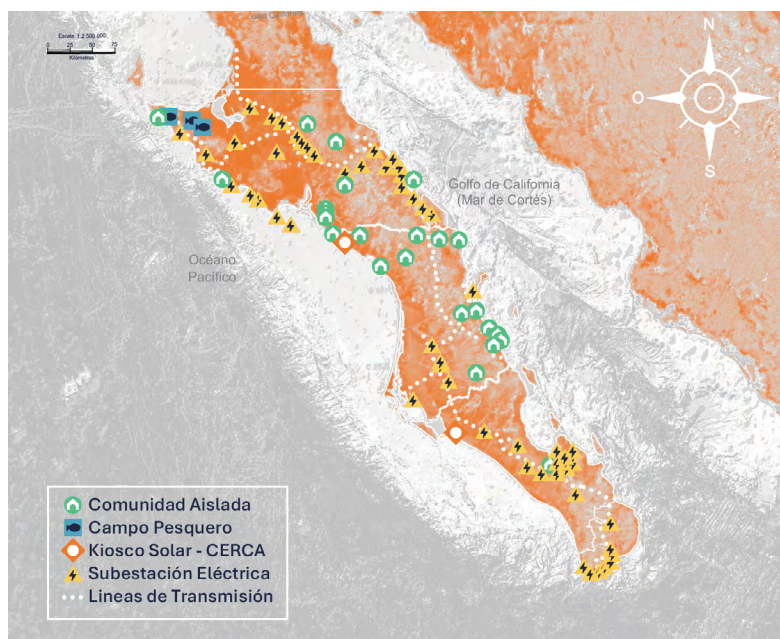
← Tabla 1. Comunidades no electrificadas en Baja California Sur 2022.

Elaboración propia con datos de CERCA (2023)

Muchas de estas comunidades se ubican en zonas de difícil acceso o sujetas a regímenes de conservación ambiental, lo cual incrementa la complejidad técnica y los costos asociados a su electrificación mediante redes convencionales. La Figura 7 muestra la ubicación de estas localidades, así como su relación con las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas existentes.

El análisis geoespacial realizado por IDEA indica que una proporción significativa de estas localidades se encuentra a más de 20 km de la subestación eléctrica más cercana. La distancia promedio es de 39.5 km, con máximos de 111 km. Si bien estas distancias no imposibilitan técnicamente la expansión de la red, sí representan desafíos económicos relevantes. De acuerdo con el Catálogo de Precios de octubre 2025 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el costo por hilo-km de líneas en alta tensión en terreno normal oscila entre \$49,041 y \$357,723 pesos mexicanos, mientras que en terreno abrupto varía entre \$114,788 y \$357,723 pesos mexicanos. En consecuencia, el costo estimado de extender la red hasta los centros de consumo podría situarse en un intervalo aproximado de entre \$5.4 y \$39.7 millones de pesos, estos valores constituyen una referencia para evaluar alternativas de electrificación (CFE, 2025).

Bajo estas condiciones, resulta pertinente identificar oportunidades para el despliegue de soluciones técnicas descentralizadas, como sistemas solares individuales o microrredes con generación local, que permitan atender la demanda eléctrica de comunidades dispersas sin acceso a la red, de manera costo-efectiva y alineada con los principios de la transición energética justa.



← **Figura 7. Localización de comunidades no electrificadas y subestaciones eléctricas en BCS.**

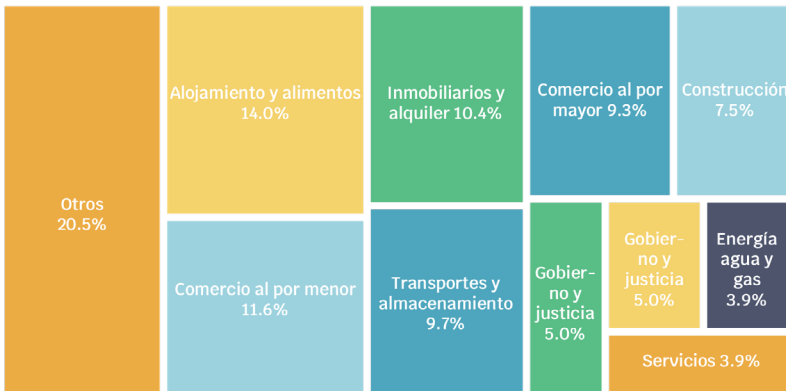
Fuente: Elaboración Propia con datos de CERCA (2023)

Estructura económica y dinámica industrial

En 2023, el Producto Interno Bruto (PIB) de México ascendió a aproximadamente \$30.4 billones de pesos corrientes, mientras que el PIB estatal de Baja California Sur fue de 181,155 MDP, lo que representa el 0.6 % del total nacional (INEGI, 2024). Esta proporción es consistente con la participación demográfica del estado (0.6 % de la población nacional), pero contrasta por su relevancia económica en sectores como el turismo.

La estructura productiva del estado se encuentra fuertemente orientada al sector terciario, que aporta el 78.9 % del PIB estatal, seguido del sector secundario con el 16.8 % y del sector primario con el 4.3 % (INEGI, 2024).

Más del 50 % del PIB estatal se concentra en cinco actividades: alojamiento y preparación de alimentos y bebidas (14%), comercio al por menor (11.6 %), servicios inmobiliarios y de alquiler (10.4 %), transportes y almacenamiento (9.7 %) y comercio al por mayor (9.3%), como se muestra en la Figura 8.



← **Figura 8. Participación por subsector económico en el PIB estatal de Baja California Sur (2023)**

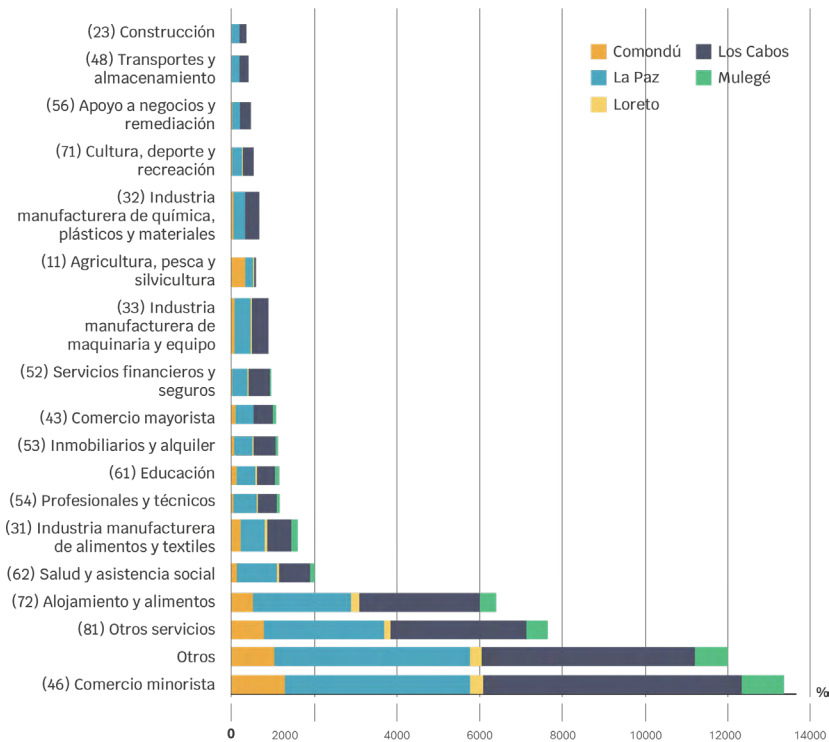
Fuente: Elaboración propia con datos del INEGI (2023)

El patrón de distribución del PIB es consistente con la localización y composición de las unidades productivas. En 2024, Baja California Sur registró 40,980 unidades económicas en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE), lo que equivale al 0.75 % del total nacional (INEGI, 2024).

La mayoría de estas unidades se concentra en el sector terciario, que agrupa el 89% del total de establecimientos registrados, mientras que las actividades secundarias representan el 9.1% y las primarias, el 1.9 %. Desde una perspectiva territorial, los municipios de Los Cabos y La Paz concentran conjuntamente el 81 % de las unidades económicas de la entidad (INEGI, 2024).

Como se observa en la Figura 9, el comercio al por menor constituye el sector más representativo, con 13,360 establecimientos (32.6 %), seguido por otros servicios, con 7,551 (18.4 %), y por alojamiento temporal y preparación de alimentos

y bebidas, con 6,325 establecimientos (15.4 %). En conjunto; estos tres sectores concentran el 66.4 % del total de unidades económicas del estado (INEGI, 2024).



← **Figura 9. Distribución de unidades económicas por sector en los municipios de Baja California Sur (2024).**

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2024)

A nivel municipal, Los Cabos presenta una estructura económica caracterizada por una alta concentración en el comercio minorista, los servicios de alojamiento y los alimentos, y otros servicios, en correspondencia con su perfil turístico y comercial. La Paz muestra una composición más diversificada que combina comercio minorista, alojamiento y actividades profesionales. Comondú mantiene una orientación predominantemente agropecuaria, mientras que en Mulegé destacan las actividades comerciales, los servicios diversos y la agricultura. Finalmente, Loreto registra el menor número de unidades económicas, con un patrón centrado en el comercio minorista y los servicios de alojamiento, y una vocación turística particularmente acentuada.

En la balanza comercial, Baja California Sur registró en 2024 exportaciones por un total de 186 millones de dólares (MUSD), lo que representa aproximadamente 0.03 % del total nacional. Los principales productos exportados fueron verduras frescas o refrigeradas, crustáceos y pescado congelado, destinados a los mercados de Estados Unidos, China y Tailandia. Por su parte, las importaciones estuvieron encabezadas por artículos de plástico para transporte o embalaje, asientos convertibles y sus partes y madera aserrada, con origen principalmente en Estados Unidos, China y Vietnam (Secretaría de Economía, 2025).

el inicio de operaciones de la terminal de New Fortress Energy en el puerto de Pichilingue. Como se muestra en la Figura 11, esta terminal abastece gas natural a las centrales de generación CTG La Paz y CTG Baja California Sur, así como a otros usuarios industriales.

El esquema logístico emplea un sistema patentado que permite transferir gas natural licuado (GNL) desde un buque de transporte a contenedores ISO a bordo de una embarcación de apoyo en alta mar. Posteriormente, estos contenedores son desembarcados en el puerto de Pichilingue y transportados por carretera hasta los sitios de consumo. Adicionalmente, la empresa opera una central de generación eléctrica de 135 MW ubicada en el mismo puerto, lo que refuerza el papel estratégico de esta infraestructura en el suministro energético del estado.

A partir de la entrada en vigor de las normas internacionales de la *International Maritime Organization* (IMO) (2020), que prohíben la exportación y el transporte marítimo de combustóleo con un contenido de azufre superior al 0.5%, PEMEX ha destinado el combustóleo de alto azufre al mercado interno. De acuerdo con CERCA (2020), Baja California Sur se ha convertido en uno de los destinos de este producto. Las vulnerabilidades económicas y logísticas asociadas a este esquema de suministro de combustibles fósiles se traducen en mayores costos para los usuarios finales de la energía y en restricciones al desarrollo socioeconómico del estado (CERCA, 2020). En este contexto, la transición hacia fuentes renovables, que aprovechen recursos locales, no solo ofrece beneficios ambientales, sino que constituye una necesidad estratégica para fortalecer la seguridad y la soberanía energética de Baja California Sur.



← **Figura 11. Logística de Suministro (corto plazo) de gas natural licuado en Baja California Sur.**

Fuente: New Fortress Energy (2025), sitio web oficial



← Baja California Sur.
Josh Withers/ Unsplash

03

Sector Eléctrico Baja California Sur



Sector Eléctrico de Baja California Sur

En este capítulo se analiza el contexto actual del sector eléctrico de Baja California Sur. A partir de la recopilación y el análisis de información sobre generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica en el estado, se identifican problemáticas estructurales como la alta dependencia de combustibles fósiles y las limitaciones para garantizar un suministro continuo, confiable y asequible.

Una de las principales características del sistema eléctrico de Baja California Sur es su condición de aislamiento respecto del resto del país. El estado no cuenta con interconexiones eléctricas con otras entidades federativas, por lo que la totalidad de la demanda debe ser cubierta con generación localizada dentro del propio territorio. Adicionalmente, debido a su extensión y complejidad geográfica, no existe un solo sistema aislado, sino dos sistemas eléctricos independientes.

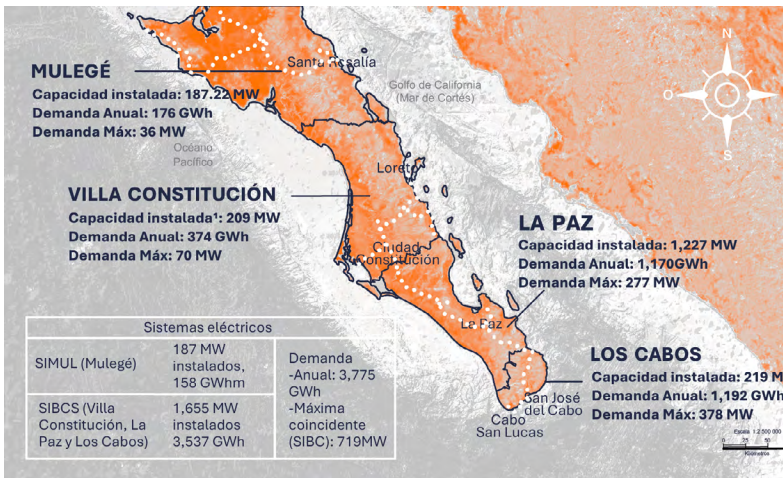
Como se muestra en la Figura 12, de elaboración propia¹ con información del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), por un lado, se encuentra el Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS), que abastece a los municipios de Los Cabos, La Paz y partes de Loreto y Comondú, y que constituye el sistema de mayor tamaño y complejidad operativa. Por otro lado, existe el Sistema Interconectado de Mulegé (SIMUL), que atiende exclusivamente a una porción del municipio de Mulegé. La subestación de transmisión más austral del SIMUL se localiza en Santa Rosalía, contigua a una central turbogás de la CFE, mientras que la subestación más septentrional del SIBCS se ubica aproximadamente a 8 km al sur de Loreto. La distancia en línea recta entre ambas subestaciones es de aproximadamente 178 km, y de alrededor de 204 km siguiendo el derecho de vía de la carretera transpeninsular (CENACE, 2025). Si bien esta longitud no resulta particularmente larga para una línea de transmisión, la orografía del trayecto y el reducido tamaño del sistema eléctrico de Mulegé hacen que la interconexión entre ambos sistemas sea poco viable desde una perspectiva técnica y económica.

← **Figura 12. Configuración de los sistemas eléctricos de Baja California Sur al cierre de 2024.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE(2025).

Nota metodológica: La capacidad instalada se estimó con base en los permisos de generación eléctrica otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), disponibles hasta junio de 2025. Los valores de demanda anual, demanda máxima y demanda mínima fueron procesados a partir de datos públicos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Debido a diferencias metodológicas y a la naturaleza del procesamiento propio, estos valores pueden presentar variaciones respecto a los reportados por fuentes oficiales.

Es importante señalar que las demandas máximas regionales reflejan picos locales independientes y no deben interpretarse como la demanda máxima simultánea del sistema, la cual es menor debido a la no coincidencia temporal de los picos de carga en cada región.



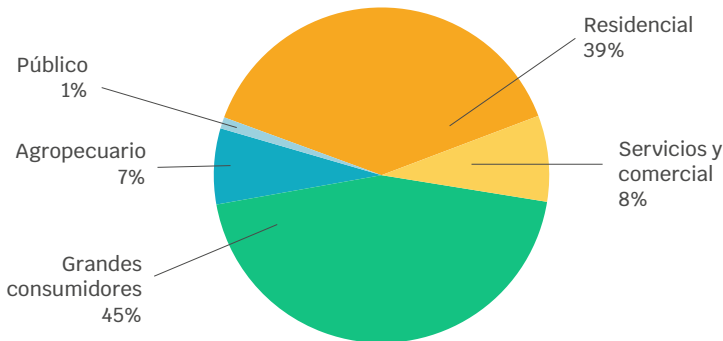
Para la operación del sistema eléctrico, se divide al país en Regiones de Transmisión. Dado que la mayor parte de la información pública del sector eléctrico se encuentran disponible, o puede aproximarse, a este nivel de desagregación regional, el presente estudio adopta dichas regiones como base para la modelación del sistema eléctrico.

Baja California Sur cuenta con cuatro regiones de control, como se muestra en la Figura 12. La Región de Mulegé corresponde exclusivamente al SIMUL. Como se aprecia en el trazado de las líneas de transmisión, este sistema también se extiende hacia la porción sur del estado de Baja California. La región de Villa Constitución abarca los municipios de Loreto y Comondú, mientras que las otras regiones corresponden a La Paz y Los Cabos. Las características técnicas de cada una de estas regiones se analizan con mayor detalle en secciones posteriores.

Consumo de energía

El consumo de energía eléctrica en Baja California Sur refleja las particularidades económicas y sociales del estado. Su análisis permite identificar patrones de requerimiento energético, su evolución en el tiempo y su distribución territorial, elementos que complementan la modelación del sector eléctrico empleada en este estudio.

Con base en información sobre las ventas por tarifa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para el año 2023, se realizó una estimación sectorial del consumo eléctrico en la entidad. Como se muestra en la Figura 13, las tarifas se agruparon en cinco categorías: residencial (01, 1A–1F, DAC, DB1, DB2), comercial y de servicios (PDBT, GDBT), sector público (APBT, APMT), agropecuario (9CU, 9N, RAMT, RABT) y grandes consumidores (GDMTH, GDMTO, DIST, DIT). Dada la relativamente baja presencia industrial en el estado, los consumos registrados bajo tarifas "tradicionalmente" industriales se clasificaron como "grandes consumidores" atendiendo a su magnitud y perfil operativo.



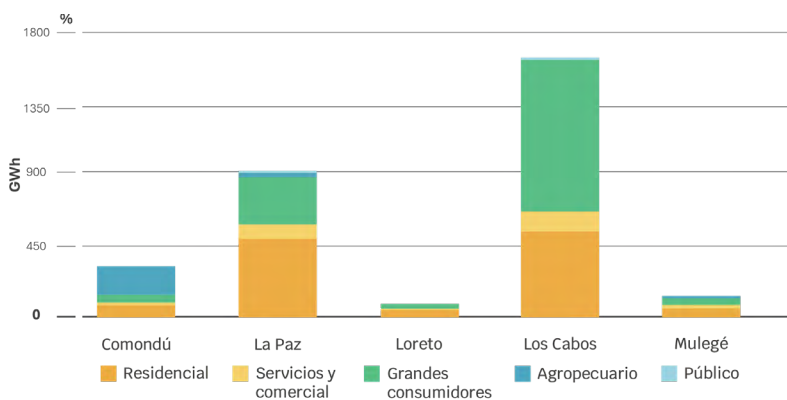
← 3.1

← **Figura 13. Distribución porcentual del consumo eléctrico por sector (2023).**

Fuente: Elaboración Propia con Información de ventas CFE (2023).

En 2023, el total de energía eléctrica vendida en Baja California Sur, considerando baja, media y alta tensión, ascendió a 3,098.36 GWh. De ese total, los grandes consumidores concentran el 45.2 % del consumo (1,399.3 GWh), seguidos por el residencial con el 38.8 % (1,201.3 GWh). El comercio y servicios representaron 8.2 % (254.5 GWh), el agropecuario 7.0 % (216.1 GWh) y el público 0.9 % (27.0 GWh) (CFE, 2023).

De manera análoga, la información se agregó a nivel municipal, como se muestra en la Figura 14. El consumo de energía eléctrica se concentró en los municipios de Los Cabos y La Paz, que en conjunto representaron el 82.8 % del total estatal. Los Cabos registró el mayor volumen de consumo, en particular en el grupo de grandes consumidores (962.8 GWh) y en el sector residencial (540.1 GWh). La Paz mostró un perfil más equilibrado, con una contribución relevante tanto del sector residencial como de los grandes consumidores. Por su parte, Comondú destacó por su consumo agropecuario, que alcanzó 171.7 GWh, equivalente al 80 % del total estatal en ese sector. En contraste, Mulegé y Loreto registraron niveles de consumo menores, dominados por los sectores residencial y servicios, así como por algunos grandes consumidores (CFE, 2023).



← **Figura 14. Consumo de energía por municipio en 2023.**

Fuente: Elaboración propia con Información de ventas CFE (2023).

Para complementar el análisis, se caracterizaron las unidades económicas con más de 100 personas ocupadas como indicador de actividad productiva de gran escala (véase la Tabla 2). A partir de ello, se observa que en Los Cabos el predominio del sector turístico, en particular el alojamiento y la preparación de alimentos, impulsa una demanda eléctrica estacional, asociada al uso intensivo de sistemas de refrigeración, climatización, lavandería y bombeo de agua. Estas cargas térmicas generan incrementos significativos de la demanda entre junio y septiembre, coincidiendo con los períodos de mayor ocupación hotelera y con temperaturas elevadas, lo que tiende a presionar a la red eléctrica y a reducir los márgenes operativos durante la temporada de verano.

| Sector | Comondú | La Paz | Loreto | Los Cabos | Mulegé | Total |
|---|---------|--------|--------|-----------|--------|-------|
| (72) Alojamiento y alimentos | 0 | 2 | 2 | 62 | 0 | 66 |
| (46) Comercio minorista | 1 | 14 | 0 | 19 | 2 | 36 |
| (23) Construcción | 0 | 7 | 0 | 18 | 0 | 25 |
| (62) Salud y asistencia social | 2 | 7 | 1 | 8 | 3 | 21 |
| (61) Educación | 1 | 12 | 0 | 5 | 1 | 19 |
| (43) Comercio mayorista | 3 | 6 | 0 | 6 | 3 | 18 |
| (48) Transportes y almacenamiento | 0 | 8 | 0 | 5 | 0 | 13 |
| (22) Energía, agua y gas | 3 | 4 | 2 | 1 | 2 | 12 |
| (56) Apoyo a negocios y intermediación | 0 | 2 | 0 | 10 | 0 | 12 |
| (11) Agricultura, pesca y silvicultura | 1 | 2 | 0 | 0 | 4 | 7 |
| (31) Industria manufacturera de alimentos y textiles | 3 | 0 | 0 | 0 | 3 | 6 |
| (71) Cultura, deporte y recreación | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 6 |
| (54) Profesionales y técnicos | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 5 |
| (21) Minería | 0 | 1 | 0 | 0 | 3 | 4 |
| (53) Inmobiliarios y alquiler | 0 | 1 | 0 | 2 | 0 | 3 |
| (32) Industria manufacturera de química, plásticos y materiales | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| (51) Medios masivos | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| (33) Industria manufacturera de maquinaria y equipo | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |

Sector Primario
 Sector Secundario
 Sector Terciario

← **Tabla 2. Distribución de unidades económicas con más de 100 personas ocupadas por sector y municipio.**

Fuente: Elaboración propia con Información de INEGI (2024).

La Paz presenta un perfil de demanda más diversificado, en el que el comercio, la educación, el transporte y los servicios públicos sostienen consumos más estables a lo largo del año. Sin embargo, la presencia de grandes consumidores vinculados a actividades logísticas y de almacenamiento puede provocar incrementos de la demanda en horarios matutinos y vespertinos, vinculados a la operación de las cadenas frías, la iluminación y sistemas de aire acondicionado durante la jornada laboral.

En contraste, Comondú y Loreto aportan una demanda más acotada (inferior al 10 % del total), asociada a actividades agropecuarias, manufactura ligera y servicios. Mulegé, que concentra alrededor del 5 % del consumo estatal, combina actividades mineras, agroindustriales y de manufactura de alimentos.

En síntesis, la distribución del consumo eléctrico en el estado sugiere patrones temporales diferenciados: en Los Cabos, un aumento vespertino-nocturno en zonas turísticas (por aire acondicionado, iluminación y preparación de alimentos); en La Paz, picos matutinos vinculados a la actividad residencial y comercial diurna y en el norte del estado, una base de carga más estable y menos elástica.

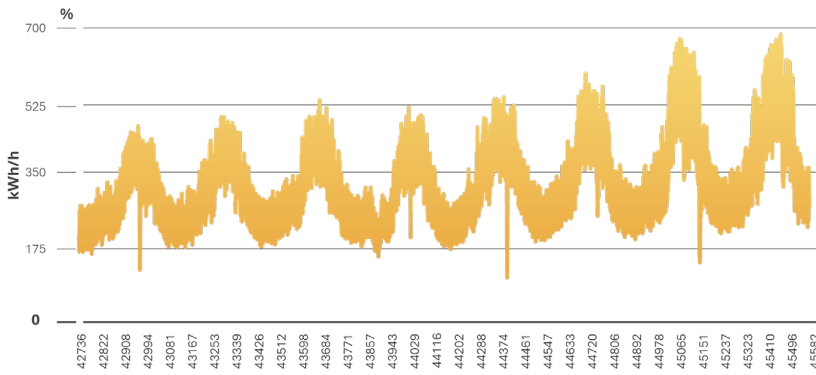
Demanda

← 3.2

La demanda de energía eléctrica integra el consumo de los distintos sectores, descrito en la sección anterior, junto con las pérdidas en transmisión y distribución. El CENACE publica, a través del área de información pública del Sistema de Información del Mercado (SIM), los valores horarios de la demanda eléctrica para cada zona de carga (CENACE, s.f.). Para el periodo 2017-2024, la información disponible comprende 70,128 registros horarios, los cuales fueron depurados y agregados desde las zonas de carga hacia las regiones de transmisión. Con ello se obtuvo el perfil horario de demanda de cada región y, al sumarlos, la serie de tiempo que se presenta en la Figura 15.

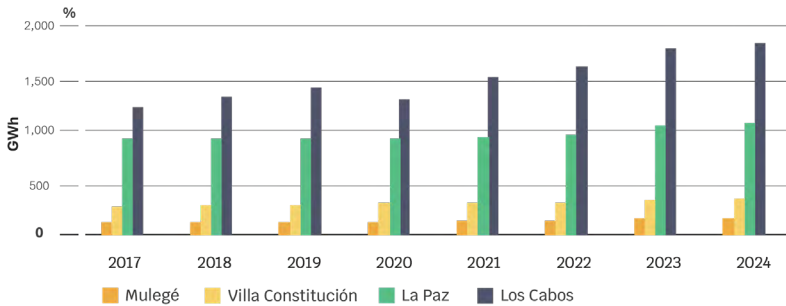
La curva resultante muestra una marcada estacionalidad, con picos pronunciados durante los meses de verano y valles en invierno. Un efecto importante es que el crecimiento de la demanda pico es superior al crecimiento de la demanda base (o mínima) lo que incrementa la complejidad operativa de los sistemas eléctricos de la región, aspecto que se analiza con mayor detalle en secciones posteriores.

Al sumar estos registros horarios se obtiene la demanda de energía eléctrica anual de cada región de transmisión que se muestra en la Figura 16.



← **Figura 15. Evolución horaria de la demanda para Baja California Sur de 2017 a 2024.**

Fuente: Elaboración propia con base en CENACE (2025).



← **Figura 16. Evolución de la demanda anual por zona (Mulegé, Villa Constitución, La Paz, Los Cabos), 2017–2024 (GWh).**

Fuente: Elaboración propia con base en CENACE (2025).

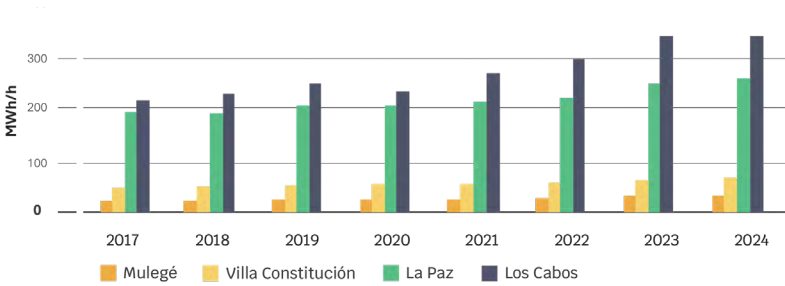
La región de Los Cabos concentra el mayor nivel de demanda eléctrica del estado, con un consumo de 1,836.35 GWh en 2024. Asimismo, es la región que ha registrado el crecimiento más acelerado, con una tasa media anual del 53.6% a lo largo del periodo analizado. La Paz se ubica como la segunda región en términos de demanda, con 1,077.63 GWh en 2024 y una tasa anual de crecimiento de 2.3%. La región de Villa Constitución completa la demanda del SIBCS con 349.79 GWh y un crecimiento anual de 3.7%. En conjunto, la demanda del SIBCS alcanzó 3,426.96 GWh en 2024, lo que representa un 0.95% de la demanda nacional. Este sistema registró una tasa de crecimiento anual de 2.9%, superior al promedio nacional de 2.3% (CENACE, 2025).

En términos operativos, este comportamiento implica que el SIBCS ha crecido más rápido que el promedio del país, lo que ha provocado una reducción progresiva del margen entre la capacidad de generación disponible y la demanda, a un ritmo mayor que en otros sistemas eléctricos del país, situación que se exacerba por el aislamiento de la región.

Como se mencionó previamente, la demanda máxima, mostrada en la Figura 17 ocurre típicamente en los meses de verano y, en los últimos años ha ocurrido en julio, agosto y septiembre, cuando el uso de aire acondicionado y refrigeración se intensifica. Este patrón se observa en las cuatro regiones de transmisión del sistema.

Entre 2017 y 2024 la demanda máxima creció de manera sostenida en todas las regiones del sistema. En Mulegé aumentó de 22.57 MW a 32.87 MW, con una tasa promedio anual de 5.5%. En Villa Constitución, el crecimiento fue de 47.19 a 66.58 MW, equivalente a 5.0% anual. En la Paz pasó de 192.46 a 256.86 MW con un crecimiento de 4.2% anual. Los Cabos presentó el mayor incremento relativo, al pasar de 214.95 a 337.81 MW, lo que corresponde a una tasa de 6.7% anual, impulsada por el intenso desarrollo turístico y urbano (CENACE, 2025).

En términos agregados, la demanda máxima coincidente del sistema se incrementó de 451.32 MW en 2017 a 657.45 MW en 2024, lo que equivale a una tasa promedio anual de crecimiento de 5.5 % (CENACE, 2025).



← Figura 17. Demanda Máxima SIBC.

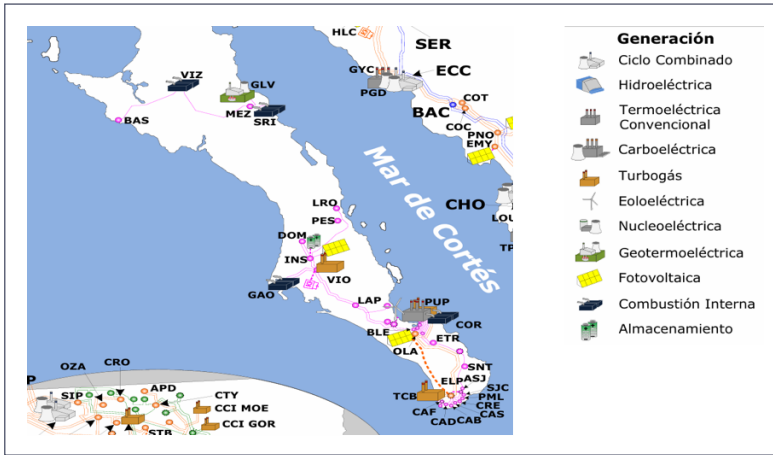
Fuente: Elaboración propia con base en CENACE (2025).

Capacidad de generación eléctrica.

En Baja California Sur operan distintos tipos de centrales eléctricas, tanto de la CFE como de permisionarios privados. Las tecnologías en uso incluyen geotérmica, eólica, fotovoltaica, sistemas híbridos FV-batería, combustión interna, termoeléctrica convencional y turbogás. De acuerdo con datos del PRODESEN 2024-2038, al cierre de 2023, la capacidad instalada se componía en un 30.6% por centrales de combustión interna, 34% de termoeléctrica convencional y 24% de turbogás, lo que en conjunto representa un 88.6% de tecnologías fósiles. Las tecnologías renovables aportaron 6.4% de capacidad fotovoltaica, incluida una central con almacenamiento en baterías, 2.7% de eólica y 0.5% de geotermia.

El diagrama unifilar del sistema eléctrico publicado por el CENACE, mostrado en la Figura 18, permite aproximar la ubicación geográfica de las centrales y, de manera más precisa, su posición dentro de la topología de la red, es decir, la forma en que se interconectan entre sí (CENACE, 2024). La localización geográfica exacta de las centrales se encuentra en los permisos de generación eléctrica expedidos por la extinta Comisión Reguladora de Energía (CRE) cuyos datos se resumen en la Tabla 3. En conjunto, estos permisos representan 1,655.43 MW de capacidad instalada nominal, distribuidos entre proyectos públicos y privados con distintas tecnologías y escalas.

← 3.3



← Figura 18. Ubicación de las Centrales de Generación en Baja California Sur.

Fuente: CENACE (2024: p. 3).

| Nombre | Capacidad Autorizada (MW) | Tipo de permiso | Tecnología | Región |
|---|---------------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------|
| Aura Solar | 30 | Pequeño productor | Fotovoltaica | La Paz |
| Aura Solar Tres | 25 | Pequeño productor | Fotovoltaica | La Paz |
| Central Termoeléctrica Punta Prieta II | 580.49 | Generador | Termoeléctrica convencional | La Paz |
| Central Termoeléctrica Punta Prieta II | 381.766 | Generador | Fotovoltaica | La Paz |
| Amaunet | 159.44 | Generador | Fotovoltaica | La Paz |
| Eólica Coromuel | 50.4 | Generador | Fotovoltaica | La Paz |
| Central Turbogás Los Cabos | 217.66 | Generador | Fotovoltaica | La Paz |
| Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos | 2.09 | Autoabasto | Combustión Interna | Los Cabos |
| Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés | 104.13 | Generador | Combustión Interna | Villa Constitución |
| Central Turbogás Cd. Constitución | 33.22 | Generador | Turbogás | Villa Constitución |
| La Toba | 35.28 | Generador | Fotovoltaica | Villa Constitución |
| Sol de Insurgentes | 27.2 | Generador | Fotovoltaica | Villa Constitución |
| Compañía Occidental Mexicana | 8.75 | Autoabasto | Combustión Interna | Villa Constitución |

1,655.42

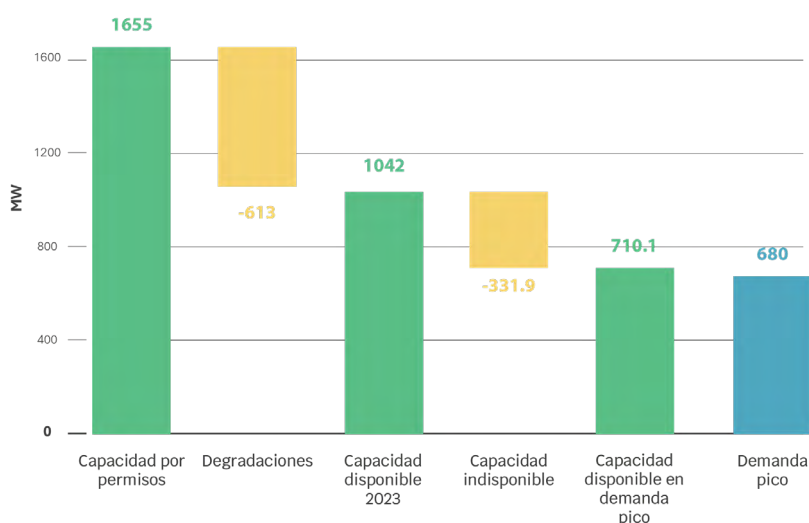
↑ **Tabla 3. Permisos Vigentes de Generación de Energía Eléctrica en el SIBCS.**

Fuente: Permisos de Generación de la CRE (2025).

Un elemento determinante para la modelación del sistema eléctrico es la capacidad efectivamente disponible de las centrales de generación, más allá de su capacidad nominal instalada. De acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución 2024–2038 (PAMRNT), la degradación de las unidades convencionales de generación se ha agravado en los últimos años, "sin que exista un plan integral de mantenimiento o de sustitución que permita recuperar la capacidad perdida" (CENACE, 2025a). Esta situación ha reducido de manera importante el margen de reserva operativa, es decir, la diferencia entre la potencia disponible y la demanda máxima instantánea.

El PAMRNT 2024–2039 señala que, durante 2023, el Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS) operó en condición de alerta por violación de la reserva en la hora de máxima demanda, debido a que la indisponibilidad alcanzó el 31.9 % de la capacidad instalada. Esto significa que casi una tercera parte de la potencia nominal del sistema no estaba disponible para generar electricidad, lo que puso a la red en una condición crítica en términos de confiabilidad.

Este déficit estructural de capacidad firme ha obligado a una operación intensiva de las unidades turbogás a diésel de la Central Los Cabos, las cuales registraron un factor de operación del 94 % a lo largo de 2023, prácticamente de forma continua, para sostener el equilibrio del sistema. Como se muestra en la Figura 19, si bien la capacidad instalada autorizada del SIBCS asciende a 1,655 MW, la capacidad realmente disponible se reduce a alrededor de 1,042 MW una vez considerados los efectos de degradación y mantenimiento. De este total, solo 709.8 MW estaban efectivamente en operación durante la hora crítica de máxima demanda (CENACE, 2025a). Esta diferencia refleja la magnitud del deterioro acumulado del parque térmico, asociado a su antigüedad, a restricciones en el suministro de refacciones y a la falta de renovación o sustitución de unidades obsoletas.



← **Figura 19. Degradación de la capacidad disponible en el SIBCS.**

Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2025) y CENACE (2025a).

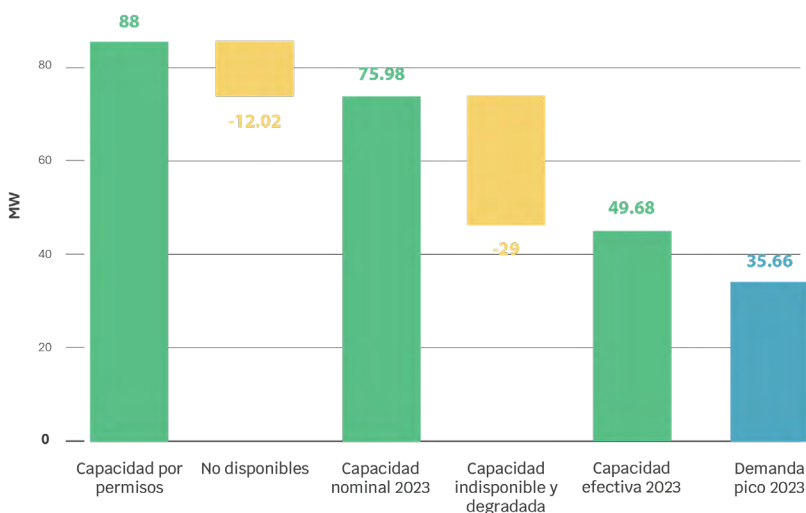
De forma análoga, el Sistema Interconectado Mulegé (SIMUL) presenta elevados niveles de indisponibilidad y una degradación significativa de sus unidades generadoras. Como se detalla en la Tabla 4, los permisos vigentes en este sistema suman una capacidad instalada de 187.22 MW, conformada principalmente por centrales de combustión interna y turbogás, con una participación marginal de generación geotérmica y fotovoltaica (CENACE, 2025a).

| Central | Capacidad Autorizada (MW) | Permiso | Tecnología |
|------------------------------|---------------------------|-----------|--------------------|
| Guerrero Negro II (Vizcaíno) | 36.4 | Generador | Combustión Interna |
| Santa Rosalía UME-07 | 22.5 | Generador | Turbogás |
| Guerrero Negro II UME-8 | 10 | Generador | Turbogás |
| Santa Rosalía | 8.45 | Generador | Combustión Interna |
| Tres Vírgenes | 10 | Generador | Geotérmica |
| Fotovoltaica Santa Rosalía | 0.97 | Generador | Fotovoltaica |
| Total | 88.32 | | |

← Tabla 4. Permisos Vigentes de Generación de Energía Eléctrica en el SIMUL.

Fuente: Permisos de Generación de la CRE (2025).

No obstante, la capacidad nominal del sistema dista de reflejar su desempeño real. Los registros operativos muestran que, durante el 7 de agosto de 2023 a las 14:43 h, momento en que se alcanzó la demanda máxima instantánea de 35.66 MW, únicamente 46.98 MW se encontraban disponibles para generar electricidad, lo que equivale al 61.8 % de la capacidad instalada (CENACE, 2025a). Esta reducción se explica por la indisponibilidad mecánica y el deterioro acumulado de los equipos, lo que evidencia la limitada resiliencia operativa del SIMUL frente a eventos de alta demanda.



← **Figura 20. Degradación de la capacidad disponible en el SIMUL en 2023.**

Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2025) y CENACE (2025a)

De acuerdo con el PAMRNT 2024-2039, el caso más crítico es el de la CCI Vizcaíno, cuya capacidad declarada se ha reducido, en promedio un 64%. Este déficit afecta la flexibilidad operativa, incrementa los sobrecostos de generación derivados del uso de unidades de emergencia y limita la posibilidad de realizar mantenimientos preventivos. La Central Geotérmica Tres Vírgenes, por su parte, presenta una reducción sostenida de su producción debido a la disminución del recurso de vapor disponible, sin que existan proyectos de reposición ni de incremento de la capacidad geotérmica en el corto plazo (CENACE, 2025a). Adicionalmente, las unidades turbogás, como la U21 de Santa Rosalía y la U03 de Vizcaíno, han reportado fallos recurrentes en los arranques, lo que agrava el riesgo de déficit ante contingencias (CENACE, 2025a). En resumen, tanto el SIBCS como el SIMUL se encuentran con márgenes de reserva reducidos, degradación del parque térmico y una dependencia creciente de la generación de emergencia, lo que limita la confiabilidad y la capacidad de respuesta ante contingencias.

En el modelo utilizado en este estudio, la capacidad disponible se redujo con base en la información técnica presentada, con el fin de reflejar de manera más precisa las condiciones reales del sistema. Los valores resultantes de capacidad se presentan en la Tabla 5.

| | Turbogás Diesel | Turbogás Gas Natural | Geotérmica | Combustión Interna Diesel | Combustión Interna Combustóleo | Solar FV | Termoeléctrica Combustóleo | Eólica |
|--|-----------------|----------------------|------------|---------------------------|--------------------------------|------------|----------------------------|-----------|
| VILLA CONSTITUCION - 192 MW Demanda pico: 70 MW | 33 | - | - | 105 | - | 54 | - | - |
| CCI Agustín Olachea Avilés | | | | 105 | | | | |
| CTG Cd. Constitución, | 33 | | | | | | | |
| CFV La Toba y Sol Insurgentes | | | | | | 54 | | |
| LA PAZ - 541 MW Demanda pico: 277 MW | 89 | 159 | - | 112 | - | 55 | 76 | 50 |
| CCI Baja California Sur | 46 | | | 112 | | | | |
| CT Punta Prieta II | 43 | | | | | | 76 | |
| CE Corumel | | | | | | | | 50 |
| CFV Aura | | | | | | 55 | | |
| CTG AMAUNET | | 159 | | | | | | |
| LOS CABOS - 217 MW Demanda pico: 378 MW | 217 | - | - | - | - | - | - | - |
| CTG Los Cabos Ume-04 | 26 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos Ume-10 | 19 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos Ume-12 | 17 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos Ume-9 | 19 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos | 84 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos Ume-02 | 26 | | | | | | | |
| CTG Los Cabos Ume-03 | 26 | | | | | | | |
| MULEGE - 47 MW Demanda pico: 36 MW | 24 | - | 5 | - | 17 | 1 | - | - |
| CCI Santa Rosalia | | | | | 17 | | | |
| CFV Santa Rosalia | | | | | | 1 | | |
| CTG Santa Rosalia Ume 7 | 10 | | | | | | | |
| CG Tres Vírgenes | | | 5 | | | | | |
| CTG Vizcaino | 14 | | | | | | | |
| Total | 363 | 159 | 5 | 217 | 17 | 110 | 76 | 50 |

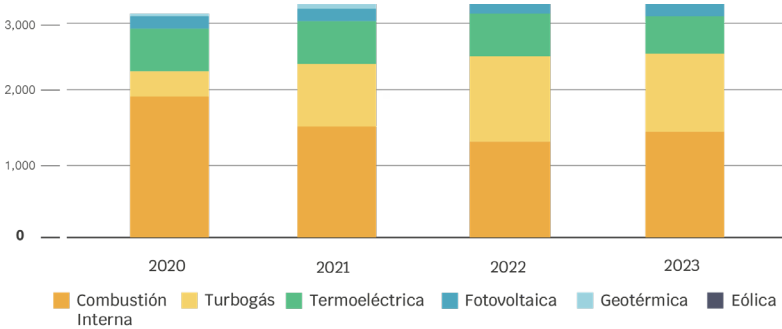
↑ **Tabla 5. Capacidad disponible del parque de generación eléctrica en Baja California Sur en 2024.**

Fuente: Elaboración propia con información de CRE (2025) y CENACE (2025).

Generación de energía eléctrica

← 3.4

La generación de energía eléctrica representa la producción efectiva de electricidad en las centrales instaladas y constituye un insumo para la calibración del modelo utilizado en este estudio. Como se observa en la Figura 21, entre 2020 y 2023 se registra un cambio significativo en la composición de la generación fósil. La generación mediante centrales de turbogás aumentó de manera sustancial, pasando de 346 GWh en 2020 a 1,060 GWh en 2023. En contraste, las centrales de combustión interna redujeron su producción de 1,959 GWh a 1,483 GWh en el mismo periodo. (SENER, 2024) El resto de las tecnologías mantuvo niveles de generación relativamente estables a lo largo de los años analizados.



← **Figura 21. Generación de energía eléctrica anual por tecnología.**

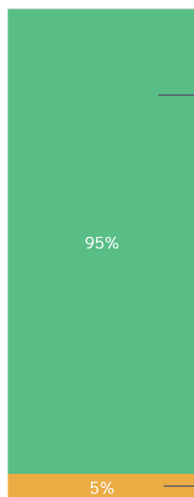
Fuente: Elaboración propia con base en SENER (2024)

Estos datos indican que, si bien ha ocurrido una transición parcial en el portafolio de generación fósil (de combustión interna a turbogás), la matriz energética del estado sigue siendo dominada por tecnologías fósiles, con escasa penetración de las renovables.

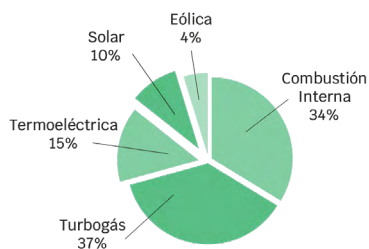
Estas tendencias no son homogéneas entre ambos sistemas del estado, como se muestra en la Figura 22. En el SIBCS, que concentró el 95.46% de la generación total estatal en 2023, predominan las centrales de turbogás (37.08%), seguidas por la combustión interna (33.49%) y la termoeléctrica convencional (15.36%). La generación solar representó cerca del 9.82% y la eólica 4.25%. La elevada participación del turbogás refleja su papel como tecnología flexible para cubrir picos y contingencias, aunque a costa de mayores costos operativos y una alta exposición a combustibles importados.

En contraste, el SIMUL, que aportó el 4.54% de la generación estatal, muestra un perfil distinto: la combustión interna concentra el 64% de la generación, el turbogás apenas el 8%, y la geotérmica Tres Vírgenes aporta el 27% de la mezcla local. No se registra generación eólica y la solar aporta 1.71%. (SENER, 2024) Esta estructura sugiere que el SIMUL depende en gran medida de unidades térmicas con una alta antigüedad y de la geotermia local, con menor flexibilidad que el SIBCS.

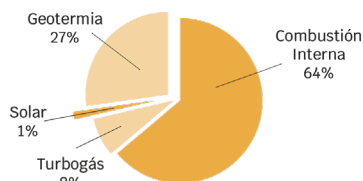
Distribución de la generación en los sistemas de BCS en 2023



Generación SIBCS



Generación SIMUL



← **Figura 22. Distribución en la generación del SIBCS y SIMUL en 2023.**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SENER (2025)

Un hecho relevante es que Baja California Sur concentra alrededor del 36 % de la generación nacional mediante combustión interna, una tecnología caracterizada por una eficiencia baja, costos de operación altos y mayores emisiones. Estas centrales se utilizan principalmente para cubrir demandas punta, es decir, las horas críticas del sistema eléctrico. De acuerdo con el CENACE, las centrales de combustión interna presentan los costos de generación más elevados entre las tecnologías convencionales (CENACE, 2018).

Si bien estas unidades ofrecen flexibilidad operativa al poder funcionar con diésel, combustóleo o gas natural, su desempeño técnico y ambiental es significativamente inferior al de opciones más limpias y eficientes. Esta dependencia resulta particularmente crítica si se considera que el estado, con menos del 2 % de la población, de la actividad económica y de la demanda eléctrica nacional, alberga más de una tercera parte de esta capacidad, lo que evidencia una marcada desigualdad territorial y una vulnerabilidad estructural que contribuyen a explicar los altos costos de la energía eléctrica en la región.

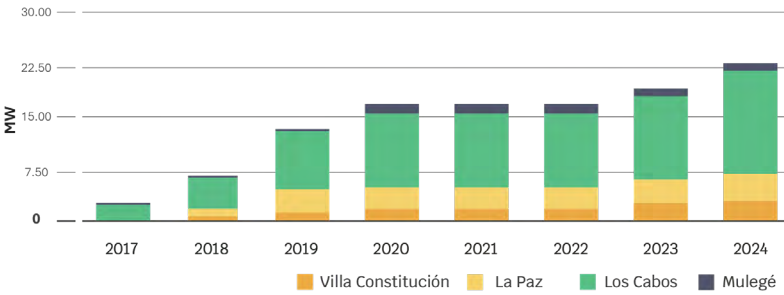
Generación Distribuida

La generación distribuida (GD), definida en la Ley del Sector Eléctrico, consiste en la producción de energía eléctrica mediante instalaciones interconectadas a las redes de distribución en los mismos puntos donde se localiza la carga del usuario. Estas instalaciones no deben sobrepasar los 700 kW de capacidad (aunque hasta 2024 bajo la derogada Ley de la Industria Eléctrica el límite era de 500 kW) (Secretaría de Gobernación, 2025).

← 3.4.1

A nivel nacional, su desarrollo se ha concentrado principalmente en sistemas fotovoltaicos debido a su accesibilidad, modularidad y facilidad de instalación. Sin embargo, estas instalaciones solo pueden interconectarse en circuitos eléctricos con capacidad técnica suficiente para absorber la energía generada, condición conocida como "hosting capacity" o capacidad de alojamiento, que se refiere al límite de energía que un circuito puede absorber sin afectar su operación. En la mayor parte del país, esta limitación no ha representado un obstáculo significativo; no obstante, en Baja California Sur, debido a su carácter aislado y al bajo nivel de mallado de sus redes, la capacidad de alojamiento es considerablemente menor.

Es por ello que el 31 de enero de 2023, mediante el Acuerdo A/002/2023 la Comisión Reguladora de Energía autorizó al CENACE un incremento en el límite de capacidad de integración de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida, en el Sistema Eléctrico aislado de Baja California Sur en 16.585 MW, adicionales a la capacidad ya interconectada de 28.915 MW, para aceptar una capacidad total de integración de 45.5 MW, distribuidos de la siguiente manera: Constitución con una capacidad de 15.0 MW, la Paz con 10.5 MW y Los Cabos con 20.0 MW debido a q el límite de alojamiento de generación distribuida en el estado se saturó en 2020, al alcanzarse 28.915 MW interconectados, lo que bloqueó la incorporación de nuevos sistemas (CRE, 2023).

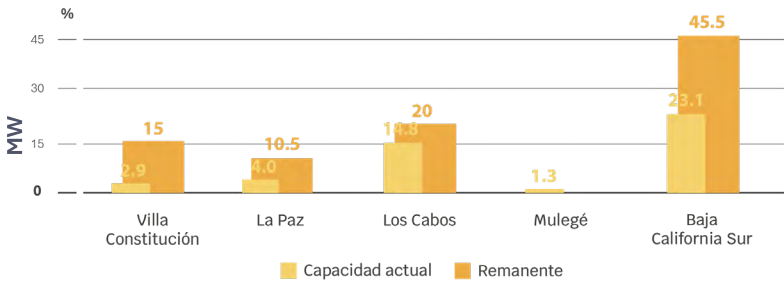


← **Figura 23.**
Distribución municipal de la capacidad instalada de generación distribuida en Baja California Sur.

Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2025)

El crecimiento de la GD en el estado ha sido desigual. Los Cabos concentra el 61% de la capacidad instalada; le siguen La Paz con 21%, Villa Constitución (que agrupa Loreto y Comondú) con 13%, y Mulegé con 5%. Al cierre de 2024, la capacidad instalada total alcanza los 25 MW, de los cuales 23.5 MW corresponden al SIBCS (equivalentes al 2.2% de la capacidad de gran escala disponible) y 1.3 MW, al SIMUL (equivalentes al 1.8% de su capacidad total) (véase Figura 23) (CRE, 2025).

Considerando que ya se han instalado 14.8 MW en Los Cabos y 4.0 MW en La Paz, el margen remanente es de aproximadamente 5 MW por región. Sin una modernización de las redes de distribución o una ampliación de su capacidad técnica, es previsible que el límite de Los Cabos se alcance nuevamente hacia 2029, lo que restringiría el crecimiento futuro de la GD en el estado.



← Figura 24. Margen remanente para la interconexión de generación distribuida en Baja California Sur.

Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2025).

La GD en Baja California Sur representa una oportunidad estratégica para avanzar simultáneamente en justicia y transición energéticas, pero su aprovechamiento pleno está hoy condicionado por restricciones estructurales de la red. En un sistema aislado, la GD puede contribuir a reducir costos sistémicos, aliviar la operación en horas críticas y acercar los beneficios de la transición a los usuarios finales, particularmente en zonas con altos precios y vulnerabilidad energética.

Sin embargo, el crecimiento desigual de la GD en la región, evidencia que, sin intervenciones deliberadas, estos beneficios tienden a concentrarse en regiones con mayor capacidad económica y técnica, reproduciendo brechas territoriales. En este contexto, la ampliación temporal del límite de capacidad de alojamiento autorizada por la autoridad regulatoria abre una ventana de oportunidad, pero de carácter finito: sin modernización de redes, almacenamiento distribuido y esquemas de planeación activa de la distribución, la saturación volverá a limitar el acceso.

Así, la GD no debe entenderse únicamente como una solución tecnológica, sino como un instrumento de política pública que, acompañado de inversión en redes, criterios de priorización territorial y esquemas de participación inclusivos, puede convertirse en un habilitador clave de una transición energética más justa, resiliente y alineada con las necesidades específicas de Baja California Sur.

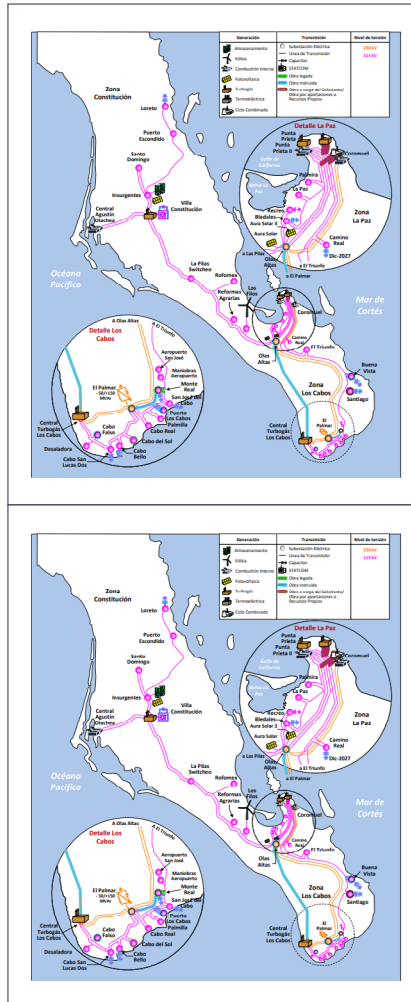
Transmisión y distribución

← 3.5

La Red Nacional de Transmisión (RNT) está conformada por líneas y subestaciones de transmisión que operan en niveles de tensión de 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV o 400 kV, seleccionados en función de la distancia recorrida y de la potencia transportada. En Baja California Sur, el SIBCS opera a niveles de 230 kV, 115 kV y 69 kV, mientras que el SIMUL utiliza niveles de 115 kV y 34.5 kV (CENACE, 2024).

La red de transmisión del SIBCS está articulada por los corredores La Paz–Los Cabos y La Paz–Ciudad Constitución. De acuerdo con el PAMRNT 2024–2039,

ambos presentan restricciones estructurales de capacidad, particularmente en el enlace La Paz–Los Cabos, que durante 2023 superó por varias horas su límite operativo (237 MW), lo que obligó al despacho forzado de turbogás en la zona de Los Cabos. Como respuesta, se instruyó el proyecto P23–BS1, que contempla una nueva línea de transmisión de 230 kV y la instalación de un compensador síncrono estático (STATCOM, por sus siglas en inglés) para el control de voltaje, con una entrada en operación factible en 2028 (CENACE, 2025a). El eje La Paz–Constitución también presenta saturaciones en la red que restringen la integración de la generación renovable, mientras que el SIMUL (Mulegé) enfrenta vulnerabilidad radial (es decir, la pérdida de una línea puede provocar una desconexión parcial del suministro), lo que ha motivado la propuesta de una segunda trayectoria de 115 kV entre Vizcaíno y Guerrero Negro (CENACE, 2025a).



← **Figura 25. Diagrama unifilar del SIBCS.**

Fuente: CENACE (2024: p. 134).

← **Figura 26. Diagrama unifilar del SIMUL.**

Fuente: CENACE (2024: p. 139).

En el ámbito de distribución, el mismo documento reporta que, debido a la elevada demanda estacional en los municipios turísticos, durante el verano de 2023, se registraron sobrecargas superiores al 90% en múltiples transformadores, reflejando la concentración del consumo y la limitada capacidad de respaldo de la red (CENACE, 2025a).

Finalmente, el Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025–2030 contempla, para la región geográfica 1 (correspondiente a Baja California Sur), 145 proyectos de transmisión con metas físicas de 2,908 MVA, 3,363 MVAR y 1,602 km-c, lo que representa la mayor expansión entre las siete regiones del país. No obstante, en ninguno de los anuncios oficiales se contempla la interconexión del estado con el Sistema Interconectado Nacional, por lo que el carácter aislado del sistema se mantiene como una restricción estructural de largo plazo (CENACE, 2025a).



← Sol de Insurgentes.
Fuente: Fernando Franco /
fernandofranco.com.mx.

04

Metodología del Estudio

Metodología del Estudio



La metodología de este estudio combina un enfoque cuantitativo, técnico y prospectivo, orientado a analizar el comportamiento y la evolución del sistema eléctrico de Baja California Sur bajo tres escenarios diferenciados, cada uno con supuestos específicos de desarrollo. El objetivo central es evaluar la factibilidad de transitar hacia rutas que incrementen de manera significativa la participación de energías renovables e integren principios de transición energética justa, analizando sus impactos económicos, ambientales y sociales, así como su contribución a la reducción de vulnerabilidades y al fortalecimiento de la resiliencia del sistema.

Para ello, se realizó un análisis integral del sistema eléctrico estatal mediante un modelo de optimización y simulación del sector eléctrico. La modelación se desarrolló utilizando el software SAInt (*Scenario Analysis Interface*), de la empresa encooRD®, una plataforma especializada en la planeación integrada de sistemas energéticos. Esta herramienta permite representar de manera detallada redes eléctricas, flujos de potencia y dinámicas de mercado, así como evaluar el impacto técnico y cuantificar el valor económico de inversiones en generación renovable, almacenamiento, y otras tecnologías de flexibilidad.

El modelo incorpora información detallada de todas las centrales eléctricas del estado, su interconexión a través de la red de transmisión y la demanda eléctrica anual y horaria por región, tal como se describió en el capítulo anterior.

A partir de estos insumos, el modelo optimiza la capacidad de generación por tecnología con el fin de satisfacer la demanda proyectada de manera costo-eficiente, respetando las restricciones técnicas y de red. Posteriormente, simula el despacho horario del sistema eléctrico completo, lo que permite validar la factibilidad técnica, la suficiencia de energía y el desempeño operativo en cada instante del año.

La Figura 27 presenta, de manera esquemática, las principales etapas del proceso de modelación, desde la recopilación y depuración de la información base hasta la simulación de los escenarios, proporcionando una visión integral del flujo de trabajo seguido en este estudio.



← Figura 27. Diagrama de proceso de modelación.

Fuente: Elaboración propia

Entradas del modelo

← 4.1

El modelo integra información técnica, económica y operativa proveniente de fuentes oficiales y de bases de datos especializadas, con el propósito de representar de manera consistente la estructura y el funcionamiento del sistema eléctrico de Baja California Sur. Las principales entradas se agrupan en cuatro categorías:

- **Demanda de energía eléctrica.** Se utilizaron los registros horarios de demanda publicados por el Centro Nacional de Control de Energía para el período 2017–2024, inicialmente desagregados por zonas de carga y, posteriormente consolidados a nivel de regiones de transmisión (Los Cabos, La Paz, Villa Constitución y Mulegé) (CENACE, 2017; 2018; 2019; 2020; 2021; 2022; 2023; 2024). La proyección de la demanda hasta 2035 se construyó mediante un modelo ARIMA, con base en las tendencias históricas de crecimiento del consumo y variables demográficas, incorporando ajustes para reflejar la estacionalidad asociada a la actividad turística y a las condiciones climáticas del estado (INEGI, 2020; CFE, 2023).
- **Capacidad instalada y portafolio tecnológico.** Se tomó como referencia la información de permisos de generación vigentes emitidos por la extinta Comisión Reguladora de Energía (CRE, 2024), así como la capacidad reportada por la CFE y el PAMRNT 2024–2038 (CENACE, 2025a). El portafolio incluye centrales fósiles (termoeléctricas convencionales, de combustión interna y turbogás) y tecnologías renovables (geotérmica, fotovoltaica, eólica e híbridas FV–batería).
- **Costos y parámetros tecnológicos.** Los costos de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), eficiencia térmica y factores de planta, se obtuvieron de fuentes internacionales: IRENA (*Renewable Power Generation Costs 2023*) (IRENA, 2025),

NREL (*Annual Technology Baseline 2023*) (NREL, 2024) y el Sistema de Información Energética de SENER (SENER, 2025). Para el almacenamiento electroquímico, se asumieron baterías de ion-litio con una duración de cuatro horas y costos de referencia en el intervalo de 280–320 USD/kWh.

- **Red y restricciones técnicas.** Se incorporaron las restricciones de transmisión del Sistema Interconectado de Baja California Sur (230/115 kV) y del Sistema Interconectado de Mulegé (115 kV), con base en los reportes del PAMRNT 2024–2038 y el Informe de Confiabilidad 2023 (CENACE, 2025a). Los límites de intercambio entre regiones, la capacidad de transformación y la energía no suministrada se modelaron explícitamente como restricciones, asegurando que las soluciones fueran consistentes con las condiciones reales de operación del sistema.

Modelado y optimización

← 4.2

El proceso de modelación mediante SAInt se estructura en dos etapas principales:

1. Optimización de expansión. En esta etapa se determina la combinación costo–eficiente de tecnologías a instalar (renovables, fósiles, almacenamiento) para cubrir la demanda anual proyectada en cada región, cuando la capacidad instalada resulta insuficiente o incumple restricciones operativas, ambientales o de política energética. La optimización se realiza bajo el criterio de minimización del costo total (CAPEX + OPEX + costos de combustible), definiendo la capacidad óptima a incorporar año con año en cada escenario.
2. Simulación horaria del despacho. A partir de la matriz de capacidad resultante, se simula la operación del sistema con resolución horaria (8,760 horas por año), incorporando perfiles de generación solar y eólica, restricciones técnicas de las centrales eléctricas, límites de transmisión y requerimientos de reserva operativa. Esta simulación permite validar la factibilidad técnica, la suficiencia energética y la estabilidad operativa del sistema en todo el horizonte temporal.

El modelo garantiza el balance energético en cada hora, optimiza el uso del almacenamiento para suavizar picos de demanda y desplazar energía entre periodos, y calcula indicadores clave de desempeño, como la energía no suministrada, el vertimiento renovable y los factores de utilización de la red.

Resultados y salidas del modelo

← 4.3

Las salidas del modelo constituyen la base cuantitativa para comparar los escenarios de evolución del sistema eléctrico. Entre los principales resultados se incluyen:

- **Capacidad instalada por tecnología (MW):** evolución de la capacidad por tipo de fuente (fósil, solar, eólica, geotérmica, almacenamiento) a lo largo del horizonte 2024–2035.
- **Generación anual y participación limpia (%):** volúmenes de generación por tecnología (GWh) y proporción de energías limpias en cada año del periodo analizado.
- **Costos totales del sistema:** Costos agregados de inversión, operación y combustibles, así como el costo marginal horario de la electricidad (USD/MWh). A partir de estos resultados se estima el costo nivelado de la electricidad (LCOE, USD/MWh) para cada escenario.
- **Emisiones de gases de efecto invernadero (MtCO₂e):** emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles, calculadas a partir de sus factores de emisión.
- **Indicadores de operación:** Incluyen energía no suministrada, vertimiento renovable, pérdidas en red, y niveles de utilización de capacidad firme y almacenamiento.

En conjunto, estos resultados permiten evaluar de manera integral los impactos técnicos, económicos y ambientales de cada escenario, y constituyen el insumo central para comparar trayectorias de transición energética sostenible, resiliente y socialmente justa en Baja California Sur.



← Sol de Insurgentes.
Fuente: Engie México, sitio
web oficial.

05

Escenarios de evolución del sistema eléctrico de Baja California Sur

Escenarios de evolución del sistema eléctrico de Baja California Sur

← 5

Este capítulo presenta los resultados de la modelación del sistema eléctrico de Baja California Sur para el horizonte 2025–2035, bajo tres trayectorias alternativas de desarrollo: **Escenario de Referencia**, **Escenario Alternativo** y **Escenario de Descarbonización**. Cada uno describe una ruta posible para la expansión, generación y operación del sistema energético del estado, considerando distintos grados de transformación tecnológica, penetración de energías renovables y enfoques de política pública orientados a la transición energética.

El propósito del análisis es comparar los impactos técnicos, económicos y ambientales de cada escenario, con el fin de identificar opciones de expansión que garanticen el suministro eléctrico, reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuyan al desarrollo sostenible del territorio. La modelación —como se mencionó en capítulos previos— se realizó mediante la plataforma SAInt, tomando en cuenta las condiciones particulares de los sistemas aislados del estado: el SIBCS (Los Cabos–La Paz–Constitución) y el SIMUL (Mulegé).

En todos los escenarios se mantuvieron constantes las proyecciones de demanda, las restricciones de transmisión y la topología de red descritas en el capítulo anterior. De esta manera, las diferencias observadas derivan exclusivamente de las estrategias tecnológicas y de política energética evaluadas. Los resultados incluyen la evolución de la capacidad instalada, la generación por tecnología, la participación de energías limpias, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas y los costos totales del sistema y de su operación.

Escenario de Referencia

← 5.1

El Escenario de Referencia representa la trayectoria base del sistema eléctrico de Baja California Sur, construida a partir de los instrumentos de planeación oficial emitidos por la SENER, siendo el más relevante el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025–2039. Así, el escenario incorpora la adición de una nueva central de combustión interna (CCI) en Los Cabos, dos centrales termosolares que aportarían en conjunto 350 MW de capacidad y otras tecnologías cuya capacidad se describe en dicho instrumento de planeación y se muestra en el apartado de capacidad instalada de este capítulo.

Desde el punto de vista metodológico, este escenario se modela de tal forma que, para mantener coherencia con la planeación oficial, SAInt no

puede adicionar capacidad de generación mediante la optimización y solo incorpora las tecnologías del PLADESE. En términos de la simulación de la operación del sistema, se permite la optimización del despacho en términos económicos dentro de las restricciones técnicas. Como resultado, el Escenario de Referencia mantiene una composición tecnológica dominada por fuentes fósiles, con una expansión moderada de renovables y almacenamiento.

5.1.1. Capacidad instalada en el escenario de Referencia

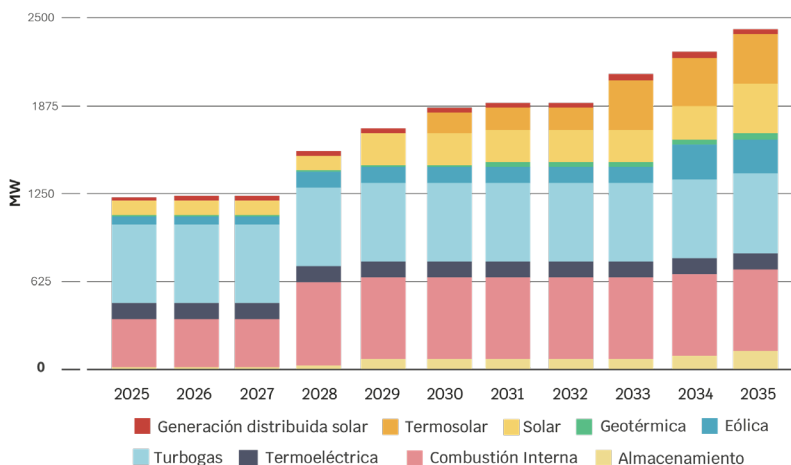
← 5.1.1

Como se puede observar en la Figura 28, la capacidad de generación del estado experimenta una trayectoria creciente que pasa de 1,225.4 MW en 2025 a 2,415.1 MW en 2035, lo que implica un incremento neto de 1,189.7 MW en el periodo. Este crecimiento se explica por la incorporación de las siguientes tecnologías:

- Termosolar con una adición total de 350 MW partiendo de una capacidad inicial de 0 MW;
- Solar fotovoltaica con un aumento de 110 MW a 357 MW equivalente a 247 MW adicionales;
- Combustión interna con un incremento de 341 MW a 581 MW equivalente a 240 MW adicionales;
- Eólica con una expansión de 50.4 MW a 247.4 MW equivalente a 197 MW adicionales;
- Almacenamiento en baterías con un crecimiento de 16 MW a 131.2 MW equivalente a 115.2 MW adicionales;
- Geotermia con una ampliación de 10 MW a 36 MW equivalente a 26 MW adicionales;
- Generación distribuida solar con un aumento de 24.4 MW a 38.9 MW equivalente a 14.5 MW adicionales.

Para 2035, la distribución de la capacidad instalada cambia de manera significativa respecto a 2025, ya que la participación de las energías renovables aumenta desde un 28.8% hasta situarse en 44.2 %. No obstante, las tecnologías fósiles se mantienen como mayoría con 55.8 %². Este resultado obedece a que, aunque se incorpora un volumen relevante de nueva capacidad renovable que suma 834.5 MW, incluyendo 350 MW de termosolar, también se añaden 240 MW de capacidad fósil mediante centrales de combustión interna.

² Es importante señalar que, a menos que se mencione de manera explícita, el almacenamiento no se considera en las distribuciones porcentuales de fósiles y renovables en la matriz de capacidad o generación. Esto debido a que, como tal, el almacenamiento no corresponde a una tecnología de generación eléctrica.



← **Figura 28. Capacidad instalada por tecnología, 2025–2035 (Escenario de referencia, BCS).**

Fuente: Elaboración propia.

Las adiciones de capacidad en el periodo muestran una prioridad por tecnologías renovables, con un incremento agregado de aproximadamente 835 MW en solar fotovoltaica, eólica, termosolar y geotermia, frente a los 240 MW fósiles agregados con la CCI Los Cabos.

Desde la perspectiva operativa, 57.3% de las adiciones corresponden a centrales síncronas (combustión interna, termosolar y geotermia) que aportan inercia física y potencia de cortocircuito, mientras que el 42.7% restante corresponde a centrales no síncronas solar fotovoltaica y eólica que se conectan mediante convertidores electrónicos. Esta distribución sugiere una continuidad en la incorporación de centrales síncronas que se alinean con el paradigma tradicional de operación de los sistemas eléctricos basado en esquemas de carga base y en la disponibilidad de inercia física provista por máquinas giratorias. En contraste, en los siguientes escenarios se analiza si una mayor participación de centrales no síncronas es viable para el sistema eléctrico de Baja California Sur, abriendo paso al paradigma de flexibilidad, el cual se fundamenta en operar el sistema de manera segura y eficiente sin depender de grandes volúmenes de generación constante, integrando elementos como el almacenamiento eléctrico o una mayor dispersión de la capacidad de generación.

| Tecnología | Escenario | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | TOTAL |
|--------------------|-------------------|------------|------------|------------|-----------|----------|------------|------------|------------|--------------|
| Almacenamiento | Referencia | 18 | 36 | - | - | - | - | 23 | 38 | 115 |
| Combustión Interna | Referencia | 240 | - | - | - | - | - | - | - | 240 |
| Eólica | Referencia | 60 | - | - | - | - | - | 137 | - | 197 |
| Geotérmica | Referencia | - | - | - | 26 | - | - | - | - | 26 |
| Solar | Referencia | - | 120 | - | - | - | - | - | 127 | 247 |
| Termoeléctrica | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Termosolar | Referencia | - | - | 150 | - | - | 200 | - | - | 350 |
| Turbogás | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | Referencia | 318 | 156 | 150 | 26 | - | 200 | 160 | 165 | 1,175 |

↑ **Tabla 6. Adiciones de capacidad a 2035 del escenario de Referencia.**

Fuente: Elaboración propia.

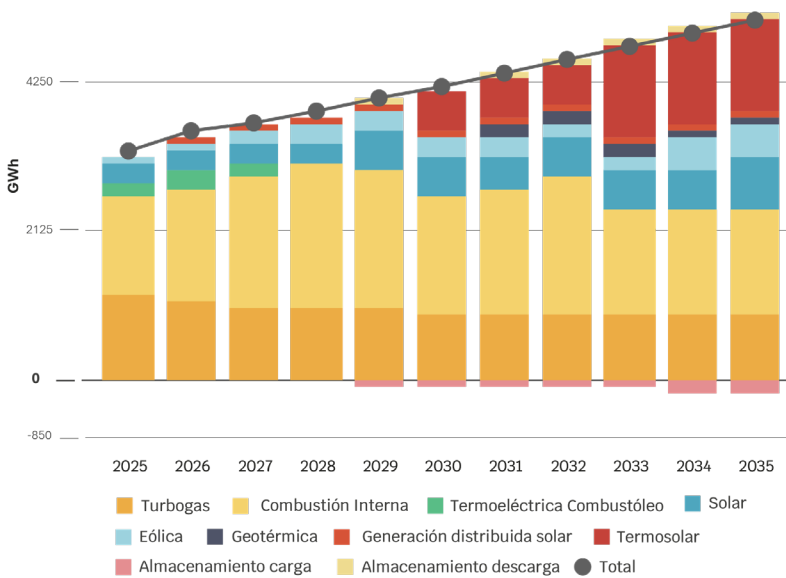
Generación eléctrica en el escenario de Referencia

← 5.1.2

En el periodo 2025 a 2035, la generación total aumenta a una tasa media anual cercana a 4.3% y pasa de 3,962 GWh en 2025 a 5,015 GWh en 2030 para alcanzar 6,157 GWh en 2035.³ La energía no suministrada, o incumplimiento de demanda, resultó ser de apenas 0.01 GWh, dicho valor está dentro del margen de error de 0.01% en el modelo de optimización. En la gráfica mostrada en la Figura 29 se aprecia con claridad el inicio de operación de la CCI en 2028.

La generación termoeléctrica convencional disminuye de 237 GWh en 2027 a 50 GWh en 2028, una reducción aproximada de 78.9% mientras que la generación con combustión interna aumenta de 2,218 GWh en 2027 a 2,491 GWh en 2028, representando un crecimiento de 12.3%. La entrada de la termosolar en 2030, con 671 GWh, desplaza parte de la combustión interna, que baja de 2,415 GWh en 2029 a 1,987 GWh en 2030, siendo una disminución de 17.7%. Las adiciones fotovoltaicas de 2029 duplican su producción y, desde ese año y hasta 2034, la generación se mantiene en torno a 658 GWh para incrementarse nuevamente en 2035, llegando a 940 GWh con la entrada de 127 MW más. En 2033 ingresa un segundo bloque de 200 MW de termosolar y la generación total de esta tecnología se eleva desde 671 GWh en los años previos hasta 1,567 GWh, desplazando otros 40 GWh de combustión interna que termina generando 1,781 GWh en 2035.

³ Es importante tener en cuenta que, la demanda es similar entre los escenarios, la generación puede variar significativamente debido a la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías.



← Figura 29. Evolución de la generación eléctrica en el periodo 2025 a 2035 en el Escenario de Referencia.

Fuente: Elaboración propia

Otro resultado destacable es la reducción progresiva de la generación termoeléctrica convencional que pasa de 265 GWh en 2025 a apenas 38 GWh en 2030 y deja de operar por completo en 2035. Este comportamiento es particularmente relevante para la ciudad de La Paz, ya que implica la salida definitiva de la central ubicada en Pichilingue y con ello la eliminación de sus emisiones locales. También destaca el crecimiento del almacenamiento que intercambia 12.5 GWh en carga y 10.6 GWh en descarga en 2025 y llega a 950.5 GWh de carga y 818.7 GWh de descarga en 2035 lo cual representa alrededor de 3% de la generación del sistema en ese año. La participación de energías limpias en la generación muestra un avance sustantivo que pasa de 14% en 2025 a 35% en 2030, y posteriormente convertirse en mayoritaria en 2035 con el 53 % de la generación.

Un elemento adicional de importancia para este estudio se encuentra en el análisis de flujos de potencia en los enlaces de transmisión entre las cuatro regiones modeladas como resultado de la simulación de despacho. Como se puede observar en la Figura 30, para 2035, la región Constitución importa energía desde La Paz el 93% del tiempo y exporta únicamente en el 3% de los casos, lo que implica una dependencia estructural de importaciones para cubrir alrededor de la mitad de su demanda local y la confirma como región deficitaria. De forma similar, Los Cabos continúa siendo una región deficitaria, al importar el 27% de su demanda total desde La Paz de manera prácticamente continua (92% del año). A pesar de la instalación de la CCI de 240 MW en esa región, su dependencia no solo se mantiene, sino que tiende a acentuarse, generando una presión permanente sobre la región de La Paz.

La exportación neta de 915.8 GWh desde La Paz hacia Los Cabos consolida su papel como región pivote del sistema. Si bien esta configuración permite sostener la estabilidad del suministro, también incrementa la vulnerabilidad ante contingencias en la generación o en la infraestructura de transmisión. En este contexto, es necesario reforzar la capacidad local de generación, la generación distribuida y el almacenamiento en Los Cabos, así como fortalecer la redundancia y resiliencia en la red de transmisión.



← Figura 30. Flujos entre zonas BCS (GWh y % de horas/año), Escenario de Referencia.

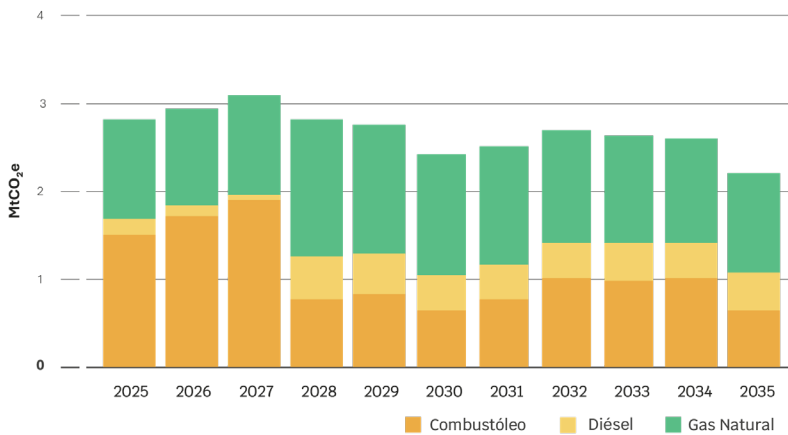
Fuente: Elaboración propia

Emisiones del escenario de Referencia

Hacia 2035, el sistema alcanza un hito en generación al superar el 50% de participación de energías limpias y al retirar gradualmente la termoeléctrica que usa combustóleo hasta dejar de operar en 2035. En este contexto, las emisiones de GEI muestran una reducción tendencial con un rebote intermedio. El pico se registra en 2027 con 3.10 MtCO₂, valor que resulta 9.5 % superior a las 2.83 MtCO₂ de 2025. Para 2035, las emisiones descienden a 2.21 MtCO₂, lo que equivale a una disminución de 21.9 % respecto de 2025 y de 28.7 % frente al máximo de 2027.

← 5.1.3

La Figura 31 muestra la evolución de las emisiones. Hacia 2027 el aumento obedece al mayor uso de combustóleo en línea con el incremento de la demanda. Con la entrada en operación de la CCI Los Cabos en 2028, las emisiones totales bajan a 2.82 MtCO₂, una reducción de 9.0 % frente a 2027. Ese nivel es similar al de 2025, por lo que más que una disminución estructural representa una reversión de la trayectoria ascendente observada entre 2025 y 2027. El impacto mayor en las emisiones proviene de la termosolar que, al iniciar operaciones en 2030, reduce las emisiones de 2.77 MtCO₂ en 2029 a 2.45 MtCO₂ en 2030, una mitigación de 9.9%. El crecimiento de la demanda entre 2031 y 2032 provoca un repunte, que vuelve a revertirse en 2033 con el segundo bloque de termosolar y se consolida en 2035 con adiciones fotovoltaicas hasta alcanzar 2.21 MtCO₂. En síntesis, la CCI Los Cabos muestra un efecto acotado en la disminución de emisiones y, sin las renovables previstas, el rebote asociado al crecimiento de la demanda se habría manifestado desde 2030.



← **Figura 31. Emisiones de GEI (MtCO₂e) 2025 a 2035. (Escenario de Referencia, BCS).**

Fuente: Elaboración propia

En materia de uso de combustibles, la entrada de la CCI en 2028 modifica la mezcla energética. El consumo de combustóleo desciende de 23.5 PJ en 2027 a 9.4 PJ en 2028, una reducción de 60%. En 2028 el gas natural aumenta de 18.7 PJ a 26.0 PJ, lo que representa un crecimiento de 39.0 %, y el diésel se eleva de 1.0 PJ a 7.4 PJ, un aumento de 640 %. Ambos incrementos son causados por la entrada en operación de la CCI Los Cabos, es decir, esta central consume en 2028 7.3 PJ de gas natural y 6.4 PJ de diésel. El resultado neto es una modificación rápida de la canasta de combustibles en el estado dentro de un solo ciclo anual. Aunque por un lado se reduce un combustible con alto impacto local, como lo es el combustóleo, el aumento simultáneo de gas natural y diésel es abrupto y de carácter focalizado en la CCI, lo cual puede tener implicaciones relevantes en la cadena de suministro, aumentando el impacto a los ecosistemas regionales. De igual forma se pueden tener implicaciones logísticas al considerar que el suministro de diésel a la península debería incrementarse más de 5 veces.

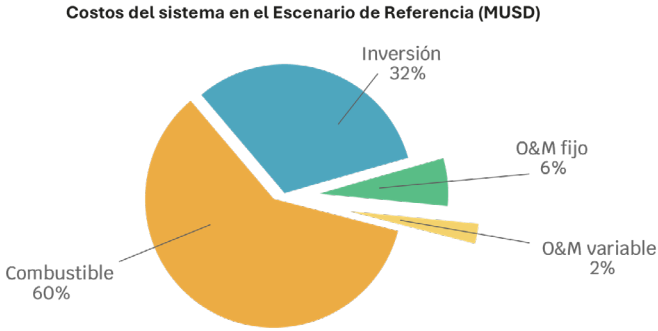
Costos del escenario de Referencia

En el escenario de Referencia, los costos del sistema acumulados⁴ en todo el periodo (mostrados en la Figura 32) están dados principalmente por los costos de combustible, como es de esperarse dada la alta dependencia de estos. Estos costos ascienden a 3,400 millones de dólares (MUSD), equivalentes al 60% del total. En 2025, la mayor parte de los costos de combustibles se deben al combustóleo, sumando el 37%, mientras que el gas acumula 35% y el diésel 28%. Al entrar en operación la CCI Los Cabos, los costos de diésel pasan al primer lugar, con un 52%, el gas llega a 38% y el combustóleo se desplaza a 13%. Para el final del periodo, el diésel ocupa 53% de los costos de combustible, el gas 33% y el combustóleo 15%. Así, en el acumulado de todo el periodo, el diésel cuesta 1,369 MUSD (40% del total), el gas 1,184 MUSD (35%) y el combustóleo 847 MUSD (25%).

← 5.1.4

⁴ El costo total se estimó a valor presente, considerando una tasa de descuento del 10%, que corresponde a la Tasa Social de Descuento (TSD) definida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

El costo de inversión o CAPEX acumula 1,806 MUSD en todo el periodo, equivalentes al 32% del total. El desarrollo de las centrales termosolares es el principal contribuyente en esta categoría, con 1,078 MUSD, o 60% del total del CAPEX del escenario. La combustión interna genera costos de inversión por 328 MUSD, la solar 118 MUSD, la eólica 137 MUSD y el almacenamiento 82 MUSD. Por último, la geotermia tiene un CAPEX acumulado en el periodo de 61 MUSD.



← **Figura 32. Distribución de los costos del sistema para todo el periodo 2025 a 2035 en el escenario de Referencia.**

Fuente: Elaboración propia

Escenario de Transición

El Escenario de Transición incorpora una ruta de desarrollo orientada a incrementar la mitigación de emisiones respecto del Escenario de Referencia. Aunque en dicho escenario se alcanza una participación renovable superior al 50 % en 2035, el sistema mantiene una proporción significativa de tecnologías fósiles y registra incrementos relevantes en el uso de gas natural y diésel, con impactos ambientales asociados tanto a su combustión como a sus cadenas de suministro. En respuesta a ello, el Escenario de Transición explora una configuración en la que el crecimiento del sistema eléctrico se base exclusivamente en fuentes renovables y en recursos que contribuyan a una operación más limpia y sostenible del sistema.

A diferencia del Escenario de Referencia, este escenario restringe por completo la incorporación de nueva capacidad fósil y no incluye ninguno de los proyectos planteados en el PLADESE, como la CCI Los Cabos. En su lugar, el modelo queda libre para seleccionar, mediante optimización, cualquier tecnología renovable que resulte costo-eficiente bajo las condiciones operativas de Baja California Sur. Entre las alternativas consideradas se encuentran la solar fotovoltaica, la eólica terrestre y marina, la geotermia, la termosolar de concentración y los sistemas de almacenamiento en baterías no asociados a centrales eléctricas. El objetivo es permitir que el modelo determine de forma endógena la combinación óptima de tecnologías renovables y almacenamiento, atendiendo a sus costos relativos,

← 5.2

su desempeño operativo y su contribución a la confiabilidad del sistema eléctrico, mediante la simulación del despacho horario. Esto posibilita evaluar el potencial del estado para avanzar hacia una matriz más resiliente, diversificada y con menores emisiones sin recurrir a nueva capacidad fósil.

Un aspecto distintivo del Escenario de Transición es la dispersión territorial de la nueva capacidad renovable, que facilita el aprovechamiento de los recursos locales y contribuye a reducir pérdidas en transmisión. Además, esta distribución permite integrar proyectos ubicados en regiones con problemáticas específicas documentadas en los capítulos previos, coherente con un enfoque de transición energética justa que busca evitar la concentración de infraestructura únicamente en zonas de alta demanda y, en su lugar, distribuir los beneficios del desarrollo renovable en el territorio estatal.

Capacidad en el escenario de Transición

← 5.2.1

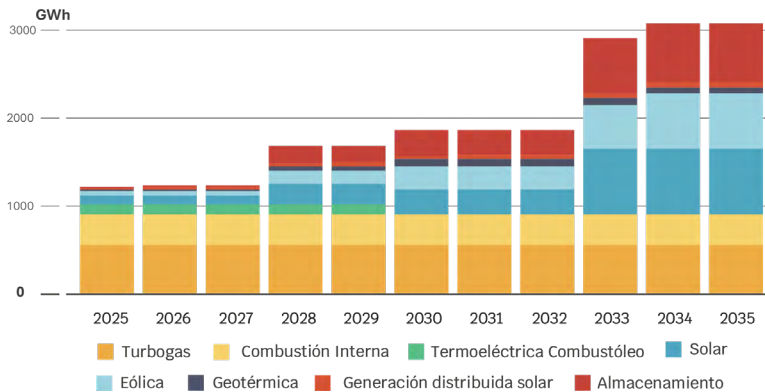
En el Escenario de Transición se mantiene el mismo horizonte temporal y las mismas proyecciones de demanda que en el Escenario de Referencia, lo que permite comparar de manera directa cómo cambia la configuración de capacidad cuando la expansión se orienta exclusivamente hacia tecnologías renovables y almacenamiento. Bajo estas condiciones, la capacidad instalada evoluciona de forma distinta a la del escenario anterior, como lo muestra la Figura 33.

Para facilitar la visualización, la figura integra tanto la capacidad de generación como la de almacenamiento, recordando que esta última no corresponde a una tecnología generadora, sino a un recurso que toma energía de la red o de una central asociada para devolverla en otro momento.

A primera vista se observan incrementos de capacidad que se agrupan en tres bloques principales concentrados en 2028, 2030 y 2033. Esta pauta no responde a una decisión exógena, sino a la dinámica interna del modelo de optimización, probablemente influida por el tamaño reducido del sistema eléctrico y por la manera en la que crece la demanda.

En cuanto a la capacidad fósil, la figura muestra que la potencia instalada de turbogás y de combustión interna se mantiene constante a lo largo del periodo. La excepción es la capacidad termoeléctrica de combustóleo, específicamente la central de La Paz, que el modelo decide retirar en 2029. Considerando que en el Escenario de Referencia esta central dejaba de generar en 2035 pero no se retiraba, el hecho de que en el Escenario de Transición el cese de operación de la central ocurra 6 años antes es una muestra de que el escenario tiene un beneficio climático mayor.

Hacia 2033 se observa un cambio notable en la composición del sistema. La energía solar se convierte en la tecnología predominante con una capacidad aproximada de 750 MW. En contraste, las tecnologías fósiles acumulan aproximadamente 899 MW para ese año, distribuidos en 341 MW de combustión interna y 558 MW de turbogás. Otro aspecto destacado es la evolución de la capacidad eólica. Esta tecnología pasa de 50 MW en 2025 a 270 MW en 2030 y alcanza 626 MW en 2035. La incorporación del almacenamiento acompaña este crecimiento renovable. El sistema cuenta con 186 MW de almacenamiento en 2028, aumenta a 289 MW en 2030 y alcanza 655 MW en 2034.



← **Figura 33. Capacidad instalada en Baja California Sur para el horizonte 2025-2035 en el Escenario de Transición.**

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las adiciones de capacidad, recopiladas en la Tabla 5, se tiene que, en el Escenario de Transición, la tecnología con mayor adición en todo el periodo es la solar fotovoltaica, con 641 MW, que equivale a 2.6 veces lo agregado en Referencia con 247 MW. También se adicionan 575 MW de eólica, que corresponde a 2.9 veces lo adicionado en el de Referencia y 60 MW de geotérmica correspondientes a una diferencia de 2.3 veces en comparación con el escenario de Referencia. En cuanto al almacenamiento, el escenario de Transición instala 5.6 veces los 115 MW del escenario de Referencia, es decir, 639 MW. En el total neto, que incluye en la suma el retiro de los 115 MW de la termoeléctrica, el Escenario de Transición suma 1,800 MW frente a 1,175 MW del de Referencia.

| Tecnología | Escenario | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | TOTAL |
|--------------------|------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|-------|
| Almacenamiento | Referencia | 18 | 36 | - | - | - | - | 23 | 38 | 115 |
| | Transición | 170 | - | 103 | - | - | 329 | 37 | - | 639 |
| Combustión Interna | Referencia | 240 | - | - | - | - | - | - | - | 240 |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Eólica | Referencia | 60 | - | - | - | - | - | 137 | - | 197 |
| | Transición | 110 | - | 110 | - | - | 233 | 123 | - | 575 |
| Geotérmica | Referencia | - | - | - | 26 | - | - | - | - | 26 |
| | Transición | 30 | - | 30 | - | - | - | - | - | 60 |
| Solar | Referencia | - | 120 | - | - | - | - | - | 127 | 247 |
| | Transición | 123 | - | 53 | - | - | 465 | - | - | 641 |
| Termoeléctrica | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Transición | - | - | -115 | - | - | - | - | - | -115 |
| Termosolar | Referencia | - | - | 150 | - | - | 200 | - | - | 350 |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Turbogás | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | Referencia | 318 | 156 | 150 | 26 | - | 200 | 160 | 165 | 1,175 |
| | Transición | 639 | - | 180 | - | - | 1,027 | 160 | - | 1,800 |

↑ **Tabla 7. Adiciones de capacidad anual en MW para los escenarios de Referencia y Transición en el periodo 2028 a 2035.**

Fuente: Elaboración propia

Generación eléctrica el escenario de Transición

← 5.2.2

En el Escenario de Transición, la generación total crece de 3,959 GWh en 2025 a 4,997 GWh en 2030 y alcanza 6,199 GWh en 2035. Frente al Escenario de Referencia, en 2030 la generación es menor por 16.7 GWh, debido que las proyecciones de demanda difieren en niveles de electrificación, eficiencia energética y generación distribuida, mientras que en 2035 se generan 42 GWh más que en el de Referencia. Además, la energía no suministrada resultó ser de apenas 0.02 GWh, nuevamente dentro del margen de error de 0.01% en el modelo de optimización.

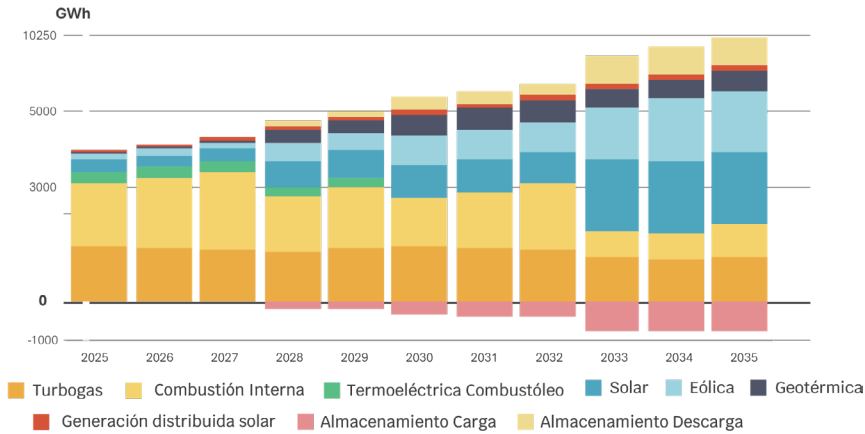
Tanto en la Figura 34 como en la Figura 35 se puede observar la composición por tecnologías, destacando tres cambios estructurales. Primero, en 2030 cesa la generación de termoeléctrica convencional. Segundo, hacia 2035 las renovables desplazan una fracción significativa de la combustión interna y de turbogás. Tercero, la combinación de fotovoltaica y eólica se consolida como pilar del sistema, con una trayectoria que lleva a las renovables a 67% de la generación total en 2035, por encima del 53% obtenida en el escenario de Referencia. La fotovoltaica de gran escala aumenta de 8 % en 2025 a 31 % en 2035 y la eólica de 4 % a 26 % en el mismo periodo.

La geotermia también destaca, puesto que de una participación marginal de 1 % en 2025 se incrementa a 12 % en 2030 y a 7 % en 2035. La reducción de 2030 a 2035 se explica porque los más de 500 GWh que genera desde 2030 se mantienen constantes, mientras que la generación solar y eólica crece de 1,603 GWh a 3,489 GWh, pero la demanda crece en 1,134 GWh en dicho periodo.

En la Figura 35 se observa, además, cómo en 2030 la generación con termoeléctricas cesa y hacia 2035, las renovables desplazan a las centrales de combustión interna y turbogás. Así, como se observa en la figura, las tecnologías fósiles que acumulaban cerca del 87% de la generación en 2025, pasan a tener el 56% en 2030 y el 34% en 2035. Al mismo tiempo, la fotovoltaica de gran escala aumenta de 8% en 2025 a 31% en 2035. Junto con la eólica, que pasa 4% a 27% en el mismo periodo. Ambas tecnologías aportan más de la mitad de la generación en 2035, consolidándose como el eje de la matriz de generación renovable total, que, en conjunto su participación en la matriz de generación total evoluciona de 14.6% en 2025 a 67% en 2035.

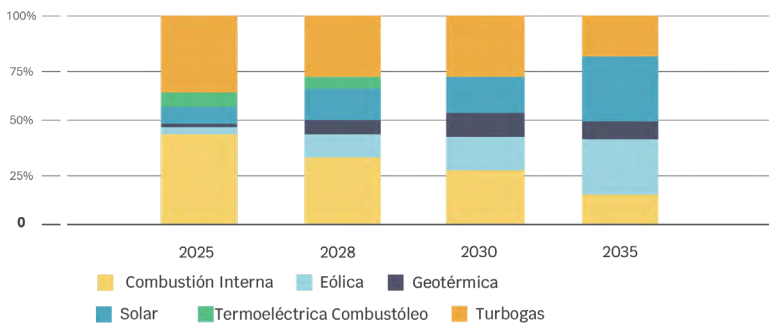
Un aspecto relevante se observa en la generación geotérmica, que de una participación marginal de tan solo el 1% en 2025, aumenta a 12% en 2030 pero se reduce a 9% en 2035. Esta reducción no es relativa y se observa también en términos absolutos puesto que pasa de 574 GWh en 2030 a 540 GWh en 2033, cuando entra en operación el último bloque de adiciones solares, eólicas y almacenamiento. Esto sugiere que, conforme el sistema optimiza su operación con mayor penetración renovable variable y almacenamiento, es posible reducir la dependencia de tecnologías despachables (no variables), en línea con el paradigma de sistemas eléctricos flexibles.

El almacenamiento en baterías desempeña ese papel habilitador. En 2030, los sistemas de almacenamiento consumen 341 GWh en recarga y devuelven 335 GWh a la red. Para 2035, gestionan 780 GWh en recarga y 712 GWh en descarga, equivalentes a cerca de 11 % de la generación total de ese año y cerca de 20 % de la energía proveniente de renovables variables.



← Figura 34. Generación de energía eléctrica, GWh (Escenario de Transición, BCS).

Fuente: Elaboración propia



← Figura 35. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación a gran escala en el Escenario de Transición

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los flujos de potencia entre las regiones de transmisión del SIBCS, que se muestran esquemáticamente en la Figura 36, en 2035 se observa un cambio importante en el contexto de la región Constitución. A lo largo del año, Constitución exporta hacia La Paz un total de 375.7 GWh, realizando tal envío durante el 65% del tiempo. Durante otro 11% del año, la región importa desde La Paz 14.5 GWh. Ambas regiones permanecen sin intercambio el 24% del tiempo restante. Con ello, Constitución cubre su demanda, equivalente a 703.7 GWh, con una dependencia externa cercana al 2%. No obstante, la región exporta netamente 361.2 GWh hacia La Paz. Por su parte, Los Cabos se mantiene como la región con mayor dependencia de importaciones a causa de que recibe desde La Paz 2,579.4 GWh, lo que equivale a 76% de su demanda anual (3,386.5 GWh). En consecuencia, La Paz opera como nodo articulador del sistema, al recibir energía desde Constitución y transferir volúmenes mayores hacia Los Cabos; su balance anual considera una exportación anual de 2,203.7 GWh.

En contraste con el Escenario de Referencia, donde Constitución importaba energía desde La Paz el 93 % del tiempo y exportaba solo el 3 %, el Escenario de Transición refleja un cambio claro en su papel operativo, al pasar de región importadora neta a exportadora neta, lo que evidencia una ma-



← Figura 36. Flujos entre zonas BCS (GWh y % de horas/año), Escenario de Transición.

Fuente: Elaboración propia

por autosuficiencia regional y capacidad de aportar excedentes al sistema.

En el caso de Los Cabos, aunque en ambos escenarios la región depende de importaciones desde La Paz durante prácticamente todo el año, la magnitud de la energía importada se incrementa de forma sustancial, al pasar de 1,259 GWh en el Escenario de Referencia a 2,579.4 GWh en el Escenario de Transición, reforzando el papel estratégico del corredor La Paz–Los Cabos para la operación del sistema eléctrico estatal.

Emisiones del escenario de Transición

← 5.2.3

Este escenario contempla una reducción progresiva en las emisiones de gases de efecto invernadero asociado a la transformación de la matriz de generación eléctrica. A lo largo del periodo 2025–2035, las emisiones totales del sistema disminuyen de 2.83 MtCO₂e en 2025 a 1.78 MtCO₂e en 2035, lo que representa una reducción del 37 % en diez años.

Como se muestra en la Figura 37, la trayectoria de reducción de emisiones no es lineal y refleja de manera consistente los ritmos de inversión, sustitución tecnológica y cambios operativos del sistema. Si bien entre 2028 y 2032 ya se registran adiciones de capacidad renovable y almacenamiento, así como el retiro de la generación termoeléctrica a combustóleo en La Paz en 2030, estas modificaciones no son comparables en escala con el incremento de capacidad renovable que ocurre a partir de 2033.

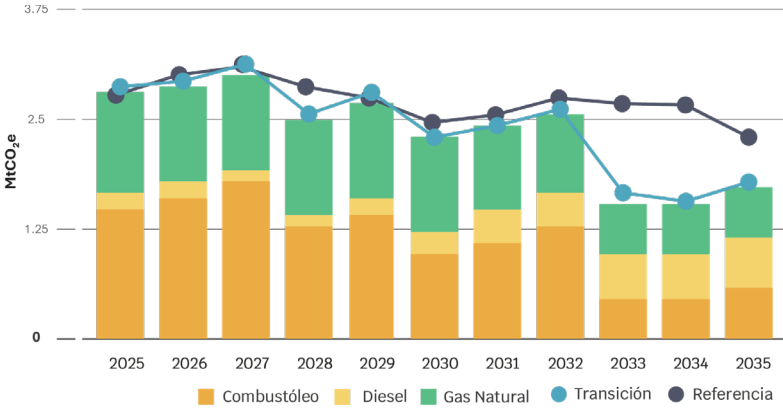
Durante los primeros años del periodo, el sistema continúa cubriendo una parte relevante del crecimiento de la demanda mediante generación fósil existente, lo que explica un perfil de emisiones aún elevado y variable, asociado al balance operativo entre la expansión inicial de renovables, el crecimiento de la demanda y el uso de unidades térmicas para respaldo y atención de horas críticas, y por ello la variación anual está fuertemente influida por cambios en la participación de combustibles. En particular, el aumento entre 2028 y 2029 (de

2.52 a 2.73 MtCO₂e) coincide con un mayor componente asociado a combustóleo (de 1.105 a 1.231 MtCO₂e), mientras que la caída en 2030 (a 2.31 MtCO₂e) es coherente con el retiro de la termoelectrica. Posteriormente, hay un aumento temporal de emisiones de 2030 a 2032 ligadas nuevamente a combustóleo y por la contribución del gas natural en turbogás.

En cambio, la reducción de emisiones a partir de 2033 (disminución en 0.99 MtCO₂e en 2033 respecto 2032) se explica con el cambio estructural en la matriz de capacidad y generación eléctrica, caracterizado por solar fotovolta-

← **Figura 37. Emisiones de GEI (MtCO₂e) 2025 a 2035. (Escenario de Transición, BCS).**

Fuente: Elaboración propia



taica y eólica a gran escala en conjunto con almacenamiento, lo que incrementa de forma sustantiva la participación renovable. Operativamente, esto reduce la necesidad de despacho con combustibles líquidos, en particular los más intensivos en emisiones, como el combustóleo. Entre 2034 y 2035 las emisiones aumentan en 0.19 MtCO₂e, o un 11% respecto a 2034. Este repunte se debe a que, para el modelo, el crecimiento de la demanda entre ambos años, equivalente a 242 GWh o 4% respecto a 2034, se puede satisfacer con la capacidad existente, aumentando el factor de planta de las centrales de combustión interna, en lugar de instalar nueva capacidad solo para dicha demanda. Esto responde a que en el modelo no se tiene una restricción de emisiones y evidencia que para mantener una mitigación continua se requieren políticas públicas directamente enfocadas a este punto.

En comparación con el escenario de Referencia, que durante todo el periodo de estudio emite 29.6 MtCO₂e, el escenario de Transición presenta un ahorro del 11%, emitiendo 26.3 MtCO₂e. En el escenario de Referencia, en 2028, cuando se tiene el inicio de operaciones de la CCI Los Cabos, las emisiones anuales son de 2.82 MtCO₂e. Por su parte, en el escenario de Transición, con la instalación de renovables se tienen emisiones anuales de 2.52 MtCO₂e, es decir, 11% menos. En 2030, el escenario de Transición registra 2.31 MtCO₂e, es decir una reducción del 6% (0.14 MtCO₂e) por debajo del escenario de Referencia. Para 2035, las emisiones anuales en el

escenario de Transición son 20% (0.43 MtCO₂e) por debajo del nivel del escenario de Referencia.

Costos del escenario de Transición

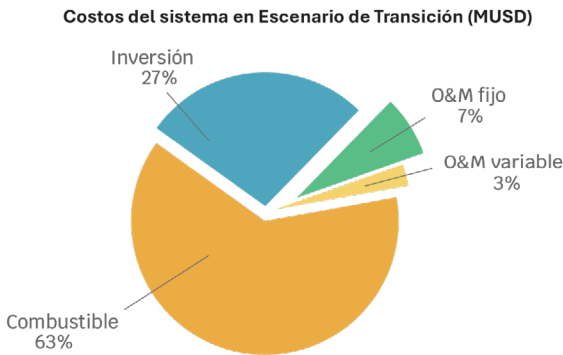
En el Escenario de Transición, los costos totales acumulados en todo el periodo (mostrados en la Figura 38) ascienden a 4,730 MUSD y son casi 17% menores a los del Escenario de Referencia. Al igual que en dicho escenario, en el de Transición los costos de combustible son los principales y, de hecho, acumulan una participación del 63% del total. Para 2030, el diésel ya es el principal causante de los costos de combustible, con el 44%, mientras que el gas contribuye con 32% y el combustóleo con el 24% restante. Sin embargo, el costo de ese año en gas natural es un 26% menor al costo en el Escenario de Referencia. Para el final del periodo, el diésel ocupa 68% de los costos de combustible, el gas 17% y el combustóleo 15%.

El CAPEX de todo el periodo es de 1,295 MUSD, lo que implica una reducción en comparación con el escenario de Referencia del 28%. Esta categoría acumula el 27% de los costos totales y se distribuye de manera más uniforme que en el escenario de Referencia con 478 MUSD en almacenamiento (37% del total), 310 MUSD en solar (24%), 413 MUSD en eólica (32%) y 94 MUSD en geotérmica (7%).

← 5.2.4

Escenario de Descarbonización

← 5.3



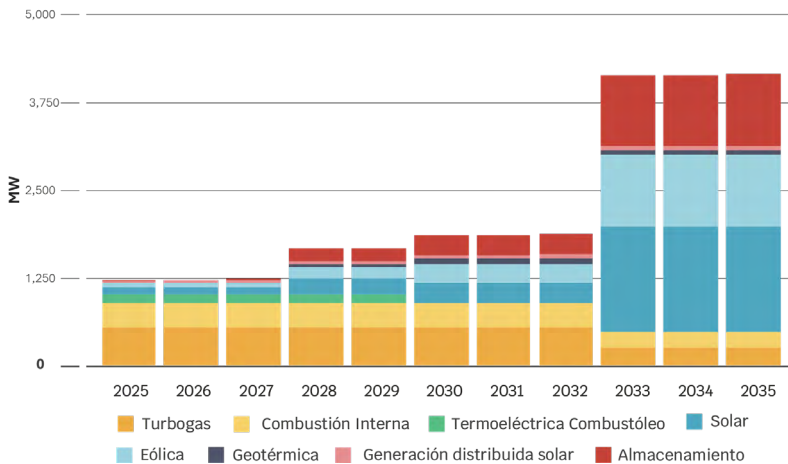
← Figura 38. Distribución de los costos del sistema para todo el periodo 2025 a 2035 en el escenario de Transición.

Fuente: Elaboración propia

El Escenario de Descarbonización eleva la ambición climática respecto a los escenarios previos. Mantiene el mismo horizonte temporal y las mismas proyecciones de demanda que el Escenario de Referencia, lo que permite una comparación directa de resultados. A diferencia del Escenario de Referencia y avanzando más allá del Escenario de Transición, este escenario no solo basa la expansión sistema solamente con tecnologías renovables, sino que retira de forma gradual las centrales fósiles que superan su vida útil teórica, con el fin de reducir la dependencia de los

combustibles fósiles y acelerar la mitigación de emisiones. Este escenario pone a prueba la factibilidad de una transición profunda que disminuya de manera significativa la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones contaminantes. Con esto se busca informar la planeación y diseño de políticas.

5.3.1 Capacidad en el escenario de Descarbonización.



← **Figura 39. Capacidad Instalada 2025-2035 (Escenario de Descarbonización).**

Fuente: Elaboración propia

De forma similar al escenario de Transición, el modelo ha realizado las adiciones de capacidad, resultado de la optimización, en 4 años específicos: 2028, 2030, 2033. Al observar la Figura 39, es notorio que en el año 2033 se da una escalada importante en la capacidad del sistema, la cual crece 2.5 veces pasando de 1,225 MW en 2025 a 3,073 MW en 2035. La transformación es evidente ya que, en conjunto, en 2035 las fuentes renovables aportan el 63.8% de la capacidad del sistema (88.1% incluyendo almacenamiento), recordando que en 2025 la contribución es inversa, con 82.8% fósil. La transición se debe principalmente a la energía solar y eólica. La primera alcanza 1,480 MW en 2035 (equivalente a 35% de la capacidad actual de todo el estado, 4,140 MW). Por su parte, la energía eólica alcanza 1,022 MW y acompañando a ambas tecnologías, el almacenamiento llega a 1,005 MW. Las fuentes renovables de carga base tienen un papel menor ya que la geotérmica se incrementa de la misma forma que en el escenario de Transición, terminando con 70 MW en 2035, mientras que la termosolar no es elegida por el modelo y no cuenta con capacidad instalada. Esto da una señal de que, desde el punto de vista de la optimización económica con restricciones operativas, es preferible contar con grandes cantidades de almacenamiento eléctrico para aportar flexibilidad que mantener una operación basada en carga base. En las siguientes secciones se explora este resultado desde los costos y emisiones. Finalmente, otro aspecto fácilmente observable es el retiro de las centrales fósiles. Al igual que en el escenario de Transición, este escenario retira la termoeléctrica en 2029, las centrales de turbogas y combustión interna reducen su capacidad instalada en 2033 (262 y 230 MW, respectivamente), operando como capaci-

dad despachable de respaldo y cobertura de punta, que permite atender la variabilidad horaria y los periodos de menor disponibilidad renovable.

En cuanto a las adiciones de capacidad, recopiladas en la Tabla 8, la tecnología con mayor incorporación en todo el periodo es la solar fotovoltaica, con 1,370 MW, que equivalen a 5.5 veces lo agregado en el escenario de Referencia (247 MW) y a 2.1 veces lo agregado en el escenario de Transición (641 MW). La eólica añade 972 MW, que son 4.9 veces lo adicionado en el escenario de Referencia 197 MW y 3.0 veces lo del escenario de Transición (328 MW). La geotermia suma 60 MW, al igual que en el Escenario de Transición, que representan alrededor de 2.3 veces lo incorporado en el escenario de Referencia. En almacenamiento, el Escenario de Descarbonización incorpora 989 MW, es decir, 8.6 veces lo del escenario de Referencia (115 MW) y 1.7 veces lo del Escenario de Transición (565 MW).

Las adiciones totales del Escenario de Descarbonización son de 2,402 MW de capacidad de generación y 989 MW de almacenamiento, que resultan 2.2 y 8.6 veces las adiciones de capacidad de generación y almacenamiento, respectivamente, del Escenario de Referencia, mientras que en comparación con el de Transición son 2.3 y 1.8 veces. A primera vista, se podría asumir que, dado que la capacidad del Escenario de Descarbonización (4,140 MW incluyendo almacenamiento) es superior en un 71% al Escenario de Referencia y un 51% al de Transición, los costos de inversión y del sistema serán mucho mayores. Sin embargo, como se describe en el apartado de costos, la diferencia es menor, con lo que es posible que el sistema de Baja California Sur avance hacia una matriz como la mostrada en este escenario.

| Tecnología | Escenario | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | TOTAL |
|--------------------|------------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|--------|
| Almacenamiento | Referencia | 18 | 36 | - | - | - | - | 23 | 38 | 115 |
| | Transición | 170 | - | 103 | - | - | 329 | 37 | - | 639 |
| | Descarbonización | 170 | - | 103 | - | - | - | - | - | 240 |
| Combustión Interna | Referencia | 240 | - | - | - | - | - | - | - | 240 |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Descarbonización | - | - | - | - | - | -111 | - | - | -111 |
| Eólica | Referencia | 60 | - | - | - | - | - | 137 | - | 197 |
| | Transición | 110 | - | 110 | - | - | 233 | 123 | - | 575 |
| | Descarbonización | 110 | - | 110 | - | - | 752 | - | - | 972 |
| Geotérmica | Referencia | - | - | - | 26 | - | - | - | - | 26 |
| | Transición | 30 | - | 30 | - | - | - | - | - | 60 |
| | Descarbonización | 30 | - | 30 | - | - | - | - | - | 60 |
| Solar | Referencia | - | 120 | - | - | - | - | - | 127 | 247 |
| | Transición | 123 | - | 53 | - | - | 465 | - | - | 641 |
| | Descarbonización | 123 | - | 53 | - | - | 1,194 | - | - | -1,370 |
| Termoeléctrica | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Transición | - | - | -115 | - | - | - | - | - | -115 |
| | Descarbonización | - | - | -115 | - | - | - | - | - | -115 |
| Termosolar | Referencia | - | - | 150 | - | - | 200 | - | - | 350 |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Descarbonización | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Turbogás | Referencia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Descarbonización | - | - | - | - | - | -297 | - | - | -297 |
| Total | Referencia | 318 | 156 | 150 | 26 | - | 200 | 160 | 165 | 1,175 |
| | Transición | 639 | - | 180 | - | - | 1,027 | 160 | - | 1,800 |
| | Descarbonización | | - | 180 | - | - | 2,254 | - | - | 2,867 |

↑ **Tabla 8. Adiciones de capacidad anual en los escenarios Referencia, Transición y Descarbonización para el periodo 2028 a 2035. Valores en MW.**

Fuente: Elaboración propia

Generación en el escenario de Descarbonización

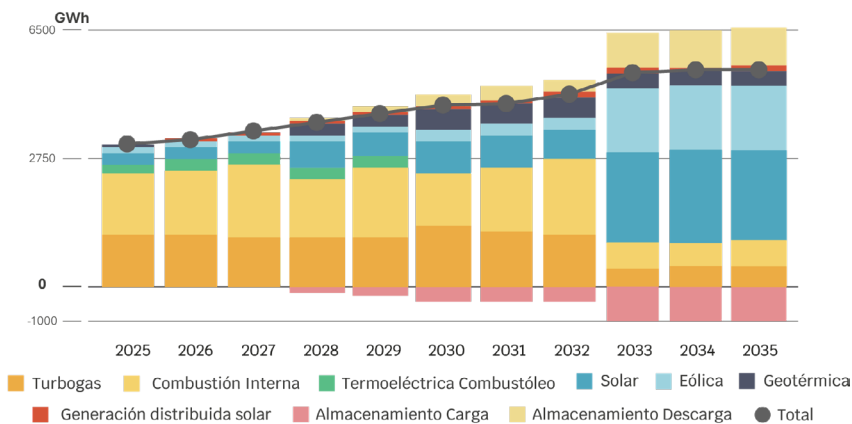
← 5.3.2

En el Escenario de Descarbonización, la generación total crece de 3,959 GWh en 2025 a 4,997 GWh en 2030 y alcanza 6,040 GWh en 2035. En 2030, el balance anual es prácticamente igual al del Escenario de Referencia (una diferencia de 1.8 GWh, menor al 0.1%). Sin embargo, para 2035, se observan diferencias mayores entre los escenarios, puesto que la generación en el Escenario de Transición queda cerca de 12.6 GWh por debajo de Referencia, mientras que para el Escenario de Descarbonización se logra ver una reducción de generación aun mayor, cerca de 103.6 GWh por debajo. Aun así, se cubre satisfactoriamente la demanda. La energía no suministrada resultó ser de apenas 0.4 GWh, nuevamente dentro del margen de error de 0.01% en el modelo de optimización.

Tanto en la Figura 40 como en la Figura 41 se puede observar la composición por tecnologías, destacando profundos cambios estructurales. En primer lugar, se observa la progresiva reducción de la participación de fuentes fósiles que acumulaban cerca del 85% de la generación en 2025, para caer al 55% en 2030 y al 21% en 2035. Conforme esto ocurre, las energías renovables se consolidan como pilar del sistema, con una participación en 2030, distribuida entre solar (17%), eólica (15%), geotérmica (12%) y generación distribuida solar (2%), en conjunto cerca del 46% de la generación que en total son comparables a las otras dos tecnologías en operación, cuya participación es del 29% para turbogás y 25% para combustión interna. Hacia 2035, la participación de geotermia se reduce a la mitad, es decir, 6% (aunque en términos reales se mantiene aportando 370 GWh) debido a que la solar aporta el 42%, con 2,516 GWh, y la eólica otro 30%, con 1,791 GWh. Comparativamente hablando, los 4,307 GWh de estas dos tecnologías superan toda la generación del año 2025, equivalente a 3,959 GWh, lo que muestra el grado de crecimiento de estas tecnologías.

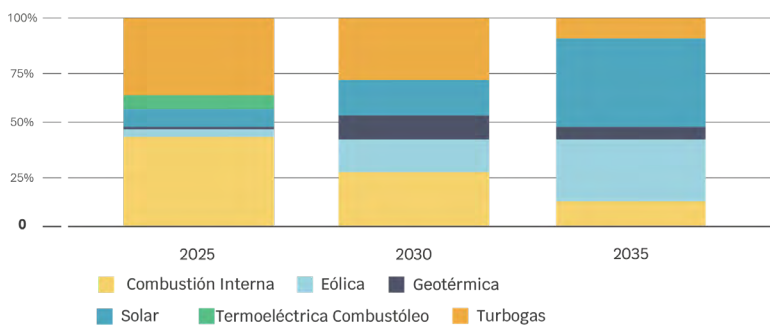
El almacenamiento en baterías desempeña un papel fundamental en este escenario. En 2030, los sistemas de almacenamiento consumen 341 GWh en recarga y devuelven 335 GWh a la red (igual que en el escenario de Transición). Para 2035, gestionan 1,074 GWh en recarga y 1,014 GWh en descarga, equivalentes a cerca de 18 % de la generación total de ese año.

El comportamiento de la generación en este escenario muestra la reducción acelerada de la generación fósil, en particular, la eliminación del combustible en la matriz de generación desde el 2030 y su posterior sustitución por energías renovables. Este hallazgo es relevante porque demuestra que es posible cubrir el crecimiento de la demanda y garantizar el balance energético del sistema sin recurrir a generación fósil como pilar operativo, incluso en un sistema aislado como el de Baja California Sur.



← Figura 40. Generación de energía eléctrica para el periodo 2025 -2035 (Escenario de Descarbonización).

Fuente: Elaboración propia



← Figura 41. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación en el Escenario de Descarbonización.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los flujos de potencia entre las regiones de transmisión del SIBCS (Figura 43), en 2035 se observa que, por un lado, Constitución mantiene un rol exportador hacia La Paz, aunque 50 por ciento menos que en Transición (152.0 GWh) durante 57% del tiempo, e importa desde La Paz 21.5 GWh durante 11% del tiempo; el 32% restante no se registra intercambio. En términos netos, Constitución exporta 130.5 GWh a La Paz. Esto representa un cambio sustancial frente al escenario de Referencia, donde Constitución opera principalmente como región importadora (importa 93% del tiempo), y confirma que, bajo Descarbonización, la región logra cubrir su demanda con una menor dependencia de transferencias. Sin embargo, el menor volumen exportado respecto a Transición (donde Constitución exporta 375.7 GWh) sugiere que el excedente regional es más acotado o se utiliza más dentro de la propia región, consistente con una operación donde la generación renovable y el almacenamiento reconfiguran el balance local y reducen exportaciones netas.

Por otro lado, Los Cabos continúa siendo la región con mayor dependencia de importaciones, aunque con una intensidad menor. En Descarbonización, Los Cabos recibe desde La Paz 1,555.1 GWh, lo que ocurre durante 96% del tiempo en el año; el resto del año se observan periodos sin flujo (4%) y un retorno

prácticamente nulo hacia La Paz (0.4 GWh). En comparación, en Referencia Los Cabos importaba 915.8 GWh (92% del tiempo), mientras que en Transición esa dependencia se incrementaba de forma marcada hasta 2,579.4 GWh (prácticamente todo el año). En ese sentido, aun con una menor intensidad y recurrencia de importaciones, Los Cabos se mantiene como región estructuralmente dependiente de transferencias desde La Paz, lo cual es consistente con su mayor demanda regional y con una localización donde la expansión de nueva generación no necesariamente se distribuye de manera uniforme.



← **Figura 42. Flujos entre zonas BCS (GWh y % de horas/año), Escenario de Descarbonización.**

Fuente: Elaboración propia.

Emisiones en el escenario de Descarbonización

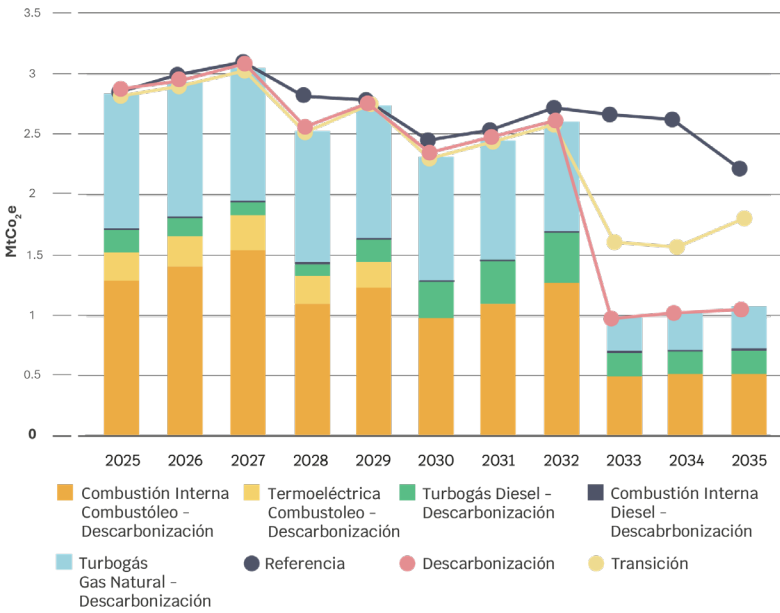
La profunda transición en la matriz de generación del escenario de Descarbonización deriva en una reducción drástica y sostenida de emisiones de gases de efecto invernadero como se puede observar en la Figura 43. Mientras que los escenarios de Referencia y Transición reducen sus emisiones en 2035, comparadas con las de 2025, en un 21.9% y 37.1% respectivamente, la reducción de este escenario es significativamente mayor, equivalente a 62% respecto al 2025.

La matriz de emisiones durante 2025-2032 no es lineal y como se observa en Figura 43, hasta 2032, Descarbonización y Transición presentan niveles de emisiones prácticamente iguales con diferencias marginales y ambas con una variación anual en emisiones observada entre 2028-2032 que como se discutió en la matriz de emisiones de Transición, está fuertemente influida por cambios en la participación de combustibles. Sin embargo, la diferencia sustantiva frente a Transición se materializa en 2033, cuando se consolida el salto de inversiones (solar y eólica a gran escala) y almacenamiento aunado a la reducción significativa del rol de generación térmica. En ese año, las emisiones caen a 1.01 MtCO₂e (frente a 1.60 MtCO₂e en Transición), impulsadas por la reducción simultánea del gas natural (de 0.913 en 2032 a 0.300 MtCO₂e en 2033), del combustóleo (de 1.267 a 0.506 MtCO₂e) y del diésel en turbogás

← 5.3.3

(de 0.420 a 0.193 MtCO₂e). En 2034–2035, las emisiones se mantienen bajas (1.04–1.07 MtCO₂e), con un aumento moderado hacia 2035 consistente con el crecimiento de la demanda y ajustes de operación entre tecnologías, pero dentro de una matriz ya predominantemente renovable.

Visto desde el horizonte 2025–2035, el beneficio climático en la aceleración de capacidad renovable y a un mayor incremento en la inversión en capacidad se aprecia en el volumen total de emisiones evitadas. Frente al escenario de Referencia (29.64 MtCO₂e acumuladas), el escenario de Transición reduce el total a 26.34 MtCO₂e, evitando 3.30 MtCO₂e (11.11%). El escenario de descarbonización alcanza la mayor reducción hasta 24.51 MtCO₂e con 5.14 MtCO₂e evitadas (17.3%) respecto a Referencia; esto representa 1.84 MtCO₂e adicionales evitadas frente a Transición en todo el periodo.



← **Figura 43. Comparativo de las emisiones de los escenarios en MtCO₂e.**

Fuente: Elaboración propia

Costos del escenario de Descarbonización

En el Escenario de Descarbonización, los costos totales acumulados en todo el periodo (mostrados en la Figura 44) ascienden a 5,262 MUSD y son 11% mayores a los del Escenario de Transición, pero 7% menores a los del de Referencia, lo que demuestra que a pesar de la gran cantidad de renovables y almacenamientos adicionales, la transformación profunda del sistema resulta económicamente más atractiva.

Los costos de combustible también son los principales contribuyentes a los costos totales, con 52% de la distribución en todo el periodo. Sin embargo, la suma del periodo en esta categoría es de 2,709 MUSD, lo que

← 5.3.4

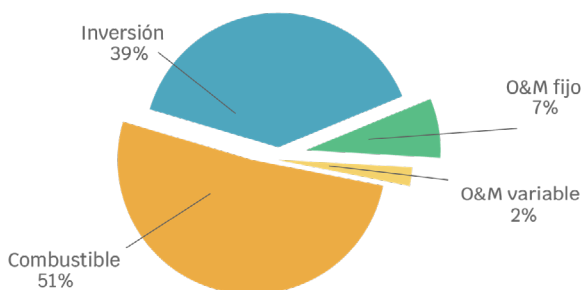
representa un ahorro del 20% frente al Escenario de Referencia y del 9% frente al de Transición. Al igual que en los otros escenarios, el diésel es el principal combustible con mayor injerencia en los costos acumulados, sin embargo, se observa una participación casi equitativa entre los 3 combustibles, el diésel suma el 34% de esta categoría, mientras que el combustóleo otro 34% y el gas natural el 32% restante.

El costo de diésel acumulado en todo el periodo, equivalente a 915 MUSD es 18% menor en comparación al Escenario de Transición y 33% menor que en el de Referencia. En cuanto al gas, los costos son de 872 MUSD, representando un ahorro de 5% con respecto al Escenario de Transición y de 26% con el de Referencia. En cuanto al combustóleo, que suma 922 MUSD, el ahorro es de 1% con respecto al Escenario de Transición, pero es 9% mayor que el Escenario de Referencia.

El CAPEX de todo el periodo es de 2,064 MUSD. Como es de esperarse este escenario implica un costo mayor en comparación con el Escenario de Referencia del 14% y del 59% respecto al de Transición. Esta categoría acumula el 39% de los costos totales y se distribuye en 687 MUSD en almacenamiento (33% del total), 616 MUSD en solar (30%), 667 MUSD en eólica (32%) y 94 MUSD en geotérmica (5%).

El hecho de que tanto en el Escenario de Transición como en el de Descarbonización el almacenamiento sea el que más contribuye al CAPEX indica la importancia que tiene desarrollar un marco regulatorio sólido y mecanismos de financiamiento y remuneración que permitan el desarrollo de estos proyectos. Como se vio en ambos escenarios, el almacenamiento es fundamental para una gran penetración de energías renovables variables reemplazando la operación con carga base con una alternativa flexible.

Costos del sistema en el Escenario de Descarbonización (MUSD)



← **Figura 44. Distribución de los costos del sistema para todo el periodo 2025 a 2035 en el escenario de Descarbonización.**

Fuente: Elaboración propia



← Central Santa
Rosalia. Fuente: Fernando
Franco, sitio web oficial.

06

Evaluación de los escenarios de evolución del sistema eléctrico de Baja California

Evaluación de los escenarios

Con el objetivo de complementar el análisis de las distintas rutas de expansión para Baja California Sur, representadas en los escenarios de Referencia, Transición y Descarbonización este capítulo compara 4 parámetros clave: participación renovable, emisiones mitigadas, costos, y costo de la tonelada mitigada. Es importante señalar que, en el caso de los primeros dos parámetros, la información se presentó en los capítulos anteriores. Para el caso de la estimación de costos, éstos se presentaron en los capítulos anteriores, especialmente para los costos totales del periodo. En el caso del costo de la tonelada mitigada, éste se estimó de acuerdo con la siguiente fórmula. Esta ecuación considera los costos totales de los escenarios presentados a 2035, así como sus emisiones de CO₂, que también son descontadas a valor presente se acuerdo con IEA (2015).

$$\text{Costo de tonelada mitigada} = \frac{\text{Costo}_{\text{Transición Descarbonización}} - \text{Costo}_{\text{Referencia}}}{\text{Emisiones}_{\text{Referencia}} - \text{Emisiones}_{\text{Transición Descarbonización}}}$$

En el caso del costo de generación eléctrica, los costos totales se dividieron por la cantidad de generación eléctrica total también descontada a valor presente. Los valores para cada escenario se recopilan en la Tabla 7.

| Escenario | Participación renovable en 2035 (%) | Emisiones de todo el periodo (tCO ₂ e) | Costos de todo el periodo (MUSD) | Costo de la tonelada mitigada (USD/tCO ₂ e) | Costo total de generación eléctrica (USD/MWh) |
|------------------|-------------------------------------|---|----------------------------------|--|---|
| Referencia | 53% | 29.6 | 5,686 | - | 181.69 |
| Transición | 60% | 26.3 | 4,730 | -\$289 | 152.45 |
| Descarbonización | 79% | 24.5 | 5,262 | -\$82 | 168.89 |

Como se puede observar, el Escenario de Referencia no solo es el que menor participación de energía renovable alcanza, sino que también es el que más emisiones genera y el más costoso. Frente al Escenario de Transición, que es el más económico, es casi 17% más caro y frente al de Descarbonización, emite 17% más gases de efecto invernadero.

↑ **Tabla 9. Comparativa de participación renovable, emisiones y costos de los 3 escenarios.**

Fuente: Elaboración propia

El Escenario de Transición es el más económico, y el costo de la mitigación tiene un valor negativo de 289 USD por tonelada de CO₂e. Lo anterior quiere decir que, las inversiones necesarias para abatir una tonelada de CO₂e son costo efectivas. No obstante, su mitigación es menor que en el Escenario de Descarbonización, reduciendo las emisiones en 11% con respecto al Escenario de Referencia. Es importante señalar que, los costos menores de este escenario hacen que el costo de la tonelada mitigada sea menor que, para el Escenario de Descarbonización.

Finalmente, el Escenario de Descarbonización, también tiene costos menores con respecto al de Referencia, siendo 7% menores. En este caso, la mitigación es costo efectiva dado que, el costo de la tonelada mitigada tiene un valor negativo y equivalente a 82 USD. La mitigación total de emisiones de GEI corresponde a 17% del Escenario de Referencia, equivalente a 5.1 MtCO₂e.



07

Conclusiones

Conclusiones



El presente trabajo revisó distintas alternativas para Baja California Sur y muestra que el estado puede transitar hacia un sistema eléctrico más limpio, eficiente y resiliente, pero también de manera económica. En este estudio se analizaron tres escenarios que muestran la posible trayectoria del sector eléctrico a 2035. Como parte de los resultados, se encontró, que tanto el Escenario de Transición como el de Descarbonización logran incrementar la penetración de energías renovables con menores costos totales e inclusive con costos negativos por cada tonelada de CO₂ evitada. Lo anterior indica que, la descarbonización del sector eléctrico en Baja California Sur es económicamente factible.

Como parte de los resultados, se encontró que, a 2030, el Escenario de Referencia, puede reducir emisiones anuales de CO₂e, en 13% con respecto a 2025, pero los escenarios de Transición y de Descarbonización pueden llegar a reducir 18% estas emisiones. Para 2035, el Escenario de Referencia reduce emisiones de CO₂e en 22%, pero esta reducción puede incrementarse a 37% y 62% para los escenarios de Transición y Descarbonización, respectivamente. Asimismo, los dos escenarios antes mencionados generan beneficios económicos acumulados a 2035 por tonelada de CO₂e evitada con respecto al Escenario de Referencia, de 289 USD/tCO₂e para el Escenario de Transición y de 82 USD/tCO₂e para el Escenario de Descarbonización. Si bien, para ese año, el Escenario de Referencia logra una penetración de energías renovables del 52%, los escenarios de Transición y de Descarbonización pueden aumentar la penetración hasta 60% y 79%, respectivamente.

En términos de costos acumulados totales a 2035, en el Escenario de Transición, estos son casi un 17% menores con respecto al Escenario de Referencia; mientras que son 7% menores para el Escenario de Descarbonización. Además, es importante resaltar que, si bien, para 2030, el Escenario de Referencia puede reducir el consumo actual de combustibles en 7%, los escenarios de Transición y Descarbonización pueden alcanzar una reducción de 16% para ese año. En 2035, esta reducción es de 17% para el Escenario de Referencia, y de 36% y 62%, para los escenarios de Transición y Descarbonización, respectivamente.

Como se observa, el Escenario de Descarbonización presenta una alternativa que puede reducir de manera significativa las emisiones y sigue siendo costo-efectivo con respecto al Escenario de Referencia, a pesar de que sus costos son mayores al Escenario de Transición. Esta reducción sustancial de emisiones se debe al cierre de las centrales que llegan a su

vida útil teórica. Una mayor penetración de renovables no solo es factible desde el punto de vista técnico, si no conveniente desde el punto de vista estratégico, debido a que, las plantas fósiles existentes presentan una degradación operativa, y es posible su sustitución por centrales de generación más eficientes y limpias.

Además de los grandes beneficios ambientales y climáticos del escenario de Descarbonización, se pueden resaltar los beneficios al sistema. La cartera de proyectos considerada en este escenario se encuentra dispersa en el estado, aprovechando los recursos naturales de la región de tal manera que no se trata de aprovechar las zonas con mayor potencial, si no aquellas donde el desarrollo de infraestructura tiene más sentido. De esta manera se logra reducir la dependencia que Los Cabos tiene del resto del estado y aumenta la capacidad de la región Constitución para satisfacer su propia demanda, disminuyendo la necesidad de exportación desde su territorio. Con esto, por ejemplo, Loreto podría beneficiarse al contar con un mayor margen de reserva y, por tanto, menor probabilidad de falta de suministro.

Con base en estos resultados, se concluye que, si bien, la adición de proyectos renovables en el Escenario de Referencia representa un avance hacia la descarbonización de la matriz eléctrica del estado, en Baja California Sur existen las condiciones para avanzar hacia un sistema eléctrico más limpio y resiliente. Sin embargo, se requieren políticas y decisiones de expansión del sistema que aprovechen los recursos renovables locales, la integración de soluciones de flexibilidad (como el almacenamiento) y una planeación con una visión de justicia energética.

Con respecto a este último punto, si bien el estudio se enfoca en centrales de gran escala, la transición energética no puede ni debe limitarse a la perspectiva de oferta. Es indispensable incorporar una dimensión social que atienda a las comunidades marginadas, rurales o en situación de pobreza energética, y que reconozca los desafíos diferenciados de acceso, asequibilidad y calidad del servicio. Integrar medidas complementarias como la generación distribuida, la eficiencia energética en el sector turismo y el fortalecimiento de infraestructura social básica permitirá que los beneficios de esta transición —menores tarifas, mayor confiabilidad, aire más limpio— lleguen efectivamente a todas las personas, sin reproducir desigualdades existentes.

Desde una perspectiva más amplia, este estudio demuestra que la transición energética justa es más que un cambio tecnológico: es un proceso transformador que puede corregir desequilibrios estructurales del siste-

ma eléctrico mexicano. Baja California Sur, por sus condiciones geográficas, vulnerabilidades y oportunidades, puede ser un laboratorio real de soluciones innovadoras para descarbonizar sin dejar a nadie atrás. La electrificación total, la descentralización de la generación, el retiro de combustibles fósiles y la participación social deben ser ejes centrales de esta transición.

Referencias



Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) 2018, Informe de la tecnología de generación de referencia, Dirección de Administración del Mercado, Ciudad de México.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) 2024, Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2024–2029.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) 2025, Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista, recurso en línea, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) 2025a, Programa de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión 2024–2038 (PAMRNT), CENACE, Ciudad de México.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) s.f., Estimación de la demanda real, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EstimacionDemandaReal.aspx>

Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental (CERCA) 2020, BCS, el “destino natural” del combustóleo con mayor azufre de Pemex.

Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental (CERCA) 2023, Comunidades aisladas del sistema eléctrico.

Comisión Federal de Electricidad (CFE) 2025, Catálogo de precios de aportaciones, disponible en: <https://app.cfe.mx/aplicaciones/otros/aportaciones/>.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) 2023, Acuerdo Núm. A/002/2023, disponible en: <https://drive.cne.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=NGUyYjc4MDItYmQ4MS00OGNiLTkwNC03NmY0NDQ0ZTJjNTM=>.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) 2025, Contratos de interconexión de pequeña y mediana escala y generación distribuida: estadísticas al segundo semestre de 2024, CRE, Ciudad de México.

García-Ochoa, R. y González, B. 2016, Caracterización espacial de la pobreza energética en México: un análisis a escala subnacional, *Economía, Sociedad y Territorio*, vol. 16, no. 51, pp. 289–337.

International Energy Agency (IEA) 2015, *Projected costs of generating electricity*, 2015 Edition, IEA, París.

International Energy Agency (IEA) 2025, *Blueprint for action on just and inclusive energy transitions*, IEA, París.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2021, *Panorama sociodemográfico de Baja California Sur 2020*, INEGI, Aguascalientes.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2021b, *Presentación de resultados: Baja California Sur*, INEGI, Aguascalientes.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2023, *Aspectos geográficos de Baja California Sur (Compendio 2020)*, INEGI, Aguascalientes.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2023b, *Principales resultados del Censo de Población y Vivienda 2020: Baja California Sur*, INEGI, Aguascalientes.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2024, *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE)*.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2025, *Encuesta Nacional de Ingre-*

sos y Gastos de los Hogares 2024 (ENIGH), INEGI, Aguascalientes.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024, A just and inclusive energy transition in emerging markets and developing economies, IRENA, Abu Dhabi.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2025, Energy storage costs, disponible en: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Energy-storage-costs>.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2025, Renewable capacity statistics 2025, IRENA, Abu Dhabi.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2025, Renewable power generation costs in 2024, IRENA, Abu Dhabi.

Lazard 2024, Levelized cost of energy plus, disponible en: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-plus/>.

National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2024, Annual Technology Baseline 2024, disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/about>.

National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2024, Open Energy Data Initiative (OEDI).

Nuclear Energy Agency, International Energy Agency y Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) 2015, Projected costs of generating electricity 2015, OECD Publishing, París.

Secretaría de Economía 2025, DataMéxico.

Secretaría de Energía (SENER) 2024, Infraestructura nacional de petrolíferos 2024.

Secretaría de Energía (SENER) 2024, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024–2038.

Secretaría de Energía (SENER) 2025, Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE), SENER, Ciudad de México.

Secretaría de Energía (SENER) 2025, Sistema de Información Energética (SIE), disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/inicio/#/>.

World Energy Council (WEC) 2020, Five steps to energy storage, disponible en: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf.

ALTERNATIVAS RENOVABLES

para el Desarrollo de
Baja California Sur

